

**ENERGINET**  
Systemansvar

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:  
13. december 2022

Forfatter:  
SVT/SVT

NOTAT

## SVAR TIL ENS - HAVVINDSUDBYGNING UNDER ÅBEN DØR-ORDNING – OPFØLGNING 13. DECEMBER

## Indhold

<b>1. Baggrund .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Konkrete spørgsmål fra Energistyrelsen d. 19. september .....</b>	<b>3</b>
2.1 Netudbygningsbehov ved indpasning af 16+ GW Åben Dør-havvind (spm. 1+2). 4	
2.1.1 Muligheder for afsætning af energi ved nuværende forudsætninger .....	4
2.2 Indvirkning af Åben Dør-havvindmølleparker på udbudsparker (spm. 3) .....	5
2.3 Forhold ved udvalgte områder for tilslutning (spm. 4).....	5
2.4 Indvirkning af Åben Dør-havvindmølleparker på Energiø Bornholm (spm. 5).....	6
<b>3. Opfølgende spørgsmål d. 16. november 2022 .....</b>	<b>8</b>
3.1 Tekniske risici ved HVDC- kontra HVAC-tilslutning (spm. 1) .....	9
3.2 Risici ift. miljø- og myndighedsarbejde ved tilslutning til Energiø Bornholm (spm. 2)	
.....	9
3.3 Dækning af omkostninger via producentbetaling (spm. 3a, 3b & 7).....	9
3.4 Markedsmekanismer ved overproduktion af eleffekt (spm. 3c) .....	9
3.5 Minimering af risici for koncessionsvinder af udbudsparker, herunder contract-for-	
difference (spm. 4).....	10
3.6 Forventninger til fremtidig brintinfrastruktur (spm. 5) .....	11
3.7 Tarifiering af konkrete Åben Dør-havvindsprojekter (spm. 6).....	12
3.7.1 Beregning af producenttariffer .....	13
3.7.2 Tarifiering af Åben Dør-havvindsprojekter tilsluttet en Energiø .....	14
3.8 Mulighed for tilslutning af Bornholm Bassin Øst og Bornholm Bassin Syd til Energiø	
Bornholm (spm. 8) .....	15
3.9 Nærmeste station på relevante spændingsniveau for åben dør-havvindmølleparker	
Bornholm Bassin Øst og Bornholm Bassin Syd (spm. 9) .....	15
3.10 Udbygning af elnettet til/på Bornholm (spm. 10 & spm. 12) .....	15
3.11 Elnetttilslutning før transmissionsanlægget ifm. Energiø Bornholm er etableret (spm.	
11).....	16
<b>4. Opfølgende spørgsmål d. 9. december 2022.....</b>	<b>17</b>
4.1 Øgede omkostninger ved indpasning af Åben Dør-havvindmølleparker (spm. 1)17	
4.2 Konsekvenser for forbrugere ved udbygning af det dybe net som følge af	
vedvarende energi (spm. 2) .....	17
4.3 Konsekvenser for forbrugere og producenter som følge af øget	
netudbygningsbehov (spm. 3) .....	18
4.4 Behov for luftledninger og udlandsforbindelser (spm. 4, samt afsnit 3 spm. 3b)18	
4.5 Udbygning af handelskapacitet til Energiø Bornholm (spm. 5) .....	19

## 1. Baggrund

Energistyrelsen har i 2022 modtaget 47 ansøgninger om forundersøgelsestilladelse gennem Åben Dør-ordningen. Grundet overlap mellem ansøgninger og andre forhold er der reelt 19 områder, hvor det skal vurderes, om der kan gives forundersøgelsestilladelse. De 19 projekter har en samlet kapacitet på 11,1-14,6 GW. Derudover er der allerede Åben Dør-ansøgninger på i alt 1,982 GW.

Energistyrelsen skal vurdere om ansøgningerne kan tildeles en forundersøgelsestilladelse, hvilket beror på, hvorvidt projektet betragtes som relevant. I relevansvurderingen kan der bl.a. indgå hensyn som miljø, skibsfart, fiskeri, overordnede planmæssige hensyn i forhold til den samlede udbygning af havvindmøller, omfanget af vindressourcer i et område samt hensyn til den overordnede netplanlægning.

Særligt ift. hensynet til den overordnede netplanlægning har Energistyrelsen d. 19. september 2022 stillet fem konkrete spørgsmål til Energinet, der skal benyttes som en del af den samlede vurdering.

