

# Energiøen i Nordsøen – Argumenterne, udbuddet og betydningen for klimaet



SAMFUNDSMÆSSIGE ASPEKTER  
AF DEN GRØNNE OMSTILLING

Februar 2022

# Indholdsfortegnelse

<b>Forord</b>	<b>2</b>
<b>1. Klima- og energiområdet er under konstant forandring</b>	<b>8</b>
1.1 Klima- og energiområdet er under konstant forandring	10
1.2 Der har manglet debat om energiøen	11
1.3 Aktindsigt bekræfter bekymringer om mangelfuldt analysegrundlag	12
1.4 Regeringen vil bruge Power-to-X til at nå klimamål	13
1.5 Markedsdialog om energiøen er i gang	14
1.6 Markedet er klar til at investere i havvindmøller	15
<b>2. Danmark skal have en sammenhængende klima- og energipolitik</b>	<b>18</b>
2.1 Behov for et bredere perspektiv på den grønne omstilling	20
2.2 Efterspørgslen efter el er afhængig af, hvilke klimaløsninger der vælges	24
<b>3. De direkte klimaeffekter er små og usikre, men der er potentiale som foregangsland</b>	<b>32</b>
3.1 Eksporten af grøn strøm har lille og usikker klimaeffekt	34
3.2 Energiøen har minimal betydning for forsynings sikkerheden	42
3.3 Danmark kan gavne klimaet ved at være foregangsland	52
<b>4. Ejerskabsmodel og udbuddets design er afgørende for økonomien</b>	<b>60</b>
4.1 Inddragelse af private indebærer fordele og ulemper	62
4.2 Udbuddets design og risikoallokering skal sikre projektets økonomi	71
<b>5. Litteraturliste</b>	<b>80</b>
<b>6. Bilag</b>	<b>87</b>

# Forord

Der skal både store investeringer og nye ideer til, hvis Danmark og resten af verdenssamfundet skal begrænse de globale klimaforandringer. Mange af de teknologier, der er nødvendige for, at verden bliver klimaneutral, findes slet ikke i dag. Så ud over investeringerne i de grønne tiltag, der er mulige nu, skal der arbejdes hårdt i udviklingssporet, hvis de grønne ambitioner skal indfris - både nationalt og globalt.

Fra et globalt perspektiv er Danmarks klimapåvirkning forsvindende lille. Danske udledninger står for mindre end 0,1 pct. af de samlede, globale drivhusgasudledninger. Så selvom Danmark lykkes med den grønne omstilling, har det kun en minimal betydning i det store billede. Det er de store industrinationer som fx USA og Kina, der skal reducere deres udledninger, før det virkelig rykker noget. Samtidig er det værd at huske på, at den grønne omstilling af udviklingslandene sandsynligvis bliver mere vanskelig end i ilandene. Her står de med en stor opgave i at hæve levestandarden, samtidig med at de skal omstille sig i en grøn retning.

Danmark er en pionernation, når det kommer til produktion af vedvarende energi. Den første havvindmøllepark i verden blev opført i Danmark i 1991, og udviklingen er kun gået én vej. Havvind bidrager mere og mere til den samlede elproduktion, og der er mange flere havvindprojekter i pipelinen. Et af de projekter er etableringen af en energiø i Nordsøen, som alene skal have en kapacitet på 10 GW i 2040, mod den samlede havvindkapacitet på 1,7 GW i dag. Derfor virker det også nærliggende, at Danmark kan bidrage til den internationale grønne omstilling med eksport af grøn strøm.

Energiøen i Nordsøen kan også hjælpe med at reducere CO<sub>2</sub>udledninger i lande, der har sværere ved at reducere. Men desværre bliver den direkte effekt af eksporteret strøm slugt af EU's CO<sub>2</sub>-kvotesystem og vil sandsynligvis lede til udledninger andre steder i EU's kvotesektor. Til gengæld kan udviklingen og opførelsen af energiøen give knowhow, så teknologien nemmere og billigere kan bruges i andre lande, der måske har sværere ved selv at investere i forsknings- og udviklingsaktiviteter.

I denne rapport undersøger Kraka Advisory, hvordan Danmark kan, og ikke kan, bidrage til den globale grønne omstilling med energiøen i Nordsøen. Vi undersøger centrale økonomiske problemstillinger knyttet til udbuddet af øen. Rapporten er udarbejdet på baggrund af en bevilling fra Novo Nordisk Fonden, og den har til formål at bidrage med fakta og nuancer i samfundsdebatten om den grønne omstilling. Det er den anden rapport i rækken af rapporter, der over den næste årrække vil gå i dybden med forskellige analyser, både af energiøen i Nordsøen, og hvordan vi kan sikre en effektiv grøn omstilling af det danske samfund.

Rapporten består af en sammenfatning af vores primære analyseresultater og fire kapitler. Kapitel 1 giver en status på arbejdet siden den første rapport *Energiøen i Nordsøen – proces, fakta og risici*. Det gælder både Kraka Advisories arbejde med de bekymringer, vi rejste i den første rapport, og det inkluderer også eksterne forhold, der er interessante for energiøen og dansk klima- og energipolitik. I kapitel 2 gennemgår vi Danmarks arbejde med den grønne omstilling og udbygning af vedvarende energi. Her ser vi bl.a. på fremtidens energibehov, og hvordan den grønne omstilling påvirker dette. I kapitel 3 dykker vi ned i de politiske argumenter for at opføre energiøen i Nordsøen. Særligt undersøger vi effekten af eksport af grøn strøm. I kapitel 4 gennemgår vi de beslutninger, der er taget, om konstruktion og ejerskab af energiøen i Nordsøen. På den baggrund diskuterer vi fordele og ulemper og kommer med vores egne anbefalinger til udbuddet af øen.

Stor tak til de medarbejdere, der har bidraget til udarbejdelsen af rapporten: Mette Dalsgaard, Mikael Bjørk Andersen, Marc Skov Jacobsen, Pernille Birch, Frederik Læssøe Nielsen, Tina Nikolajsen, Amalie Tokkesdal, Rasmus Ballebye Jensen, Magnus Andreas Bødker og Clara Parbøl Engelund. En særlig tak skal der lyde til Krakas Senior Fellow Jørgen Søndergaard, Krakas Cheføkonom, Ulrik Richardt Beck og adjunkt ved Økonomisk Institut på Københavns Universitet Peter Kjær Kruse-Andersen, for deres input og sparring til rapporten.

God læselyst.

*Peter Mogensen*, Seniorpartner i Kraka Advisory

# Kraka Advisorys anbefalinger

Et bredt flertal i Folketinget har vedtaget, at Danmark skal etablere verdens første kunstige energiø. Energiøen skal ligge i Nordsøen og have havvindmølleparker med en kapacitet på op til 10 GW tilkoblet. Kraka Advisory har over de næste år besluttet sig for at gå i dybden på projektet og har tidligere fundet frem til adskillige bekymringer omkring hastigheden i beslutningsprocessen, projektøkonomien og de tilhørende risici, jf. Rapport 1: Energiøen i Nordsøen - proces, fakta og risici. Dette har givet anledning til videre analyser, hvor vi i denne omgang har valgt at trykprøve nogle af de mest fremførte argumenter for projektet: klimaeffekten, rollen som foregangsland og betydningen for forsyningsikkerhed. Desuden har vi undersøgt vigtige aspekter af ejerskabsstrukturen og udbuddet knyttet til selve den kunstige ø. Efter planen skal udbuddet gennemføres i løbet af 2022, og budvinderen findes i 2023.

Vores anbefalinger bygger på et utal af analyser, som består af avancerede modelberegninger, scenarieberegninger samt gennemgang af anerkendt forskningslitteratur. Alt sammen præsenteret i vores Rapport 2: Energiøen i Nordsøen - argumenterne, udbuddet og betydningen for klimaet.

## Centrale pointer og anbefalinger i forhold til de fremførte argumenter

### **Energiøen risikerer at få meget lille direkte effekt på CO<sub>2</sub>-udledningerne, men det afhænger af, hvordan overskudsstrømmen anvendes**

- Eksport af grøn strøm fra energiøen har meget lille direkte klimaeffekt i det nuværende kvotesystem. Eksport af grøn strøm til nabolandene vil umiddelbart fortrænge fossile brændsler og derved reducere CO<sub>2</sub>-udledningerne, der hører under EU's kvotesystem. Vores modelkørsler viser, at CO<sub>2</sub>-reduktionen vil blive modsvaret af forøgede udledninger andre steder, såkaldt lækage. Nettoeffekten over en samlet periode frem til 2050 vil være tæt på nul, og energiøen risikerer endda at forårsage øgede udledninger.
- Anvendes den grønne strøm til Power-to-X, vil den direkte klimaeffekt afhænge af, hvor PtX-produkterne bliver anvendt. Der vil være en betydelig klimagevinst, hvis den grønne strøm fx bliver brugt til grønne brændsler i international skibs- eller flytrafik uden for EU, eller hvis brændslerne anvendes til tung vejtransport i lande uden bindende målsætninger for transportsektoren. Omvendt, hvis PtX produkterne bliver anvendt indenfor EU's kvotesektor, så vil klimagevinsten være tæt på nul.

### **Danmark kan være foregangsland med energiøprojektet og hjælpe til den globale omstilling**

- Med energiøprojektet vil Danmark understrege rollen som klimapolitisk foregangsland. Økonomien i projektet er dog usikker, og der kan blive behov for betydelig statslig støtte i form af direkte tilskud og garantier. Danmark påtager sig dermed en klar økonomisk risiko ved at være blandt de første lande til at udvikle og etablere energiøer.
- Projektet kan bidrage til at udvikle og demonstrere ny, klimavenlig teknologi i stor skala. Er projektet vellykket, kan det potentielt betyde, at der er lavere omkostninger eller lavere risiko ved at bygge efterfølgende energiøer andre steder i verden, fx i udviklingslandene.



- Den positive, globale klimaeffekt afhænger af, at projektet gør den grønne omstilling billigere eller mindre risikabel, og at dette i sig selv medfører, at andre lande bliver mere ambitiøse i deres klimapolitik. Energiøen kan således anses som en strategisk, men risikofyldt investering, der via ny teknologi kan være med til at øge alle andre landes tilskyndelse til grøn omstilling.

#### **Danmarks elforsyningssikkerhed forbedres kun minimalt ved energiøprojektet**

- Forsyningssikkerheden er allerede i dag under pres, når det ikke blæser. Yderligere udbygning af havvind ændrer ikke på denne problemstilling, fordi den nye havvind i høj grad vil producere på samme tidspunkter som de eksisterende vindmøller. Det er derfor ikke effektivt at udbygge havvindkapaciteten ud fra et hensyn til at forbedre forsyningssikkerheden.
- Forsyningssikkerheden kan i stedet forbedres ved at se på lagringskapacitet, mere fleksibel produktion, udvidet kapacitet til import fra nabolandene eller et mere fleksibelt strømforbrug.

#### **Kraka Advisory anbefaler følgende på baggrund af ovenstående pointer:**

1. Staten bør grundigt genoverveje den samlede risikoprofil og de medfølgende økonomiske forpligtigelser af energiøprojektet. Gennemførelse af energiøprojektet bør hvile på et sammenhængende beslutningsgrundlag, hvor omkostningerne for staten i form af tilskud eller statsgarantier nøje opvejes mod de samfundsmæssige gevinster.
2. Hvis man politisk har en betydelig betalingsvillighed for at være klimapolitisk foregangsland, kan det begrunde, at staten investerer i at udvikle og demonstrere ny teknologi ved at bygge en energiø, som kan sænke omkostninger og risiko ved den grønne omstilling. Det kan øge andre landes tilskyndelse til at føre ambitiøs klimapolitik og dermed have reel klimaeffekt på sigt. Det bør dog afklares nærmere, hvor store de statslige omkostninger og den statslige risiko vil være.
3. Der bør udarbejdes en langsigtet strategi for, hvordan forsyningssikkerheden sikres i fremtiden, i takt med at strømforbruget stiger som følge af elektrificering, og vores indenlandske strømproduktion bliver mere svingende.

## **Centrale pointer og anbefalinger i forhold til ejerskab og udbuddet af den kunstige energiø**

#### **Privat medejerskab øger projektets afkastkrav**

- Den politiske beslutning om at inddrage private medejere af selve energiøen medfører en merudgift pga. højere afkastkrav fra de private medejere. Det skal ses i forhold til gevinsterne ved privat medejerskab fx innovativ og kommerciel knowhow, og dermed muligheden for at forbedre totaløkonomien for hele projektet, dvs. den fysiske ø, transmissionsforbindelser, vindmølleparke mv. til 210 mia. kr.
- Selve energiøen er et projekt til omtrent 10 mia. kr. Vores analyse viser, at privat medejerskab på knap 50 pct. skal medføre forbedringer i totaløkonomien på mindst 4,7 mia. kr., før det giver mening at have private medejere på den store energiø med en kapacitet på 10 GW.

**Indtænk incitamenter for den private partner så økonomien i hele projektets levetid optimeres**

- Modellen med ét samlet udbud for anlæg og medejerskab af den fysiske ø, som er besluttet, giver de private medejere incitamenter til at tage højde for energiøprojektets økonomi i både anlægsfasen og i drift- og vedligeholdelsesfasen.
- Incitamentet til at forbedre hele energiøprojektets totaløkonomi kan styrkes yderligere ved at sikre, at de private medejere af selve øen får hovedparten af gevinsterne af alle ekstra investeringer, der forbedrer hele projektets totaløkonomi.

**Risikoallokering mellem staten og de private medejere skal hænge sammen med afkastkravet**

- Private medejere vil have højere afkastkrav jo mere risiko, de skal påtage sig. Det gælder særligt, hvis risikoen ligger de steder, hvor de private medejere ikke har den fulde kontrol.
- Omvendt er allokering af risiko et afgørende værktøj til at sikre de rette incitamenter for de private medejere, så projektet kan høste effektivitetsgevinster ved privat medejerskab.
- Staten skal i risikodelingen være opmærksomme på, at der bliver en rimelig sammenhæng mellem statens og de private medejerers risiko og afkast.
- Markedsdialogen viser, at det er en forudsætning for, at private investorer går ind i projektet, at staten påtager sig en stor del af risikoen. Hvis det bliver tilfældet, bør staten tilsvarende få en betydelig del af gevinsten, såfremt projektet bliver vellykket. Tilsvarende bør de privates afkastkrav afspejle den formindskede risiko.

**Udbudsmodellen er uprøvet og udgør et stort spørgsmålstejn i energiøprojektet**

- Modellen for energiøen med ét samlet udbud for anlægsopgaven og rollen som medejer er uprøvet, og mange spørgsmål er endnu ubesvarede ift. udbuddets design.
- Det gælder fx finansiering og risiko- og opgavedelingen mellem staten og private medejere.
- I det omfang politikerne ønsker at benytte sig af lignende modeller for offentlig-private samarbejder i fremtiden, bør der udarbejdes en række generelle principper for, hvordan staten sikrer sig de bedste og mest omkostningseffektive løsninger.

**Kraka Advisory anbefaler følgende på baggrund af ovenstående pointer:**

1. Der bør nedsættes en uafhængig ekspertgruppe, som skal bidrage til en mere grundlæggende diskussion af principperne for offentlig-private partnerskabsmodeller.
2. Risikoallokeringen i udbudsbetingelserne for den fysiske ø skal hænge sammen med afkastkravet. Det er vigtigt, at risikoen allokeres til den part, der bedst kan håndtere og påvirke den. Specielt risici relateret til anlæg og drift bør allokeres til den private medejer.
3. Staten bør have mulighed for at fravælge privat inddragelse, hvis gevinsten for totaløkonomien ikke vurderes at stå mål med de øgede omkostninger. Alternativt kan det overvejes, om gevinsterne ved inddragelse af private kan realiseres med en mindre privat ejerandel.
4. Der bør anvendes en projektleveringsmetode, der giver de private medejere eneansvar for vedligeholdelse af energiøen for at sikre, at alle investeringer, der forbedrer projektets totaløkonomi, foretages.







# 1. Klima- og energiområdet er under konstant forandring

I det følgende kapitel giver vi en kort status på projektet om at opføre en kunstig energiø i Nordsøen pba. vores første rapport om selv samme. Vi adresserer nogle af vores væsentlige bekymringer for den første rapport. Herefter giver vi en status på aktuelle, politiske forhold, der har relevans for energiøprojektet.



# Centrale pointer

Arbejdet med at planlægge opførslen af en kunstig energiø 80 km ude for Danmarks vestkyst skrider fremad. Rapport 1: *Energiøen i Nordsøen – Proces, fakta og risici* udkom i november 2021 og indeholdt en række bekymringer i forhold til det samlede projekt, herunder hastigheden på den politiske proces og manglende offentlighed. Siden sidst har flere forhold for energiøen og dansk energipolitik ændret sig. Den politiske proces går stadigvæk stærkt, og der er stort pres fra interessenterne på hastighed. Markedsdialogen om energiøen fortsætter. Samtidig er regeringen kommet med en strategi for Power-to-X, og for første gang bliver en havvindmøllepark opført i Danmark uden statslige subsidier. De centrale pointer i kapitlet opsummeres her:

## Danskerne har begrænset kendskab til energiøen i Nordsøen, og projektet har fået relativt lidt omtale i pressen

- Vores surveyanalyse viser, at kun 4 ud af 10 har hørt om energiøen. Det er relativt lavt sammenlignet med kendskabet til andre store infrastrukturprojekter.
- Samtidig peger tal fra Infomedia på, at pressen ikke har skrevet om energiøprojektet i lige så høj grad som andre lignende og aktuelle projekter.

## Den samfundsøkonomiske analyse af energiøen har fremtrædende mangler

- En aktindsigt i beslutningsgrundlaget for den samfundsøkonomiske analyser rejser nye bekymringer.
- Analysen viser, at energiøen i Nordsøen er rentabel, men kun under meget specifikke forudsætninger om afkastkrav og forventet elpris. Energistyrelsen arbejder på nye analyser, som bør indeholde estimater af projektets følsomhed over for fx et højere afkastkrav.

## Regeringens Power-to-X-ambitioner åbner for mange spørgsmål

- Regeringen ønsker at udbygge Power-to-X både for at reducere CO<sub>2</sub>e-udledningerne i Danmark, men også for at eksportere grønne, brintbaserede brændsler til udlandet. Power-to-X i stor skala stiller nye krav til el-kapaciteten i Danmark, og kan samtidig påvirke elpriserne og omfanget af eksport af grøn strøm.

## Udbud på Thor havvindmøllepark kunne have haft mere optimalt design

- Vinderen af udbuddet på havvindmølleparken Thor blev afgjort ved lodtrækning, da hele fem bydere bød det laveste bud, der bl.a. inkluderer en indirekte betaling på 2,8 mia. kr. til den danske stat. Det antyder, at nogle bydere har haft højere betalingsvillighed, og at den bedste byder ikke nødvendigvis er blevet valgt.

## 1.1 Klima- og energiområdet er under konstant forandring

### Klima- og energipolitik har stort fokus

Siden Kraka Advisory udkom med rapporten *Energiøen i Nordsøen – proces, fakta og risici* i november 2021, er der sket flere interessante ting på energi- og klimaområdet. Der er en stor, politisk interesse i området, og der er blevet lavet flere aftaler, der skal bidrage til Danmarks reduktion af CO<sub>2</sub>-ekvivalenter (CO<sub>2</sub>e). Samtidig har energipriserne været exceptionelt høje hen over vinteren, hvilket har ledt til en større politisk opmærksomhed på energipolitikken.

### Arbejdet med energiøen i Nordsøen fortsætter

Planlægningen og udviklingen af energiøen i Nordsøen skrider fremad. Der er vedtaget en lov for projektering og anlæggelse, der officielt giver Klima-, Energi og Forsyningsministeriet lov til at igangsætte arbejdet med øen, jf. KEFM (2021a). Desuden er markedsdialog II om projektet afsluttet, og den tredje og den sidste markedsdialog forventes afholdt i foråret 2022 (Energistyrelsen, 2021a).

### Andre projekter har betydning for øen

Udover det direkte arbejde med energiøen er der også et par andre forhold, der er værd at nævne i relation til udbygningen af vedvarende energi. For det første fremlagde regeringen deres strategi for udvikling af Power-to-X i december 2021, der sandsynligvis bliver afhængig af el fra øen. For det andet blev udbuddet af Thor-havvindmøllepark afsluttet, ligeledes i december. For første gang i Danmark var der tale om et nulbud, hvor vinderne ender med at skulle betale penge til den danske stat i stedet for at modtage et tilskud. Det kan have betydning for 3-10 GW havvind, der skal opføres omkring energiøen. Nulbuddet vil sandsynligvis sænke forventningerne til den nødvendige støtte til opførelsen af havvindmøller i Nordsøen.

### Rapport rejste bekymringer om energiøprojekt

Vores første rapport om energiøprojektet rejste nogle bekymringer om det politiske forløb, samt hele det beslutningsgrundlag, som energiøen hviler på. Vores bekymringer bestod bl.a. i:

- Manglende åbenhed om energiøprojektet
- Hastigheden på den politiske proces
- Kvaliteten af eksisterende analyser bag energiøprojektet

### Vi har forsøgt at afklare vores bekymringer

Siden efteråret har vi forsøgt at adressere nogle af vores bekymringer. Vi har søgt og fået aktindsigt i Energistyrelsens samfundsøkonomiske analyse af energiøprojektet, som ellers ikke har været offentlig tilgængelig. Samtidig har vi undersøgt danskernes kendskab til energiøprojektet og medieomtalen af selv samme.

### Vi vil give et overblik over tiden siden sidste rapport

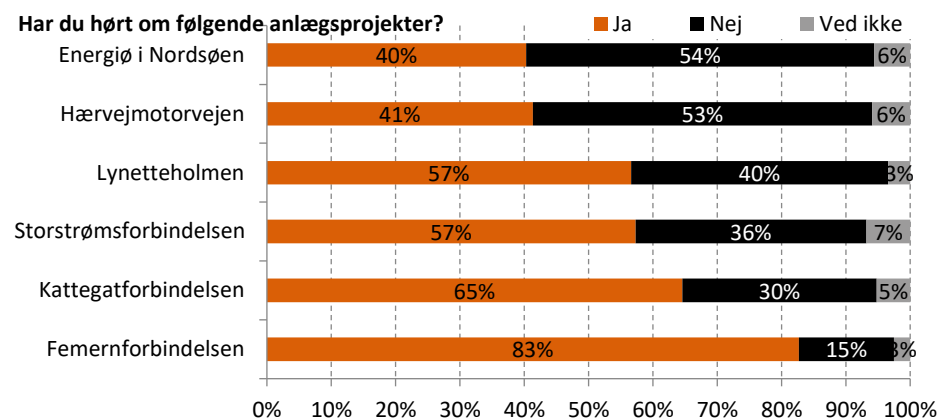
I dette kapitel samler vi op på, hvad der er sket siden den første rapport. Først afdækker vi nogle af vores bekymringer. Dernæst beskriver vi regeringens ambitiøse PtX-strategi, der vil have stor indflydelse på strømbehovet i 2030. Vi berører dernæst markedsdialogen for udbuddet af energiøen, hvor mange private aktører bidrager med holdninger til udbuddet. Slutteligt bidrager vi med en kortere analyse af, hvordan udbud af havvindmøller kan forbedres i lyset af afgørelsen af Thor-udbuddet.

## 1.2 Der har manglet debat om energien

### Danskerne har begrænset kendskab til energien

Danskernes kendskab til energiøprojektet er relativt begrænset. Det konkluderer vi pba. en surveyundersøgelse af danskernes kendskab til energien sammenlignet med andre store infrastrukturprojekter. Blot 40 pct. af danskerne kender til energien i Nordsøen, jf. figur 1.1. Faktisk er energien det af seks udvalgte infrastrukturprojekter, som danskerne har mindst kendskab til. Af de danskere, der kender til energien i Nordsøen, har 67 pct. dog en overvejende positiv holdning til projektet, mens knap en sjettedel ikke mener, at de har tilstrækkeligt kendskab til øen til at vurdere det.

Figur 1.1 Surveyundersøgelse af danskernes kendskab til en række infrastrukturprojekter



Anm.: Beregnet pba. svar fra 1016 repræsentative vælgere over 18 år, indsamlet i løbet af december 2021. Spørgeskemaundersøgelse udført af Kantar Gallup på vegne af Kraka Advisory.

### Energien har fået relativt lidt medieomtale

Det manglende kendskab blandt danskerne hænger muligvis sammen med den relativt lille medieomtale, projektet har fået. Vi har i en medieanalyse undersøgt, hvor meget medieomtale energien, Lynetteholmen og Femern-forbindelsen har fået 6 måneder før og 6 måneder efter, at beslutningen om projektet er taget. Femern-forbindelsen har fået klart mest medieomtale, mens energien i Nordsøen har fået mindst.

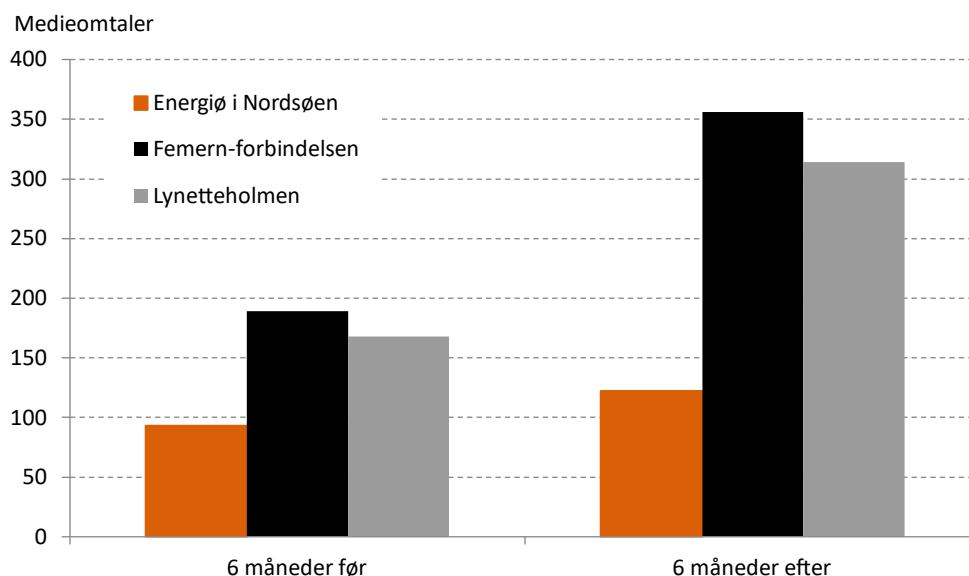
### Forskel i omtale og kendskab påvirkes af projektets type

En ø 80 km ud for Danmarks vestkyst er sandsynligvis noget mere fjernt for danskerne, end en bro eller tunnel, der kan anvendes direkte. Derfor er det også forventeligt, at kendskabet og interessen for en forbindelse til Tyskland er større end energien. Energiøprojektets størrelse taget i betragtning er forskellen på opmærksomheden på projekterne dog stadig i øjenfaldende.

### Resultater bekræfter manglende debat

De to undersøgelser er begge med til at understrege, at den offentlige opmærksomhed om energien i Nordsøen er bemærkelsesværdig lille for Danmarkshistoriens største infrastrukturprojekt. Et af vores centrale mål med rapporten er at bidrage med viden og oplysning om energien i Nordsøen. Derfor ønsker vi også løbende at undersøge offentlighedens kendskab til energiøprojektet.

Figur 1.2 Akkumuleret medieomtale af projekt før og efter politisk beslutning



Anm.: Datoen for vedtagelsen af energiøen er den 22. juni 2020, hvor den indgår som et tillæg til Klimaaftale for energi og industri mv. Datoen for vedtagelsen af Femernforbindelsen er den 18. april 2015, hvor anlægsloven for Femernforbindelsen blev vedtaget. Datoen for Lynetteholmen er sat til den 25. oktober 2018, hvor den blev vedtaget en principafale mellem regeringen og Københavns kommune om øen.

Kilde: Infomedia og egne beregninger, samt KEFM (2021c), Transportministeriet (2015), Transportministeriet (2018).

### 1.3 Aktindsigt bekræfter bekymringer om mangelfuldt analysegrundlag

**Analysen af energiøens rentabilitet har ikke været tilgængelige**

Da energiøprojektet blev igangsat i juni 2020, var der ikke noget offentligt tilgængeligt materiale om projektets rentabilitet. Kraka Advisory har senere søgt og fået aktindsigt i de notater, der på tidspunktet for beslutningen var det primære beslutningsgrundlag til rådighed for politikerne.

**Energiøerne er rentable ved et afkastkrav på 4 pct.**

Energistyrelsens samfundsøkonomiske analyse viser, at energiøerne er projektøkonomisk rentable ved et afkastkrav på 4 pct. De rentable scenarier gælder kun i en situation, hvor der er en energiø på Bornholm med en kapacitet på 2 GW og en energiø i Nordsøen med en kapacitet på 2-3 GW, jf. Energistyrelsen (2020).

**Ikke meget skal gå galt, før rentabilitet vakler**

Energiøens rentabilitet er dog ret følsom over for antagelserne bag beregningerne. Analysen viser bl.a., at projektøkonomien kan blive negativ, hvis det private afkastkrav bliver blot en smule højere end 4 pct. Hvis elpriserne derudover bliver lavere end fremskrevet, vil det også være kritisk for projektøkonomien.

**KPMG forventer privat afkastkrav på 4-10 pct.**

KPMG (2021) har analyseret forskellige ejerskabsmodeller for de danske energiøer for Energistyrelsen. De forventer et afkastkrav i spændet 4-10 pct. afhængigt af, hvilke risikomindskende tiltag der indbygges i udbuddet. Derudover er de privates afkastkrav usikkert, indtil udbuddet går i gang.

**Anbefaling: Benyt mere konservative forudsætninger**

Set i det lys anbefaler vi, at Energistyrelsen i fremtidige analyser også laver en følsomhedsanalyse på hele spændet af de 4-10 pct. Det vil også mindske risikoen for, at den danske stat får sig en negativ overraskelse.



**Ingen analyse på større energiø**

I finansloven for 2022 er det politisk besluttet, at der hurtigst muligt skal etableres en energiø på 10 GW, men den samfundsøkonomiske beregning indeholder kun analysen af de 3 GW. Vi bemærker også, at analysen ikke indeholder en vurdering af samfundsøkonomien for energiøer med en kapacitet på mere end 3 GW, fordi tidligere analyser har vist, at der ikke er samfundsøkonomi i så store kapacitetsudvidelser, Finansministeriet (2021a).

**Vi forventer analyse af så stor udbygning af kapacitet**

Aftalepartierne noterer sig dog, at der pågår et analysearbejde, der skal understøtte realiseringen af energiøen. Analysen bør indeholde en vurdering af så massiv en kapacitetsudbygning.

## 1.4 Regeringen vil bruge Power-to-X til at nå klimamål

**Regeringen har lanceret en PtX-strategi**

Regeringen lancerede i december 2021 en strategi for udbygningen af Power-to-X (PtX) i Danmark. Kort opsummeret er PtX en fællesbetegnelse for teknologier, der producerer brint og andre brintbaserede brændsler med elektrolyse.<sup>1</sup> Det kan bl.a. bruges i den del af transporten, der er svær at gøre batteridreven. Det er fx den tunge vejtransport og flytransporten. Bliver brinten produceret med vedvarende energi, kan det altså bidrage til at nå Danmarks klimamål ved at erstatte fossile brændsler. Helt konkret har regeringen opsat fire pejlemærker for deres strategi, der fremgår af boks 1.1.

### Boks 1.1 Regeringens pejlemærker for deres PtX-strategi

1. PtX skal kunne bidrage til opfyldelsen af Danmarks klimamal
2. De regulatoriske rammer og infrastruktur skal være på plads, så Danmarks styrkepositioner kan udnyttes, og PtX på sigt kan agere på markedsvilkår
3. Samspillet mellem PtX og energisystemet skal styrkes
4. Danmark skal kunne eksportere PtX-produkter og -teknologier

Kilde: KEFM (2021b).

**Stor udbygning af kapacitet mod 2030**

Regeringen har en målsætning om en elektrolysekapacitet på 4-6 GW i 2030. Det svarer til 4-6 GW havvindmøllestrøm. I dag er havvindskapaciteten på 1,7 GW. Regeringens målsætning flugter umiddelbart godt med markedets interesse i PtX. Der er fremsat ønske om projekter, der potentielt løber op i knap 7 GW elektrolyse frem mod 2030. Der er altså både offentlig og privat interesse for en stor opskalering af PtX, jf. KEFM (2021b).

**Danmark kan blive førende inden for PtX**

Klima-, Energi- og forsyningsministeriet (fremadrettet KEFM) vurderer, at Danmark kan blive en vigtig international PtX-aktør. Det er både på grund af et højt antal af danske virksomheder, der beskæftiger sig med teknologien, et stærkt forskningsmiljø og gode danske havvindressourcer. Særligt vurderer de, at strømmen fra energiøerne kommer til at spille en vigtig rolle for dansk PtX-produktion.

<sup>1</sup> Se kapitel 2, afsnit 2.2.3 for en uddybning af PtX-teknologi.

**PtX kan bidrage til danske CO<sub>2</sub>e-reduktioner**

KEFM anslår desuden, at PtX har teknisk potentiale til at bidrage med op til 2 mio. af de 10 mio. t. nationale CO<sub>2</sub>e-reduktioner i 2030, som regeringen endnu ikke har redegjort for. Frem mod 2050 har PtX potentiale til at bidrage nationale reduktioner på om mod ca. 3,5 mio. t., jf. KEFM (2021b).

**Men udvikling af PtX er afhængig af støtte**

Det vil dog med stor sandsynlighed kræve massiv støtte, hvis PtX skal opskaleres til kommercielt niveau i 2030. Regeringen har afsat 1,25 mia. kr. til at støtte PtX-produktion. Samtidig foreslår både DI og Dansk Energi, at der afsættes støttekroner til opskaleringen af PtX.<sup>2</sup> Det er naturligvis svært at vurdere det eksakte støttebehov.

**PtX-strategien har indflydelse på energiprojektet**

PtX-strategien spiller en væsentlig rolle for energiprojektet. PtX-produktionen kommer sandsynligvis til at beslaglægge en del af strømmen fra energien. Samtidig kan PtX også komme til at påvirke elpriserne, særligt hvis PtX beslaglægger en stor andel af det samlede energiforbrug.

## 1.5 Markedsdialog om energien er i gang

**Markedsdialog om energien er i fuld gang**

Energistyrelsen har planlagt en markedsdialog om energien i Nordsøen. Dialogen løber i tre faser.

- Forår 2021 – fase 1: omhandlede tidsplan, konstruktion og tekniske krav.
- Efterår 2021 – fase 2: omhandlede blandt andet ejerskabsform, finansiering, risikoallokering og selve formen på udbuddet.
- Forår 2022 – fase 3: omhandlende udkast til udbudsmateriale, herunder partnerskabskontrakt, ejerftale og vedtægter.

KEFM forventer, at udbuddet sættes i gang medio 2022 pba. markedsdialogen. Det fremgår også af KEFM (2021d).

**Stor interesse i energien**

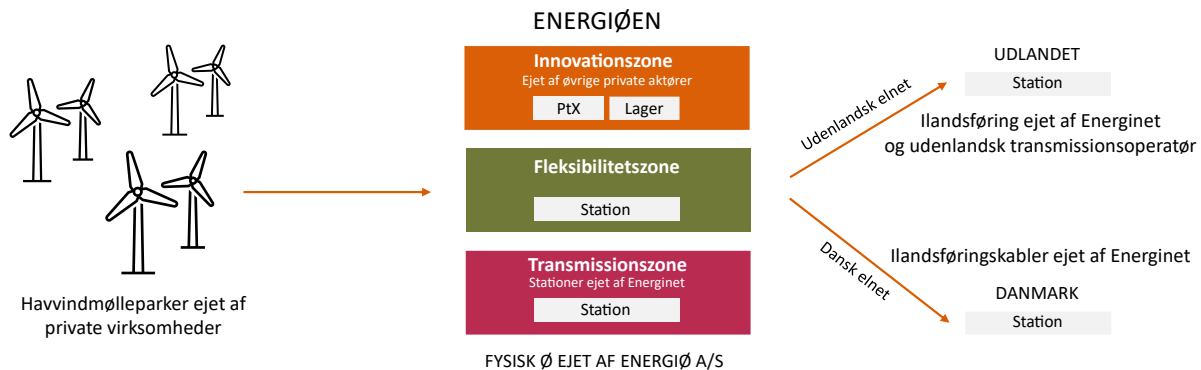
Pba. markedsdialog II konstaterer Energistyrelsen, at markedsoperatørerne generelt er positivt stemte over for energiprojektet, og flere ønsker at være medejere af øen. Det skyldes bl.a. en stor interesse i den tekniske knowhow i at opføre øen, da det er den første af sin slags. I markedsdialogen har der dog været rejst ønske om risikominimerende tiltag for markedsoperatørerne.

**Dialog omhandlede i høj grad øens fysiske rammer**

En del af markedsdialogen har også handlet om de tre zoner, øen skal opdeles i. *Transmissionszonen*, der skal rumme transmissionsudstyr til de første 3 GW, *fleksibilitetszonen*, der skal rumme transmissionsudstyr til de resterende 7 GW som de udbygges, og *innovationszonen*, der skal bruges til udvikling af nye grønne teknologier. Se figur 1.3.

<sup>2</sup> Det fremgår af hhv. DI's og Dansk Energis PTX-strategier, DI (2020) og Dansk Energi (2021)

Figur 1.3 Teknisk oversigt over energiøens elementer



Kilde: Egen illustration inspireret af COWI (2021).

### En større ø kan være bedre for projektøkonomien

Markedsoperatørerne mener, at fleksibilitetszonen er nødvendig. Det er en af opsummeringerne fra markedsdialog II. De første 3 GW havvindkapacitet vil ikke give de nødvendige stordriftsfordele, hvis øen skal have kommerciel succes. Samtidig vurderer markedsoperatørerne, at der vil være mere viden at hente fra et større projekt. Der er på den baggrund generel konsensus om, at projektet vil blive mere succesfuldt, hvis energiøen udbygges til de 10 GW i takt med, at det efterspørges af markedet.

### Der mangler rammer for innovationszone

Der er også blevet efterspurgt rammer for øens mulige innovationszone. Energistyrelsen ser umiddelbart to mulige modeller pba. dialogen: enten, at innovationszonen skal indgå som en del af udbuddet eller, at energiøenselskabet varetager disse aktiviteter. Samtidig har der været en diskussion af, hvordan rammerne for innovationszonen bedst reguleres, så det er attraktivt at lave innovation på øen.

### Funktionalitetskrav skal sætte rammer for konstruktion

I markedsdialog II blev det også diskuteret, at de funktionelle krav til øen skulle fastlægges, mens krav til de tekniske løsninger skulle være mere åbne. Nogle påpegede, at løse rammer til de tekniske krav ville tillade, at vinderen af udbuddet selv har mulighed for at vælge den mest optimale løsning. Andre påpegede, at for løse rammer kunne lede til, at operatørerne ikke nødvendigvis kunne identificere den mest optimale løsning.<sup>3</sup>

## 1.6 Markedet er klar til at investere i havvindmøller

### Historisk nulbud uden statsstøtte

I december 2021 blev udbuddet om havvindmøllepark Thor afsluttet med et historisk nulbud, som gør, at det bliver den første havvindmøllepark i Danmark, der kan oprettes uden statslig støtte. Faktisk kommer Thor med stor sandsynlighed til at indbringe den danske stat 2,8 mia. kr. Budvinderne har nemlig budt en elpris på 0,01 øre pr. kWh, og alt hvad Thor Wind Farm I/S tjener ud over det, skal betales til den danske stat, indtil de har afbetalt de 2,8 mia. kr. Efterfølgende vil al indtjening tilfalde vindmølleoperatøren.<sup>4</sup>

<sup>3</sup>Den fulde dialog fremgår af Energistyrelsen (2021a).

<sup>4</sup>Kort fortalt skyldes det en mekanisme i Contract-for-difference-kontrakterne, der er standard ved opførelse af havvindmølleparker i Danmark, hvor der laves en deling af prisrisikoen mellem stat og vindmølleaktør. Læs mere om Contract-for-Difference i Kraka Advisories rapport *Energiøen i Nordsøen – proces, fakta og risici*.

**Usandsynligt at den mest optimale løsning er valgt**

Det tyder dog på, at det ikke var den optimale løsning der blev valgt, da udbuddet af Thor blev afsluttet. Det er naturligvis positivt, at der nu kan bygges havvindmøller på markedsvilkår i stedet for, at den danske stat skal subsidiere møllerne og driften. Men betragtes det konkrete udbud, er der flere ting, der springer i øjnene. For det første kom fem ud af seks bydere med et nulbud. Herefter blev der trukket lod blandt de fem. Der er en overvejende sandsynlighed for, at en eller flere af de fem bydere var villig til at byde mere end de 2,8 mia. kr., som budvinderen kommer til at betale den danske stat. For det andet er det ikke sikkert, at den bedste byder er blevet valgt, når der er blevet trukket lod.

**De fremtidige udbud skal gøres bedre**

Det uhensigtsmæssige udbudsdesign, der var i Thor-udbuddet, skal Energistyrelsen sørge for ikke sker fremadrettet. Det er bydende nødvendigt, at udbuddene fremadrettet bliver designet efter nogle generelle principper, der sikrer at 1) den mest effektive byder vinder udbuddet og 2) staten får den højest mulige pris, givet at den mest effektive byder vinder udbuddet. Det bør dog bemærkes, at det ikke nødvendigvis er tilfældet, at der vil være tale om et nulbud næste gang, der udbydes en havvindmøllepark.





## 2. Danmark skal have en sammenhængende klima- og energipolitik

I dette kapitel giver vi en status på Danmarks klimamål og dansk udbygning af vedvarende energi. Her fokuserer vi både på udledningerne samt mængden af grøn strøm med et særligt fokus på udviklingen frem mod 2030. Herefter undersøger vi energiøens bidrag til energiproduktionen frem mod 2050. På baggrund af ovennævnte status og undersøgelse diskuterer vi, hvordan CO<sub>2</sub>e-reduktioner og udbygningen af vedvarende energi i Danmark kan planlægges fremadrettet.



## Centrale pointer

Der er store, politiske ambitioner om at nå klimalovens fastsatte mål om 70 pct. CO<sub>2</sub>e-reduktion i 2030 og netto-nuludledninger i 2050. Der er allerede lavet en række politiske tiltag, men der mangler stadigvæk aftaler svarende til ca. 10 mio. ton CO<sub>2</sub>e for at nå 2030-målet. Skal de grønne ambitioner realiseres, skal store dele af vores samfund yderligere elektrificeres. Det stiller helt nye krav til Danmarks elproduktion. Der er planer om at udbygge kapaciteten af grøn strøm markant i fremtiden. Men den samlede efterspørgsel efter strøm afhænger i høj grad af, hvilke grønne løsninger der sættes på, fx Power-to-X. På den baggrund har vi samlet vores centrale pointer:

### Transport og landbrug er de største udledere i 2030, hvis der ikke laves yderligere reduktions-tiltag

- Der er forskellige veje til at nå både 2030- og 2050-målene. Udledningerne i kvotesektoren forventes at være reduceret til 7,6 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2030. Kvotesektoren dækker hovedsageligt fremstillingsindustrien samt el- og fjernvarmesektoren.
- Modsat vil transportsektoren og landbrugssektoren stå for næsten 80 pct. af de samlede udledninger i 2030, hvis der ikke laves yderligere klimatiltag.

### Politikerne satser markant på udbygning af havvind, men behovet for grøn strøm er usikkert

- Elforbruget forventes at blive næsten fordoblet de næste 10 år. Den samlede efterspørgsel efter el påvirkes dog af den førte klima- og energipolitik.
- Der er en række usikre elementer, som har betydning for efterspørgslen efter el: udbygning af datacentre, omfanget af Power-to-X, samt danskernes adfærd i forhold til elforbrug og kost.
- I dag er Danmark nettoimportør af strøm. Med de planlagte udbygninger af vindmøller og solceller vil vi være nettoeksportør af grøn strøm i 2030.
- Der vil være markant overkapacitet af grøn strøm frem mod 2040 ift. den indenlandske efterspørgsel, hvis energiøen i Nordsøen opføres med den fulde kapacitet på 10 GW. Strømmen kan anvendes til eksport eller til fremstilling af Power-to-X-brændsler.

### Udbygningen af vedvarende energi bør planlægges i takt med nye klimainitiativer

- Power-to-X har potentiale til at kunne reducere udledninger i industrien, den tunge vejtransport og i skibs- og flytransport, der er svære at elektrificere direkte.
- Regeringens ambitioner om en elektrolysekapacitet på 4-6 GW til Power-to-X i 2030 øger den samlede efterspørgsel efter strøm markant.
- Det er essentielt, at beslutningstagerne samtænker grøn omstilling og udbygning af vedvarende energi, så udbygningen af grøn strøm matcher behovet efter selv samme.

## 2.1 Behov for et bredere perspektiv på den grønne omstilling

Danmark reducerer CO<sub>2</sub>, men der er et stykke til målet

Der er stor, politisk opbakning til den grønne omstilling i Danmark, og der er lavet mange aftaler, der reducerer Danmarks CO<sub>2</sub>e-udledninger. Der er dog stadig noget vej til at realisere 70 pct.-målsætningen. Vores analyse viser, at der skal tages fat i landbrugs- og transportsektoren, hvis Danmark skal nå 2030-målet.

Klimaet spillede en stor rolle ved folketingsvalget

### 2.1.1 Klimaet er kommet på dagsordenen

Folketingsvalget i 2019 er blevet kaldt et klimavalg. På valgdagen vurderede 55 pct. af vælgerne, at klimaet var det vigtigste på dagsordenen. Dette var en stor afvigelse fra de ca. 10 pct. af vælgerne, der historisk har haft klimaet som topprioritet, jf. Altinget (2021). Den grønne omstilling har dermed en bred og stigende opbakning i befolkningen, hvor der også er en stor opbakning til en ambitiøs klimapolitik, der gerne må koste penge.<sup>5</sup>

Der blev vedtaget en bindende klimalov i Danmark

Klimaet er også kommet på dagsordenen på Christiansborg. Den nuværende regering vedtog en bindende klimalov den 26. juni 2020 sammen med et bredt flertal af folketinget. Loven forpligter politikerne til at realisere en række mål for Danmarks CO<sub>2</sub>e-udledning. Ud over de nationale klimamål har Danmark også internationale forpligtelser og nationale CO<sub>2</sub>e-reducerende aftaler, jf. tabel 2.1.

Tabel 2.1 Overblik over danske klimaforpligtelser

Aftale	Målsætning/forpligtelse	År for realisering
Aftale om et indikativt drivhusgasreduktionsmål for 2025	Danmark skal reducere udledningen af CO <sub>2</sub> e med 50-54 pct. i 2025 i forhold til 1990	2025
Klimalov	Danmark skal reducere udledning af CO <sub>2</sub> e med 70 pct. sammenlignet med 1990	2030
Klimalov	Danmark skal have netto-nuludledning	2050
EU 2030-mål	Danmark skal reducere sine udledninger i den ikke-kvotebelagte sektor med 39 pct. sammenlignet med 2005	2030

Kilde: Energistyrelsen (2022a), Finansministeriet (2021b).

CO<sub>2</sub>e-udledningen er faldet markant siden 1990

### 2.1.2 Danmarks CO<sub>2</sub>e-udledning er reduceret markant

I 2020 udledte Danmark knap 44 mio. ton CO<sub>2</sub>e, hvilket er 45 pct. mindre end i 1990, som er 70 pct.-målsætningens basisår. Udledningerne er faldet, på trods af at der har været vækst i både befolkningen og den danske økonomi. De historiske reduktioner skyldes i høj grad udbygning af vedvarende energi samt teknologisk udvikling, der har betydet mere elektrificering og mere effektiv udnyttelse af energi. Et godt eksempel er forbedret isolering af huse, hvor brug af mindre energi giver samme opvarmning som tidligere, jf. Danmarks Statistik (2021).

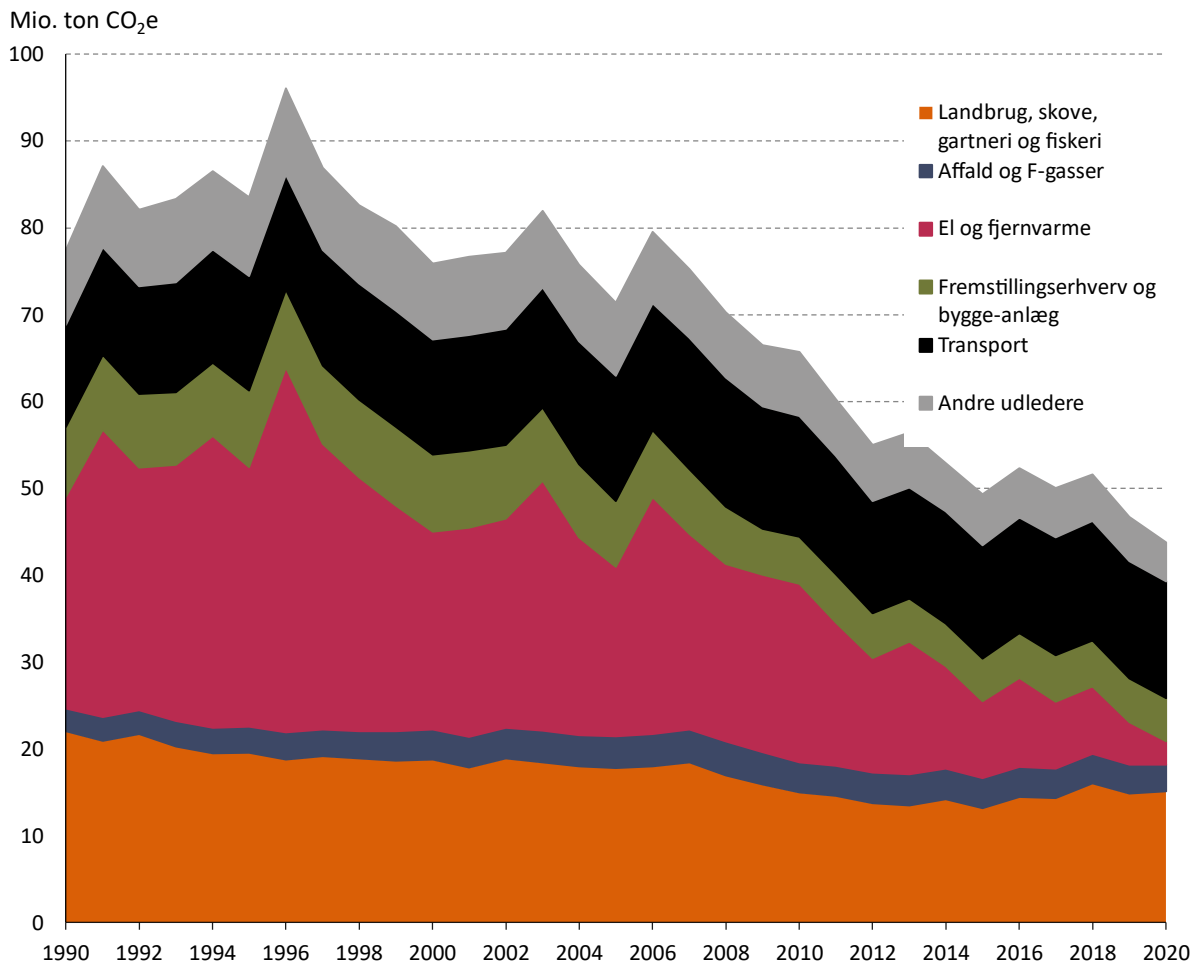
Særligt el og varme er blevet væsentligt grønnere

El- og fjernvarmesektorens CO<sub>2</sub>e-udledninger er faldet markant. For 10 år siden udgjorde sektoren en markant del af de samlede udledninger. Frem til 2010 stod el- og fjernvarme for mellem 30-40 pct. af de samlede danske udledninger. Elektricitet blev i den periode primært produceret med afbrænding af kul. Særligt den store udbygning af

<sup>5</sup> Se fx Concito (2020), Djøf (2021) og FH (2022), der alle har lavet undersøgelser af befolkningens holdning til klimaet.

vindmøllekapaciteten har været med til at ændre disse forhold. 68 pct. af den indenlandske elforsyning i 2020 var vedvarende energi. 47 pct. kom fra vindkraft, mens 15,1 pct. kom fra afbrænding af biomasse, jf. Energistyrelsen (2021b). figur 2.1 viser den historiske udvikling i Danmarks CO<sub>2</sub>e-udledninger.

**Figur 2.1 Danmarks historiske CO<sub>2</sub>e-udledninger**



anm "Andre udledere" dækker over produktion af olie-, gas- og VE-brændstoffer, serviceerhverv og husholdninger.  
Kilde: Energistyrelsen (2021c).

**Der mangler 10 mio. ton CO<sub>2</sub>e for at nå 2030-målet**

### 2.1.3 Der er stadig lang vej til at nå Danmarks reduktionsmål

Skal Danmark nå 2030-målet, mangler der stadig at blive redegjort for reduktionen af knap 10 mio. ton CO<sub>2</sub>e. Dette fremgår også af figur 2.2, som viser den forventede CO<sub>2</sub>e-udledning frem mod 2030 sammenlignet med 70 pct.-målsætningen. CO<sub>2</sub>e-udledningerne skal reduceres til 23 mio. ton CO<sub>2</sub>e for at leve op til klimamålene, men med den nuværende fremskrivning vil Danmark udlede 31,7 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2030.<sup>6</sup>

**Reduktioner sker primært i kvote-sektor**

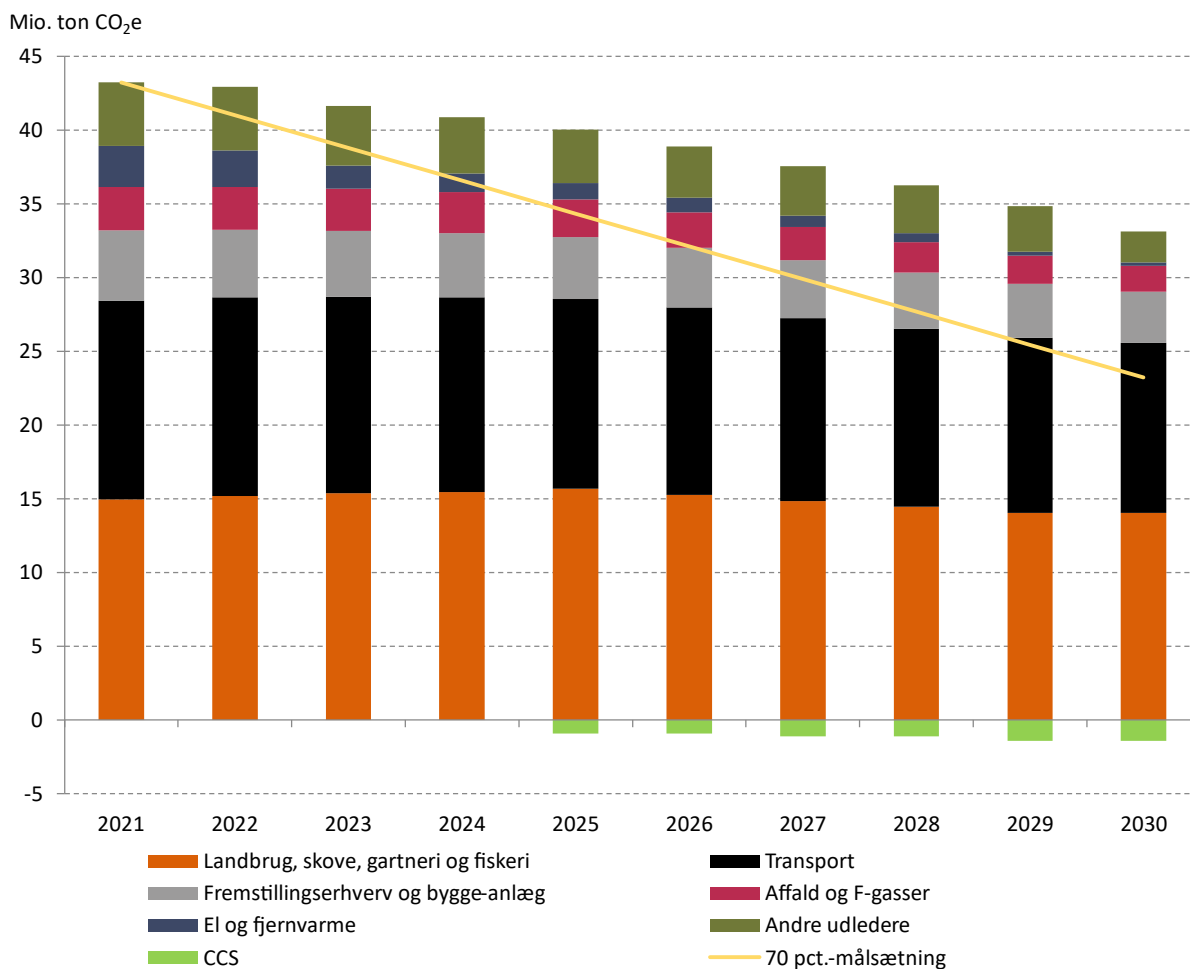
I fravær af yderligere politiske initiativer, vil reduktionerne i Danmark frem mod 2030 primært finde sted i sektorer, der hører under EU's kvotesystem for CO<sub>2</sub>e-udledninger.<sup>7</sup> Det er

<sup>6</sup> Dette medregner regeringens landbrugsaftale og den grønne delaftale fra 2021. Vi medregner dog ikke reduktionspotentialen i regeringens nye PtX-strategi.

<sup>7</sup> EU's kvotesystem indeholder en række sektorer, hvor det kræves en CO<sub>2</sub>-kvote for at udlede CO<sub>2</sub>e. Kvoterne fås enten ved tildeling eller ved at handle kvoterne med andre kvoteejere. En større gennemgang af kvotesystemet og dets mekanismer findes i kapitel 3.

fx fremstillingsindustrien samt el- og fjernvarmesektoren. Udledningerne i kvotesektoren forventes at være reduceret til omkring 7,6 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2030. Modsat bidrager sektorerne uden for EU's kvotesystem, primært landbrug og transport, minimalt til opfyldelsen af 70 pct.-målsætningen. Ikke-kvotesektoren forventes at udlede ca. 24,2 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2030 og kommer altså til at udgøre omkring 80 pct. af de samlede udledninger.

Figur 2.2 Fremskrivning af Danmarks CO<sub>2</sub>e-udledninger



Anm.: Figuren er baseret på Energistyrelsens klimastatus- og fremskrivning fra 2021, der er udarbejdet på baggrund af et såkaldt frozen policy scenarie, dvs. udledningerne er fremskrevet under antagelse af, at der ikke besluttes nye tiltag på klima- og energiområdet. Relevante aftaler efter 1. januar 2021 er inkluderet. 70 pct.-målet for 2030 er inkluderet ved lineært at fremskrive det ønskede mål. Regeringens PTX-strategi er ikke inkluderet. "Andre udledere" dækker over produktion af olie-, gas- og VE-brændstoffer, serviceerhverv og husholdninger. CCS dækker over carbon capture and storage.

Kilde: Energistyrelsen (2021d), Regeringen (2021), Finansministeriet (2021c).

### Aftalte om reduktioner for 9 mio. ton CO<sub>2</sub>e

Der er lavet flere politiske aftaler om CO<sub>2</sub>e-reduktioner i kølvandet på klimaloven. Sammenlagt leder de til en estimeret reduktion på knap 9 mio. ton CO<sub>2</sub>e frem mod 2030, som det også fremgår af tabel 2.2. Aftalerne dækker de store sektorer, herunder industri og transport. De indeholder diverse initiativer til direkte reduktion gennem bl.a. tilskud til øget elektrificering i industrien, penge til udtagning af lavbundsgrunde samt tilskud til karbonfangst og -lagring (CCS). Ud over konkrete initiativer indeholder flere af aftalerne også mere innovative elementer, som fx udvikling af grønne brændstoffer. Det kan ikke ses på CO<sub>2</sub>e-regnskab nu, men kan potentielt lede til ekstra reduktioner i fremtiden.



**Politikerne satser på havvind med minimal klimaeffekt**

Der er stor, politisk vilje til udbygning af særligt mere havvind. Det afspejles bl.a. i den nye delaftale fra 2021, hvor det blev besluttet at udbygge 2 GW havvindmøller inden 2030. Klimaeffekten af de 2 GW havvindmøller er dog kun 0,1 mio. ton. CO<sub>2</sub>e i 2030. Den lille effekt skyldes, at vindmøllerne kommer til at bidrage med grøn strøm til en el- og fjervarmesektor, der i forvejen er 97 pct. grøn i 2030, jf. Energistyrelsen (2021d).

**Boks 2.1 Antagelser i forbindelse med forskellige fremskrivninger**

Det er væsentligt at skelne mellem Analyseforudsætningerne til Energinet (AF) og Energistyrelsens klimastatus- og fremskrivning (KF). KF udarbejdes ud fra et frozen policy scenarie og repræsenterer et middelskøn for, hvordan udledningerne vil udvikle sig på baggrund af de aftaler, som Folketinget har besluttet før 1. januar 2021, eller som følger af bindende aftaler.

AF tager, i modsætning til KF, højde for politiske målsætninger, herunder Danmarks 70 pct.-målsætning og målet om et CO<sub>2</sub>e-neutralt samfund senest i 2050. AF beskriver altså et bud på udviklingen af dele af energiområdet, som flugter med opfyldelse af målsætningerne. AF er ikke nødvendigvis det mest sandsynlige skøn, men et afvejet og rimeligt skøn i forhold til at give et bud på udviklingen af dele af energiområdet, der er relevant for Energinets planlægning.

Kilde: Energistyrelsen (2021e).

**Elektrificering kan reducere i andre sektorer**

Vedvarende energi kan bidrage til omstillingen i andre sektorer. Det gælder en direkte elektrificering af fx personbiler eller opvarmningsprocesser, der ellers kører på fossile brændsler. Men det kan også være indirekte elektrificering af den tunge transport med grønne brændstoffer.<sup>8</sup> I landbrugssektoren er det dog særligt begrænset, i hvilket omfang elektrificering kan reducere CO<sub>2</sub>e-udledningen. Fx er det svært at forestille sig, hvordan elektricitet kan mindske metan-udledningen fra husdyr.

**Ambition om flere reduktioner i landbruget**

Der er dog intentioner om at mindske CO<sub>2</sub>e-udledningen i landbruget yderligere. Aftalen om omstilling af landbruget indeholder en hensigtserklæring om en reduktion på 55-65 pct. frem mod 2030 ift. udledningen i 1990. Indtil videre er hovedparten af reduktionerne dog ikke finansierede. Aftalen slår dog fast, at der skal laves en strategi for reduktionspotentialerne i landbrugets udviklingsspor.

<sup>8</sup> Læs mere i afsnit 2.2.3 om PTX.

**Tabel 2.2 Oversigt over store danske klimaaftaler**

Aftaler	Potentiale for reduktion	Reduktion i mio. ton CO <sub>2</sub> e i 2030
Klimaaf tale for energi og industri mv., af 2020	En grøn energi- og forsyningssektor baseret på vedvarende energi. Teknologiu dvikling og et entydigt og klart økonomisk incitament til at omstille produktionen.	3,4
Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi, 2020	Mindske forbrænding og øge genanvendelse. Tekniske reduktionspotentialer, herunder fangst og transport af CO <sub>2</sub> e.	0,7
Grøn omstilling af vejtransporten, 2020	Fremme nul- og lavemissionsbiler og udfasning af fossile biler. Anvendelse af grønne brændstoffer i vejtransport, fly og skibe.	2,1
Aftale om grøn omstilling af dansk landbrug, 2021	Konkrete tiltag og investeringer i nye teknologier og løsninger.	1,9
Delaftale om investeringer i et fortsat grønnere Danmark (grøn delaftale), 2021	Havvind udbygges med yderligere 2 GW frem mod 2030, energiøen i Nordsøen udbygges til 10 GW i 2040, og udbygning af CCS vil reducere CO <sub>2</sub> e-udledningerne med 0,5 mio. tons i 2025 og 2030.	0,51

Kilde: Finansministeriet (2020a), Regeringen (2020), Finansministeriet (2020b), Regeringen (2021).

## 2.2 Efterspørgslen efter el er afhængig af, hvilke klimaløsninger der vælges

**Efterspørgslen efter el kommer til at stige**

Der kommer til at blive efterspurgt langt mere grøn strøm frem mod 2030 og 2050. Men der er mange veje til Rom, og alt efter hvilke klimaløsninger der vælges, vil det have forskellig indvirkning på det samlede elforbrug. Vores analyse illustrerer vigtigheden i at have en samlet plan for udbyggelse af elforsyningen, der spiller sammen med den førte klimapolitik.

**Danskerne skal bruge mere el i fremtiden**

### 2.2.1 Efterspørgslen efter el kommer til at stige markant

Danskerne kommer til at efterspørge meget mere strøm i fremtiden. Energistyrelsen har en forventning om, at elforbruget bliver næsten fordoblet fra 2021 til 2030. Det skyldes til dels en øget elektrificering og digitalisering af samfundet. Både varme, transport, datacentre og PtX forventes at blive store strømslugere i fremtiden jf. figur 2.3.<sup>9</sup>

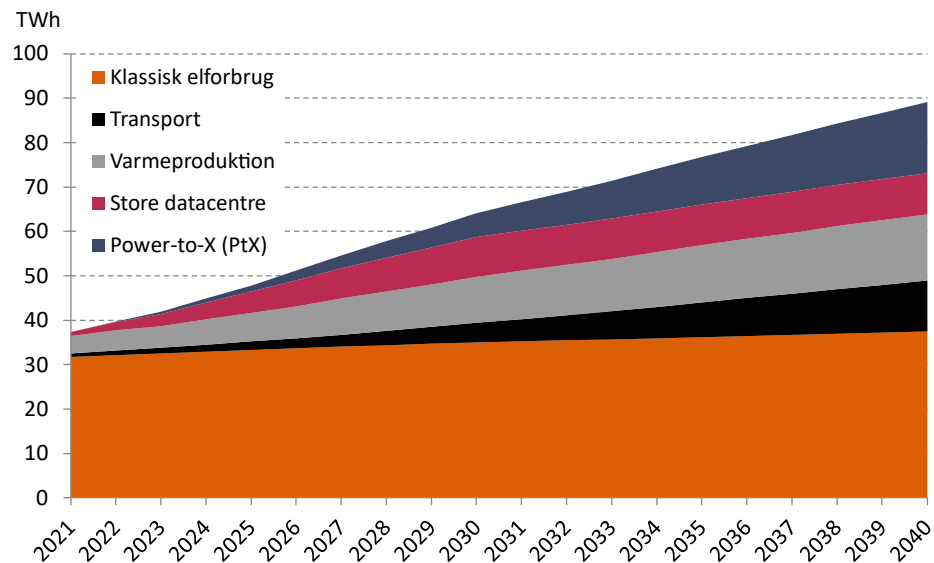
**Mange grønne teknologier kræver grøn strøm**

Den grønne omstilling øger samtidig behovet for el. Øget elektrificering af det danske samfund er et centralt redskab i opfyldelsen af Danmarks klimamål, som bl.a. skal omstille store dele af transportsektoren. KEFM (2021e) vurderer, at op mod 60 pct. af drivhusgasudledningerne i Danmark kan elektrificeres på sigt. Det kræver dog en massiv udbygning af grøn strøm (Finansministeriet, 2020a). Energistyrelsen forventer især, at nye teknologier som PtX kommer til at kræve en del el.<sup>10</sup>

<sup>9</sup> I Energistyrelsen (2021f), der tager højde for klimamålene, forventes et forbrug på knap 61 TWh. I Energistyrelsens klimastatus og fremskrivning, i et frozen policy scenarie, forventes et forbrug på omkring 54 TWh.

<sup>10</sup> Se boks 1.4 for udbygning af PtX-teknologi.

**Figur 2.3 Fremskrivning af dansk elforbrug**



Anm.: Datacentre er inkluderet under serviceerhverv. Regeringens PtX-strategi er ikke inkluderet.  
Kilde: Energistyrelsen (2021f).

**Fremtidens behov for el er svært at forudse**

Det er naturligvis usikkert, hvor meget strøm Danmark præcist har behov for på lang sigt. Sandsynligvis vil vi komme til at elektrificere en del. Men der er flere usikre elementer, som betyder meget for, hvor stor elkapacitet der bliver behov for. Der er fx usikkerhed om 1) udbygningen af datacentre, 2) PtX og 3) direct air capture.<sup>11</sup> Derudover spiller danskernes adfærd også en rolle. Kost spiller fx en stor rolle for de samlede CO<sub>2</sub>e-udledninger.<sup>12</sup>

**Fremskrivning for omstillingen giver forskellige elbehov**

Energistyrelsen har lavet forecasts af fire forskellige reduktionsscenarier, der alle er betingede af, at Danmark når både 2030- og 2050-målsætningen. Scenarierne bygger på forskellige antagelser om den teknologiske udvikling, priser og danskernes adfærd. Energistyrelsen har også regnet på Danmarks forventede forbrug af strøm på baggrund af de fire scenarier. De fire løsninger skal hver især betragtes som et yderpunkt. Den faktiske udvikling vil sandsynligvis blive en blanding af alle scenarierne. Scenarierne er som følger:

1. **EI** - markant direkte elektrificering af samfundet samt øget brug af PtX-brændsler.
2. **Optag** – markant brug af strømkrævende teknologier som direct air capture og PtX-brændsler.
3. **Adfærd** – en ændring af borgernes adfærd, der leder til lavere energi- og transportudledninger og færre udledninger fra landbruget.
4. **Bio** – lav elektrificeringsgrad på grund af billig og tilgængelig biomasse.<sup>13</sup>

**Vejen til klimamål har betydning for energipolitikken**

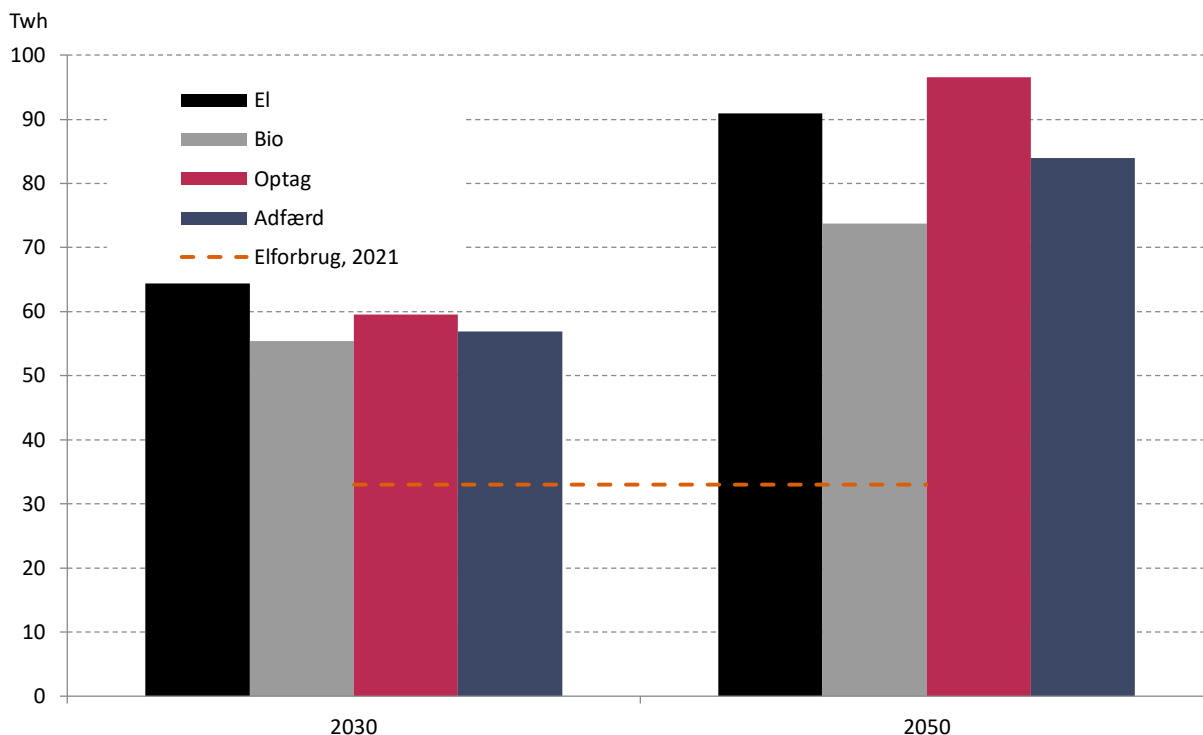
De fire scenarier illustrerer også, hvordan forskellige veje til at nå klimamålene har betydning for forsyningspolitikken. Hvis klimamålene nås primært med fangst og lagring af CO<sub>2</sub>e, vil det lede til et relativt højt elforbrug, som faktisk er endnu højere end i scenariet med mere direkte elektrificering. Modsat vil en billig biomassepris lede til et mindre behov for grøn strøm jf. figur 2.4.

<sup>11</sup>Direct air capture er en proces, der udnytter kemikalier til at trække CO<sub>2</sub> direkte ud af luften, jf. International Energy Agency (2021).

<sup>12</sup>Klimarådet har vist, at der globalt vil blive reduceret 2,5-4 mio. ton CO<sub>2</sub>e, hvis alle danskere fulgte de officielle kostråd, se Klimarådet (2021a).

<sup>13</sup>For en dybere gennemgang af scenarierne, se KEFM (2021f).

Figur 2.4 Fremskrivning af elforbrug på baggrund af Energistyrelsens 4 scenarier



Anm.: Fremskrivningerne er lavet på baggrund af antagelsen om, at Danmark når klimamålene for 2030 og 2050. Fremskrivningen tager kun forbehold for det indenlandske behov for el. I år 2021 anvendes tal fra AF21. El angiver fremtidsscenariet med et højt niveau af direkte elektrificering. Bio angiver et fremtidsscenario med stort brug af biomasse. Optag angiver et fremtidsscenario med stort brug af teknologier, der kan optage CO<sub>2</sub>e. Adfærd angiver en fremtid, hvor borgernes adfærd udleder mindre CO<sub>2</sub>e.

Kilde: Energistyrelsen (2021f), Energistyrelsen (2021c).

### 2.2.2 Den øgede efterspørgsel bliver mødt af udbygning af vedvarende energi

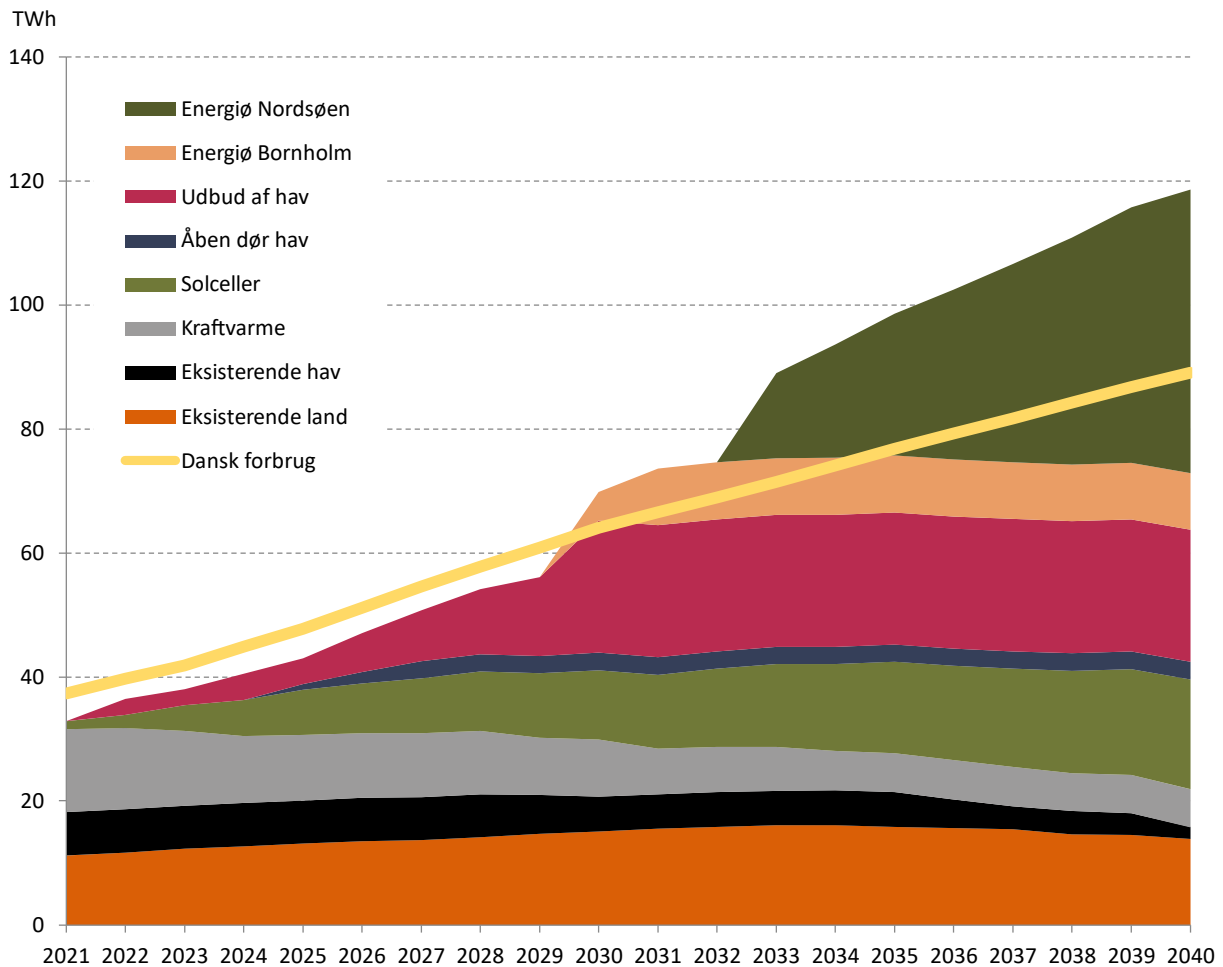
#### Massiv udbygning af grøn strøm mod 2040

Det forventes, at dansk energiproduktion bliver udbygget markant, som det ses af figur 2.5. Udbygningen bliver primært havvind og solceller. Særligt energiøen i Nordsøen kommer til at have en stor betydning for det samlede udbud af strøm frem mod 2040. Energiøen skal have en kapacitet på 3 GW i 2033, der skal øges til 10 GW i 2040. Til sammenligning har Danmark 1,7 GW havvind i dag, jf. Energistyrelsen (2021g).