Energinet har i notat d. 8. november 2022 besvaret disse fem spørgsmål i afsnit 2, samt frembragt evt. andre opmærksomhedspunkter som kan være relevante for hensynet til Energinets overordnede planlægning af eltransmissionsnettet.

Energistyrelsen har d. 16. november 2022 fremsendt syv opfølgende spørgsmål. Disse spørgsmål er besvaret i afsnit 3.

Energistyrelsen har d. 9. december 2022 fremsendt fem opfølgende spørgsmål. Disse spørgsmål er besvaret i afsnit 4.

## 2. Konkrete spørgsmål fra Energistyrelsen d. 19. september

Energistyrelsen har stillet følgende 5 konkrete spørgsmål, der besvares i det følgende:

1. Hvilken betydning vil 16+ GW gennem åben dør ud over det allerede planlagte og politisk aftalte have for netudbygningsbehovet i DK?
2. Hvilken betydning vil 16+ GW gennem åben dør ud over det allerede planlagte og politisk aftalte have for udbygningen af luftledninger i DK?
3. Er der nogle områder, hvor der i dag er statslige arealreservationer, hvor der vil være særlige netmæssige konsekvenser ved at tillade opførsel af åben-dør-parker, herunder kan der være konsekvenser for kommende udbud og energier?
  - a. Her tænkes f.eks. på, om en ophævelse af den statslige arealreservation langs Vestjylland vil kunne medføre begrænsninger for potentielle parker og kabelføring fra Energiø Nordsøen.
4. Hvilke steder forventes der at være mere plads i nettet/behov end andre?
  - a. Her tænkes fx på DK1 og DK2, og om der kan differentieres mellem, hvorvidt der er bedre plads i nettet i en del af landet.
5. Er der nogle konkrete ansøgte ÅD-projekter, der vil være særligt udfordrende at etablere ift. netplanlægningen? Er der fx konsekvenser for kommende energier og udbud?

## 2.1 Netudbygningsbehov ved indpasning af 16+ GW Åben Dør-havvind (spm. 1+2)

Generelt er det sådan, at når der tilføres mere elproduktion til det danske elsystem, vil netudbygningsbehovet afhænge af, hvor den ekstra produktionsmængde kan afsættes. Det kan enten være ved forbrugsanlæg eller via handelsforbindelser.

Flere af Åben Dør-havvindmølleparkerne nævner i deres ansøgning om forundersøgelsestilladelse muligheden for samplacering med forbrugsanlæg, som kan aftage en del af produktionen. Der skal altså ikke etableres kollektivt elnet til den del af elproduktionen, som udvikleren aftager selv, hvilket medfører, at indpasningen af anlægget er mindre omfattende. Dette kan dog skabe behov for etablering af brintinfrastruktur for at gøre projekterne rentable.

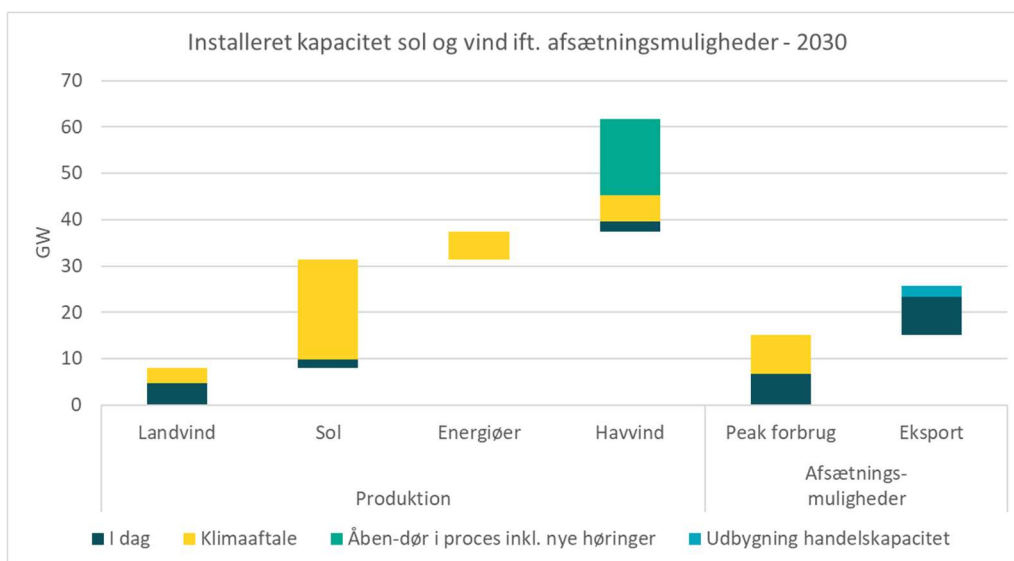
Hvis forbrugsanlæggene eller handelsforbindelserne er placeret i andre geografiske områder end tilslutningspunkterne for elproduktionen, vil netudbygningsbehovet være større.