#### Energiø skal eksportere strøm

Ud over at skulle bidrage til den danske elforsyning, er det også en ambition, at energiøen skal bidrage til eksport af grøn strøm til udlandet og produktion af grønne brændstoffer, jf. KEFM (2021c). Her igangsættes arbejdet med energiøprojektet. Eftersom beslutningstagerne stadig mangler at redegøre for en del reduktioner frem mod 2030, samtidig med at nogle initiativer vil øge efterspørgslen efter strøm i Danmark, er det naturligvis usikkert, hvor meget der vil blive eksporteret.

Figur 2.5 Fremskrivning af dansk elproduktion



Anm.: Det antages, at energiøen udbygges til 10 GW i 2040 med en antagelse om 4.575 fuldlasttimer. Derudover inkluderer vi udbygningen af 2 GW havvind fra den grønne delaftale 2021 i 'Udbud af hav' med en antagelse om 4.330 fuldlasttimer. Regeringens PtX-strategi er ikke inkluderet i fremskrivningen af forbruget.

Kilde: Energistyrelsen (2021f) og egne beregninger.

**Danmark er nettoeksportør af strøm i 2030...**

Danmark er lige nu nettoimportør af strøm, men vil være nettoeksportør i 2030.<sup>14</sup> Det betyder, at Danmark vil producere mere strøm, end der forbruges indenlands, jf. figur 2.5. Andre estimater fra erhvervslivet, fx *Klimapartnerskabet for energi og forsyning*, peger på et højere estimat for elforbruget i 2030, hvor Danmark stadig vil være nettoimportør. Det fremgår af figur 2.6, der viser en fremskrivning af udbud og efterspørgsel efter strøm frem mod klimamålet om netto-nuludledning i 2050.

**... og eksporten bliver større med energiøen**

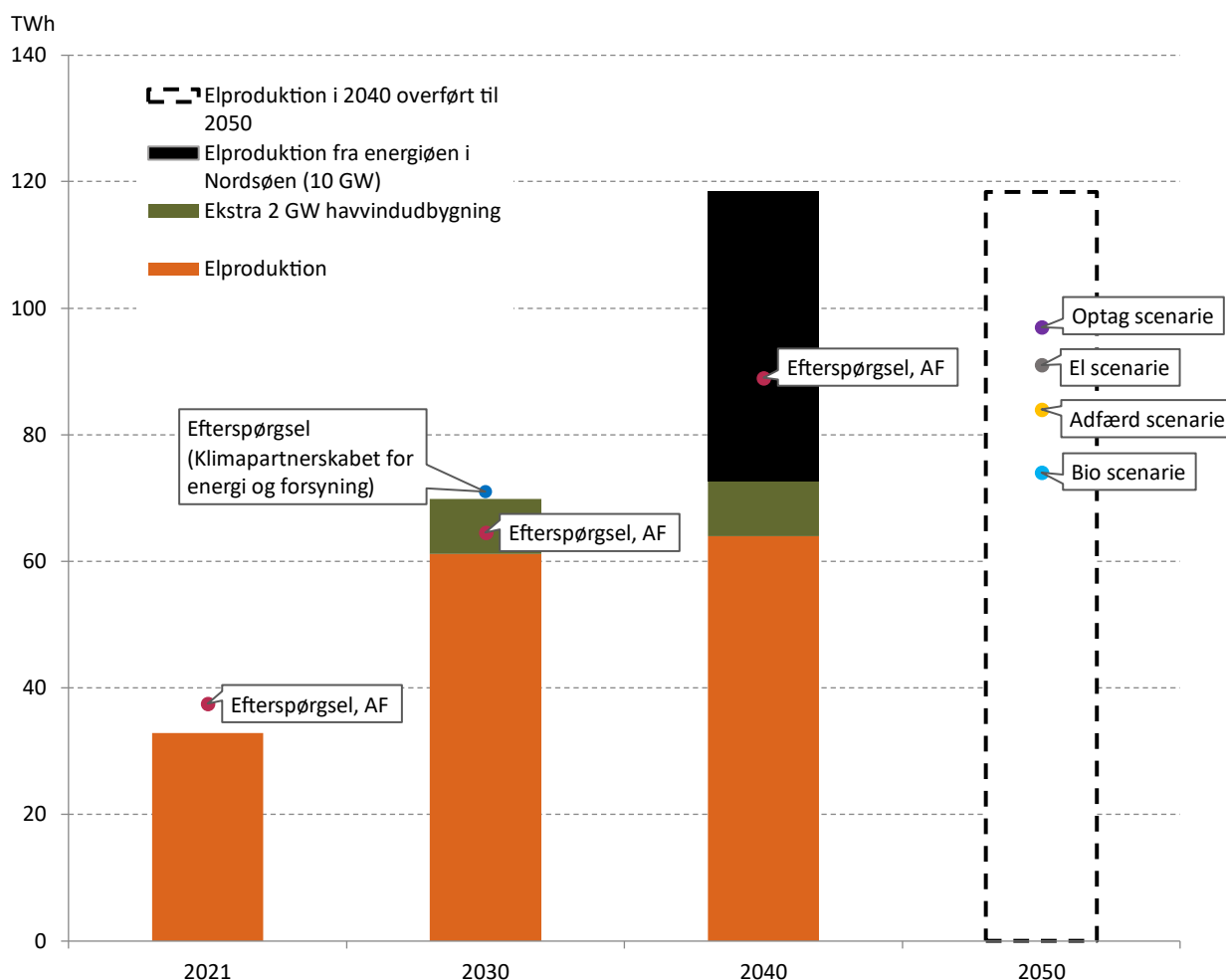
Frem mod 2040 vil Danmark også være nettoeksportør. Det fremgår ligeledes af figur 2.6. Den fremtidige elproduktion inkluderer blandt andet en udbygning af Thor (1 GW 2026), energiø Bornholm (2 GW i 2030), energiøen i Nordsøen (10 GW i 2040). I 2040 er der umiddelbart en markant overproduktion af strøm, som sandsynligvis ville skulle eksporteres til udlandet.

<sup>14</sup> Dette er kun tilfældet uden regeringens Power-to-X strategi med 4-6 GW elektrolysekapacitet i 2030. Læs mere i afsnit 2.2.3 om Power-to-X.

**Indenlandsk  
elbehov vil være  
dækket i 2050**

Energistyrelsens scenarieberegninger giver fire ret forskellige bud på danskernes strømforbrug i 2050. Det skyldes de forskellige antagelser for målopfyldesen. Der findes til gengæld ikke fremskrivninger af dansk elproduktion i 2050. Men hvis den samme kapacitet som i 2040 opretholdes, er der ingen af energistyrelsens scenarier for den indenlandske efterspørgsel efter strøm i 2050, der overskrider udbuddet. Det fremgår også af figur 2.6. Altså viser fremskrivningerne, at Danmark netto vil få dækket sit eget elforbrug på længere sigt, også hvis der betinges på, at 2050-målsætningen nås.<sup>15</sup>

**Figur 2.6 Forventet produktion og efterspørgsel af el**



Anm.: Det antages, at energiøen udbygges til 10 GW i 2040 med en forventning om 4.575 fuldlasttimer. Derudover inkluderer vi udbygningen af 2 GW havvind fra den grønne delaftale 2021 i 'Udbud af hav' med en antagelse om 4.330 fuldlasttimer. Regeringens PtX-strategi er ikke inkluderet i fremskrivningen af forbruget.

Kilde: Energistyrelsen (2021c), Energistyrelsen (2021f), Erhvervsministeriet (2020) og egne beregninger.

**Dansk elforbrug er  
afhængigt af  
udenlandske kilder**

Danmarks elforbrug og produktion kommer i høj grad til at være afhængig af import fra udlandet. Det ændrer sig ikke af, at Danmark bliver nettoeksportør af el. Vindmøller producerer kun el ca. halvdelen af tiden, og for solceller gælder det 20 pct. af tiden. Der er altså tidspunkter, hvor der er brug for at importere strøm. Det kan komme fra mange forskellige kilder, fx vand- og kernekraft fra Sverige eller naturgas fra Tyskland.

<sup>15</sup> Bemærk at disse fremskrivninger kun tager højde for det indenlandske el-forbrug og ikke inkluderer produktion af el eller grønne produkter til eksport.



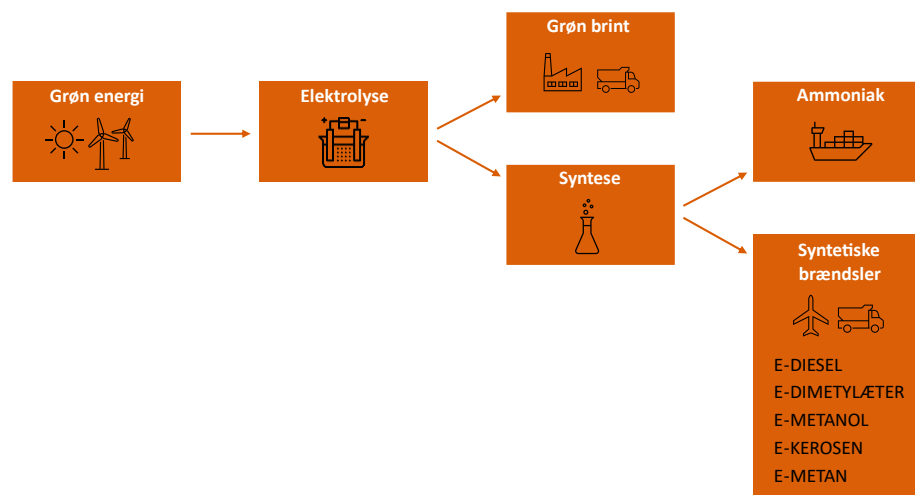
**PtX kan bidrage til den grønne omstilling**

### 2.2.3 Power – to – X kan øge strømbehovet markant

PtX er en ny, grøn teknologi, som har potentiale til at kunne reducere udledninger i særligt den tunge vejtransport og flytransport, der er svære at elektrificere direkte. PtX udnytter kort fortalt el til at fremstille brint og brintbaserede stoffer. Teknologien er naturligvis kun CO<sub>2</sub>e-neutral, hvis der benyttes vedvarende energi i processen.

#### Boks 2.2 Hvad er Power-to-X?

PtX kan i princippet være mange ting. Power – til – et ubestemt materiale X. Først og fremmest består det dog af en elektrolyseproces, hvor strøm bruges til at udvinde brint fra vand. Brinten kan så udnyttes til brændstof direkte til fx busser. Men brinten kan også bindes til fx kulstof eller kvælstof, og på den måde kan der fremstilles e-methanol, e-kerosen eller ammoniak.



Kilde: KEFM (2021b)

**Den fremtidige efterspørgsel er ukendt**

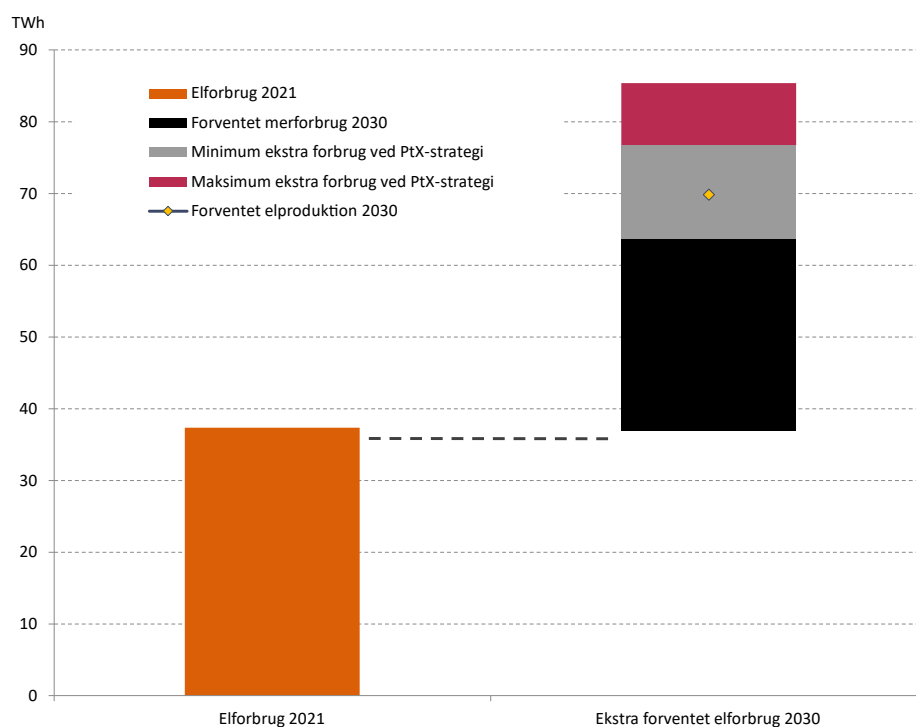
Eftersom PtX ikke eksisterer i stor skala, eksisterer der som sådan heller ikke en efterspørgsel efter PtX-produkter i dag. Samtidig kan det grønne brændstof ikke i alle tilfælde erstatte eksisterende brændsler. Den samlede park af diesellastbiler eller containerskibe udskiftes ikke fra den ene dag til den anden med brintlastbiler eller ammoniakskibe. Der vil altså være en overgangsperiode, hvor fartøjerne udskiftes løbende, jf. Dansk Energi (2020). Til gengæld er tysk industri dybt afhængig af brint, særligt i den kemiske industri, hvor der i dag primært bliver fremstillet med fossile brændsler. Skal tyskerne nå deres egne klimamål, vil brint fra vindmøllestrøm sandsynligvis blive efterspurgt af vores naboer i 2030, jf. Danmarks Ambassade i Berlin (2021).

**Stor interesse for at udvikle og producere PtX**

Selvom PtX-teknologien lige nu er ret umoden, er der stor interesse for at producere fra både private aktører og andre europæiske lande. Flere erhvervsorganisationer har udgivet deres egne bud på PtX-strategier.<sup>16</sup> Dog vurderer erhvervslivet, at der er behov for ekstra offentlig støtte til udvikling og udbygning. Derudover har EU en samlet ambition om 40 GW PtX i 2030, mens Frankrig og Tyskland har målsætninger om hhv. 6,5 GW og 5 GW elektrolysekapacitet i 2030, Dansk Energi 2021.

<sup>16</sup> Både Dansk Energi, Axcelfuture, Dansk Industri og IDA er udkommet med en PtX strategi inden for de sidste par år. Dansk Energi (2021), Axcelfuture DI (2021), IDA (2021).

Figur 2.7 Elforbrug i 2030 inkl. PtX-strategi



Anm.: PtX-elforbrug er beregnet med en antagelse om 4.330 fuldlasttimer. Den grønne delaftale fra 2021 er inkluderet i den forventede elproduktion.

Kilde: Energistyrelsen (2021f), KEFM (2021b), Regeringen (2021) og egne beregninger.

**PtX-strategien lægger ekstra pres på elforsyningen**

Regeringens PtX-strategi indeholder en opskalering af elektrolysekapaciteten til 4-6 GW i 2030. I Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet er der kun antaget 1 GW kapacitet, der leder til et samlet elforbrug på 5 TWh i 2030. Med de 3-5 GW yderligere, som regeringen ønsker, leder det til en ekstra efterspørgsel på el på 13-22 TWh.<sup>17</sup> I stedet for en fordobling af elforbruget i 2030 kan det altså næsten lede til en tredobling af elforbruget, jf. figur 2.7.

**.. og ændrer forventningerne til fremtidigt elforbrug**

Regeringens ambitioner om PtX-udbygning frem mod 2030 ændrer altså markant på det indenlandske behov for strøm. Særligt hvis der også er ambitioner om en stor eksport af PtX-produkter til udlandet. Såfremt PtX kommer til at spille en væsentlig rolle i den grønne omstilling, bør politikerne altså tage højde for det øgede behov for el.

**Anbefaling til udbygning af vedvarende energi**

**Anbefaling:** Der bør udarbejdes en samlet plan for udbygning af vedvarende energi. Planen skal løbende tilpasses efter nye initiativer for drivhusgasreduktioner og den årlige statusrapport fra Klimarådet.

<sup>17</sup> I AF21 antager energistyrelsen 5000 fuldlasttimer til elektrolyseanlæggene. I Klima-energi- og forsyningsministeriets "Fremtidens grønne brændstoffer" anslår de, at 1 GW elektrolysekapacitet vil kræve en elproduktion på ca. 1 GW havvind. Et vægtet gennemsnit af havvindmølleparkernes fuldlasttimer i 2030 giver 4.330 fuldlasttimer. Vi antager, at de 3-5 ekstra GW elektrolysekapacitet vil have 4.330 fuldlasttimer.





### 3. De direkte klimaeffekter er små og usikre, men der er potentiale som foregangsland

”Klimaaf tale for energi, industri mv. 2020” indeholder en aftale om, at Danmark skal etablere verdens første energijø. Aftale teksten fremhæver en række argumenter for etablering af energijøen i Nordsøen. I dette kapitel undersøger vi tre af hovedargumenterne. Først behandler vi argumentet om, at Danmark skal bidrage til den grønne omstilling i vores nabolande via eksport af grøn strøm. Dernæst behandler vi argumentet om, at energijøerne bidrager til at sikre en dansk forsynings sikkerhed i verdensklasse. Slutteligt behandler vi argumentet om, at Danmark skal være et foregangsland i den grønne omstilling.



# Centrale pointer

Den 4. februar 2021 blev der besluttet en politisk aftale om at bygge energiøen i Nordsøen. Vi trykprøver nogle af de mest fremførte argumenter: 1) Energiøen skal bidrage til den grønne omstilling i vores nabolande ved eksport af grøn strøm 2) Energiøen skal fastholde den danske elforsyningsikkerhed i verdensklasse 3) Danmark skal være et foregangsland i den grønne omstilling. En gennemgang af argumenterne for energiøen har udmøntet sig i følgende centrale pointer:

## Energiøen risikerer at få meget lille direkte effekt på CO<sub>2</sub>-udledningerne, men det afhænger af, hvordan overskudsstrømmen anvendes

- Vores økonomiske modelkørsel af EU's CO<sub>2</sub>e-kvotestystem viser, at der vil være stor CO<sub>2</sub>e-lækage ved eksporten af strøm fra energiøen, som gør, at de reducerede CO<sub>2</sub>e-udledninger fra strømmen i høj grad ender som øgede CO<sub>2</sub>e-udledninger andre steder.
- Lækagen gør klimaeffekten af energiøens strømekспорт minimal eller endda negativ.
- Da eksporten fra energiøen i Nordsøen kun har en lille og usikker klimaeffekt, bør de direkte klimaeffekter ikke indgå i argumentationen for at gennemføre projektet.

## Energiøen i Nordsøen gavner kun den danske forsyningsikkerhed ganske lidt

- Strømmen fra energiøen i Nordsøen har kun en minimal effekt på den danske elforsyningsikkerhed i fremtiden. Derfor bør forsyningsikkerhed ikke indgå i argumentationen for at gennemføre projektet.
- En række andre tiltag kan virke bedre til at forbedre den fremtidige forsyningsikkerhed, fx lagring, fastholdelse af fleksibel energiproduktion eller strømbesparende og -udjævnende tiltag.

## Danmark kan gavne klimaet ved at være et foregangsland – specielt ved at føre en teknologibaseret klimapolitik

- Energiøprojektet kan være med til at udvikle og demonstrere ny, klimavenlig teknologi i stor skala. Det kan potentielt føre til lavere omkostninger og risiko ved at bygge energiøer i andre lande.
- Det kan medføre, at andre lande vil øge deres ambitioner i den grønne omstilling. Ad den vej kan energiøprojektet få en reel klimaeffekt.
- Man skal dog holde sig for øje, at der kan være betydelige omkostninger forbundet med at være et foregangsland. Omkostninger bør holdes op mod potentielle gevinster.

## 3.1 Eksporten af grøn strøm har lille og usikker klimaeffekt



*Med energipåbuddene viser Danmark vejen for Europa ved at bidrage til den grønne omstilling i vores nabolande via eksport af grøn og vedvarende energi, men også ved at sætte handling bag ordene og insistere på fortsat at understøtte grøn innovation og erhvervspotentiale. – Klimaaftale for energi og industri mv. 2020.*

**Argumentet for energioften: eksport af grøn strøm**

I aftaleteksten om energipåbuddene er der fremført et argument om, at Danmark skal bidrage til nabolandenes grønne omstilling gennem eksport af grøn strøm. I dette afsnit undersøger vi argumentet ved først at se på, hvor stor eksport af grøn strøm, der forventes og herefter at se på klimaeffekten af eksporten. Vi finder, at den danske eksport af strøm har minimal og potentielt negativ klimaeffekt.

**Energioften vil producere meget strøm**

### 3.1.1 Energioften gør Danmark til nettoeksportør af strøm

Energioften i Nordsøen vil øge den danske produktion af vedvarende energi markant fra 2033 og frem. Energioftens kapacitet blev, med Finansloven for 2022, fastsat til at være minimum 3 GW i 2033 med en hensigt om 10 GW i 2040 (Finansministeriet, 2021a). Sammenlignet med den nuværende danske produktion af havvind på ca. 1,7 GW, er udbygningen af energioften en markant forøgelse af havvindkapaciteten. I 2040, hvor energioften er fuldt udbygget, forventes ca. 39 pct.<sup>18</sup> af Danmarks elproduktion at komme fra energioften i Nordsøen, jf. kapitel 2. Energioften bliver derfor en central del af den danske elproduktion.

**Stor del af produktionen vil gå til eksport**

Ifølge vores beregninger kan store dele af produktionen fra energioften gå til eksport, jf. figur 3.1.<sup>19</sup> Vi tager udgangspunkt i den nuværende og planlagte danske produktion af strøm fra AF21, hhv. uden og med energioften. Vi vurderer nettoeksporten af strøm ved at sammenligne produktionen med Energistyrelsens fremskrivninger af Danmarks forbrug (Energistyrelsen, 2021f og Energistyrelsen, 2021h).<sup>20</sup> Figur 3.1.a viser, at Danmark uden energioften forventes at være nettoimportør af strøm fra 2035. Figur 3.1.b viser derimod, at Danmark med energioften i Nordsøen forventes at blive nettoeksportør af strøm helt frem til 2050. De to figurer tager begge udgangspunkt i, at der ikke sker anden udbygning af vedvarende energi end det allerede planlagte.

<sup>18</sup> Vi har brugt analyseforudsætninger til Energinet og opdateret den som følge af finansloven for 2022 med en udbygning af energioften til 10 GW i 2040 og yderligere 2 GW havvind hvert år fra 2030.

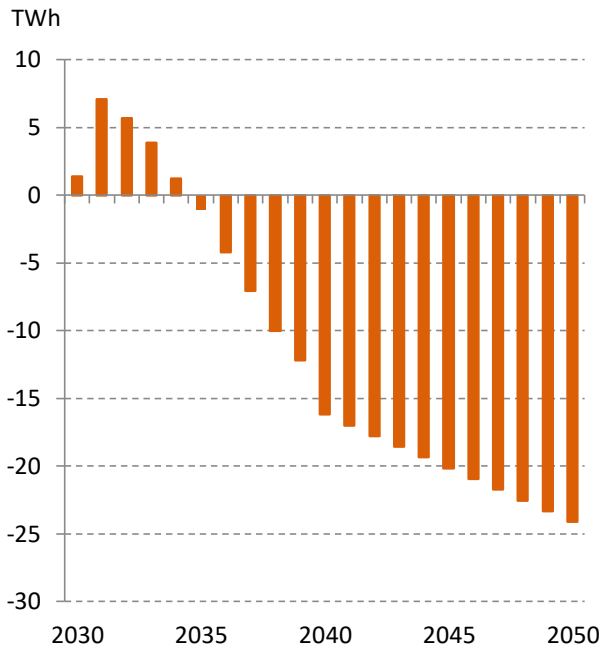
<sup>19</sup> Her er ikke taget højde for Regeringens planer om udvidelse af PtX-produktionen i Danmark, der vil kræve meget strøm. Hvis den store PtX-udbygning gennemføres, forventes store dele af PtX-brændstofferne dog også at gå til eksport.

<sup>20</sup> Energistyrelsens klimaprogram fra 2021 har fire fremskrivninger for elforbruget frem mod 2050. Fremskrivningerne viser forskellige veje til at Danmark bliver klimaneutral i 2050. Vi har fra 2040 til 2050 brugt det ene scenarie, "optagsscenarioet", der giver det højeste elforbrug i 2050. Frem til 2040 er det danske elforbrug fra analyseforudsætningerne fra 2021 brugt. Hverken klimaprogram 2021 eller Analyseforudsætninger til Energinet 2021 indeholder forbruget fra Regeringens PtX-strategi.

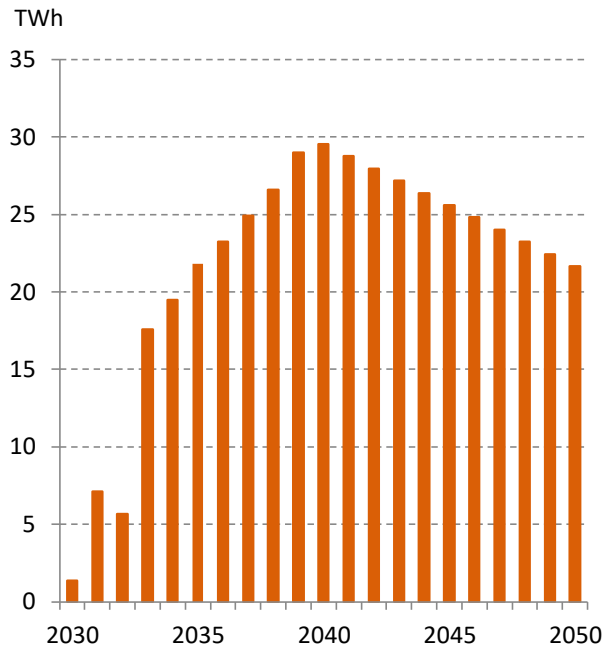


**Figur 3.1 Dansk nettoeksport af strøm, uden og med energiøen**

Figur 3.1.a Nettoeksport uden energiø i Nordsøen eller anden alternativ udbygning af vedvarende energi, andet end det planlagte



Figur 3.1.b Nettoeksport med 3 til 10 GW energiø, men uden anden udbygning af vedvarende energi, andet end det planlagte



Anm.: Begge figurer indeholder de 2 GW havvindmøller fra 2030 fra Den grønne delaftale i forbindelse med finansloven for 2022. Figuren til højre indeholder også energiøen i Nordsøen, der antages at starte som 3 GW i 2033 og udbygges til 10 GW i 2040. Det danske forbrug frem til 2040 tager udgangspunkt i AF21. Elforbruget fra 2040-2050 er lineært fremskrevet pba. optagsscenariet fra KP21, der forudsiger et forbrug på 97 TWh i 2050, hvilket er det højeste estimat af de fire scenarier, som analysen har udarbejdet. Det scenarie forudsætter, at Danmark når sit 2050-mål om klimaneutralitet. Regeringens PtX-strategi om 4-6 GW produktionskapacitet af PtX i 2030 er dog ikke indregnet.

Kilde: Egne beregninger pba. Energistyrelsen (2021f), Energistyrelsen (2021h) og Finansministeriet (2021a).

**Det europæiske elmarked er forbundet**

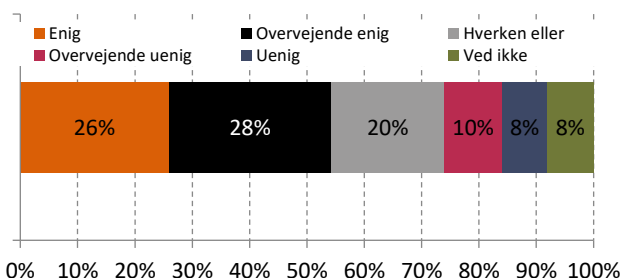
Overskudsstrømmen fra Danmark eksporteres videre til det europæiske elmarked, der i høj grad er forbundet på tværs af landegrænser. Markedet tilpasses automatisk, så strømmen flyder mellem landene og sikrer en så god balance som muligt mellem produktion og efterspørgsel af strømmen. Dog kan kapacitetsbegrænsninger i elnettet undertiden medføre en mindre god balance. Det er derfor ikke til at vide præcist, hvor strømmen bruges, og hvad den vil fortrænge. Vores analyse tager dog udgangspunkt i, at den grønne strøm fortrænger elproduktion, der er baseret på naturgas. Baggrunden for den antagelse er beskrevet i bilag 6.1.1.

### Danskerne mener

- Hele 54 pct. er enige eller overvejende enige i, at Danmark skal støtte produktion af vedvarende energi, som gennem eksport kan hjælpe vores nabolande med at nå deres klimamål.
- Danskerne ser dermed positivt på at producere vedvarende energi med et mål om eksport.
- Dette resultat er på trods af, at danske nabolande alle er velstillede lande.

### Hvor enig eller uenig er du i nedenstående udsagn?

Den danske stat bør give støtte til produktion af vedvarende energi, som kan eksporteres og hjælpe vores nabolande med at nå deres klimamål



Anm.: Beregnet pba. svar fra 1016 respondenter indsamlet i løbet af december 2021. Spørgeskemaundersøgelse udført af Kantar Gallup på vegne af Kraka Advisory.

### StrømekSPORTEN forbruges i EU ETS

### 3.1.2 Kvotesystemet skaber lækage i strømekSPORTEN

Eksporten af grøn strøm vil formentlig fortrænge brugen af fossile brændsler til elproduktion, fx naturgas. Brugen af disse brændsler vil være omfattet af EU's CO<sub>2</sub>e-kvotesystem, "EU Emission Trading System" (EU ETS). EU ETS blev oprettet for at begrænse udledningen af drivhusgasser i EU i en række sektorer, hvor der traditionelt set har været stort forbrug af fossile brændsler. Hver CO<sub>2</sub>e-kvoté i EU ETS giver en virksomhed lov til at udlede 1 ton CO<sub>2</sub>e, og kvoterne kan handles mellem virksomhederne, så CO<sub>2</sub>e-reduktionerne sker på en omkostningseffektiv måde. For en længere forklaring af EU ETS, se boks 3.1.

### EU ETS spiller sammen med MSR

EU ETS fungerer på mange måder som et traditionelt kvotesystem, hvor der er en fastsat mængde kvoter til rådighed. EU ETS indeholder dog en såkaldt "Markedsstabilitetsreserve" (MSR), der i starten havde til formål at stabilisere kvoteprisen over tid, dog uden at påvirke det samlede antal kvoter. Kvoter overføres automatisk til MSR, når der er et stort opsparringsoverskud og frigives, når der mangler kvoter. En reform af MSR i 2018 satte et loft på antallet af kvoter i MSR, så MSR nu kan påvirke den samlede kvotemængde. Systemet fungerer efter reformen sådan, at jo færre kvoter, der efterspørges i en periode, desto flere kvoter overføres til MSR. Hvis den samlede mængde kvoter i MSR overstiger kvoteloftet, annulleres kvoterne permanent. Efter reformen kan MSR derfor påvirke den samlede kvotemængde. For en længere intuitiv forklaring af MSR, se boks 3.1.

### Grøn strøm kan reducere umiddelbar CO<sub>2</sub>e...

Når den grønne strøm fra Danmark sælges på det europæiske elmarked, vil det sandsynligvis fortrænge brug af fossile brændsler, og på den måde lede til i reduktioner i CO<sub>2</sub>e-udledningerne. De umiddelbare reduktioner kommer altså direkte af, at den grønne strømproduktion erstatter strømproduktion fra fossile brændsler, fx naturgas. Se bilag 6.1.1 for beregninger af størrelsen på de umiddelbare CO<sub>2</sub>e-udledninger.<sup>21</sup>

<sup>21</sup> Se bilag for beregninger af størrelsen på umiddelbare reduktion i CO<sub>2</sub>e-udledninger. Disse beregninger bygger på en antagelse om, at den grønne strøm erstatter naturgas. Baggrunden for den antagelse er også beskrevet nærmere i bilaget.

**... men kan grundet kvotesystemet give lækage**

De umiddelbare reduktioner i CO<sub>2</sub>e-udledningerne vil dog i høj grad dukke op igen som øgede CO<sub>2</sub>e-udledninger andre steder i EU ETS. Fænomenet kan betragtes som en form for lækage i EU ETS, der reducerer eller fjerner klimaeffekten af et udledningsreducerende tiltag. Lækagen i EU ETS sker gennem to overordnede mekanismer, som vi forklarer her.

**Mekanisme 1 for lækage i EU ETS: prismetmekanismen**

Den første mekanisme er prismetmekanismen. Den opstår, når et tiltag ændrer på efterspørgslen efter CO<sub>2</sub>e-kvoter. Det kunne fx være energiøen i Nordsøen, der gør fossile brændsler mindre nødvendige og dermed reducerer efterspørgslen efter CO<sub>2</sub>e-kvoter. Den reducerede efterspørgsel efter CO<sub>2</sub>e-kvoter reducerer prisen på kvoterne. En lavere kvotepris gør det billigere for andre virksomheder at købe CO<sub>2</sub>e-kvoter og dermed også at udlede CO<sub>2</sub>e. I et traditionelt kvotesystem giver denne prismetmekanisme en lækagerate på 100 pct., som betyder, at 1 ton CO<sub>2</sub>e-reduktion giver præcis 1 ton øget CO<sub>2</sub>e et andet sted i systemet. Da overskydende kvoter sendes til MSR i det nuværende kvotesystem, og nogle af dem derefter slettes, er lækagen fra prismetmekanismen under 100 pct.

**Mekanisme 2 for lækage i EU ETS: et grønt paradoks**

Den anden mekanisme skyldes MSR-mekanismens indretning og kan betragtes som en form for grønt paradoks, jf. Gerlagh m.fl. (2021). Paradokset opstår, når et projekt, der reducerer CO<sub>2</sub>e-udledningerne, meldes ud i så god tid, at virksomhederne kan nå at tilpasse deres udledninger i perioden op til at projektet er færdigopført. Et eksempel på en tidlig udmelding kunne være udmeldingen om at konstruere energiøen. Det sender allerede i dag et signal om, at der i 2033 vil være meget grøn strøm og dermed lavere kvoteefterspørgsel og lavere pris på CO<sub>2</sub>e-kvoter, end der er i årene inden 2033. Virksomhederne har derfor allerede fra i dag et lavere incitament til at opspare CO<sub>2</sub>e-kvoter til senere forbrug, da kvoterne på det tidspunkt vil være relativt billige. Det gør, at flere virksomheder fremskynder deres udledninger og dermed udleder mere på kort sigt. Det betyder også, at færre kvoter overføres til MSR, og at færre kvoter dermed annulleres. Fordi færre kvoter annulleres i MSR, kan denne mekanisme potentielt give lækage på over 100 pct.<sup>22</sup> I resten af kapitlet refererer vi til denne mekanisme som "det grønne MSR-paradoks". EU ETS og MSR er beskrevet yderligere i boks 3.1.

<sup>22</sup> Artiklen konkluderer at: "... announced policies aiming to reduce emissions in the future, run the risk of being severely impaired if not more than overturned". Konkret menes der, at der med EU's kvotesystem og MSR-systemet skaber et grønt paradoks, hvor CO<sub>2</sub>e-reducerende tiltag, der meldes ud i god tid, potentielt kan give en lækage på over 100 pct.

### Boks 3.1 EU ETS-systemet

EU's CO<sub>2</sub>e-kvotestystem, Emissions Trading System (EU ETS), blev oprettet i 2005 med henblik på at være et værktøj i klimakampen. Et CO<sub>2</sub>e-kvotestystem er en måde at sikre, at der kun udledes en given mængde CO<sub>2</sub>e i de sektorer, der er inkluderet i systemet. EU ETS fungerer ved, at der uddeles og bortauktioneres kvoter til visse energiintensive industrier, energiproducenter og flyselskaber svarende til den maksimalt ønskede udledning. Kvoterne sætter en mængdemæssig begrænsning på, hvor meget CO<sub>2</sub>e der kan udledes. Samtidig reduceres kvotemængden over tid, således at de samlede udledninger i systemets levetid er begrænsede. Virksomheder kan opspare kvoterne, hvis de ønsker at gemme dem til forbrug på et senere tidspunkt. Systemet giver også virksomhederne mulighed for at handle kvoterne med hinanden. Det sikrer, at udledningerne reduceres der, hvor det er billigst.

Måden, kvoterne fordeles på og handles med, har gennemgået flere revideringer. En af disse revideringer har ført til tilførelsen af Markedsstabilitetsreserven (MSR), der har til formål at modvirke store udsving i kvotepriserne. Det sker ved at kvoter overføres til MSR, når virksomhederne samlet set opsparer mange kvoter. Tilsvarende frigives kvoter, når virksomhederne samlet set opsparer få kvoter.

I begyndelsen påvirkede MSR ikke den samlede mængde kvoter, men forskød dem bare over tid. I 2018 vedtog EU-Kommissionen en reform, der sætter et loft for antallet af kvoter i MSR. Reformen træder i kraft i 2023. Hvis kvoteoverskuddet overskrider det fastsatte loft over kvoter i MSR, vil kvoterne blive annulleret og derfor aldrig blive brugt. Loftet for kvoter i MSR i et givet år svarer til mængden af bortauktionerede kvoter. Da mængden af auktionerede kvoter falder over tid, vil loftet for MSR også blive mindre over tid. Reformen betyder derfor, at MSR efter 2023 både kan påvirke kvotefordeling over tid og det samlede antal af kvoter. Derfor vil et lavere kvoteforbrug gøre, at MSR absorberer flere kvoter, og at flere kvoter dermed slettes. Kvotestystemet blev dermed ændret fra at være rent politisk bestemt af EU, til at virksomhedernes forbrug nu kan påvirke den samlede kvotemængde. EU ETS er derfor ikke et traditionelt kvotestystem.

#### Lækage i et traditionelt kvotestystem

I et traditionelt kvotestystem er der 100 pct. lækage. Det betyder, at når Danmark reducerer udledningen af CO<sub>2</sub>e med 1 ton i én sektor, så øges udledningen med præcis 1 ton i et andet land, i en anden sektor, eller på et andet tidspunkt i kvotestystemet. Lækageraten på 100 pct. skyldes, at mængden af kvoter ikke påvirkes af danske tiltag. Når Danmark reducerer udledningen med 1 ton CO<sub>2</sub>e i EU ETS, som det fungerer inden MSR-revideringen træder i kraft, så mindsker det efterspørgslen efter en CO<sub>2</sub>e-kvotest, hvilket reducerer prisen på CO<sub>2</sub>e-kvoter. Fordi mængden af kvoter i et traditionelt kvotestystem er fast, falder prisen til det niveau, der sikrer, at efterspørgslen svarer til kvotemængden. I et traditionelt kvotestystem medfører en reduktion ét sted derfor blot en tilsvarende forøgelse et andet sted.

#### EU ETS efter reformen

Efter reformen af EU ETS vil en dansk reduktion på 1 ton CO<sub>2</sub>e øge antallet af kvoter, der overføres til MSR. Jo flere kvoter, der er i MSR, desto flere kvoter annulleres. Mekanismen fungerer, så længe antallet af kvoter i MSR overstiger loftet, hvilket forventes at være tilfældet i en længere årrække.<sup>23</sup> Når revideringen af MSR træder i kraft i 2023, vil en reduktion i Danmark på 1 ton CO<sub>2</sub>e føre til en reduktion af den samlede udledning. Derfor vil lækageraten også være under 100 pct.