Uanset er det dog givet, at den øgede elektrificering af samfundet samt indpasning af store mængder vedvarende energi i elsystemet vil medføre behov for udbygning af eltransmissionsnettet. Dette både lokalt i form af 132/150 kV-kabelforbindelser og nye stationer til tilslutning, samt i det overordnede elnet ved brug af 400 kV-luftledninger og kabler.

### 2.1.1 Muligheder for afsætning af energi ved nuværende forudsætninger

Hvis de ansøgte Åben Dør-havvindmølleparker blot tilsluttes ud over det allerede planlagte og politisk aftalte i *Analyseforudsætninger til Energinet 2021* og *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022*, vil den ekstra produktion som udgangspunkt lede til øget eksport eller afkortning af VE-produktion i markedet som følge af manglende afsætningsmuligheder.

For at visualisere denne tendens er hhv. produktion og afsætningsmuligheder skitseret i nedenstående figur. Figuren viser, at den forventede fremtidige produktionskapacitet i forvejen overstiger de nuværende forventninger til afsætningsmuligheder. Hvis produktionskapaciteten derudover øges med yderligere 16+ GW vil dette blot øge denne udfordring og lede til markant mere afkortning af VE-produktion i markedet.



Figur 1 - Installeret sol og vind kapacitet ift. afsætningsmuligheder. Peak forbruget jf. Klimaaf-talen er baseret på første hurtige markedssimuleringer baseret på politiske ud-meldinger i foråret. Energiøerne er medtaget på figuren, selvom de ikke forventes færdig-etableret i 2030.

Energinet udarbejdede i forbindelse med bestillingsopgaven vedr. øget udbygning af havvind i foråret et notat, der beskriver dette overordnede forhold. Notatet, *Markedsmæssig nedregulering af VE-produktion ved øget udbygning med havvind*, er vedlagt.

## 2.2 Indvirkning af Åben Dør-havvindmølleparker på udbudsparker (spm. 3)

Åben Dør-havvindmølleparkerne vil i høj grad producere samtidig med udbudsparkerne, da det er samme teknologi og omtrent samme vindforhold, de udsættes for. Åben Dør-havvindmølleparkerne vil altså direkte reducere indtægtsgrundlaget for udbudsparkerne både ved at presse priserne samt ved at øge antallet af timer med afkortning af VE-produktion i markedet. Det samme gør sig i øvrigt gældende for udbygning med vindmøller på land, men her er det forventede omfang betydeligt mindre end de 16+ GW Åben Dør-havvind, der behandles på nuværende tidspunkt.

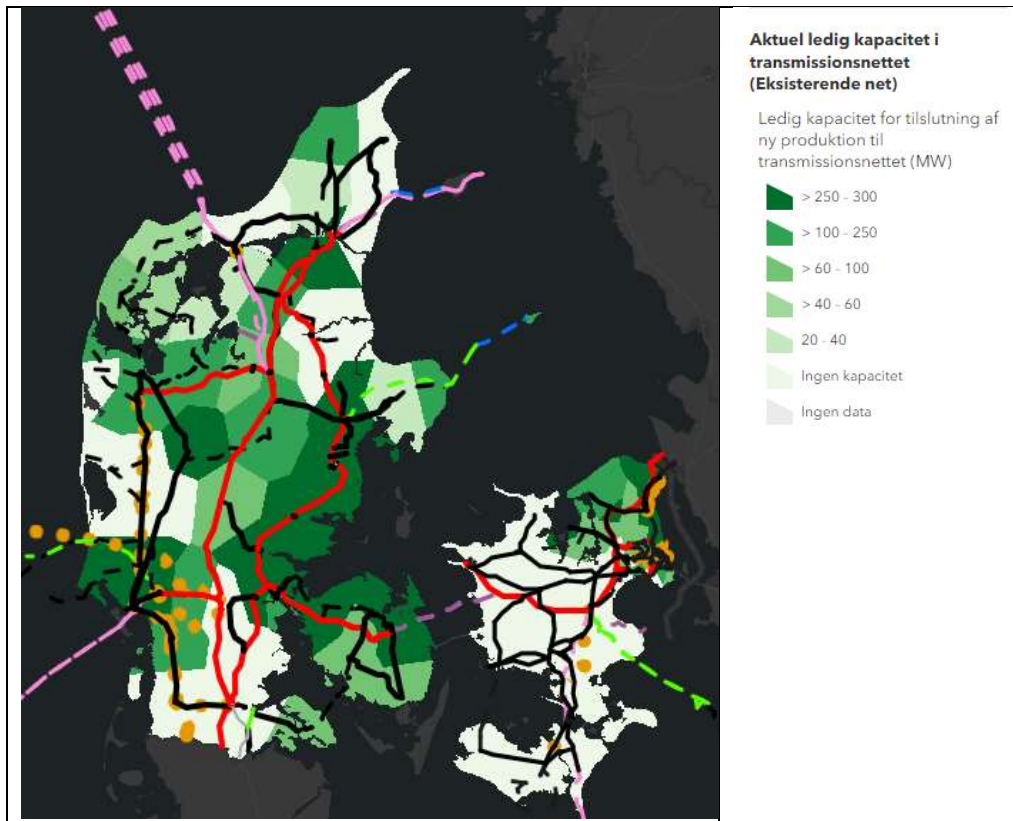
Udsigten til øget konkurrence på det danske marked vil alt andet lige betyde reduceret betalingsvillighed/investeringsvillighed for både koncessionerne og Åben Dør-parkerne. Hvis der opnås sikkerhed for, at Åben Dør-havvindmølleparkerne realiseres inden gennemførelse af udbuddet for udbudsparkerne, vil det dermed forventelig føre til en reduceret betalingsvillighed for udbudsparkerne. Hvis der omvendt indgås aftaler om realisering af udbudsparkerne inden Åben Dør-havvindmølleparkerne træffer endelig investeringsbeslutning, er der en vis sandsynlighed for, at Åben Dør-havvindmølleparkerne vil afvente sikkerhed for et større dansk elforbrug, som kan absorbere den yderligere produktion.

Udbudsparkernes attraktivitet kan desuden fx afhænge af muligheden for samplacering med nye forbrug samt mulighed for contract-for-difference, som kan beskytte investeringerne mod priskollaps i elmarkedet.

## 2.3 Forhold ved udvalgte områder for tilslutning (spm. 4)

Eftersom Åben Dør-havvindmølleparker er underlagt samme lovgivning som almindelige VE-anlæg på land, er Energinet i sin behandling også underlagt fx afstandskravet i Bekendtgørelse 2653. Afstandskravet fastslår, at VE-anlægget ikke må anvises tilslutningspunkt længere væk end nærmeste station på relevante spændingsniveau. Afstandskravet blev senest ændret i december 2021, hvilket løste de primære udfordringer, der var kendte på daværende tidspunkt. Med den nylige udvikling i interessen for Åben Dør-havvindmølleparker giver det dog anledning til nye uhensigtsmæssige forhold. Afstandskravet giver altså ikke Energinet mulighed for at anviser det tilslutningspunkt, hvor konsekvenserne for eltransmissionsnettet er mindst, og omkostningerne derfor er lavest. Til forskel har Energinet denne mulighed ved udbudsparker. Derudover kan afstandskravet begrænse mulighederne for at lave sammentænkte energiklynge med fx forbrug, produktion og brintinfrastruktur.

Energinets kapacitetskort viser hvor og hvor meget plads, der er til tilslutning af produktion i transmissionsnettet. Kortet er udarbejdet med baggrund i de anlæg, der allerede er tilsluttet samt de anlæg, der er ved at blive nettilsluttet og eksisterende net samt godkendte netudbygninger. Af kortet fremgår det, at der primært er ledig kapacitet i den østlige del af Jylland og på Fyn samt i den nordøstlige del af Sjælland. Dermed vil åben-dør-projekter i størrelsesorden op til ca. 300 MW relativt hurtigt kunne tilsluttes i disse områder tilsvarende andre VE-anlæg. Tilslutninger i de øvrige områder må forventes at medføre behov for netudbygninger, hvilket dog også er gældende, hvis fx nye solcelleparker i denne størrelse ønsker tilslutning.



Figur 2 Energinets kapacitetskort fra april 2022. Kortet viser de områder, hvor der pt. er ledig kapacitet i transmissionsnettet til tilslutning af produktion.