Danske tiltag kan dog også øge den samlede udledning af CO<sub>2</sub>e. Det sker, hvis et dansk tiltag om at reducere CO<sub>2</sub>e-udledningen annonceres i meget god tid. Det sender nemlig et signal til virksomhederne om, at der i fremtiden reduceres CO<sub>2</sub>e, som gør, at efterspørgslen efter CO<sub>2</sub>e-kvoter og dermed også prisen på fremtidige CO<sub>2</sub>e-kvoter falder. Det mindsker incitamentet til at opspare kvoter, hvorfor virksomheder opsparer færre kvoter, og udledningen øges på kort sigt. Den øgede udledning på kort sigt gør, at færre kvoter overføres til MSR, og dermed at færre kvoter annulleres permanent. På den måde kan tiltag, der reducerer CO<sub>2</sub>e-udledningen og som meldes ud i god tid, derfor have en lækagerate på over 100 pct. Dette fænomen beskriver Gerlagh et al. (2021) som en version af et grønt paradoks.<sup>24</sup>

Kilde: Beck og Kruse-Andersen (2020), Gerlagh et al. (2021) og EU-Kommissionen (2022a-c).

### Samlet lækagerate kræver komplekse modeller

Det kræver komplekse modelberegninger af EU ETS og virksomhedernes ageren i kvotesektoren at finde ud af, hvor stor den samlede lækage er. Beck og Kruse-Andersen (2020) har udviklet netop sådan en model, som også er blevet brugt til kapitel II i DØRS (2019). Modellen baserer sig på tre primære elementer: 1) en repræsentativ virksomhed i EU ETS, 2) et sæt administrative regler for EU ETS og 3) forudsætninger om den teknologiske udvikling. Med denne model er det muligt at evaluere, hvordan både udbuds- og efterspørgselstiltag påvirker kvoteudledninger. Modellen og dens antagelser er nærmere beskrevet i boks 6.2 i bilagsafsnit 6.1.3.

### Modelkørsel viser stor lækage for energiøen

Lækagen fra eksporten af grøn strøm er meget stor. Det skyldes kvotesystemets indretning, som tidligere beskrevet. For at konkretisere størrelsen af lækagen har vi fået lavet en særkørsel af modellen i Beck og Kruse-Andersen (2020), der illustrerer effekten af at annoncere og efterfølgende bygge energiøen. Modelkørslen bekræfter, at eksporten af den grønne strøm fra øen har minimal klimaeffekt. Det er illustreret i figur 3.2, der viser ændringerne i de fremtidige CO<sub>2</sub>e-udledninger i EU's kvotesektor som følge af at annoncere energiøen, som tages i brug i 2033. figur 3.2.a illustrerer, at strømeksporten fra energiøen i Nordsøen først begynder at reducere de samlede CO<sub>2</sub>e-udledninger fra 2033 (orange, stiplede linje). Men eksporten af strøm fra energiøen skaber også lækage, hvilket giver øgede CO<sub>2</sub>e-udledninger (grå linje). De øgede CO<sub>2</sub>e-udledninger opstår allerede fra den dag energiøen annonceres, og de akkumulerer over årene, inden øen er færdigbygget.

### Der går mange år, før øen har en positiv effekt

Det er først efter år 2040, at de samlede CO<sub>2</sub>e-reduktioner fra energiøens strømekспорт forventes at overstige de samlede CO<sub>2</sub>e-udledninger, jf. figur 3.2.b. Figuren viser de akkumulerede netto-CO<sub>2</sub>e-udledninger som følge af energiøen. Den grå linje viser ligeledes, at nettoudledningerne stiger, indtil øen bygges i 2033. Efter 2033 falder den akkumulerede netto-CO<sub>2</sub>e-udledning, da de årlige CO<sub>2</sub>e-reduktioner overstiger de årlige CO<sub>2</sub>e-udledninger. I 2050 vil de akkumulerede CO<sub>2</sub>e-reduktioner ifølge modelkørslen overstige de akkumulerede CO<sub>2</sub>e-udledninger. I den konkrete modelkørsel er der således en lille, positiv klimaeffekt.

### EU ETS er ikke tilpasset med EU's mål

En udfordring ved det nuværende EU ETS er, at det ikke er tilpasset til EU's klimamål om fx klimaneutralitet i 2050, da sidste kvoteudstedelse sker i 2057 (Beck og Kruse-Andersen, 2020). EU ETS bliver derfor højst sandsynligt tilpasset fremadrettet, så det imødekommer EU's klimamål.<sup>25</sup> For at imødekomme de forventede tilpasninger af EU ETS har vi lavet en modelkørsel med en tilpasset reduktionsfaktor for kvoteudstedelsen, som gør, at der i EU ETS ikke udstedes flere CO<sub>2</sub>e-kvoter i 2050.<sup>26</sup>

<sup>23</sup> I modelkørslen i Beck og Kruse-Andersen (2020) vil 2039 være det første år, hvor loftet i MSR ikke længere er bindende. Når loftet ikke længere er bindende, annulleres der ikke CO<sub>2</sub>e-kvoter fra MSR, og MSR-systemet fungerer dermed som det gjorde inden reformen.

<sup>24</sup> Det oprindelige grønne paradoks blev beskrevet af Hans-Werner Sinn bl.a. i Sinn (2008), og beskriver, at når der meldes ud, at klimapolitikken gradvist bliver grønnere med tiden, sender det et signal til ejere og producenter af fossile brændsel (fx olie og naturgas) om, at værdien af deres ressourcer med tiden bliver mindre værd. De har derfor incitament til at accelerere udvindingen af fossile brændsler, som på den måde kan accelerere den globale opvarmning. Baggrunden for den mekanisme er, at markedsaktørerne (her olieproducenterne) reagerer på det signal, der sendes fra politikkerne. Jo længere tid de har til at reagere på signalet, desto større kan det grønne paradoks være.

<sup>25</sup> EU-Kommissionen kom i 2021 med et udspil om at tilpasse EU ETS, så det stemmer overens med EU's målsætninger. Det udspil hedder "Fit-for-55" og er beskrevet nærmere i Boks 6.1 (EU-Kommissionen, 2021a).

<sup>26</sup> I praksis er der lavet en mindre tilpasning af modellen, hvor den lineære reduktionsfaktor for kvoteudstedelse fra 2021 er forhøjet fra 2,2 pct. til 3,0 pct. Den ændring gør, at EU vil nå sit 2050-mål om klimaneutralitet i EU ETS. Den nuværende EU ETS stemmer ikke overens med EU's 2050-målsætning, og den sidste CO<sub>2</sub>e-kvoter forventes at blive udstedt i 2057, hvis systemet fortsætter som det er nu (Beck og Kruse-Andersen, 2020).

**Større lækage hvis kvotesystemet tilpasses EU's mål**

Når modellen køres med krav om, at den sidste kvote udstedes i 2050, bliver lækagen endnu større. Det viser figur 3.2.a, hvor den sorte linje viser de samlede CO<sub>2</sub>e-udledninger, hvis kvotesystemet justeres, så det passer med EU's klimamålsætninger. I det tilfælde er lækagen større, og de samlede ekstraudledninger er større end de samlede ekstrareduktioner i hele perioden indtil 2050. Grunden til at lækagen er større i dette scenarie er, at der er færre CO<sub>2</sub>e-kvoter, som gør, at MSR-loftet hurtigere nås, og det grønne MSR-paradoks har stærkere virkning.

**Energiøen kan øge CO<sub>2</sub>e-udledningerne**

Netto- CO<sub>2</sub>e -udledningen fra eksporten af strøm fra energiøen er stadig positiv i 2050 med ca. 37 mio. t. CO<sub>2</sub>e. Det fremgår ligeledes af den sorte linje i figur 3.2.b, der viser de akkumulerede netto- CO<sub>2</sub>e -udledninger med den tilpassede reduktionsfaktor. Det betyder, at de samlede CO<sub>2</sub>e -udledninger som følge af eksporten fra energiøen overstiger de samlede CO<sub>2</sub>e -reduktioner med 37 mio. t. CO<sub>2</sub>e. I det tilfælde har eksporten af strøm fra energiøen i Nordsøen altså en direkte skadelig effekt på klimaet, da det øger de samlede CO<sub>2</sub>e -udledningerne i EU i perioden fra i dag og frem til 2050.

**Lækagen opstår, inden energiøen er bygget**

Som vist i figuren, opstår lækagen både inden energiøen bygges, og efter øen er taget i brug. Lækagen sker grundet de to mekanismer beskrevet ovenfor. For det første gør prisme-konsekvensen det billigere for virksomheder at udlede efter energiøen er taget i brug. Den grønne strøm reducerer efterspørgslen efter CO<sub>2</sub>e -kvoter, som dermed reducerer prisen, så det bliver billigere at udlede CO<sub>2</sub>e. For det andet giver MSR-mekanismens indretning anledning til det grønne MSR-paradoks: energiøen gør det relativt billigere for virksomhederne at købe CO<sub>2</sub>e -kvoter efter øen er bygget. Det mindsker virksomhedernes incitament til at spare på CO<sub>2</sub>e -kvoterne til senere brug, så de bruger flere CO<sub>2</sub>e -kvoter, inden øen bygges. Derfor overføres færre kvoter til MSR, og færre kvoter bliver derfor annulleret permanent. Det grønne paradoks har specielt stor effekt, når tiltag, som fx energiøen, annonceres i god tid.

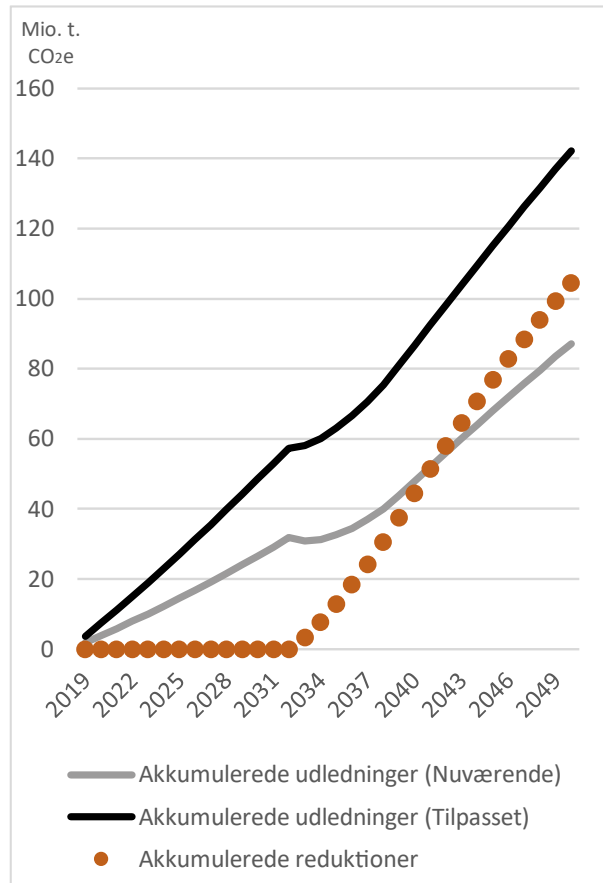
**Forbehold ved modellen – stabilt EU ETS**

De ovenstående modelkørsler er baseret på en model, der dog indeholder en beskrivelse af de vigtigste elementer til at vurdere lækage i kvotesystemet, nemlig virksomheders fremadskuende adfærd, samt en detaljeret beskrivelse af kvotesystemets regler. Kørslerne skal derfor ses som illustrationer af, hvordan strukturen i EU ETS, i kombination med virksomhedernes ageren på de strukturer, kan skabe lækage. Modellen illustrerer også, at lækagen af energiøen sandsynligvis er meget stor – og at den endda kan være over 100 pct. Den ene modelkørsel tager udgangspunkt i det nuværende EU ETS, på trods af at systemet formentlig bliver udsat for løbende politiske ændringer frem mod 2050. Selvom den anden modelkørsel med den tilpassede reduktionsfaktor er et forsøg på at imødekomme en forventet politisk ændring, vil den politik dog også være fastlåst i modellen. Modellen tager derfor ikke højde for løbende politiske ændringer af EU ETS, der kan opstå af flere forskellige grunde.

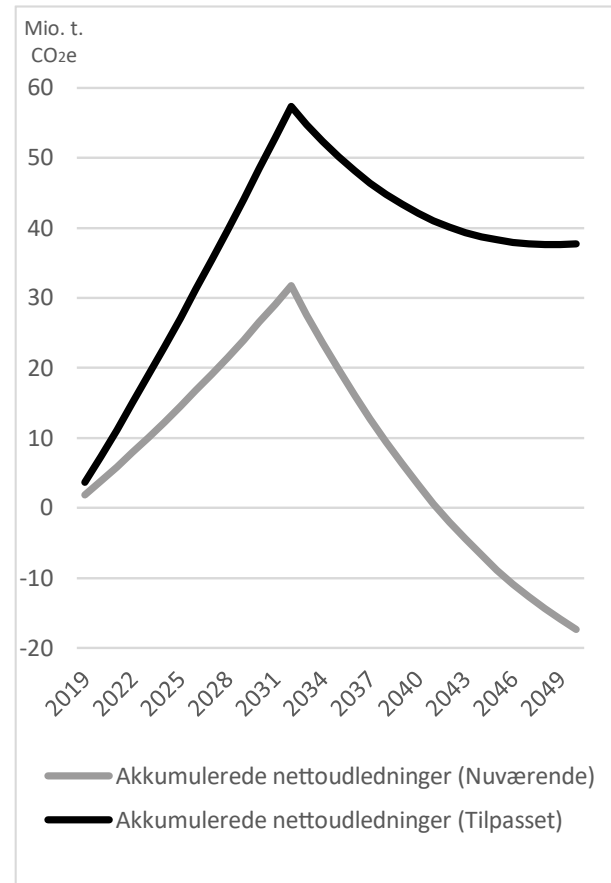


**Figur 3.2 Modelkørsel af eksport af grøn strøms påvirkning på de akkumulerede CO<sub>2</sub>e -udledninger i kvotesystemet frem til 2050**

Figur 3.2.a Akkumulerede ekstra t. CO<sub>2</sub>e -reduktioner og udledninger som følge af energiøen i Nordsøen



Figur 3.2.b Akkumulerede netto- CO<sub>2</sub>e -udledninger som følge af energiøen i Nordsøen



Anm.: figur 3.2.a viser den grå linje de akkumulerede CO<sub>2</sub>e -udledningerne fra modelkørslen af det nuværende kvotesystem. Den sorte linje viser akkumulerede CO<sub>2</sub>e -udledningerne fra modelkørslen af et kvotesystem, der har en tilpasset reduktionsfaktor for kvoteudstedelse, som gør, at EU ETS er klimaneutral i 2050. Den orange stiplede linje viser akkumulerede CO<sub>2</sub>e -reduktionerne som følge af eksporten fra energiøen i Nordsøen. figur 3.2.b viser de akkumulerede netto- CO<sub>2</sub>e -udledninger, som følge af eksporten fra energiøen i Nordsøen. Den grå linje viser de akkumulerede netto- CO<sub>2</sub>e -udledninger fra modelkørslen af det nuværende kvotesystem. Den sorte linje viser de akkumulerede netto- CO<sub>2</sub>e -udledninger fra modelkørslen af et kvotesystem, der har en tilpasset reduktionsfaktor for kvoteudstedelse, som gør, at EU ETS er klimaneutral i 2050.

I modelkørslen er det antaget at energiøen i Nordsøen blev annonceret i 2019.

Kilde: Modelkørsel pba. Beck og Kruse-Andersen (2020) med input fra egne beregninger pba.: Energistyrelsen (2021f), Energistyrelsen (2021h), Energistyrelsen (2021d) og Finansministeriet (2021a).

**Resultaterne er konsistente med Gerlagh et al (2021)**

Modelkørselens resultater bekræfter Gerlagh m.fl. (2021)'s resultat, der netop indikerer, at energiøen kan forøge de samlede CO<sub>2</sub>e -udledninger. De konkluderer, at "Abatement policies announced early but realized in the future are counter-effective because of the MSR, they increase cumulative emissions".

**Eksport af grøn strøm hjælper derfor ikke klimaet**

Vores modelkørsler viser, at prismekanismen og det grønne MSR-paradoks samlet set betyder, at eksport af grøn strøm kun bidrager minimalt eller slet ikke til EU's samlede CO<sub>2</sub>e -reduktioner. Faktisk kan energiøens eksport af grøn strøm, med visse modelantagelser om justering af EU ETS i en mere klimavenlig retning, ende med at forøge de samlede CO<sub>2</sub>e -udledninger. Eksporten af den grønne strøm som følge af energiøen vil derfor muligvis hjælpe nogle nabolande med at gøre deres grønne omstilling billigere, men det vil have minimal effekt på EU's samlede CO<sub>2</sub>e -udledninger.

**Lækagen er stor i EU ETS**

DØRS (2019) finder ligeledes, at lækagen er stor for danske tiltag, der reducerer CO<sub>2</sub>e -udledningen i de sektorer, der på nuværende tidspunkt er omfattet af EU ETS. Grunden er, at de samlede udledninger i store træk bestemmes af mængden af kvoter, der udstedes af EU. Så hvis et land foretager store reduktioner i brancher, der er omfattet af EU ETS, giver det andre EU-lande muligheden for at foretage færre reduktioner i de samme brancher.<sup>27</sup>

**International transport kan give lav lækage**

Lækagen kan være mindre i sektorer, der ikke er omfattet af et kvotesystem. Det gælder fx internationale sø- og lufttransport uden for EU, hvor der hverken er centralt fastsatte reduktionsmål eller kvoter. Hvis den grønne strøm bruges til at producere grønt brændstof til den internationale transport, tæller det hverken med i de danske reduktionsmål eller i andre landes reduktionsmål. I stedet bidrager det med reduktioner i en sektor, hvor der formentlig ellers ikke ville være reduceret. Dette vil således kunne give en gavnlig effekt på klimaet som følge af en lav lækagerate.

**Anbefalinger til eksporten af grøn strøm**

**Anbefaling:** Eksport af grøn strøm har minimal direkte klimaeffekt. Den direkte klimaeffekt bør derfor ikke indgå som et vægtigt argument for energiprojektet, hvis overskudsstrømmen skal gå til eksport.

**Anbefaling:** Hvis den grønne strøm anvendes til Power-to-X, vil den direkte klimaeffekt afhænge af, hvor PtX-produkterne bliver anvendt. Der kan være en betydelig klimagevinst, hvis den grønne strøm fx bliver brugt til grønne brændsler i international skibs- eller flytrafik uden for EU. PtX kræver dog formentlig statsstøtte, og klimagevinsterne heraf bør opvejes mod omkostningerne.

## 3.2 Energiøen har minimal betydning for forsyningsikkerheden



*Der er behov for at tænke stort og nyt, hvis Danmark i stor skala for alvor skal kunne eksportere og i fremtiden lagre og konvertere grøn, dansk strøm. Samtidig fastholdes en forsyningsikkerhed i verdensklasse og en optimeret infrastrukturudbygning. – Klimaaf-tale for energi og industri mv. 2020.*

**Argument for øen: bedre forsynings-sikkerhed**

I aftaleteksten om energioerne er der fremført et argumentet om, at Danmark med energiøen i Nordsøen vil forbedre elforsyningsikkerheden, så der er tilstrækkelig el til rådighed, når danskerne tænder for kontakten.<sup>28</sup> I dette afsnit undersøger vi dette argument ved først at se på, hvordan elforsyningsikkerheden ser ud fremadrettet, og dernæst hvordan energiøen forventes at påvirke den danske elforsyningsikkerhed. Vores undersøgelse viser, at energiøen har minimal betydning for den danske elforsyningsikkerhed, og at andre tiltag virker mere effektivt mod manglende elforsyningsikkerhed.

<sup>27</sup> Før reformen med ændring i MSR var dette 100 pct. tilfældet, da det var et fast kvotesystem med en forudbestemt udledning. Efter ændringen i MSR kan de enkelte medlemslande dog i større grad påvirke den samlede CO<sub>2</sub>e-udledning i EU ETS.

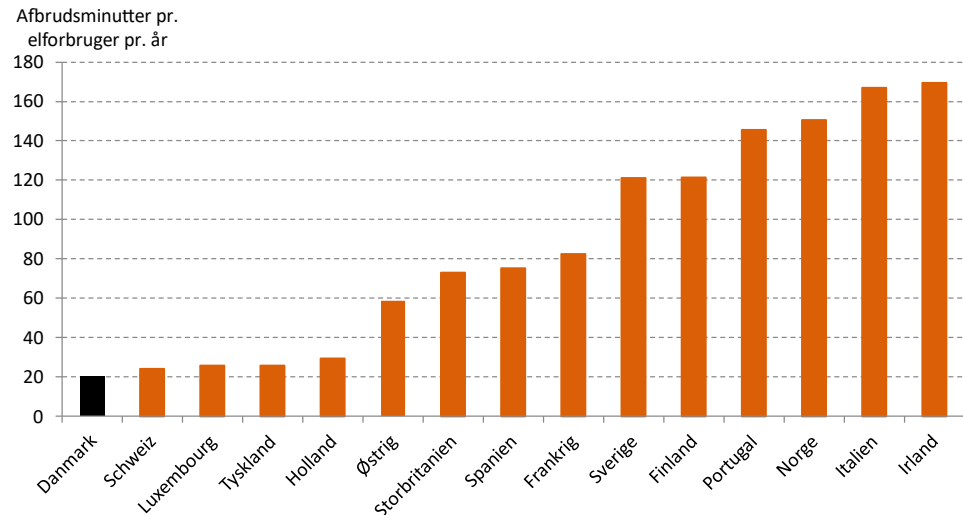
<sup>28</sup> Energistyrelsens definition på elforsyningsikkerhed er: "sandsynligheden for, at der er el til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges". Det er også den definition, vi bruger (Energistyrelsen, 2022b).

### 3.2.1 Danmark får problemer med forsynings sikkerheden i fremtiden

Danmarks  
forsynings-  
sikkerhed er god

Danmark er et af de lande i verden, der har den højeste elforsynings sikkerhed jf. Figur 3.3. Figuren viser, at Danmark i gennemsnit kun havde ca. 20 min. afbrydelser pr. elforbruger om året i perioden 2010 til 2016. Dette er lavere end mange sammenlignelige lande, fx er der i både Sverige og Norge mere end to timers afbrydelser årligt.

Figur 3.3 Årlige afbrudsminutter pr. elforbruger (gns. 2010-2016) i udvalgte europæiske lande



Kilde: Energistyrelsen (2022b).

Mål om fremtidig  
forsynings-  
sikkerhed

Danmark har et erklæret mål om maksimalt at have 35 afbrudsminutter pr. elforbruger i 2030 (Energistyrelsen, 2022a). Målet om maksimalt 35 min. afbrydelse i 2030 er det samme som målet i dag, men Danmark kan frem mod 2030 blive mere udfordret på elforsynings sikkerheden grundet bl.a. udfasning af flere af de fleksible energikilder.

Forsynings-  
sikkerhed har  
forskellige aspekter

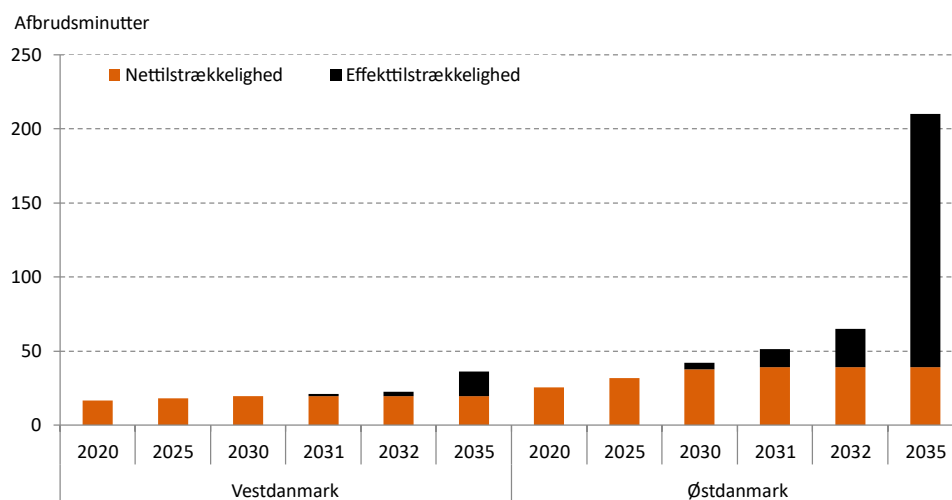
Forsynings sikkerheden består af tre forskellige aspekter:

- Effekttilstrækkelighed, der beskriver, om der er strøm nok til rådighed i nettet til den efterspørgsel, der er.
- Nettetilstrækkelighed, der beskriver nettets evne til at transportere elektricitet fra produktions- til forbrugssted.
- Systemsikkerhed, der beskriver elsystemets robusthed over for fejl og IT-hændelser.

Fokus på effekt-  
tilstrækkelighed

På trods af, at det på nuværende tidspunkt primært er nettetilstrækkeligheden, der giver afbrudsminutter, så bliver fokus i denne analyse i højere grad på effekttilstrækkelighed. Baggrunden for dette er, at den forventes at fylde mest fremadrettet, jf. Figur 3.4. Ligeledes vil energigøen i Nordsøen primært påvirke effekttilstrækkeligheden (Energistyrelsen, 2022a).

Figur 3.4 Samlede antal forventede afbrudsminutter i Vest- og Østdanmark



Anm.: Vestdanmark og Østdanmark er de to elområder, der findes i Danmark. Skillelinjen mellem de to områder er ved Storebælt.

Figuren viser grundberegningen fra Energistyrelsen (2022b). Antal afbrydningsminutter for nettetilstrækkeligheden er antaget at være konstante fra 2031 og frem. Afbrydningsminutter i 2020 angiver det historiske antal gennemsnitlige afbrudsminutter pr. elforbruger, og fra 2025 og frem vises de forventede afbrydningsminutter.

Reinvesteringer i elnettet og øget elforbrug bidrager til en voksende nettetilstrækkelighed. Den relativt store stigning i effekttilstrækkeligheden fra 2030 og frem sker bl.a. som følge af lukning af store termiske, fleksible kraftvarmeværker i Danmark, en forventet stigning i elforbruget samt en større afhængighed af den ufleksible vedvarende energi. Forventningen om en stigning i elforbruget skyldes fx elektrificering af energiforbruget til varme og transport, Power-to-X samt datacentre.

Kilde: Energistyrelsen (2022b).

### 3.2.2 Energiøen har kun minimal effekt på forsyningsikkerheden

**Fleksibilitet og kapacitet er vigtigt**

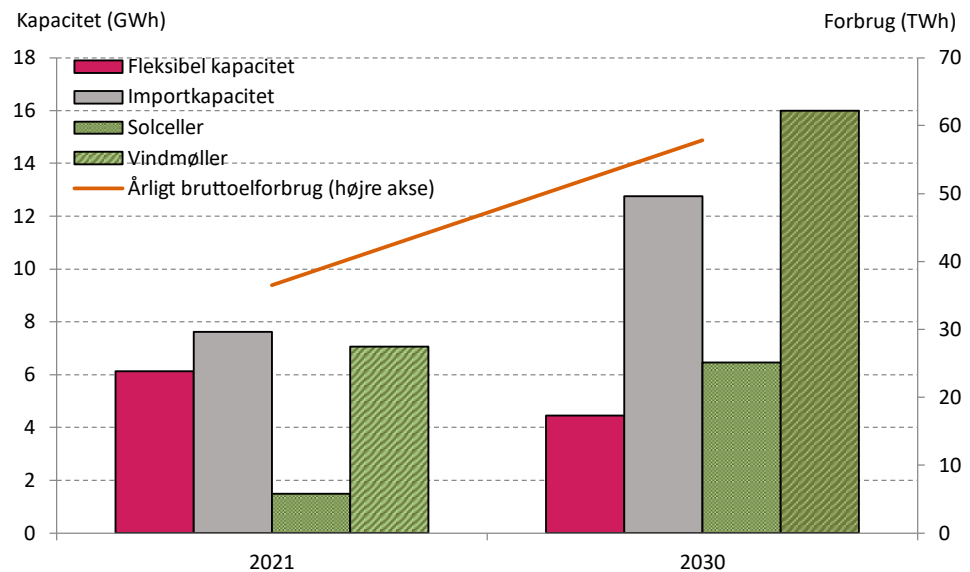
Fleksibilitet og kapacitet spiller en afgørende rolle for at sikre en stabil effekttilstrækkelighed (Energistyrelsen, 2022a). Flexibiliteten er vigtig i de perioder, hvor de ufleksible energikilder har lav produktion. Kapaciteten fra egen kraftværksproduktion er derfor vigtig, og fleksible energikilder udgør på nuværende tidspunkt ca. 41 pct. af den danske energiproduktion (Energistyrelsen, 2021f).<sup>29</sup> Ligeledes er kapaciteten i importkablerne i udlandsforbindelserne vigtige for Danmarks elforsyningsikkerhed. Importkapaciteten for de danske udlandskabler svarer i dag til mere end 50 pct. af den samlede indenlandske produktionskapacitet (Energistyrelsen, 2022a). Frem mod 2030 vil der ske en reduktion i den fleksible kapacitet (termiske kapacitet), mens importkapaciteten i udlandsforbindelserne dog forventes at stige, jf. figur 3.4.

**Udfasning af fleksible kilder kan have en effekt**

Udfasningen af fleksible energikilder kan medvirke til, at effekttilstrækkeligheden i fremtiden forværres, som vist i figur 3.4. Frem mod 2030 kan de fleksible energikilder ikke dække en lige så stor del af det danske forbrug som på nuværende tidspunkt. Det skyldes kombinationen af, at elforbruget fremadrettet forventes at stige, og at de fleksible energikilder udfases, da de primært er fossile, jf. figur 3.5.

<sup>29</sup> Beskrives i Analyseforudsætninger for Energinet 2021 som kraftvarme og består bl.a. af biomasse, affaldsforbrænding, kul og naturgas.

**Figur 3.5 Elproduktionskapacitet, importkapacitet og det årlige elforbrug i 2021 og 2030**



Anm.: Figuren er den samme som Figur 4 i Energinet (2021). Figuren er derfor baseret på Analyseforudsætninger til Energinet 2020 (AF20). I AF20 forventes en vindkapacitet på 16 GW i 2030, hvoraf 5 GW kommer fra energiøerne. 2 GW på Bornholm og 3 GW i Nordsøen er antaget at stå klar i 2030. I AF21 forventes en vindkapacitet på 11,5 GW i 2030, hvoraf energiøerne udgør 1 GW, hvilket udelukkende er i øst (Bornholm). Figuren her overvurderer derfor elproduktionen fra vindmøller i 2030. Den fleksible kapacitet svarer til hvad Energinet (2021) beskriver som den termiske elkapacitet. Den angiver, hvor meget el, der kan produceres vha. termisk, brændselsbaseret elproduktion, som indeholder kul, naturgas, biomasse, mv.

Kilde: Energinet (2021).

**Vedvarende energi gør DK's elproduktion ufleksibel**

I 2030'erne vil en større andel af strømmen komme fra relativt ufleksible, vedvarende energikilder. Det er specielt vindmøller, der kun producerer, når vinden blæser, og har nogle gange samme produktionsmønster af strøm på tværs af Danmark.<sup>30</sup> 55 pct. af den danske elproduktion er lige nu vind, og andelen stiger mod ca. 71 pct. i 2030, hvor udbygningen af havvind fra finansloven for 2022 er vedtaget (Energistyrelsen, 2021f og Finansministeriet, 2021a). Vind- og solenergi vil derfor overtage en stor del af den produktion, som tidligere er kommet fra kraftværker. Den store udvidelse af dansk vedvarende energi vil formentlig give større afhængighed af udlandet til både at aftage vores produktion, når det blæser meget og til at sørge for, at vi har strøm, når det ikke blæser i eller omkring Danmark. Samtidig kan det blive nødvendigt at forbedre lagringsteknologier, så en større del af den ufleksible vedvarende energi kan gemmes, til der er brug for den.

**Forsyningsikkerheden er i risiko, når vinden er svag...**

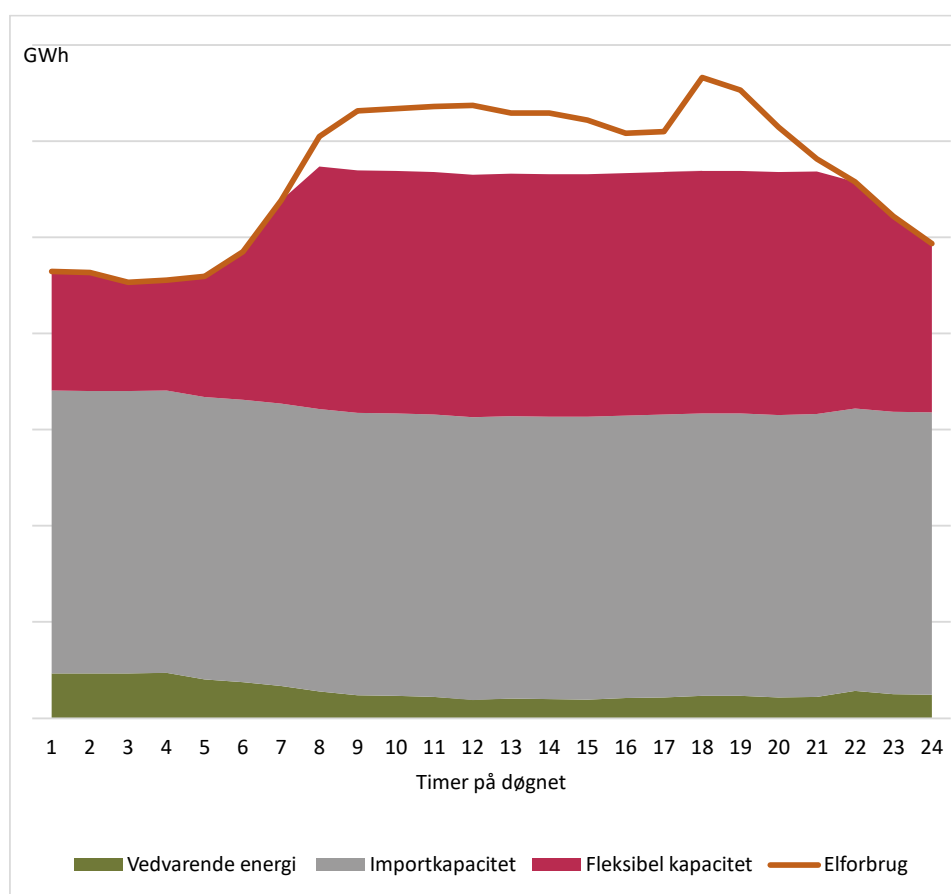
Efter 2030 vil der være størst risiko for strømafbrydelser på vindsvage tidspunkter om vinteren mellem kl. 16 og 20 (Energistyrelsen, 2022a). Her vil elforbruget være relativt højt, og produktionen af vedvarende energi være relativt lav. Dette er vist i figur 3.6, der er en illustrativ figur over et døgn med højt elforbrug (orange kurve) og en lav produktion af ufleksibel energi (grønt område). Elforbrug og -produktion er lavet pba. data fra dage med lav produktion af vedvarende energi, højt forbrug og høj produktion af el fra fleksible energikilder. Se bilag 6.1.4 for nærmere beskrivelse af data bag de illustrative figurer.

<sup>30</sup> Korrelationsberegninger fra timeproduktionen fra vedvarende energi i Øst- og Vestdanmark i perioden 2020-2021 er på ca. 84 pct., jf. beregninger lavet pba. data fra Energidataservice (2022).

.... og når forbruget  
samtidig er højt

Der er en stor risiko for strømafbrydelser på dage, hvor forbruget er højt, og produktionen af den uflexible, vedvarende energi er lav, jf. figur 3.6. For at danskerne har strøm den pågældende dag, skal det høje elforbrug dækkes. Det kan ske gennem den uflexible og vedvarende energi (grønt område), der har lav produktion den givne dag, udlandsforbindelser (gråt område) og fleksible termiske kraftværker (rødt område). Både udlandsforbindelser og fleksible kraftværker har dog kapacitetsbegrænsninger. Fordi produktionen af vedvarende energi den pågældende dag er lav, er der risiko for manglende effekttilstrækkelighed. Manglende effekttilstrækkelighed er vist med det ikke-skraverede område i figuren. Den manglende effekttilstrækkelighed er i dette eksempel størst i højforbrugsperioden mellem kl. 18 og 19, hvor der efterspørges mere el, end der kan produceres i Danmark. I figurens eksempel er der imidlertid problemer i store dele af dagen.

Figur 3.6 Illustration af en dag med højt elforbrug og lav elproduktion fra vedvarende energi



Anm.: Figur er lavet pba. elforbruget og elproduktionen i Danmark på timebasis for årene 2020 til 2021. Formålet med figuren er at give et bud på effekttilstrækkeligheden i en situation af sammenfald af hændelser, der kan udfordre effekttilstrækkeligheden. Elforbruget er således modelleret efter timeforbruget på den dag med det højeste elforbrug. Ligeledes er produktionen af vedvarende energi modelleret efter den dag med den laveste produktion. Den fleksible kapacitet og kapaciteten i udlandsforbindelserne er modelleret efter de dage med hhv. størst elproduktion fra fleksible kilder og størst nettoimport af strøm. Alle tallene er opjusteret efter den forventede stigning i hhv. elforbruget, den vedvarende energi, kapaciteten i udlandsforbindelserne og den fleksible kapacitet mellem 2021 og 2030, der er vist i figur 3.2. Se bilag 6.1.4 for en længere forklaring af beregningerne.

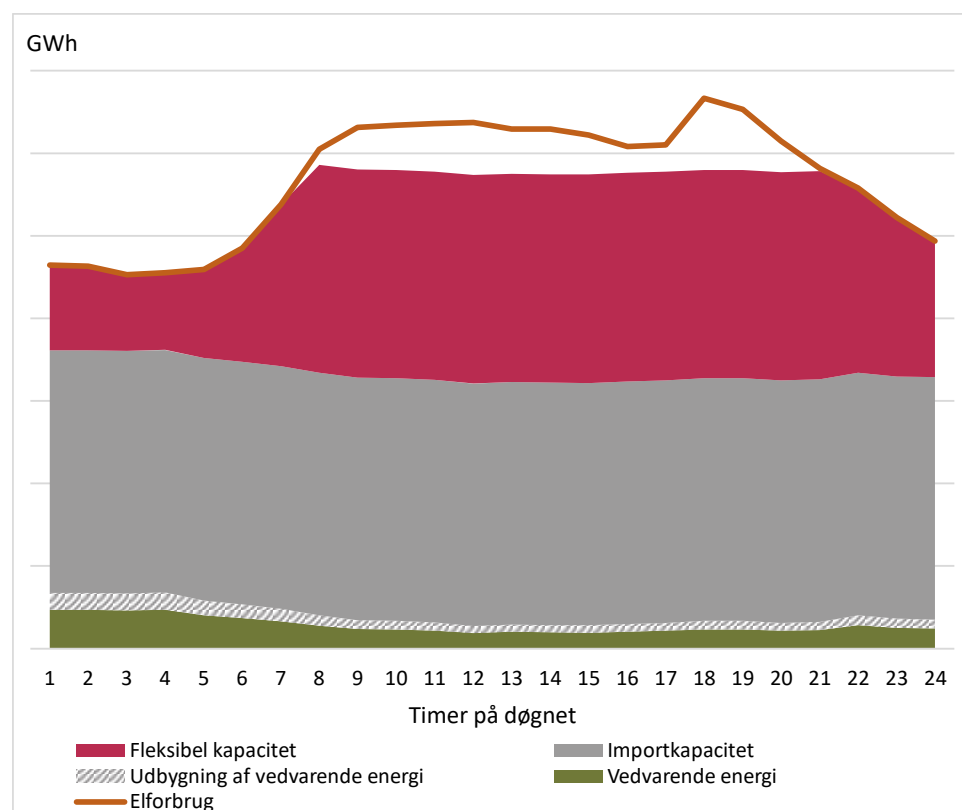
Kilde: Egne beregninger pba. data fra Energidataservice (2022) og Energinet (2021).



**Udvidelse af vindkapacitet har minimal effekt**

En udvidelse af vindkapaciteten har en minimal effekt på effekttilstrækkeligheden i fraværet af lagringsmuligheder. Grunden til det er, at elmanglen primært er et problem, når forbruget er højt, og når vinden ikke blæser, så en meget lille del af vindkapaciteten dermed er udnyttet. Dette er vist i et illustrativt eksempel i figur 3.7. Denne figur er af samme type som figur 3.6, men hvor der blot er sket en markant udvidelse af den vedvarende energi (grønt og skraveret område) svarende til 10 GW havvindmøller. Da udvidelsen af vindkapaciteten antages at have samme produktionsmønster som resten af den vedvarende energi, vil det kun have en lille effekt på den manglende elproduktion i højforbrugstimerne.<sup>31</sup> En udvidelse af vindkapaciteten er derfor en relativ ineffektiv måde at løse problemet med effekttilstrækkelighed på.

**Figur 3.7 Illustration af energiøens påvirkning på en dag med højt elforbrug og lav elproduktion fra vedvarende energi**



Anm.: Figur er lavet pba. elforbruget og elproduktionen i Danmark på timebasis for årene 2020 til 2021. Formålet med figuren er at give et bud på effekttilstrækkeligheden i en situation af sammenfald af hændelser, der kan udfordre effekttilstrækkeligheden. Elforbruget er således modelleret efter timeforbruget på den dag med det højeste elforbrug. Ligeledes er produktionen af vedvarende energi modelleret efter den dag med den laveste produktion. Den fleksible kapacitet og kapaciteten i udlandsforbindelserne er modelleret efter de dage med hhv. størst elproduktion fra fleksible kilder og størst nettoimport af strøm. Alle tallene er opjusteret efter den forventede stigning i hhv. elforbruget, den vedvarende energi, kapaciteten i udlandsforbindelserne og den fleksible kapacitet mellem 2021 og 2030, der er vist i figur 3.2. Udbygning af vedvarende energi er antaget som en udbygning af havvindmøller med en kapacitet på 10 GW, og med samme produktionsmønster som den eksisterende vedvarende energi. Det svarer til en øget produktion af vedvarende energi på ca. 44 pct. i det illustrative døgn. Se bilag 6.1.4 for en længere forklaring af beregningerne.

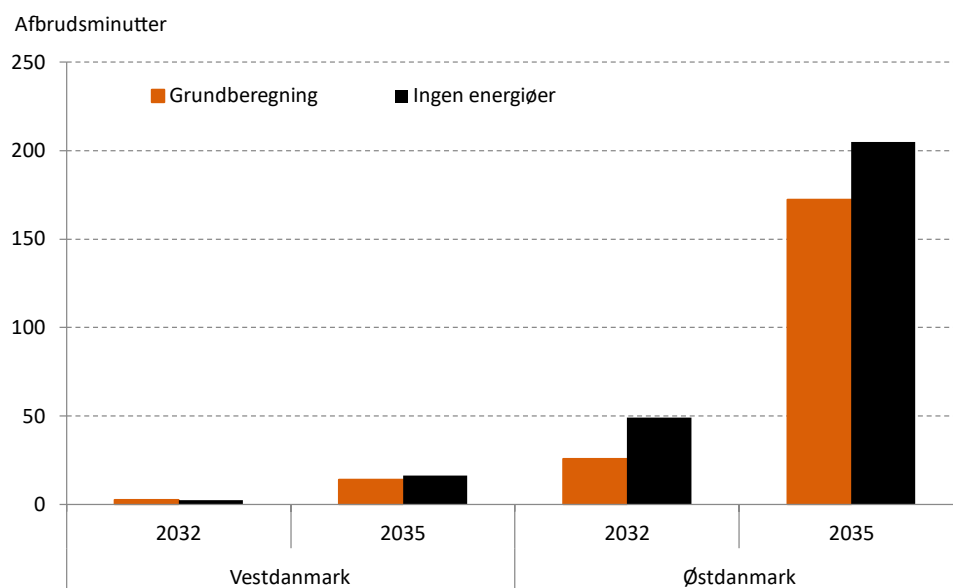
Kilde: Egne beregninger pba. data fra Energidataservice (2022) og Energinet (2021).

<sup>31</sup> Det gælder selvfølgelig kun, hvis den nye vedvarende energi har samme produktionsmønster som den eksisterende vedvarende energi. Hvis produktionsmønstrene er modsatte, kan en udvidelse godt hjælpe på forsyningsikkerheden.

**Energistyrelsen berører også effekt af energiø**

Energistyrelsens egne beregninger viser også, at energiøerne har en lav effekt på forsynings-sikkerheden (Energistyrelsen, 2022a). Det ses i figur 3.8, der viser hvor mange afbrudsminutter, der forventes i Vest- og Østdanmark,<sup>32</sup> fordelt på om energiøerne bliver etableret eller ej. Energiøen reducerer antallet af afbrudsminutter fra ca. 205 min. om året for Østdanmark til ca. 172 min. om året. Det svarer til, at energiøen blot reducerer antallet af afbrudsminutter med ca. 16 pct. Langt størstedelen af den positive effekt fra energiøen kan dog tilskrives de udlandsforbindelser, som forventes at komme pba. energiøen. Selve produktionen fra havvindmøllerne har kun en mindre effekt.

**Figur 3.8 Energiøernes påvirkning på forsynings-sikkerheden i 2032 og 2035**



Anm.: Bemærk at både energiøen i Nordsøen og energiøen ved Bornholm er med i grundberegningen. I grundberegningen er det antaget, at energiøen i Nordsøen idriftsættes mellem 2032 og 2033, mens energiøen ved Bornholm idriftsættes mellem 2029 og 2030.  
Kilde: Energistyrelsen (2022b).

### 3.2.3 Flexibilitet og lagring er afgørende for en god forsynings-sikkerhed

Når energiøerne kun har en minimal effekt på forsynings-sikkerheden, kan der med fordel bruges andre metoder til at forbedre forsynings-sikkerheden og reducere antallet af afbrudsminutter. Energistyrelsen (2022b) foreslår selv en række metoder til at forbedre effekttilstrækkeligheden: udvidelse af udlandsforbindelser, udvidelse af fleksibel elproduktion, bedre lagring, reduceret forbrug og øget flexibilitet i forbruget. De metoder beskrives alle nedenfor.

**Andre måder kan være bedre end mere VE**

<sup>32</sup> Vestdanmark og Østdanmark er de to elområder, der findes i Danmark. Skillelinjen mellem de to områder er ved Storebælt.

**Gode udlandsforbindelser er vigtigt**

Forbedring af udlandsforbindelserne kan have en gavnlig påvirkning på effekttilstrækkeligheden. Det er illustreret i figur 3.9.a, hvor det skraverede grå område viser en udvidelse af importkapaciteten i udlandsforbindelserne.<sup>33</sup> Udvidelsen øger Danmarks muligheder for at importere strøm i de perioder, hvor den danske produktion af vedvarende energi er lav. I det illustrative eksempel dækker udvidelsen i importkapacitet det meste af den manglende effekttilstrækkelighed.<sup>34</sup>

**Udlandsforbindelse hjælper kun, når udlandet har nok**

En udvidelse af forbindelserne til udlandet vil dog kun have en positiv effekt på den danske forsyningssikkerhed, når udlandet producerer nok strøm til, at de kan eksportere til Danmark. Hvis det ikke er tilfældet, afhjælper større kapacitet i udlandsforbindelserne ikke problemet. Flere af Danmarks nabolande ser i de kommende år ind i samme problematik som Danmark, hvor forbruget stiger, kapaciteten i de fleksible, termiske anlæg falder, hvorfor afhængigheden af den uflexible, vedvarende energi stiger (Energinet, 2021). Derudover tager aftaler om og konstruktion af nye udlandsforbindelser lang tid og er forbundet med stor risiko, som vi også fremlagde bekymringer om i sidste rapport (Kraka Advisory, 2021).

**Udvidelse af den fleksible produktion kan hjælpe**

En udvidelse af den fleksible produktion kan også afhjælpe problemer med effekttilstrækkeligheden. Det er illustreret i figur 3.9.b, hvor det skraverede røde område viser en udvidelse af den fleksible strømproduktion.<sup>35</sup> Udvidelsen af fleksibel produktion kan både ske gennem flere regulerbare kraftværker eller bedre lagring af strømmen, der så kan gå tilbage i elnettet. Med udvidelsen af den fleksible produktionskapacitet kan Danmark have højere forbrug - selv i de perioder, hvor den danske produktion af vedvarende energi er lav. I det illustrative eksempel bliver størstedelen af den manglende effekttilstrækkelighed dækket af udvidelsen.

**Klimaudfordringer ved udvidelse af termisk kapacitet**

En udvidelse af den fleksible, termiske kapacitet kan dog være forbundet med klimaudfordringer både for Danmarks CO<sub>2</sub>e -regnskab og grundet CO<sub>2</sub>e -udledninger fra biomasse. Store dele af de termiske anlæg er baseret på fossile brændsler, som Danmark og resten af EU har ambitioner om at udfase.<sup>36</sup> En opbremsning i udfasningen kan sinke den grønne omstilling. I fremtiden vil flere termiske anlæg være baseret på biomasse, der betragtes som CO<sub>2</sub>e -neutralt.<sup>37</sup> Flere steder påpeges dog de bæredygtige udfordringer med langsom og utilstrækkelig genplantning af biomasseforbruget, som giver usikkerhed om biomassen faktisk er CO<sub>2</sub>e -neutral (fx Klimarådet, 2018).

**Lagring kan gøre produktionen fleksibel**

Som nævnt ovenfor er energilagring en måde at udvide den fleksible produktion på og dermed afhjælpe udfordringen med effekttilstrækkelighed i perioder, hvor vinden ikke blæser, og solen ikke skinner. Der findes en række måder, hvorpå sol- og vindenergi kan lagres direkte. De kan deles op i: i) termisk lagring, hvor energi lagres i form af varme i væsker eller sten og bruges som fjernvarme, ii) mekanisk lagring, hvor energi lagres i vandreservoirer eller komprimeret luft til brug i turbiner, og iii) kemisk lagring, hvor energien gemmes i batterier (Andel, 2022). Udover disse direkte metoder til energilagring kan energi lagres i brint vha. elektrolyse. Brinten kan opbevares som gas og bruges, når der er behov (Fremtidens energi, 2022).

<sup>33</sup> Udvidelsen i importkablets kapacitet er antaget at være på ca. 22 pct., som er halvdelen af udvidelsen af kapaciteten for vedvarende energi i Figur 3.7, der var på ca. 44 pct.

<sup>34</sup> I aftaleteksten om energigørerne er det også hensigten, at udlandsforbindelserne udvides, hvilket kan afhjælpe problemet med manglende effekttilstrækkelighed. I det tilfælde, er det dog primært fra udlandsforbindelserne, frem for energigørerne og udbygning af vedvarende energi, som forbedrer effekttilstrækkeligheden.

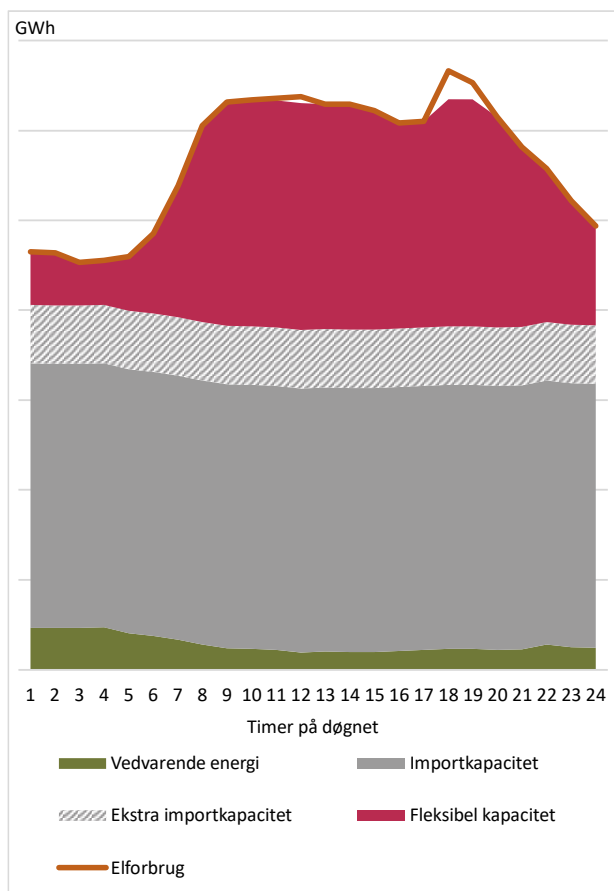
<sup>35</sup> Udvidelsen i den fleksible strømproduktion er antaget til at være på ca. 22 pct., som er halvdelen af udvidelsen af kapaciteten for vedvarende energi i figur 1.7, der var på ca. 44 pct.

<sup>36</sup> Ifølge energistatistikken udgjorde fossile brændsler (olie, kul, naturgas og affald) ca. 45 pct. af den fleksible danske elproduktion i 2020, mens biomasse og biogas udgør de sidste 55 pct. (Energiestyrelsen, 2021f).

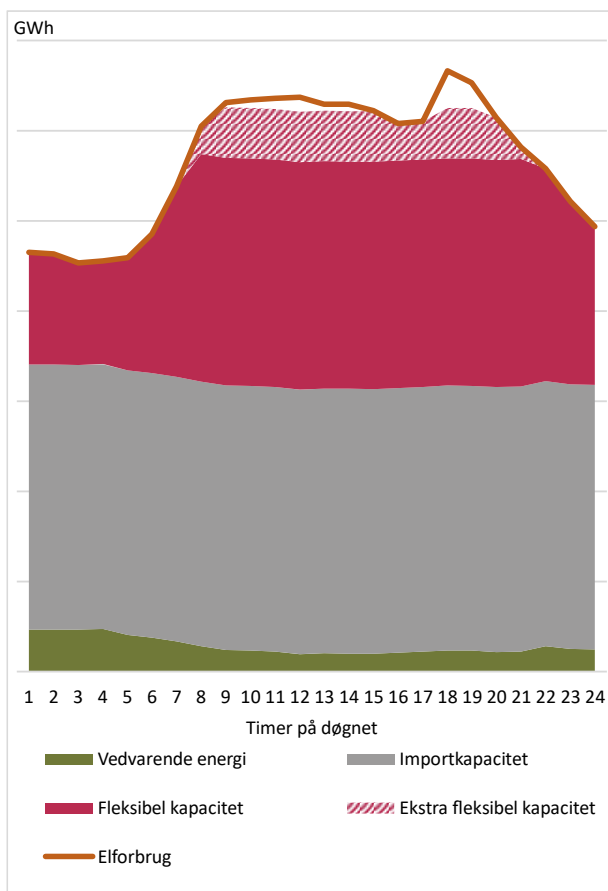
<sup>37</sup> Biomasse betragtes som CO<sub>2</sub>e -neutralt, da der ved afbrænding blot udledes den mængde CO<sub>2</sub>e, som biomassen, fx i form af en skov, har reduceret i løbet af den fulde levetid. CO<sub>2</sub>e-udledningen fra biomasse går derfor i nul. Det gælder dog kun så længe, at skoven, der bruges til biomasse faktisk genplantes, og igen får mulighed for at optage CO<sub>2</sub>e. Hvis input til biomassen sker ved at fælde eksisterende skov uden at genplante, har biomasse en positiv CO<sub>2</sub>e-udledning.

**Figur 3.9 Illustration af en dag med højt elforbrug og lav elproduktion fra vedvarende energi og forskellige udvidelser af kapaciteten**

Figur 3.9.a Illustration af udvidelse af importkapaciteten



Figur 3.9.b Illustration af udvidelse af den fleksible kapacitet



Anm.: Figuren er lavet pba. elforbruget og elproduktionen i Danmark på timebasis for årene 2020 til 2021. Formålet med figuren er at give et bud på effektivitetsstrækkeligheden i en situation af sammenfald af hændelser, der kan udfordre effektivitetsstrækkeligheden. Elforbruget er således modelleret efter timeforbruget på den dag med det højeste elforbrug. Ligeledes er elproduktionen af vedvarende energi modelleret efter den dag med den laveste produktion. Den fleksible kapacitet og kapaciteten i udlandsforbindelserne er modelleret efter de dage med hhv. størst elproduktion fra fleksible kilder og størst nettoimport af strøm. Alle tallene er opjusteret efter den forventede stigning i hhv. elforbruget, den vedvarende energi, kapaciteten i udlandsforbindelserne og den fleksible kapacitet mellem 2021 og 2030, der er vist i figur 3.2. Ekstra kapacitet i udlandsforbindelserne er antaget som en udbygning af udlandsforbindelserne med 22 pct. for det illustrative døgn (svarende til halvdelen af den relative udbygning af vedvarende energi i figur 3.6). Tilsvarende er ekstra fleksibel kapacitet antaget som en udbygning af de fleksible produktionskilder med 22 pct. for det illustrative døgn. Se bilag 6.1.4 for en længere forklaring af beregningerne.

Kilde: Egne beregninger pba. data fra Energidataservice (2022) og Energinet (2021).

**PtX og lagring i brint er energikrævende**

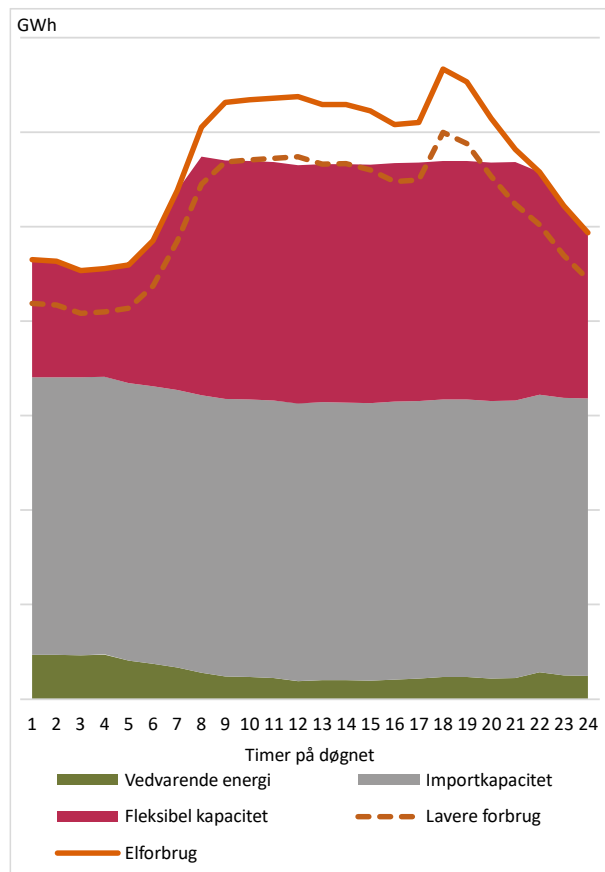
Udfordringen med at bruge brint som energilager er dog, at elektrolyse er meget energi-krævende, og der er således et stort effektivitetstab forbundet med denne form for lagring. Desuden vurderes teknologien at skulle udvikles yderligere, før der virkelig er potentiale for lagring i stor skala (Fremtidensenergi, 2022).

**Reduceret forbrug vil dæmpe perioder med højt forbrug**

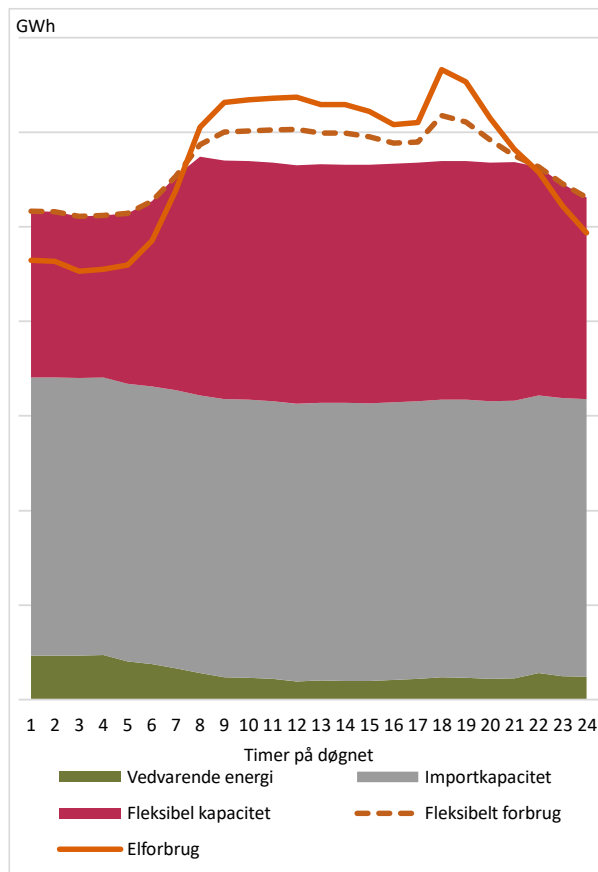
En reduktion af det generelle elforbrug er også en måde at dæmpe efterspørgslen i de perioder med højt forbrug på og kan dermed være en løsning på den manglende effektivitetsstrækkelighed. Det ses af figur 3.9.a, hvor den stiplede orange linje viser, hvordan dagsforbruget ser ud, hvis der sker en 10 pct. reduktion i elforbruget ift. basissceneriet. En reduktion i elforbruget kan ske ved ren nedskæring eller ved energieffektiviseringer. En 10 pct. reduktion i elforbruget i eksemplet gør, at der næsten ikke mangler strøm i de perioder, hvor forbruget er størst. Energieffektivisering eller generelt reduceret elforbrug kan derfor afhjælpe problemet med effektivitetsstrækkelighed.

**Figur 3.10 Illustration af en dag med højt elforbrug og lav elproduktion fra vedvarende energi og justeret forbrug**

Figur 3.10.a Illustration af reduceret elforbrug



Figur 3.10.b Illustration af mere fleksibelt elforbrug



Anm.: Figuren er lavet pba. elforbruget og elproduktionen i Danmark på timebasis for årene 2020 til 2021. Formålet med figuren er at give et bud på effektiv-strækkeligheden i en situation af sammenfald af hændelser, der kan udfordre effektivstrækkeligheden. Elforbruget er således modelleret efter timeforbruget på den dag med det højeste elforbrug. Ligeledes er elproduktionen af vedvarende energi modelleret efter den dag med den laveste produktion. Den fleksible kapacitet og kapaciteten i udlandsforbindelserne er modelleret efter de dage med hhv. størst elproduktion fra fleksible kilder og størst nettoimport af strøm. Alle tallene er opjusteret efter den forventede stigning i hhv. elforbruget, den vedvarende energi, kapaciteten i udlandsforbindelserne og den fleksible kapacitet mellem 2021 og 2030, der er vist i figur 3.2. Lavere elforbrug er antaget som en reduktion af elforbruget på 10 pct. ift. figur 3.6. Mere fleksibelt elforbrug er antaget som en udjævning af elforbruget med 50 pct. ift. figur 3.6. Det betyder, at elforbruget for hver eneste time justeres til at være 50 pct. tættere på det gennemsnitlige timeforbrug i løbet af det illustrative døgn. Se bilag 6.1.4 for en længere forklaring af beregningerne.

Kilde: Egne beregninger pba. data fra Energidataservice (2022) og Energinet (2021).

### Mere fleksibelt forbrug kan udjævne forbrug

En større fleksibilitet i forbruget kan også være en måde at udjævne forbruget, som gør, at elforbruget i højforbrugsperioderne bliver mindre. Det er vist i figur 3.10.b, hvor den stiplede orange linje viser, hvordan dagsforbruget ser ud, hvis der sker en udjævning af elforbruget.<sup>38</sup> Det øgede elforbrug i perioderne med lavforbrug bliver dækket af import fra udlandet eller af den fleksible produktion. Elforbruget i perioderne med højt forbrug reduceres, så dele af det kan dækkes af udlandet og den fleksible produktion. Den forventede udvidelse af elbilsparken kan være med til en forbrugsudjævning, da mange af elbilerne formentlig vil oplade om natten.

<sup>38</sup> I den illustrative figur er antaget en 50 pct. udjævning af forbruget, men uden en ændring i det samlede forbrug. Det betyder, at det forskellen fra det timevise forbrug til det gennemsnitlige timevise forbrug er reduceret med 50 pct.

**Det kan være svært at udjævne og reducere forbruget**

Det kan være svært at få danskerne til at udjævne eller reducere elforbruget. Der eksisterer i forvejen relativt stor prisforskel på, om elforbruget sker på tidspunkter med høj eller lav produktion af vedvarende energi (se fx SEAS-NVE, 2022). I teorien burde det få danskerne til at udjævne forbruget. Et problem kan dog være, at danskerne generelt ikke har nok viden om omkostningerne ved deres elforbrug. Fremadrettet kan smarthomes og elbiler blive en del af løsningen, da de kan justere dele af elforbruget, så det falder sammen med de tidspunkter, hvor elprisen er lav.

**Energiø er ineffektiv til forsyningsikkerhed**

Ovenstående analyse viser, at der findes mange måder at forbedre effektilstrækkeligheden på, men energiøen er ikke den mest effektive. Energiøen producerer nemlig ikke meget strøm på de tidspunkter, hvor der mangler strøm og vil derfor kun hjælpe ganske lidt på effektilstrækkeligheden. Andre alternativer, som udvidelse af udlandsforbindelser, udvidelse af fleksibel elproduktion, bedre lagring, reduceret forbrug og øget fleksibilitet i forbruget, virker alle bedre og mere effektivt til at afhjælpe udfordringer med effektilstrækkelighed.

**Anbefalinger til elforsyningsikkerheden**

**Anbefaling:** Man skal ikke bruge forsyningsikkerhed som argument for energiøen i Nordsøen, da energiøen kun har en minimal gavnlige effekt på elforsyningsikkerheden.

**Anbefaling:** Hvis ønsket er at gavne elforsyningsikkerheden, skal der i stedet kigges mod andre løsninger, fx udvidelse af udlandsforbindelser, udvidelse af fleksibel elproduktion, bedre lagring, reduceret forbrug og øget fleksibilitet i forbruget.

### 3.3 Danmark kan gavne klimaet ved at være foregangsland



*Danmark er og skal være et foregangsland i den grønne omstilling – Klimaaftale for energi og industri mv. 2020.*

**Argumentet for energiøen: foregangsland**

Både i aftaleteksten om energiøen og i klimaloven bliver det pointeret, at Danmark skal være et grønt foregangsland, der kan påvirke og inspirere resten af verden til grøn omstilling. I dette afsnit undersøger vi, om det giver mening at bruge foregangslandsargumentet til at forklare, hvorfor Danmark skal etablere energiøen i Nordsøen. Vi finder, at energiøprojektet har potentiale til at gavne klimaet, hvis det anviser en vej til billigt og effektivt at høste havvind i hele verden og derved giver andre lande tilskyndelse til at føre en mere ambitiøs klimapolitik.

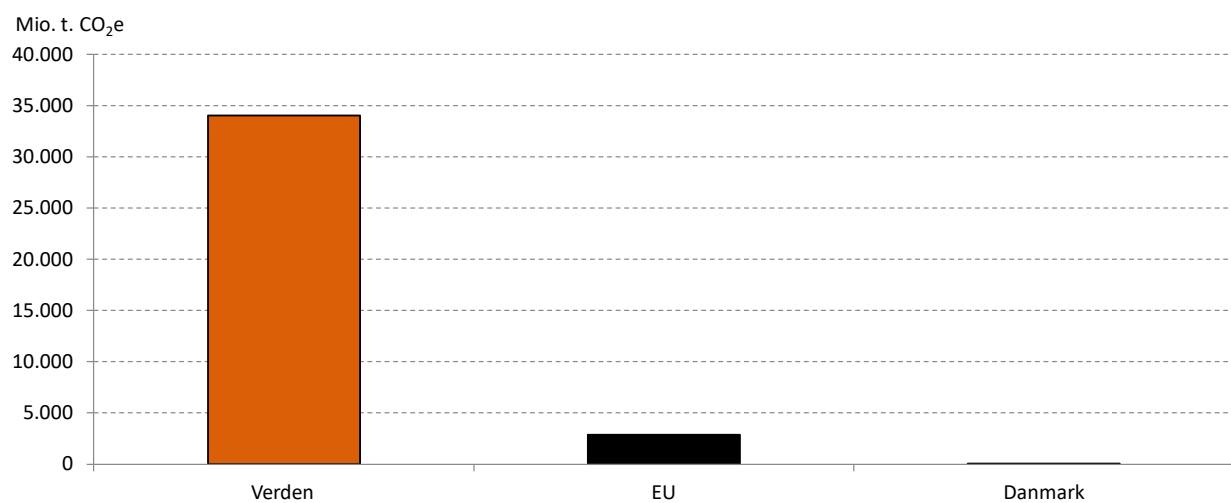


### 3.3.1 Danmarks udledninger betyder forsvindende lidt i det samlede klimaregnskab

Danmarks klimapåvirkning er forsvindende lille

Danmarks udledninger af drivhusgas udgør så lille en del af verdens samlede udledninger, at det ingen direkte påvirkning har på klimaet, hvilken klimapolitik Danmark fører. Danske udledninger udgør mindre end 0,1 pct. af verdens samlede udledninger, mens fx EU's udledninger udgør 8,4 pct, jf. figur 3.11. Selvom Danmark og EU i disse år reducerer deres udledninger, stiger verdens samlede udledninger stadig, jf. FN (2021a). Når Danmarks udledninger fylder så lidt og med argumenterne om lækage fra afsnit 3.1.2, er det relevant at spørge, hvorfor Danmark påtager sig så ambitiøs en opgave som at etablere verdens første energiø, og om energiøen alligevel kan gavne det globale klima af indirekte veje.

Figur 3.11 Udledning af drivhusgasser: Verden, EU og Danmark, CO<sub>2</sub>e



Kilde: The World Bank – DataBank. Database: World Development Indicators. Serie: Total greenhouse gas emissions (kt of CO<sub>2</sub> equivalent)

**Bedre argument: Danmark som klimaforegangsland**

Danske politikere fremfører ofte det argument, at Danmark skal være et foregangsland på klimadagsordenen, når de skal forklare deres ambitiøse klimapolitik. Her er energiøen ingen undtagelse. Foregangslandsargumentet bruges også hyppigt i den akademiske litteratur til at forklare, at små lande uden nævneværdig effekt på klimaet fører klimapolitik, der er mere ambitiøs end den, de internationalt har forpligtet sig til. I de følgende afsnit præsenterer vi de væsentligste argumenter for, at et land påtager sig rollen som foregangsland i klimapolitikken og diskuterer, om disse argumenter også er gyldige for energiøen i Nordsøen. Vi opdeler argumenterne i to overordnede måder at være klimaforegangsland på, nemlig som teknologisk foregangsland og som klimapolitisk foregangsland.

### 3.3.2 Der er grunde til, at Danmark skal være et teknologisk foregangsland

Teknologiske løsninger gør grøn omstilling billigere

Enkelte landes teknologiske landvindinger kan gøre den grønne omstilling billigere og nemmere for hele verden. Derfor kan selv små lande med en lille klimapåvirkning, som Danmark, gavne klimaet ved at føre teknologibaseret klimapolitik<sup>39</sup>, jf. Greaker m.fl. (2019) og Hoel (2012). Vi opdeler de vigtigste argumenter for at være teknologisk foregangsland i tre hovedargumenter, jf. boks 3.2. Hvert argument uddybes i selvstændige afsnit nedenfor.

<sup>39</sup> Forstået som klimapolitik, der har til formål at udvikle og udbrede nye teknologier.

**Boks 3.2 Argumenter for at være et teknologisk foregangsland**

- Mulighed for at påvirke teknologisk udvikling
- Fremme hjemlige, grønne virksomheder og industrier
- Reducere usikkerhed om reduktionsomkostninger

*Mulighed for at påvirke teknologisk udvikling*

**Grøn omstilling kræver teknologiske fremskridt**

Alt peger på, at teknologiske fremskridt er afgørende, hvis verden skal nå i mål med den grønne omstilling, og omfattende klimaforandringer skal undgås, jf. Hoel (2012). Derfor pointerer forfatteren, at det specielt for små lande er relevant at lægge vægt på teknologiudvikling, når politikerne designer de enkelte landes klimapolitik. Udover direkte støtte til forskning og udvikling (FoU) kan det ske ved at øge incitamentet til at udvikle grønne teknologier ved at stramme klimapolitikken ved fx at beskatte CO<sub>2</sub>e -udledninger og dermed øge efterspørgslen efter klimavenlige produktionsteknologier, jf. DØRS (2019).

**Positive effekter af FoU retfærdiggør statslig støtte**

Teknologigevinsterne fra FoU tilfalder ofte i nogen grad det resterende samfund og ikke kun dem, der står bag fremskridtet, fordi viden let spredes. Derfor kan lande, der er ambitiøse på klimaets vegne, med fordel understøtte FoU, da den enkelte virksomhed ikke tager højde for den positive effekt af FoU på resten af samfundet og derfor ikke investerer tilstrækkeligt i FoU set fra samfundets perspektiv. En positiv effekt, som den enkelte virksomhed fx ikke tager højde for, er, at teknologiske fremskridt kan gøre den grønne omstilling nemmere og billigere i hele verden.

**Spredning af teknologi kan give negativ lækage**

Netop den effekt kan bidrage til at mindske lækagen ved klimapolitik, jf. DØRS (2019). Faktisk viser en teoretisk analyse af Gerlagh og Kuik (2014), at lækageraten af klimapolitik kan være negativ, hvis klimateknologiske landvindinger spredes i tilstrækkelig stor grad, da det medfører mere ambitiøse målsætninger i udlandet.

**Forskning og udvikling er et strategisk værktøj**

Med den argumentation er investeringer i FoU også et strategisk værktøj, som små lande kan bruge for at øge verdens samlede klimaambitioner, jf. Greaker m.fl. (2019). Argumentet bygger bl.a. på, at et bærende element i Parisaftalen er, at hvert land indberetter egne frivillige reduktionsmål. Hvis grønne teknologiforbedringer gør det billigere at reducere sine udledninger, øger det tilskyndelsen for de enkelte lande til at hæve deres reduktionsmål.

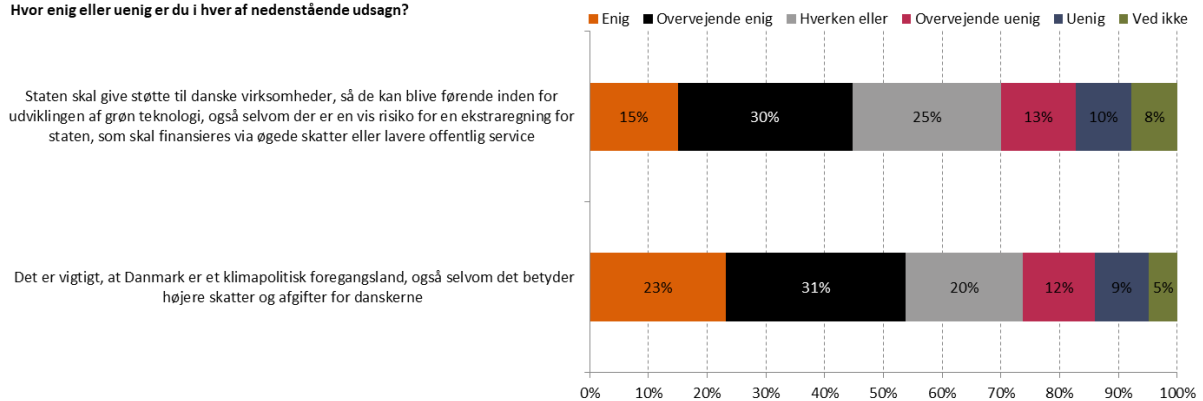
**Energiøen kan blive en teknologisk landvinding**

Energiøen i Nordsøen opfylder alle de kriterier, der skal til for at blive en teknologisk landvinding, der kan bidrage til at gøre det billigere at producere grøn strøm i store dele af verden og derved øge andre landes ambitionsniveau. Aftalen om at etablere danske energiøer kan derfor sagtens kategoriseres som ambitiøs, teknologibaseret klimapolitik, som kan have gavnlig effekt på ikke kun Danmarks, men også resten af verdens drivhusgasudledninger.

## Danskerne mener

- 45 pct. af danskerne går ind for at bruge statslige midler til at gøre danske virksomheder til førende inden for grøn teknologi.
- 54 pct. vil gerne have at Danmark er et klimapolitisk foregangsland – også selvom det giver højere skatter og afgifter.

Hvor enig eller uenig er du i hver af nedenstående udsagn?



Anm.: Beregnet pba. svar fra 1016 respondenter indsamlet i løbet af december 2021. Spørgeskemaundersøgelse udført af Kantar Gallup på vegne af Kraka Advisory.

### Klimapolitik kan give eksport af dansk knowhow

#### *Fremme hjemlige, grønne virksomheder og industrier*

En anden gevinst ved at føre en ambitiøs og teknologibaseret klimapolitik er, at det kan give danske virksomheder en grøn styrkeposition, som de kan bruge til at eksportere grønne teknologier, jf. Hoel (2012). Når det er sagt, er en dansk styrkeposition kun værdifuld i det omfang, den øger produktiviteten og kvaliteten af danske job. Hvis det ikke er tilfældet, er der ikke noget godt argument for at statsstøtte med visionen om at skabe en dansk styrkeposition. Argumentet om at statsstøtte skaber styrkepositioner, der skaber eksport kan ikke stå alene, medmindre det også øger produktiviteten.

### Private motiveres af mulighed for eksport af knowhow

Vores dialog med de private aktører i energiøprojektet viser, at netop muligheden for at opbygge erfaring og knowhow, der kan bruges til eksport af energiøkoncepter til resten af verden, er en stor motivation for at engagere sig i projektet.

### Danmark kan være på vej mod nyt vindeventyr

Danmark kan med fordel jage et nyt vindeventyr i ambitionen om at afhjælpe klimaudfordringerne. Danmark bør fokusere på at udnytte sin ekspertise inden for produktion af vindmøller og vurdere hvilke innovative løsninger, der kan forventes at være et globalt marked for, hvis vi vil gøre noget godt for klimaet, jf. Greaker m.fl. (2019). At Danmark har en styrkeposition inden for vindenergi og energiproduktion er dokumenteret af fx Patent- og Varemærkestyrelsen (2020), der viser, at patenter i den kategori udgør 55 pct. af alle patentansøgninger fra danske virksomheder. Den andel er langt større end for sammenlignelige lande som Sverige og Tyskland.