For de store Åben Dør-parker, hvoraf flere er større end 1 GW, kan det være u hensigtsmæssigt, at tilslutning af disse skal overholde afstandskriteriet i nettilslutningsbekendtgørelsen. Der kan være stor forskel på netudbygningsbehovet afhængigt af, hvilken 400 kV station et større anlæg tilsluttes i. Dette er fx gældende for projekterne i Nordsøen, som iht. afstandskravet vil skulle tilsluttes i 400 kV stationerne Stovstrup eller Idomlund. P.t. foregår den største forbrugsudvikling i Esbjerg-området, hvorfor det vil være hensigtsmæssigt at tilslutte større VE-anlæg her, hvilket ikke er muligt for de større Åben Dør-havvindmølleparker i Nordsøen. Afstandskravet kan dermed medføre, at nettilslutningen af de store Åben Dør-havvindmølleparker ikke kan ske på den samfundsøkonomiske bedste måde.

#### 2.4 Indvirkning af Åben Dør-havvindmølleparker på Energiø Bornholm (spm. 5)

De to projekter indmeldt af Copenhagen Infrastructure Partners øst for Bornholm vil formentlig først være under opførelse, når Energinet i regi af Energiø Bornholm har besluttet stationsanlæg på 400 kV og er i gang med anlæggelse af HVDC-forbindelser til Sjælland og sandsynligvis Tyskland. Således vil Energiø Bornholm muligvis være det nærmeste tilslutningspunkt på relevant spændingsniveau, jf. Nettilslutningsbekendtgørelsen, afhængigt af, hvornår anlægget skal nettilsluttes.

Det bemærkes, at tilslutning af produktion og forbrug til Bornholm vil have betydning for Energiø Bornholm inkl. den planlagte forbindelse til Tyskland og samarbejdet med den tyske TSO, 50Hertz. Det må forventes, at produktion og forbrug ved/på Bornholm, som Energinet måtte blive forpligtet til at nettilslutte iht. gældende regler, formentlig skal tilsluttes den kommende station på Bornholm ifm. Energiø Bornholm-projektet. Der er indgået ministeraftale mellem Danmark og Tyskland i juli 2022 om Energiø Bornholm-projektet, og Energinet forhandler

aktuelt med 50Hertz om en TSO-aftale i forlængelse af den politiske aftale. Energinet vil informere 50Hertz om evt. kommende nettilslutninger til Bornholm stationen og drøfte muligheder for nærmere nettilslutningsløsning inden for rammerne af dansk lovgivning.

Vedrørende den tekniske tilslutning af yderligere havvindmølleparker til Energiø Bornholm, så er dette relativt komplekst i forhold til en vanlig nettilslutning, da der er flere teknologier i spil (hhv. HVAC og HVDC). Der er tekniske risici ved dette, da HVDC-tilslutning af en havvindmøllepark ikke er etableret før – det vurderes dog, at det kan løses. Derudover er der miljømæssige risici ift. ilandføring af kabler fra havvindmølleparken grundet begrænset plads til dette, samt at en evt. udvidelse af anlægget ikke er indeholdt i miljø- eller myndighedsarbejde.

På grund af ovenstående forhold må det forventes at tilslutning af forbrug eller produktion til Energiø Bornholm må afvente, at de tekniske anlæg er etableret og idriftsat.

Energiø Bornholm er derudover designet med udgangspunkt i, at den tilsluttede vindmølleproduktion kan eksporteres til Sjælland og Tyskland, hvorved der er balance i systemet, og der sjældent vil være indestænget produktion på øen. Forbruget på Bornholm er pt. i størrelsesordenen 50 MW, så det er uden betydning for den overordnede energibalance på Energiø Bornholm. Det betyder, at der er øget konkurrence om kapaciteten ud af området, og dermed at priserne i området afhænger af realiseringen af de to Åben Dør-havvindmølleparker. Alternativt skal der udbygges med flere HVDC-forbindelser fra Energiøen til Sjælland, Tyskland og/eller andre lande.

Det er her vigtigt at gøre opmærksom på, at alle aktører så ikke vil være lige godt stillet i udbuddet omkring vindmøller til Energiø Bornholm, eftersom Copenhagen Infrastructure Partners kan eje de to Åben Dør-havvindmølleparker og formentligt også vil deltage i udbuddet om vindmøller på Energiø Bornholm. De kan dermed have en komparativ fordel, da de alene kender status på de to Åben Dør-havvindmølleparker, og hvorvidt de reelt tænkes realiseret.

### 3. Opfølgende spørgsmål d. 16. november 2022

Energistyrelsen har den 16. november 2022 stillet følgende syv spørgsmål, som besvares i de efterfølgende afsnit.

- 1) Der beskrives en teknisk udfordring med HVDC, som kan løses – hvad menes med det? Og er det i så fald ikke et reelt problem?
- 2) Der beskrives et miljømæssigt problem med ilandføring – hvad er udfordringen og hvilke konsekvenser har det, at det ikke er indeholdt i nuværende miljøarbejde?
- 3) Hvilke konsekvenser har netudbygningen som måtte følge af kommende ÅD-projekter for forbrugerne hhv. producenterne selv?
  - a) Beskrivelse af snittet mellem producenter og forbrugere generelt
  - b) Giver ÅD-parker behov for nye luftledninger og/eller udlandsforbindelser, og hvad er i så fald fordelingen mellem producentbetaling og forbrugstariffer?
  - c) Hvem betaler omkostninger til "afkortning"? Hvis forbrugerne – kan det så betale sig for en producent at bygge og så få kompensation og slutte til når det kan betale sig?
- 4) Hvad menes med muligheden for at få "contract-for-difference" (s. 5)? At der kan indgås PPA'er? Betyder det at man kan få en god business uanset om der kan findes fysisk aftag og er det realistisk?
- 5) Hvornår forventer vi at der kommer brintinfrastruktur? Hvor henne og hvilke projekter kan det i så fald være relevant?
- 6) Hvor meget vil åben-havvind-opstillerne skulle betale i tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer?
- 7) Hvor mange omkostninger forbundet med netudbygning og –forstærkning vil Energinet ikke kunne få dækket via producentbetalinger? Med andre ord: hvor stor vil regningen være for forbrugerne?

Energistyrelsen har d. 24. november 2022 stillet følgende yderligere spørgsmål.

- 8) Angående de to ansøgte åbendør havvindmølleparker Bornholm Bassin Øst og Bornholm Bassin Syd, har det så betydning for deres mulighed for nettilslutning på Bornholm, hvis de realiseres i 2028 eller 2030 ift. de planlagte netudbygninger og transmissionsanlægget for Energiø Bornholm?

Energistyrelsen har derudover d. 30. november og 1. december stillet følgende spørgsmål.

- 9) Er der en eksisterende station på et relevant spændingsniveau på Bornholm? Ellers får jeg indtryk af, at Energinet i stedet er nødt til at anvise Sjælland?
- 10) Kan det overvejes at udbygge nettet på Bornholm/til Bornholm, for at kunne håndtere en evt. nettilslutning af ÅD-parkerne?
- 11) Til nærværende tekststykke: "For så vidt angår håndteringen af en tidligere realisering af havvindmølleparken end realisering af transmissionsanlægget, eksempelvis i forbindelse med Energiø Bornholm vil ovenstående umiddelbart betyde, at havvindmølleparken ikke kan tilsluttes, inden nettet på Bornholm er tilstrækkeligt udbygget, medmindre der er mulighed for at tilslutte med en del af kapaciteten."
  - a) Hvordan fungerer det i praksis? Ville Energinet tale med Ørsted/CIP om, hvor meget plads der er til nettilslutning af deres park og så kan de aftale, om det er nok, eller om der skal udvides mere?
- 12) "Det følger af nettilslutningsbekendtgørelsen, at omkostninger til udbygning og forstærkning af det kollektive elforsyningsnet ved nettilslutning af anlægget påhviler Energinet, mens omkostninger til anlæggets nettilslutning frem til det i §§ 3-4 nævnte tilslutningspunkt afholdes af anlægsejeren."
  - a) Kan det i teorien kræve at ÅD-parkerne skal nettilsluttes til Bornholm med 3 GW hul til nettet, hvilket de betaler for, men at Energinet skal sørge for at udbygge en



forbindelse Bornholm-Sjælland med 3 GW, så strømmen i teorien kan føres væk fra Bornholm, selvom strømmen størstedelen af tiden vil ryge i PtX-anlægget? Mao. kan en privat part på den måde "tvinge" Energinet til at overudbygge til fordel for en mindre omkostning i form af kabler fra parkerne til Bornholm?