### Satsning på vind har klimapotiale, men er risikabel

Sådan en klimapolitik med fokus på at udvikle én bestemt teknologi, som kan gøre den grønne omstilling billigere for resten af verden, har et stort klimapotiale, hvis den lykkes. Omvendt er den risikabel, fordi den kræver en satsning på at udvikle én bestemt styrkeposition. Lykkes det ikke, fx fordi politikerne ikke har den rette viden til at vælge rigtigt, eller fordi andre teknologier viser sig bedre til at håndtere fremtidens klimaudfordringer, kan det snævre fokus vise sig ikke at have nogen positiv effekt.

**Teknologitunge  
brancher samler sig  
i erhvervsklynger**

Hvis Danmark har held med at fastholde og udbygge sin styrkeposition inden for vind, kan det have den positive sidegevinst, at Danmark kan tiltrække teknologitunge virksomheder. Brancher med en høj grad af teknologiudvikling har det nemlig med at samle sig i såkaldte erhvervsklynger, jf. Audretsch og Feldman (1996). Ud over at fremme eksport har et nyt vindeventyr således også potentiale til at tiltrække højteknologiske virksomheder til Danmark.

**Energiøen kan  
udbygge Danmarks  
styrkeposition**

Energiøprojektet rummer et potentiale for både at udvide den eksisterende danske styrkeposition inden for vindmølleproduktion samt for at skabe nye styrkepositioner. Hvis danske virksomheder har held med at udvikle energiøkoncepter, som kan eksporteres og gøre det billigere at høste gode vindressourcer verden over, rummer det potentiale – ikke blot for dansk erhvervsliv, men også for danske lønmodtagere, hvis det udmønter sig i højproduktive job. Det samme gælder desuden, hvis danske virksomheder lykkes med at gøre PtX-teknologien konkurrencedygtig og skalérbar.

**Demonstration kan  
have positive  
klimaeffekter**

*Reducere usikkerhed om reduktionsomkostninger*

Ved at føre en teknologibaseret klimapolitik kan ambitiøse lande demonstrere for resten af verden, at grøn omstilling er en billig og farbar vej. Hvis en række lande demonstrerer, at grønne løsninger virker i praksis, bliver det mindre usikkert for andre lande at følge trop. Af den grund argumenterer Heal og Kunreuther (2017) for, at enkelte lande kan starte en dominoeffekt, hvor flere og flere lande bliver grønne, blot ved at tage første skridt, fordi andre lande ikke er villige til at gøre det.

**At demonstrere lave  
omkostninger kan  
give dominoeffekt**

En tilsvarende dominoeffekt kan udspille sig ifm. demonstration af lave reduktionsomkostninger. I en verden, hvor de forskellige lande ikke kender de faktiske reduktionsomkostninger, og hvor landene har forskellige forventninger til reduktionsomkostningerne, kan de lande med de mest optimistiske bud på reduktionsomkostninger med fordel forsøge at demonstrere, at de har ret. På den måde kan de forsøge at gøre det klart for mindre optimistiske lande, at reduktionsomkostningerne faktisk er lave, hvilket kan få de mindre optimistiske lande til at hæve deres klimaambitioner. For at denne strategi kan virke, kræver det naturligvis, at verdens lande generelt har for høje forventninger til reduktionsomkostningerne.

**Energiøen har  
potentiale til at vise  
lave omkostninger**

Såfremt energiøen viser sig at være en omkostningseffektiv måde at høste vindressourcer på, demonstrerer det for resten af verden, at grøn strøm er billigt tilgængelig. Det vil øge andre landes tilskyndelse til at øge deres produktion af vindenergi til gavn for klimaet.

**Anbefalinger til argumenterne om, at Danmark skal være et klimapolitisk foregangsland**

**Anbefaling:** Argumentet om, at Danmark skal være et klimapolitisk foregangsland, kan begrundes, at staten investerer i at udvikle og demonstrere ny teknologi ved at etablere en energiø, som kan sænke andre landes omkostninger og risiko ved den grønne omstilling.

**Anbefaling:** Det bør afklares, hvor store de statslige omkostninger og den statslige risiko er i projektet, og om de står mål med de positive foregangslandsargumenter.

**Foregangslande kan inspirere verden til grøn omstilling**

### 3.3.3 Effekterne af at være politisk foregangsland er usikre

Et andet argument for at føre ambitiøs klimapolitik er, at Danmark på den måde kan fungere som et politisk foregangsland, der kan inspirere og potentielt presse andre lande til ambitiøs klimapolitik. Der findes dog også argumenter i den klimaøkonomiske litteratur, der trækker i den anden retning. I dette afsnit præsenterer og diskuterer vi tre modsatrettede politiske effekter af at føre ambitiøs klimapolitik. Effekterne er opsummeret i boks 3.3.

#### Boks 3.3 Effekter af at være et klimapolitisk foregangsland

- Øget politisk pres på andre lande
- Gensidighed og altruisme
- Øget motiv til free riding

**Ambitiøs klimapolitik kan presse andre lande**

#### *Øget politisk pres på andre lande*

Ambitiøse lande og grupper af lande kan lægge politisk pres på mindre ambitiøse lande ved selv at vedtage ambitiøs lovgivning og sætte ambitiøse reduktionsmål. Fx peger Klimarådet (2021b) på, at EU's aftale "Fit for 55", der øger EU-landenes klimamålsætninger betydeligt, i nogen grad blev vedtaget for at lægge pres på de øvrige lande inden COP26 i Glasgow.

**Parisaftalen giver mulighed for at lægge politisk pres**

Et fundamentalt element i Parisaftalen fra 2015 er, at alle lande, der er med i aftalen, hvert femte år skal indrapportere reduktionsmål i et helt transparent system (FN, 2021b). Det tvinger landene til jævnligt at genbesøge og aktivt tage stilling til deres mål. Samtidig bygger systemet på en tese om, at politisk pres medfører, at landene gradvist forpligter sig til mere ambitiøse reduktionsmål, mener Carlén og Kriström (2019).

**Anekdotiske indikationer på at politisk pres virker**

I forbindelse med COP26 så vi flere anekdotiske indikationer på, at politisk pres kan have haft en positiv indvirkning på nogle landes ambitioner. Den stærkeste indikation er Indiens premierminister, Modi, der to dage inden COP-mødets start afviste, at Indien skulle have et mål for, hvornår landet skal have nettoudledninger på nul (CNBC, 2021). Fire dage senere – på mødets tredjedag – fraveg Modi det standpunkt og erklærede, at Indien skal være nettoneutralt i 2070. En anden indikation af, at politisk pres har effekt, er, at der inden COP26 var 49 lande, der havde mål for, hvornår de skulle være nettoneutrale, jf. FN (2021c), mens det tal er steget til 81 efter COP26 (Wold Resource Institute, 2021).

**Det er ikke muligt at konkludere, at politisk pres virker**

Selvom der er en række indikationer på, at politisk pres virker, er det umuligt at konkludere, at det faktisk var politisk pres, der fik Indien og en række andre lande til at øge deres klimambitioner. Fx kan de relativt uambitiøse mål, en række lande meldte ud inden COP26, have været en forhandlingsstrategisk position, landene indtog for at undgå at skulle give endnu større indrømmelser. Ikke desto mindre blev en række lande mere ambitiøse i løbet af og efter COP26.

**Altruistisk klimapolitik kan give positiv effekt**

#### *Gensidighed og altruisme*

En teori i den klimaøkonomiske litteratur siger, at lande kan få andre lande til at føre mere ambitiøs klimapolitik ved selv at føre en ambitiøs og altruistisk klimapolitik, der falder i de andre landes smag. Teorien bygger på, at gode gerninger gengældes med gode gerninger og vice versa for dårlige. Sociologien kalder fænomenet "reciprocitet", som henviser til, at parter ofte udviser en slags gensidighed i deres opførsel over for hinanden. I en række laboratorieeksperimenter har den eksperimentelle litteratur påvist, at den type opførsel gør

sig gældende, når enkeltindivider interagerer med hinanden. Hvis det resultat kan overføres til landeniveau, er det et selvstændigt argument for at føre ambitiøs klimapolitik, jf. Greaker m.fl. (2019) og Hoel (2012).

**Usikkert om effekt  
også findes på  
landeniveau**

Om gensidighed også gør sig gældende på landeniveau er dog mere usikkert. Der findes ikke undersøgelser af gensidighed og altruisme lande imellem. Men forskellige studier indikerer, at grupper af individer er mere egoistiske end enkeltindivider. Se fx Cox (2002).

**Klimapolitik bør  
ikke begrundes af  
håb om gensidighed**

Vi mener ikke, at et håb om gensidighedseffekter i politik skal være et bærende argument for at føre en ambitiøs klimapolitik. Det skyldes den store usikkerhed, der er om eksistensen såvel som størrelsen af gensidighedseffekten på landeniveau.

**Klimapolitik giver  
incitamenter til free  
riding**

*Øget motiv til free riding*

At ét land eller en gruppe af lande fører ambitiøs klimapolitik, giver andre lande tilskyndelse til at slække på egne ambitioner og blot nyde godt af den klimaindsats, andre gør. Dette fænomen kaldes "free riding".

**Free riding får skyld  
for at forhindre  
klimaaftaler**

Blandt teoretiske klimaøkonomer er der konsensus om, at free riding er skyld i, at verdens lande ikke kan blive enige om tilstrækkeligt ambitiøse klimaaftaler, jf. fx Nordhaus (2015). Mere specifikt viser Hoel (2012), at det, at enkelte lande fører ambitiøs klimapolitik, kan betyde, at færre lande tilslutter sig store internationale aftaler – netop fordi deres tilskyndelse til at tilslutte sig er mindsket. Generelt anses free-riding-effekter, og hvordan de kan undgås, som et af de væsentligste emner inden for klimaøkonomi.

**Tvetydig effekt af at  
være politisk  
foregangsland**

Samlet set er den klimapolitiske effekt af at være et klimapolitisk foregangsland tvetydig. Det skyldes, at de tre effekter, vi har beskrevet ovenfor, trækker i hver deres retning, og at størrelsen af de forskellige effekter er usikker. Effekterne af at være et klimapolitisk klimaforegangsland er således ikke lige så åbenlyse som af at være et teknologisk foregangsland.

**Anbefalinger til argumenter om, at Danmark skal være et politisk foregangsland**

**Anbefaling:** Politikerne bør notere sig, at de politiske effekter af at føre ambitiøs klimapolitik er tvetydige. Ambitiøs klimapolitik kan presse eller inspirere andre lande til en mere ambitiøs klimapolitik, men kan også have den negative effekt, at andre lande bliver mindre ambitiøse, fordi deres tilskyndelse til selv at gøre noget er blevet mindre.





## 4. Ejerskabsmodel og udbuddets design er afgørende for økonomien

I dette kapitel beskriver vi, hvilke beslutninger, der er truffet om ejerskab og konstruktion af den fysiske ø i Nordsøen, der udgør én del af det samlede energiøprojekt. På den baggrund præsenterer vi fordele og ulemper ved den valgte ejerskabsmodel og illustrerer, at inddragelsen af private medejere af energiøen kan have fordele, men også at det kommer med en merudgift i form af højere afkastkrav. Slutteligt diskuterer vi de væsentligste elementer i udbuddet og præsenterer vores anbefalinger til udbuddet af energiøen med udgangspunkt i de beslutninger, der allerede er truffet.



# Centrale pointer

En række politiske aftaler har lagt de første rammer om udbuddet af selve energiøen i Nordsøen. Der er truffet beslutning om, at anlæg og ejerskab af energiøen skal være delt mellem staten og en eller flere private parter med staten som majoritetsejer. Den private andel udbydes i ét samlet udbud. Denne model er uafprøvet og sætter særlige krav til udbudsdesignet. En ting er klart: Inddragelse af private medejere vil medføre en merudgift, som skal opvejes mod gevinsterne. Risikoallokeringen i udbudsbetingelserne for den fysiske ø er altafgørende og skal hænge sammen med afkastkravet. Det er vigtigt, at risikoen allokeres til den part, der bedst kan håndtere og påvirke den. Specielt risici relateret til anlæg og drift bør allokeres til den private medejer. Efter planen skal udbuddet gennemføres i løbet af 2022, og budvinderen findes i 2023. En gennemgang af ejerskabsmodellen og krav til udbuddet har udmøntet sig i følgende centrale pointer:

## Privat medejerskab øger det samlede afkastkrav

- Vores analyse viser, at der alt andet lige er en betydelig merudgift ved at inddrage private medejere af selve energiøen, fordi det forøger det samlede afkastkrav.
- Politikerne bør overveje, om den merudgift, der er ved at inddrage private som medejere, står mål med de fordele, det har i form af innovativ og kommerciel knowhow og potentiel forbedring af totaløkonomien i projektet.
- Hvis det ikke er tilfældet, bør det overvejes, om gevinsterne ved inddragelse af private kan realiseres med en mindre privat ejerandel og dermed et mindre samlet afkastkrav for energiøen.
- Hvis ingen af de private bud vurderes at være bedre end en løsning med offentligt ejerskab, bør politikerne kunne fravælge privat medejerskab.

## Udbuddets design er afgørende for energiøens økonomi - særligt i forhold til risikoallokeringen

- Ved at vælge en model, hvor de private får ansvar for såvel anlæg som drift og vedligeholdelse af energiøen, kan energiøprojektets totaløkonomi forbedres. Det sikrer de privates incitament ved at give dem den fulde gevinst ved alle ekstra investeringer, der forbedrer projektets totaløkonomi.
- Det er et sundt økonomisk princip, at risiko allokeres til den part, der bedst og mest omkostningseffektivt kan håndtere den. Derfor bør den private budvinder bære al risiko forbundet med konstruktion. På den måde sikres den bedste totaløkonomi ved at give de private incitament til at bygge den bedste energiø, samtidig med at de privates afkastkrav holdes nede.
- Hvis udbuddet bliver detailspecificeret, hæmmer det de privates mulighed for at udnytte deres innovative knowhow. Derfor er det afgørende, at udbuddet bliver funktionsbaseret, så man kan drage fuld fordel af de private medejeres kompetencer.
- Risikoen for, at udbuddet bliver for detailspecificeret, kan afskrække de private aktører fra at afsøge innovative løsninger, før udbuddet ligger fast. Derfor bør politikere og myndigheder gøre deres ypperste for at forsikre dem om, at udbuddet bliver funktionsbaseret.

## 4.1 Inddragelse af private indebærere fordele og ulemper

Vi har tidligere  
bekymret os om  
ejerskabsmodel

I vores seneste rapport (Kraka Advisory, 2021) rejste vi en bekymring om manglende analyser af og offentlighed om finansierings- og ejerskabsmodeller for energiøen. Dette afsnit skitserer de valg, der allerede er truffet om anlæg og ejerskab af selve energiøen<sup>40</sup> samt fordele og ulemper ved den valgte model. Vi finder, at der er en række fordele ved at inddrage private som medejere af energiøen, men også at det øger energiøens afkastkrav betydeligt.

Politikerne lægger  
op til hidtil uprøvet  
model

### 4.1.1 Modellen for anlæg og ejerskab af energiøen er uprøvet

Pba. de politiske beslutninger, der er truffet om anlæg og ejerskab af energiøen, tegner der sig allerede nu et billede af en, i dansk sammenhæng, hidtil uprøvet anlægs- og ejerskabsmodel. Specifikt er det besluttet, at der skal være delt offentlig-privat ejerskab af energiøen, og at der skal være ét samlet udbud af anlægsopgave og medejerskab. Det bliver således samme private aktør, der skal etablere øen og være medejer, hvilket ikke er prøvet før.

Tre aftaler om  
anlæg, ejerskab og  
udbud

Der er lavet tre aftaler om anlæg og ejerskab af energiøen. Den første aftale (KEI20) indeholder selve beslutningen om etablering af to danske energiøer, hvoraf den ene er Bornholm, mens den anden er en kunstig ø etableret i Nordsøen. Den anden aftale (TKEI21) er en tillægsaftale til KEI20, der omhandler ejerskab og konstruktion af selve energiøen i Nordsøen, dvs. den fysiske ø. Den tredje aftale (UD21) er en udbudsforberedende aftale, der omhandler rammerne for udbuddet af selve energiøen. De tre aftalers væsentligste elementer er opsummeret i tabel 4.1.

Samlet udbud af  
anlæg og ejerskab  
minder om OPP

Det er således besluttet, at den danske stat skal være majoritetsejer med en ejerandel på mindst 50,1 pct., og at en privat budvinder både skal anlægge og være medejer på energiøen. På trods af at modellen er uprøvet, minder den på lange stræk om et klassisk offentlig-privat partnerskab (OPP). Et OPP defineres af Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (KFST) (2021) "som en form for offentlig-privat samarbejde, hvor etablering, drift og vedligeholdelse sammentænkes i udbuddet af en offentlig investering [...]" og "forbindes typisk med at kunne give totaløkonomiske fordele, gennem den private leverandørs mulighed for at vælge de løsninger, der er mest effektive set på tværs af anlæg og vedligeholdelse over en længere periode." Faktisk argumenterer Monteduro (2014) for, at ethvert offentlig-privat selskab er en slags institutionaliseret OPP.

<sup>40</sup> I dette kapitel menes der med "energiø" selve den kunstige ø, der skal samle strømmen fra havvindmølleparker og have transmissionsforbindelser til land.

Tabel 4.1 Væsentligste elementer om anlæg, ejerskab og udbud af energiøen

Klimaaf tale for energi og industri mv. (KEI20)	Tillæg til klimaaf tale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. Ejerskab og konstruktion af energiøer mv. (TKEI21)	Udbudsforberedende delaf tale om langsigtede rammer for udbud og ejerskab af energiøen i Nordsøen (Implementering af klimaaf tale om energi og industri af 22. juni 2020 samt Tillægssaf tale af 4. februar 2021 vedr. ejerskab og konstruktion af energiøer mv. (UD21)
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Beslutning om etablering af to energiøer på hhv. Bornholm i Østersøen og på en kunstig bygget ø i Nordsøen.</li> <li>▪ Etableringen af energiøerne skal så vidt muligt tage udgangspunkt i at være markedsdrevet uden offentlig støtte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Delt ejerskab mellem stat og én eller flere private aktører.</li> <li>▪ Staten skal til enhver tid være majoritetsejer af energiøen</li> <li>▪ Private skal eje 49,9 pct., medmindre markedsdialog viser, at en lavere andel er hensigtsmæssig.</li> <li>▪ Staten skal til enhver tid være majoritetsejer af de aktiviteter, der udgør kritisk infrastruktur.</li> <li>▪ Øen skal konstrueres som en inddæmmet ø.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energiøerne skal så vidt muligt drives på markedsvilkår uden offentlig støtte.</li> <li>▪ Der skal være ét samlet udbud af partnerskab og anlægsopgave.</li> <li>▪ Den vindende private aktør får ansvaret for anlægsopgaven.</li> <li>▪ Den vindende aktør får ansvaret for at designe øen inden for rammerne af de beskrevne funktionskrav.</li> <li>▪ Staten fastlægger risikoallokering i dialog med deltagerne i udbudsprocessen.</li> <li>▪ Statens ejerskab varetages i henhold til statens ejerskabspolitik.</li> </ul>

Kilde: Finansministeriet (2020a), Klima-, Energi-, og Forsyningsministeriet (2021c, 2021g).

### De private ønsker stor ejerandel

TKEI21 åbner for, at den private ejerandel kan blive mindre end 49,9 pct., men markedsdialogen viser tydeligt, at de private aktører ikke ser nogen fordel i en mindre ejerandel. Faktisk tilkendegiver institutionelle investorer i KPMG (2021), at de gerne så en endnu højere ejerandel og således også gerne privat majoritetsejerskab. Det lader sig dog ikke gøre, da KEI20 fastslår, at staten skal være majoritetsejer. Derfor lægger vi en offentlig ejerandel på 50,1 pct. og en privat ejerandel på 49,9 pct. til grund for analyserne i dette afsnit.

### Den valgte model kan betragtes som en OPP

Den valgte model med ét samlet udbud kan betragtes som en OPP, da etablering af øen sammentænkes med drift og vedligeholdelse, ved at den private aktør, der er ansvarlig for etableringen af øen, også får (delvist) ansvar for drift og vedligeholdelse som medejer af øen efter etablering. På den måde gives den private budvinder stærke incitamenter til at tænke på energiøens såkaldte totaløkonomi – dvs. ikke kun økonomien i selve etableringsfasen, men økonomien i hele øens levetid.



#### 4.1.2 Forskellige ejerskabsmodeller kommer med forskellige fordele og ulemper

”Opgaven løses bedst på tværs af stat og marked”

”Energio Nordsøen er en samfundsopgave, som bedst løses ved at aktivere relevant kompetence på tværs af stat og marked via et delt ejerskab mellem stat og én eller flere private aktører.”, lyder argumentet i TKEI21 for at inddrage private aktører som medejere af energioen. Da man fra politisk hold allerede har besluttet den OPP-lignende model med delt offentlig-privat ejerskab og ét samlet udbud for selve øen, bliver netop den model udgangspunktet for vores analyse. Nedenfor sammenligner vi modellen med alternative modeller for anlæg og ejerskab og diskuterer fordele og ulemper ved forskellige ejerskabsmodeller.

Man kunne have valgt andre delte ejerskabsmodeller

##### *Teoretiske fordele og ulemper ved forskellige ejerskabsmodeller*

Ønsket om at engagere såvel statslige som private kompetencer kunne også have været nået vha. mere afprøvede modeller. Fx kunne udbuddet have været delt i to eller flere udbud, så det private medejerskab blev udbudt i ét selvstændigt udbud, mens anlægs- og evt. drifts- og vedligeholdelsesopgaver blev udbudt i ét eller flere udbud. Den model ville have den fordel, at staten kunne vælge bygherre uafhængigt af, hvem der er den bedste medejer og omvendt. Delt offentlig-privat ejerskab kunne således have været opnået på andre, mere traditionelle, måder med andre fordele og ulemper end den valgte model. Vores analyse af offentligt-privat ejerskab tager dog udgangspunkt i den OPP-lignende model med ét samlet udbud, der er besluttet politisk.

Energioen er kritisk infrastruktur og skal styres af staten

Staten skal til enhver tid være majoritetsejer af energioen, da den har karakter af kritisk infrastruktur, jf. TKEI2021. Det mener de politiske aftaleparter, der således udelukker muligheden for et rent privat ejerskab.

Der er intet til hinder for rent offentligt ejerskab

Der er dog ikke på samme måde noget direkte til hinder for, at staten kunne være ene-ejer af energioen, som den fx er af Energinet. Når de private inddrages som minoritetsmedejere, bør det derfor ske, fordi det vurderes, at fordelene opvejer ulemperne ved et delt ejerskab i stedet for offentligt ejerskab.

Fordele ved den valgte ejerskabsmodel

Ud over argumentet om at inddrage private kompetencer i form af fx innovativ og kommerciel knowhow, er de primære fordele ved den OPP-lignende model, at den giver mulighed for og incitament til at forbedre energioens totaløkonomi, og at den giver mulighed for at allokere risiko til den private budvinder. Samtidig er der en bred enighed i litteraturen om, at sammenlignet med fuldt statseje giver delt ejerskab et øget fokus på økonomisk performance og en mere uafhængig ledelse, der i mindre grad er genstand for pres fra den politiske verden, jf. Monteduro (2014).

Privat indblanding giver højere afkastkrav

Den primære ulempe ved delt ejerskab sammenlignet med offentligt ejerskab er, at det private afkastkrav typisk er væsentligt højere end statens. I afsnit 4.1.3 kvantificerer vi, hvad et højere afkastkrav betyder for den påkrævede indtjening på energioen, hvilket illustrerer politikernes betalingsvillighed for at inddrage private. Andre ulemper ved delt ejerskab er, at det giver større risiko for interessekonflikter samt governanceproblemer grundet større kompleksitet og forskellige succeskriterier. Tabel 4.2 opsummerer de væsentligste fordele og ulemper ved delt, offentligt og privat ejerskab.



**Tabel 4.2 Fordele og ulemper ved forskellige ejerskabsformer**

	Fordele	Ulemper
<b>Delt ejerskab</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mulighed for bedre totaløkonomi</li> <li>▪ Større fokus på økonomisk performance end ved offentligt ejerskab</li> <li>▪ Større ledelsesmæssig uafhængighed end ved offentligt ejerskab</li> <li>▪ Inddragelse af innovativ og kommerciel knowhow</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Private har højere afkastkrav</li> <li>▪ Risiko for interessekonflikter og problemer med governance</li> <li>▪ Kompleks udbudsstruktur giver høje transaktionsomkostninger</li> <li>▪ Afgivelse af styring</li> </ul>
<b>Offentligt ejerskab</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Overkomme eventuelle markedsfejl</li> <li>▪ Kan have bredere objektiver end blot profit</li> <li>▪ Holder kritisk infrastruktur på statens hænder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ejer har ikke nogen direkte økonomisk gevinst ved driften af selskabet</li> <li>▪ Ledelse har ringe tilskyndelse til effektivitet</li> <li>▪ Adskilt ejerskab og ledelse kan føre til problemer med styring og daglig drift</li> </ul>
<b>Privat ejerskab</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bedre incitamentsstrukturer end ved offentligt ejerskab</li> <li>▪ Større fokus på økonomisk performance end ved offentligt ejerskab</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Snævert fokus på profit</li> </ul>

Kilde: Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (2012, 2015), Produktivitetskommissionen (2014), Monteduro (2014).

### OPP kan være gylden mellemvej

Monteduro (2014) peger på, at delt offentlig-privat ejerskab ofte anses som en løsning, der mindsker både markeds- og statsfejl og således kombinerer det bedste fra offentligt og privat ejerskab. Klassiske statsfejl er, at såvel ejer som ledelse ofte mangler økonomiske incitamenter eller anden tilskyndelse til at sikre effektiv drift og fokus på økonomisk performance. Klassiske markedsfejl, som delt ejerskab i teorien kan afhjælpe, er, at private virksomheder ofte har et snævert fokus på profit, hvorfor der ikke tages højde for andre vigtige prioriteringer for samfundet.

### Interessenterne gentager klassiske argumenter for OPP

#### *Aktørernes argumenter for privat inddragelse*

Flere af de private interessenter mener, at mange af de teoretiske fordele ved en OPP-struktur kan begrunde inddragelse af privat ekspertise i både anlægsfasen og efterfølgende som medejer. Det viser vores analyse, som er baseret på skriftlige svar, møder og interviews fra en række private aktører. Herunder nævner interessenterne øget fokus på totaløkonomi og muligheden for at allokere risici til de private, specielt i anlægsfasen, som vigtige grunde til at inddrage private på tværs af hele energisystemets levetid. Generelt vidner det om, at der er en bred forståelse blandt interessenterne af, hvad de private kan og bør bidrage med i en OPP-struktur som den, der lægges op til politisk.

**Private bidrager  
med kommerciel og  
innovativ knowhow**

I tråd med politikerne, nævner de interessenter og private aktører, vi har talt med, de private kommercielle og specielt innovative kompetencer som hovedargumentet for privat inddragelse. De politiske beslutninger om ét samlet udbud og privat medejerskab har således resulteret i, at to kendte konsortier med en bred vifte af kompetencer og finansiell formåen har samlet sig. Hvert af disse konsortier forbereder sig på udbudsprocessen, men de har allerede investeret en del ressourcer og bidraget med en række innovative løsningsforslag. Derfor argumenterer de private for, at ambitionen om at trække på private kompetencer og invitere dem til at deltage i processen allerede nu har båret frugt.

**... også i  
ejerskabsfasen**

Det er dog ikke kun i anlægsfasen, at de private kompetencer kan komme til deres ret. Også i drifts- og vedligeholdelsesfasen efter ibrugtagning af energiøen er der fordele ved at inddrage privat ekspertise. De private bruger specielt kommercielle kompetencer som et argument for, at de skal involveres som medejere og ikke blot som entreprenører med ansvar for anlæg og vedligeholdelse. I den sammenhæng sammenlignes dét at drive energiøen med dét at eje og drive fx Københavns Lufthavn. Sammenligningen kommer af, at begge dele kræver en række aktive, kommercielle valg i modsætning til fx driften af Storebæltsbroen. Her vurderer de private, at deres kompetencer overstiger fx Energistyrelsens.

**Udvikling af privat  
ekspertise muliggør  
eksport af knowhow**

De private aktører ser store eksportmuligheder i energiøprojektet. En række af de private aktører nævner eksplicit, at de gerne vil etablere, vedligeholde og drive energiøen, fordi de håber at kunne tilegne sig kompetencer og erfaringer, som gør, at de kan eksportere energiøprojekter til markeder, de i forvejen opererer på. Dette argument relaterer sig til hele diskussionen i kapitel 3 om at være et teknologisk foregangsland og den fordel, der er i, at det potentielt danner grobund for et dansk eksporteventyr i stil med dét, vi har oplevet med danske vindmøller.

**Normal statsstøttes  
virksomheders  
eksport ikke**

Normalt er det ikke de danske skatteyderes opgave at stille risikovillig kapital til rådighed for, at virksomheder, som måske ikke engang er danske, kan få en konkurrencefordel, som de kan udnytte til eksport. Men i det omfang Danmark skal bruge en energiø, og staten vurderer, at vi opnår det bedste energiøprojekt til prisen ved at involvere private, er det selvfølgelig kun godt, hvis det også kommer danske virksomheder til gode i form af forbedrede eksportmuligheder.

**Privatfinansiering  
sikrer lav statsgæld  
og bred forankring**

Flere interessenter har påpeget, at privat finansiering gennem fx danskernes pensionsmidler kan sikre en bred folkelig forankring og opbakning til energiøprojektet. Desuden argumenterer de private for, at privatfinansiering kan være en fordel, fordi den danske stat ikke behøver at stifte statsgæld.

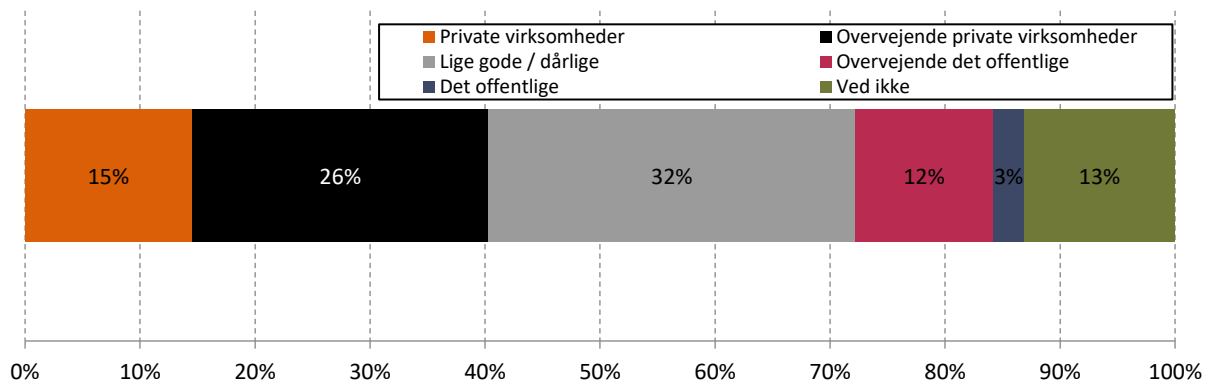
**... men skat er også  
bredt forankret, og  
renten er lav**

Privatfinansieringsargumentet fejler dog af to grunde. For det første er renten på statsgæld lav – også væsentligt lavere end det afkastkravsspænd på 4-10 pct., som KPMG (2021) regner med for energiøprojektet. For det andet er det svært at argumentere for, at finansiering gennem danske pensionsmidler sikrer en bredere folkelig forankring, end hvis finansieringen sker gennem statsgældsfinansiering.

### Danskerne mener

- 41 pct. mener, at de private virksomheder er bedre til at drive grønne projekter end staten. Kun 15 pct. mener, at staten er bedst.
- En tredjedel mener ikke, der er forskel på private virksomheder og det offentlige evner.
- Der er altså en overvejende positiv holdning til private virksomheders evner til at drive grønne projekter.

**Mener du, at det er private virksomheder eller det offentlige, der vil være bedst til at drive grønne projekter, så Danmark når længst muligt i den grønne omstilling for de investerede skatte kroner?**



Anm.: Beregnet pba. svar fra 1016 respondenter indsamlet i løbet af december 2021. Spørgeskemaundersøgelse udført af Kantar Gallup på vegne af Kraka Advisory.

#### Fordele ved privat inddragelse skal opveje ulemper

### 4.1.3 Inddragelse af private øger energiøens afkastkrav

Hvis de private skal involveres som medejere i energiøprojektet, skal det være fordi, staten vurderer, at fordelene ved private medejere opvejer ulemperne. Den primære ulempe ved at inddrage private medejere er, at det øger det samlede afkastkrav i energiøprojektet, som beskrevet i forrige afsnit. I dette afsnit analyserer vi, hvad et højere afkastkrav betyder for energiøens påkrævede indtjening. Pba. den analyse udleder vi politikernes betalingsvillighed for privat ekspertise.

#### Højere afkastkrav giver højere krav til indtjening

Præmissen for analysen er simpel: Et privat afkastkrav, der er højere end statens på 3,34 pct.<sup>41</sup>, betyder, at kravet til energiøens indtjeningsevne forøges. Da politikerne allerede har besluttet at inddrage private medejere, kan vi for et givet privat afkastkrav beregne, hvor meget større indtjeningsevnen skal være og således også konkludere, hvad politikernes afslørede betalingsvillighed for privat ekspertise er. Vi refererer til betalingsvilligheden som *afsløret*, fordi politikerne allerede har truffet beslutning om at inddrage de private. Boks 4.1 beskriver, hvordan analysen er foretaget.

<sup>41</sup> I analysen benytter vi den samfundsøkonomiske reale diskonteringsrente på 3,5 pct. for de første 35 år af projektets levetid og 2,5 pct. for de næste 35 år, som Finansministeriet (2021d) foreskriver. Et vægtet gennemsnit giver et statsligt afkastkrav over den 70-årige periode på 3,34 pct.

#### Boks 4.1 Beregning af politikernes afslørede betalingsvillighed for privat ekspertise

Beregningen af politikernes betalingsvillighed for privat ekspertise følger nedenstående trin:

1. Antag, at etableringsomkostningerne til energiøen skal serviceres som et lån med en rente svarende til det relevante afkastkrav.
2. Beregn den faste årlige ydelse, der er påkrævet for at servicere "lånet" over energiøens levetid på 70 år med hhv. offentligt, blandet og privat afkastkrav.
3. Beregn nutidsværdien af de påkrævede ydelsesrækker.<sup>42</sup>
4. Konkluder, at forskellen i nutidsværdi mellem ydelsesrækken i det offentlige scenarie og ydelsesrækken i det blandede scenarie angiver betalingsvilligheden for at inddrage privat ekspertise gennem delt ejerskab.

#### Analysens forudsætninger

I analysen forudsætter vi et privat afkastkrav på 7 pct. KPMG (2021) vurderer, at et privat afkastkrav forventeligt ligger i spændet 4-10 pct. Vi lægger os således midt i dette spænd i analysen. Analysen er baseret på estimater for etableringsomkostninger for energiøen fra COWI (2021). Disse er gengivet i tabel 4.3. Vi ser bort fra såvel driftsomkostninger som omkostninger til etablering af infrastruktur og bygninger. Vi regner således kun på omkostningerne til etablering af selve øen. Dette er dels for at holde analysen simpel, og dels fordi interessenterne nævner fx innovative løsninger på driften som et sted, hvor de private kan bidrage positivt, hvorfor vi ikke ønsker at låse driftsomkostningerne fast i analysen.<sup>43</sup>

**Tabel 4.3 Etableringsomkostninger for energiøen**

Etableringsomkostninger	
	----- Mia. kr. -----
3 GW (12 ha)	5,30
3 GW (18 ha)	6,60
10 GW (46 ha)	10,40

Kilde: COWI (2021).

#### Vi antager et blandet afkastkrav på 5,17 pct

I analysen antager vi et samlet afkastkrav på energiøen på 5,17 pct. – det vægtede gennemsnit mellem det offentlige og det private afkastkrav, hvis vi antager en statslig ejerandel på 50,1 pct. Vi antager således, at øens profit kan deles ulige, så de private får et afkast på 7 pct. årligt, mens staten får 3,34 pct. Det er en praktisk forsimpning, da det i UD21 hedder "Værdiskabelse i energiøprojektet vil tilgå selskabets egenkapital, og staten og en privat partner vil have adkomst hertil i henhold til ejerandele samt de vilkår, der gælder herfor." I boks 4.2 beskriver vi, hvordan udfordringen med at dele profitten ulige kan løses i praksis.<sup>44</sup> I det tilfælde, hvor parterne alligevel vælger en løsning, hvor profitten deles lige, er energiøens samlede afkastkrav 7 pct., da det er, hvad der skal til for at dække det private afkastkrav.

<sup>42</sup> Her benyttes statens afkastkrav, da vi er interesserede i, hvordan staten evaluerer forskellene på de påkrævede ydelsesrækker.

<sup>43</sup> I COWI (2021) har bygninger og infrastruktur en levetid, der adskiller sig fra levetiden på øen. Vi ville derfor skulle lægge en række komplicerede forudsætninger ned over analysen, hvis vi skulle have bygninger og infrastruktur med. Omkostningerne til infrastruktur og bygninger er desuden så lave, at de ikke ændrer væsentligt på resultaterne og konklusionerne af analysen.

<sup>44</sup> Det er naturligvis en betingelse for de beskrevne metoder, at de lader sig gøre juridisk. Gør de ikke det, findes der potentielt andre løsninger på udfordringen. Alternativt må det samlede afkastkrav tilsvare det private afkastkrav.

**Boks 4.2 Metoder til at dele energiøjselskabets profit ulige mellem private og stat**

Vi ser mindst to metoder til at løse udfordringen med at dele energiøjselskabets profit ulige:

1. Statens ejerandel købes til en tilpas høj pris, så de private kan nøjes med en lavere årlig indtjening på energiøjen. Denne løsning sikrer de private en relativt stor del af deres afkast inden ejerskabsfasen.
2. De midler, staten og den private budvinder skyder i energiøprojektet, betragtes som lån med forskellige renter. Først når ydelser på lånene er betalt, tilgår værdiskabelse selskabets egenkapital.

**Inddragelse af private hæver årlig ydelse med 45 pct.**

For den store ø med en kapacitet på 10 GW gælder det, at det blandede afkastkrav på 5,17 pct. fører til en påkrævet årlig ydelse, der er 45 pct. højere end med det offentlige afkastkrav på 3,34 pct. Med det offentlige afkastkrav er den årlige ydelse 386 mio. kr., mens den er 560 mio. kr. for det blandede afkastkrav, jf. tabel 4.4. Analysen illustrerer således, at et højere afkastkrav har en betydelig effekt på den påkrævede ydelsesstrøm og således også på energiøens påkrævede indtjeningsevne i dens levetid.

**Ekstraindtjening ved private er usikker**

Det er svært at vurdere, om de private kan bidrage med tilstrækkeligt innovative løsninger og kommerciel forståelse til at dække den påkrævede ekstraindtjening. I det tilfælde, hvor det ikke lader sig gøre, kan vi frygte, at det udmønter sig i højere lejeomkostninger til Energinet, som ultimativt må vælte den omkostning over på de danske forbrugere gennem højere eltariffer. Nutidsværdien af de påkrævede ydelsesstrømme er vist i figur 4.1.

**Tabel 4.4 Påkrævet årlig ydelse**

	Offentligt afkastkrav	Blandet afkastkrav	Privat afkastkrav
	----- Mio. kr. -----		
3 GW (12 ha)	197	285	374
3 GW (18 ha)	245	355	466
10 GW (46 ha)	386	560	734

Anm.: Vi benytter et offentligt afkastkrav på 3,34 pct., et privat afkastkrav på 7 pct. og et blandedt afkastkrav på 5,17 pct.  
 Kilde: Egne beregninger pba. data fra COWI (2021).