### 3.1 Tekniske risici ved HVDC- kontra HVAC-tilslutning (spm. 1)

Teknologivalg for Energiø Bornholm medfører, at vind enten skal tilsluttes ved HVAC eller HVDC, hvor begge metoder endnu ikke er afprøvet i et effektelektronik-domineret system. Det forventes dog at kunne gennemføres vha. begge teknologier trods uprøvet teknologi. Med uprøvet teknologi følger derfor også som nævnt et hævet risikobillede, der kan påvirke yderligere udbygninger, som kræves ved tilslutning af mere end de planlagte 3 GW havvind.

### 3.2 Risici ift. miljø- og myndighedsarbejde ved tilslutning til Energiø Bornholm (spm. 2)

Der pågår parallel dialog med Energistyrelsen vedr. nævnte problematik. Evt. risici afklares i dette spor.

### 3.3 Dækning af omkostninger via producentbetaling (spm. 3a, 3b & 7)

Energinet får dækket sine omkostninger via opkrævning af tariffer. Et af de væsentligste principper for tarifiering er, at denne skal være omkostningsægte. Dvs. at de omkostninger som en kategori af netbruger giver anledning til også skal afholdes af disse netbrugere. Imidlertid fastlægges der i transmissionsafgiftsforordningen begrænsninger for hvor mange omkostninger, der kan opkræves ved producenterne.

Energinet har d. 10. juni anmeldt en metode for producentbetaling, som ligger til godkendelse i Forsyningstilsynet. Metoden forventes godkendt inden årsskiftet og skal træde i kraft pr. 1. januar 2023.

Der er i metoden valgt en standardiseret tilgang til tilslutningsbidragene således, at disse afspejler de forventede faktiske, gennemsnitlige omkostninger til investeringer i eltransmissionsnettet. Dvs. at omkostningerne til nødvendige netudbygninger for tilslutning af et enkelt elproduktionsanlæg ikke nødvendigvis modsvarer de tariffer der opkræves hos anlægsejeren, men at der over tid er balance. Metoden indeholder dog en særregel, hvorefter anlægsejer kan opkræves faktiske omkostninger i de tilfælde, hvor tilslutningspunktet med de laveste samlede omkostninger (nettilslutningsbekendtgørelsen § 3) fravælges, og der i stedet ønskes tilslutning i den nærmeste station på relevant spændingsniveau (nettilslutningsbekendtgørelsen § 4).

Tarifiering af produktionsanlæg tilsluttet energiøer er specifikt undtaget fra den anmeldte producentbetalingsmodel. Energinet er ved at udarbejde en specifik producentbetalingsmodel for energiøerne, der også skal godkendes ved Forsyningstilsynet.

Energinet mener, at den anmeldte metode på omkostningsægte vis opgør de omkostninger som tilslutning af elproduktionsanlæg giver anledning til ift. omkostningerne i tilslutningspunkter og de forstærkninger, der skal laves i det nære net. Derudover er der et mindre bidrag fra den løbende indfødningsstarif til omkostningerne i det dybe net. Den anmeldte model ændrer ikke på producenternes bidrag til afholdelse af systemydelse eller nettab.

### 3.4 Markedsmekanismer ved overproduktion af eleffekt (spm. 3c)

Elmarkedet tager sit udgangspunkt i to ting, dels udbud og efterspørgsel på el og dels kapaciteten i nettet mellem budzonerne. Disse parametre er groft sagt det som bestemmer elpriserne

og hvem der skal hhv. producere og forbruge strøm, og hvem der ikke skal. Afkortning i elmarkedet drejer sig om, at der ikke er plads til en given mængde el i nettet og/eller der ikke kan findes afsætningsmulighed for den el som tilbydes til markedet. Der er derfor ikke nogen som betaler for afkortning i markedet, da det er et udtryk for, at aktøren tilbyder strøm til markedet til en højere pris end andre, og derfor ikke får tilsagn om at producere strøm.

Når afkortning er relevant, så vil det med stor sandsynlighed være, når der er høj vindandel i systemet, det betyder også, at priserne vil være lave (i omegnen af 0 og ofte negative), hvorved der ikke er noget tab for aktørerne i forbindelse hermed.

Udsigten til generelt lavere priser samt flere timer med afkortning, reducerer samtidig indtægtsgrundlaget for den enkelte producent. Dette er videre beskrevet i afsnit 2.2 samt afsnit 2.4.

### 3.5 Minimering af risici for koncessionsvinder af udbudsparker, herunder contract-for-difference (spm. 4)

Havvindmølleparker i Danmark er historisk blevet etableret via udbud, hvor en virksomhed har vundet en koncession i et udbud, hvilket giver dem retten til anvendelse af et konkret havområde til opførsel af en given mængde havvind.