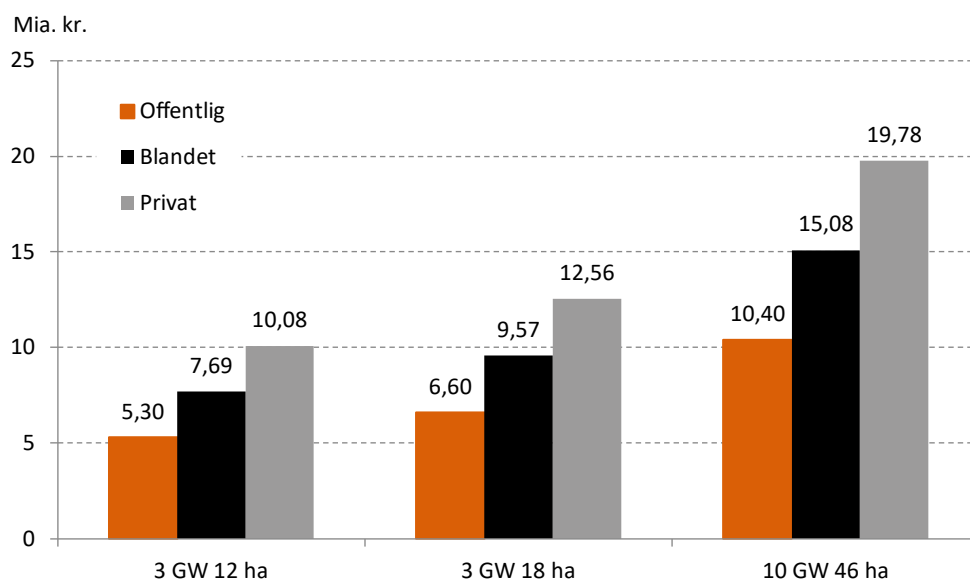
**Betalingsvillighed på 4,7 mia. kr. for privat ekspertise**

Forskellen i nutidsværdi mellem de påkrævede ydelsesstrømme for hhv. offentligt og blandedt afkastkrav for den store energiø er 4,7 mia. kr., hvilket afslører politikernes betalingsvillighed for at inddrage de privates ekspertise. De privates ekspertise skal således have en nutidsværdi på 4,7 mia. KR. set fra statens synsvinkel, før det giver mening at inddrage dem, hvis det private afkastkrav er 7 pct.

**Betalingsvillighed er høj, men måske begrundet**

Set ift. øens samlede etableringsomkostninger på 10,4 mia. kr. virker en betalingsvillighed på 4,7 mia. kr., som meget høj, men en forventning om effektivitetsgevinster kan måske retfærdiggøre den alligevel. Flere af de interessenter, vi har været i kontakt med, påpeger, at energiøen kun er én komponent af det samlede energisystem, og at energiøen er den komponent, der skal binde hele energisystemet sammen. I det omfang privat ekspertise er nødvendigt for at sikre en energiø, der får samtlige af energiøprojektets øvrige komponenter med samlede etableringsomkostninger på 210 mia. kr., til at operere mere effektivt, så virker en betalingsvillighed på 4,7 mia. kr. mindre overvældende. På den ene side viser vores analyse, at der kan være en række fordele ved den valgte anlægs- og ejerskabsmodel. På den anden side viser analysen, at staten skal have en betalingsvillighed for at inddrage privat ekspertise på 4,7 mia. kr., hvis afkastkravet forudsættes at være 7 pct.

**Figur 4.1 Nutidsværdi af påkrævet ydelsesstrøm, forskellige scenarier og afkastkrav**



Anm.: Vi benytter et offentligt afkastkrav på 3,34 pct., et privat afkastkrav på 7 pct. og et blandet afkastkrav på 5,17 pct.  
Kilde: Egne beregninger pba. data fra COWI (2021).

**Lavere privat andel kan mindske det samlede afkastkrav**

Det samlede afkastkrav for energiøen afhænger af fordelingen af ejerandele mellem staten og private, og afkastkravet ville således være lavere ved en lavere privat ejerandel. Selvom vi anser fordelingen af ejerandele som et afklaret spørgsmål, jf. argumentationen i afsnit 4.1.1, bør politikerne stadig vurdere, om det højere afkastkrav står mål med fordelene ved så stort privat engagement. Hvis det ikke er tilfældet, åbner det for en diskussion af, om beslutningen skal gøres om, og den private ejerandel gøres mindre. På den ene side ville det give et lavere samlet afkastkrav. På den anden side er der en risiko for, at det ville svække de privates engagement. Det uafklarede spørgsmål er derfor, om gevinsterne ved privat medejerskab kan høstes næsten lige så godt ved en væsentlig mindre privat ejerandel.



**Anbefalinger til anlægs- og ejerskabsmodel og inddragelse af privat ekspertise**

**Anbefaling:** Politikerne bør overveje, om den merudgift på 4,7 mia. kr., der alt andet lige er ved at inddrage private som medejere, står mål med de fordele, det har. Alternativt kan det overvejes, om gevinsterne ved inddragelse af private kan realiseres med en mindre privat ejerandel.

**Anbefaling:** Udbuddet skal give mulighed for, at staten kan afvise alle bud, hvis ingen af de private bud vurderes at være bedre end en løsning med offentligt ejerskab. Dette kunne fx skyldes private afkastkrav, som er højere end politikernes betalingsvillighed.

## 4.2 Udbuddets design og risikoallokering skal sikre projektets økonomi

**Udbuddet af energiøen startes i 2022**

I løbet af 2022 igangsættes selve udbudsprocessen for energiøen i Nordsøen, og Energistyrelsen regner med at have fundet en privat budvinder i starten af 2023. Selvom der allerede er truffet en række beslutninger om ejerskabsmodellen og udbuddet af selve energiøen, skal der stadig træffes en række beslutninger ift. udbuddets udformning. Herunder skal risici og ansvarsområder fordeles. I dette afsnit diskuterer vi nogle af de valg, der skal træffes, og vi præsenterer vores anbefalinger til nogle af de dele af udbuddet, der endnu er uafklarede. Anbefalingerne er økonomifaglige og bygger på økonomiske principper. Vi anerkender, at beslutningerne ifm. udbuddet også skal indordne sig en række udbudsjuridiske realiteter, og vores anbefalinger bør selvfølgelig kun implementeres i det omfang og på den måde, der juridisk lader sig gøre. Vi finder, at specielt allokering af risici og ansvarsområder er afgørende for at sikre den bedste totaløkonomi i energiøprojektet.

### 4.2.1 Myndighederne bør vælge den projektleveringsmodel, der giver den bedste totaløkonomi

**Ansvarsfordeling fastlægges i metode til projektlevering**

Et af de valg, der skal træffes inden eller i udbudsprocessen, er, hvilken såkaldt projektleveringsmetode der skal gøres brug af. Projektleveringsmetoden fastlægger og organiserer de privates ansvarsområder. Metoden specificerer, om private har ansvar for finansiering, design, konstruktion, drift og vedligeholdelse. De politiske aftaler om energiøen har allerede fastlagt, at den private budvinder har ansvaret for både finansiering, design og konstruktion. De beslutninger, der allerede er truffet fra politisk hold, lægger op til en utraditionel OPP-struktur, jf. argumentationen i afsnit 4.1.1.

**Figur 4.2 Ansvarsfordeling i Design-Build-Finance-Maintain-modellen**

Identificér infrastruktur	Foreslå løsning	Design af projektet	Finansiering af projektet	Konstruktion	Benyttelse	Vedligeholdelse	Ejerskab
Staten		Budvinderen			Energiø-selskabet	Budvinderen	Energiø-selskabet

Kilde: Egen illustration pba. inspiration fra Designingbuildings (2021).

**Vælg metoden, der sikrer den bedste totaløkonomi**

For at sikre den bedste totaløkonomi vurderer vi, at drift- og vedligeholdelsesopgaven bør knyttes tæt sammen med anlægsopgaven. Specifikt vurderer vi, at den projektleveringsmetode, der i udbudslitteraturen kaldes "Design-Build-Finance-Maintain", giver den bedste totaløkonomi. Metoden indebærer, at den private budvinder også får ansvaret for vedligeholdelse af energiøen, mens energiselskabet med delt offentligt-privat ejerskab ejer og driver energiøen. Modellen sikrer, at den private budvinder har de rette incitamenter til at foretage alle de investeringer i anlægsfasen, der forbedrer energiøens totaløkonomi. Det ville ikke være tilfældet med fx modellen "Design-Build-Finance", fordi de fulde besparelser på vedligeholdelse ikke ville tilfalde den private budvinder. Den ansvarsfordeling mellem staten, den private budvinder og energiselskabet, vi foreslår, er illustreret i figur 4.2.

**Anbefaling til projektleveringsmetode**

**Anbefaling:** Der bør vælges en model, hvor de private får ansvar for såvel anlæg som drift og vedligeholdelse af energiøen for at sikre, at alle investeringer, der forbedrer projektets totaløkonomi, foretages. Specifikt foreslår vi projektleveringsmetoden "Design-Build-Finance-Maintain".

**4.2.2 Litteraturen har klare anbefalinger til risikoallokering i OPP'er**

**Vi har tidligere udtrykt bekymring om risici**

I vores seneste rapport (Kraka Advisory, 2021) udtrykte vi bekymring om den store usikkerhed, der er om hele energiøprojektets risikoprofil. Det skyldes, at skatteborgerne risikerer en betydelig ekstraregning i det tilfælde, hvor staten bærer store dele af risikoen. I de følgende afsnit undersøger vi, hvordan de dele af risikoen for det samlede projekt, der er knyttet til selve den fysiske ø og det delte ejerskab heraf, bør håndteres.

**OPP er basalt set et partnerskab til risikodeling**

Et OPP er grundlæggende et partnerskab til risikodeling, jf. Lewis (2001). Med en OPP-struktur ejes al risiko som udgangspunkt af den private part, og staten skal således træffe et aktivt valg, hvis den vil tage bestemte typer af risiko tilbage, jf. KFST (2015) og Lewis (2001). En grund til, at staten kan ønske at tage nogle risikoelementer på sig, er, hvis den vurderer, at det er for dyrt at lade den private bære risikoen, fx hvis den private kræver en for stor risikopræmie for at bære den specifikke type risiko.

**Risici skal placeres der, hvor de håndteres bedst**

Generelt bør risiko allokeres til den part, der har bedst mulighed for at påvirke sandsynligheden for, om en negativ situation indtræffer, og den som mest omkostningseffektivt kan håndtere den negative situation, hvis den indtræffer, jf. KFST (2015). Vi anbefaler, at udbudsmaterialet allokerer risici med denne simple, men vigtige, vurdering for øje. KFST påpeger, at det ofte primært er anlægs- og driftsrelaterede risici, som den private part kan håndtere mere effektivt end den offentlige ordregiver. Omvendt vurderer KFST, at projekters totaløkonomi kan forværres, hvis risici, som den private ikke kan håndtere, alligevel allokeres til den private. Det skyldes, at private, for at påtage sig opgaven i den situation, vil kræve en uforholdsmæssigt stor risikopræmie. Som eksempler på den type risici nævner KFST myndighedsrelaterede risici og risici tilknyttet arkæologiske forhold.

**Anbefaling til risikoallokering**

**Anbefaling:** Risiko bør allokeres til den part, der bedst og mest omkostningseffektivt kan håndtere den. På den måde sikres den bedste totaløkonomi ved at give de private incitament til at bygge den bedste energiø, samtidig med at de privates afkastkrav holdes nede.

**I et OPP håndteres risici, inden de materialiserer sig**

KFST (2015) nævner det som en fordel, at allokeringen af alle forventelige risici håndteres i udbudsprocessen i OPP'er, modsat hvad der gør sig gældende i traditionelle bygge- og anlægsprojekter, hvor risici først håndteres, når de materialiserer sig. Af den grund er det afgørende, at de danske myndigheder, anført af Energistyrelsen, aktivt tager stilling til, hvordan udbuddet indrettes, så risici allokeres mest hensigtsmæssigt. I næste afsnit diskuterer vi derfor, med udgangspunkt i de generelle anbefalinger præsenteret i dette afsnit, de væsentligste risikoelementer i energiøprojektet og diskuterer, hvordan de i praksis bør håndteres og allokeres.

### 4.2.3 Allokering og håndtering af de væsentligste risikoelementer er afgørende for private investorer

**Fire væsentlige risikoelementer bekymrer private**

KPMG (2021) har identificeret fire væsentlige risikoelementer i forbindelse med opførelsen af energiøen i Nordsøen, jf. boks 4.3. Disse er baseret på interviews med en række institutionelle investorer, der er relevante for energiøprojektet.

**Boks 4.3 Væsentlige risikoelementer**

De institutionelle investorer identificerer disse risici som de væsentligste:

- Konstruktionsrisiko
- Risiko for at udbud bliver for detailspecificeret
- Regulatorisk risiko
- Risici vedrørende sammensætning af konsortium

Nedenfor uddyber vi de fire typer risici og diskuterer de enkelte risikoelementers relevans for energiøprojektet, og hvordan de bedst håndteres og allokeres.

**Konstruktionsrisiko**

**Konstruktionsrisiko bør fordeles iht. standardkontrakter**

Mht. allokering af konstruktionsrisiko anbefaler vi at følge standardkontrakter for bygge- og anlægsprojekter. Konstruktionsrisiko omhandler risiko ved fx design, udstyr, materialer samt test, fejl og mangler i forbindelse med energiøprojektet. Vi anbefaler, at allokering af konstruktionsrisikoen følger forskrifterne fra KFST og Fédération Internationale Des Ingénieurs-Conseils (FIDIC), som er en international organisation, der udarbejder standardformularer og -kontrakter. Specifikt tager vi afsæt i KFST (2016), som er en standardkontrakt for OPP'er, og FIDIC (2017), som er en international standardkontrakt til projekter, hvor entreprenøren har det fulde ansvar for konstruktionen af byggeprojektet. Vi vurderer, at forskrifterne for allokering af konstruktionsrisiko i KFST (2016) gør sig gældende for energiøprojektet, selvom det ikke er et klassisk OPP, jf. argumentationen i afsnit 4.1.1.

**Den private  
budvinder bør bære  
konstruktionsrisiko**

Både KSFT (2016) og FIDIC (2017) anbefaler, at staten specificerer de relevante krav for konstruktionen af projektet, mens budvinderen bør have det fulde ansvar for konstruktionen, og derfor også påtage sig den fulde konstruktionsrisiko. Standardkontrakterne foreskriver, at såfremt projektet ikke lever op til relevante test ved overdragelsen, er budvinderen ansvarlig for at kompensere for dette økonomisk, eller foreslå relevante justeringer med henblik på at imødekomme statens krav.

**Anbefalinger til konstruktionsrisiko**

**Anbefaling:** Konstruktionsrisiko bør fordeles pba. standardkontrakter fra Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen og FIDIC.

**Anbefaling:** Den private budvinder bør bære al risiko forbundet med konstruktion.

**Et for detaljeret  
udbud hæmmer  
fleksibilitet****Risiko for at udbuddet bliver for detailspecificeret**

De institutionelle investorer understreger en potentiel risiko ved, at statens kravspecifikationer for energiøprojektet bliver for detailspecificerede, da det hæmmer de private råderum til at udforme energiøprojektet, som de finder det bedst. Risikoen for et detailspecificeret udbud mindsker incitamentet til at udvikle innovative løsninger, da de risikerer at være irrelevante, hvis de ikke falder inden for udbuddets rammer. Myndighederne bør således sikre, at udbuddet ikke bliver for detailspecificeret.

**Staten bør signalere  
at den tager højde  
for udbudsrisiko**

Myndighederne og politikerne kan med fordel signalere, at de tager denne problemstilling alvorligt. På den måde sikrer staten sig, at de private aktører har incitament til og føler sig trygge ved at deltage i udbuddet af energiøprojektet. På nuværende tidspunkt udvikler de private konsortier forskellige koncepter for energiøen, som de kan byde ind med i udbuddet. Sådanne innovative aktiviteter kan vise sig mindre gavnlige, hvis de private oplever en risiko for, at staten stiller for detaljerede krav i udbuddet. Staten risikerer derfor, at et for detailspecificeret udbud resulterer i, at de private konsortier engagerer sig mindre, indtil det endelige udbud ligger fast.

**Anbefalinger til at undgå, udbuddet bliver for detailspecificeret**

**Anbefaling:** Det bør undgås, at udbuddet bliver detailspecificeret – fokus bør i stedet være på øens funktionalitet. For at give de private incitament til fortsat at innovere bør politikere og myndigheder forsikre dem om, at udbuddet bliver funktionsbaseret.

**Der er forskel på  
lovgivning: generel  
og projektspecifik****Regulatorisk risiko**

I deres anbefalinger til regulatorisk risiko skelner KFST (2016) mellem to typer af lovgivning: generel lovgivning og projektspecifik lovgivning. Førstnævnte omfatter generelle regler og love i samfundet, mens sidstnævnte er lovgivning, der specifikt retter sig mod ydelser beskrevet i kontrakten for energiøprojektet.

**... og staten bør bære sidstnævnte**

Den private budvinder bør bære ansvaret for, at energiøprojektet lever op til den generelle lovgivning i samfundet og bør ligeledes bære risikoen for ændringer i loven, jf. KFST (2016). Ændringer i den projektspecifikke lovgivning kan resultere i, at omkostningerne for energiøprojektet forøges eller mindskes. Dette vil sætte sig i driftsprisen, som er den betaling, den private budvinder løbende modtager fra staten i driftsfasen. KFST (2016) anbefaler, at staten bærer risikoen ved ændringer i den projektspecifikke lovgivning, hvilket følger den generelle anbefaling om, at risiko allokeres til den part, der bedst kan håndtere den.

**Klare regulatoriske rammer omkring energiøprojektet**

Selvom denne risikoallokering er standardpraksis, anbefaler vi, at der opstilles og kommunikeres klare regulatoriske rammer omkring energiøprojektet, så den oplevede regulatoriske risiko er mindre, og så uforudsete lovændringer ikke pludselig ændrer vilkårene for de private parter markant. De institutionelle investorer udtrykker ligeledes en bekymring for manglende transparens og langsigtet stabilitet i reguleringen i forbindelse med energiøprojektet. Den bekymring kan imødekommes ved at opstille klare rammer. Desuden peger de institutionelle investorer på, at det påvirker den risiko, de oplever ved projektet, hvis staten bidrager med dens kompetencer inden for fx tilladelser og miljøundersøgelser, jf. KPMG (2021).

**Anbefalinger til regulatorisk risiko**

**Anbefaling:** Budvinderen bør bære risici ved ændringer i den generelle lovgivning, mens staten bør bære risici ved ændringer i den projektspecifikke lovgivning.

**Anbefaling:** Vi anbefaler, at der bliver opstillet klare regulatoriske rammer omkring energiøprojektet.

**Risici er afklaret ift. sammensætning af konsortium**

*Risici vedrørende sammensætning af konsortium*

I KPMG (2021) påpeger de institutionelle investorer, at der ligger en væsentlig risiko ift. sammensætningen af konsortiet. De institutionelle investorer påpeger, at specielt den aktør, der er ansvarlig for ingeniørarbejde, indkøb og konstruktion er afgørende. Det skyldes, at den aktør besidder kompetencer, som de institutionelle investorer ikke har. Da to kendte konsortier allerede har samlet og engageret sig, vurderer vi, at denne type risiko allerede er afklaret blandt de vigtigste private aktører. Samtidig vurderer vi ikke, at myndighederne kan foretage sig noget på nuværende tidspunkt, der ændrer denne risiko betydeligt.

**4.2.4 Den optimale østørrelse afhænger af efterspørgsel og skalafordele**

**Efterspørgselsrisiko spiller en afgørende rolle for projektet**

Udover de fire væsentlige risikoelementer, vi behandlede i afsnit 4.2.3, pointerer private aktører i både markedsdialogen og KPMG (2021), at efterspørgsels- og indkomstrisiko spiller en afgørende rolle for deres vurdering af energiøprojektet. Efterspørgselsrisikoen består i stor grad af risikoen for, at areal står ubenyttet hen, fordi der ikke er tilstrækkelig efterspørgsel efter at leje sig ind på øen. Betegnelsen "vacancy costs" bruges om netop det fænomen, at dele af en investering ikke kan lejes ud og derfor ikke tjener penge.

**Efterspørgselsrisiko  
overføres sjældent  
til private i OPP'er**

I traditionelle OPP'er overføres efterspørgselsrisiko sjældent til den private OPP-leverandør, da det sjældent vurderes, at den kan håndtere risikoen bedre end den statslige ordregiver. I energiøprojektet bliver de private dog medejere i energiøelskabet, og vi forventer, at sel-skabet som udgangspunkt bærer efterspørgselsrisikoen, da det vil give både den private og den statslige part et incitament til at drive øen på bedste vis.<sup>45</sup>

**Efterspørgselsrisiko  
afhænger i høj grad  
af øens størrelse**

I forbindelse med energiøen bestemmes en stor del af efterspørgselsrisikoen af selve energiøens størrelse. Risikoen for at inkassere betydelige vacancy costs er naturligvis større, des mere areal energiøelskabet skal finde lejere til. Omvendt vidner omkostningsestimater fra COWI (2021) om, at der er skalafordele i at bygge en energiø på 46 ha frem for 12 eller 18 ha – jo større der bygges, des billigere er hver ha. Myndighederne skal derfor lave en afvejning mellem skalafordele og risiko for vacancy costs.

**Vi belyser  
beslutningen om  
øens størrelse**

Nedenfor præsenterer vi en illustrativ analyse, der belyser netop denne afvejning mellem skalafordele og vacancy costs ved at undersøge, hvornår en stor energiø er mere profitabel end en lille og vice versa. Som i analysen af værdisætning af privat ekspertise i afsnit 4.1.3 benytter vi estimater for etableringsomkostninger for de forskellige størrelser af energiøen fra COWI (2021), som er gengivet i tabel 4.3. Vi anvender et privat afkastkrav på 7 pct., der ligger midt i afkastkravspændet i KPMG (2021), så det blandede afkastkrav bliver 5,17 pct. – igen som i afsnit 4.1.3. Samtidig antager vi, at der ikke er efterspørgsel nok til at leje hele arealet på den store energiø på 46 ha ud, når energiøen tages i brug, men at efterspørgslen kun gradvist indfinder sig. Vi sammenligner udelukkende forskellen i profitabilitet mellem en lille energiø på 12 ha og en stor energiø på 46 ha. Boks 4.4 beskriver analysens fremgangsmåde og forudsætninger.

**Boks 4.4 Analyse af vacancy costs, skalafordele og den optimale størrelse på energiøen**

Analysen følger nedenstående trin:

1. Antag, at etableringsomkostningerne til energiøen skal serviceres som et lån med en rente svarende til det blandede afkastkrav.
2. Beregn den faste årlige ydelse, der er påkrævet for at servicere "lånet" på den lille ø på 12 ha og en kapacitet på 3 GW over energiøens levetid på 70 år.
3. Antag, at det fulde areal af den lille energiø kan udlejes ved ibrugtagning og fordel den faste årlige ydelse på den lille energiø's areal. På den måde bestemmer vi den årlige leje pr. kvm, de forskellige aktører skal betale, før den lille ø akkurat dækker sit afkastkrav på 5,17 pct. Det resulterer i en årlig leje på 2351 kr./kvm.
4. Antag, at den store ø på 46 ha kun har efterspørgsel til at udleje 12 ha ved ibrugtagning, at lejen er den samme som den beregnet i punkt 3., og at efterspørgslen stiger lineært, indtil det fulde areal er udlejet. Analysen varierer, hvor mange år det tager, før det fulde areal er udlejet, for at illustrere vigtigheden af vacancy costs.
5. For en given sti for efterspørgslen bestemmes den årlige lejeindtægt på øen i hele dens levetid på 70 år.
6. Beregn nutidsværdien af indtægtsrækken. Hvis den overstiger etableringsomkostningerne for den store energiø, er den store ø mere profitabel end den lille, da nutidsværdien af indtjeningsrækken for den lille ø er konstrueret, så den svarer til etableringsomkostningerne.

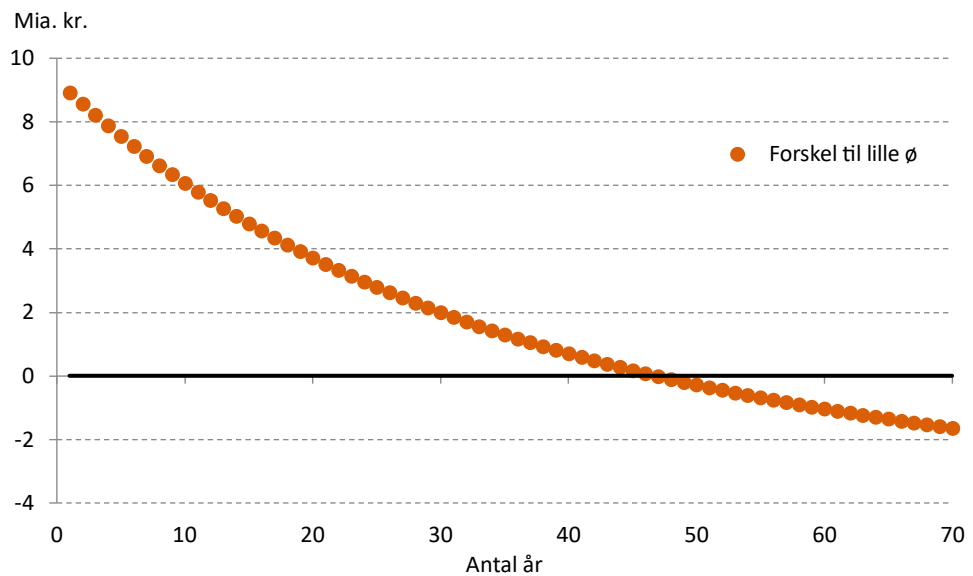
<sup>45</sup> I den illustrative analyse i dette afsnit antager vi, at efterspørgselsrisikoen deles ligeligt. I afsnit 4.2.5 diskuterer vi dog muligheden for, at staten påtager sig den fulde risiko for manglende efterspørgsel fra Energinet, da de private som udgangspunkt ikke kan påvirke denne.



**Efterspørgsel skal  
være lav længe før  
lille ø er optimal**

Den store energiø er mere profitabel end den lille, så længe store arealer af den store ø ikke står ubenyttede hen i mange år, jf. figur 4.3. Vores analyse viser, at hvis det tager mere end 47 år, før den store ø er fuldt udnyttet, vil det bedre kunne betale sig med den lille ø, hvis efterspørgselshullet lukkes lineært over perioden. Det viser, at storskalafordelene ved at bygge en stor energiø i stedet for en lille overstiger vacancy costs, medmindre efterspørgslen viser sig at være meget lav i store dele af energiøens levetid.

**Figur 4.3 Forskel i profitabilitet mellem stor og lille energiø, antal år til fuld udnyttelse af stor ø**



Anm.: Vi forudsætter, at arealerne på den store energiø kun gradvist lejes ud. Specifikt antager vi, at 12 ha kan lejes ud straks ved ibrugtagning, og at det resterende areal på 34 ha gradvist lejes ud. Det sker på lineær vis, så lige mange ekstra ha udlejes hvert år. Hvis energiøen er fx 10 år om at nå fuld udnyttelse er antallet af ekstra ha, der udlejes hvert år, altså  $34/10=3,4$  ha. En positiv forskel i profitabilitet er ensbetydende med, at den store ø er mere profitabel end den lille og vice versa for en negativ forskel i profitabilitet.

Kilde: Egne beregninger pba. data fra COWI (2021).

Vi anbefaler derfor, at Energistyrelsen laver en undersøgelse af både den kort- og langsigtede efterspørgsel efter at leje sig ind på energiøen og vejer risikoen for vacancy costs op mod de skalafordele, der er forbundet med at bygge en stor energiø. En sådan undersøgelse kan spille en vigtig rolle i vurderingen af forskellige koncepter og modeller for energiøen og dens udbygning.

**Anbefaling til efterspørgselsrisiko**

**Anbefaling:** Energistyrelsen bør tage højde for både kort- og langsigtet efterspørgsel i deres vurdering af forskellige modeller for energiøens størrelse og eventuelle modulære udbygninger.

Markedsoperatører har holdninger til udbuddet

#### 4.2.5 De private har ønsker til udbuddet

I det øvrige af afsnit 4.2 har vi oplistet en række anbefalinger til udbuddets indretning. I dette afsnit diskuterer vi en række af de anbefalinger til udbuddet, som private har givet udtryk for i markedsdialogen, KPMG (2021) samt skriftlige og mundtlige tilkendegivelser til os. De væsentligste anbefalinger er opsummeret i boks 4.5.

##### Boks 4.5 Privates ønsker til udbuddet

###### Private ønsker, der ligger tæt op ad vores anbefalinger pba. vores analyser:

- Der skal være fokus på totaløkonomi for selve energiøen
- Udbuddet bør være funktionsbaseret, og detailspecificering skal undgås
- Risici bør allokeres til den part, der bedst kan påvirke og håndtere den
- Klare regulatoriske rammer

###### Øvrige ønsker, som vi kommenterer nedenfor:

- Der skal være fokus på totaløkonomi for hele energiøprojektet
- Transparens om tildelingskriterier, miljø- og biodiversitetskrav etc., så der er lige konkurrencevilkår
- Tid skal være en faktor, budgiverne bedømmes på
- Garanteret minimumsafkast og risikomindskende tiltag – specielt ift. efterspørgselsrisiko

Private ønsker ligger tæt op ad vores anbefalinger

De private har en række ønsker til udbuddet, der ligger tæt op ad vores anbefalinger fra de ovenstående afsnit, jf. boks 4.5. Da vi støtter disse ønsker og allerede har redegjort for, hvad der ligger til grund for vores anbefalinger, finder vi det mere relevant at diskutere de øvrige ønsker. Det gør vi i de nedenstående afsnit.

Fokus på hele energisystemets totaløkonomi

#### *Fokus på totaløkonomi for hele energiøprojektet*

De private ønsker, at byderne skal vurderes på deres evne til at sikre den bedste totaløkonomi for hele energiøprojektet. Det ønske bunder i den observation, at energiøen blot udgør én del af det samlede energisystem. Derfor bør budvinderen ikke kåres pba., hvilket privat konsortium, der byder ind med den bedste pris på selve energiøen, men snarere til det konsortium, der byder ind med den energiø, der sikrer det bedste energisystem til prisen. Selvom vores analyser og deraf følgende anbefalinger har fokuseret på selve energiøens totaløkonomi, ligger ønsket om fokus på hele projektets totaløkonomi i naturlig forlængelse af vores anbefalinger. Vi kan derfor ubetinget tilslutte os dette ønske til udbuddet.

Transparent udbud skal sikre lige konkurrencevilkår

#### *Transparent udbud*

Et transparent udbud med klare, detaljerede krav og tildelingskriterier skal sikre, at konkurrencen sker på lige vilkår, og at alle bydere vurderes ud fra saglige og kendte kriterier. De private har derfor udtrykt et klart ønske om, at udbuddet skal være så transparent som muligt ift. tildelingskriterier, miljø- og biodiversitetskrav samt de rammer om projektet, byderne byder ind på projektet under. Fra et økonomifagligt synspunkt er det afgørende, at udbuddet er transparent, da det sikrer lige konkurrence på et oplyst grundlag. Vi opfordrer i den anledning endnu engang til, at tildelingskriterierne så vidt muligt bliver funktionsbaserede og teknologineutrale, og at udbuddet undgår detailspecificering fra politikere eller myndigheder. Dette giver de private bydere de bedste rammer for at udnytte deres teknologiske og innovative knowhow til fordel for projektets totaløkonomi og kvalitet.

**Farten skal op, og  
tid skal være et  
tildelingskriterie**

*Tid skal være en faktor, byderne bedømmes på*

I vores dialog med de private har de også udtrykt ønske om, at tid bliver et tildelingskriterie i udbuddet. Det er naturligt, at tid bliver et tildelingskriterie, da det selvfølgelig er i statens interesse at få taget energiøen i brug så tidligt som muligt. Om end den direkte klimaeffekt af energiøen er meget beskeden, jf. diskussionen i afsnit 3.1, vil det afhjælpe problematikken med det grønne paradoks, jf. afsnit 3.1.2. Omvendt er det essentielt, at tid ikke vægtes over kvaliteten af energiøen, som skal være levedygtig mange år ud i fremtiden, og som spiller en afgørende rolle for hele energiøprojektet.

**Risikomindskning  
sænker afkastkrav  
og incitament**

*Risikomindskende tiltag og minimumsafkast*

KPMG (2021) vurderer, at risikomindskende tiltag er nødvendige, hvis det private afkastkrav ikke skal ende i den øvre del af det afkastkravsspænd, de arbejder med, som er på 4-10 pct. Derfor kan staten med fordel tage de risici på sig, som private ikke ønsker, for at bringe det samlede afkastkrav ned. Omvendt kan den type tiltag mindske de privates incitament, og ønsket om minimumsafkast kan i sidste ende medføre, at den danske stat må subsidiere projektet, hvis fx efterspørgslen efter at leje sig ind på øen viser sig at være lav. Afvejningen mellem et lavt afkastkrav og de rette incitamentsstrukturer er vigtig ift. at sikre den bedste totaløkonomi i det samlede energiøprojekt.

**Privat ønske om  
minimumsafkast og  
mindre risiko**

I såvel markedsdialogen som i KPMG (2021) udtrykker private ønske om risikomindskende tiltag ift. indtægts- og efterspørgselsrisiko og et garanteret minimumsafkast til budvinderen. Et af de væsentligste argumenter for, at private skal inddrages som medejere på energiøen og ikke blot etablere energiøen, er, at de kan bidrage med kommercielle løsninger og know-how i ejerskabsfasen. Derfor anbefaler vi som udgangspunkt ikke, at staten påtager sig hele eller store dele af efterspørgselsrisikoen, da det svækker de privates incitament til at udnytte deres kommercielle knowhow til fulde. En undtagelse, som også er nævnt i markedsdialogen, til den anbefaling kan dog være på Energinets efterspørgsel. Den har de private næppe mulighed for at påvirke, og derfor er det forventeligt, at de kræver en relativt stor risikopræmie for at bære netop den risiko. Staten skal i risikodelingen være opmærksomme på, at der bliver en rimelig sammenhæng mellem statens og de private medejeres risiko og afkast

## 5. Litteraturliste

Altinget (2021). *Valgforskere afblæser generationskampen: Folketingsvalget var et klimavalg for både unge og ældre*. <https://www.altinget.dk/energi/artikel/valgforskere-afblaeser-generationskampen-folketingsvalget-var-et-klimavalg-for-baade-unge-og-aeldre>

Andel (2022). *Besøgt 15/02/2022*. <https://andel.dk/vindmoller/>

Audretsch, D. B., Feldman, M. P. (1996). *R&D Spillovers and the Geography of Innovation and Production*. *American Economic Review* 86. s.630-640.

Axcelfuture (2021). *En ambitiøs dansk brint og PtX-strategi*. <https://static1.squarespace.com/static/5c8265907d0c91092007f8cf/t/617bb9d1a6310b01f5177e60/1635498451799/Axcelfuture+-+En+ambiti%C3%B8s+dansk+brint-+og+PtX-strategi.pdf>

Beck og Kruse-Andersen (2020). *Endogenizing the Cap in a Cap-and-Trade System: Assessing the Agreement on EU ETS Phase 4*. *Environmental and Resource Economics* (2020) 77:781–811.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2021). *Die Energieversorgung 2021 – die Zahlen des Jahres 2021*. <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/die-energieversorgung-2021/>

Carlén, B., Kriström, B. (2019). *Are Climate Policies in the Nordic Countries Cost-Effective?* Kapitel 4, *Climate Policies in the Nordics – Nordic Economic Policy Review 2019*.

Clean Energy Wire (2021). *Germany's energy consumption and power mix in charts*. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts>

CNBC (2021). *Besøgt 17/02/2022. India rejects net zero emissions target as Modi heads to COP26 climate talks*. <https://www.cnbc.com/2021/10/29/cop26-india-rejects-net-zero-emissions-target-modi-off-to-climate-talks.html>

Concito (2020). *Klimabarometeret 2020*. [https://concito.dk/sites/concito.dk/files/media/document/Klimabarometeret%202020\\_f%C3%A6rdigrapport.pdf](https://concito.dk/sites/concito.dk/files/media/document/Klimabarometeret%202020_f%C3%A6rdigrapport.pdf)

COWI (2021). *Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen*. [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/a209704-001\\_cost\\_benefit\\_analyse\\_enderlig\\_version.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/a209704-001_cost_benefit_analyse_enderlig_version.pdf)

Cox, J. C. (2002). *Trust, reciprocity, and other-regarding preferences: groups vs. individuals and males vs. females*. *Experimental Business Research*.

Danmarks Statistik (2021). *Fakta om Danmarks udledning af drivhusgasser samt energiforbrug*. <https://www.dst.dk/da/Statistik/nyheder-analyser-publ/bagtal/2018/2018-12-06-fakta-om-danmarks-udledning-af-drivhusgasser-samt-energiforbrug>

- Dansk Energi (2020). *Anbefalinger til en dansk strategi for Power-to-X*. <https://www.danskeenergi.dk/sites/danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2020-11/Anbefalinger-til-en-dansk-strategi-for-Power-to-X.pdf>
- Dansk Energi (2022). *Det nye Tyskland tænder både drømme og advarsel lamper*. <https://www.danskeenergi.dk/nyheder/nye-tyskland-taender-baade-droemme-advarsels-lamper>
- De Økonomiske Råd (2019). *Økonomi og miljø 2019*. [https://dors.dk/files/media/rapporter/2019/m19/m19\\_oekonomi\\_og\\_miljoe\\_2019.pdf](https://dors.dk/files/media/rapporter/2019/m19/m19_oekonomi_og_miljoe_2019.pdf)
- Designingbuildings (2021). *Design, build, finance, maintain DBFM*. [https://www.designing-buildings.co.uk/wiki/Design,\\_build,\\_finance,\\_maintain\\_DBFM](https://www.designing-buildings.co.uk/wiki/Design,_build,_finance,_maintain_DBFM)
- DI (2021). *Anbefalinger til strategi for PtX og CCU*. <https://www.danskindustri.dk/brancher/di-energi/analysearkiv/brancheanalyser/2021/anbefalinger--til-strategi--for-ptx-og-ccu/>
- Djøf (2021). *Hvad ved danskerne egentlig om klimaet?* [https://www.djoef.dk/-/media/documents/djoef/n/nation-green/nation\\_green\\_rapport\\_2\\_a4\\_0221\\_interaktiv\\_web.ashx](https://www.djoef.dk/-/media/documents/djoef/n/nation-green/nation_green_rapport_2_a4_0221_interaktiv_web.ashx),
- Fagbevægelsens Hovedorganisation (2022). *En retfærdig grøn omstilling*. <https://viewer.ipaper.io/fh/retfaerdig-groen-omstilling/>
- Energidataservice (2022). *TSO Electricity: Electricity Balance – Non Validated, 2020 og 2021*.
- Energinet (2021). *Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2021*.
- Energinet (2022). *Besøgt 17/02/2022. Viking Link: Elforbindelse til Storbritannien*. <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/Viking-Link>
- Energistyrelsen (2020). *Vurdering af projektøkonomien ved to energipærer*.
- Energistyrelsen (2021a). *Marked dialogue II on the procurement framework for the construction and co-ownership of the Energy Island in the North Sea*. [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/summary\\_of\\_the\\_main\\_findings\\_market\\_dialogue\\_ii\\_final.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/summary_of_the_main_findings_market_dialogue_ii_final.pdf)
- Energistyrelsen (2021b). *Energistatistik 2020*. <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energistatistik2020.pdf>
- Energistyrelsen (2021c). *Resultater for KP21 scenarier* [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/resultater\\_for\\_kp21-scenarier.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/resultater_for_kp21-scenarier.pdf)
- Energistyrelsen (2021d). *Klimastatus og -fremskrivning 2021*.
- Energistyrelsen (2021e). *Analyseforudsætninger til Energinet 2021 – sammenfatningsnotat*. <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Hoeringer/sammenfatningsnotat.pdf>
- Energistyrelsen (2021f). *Analyseforudsætninger til Energinet*. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

Energistyrelsen (2021g). *Havvindmøller og projekter i pipeline.*

<https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/havvindmoeller-og-projekter-i-pipeline>

Energistyrelsen (2021h). *Resultater for KP21-scenarier.*

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/resultater\\_for\\_kp21-scenarier.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/resultater_for_kp21-scenarier.pdf)

Energistyrelsen (2021i). *Månedlig og årlig energistatistik. Elforsyning. Hele landet (Dan-*

*mark). Import. Eksport.* <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/maanedlig-og-aarlig-energistatistik>

Energistyrelsen (2022a). *Besøgt 17/02/2022. Dansk Klimapolitik.* <https://ens.dk/ansvarsomraader/energi-klimapolitik/fakta-om-dansk-energi-klimapolitik/dansk-klimapolitik>

Energistyrelsen (2022b). *Klimaafteleanalyse 1.*

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/hovedrapport\\_kaa\\_1.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/hovedrapport_kaa_1.pdf)

Erhvervsministeriet (2020). *Klimapartnerskab for energi og forsyning.* [https://em.dk/me-](https://em.dk/media/14154/sectorkoereplan_energi-og-forsyningssektor.pdf)

[dia/14154/sectorkoereplan\\_energi-og-forsyningssektor.pdf](https://em.dk/media/14154/sectorkoereplan_energi-og-forsyningssektor.pdf)

EU-Kommissionen (2016). *Factsheet on the Commission's proposal on binding greenhouse*

*gas emission reductions for Member States (2021-2030).* [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO\\_16\\_2499](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_16_2499)

EU-Kommissionen (2020). *Start of phase 4 of the EU ETS in 2021: adaption of the cap and*

*start of auctions.* [https://ec.europa.eu/clima/news-your-voice/news/start-phase-4-eu-ets-2021-adoption-cap-and-start-auctions-2020-11-17\\_en](https://ec.europa.eu/clima/news-your-voice/news/start-phase-4-eu-ets-2021-adoption-cap-and-start-auctions-2020-11-17_en)

EU-Kommissionen (2021a). *European Green Deal: Commission proposes transformation of*

*EU economy and society to meet climate ambitions.* [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_21\\_3541](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_3541)

EU-Kommissionen (2021b). *Proposal for a Directive of the European Parliament and the*

*Council.* [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets\\_with-annex\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets_with-annex_en_0.pdf)

EU-Kommissionen (2021c). *Besøgt 15/02/2022.* [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/delivering-european-green-deal/increasing-ambition-eu-emissions-trading\\_da](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/delivering-european-green-deal/increasing-ambition-eu-emissions-trading_da)

EU-Kommissionen (2022a). *Besøgt 14/02/2022.* [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en)

EU-Kommissionen (2022b). *Besøgt 14/02/2022.* [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/development-eu-ets-2005-2020\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/development-eu-ets-2005-2020_en)

EU-Kommissionen (2022c). *Besøgt 14/02/2022.*

<https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve>

EU-Kommissionen (2022d). *EU Taxonomy: Commission begins expert consultations on Complementary Delegated Act covering certain nuclear and gas activities.*

[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_2](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_2)

FIDIC (2017). *EPC/Turnkey Contract 2nd Ed (2017 Silver Book)*.

Finansministeriet (2020a). *Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020*. <https://fm.dk/media/18085/klimaaf tale-for-energi-og-industri-mv-2020.pdf>

Finansministeriet (2020b). *Aftale om grøn omstilling af vejtransporten af 4. december 2020*. <https://fm.dk/media/18300/aftale-om-groen-omstilling-af-vejtransporten.pdf>

Finansministeriet (2021a). *Aftale om finansloven for 2022 af 6. december 2021*. <https://fm.dk/media/25335/aftale-om-finansloven-for-2022.pdf>

Finansministeriet (2021b). *Aftale om et indikativt drivhusgasreduktionsmål for 2025 af 7. maj 2021*. [https://fm.dk/media/25182/aftale-om-et-indikativt-drivhusgasreduktionsmaal-for-2025\\_a.pdf](https://fm.dk/media/25182/aftale-om-et-indikativt-drivhusgasreduktionsmaal-for-2025_a.pdf)

Finansministeriet (2021c). *Aftale om grøn omstilling af dansk landbrug af 4. oktober 2021*. <https://fm.dk/media/25215/aftale-om-groen-omstilling-af-dansk-landbrug.pdf>

Finansministeriet (2021d). *Dokumentationsnotat – den samfundsøkonomiske diskonteringsrente*.

[https://fm.dk/media/18371/dokumentationsnotat-for-den-samfundsøkonomiske-diskonteringsrente\\_7-januar-2021.pdf](https://fm.dk/media/18371/dokumentationsnotat-for-den-samfundsøkonomiske-diskonteringsrente_7-januar-2021.pdf)

FN (2021a). *Emissions Gap Report 2021*.

<https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2021>

FN (2021b). *Nationally Determined Contributions*.

<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/nationally-determined-contributions-ndcs/nationally-determined-contributions-ndcs>

FN (2021c). *Updated climate commitments ahead of COP26 summit fall far short, but net-zero pledges provide hope*. <https://www.unep.org/news-and-stories/press-release/updated-climate-commitments-ahead-cop26-summit-fall-far-short-net>

Fremtidensenergi (2022). *Besøgt 15/02/2022*. <https://www.fremtidensenergi.dk/energi-lagring/>.

Gerlagh, R., Heijmans., R. J. R. K., Rosendahl, K. E. (2021). *An endogenous emissions cap produces a green paradox*. *Economic Policy*.

Gerlagh, R., Kuik, O. (2014). *Spill or leak? Carbon leakage with international technology spillovers: A CGE analysis*. *Energy Economics* 45. s.381-388.

Greaker, M., Golombek, R., Hoel, M. (2019). *Global Impact of National Climate Policy in the Nordic Countries*. Kapitel 5, *Climate Policies in the Nordics – Nordic Economic Policy Review* 2019.

Heal, G., Kunreuther, H. (2017). *An Alternative Framework for Negotiating Climate Policies*. *Climate Change* 144 (1). s.29-39.

Hoel, M. (2012). *Klimapolitik och ledarskap – vilken roll kan ett litet land spela?* Rapport till Expertgruppen för miljöstudiet 2012:3.



IDA (2020). *Strategi for power-to-X i Danmark*. [https://ida.dk/media/7412/k\\_p2x\\_strategi-oktober-2020.pdf](https://ida.dk/media/7412/k_p2x_strategi-oktober-2020.pdf)

International Energy Agency (2021). *Direct Air Capture*. <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2020). *Samfundsøkonomisk analyse af energipæne*.

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021a) *Lov om projektering og anlæg af en energipæ i Nordsøen*. <https://www.retsinformation.dk/eli/ta/2021/2379>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021b). *Regeringens strategi for Power-to-X*. <https://kefm.dk/Media/637751860733099677/Regeringens%20strategi%20for%20Power-to-X.pdf>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021c). *Tillæg til klimaaftale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. ejerskab og konstruktion af energipæ mv*. <https://kefm.dk/Media/5/E/Aftaletekst%20-%20Energi%C3%B8er%20-%20Ejerskab%20og%20konstruktion%20af%20energi%C3%B8er%20mv.pdf>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021d). *Udbudsforberedende aftale om energipæen i Nordsøen – faktaark*. [https://kefm.dk/Media/637661840223004382/Faktaark\\_energi%C3%B8\\_udbud.pdf](https://kefm.dk/Media/637661840223004382/Faktaark_energi%C3%B8_udbud.pdf)

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021e). *Elektrificering af samfundet*. <https://kefm.dk/Media/637605500518146072/Elektrificering%20af%20samfundet.pdf>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021f). *Klimaprogram 2021*. [https://kefm.dk/Media/63768492369666735/Klimaprogram%202021%20\(DIGITAL\).pdf](https://kefm.dk/Media/63768492369666735/Klimaprogram%202021%20(DIGITAL).pdf)

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021g). *Udbudsforberedende delaftale om langsigtede rammer for udbud og ejerskab af energipæen i Nordsøen (Implementering af klimaaftale om energi og industri af 22. juni 2020 samt tillægsaftale af 4. februar 2021 vedr. ejerskab og konstruktion af energipæ mv.)*. <https://kefm.dk/Media/637661840231461613/Udbudsforberedende%20delaftale%20om%20langsigtede%20rammer%20-%20energi%C3%B8er%20Nords%C3%B8.pdf>

Klimarådet (2018). *Biomassens betydning for grøn omstilling*. <https://klimaraadet.dk/da/rapporter/biomassens-betydning-groen-omstilling>

Klimarådet (2020). *Kendte veje og nye spor til 70 procents reduktion*. <https://klimaraadet.dk/da/rapporter/kendte-veje-og-nye-spor-til-70-procents-reduktion>

Klimarådet (2021a). *Klimavenlig mad og forbrugeradfærd*. <https://klimaraadet.dk/da/nyheder/klimaraadet-offentlige-koekkener-kan-spille-en-noeglerolle-i-udbredelse-af-klimavenlig-mad>

Klimarådet (2021b). *Statusrapport 2021*. [https://klimaraadet.dk/da/system/files/force/downloads/statusrapport\\_2021\\_-\\_danmarks\\_nationale\\_og\\_globale\\_klimaindsats.pdf?download=1](https://klimaraadet.dk/da/system/files/force/downloads/statusrapport_2021_-_danmarks_nationale_og_globale_klimaindsats.pdf?download=1)

Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (2012). *Erfaringer fra danske OPP-projekter – Konkurrence- og Forbrugeranalyse 04*.

<https://www.kfst.dk/media/48936/erfaringer-fra-de-danske-oppprojekter-11102012-analyse.pdf>

Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (2015). *Økonomisk fordelagtighed ved offentlig-private partnerskaber*. <https://www.kfst.dk/media/2759/20150430-opprapportfinal.pdf>

Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (2016). *Standardmodel for offentlig-private partnerskaber (OPP)*. <http://forlaget94.dk/cms/wp-content/uploads/OPP-Standardmodel-for-ny-anl%C3%A6g1.pdf>

Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (2021). *Besøgt 17/02/22. Offentlig-private partnerskaber i Danmark*. <https://www.kfst.dk/udbud/offentlig-privat-samarbejde/offentlig-private-partnerskaber-opp/opp-oversigt/>

KPMG (2021). *Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energiøer*. [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/forretningsmodeller\\_for\\_de\\_danske\\_energioeer.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/forretningsmodeller_for_de_danske_energioeer.pdf)

Kraka Advisory (2021). *Energiøen i Nordsøen – proces, fakta og risici*. <http://www.kraka-advisory.com/sites/default/files/2021-11/Energi%C3%B8en%20i%20Nords%C3%B8en.%20Proces%2C%20fakta%20og%20risici.pdf>

Lewis, M. K. (2021). *Risk Management in Public Private Partnerships*. Center for Globalization and Europeanization of the Economy.

Monteduro, F. (2014). *Public-private versus public ownership and economic performance: evidence from Italian local utilities*. *Journal of Management & Governance* 18. s. 29-49.

Nordhaus, W. (2015). *Climate clubs: overcoming free-riding in international climate policy*. *American Economic Review* 105. s. 1339-1370.

Patent- og Varemærkestyrelsen (2020). *Danmarks grønne styrkeposition – en analyse af det danske patentlandskab*.

[https://www.dkpto.dk/Media/637600382551754843/PatentogVaremaerkestyrelsen\\_Gron%20Rapport%202020\\_A4.pdf](https://www.dkpto.dk/Media/637600382551754843/PatentogVaremaerkestyrelsen_Gron%20Rapport%202020_A4.pdf)

Petersen, O. H., Hjelm, U. (2015). *Offentlig-privat samarbejde: Var der videnskabeligt belæg for Produktivitetskommissionens anbefalinger?* [https://www.djoef-forlag.dk/openaccess/samf/samfdocs/2015/2015\\_2/samf\\_2015\\_2\\_6.pdf](https://www.djoef-forlag.dk/openaccess/samf/samfdocs/2015/2015_2/samf_2015_2_6.pdf)

Produktivitetskommissionen (2014). *Offentlig-privat samarbejde - Analyserapport 6*. [https://produktivitetskommissionen.dk/media/18671/analyserapport-6\\_offentlig-privat-samarbejde.pdf](https://produktivitetskommissionen.dk/media/18671/analyserapport-6_offentlig-privat-samarbejde.pdf)

Regeringen (2020). *Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi af 16. juni 2020*. <https://www.regeringen.dk/media/9591/aftaletekst.pdf>

Regeringen (2021). *Delaftale om investeringer i et fortsat grønnere Danmark af 4. december 2021*. <https://www.regeringen.dk/media/10930/delaftale-om-investeringer-i-et-fortsat-groennere-danmark.pdf>

SEAS-NVE (2022). *Besøgt 15/02/2022*. <https://seas-nve.dk/kundeservice/aftaler-og-priser/timepris/>

Sinn (2008). *Public policies against global warming: a supply side approach*. Int. Tax Public Finance 15. s. 360-394. <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s10797-008-9082-z.pdf>

Transportministeriet (2015). *Femern Bælt-projektets anlægslov vedtaget af Folketinget*. <https://www.trm.dk/nyheder/2015/femern-baelt-projektets-anlaegslov-vedtaget-af-folketinget/>

Transportministeriet (2018). *Bred politisk opbakning til principaftale om Lynetteholmen*. <https://www.trm.dk/nyheder/2018/bred-politisk-opbakning-til-principaftale-om-lynetteholmen/>

World Resources Institute (2021). *How National Net-Zero Targets Stack Up After the COP26 Climate Summit*. <https://www.wri.org/insights/how-countries-net-zero-targets-stack-up-cop26>

## 6. Bilag

Tyskland er nu vores største importør

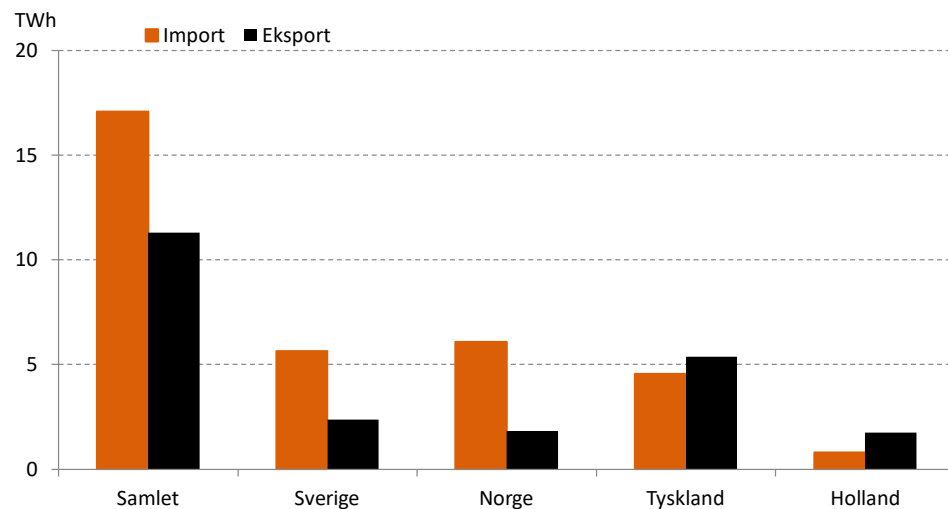
... det er de formentlig også i fremtiden

### 6.1.1 Sandsynliggørelse af at fortrængning bliver af naturgas

Størstedelen af den danske eksport af strøm går på nuværende tidspunkt til Tyskland, som vist i Figur 6.1. Næsten halvdelen af Danmarks samlede eksport af el i perioden 2019-2021 gik til Tyskland, hvorimod importen af strøm fra Tyskland i samme periode var noget lavere. Omvendt er Danmark nettoimportør fra både Norge og Sverige. Det giver et billede af et internationalt elsystem, hvor samhandlen mellem landene er stor. Specielt går strømmen fra den vedvarende energi typisk fra de skandinaviske lande, hvor der bl.a. er gode forhold for vind- og vandenergi, og sydpå mod Tysklands store industriproduktion.<sup>46</sup>

Fremadrettet vil det formentlig også være Tyskland, der bliver den største direkte aftager af den danskproducerede strøm. Tyskland har inden for de seneste år fremlagt ambitiøse planer om at omstille deres forbrug af en række energikilder, herunder atomkraft i 2022 og kul i 2030 (Dansk Energi, 2022). Kul og atomkraft fylder på nuværende tidspunkt ca. 40 pct. af den tyske elproduktion, og det vil dermed efterlade et hul, der formentlig skal udfyldes af vedvarende energi (BDEW, 2021). Tysklands muligheder for fx at udbygge havvind er dog begrænsede, og det er meget sandsynligt, at de får brug for Danmarks gode vindressourcer i Nordsøen.

Figur 6.1 Gennemsnitlig årlig dansk samhandel af el med nabolande, 2019-2021



Kilde: Egne beregninger pba. Energistyrelsen (2021i)

Eksporten vil antageligvis erstatte naturgas

Det er umuligt at sige, hvor den eksporterede strøm fra energigøen ender med at blive brugt, eller hvad den fortrænger. Vores beregninger tager dog udgangspunkt i, at det primært vil erstatte elproduktion fra afbrænding af naturgas. Naturgas er på nuværende tidspunkt en vigtig komponent i den tyske elproduktion (BDEW, 2021). Fremadrettet kan naturgassen blive endnu vigtigere, da Tyskland planlægger en udfasning af atomkraft og kul (Dansk Energi, 2022). Naturgas har en mindre CO<sub>2e</sub>-udledning end mange andre fossile brændsler (fx olie og kul), men har dog stadig et markant CO<sub>2e</sub>-aftryk.<sup>47</sup> Omstilling til naturgas kan derfor ikke stå alene for Tyskland, hvis de skal nå deres klimamål for CO<sub>2e</sub>-reduktioner. De

<sup>46</sup> Fra december 2023 åbner en ny udlandsforbindelse, "Viking Link", der forbinder Vestdanmark med Storbritannien (Energinet, 2022). Viking Link forbinder dermed Danmark til et nyt elmarked.

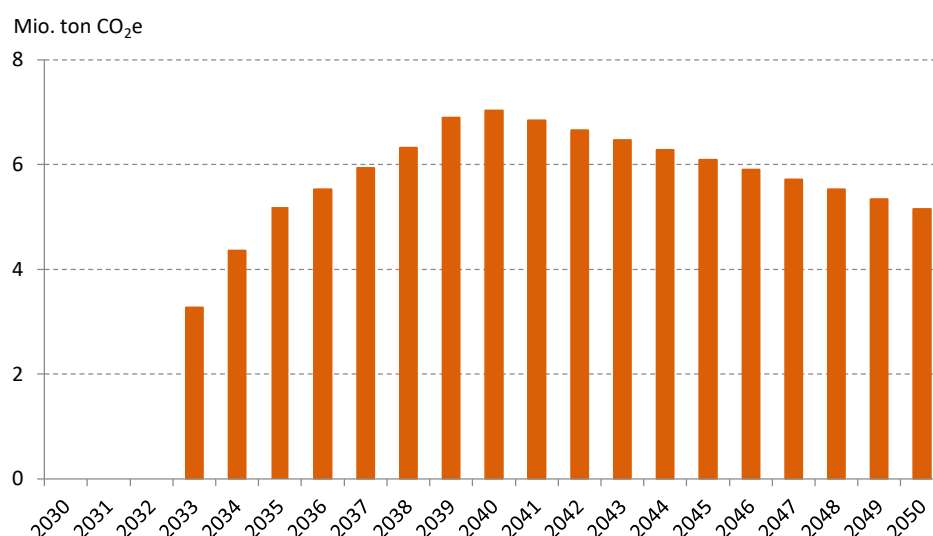
<sup>47</sup> EU-Kommissionen har foreslået, at atomkraft og naturgas i en overgangsperiode skal kategoriseres som en grøn energikilde (EU-Kommissionen, 2022d).

bliver nødt til at gøre massivt brug af vedvarende energi. Det virker derfor ikke til at være en urealistisk antagelse, at Tyskland i fremtiden bliver mere afhængige af den danske strømproduktion, og at den danske overskudsstrøm vil fungere som erstatning for brug af naturgas.

**Energiøen kan fjerne umiddelbare CO<sub>2</sub>e-udledninger**

Hvis strømmen fra energiøen i Nordsøen fortrænger naturgas fra europæiske kraftværker, har det potentialet til at bidrage med store umiddelbare CO<sub>2</sub>e -reduktioner i den europæiske el- og fjernvarmesektor, jf. Figur 6.2. Figuren viser de årlige CO<sub>2</sub>e -reduktioner, som eksporten fra energiøen forventes af bidrage med, hvis den fortrænger naturgas i EU. Det fremgår, at eksporten fra energiøen potentielt kan give umiddelbare CO<sub>2</sub>e -reduktioner på 3-7 mio. ton CO<sub>2</sub>e om året, og med over 100 mio. ton CO<sub>2</sub>e samlet frem mod 2050.

**Figur 6.2 Energiøens forventede strømeksports bidrag til umiddelbare CO<sub>2</sub>e -reduktioner i nabolande**



Anm.: Den forventede reduktion af CO<sub>2</sub>e -udledninger er beregnet pba. nettoeksporten fra figur 3.1.b og brændselsprisen på naturgas, som er beregnet pba. tal fra KF21. KF21 er udarbejdet på en frozen policy tilgang. Det antages, at den grønne eksport af strøm fortrænger naturgas og at naturgassen har samme brændselsværdier som den danske naturgas.  
Kilde: Egne beregninger pba.: Energistyrelsen (2021f), Energistyrelsen (2021h), Energistyrelsen (2021d) og Finansministeriet (2021a).

**CO<sub>2</sub>e -reduktioner bruges i modelkørslen**

De beregnede CO<sub>2</sub>e -reduktion fra eksporten af strøm fra energiøen i Nordsøen, som fremgår af figur 6.2 bruges som input i modelkørslen. De giver modellen en sti for de fremtidige CO<sub>2</sub>e -reduktioner, som eksporten af strømmen kan forventes af give.

**CO<sub>2</sub>e-reduktionerne bygger på antagelser**

Reduktionsstien bygger selvfølgelig på en række antagelser, heriblandt at strømmen fortrænger strømproduktion fra naturgas, hvilket er begrundet ovenfor.<sup>48</sup> Derudover er eksporten fra energiøen kun regnet som nettoeksporten, som følge af energiøen i Nordsøen. Det undervurderer formentlig eksporten af strøm fra energiøen, da vindmøllerne tilknyttet energiøen vil svinge meget i produktion, mens elforbruget er mere stabilt, hvilket gør eksporten større end blot nettoeksporten.<sup>49</sup>

<sup>48</sup> Derudover er antagelserne om elforbruget og elproduktionen beskrevet yderligere i anmærkningen til Figur 3.1.  
<sup>49</sup> Se fx på Figur 6.1, der viser, at Danmarks årlige nettoeksport til Tyskland er på under 1 Twh, mens den samlede årlige eksport er på 5 Twh.

## 6.1.2 Fit for 55

### Boks 6.1 Fit for 55

Fit for 55 er et lovforslag, der i juni 2021 blev fremsat af EU-Kommissionen. Forslaget har til formål at ruste EU til at nå sit mål om 55 pct. reduktion i 2030. I korte træk indeholder forslaget følgende:

**EU ETS:** Kvotesystemet ændres bl.a. således, at søtransport inden for EU inkluderes, og både kvoteallokeringen og MSR revideres, således at reduktionen i kvotesektoren bliver på 61 pct. i 2030 sammenlignet med 2005.

**ESR:** EU-landenes mål for ikke-kvotesektoren opstrammes, således at alle lande får bindende mål, og alle landes reduktionsmål stiger. Det samlede reduktionsmål for EU bliver på 43 pct. i 2030 sammenlignet med 2005. Målet for Danmark bliver 50 pct.

**Arealanvendelse, ændring af arealanvendelse og skovbrug (LULUCF):**<sup>50</sup> Der sættes et reduktionsmål på ca. 40 pct. i 2030 i forhold til 2005 for EU. Derudover sættes et mål om, at LULUCF i EU skal være klimaneutral i 2035, hvorefter sektorerne i LULUCF skal bidrage med negative udledninger.

**Vedvarende energi:** Mindst 40 pct. af energiproduktionen i 2030 skal være vedvarende, hvilket er en stigning fra 32 pct.

**Energieffektivitet:** En stigning i energieffektiviteten til 36 pct. for endeligt forbrug og 39 pct. for primært energiforbrug. Det er en stigning fra 32,5 pct. for begge.

**Vejtransport og bygninger:** Fra 2026 vil vejtransport og bygninger blive en del af et nyt og separat kvotesystem. Det nye kvotesystem for skal reducere med 43 pct. i 2030 ift. 2005.

Kilde: EU-Kommissionen (2021a-c).

<sup>50</sup> LULUCF står for Land use, land-use change, and forestry, som på dansk er arealanvendelse, ændring af arealanvendelse og skovbrug.

### 6.1.3 Modelbeskrivelse

#### Boks 6.2 Beskrivelse af modellen

Beregningerne i afsnit 3.1.2 baserer sig på modellen fra Beck og Kruse-Andersen (2020) over EU's CO<sub>2</sub>e-kvotestystem. Modellen baserer sig på tre primære elementer: En repræsentativ virksomhed i kvotesektoren, et sæt administrative regler for kvotesektoren og en eksogen teknologisk udvikling.

**Virksomhederne i modellen** er alle antaget at være små og fremadskuende virksomheder, der maksimerer deres nutidsværdien af deres profit og som forbruger CO<sub>2</sub>e-kvoterne optimalt over tid. Antagelsen om små virksomheder indebærer, at den enkelte virksomhed ikke kan påvirke markedsprisen for kvoter såvel som antallet af kvoter i MSR. Virksomhederne bestemmer ud fra kvoteprisen og en forventning om fremtidige prisstigninger på kvoter hvor mange kvoter den vælger at bruge hvert år. Forskellen mellem EU's udbud af kvoter og virksomhedernes kvoteefterspørgsel udgør kvoteoverskuddet, som kan bruges i senere år. Vedvarende energiproducenter er indirekte modelleret gennem en ændring af virksomhedernes efterspørgsel efter CO<sub>2</sub>e-kvoter.

**Reglerne i modellen** bestemmer EU's udbud af kvoter i hvert år og tillader handel mellem virksomhederne. Modellen inkluderer også en modellering af MSR, der følger de nuværende EU-regler: Hvis kvoteoverskuddet bliver tilstrækkeligt stort, absorberer MSR således en del af overskuddet af kvoter fra året inden. Der sættes dermed et loft over antallet af kvoter i MSR, der svarer til antallet af auktionerede kvoter fra året inden. Antallet af kvoter over loftet bliver annulleret.

**Den teknologiske udvikling i modellen** gør, at produktiviteten stiger over tid. Da den vedvarende teknologi antages at være mindre moden på nuværende tidspunkt, antages der også at være en catching-up effekt, hvor vedvarende teknologier bliver relativt mere konkurrencedygtige.

#### Modelkørslen

**Input til modellen** svarer til figur 6.2, der viser den forventede CO<sub>2</sub>e-reduktion i eksporten som følge af energiøen i Nordsøen. Den forventede CO<sub>2</sub>e-reduktion er baseret på energiøens forventede elproduktion. Elproduktionen antages først at blive brugt på el til danske forbrugere, og den overskydende produktion bruges til el, der eksporteres til udlandet og erstatter naturgas.<sup>51</sup> Da produktionen fra havvindmøllerne svinger mere end den danske efterspørgsel efter strøm, undervurderer det formentlig eksporten fra energiøen.

**Output fra modellen** giver en sti med udledninger, som følge af den forventede faldende efterspørgsel efter CO<sub>2</sub>e-kvoter, som energiøen bidrager med fra 2033 og frem. Den sti viser, at de øgede udledninger på grund af energiøen starter allerede fra beslutningstidspunktet (antaget at være 2019), mens de reducerede udledninger først kommer, når energiøen er færdigbygget i 2033. Baggrunden for det resultat er, at de fremadskuende virksomheder kan se frem til mindre efterspørgsel efter CO<sub>2</sub>e-kvoter og dermed lavere kvotepris efter øen er færdig i 2033. Virksomhederne vælger derfor at spare færre kvoter op i dag, da de i fremtiden bliver billige. Det fører til flere udledninger i dag, som opvejes af færre udledninger i fremtiden. Men MSR-mekanismens indretning medfører en ekstra effekt: Forøgelsen af udledninger fra 2019 reducerer kvoteoverskuddet i de efterfølgende år. Det medfører, at færre kvoter bliver optaget i MSR. Det fører til færre annullerede kvoter. Denne effekt betyder, at udledningerne i kvotesystemet samlet set *øges*, da der er flere kvoter til rådighed for virksomhederne.

**Modellens kørsler** er lavet pba. to forskellige CO<sub>2</sub>e-kvotestystemer. Den første kørsel er standardkørslen, der er lavet pba. det nuværende kvotestystem, som det ser ud i det. Dette kvotestystem er dog ikke tilpasset EU's målsætninger om fx CO<sub>2</sub>e-neutralitet i 2050, da der vil ske kvoteudstedelse helt indtil 2057. Den anden kørsel er lavet pba. en tilpasset reduktionsfaktor for kvoteudstedelse, der er forhøjet, så den gør, at EU når sit 2050-mål og CO<sub>2</sub>e-neutralitet.<sup>52</sup>

Kilde: Beck og Kruse-Andersen (2020) og EU-Kommissionen (2020)

<sup>51</sup> Se bilag afsnit 6.1.1 for beskrivelse af hvorfor vi antager, at eksporten af den grønne strøm erstatter naturgas.

<sup>52</sup> Med udspillet fit-for-55 har EU-Kommissionen bl.a. foreslået en ændring af EU ETS, der gør, at EU forventes at overholde sine klimamål (EU-Kommissionen, 2021a). Det forslag er beskrevet nærmere i Boks 6.1. Forslaget er stadig til forhandling, og er dermed ikke endeligt aftalt. Kørslen med den tilpassede reduktionsfaktor for kvoteudstedelse er et forsøg på at lave en simpel tilpasning, der gør at EU ETS bliver klimaneutral i 2050, og på den måde imødekomme nogle af de forventede regelændringer, som forventes at komme i EU ETS.



### 6.1.4 Metode til beregning af illustrative figurer af døgn med manglende effektilstrækkelighed

Metode for figurer om forsynings-sikkerhed

Dette afsnit indeholder en metodebeskrivelse af de bagvedliggende beregninger for det data, som bruges til at lave de illustrative figurer fra figur 3.6 til figur 3.10. Figurerne viser en dag med højt energiforbrug, lav produktion af vedvarende energi, høj importkapacitet samt høj fleksibel kapacitet. Det illustrative eksempel skal repræsentere en dag i fremtiden med stor risiko for manglende effektilstrækkelighed, da effektilstrækkeligheden primært udfordres på de dage, hvor elforbruget er højt, og elproduktionen fra vedvarende energi er lav. Eksemplet viser derfor et uheldigt sammentræf, som nok sjældent vil ske, men dog et sammentræf, som kan forventes at ske oftere i fremtiden (Energistyrelsen, 2022a).

Energidata på timebasis

Figurerne er modelleret pba. Energidataservice (2022) og deres datasæt Electricity Balance Non-Validated fra 2020 og 2021. I datasættet optræder hele Danmarks energiforbrug, -produktion, -eksport og -import baseret på timebasis. Ligeledes bruges data fra Energinet (2021) for at fremskrive både elproduktionen og -forbruget.

Udgangspunkt i 2020 og 2021

#### *Referencedag for højt energiforbrug*

For at få et repræsentativt billede af en dag, hvor elforbruget var på et højt niveau, har vi taget udgangspunkt i timedata fra hele 2020 og 2021. Elforbruget er beregnet ved at summere Danmarks energiproduktion på timeniveau, korrigeret for udlandshandel af energi med nordiske lande, herunder Norge og Sverige, og Europa generelt.

Frasorterer ekstreme observationer

Det største samlede energiforbrug var i dagene den 27. februar 2020 og den 28. februar 2020. Disse dage anvendes imidlertid ikke som referencedage, da der er ekstreme observationer i en enkelt time for begge dage. Energiforbruget i en enkelt time er på hhv. 965.000 MWh og 322.000 MWh i dagene 27. februar 2020 og den 28. februar 2020. Til sammenligning er det tredjehøjeste energiforbrug på timebasis på 6.385 MWh i perioden 2020 og 2021. Vi vurderer, at de to dage med det største energiforbrug er fejlbehæftede, da de ovennævnte forbrugstimer er hhv. 151 og 50 gange højere end timen med det tredjehøjeste energiforbrug. Disse ekstreme observationer giver derfor et misvisende billede af udviklingen samt summen af forbruget af el på en dag med højt energiforbrug.

8/2-2021 er referencedagen

For at skabe et overblik og illustration over en repræsentativ dag med et højt energiforbrug uden ekstreme observationer anvendes dagen med det tredjehøjeste energiforbrug. Denne dag er den 8. februar 2021, og der ses ingen ekstreme observationer.<sup>53</sup> Den 8. februar 2021 anvendes derfor som referencedag for en dag med højt energiniveau i et 2021-niveau. Med afsæt i forudsigelserne om øget årligt bruttoelforbrug, der ses illustreret i figur 3.5, fremskrives energiforbruget således, at det bliver repræsenteret i et forventet 2030-niveau. Dette er gjort ved at opskalere forbruget d Den 8. februar 2021 med ændringen i det forventede energiforbrug fra 2021 til 2030. For uddybning af udviklingen fra 2021 til 2030 se figur 3.5 og den tilhørende forklaring. Energiforbruget den 8. februar 2021, justeret til et forventet 2030-niveau, anvendes som referencedag for en dag i 2030 med højt energiforbrug.<sup>54</sup> Det fremskrevne energiforbrug fordelt på døgnets timer er illustreret i figur 3.6.

Samme metode for dag med lav vedvarende energi

#### *Referencedag for lav produktion af vedvarende energi*

Samme fremgangsmåde anvendes for at illustrere en dag, hvor produktionen af vedvarende energi er på et lavt niveau. Vedvarende energi beregnes som summen af "Onshore Wind power", "Offshore Wind power", "Solar Power" og "Other Renewable" i datasættet fra Energidataservice (2022). Den samlede produktion af vedvarende energi på timebasis, summeres til dagsbasis, så det er muligt at finde dagen med lavest produktion i 2020 og 2021.

<sup>53</sup> Den 8/2-2021 har i øvrigt også det femtehøjeste energiforbrug set på timebasis.

<sup>54</sup> Fra Energinet (2021) er det årlige bruttoforbrug af el udregnet til at være 37 TWh i forudsiger desuden, at elforbruget stiger til 58 TWh i 2030. For at justere og fremskrive energiforbruget d. 08/2 2021, skaleres det faktiske forbrug med  $58/37 \cdot 100 = 159$  pct.

**29/11 er  
referencedag for  
vedvarende energi**

Den laveste produktion ses den 29. november 2020. Denne dags produktion af vedvarende energi justeres ligeledes til et 2030-niveau med afsæt i figur 3.5 og de heraf forventede ændringer i produktion af energi fra vindmøller og solceller fra 2021 til 2030. Produktionen af vedvarende energi den 29. november 2020 fordelt på døgnets timer, justeret til 2030-niveau, ses illustreret i figur 3.5 og anvendes som reference for en dag med lav produktion af vedvarende energi. I figur 3.6 er denne udvikling angivet som "Vedvarende energi".

**Samme metode for  
udlandskapacitet***Referencedag for høj kapacitet i udlandsforbindelse*

Kapaciteten i udlandsforbindelse er ligeledes baseret på data fra Energidataservice (2022) og samme datasæt, som nævnt ovenfor. Kapacitet i udlandsforbindelse repræsenterer her Danmarks nettoimport af strøm, dvs. strøميمport fratrukket strømekспорт. Dette er gjort under en antagelse om, at den dag, hvor nettoimporten er på sit højeste niveau, alt andet lige må repræsentere en dag, hvor importkapaciteten i udlandskablerne er mest under pres.

**19/8 2020 er  
referencedag for  
udlandsforbindelse**

Vores beregninger viser, nettoimporten på dagsbasis er højere den 19. august 2020, sammenlignet med alle øvrige dage i 2020 og 2021. Den dags kapacitetstræk er fremskrevet til et 2030-niveau baseret på den forventede ændring i importkapacitet fra 2021 til 2030 jf. figur 3.5. Det fremskrevet kapacitetstræk fordelt på døgnets timer anvendes som referencedag med høj udlandskapacitet i figur 3.6.

**Samme metode for  
fleksibel kapacitet***Referencedag for dag med høj fleksibel kapacitet*

Slutteligt illustrerer figur 3.5 en dag med høj fleksibel kapacitet. Flexibel kapacitet er repræsenteret som forbruget af "fossil gas", "fossil coal", "fossil oil", "biomass" og "waste" i datasættet fra Energidataservice (2022). Ligesom for elforbruget og de andre typer elproduktioner er den dag med den højeste elproduktion fra fleksibel kapacitet beregnet ved at summere produktionen på timebasis.

**Ekstreme  
observationer  
frasorteres**

Dagene 27. februar 2020 og 28. februar 2020 er de dage i 2020 og 2021 med det højeste fleksible forbrug. Disse dage har, som nævnt ovenfor i forbindelse med højest energiforbrug, ekstreme observationer i en time for hver af dagene. Disse dage har en fleksibel kapacitet på hhv. 1.060.000 MWh og 370.000 MWh. Alle andre dage i årene 2020 og 2021 har en fleksibel kapacitet mellem 83.000 MWh (højeste niveau) og 10.000 MWh (laveste niveau). Altså er kapaciteten i alle andre dage langt under niveauerne i dagene 27. februar 2020 og 28. februar 2020. Med samme argumentation som tidligere, anvendes disse dage derfor ikke som referencedage.

**11/2-2021 er  
referencedagen for  
fleksibel kapacitet**

Dagen med det højeste fleksible energiforbrug uden ekstreme observationer er den 11. februar 2021. Igen fremskrives denne dags fleksible kapacitet til et 2030-niveau baseret på figur 3.5 og dennes datas forventning til ændret termisk kapacitet fra 2021 til 2030. Der anvendes her termisk kapacitet til fremskrivning af fleksibel kapacitet, idet termisk kapacitet dækker over den brændselsbaserede elproduktionskapacitet (Energinet, 2021). Dette vedrører brændsel af ovennævnte fleksible energikilder.