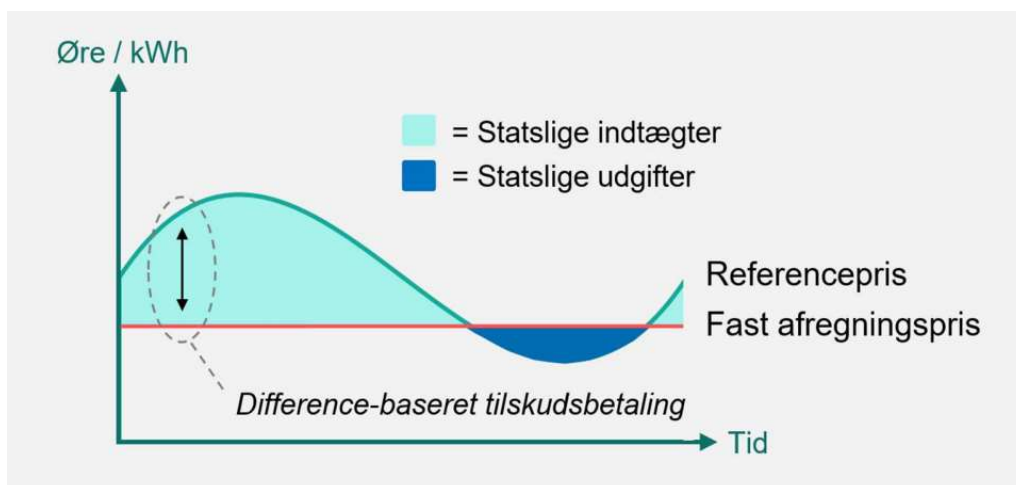
Udbud af havvindmølleparker håndteres af Energistyrelsen, herunder også afklaring af evt. behov for støttetillæg. Der er flere koncessionsmodeller der kan benyttes, som Energistyrelsen har beskrevet nærmere i notatet *Modeller for tildeling af koncessioner for fremtidige havvindudbud*<sup>1</sup>.

Nedenfor er Energinets input til spørgsmålet om minimering af risici for koncessionsvinder samt behovet herfor.

Da omkostningerne til havvindmølleparker traditionelt har været høje, har staten i koncessionsaftalen også indeholdt et støttetillæg til virksomheden, hvilket har været konkurrenceparameteren i udbuddet. For de senest etablerede udbudsparker har dette været via en Contract-for-Difference (CfD) model, hvor staten fx garanterer en fast afregningspris.

En CfD model kunne være, at staten yder støtte, hvis spotprisen (referenceprisen) er lavere end den aftalte afregningspris. Ligeledes betaler virksomheden til staten, hvis spotprisen er højere end afregningsprisen.

<sup>1</sup> <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/fakta-om-vindenergi> - notat: Modeller for tildeling af koncessioner for fremtidige havvindudbud



Figur 3 - Contract-for-Difference model med variable produktionsafhængige betalinger. Kilde: <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/fakta-om-vindenergi> - notat: Modeller for tildeling af koncessioner for fremtidige havvindudbud.

For allerede etablerede havvindmølleparker har afregningsprisen været som følger:

- Anholt Havvindmøllepark – 105,1 øre/kWh
- Horns Rev III – 77,0 øre/kWh
- Vesterhav Nord/Vesterhav Syd – 47,5 øre/kWh
- Kriegers Flak – 37,2 øre/kWh

For Thor Havmøllepark er der aftalt en historisk lav afregningspris på 0,01 øre/kWh med en maksimal samlet betaling til staten på 2,8 mia. DKK, hvilket også er den maksimale tilbagebetaling tilladt i udbuddet. Således endte fem aktører med samme konklusion, hvilket tydeligt viser, at niveauet for potentiel tilbagebetaling til staten under CfD'en var sat uhensigtsmæssigt lavt. Thor Havmøllepark er altså fuldstændig støttefri. Koncessionsvinder forventer altså, at spotprisen i markedet kan bære både investeringen i havvindmølleparken samt en betaling til staten på 2,8 mia. DKK.

Som udviklingen er nu, ligger en stor del af indtjeningen for VE-anlæg i de tidlige år. Dette er til dels forventningen om høje elpriser grundet lavere VE-penetration i elsystemet.

Udsigt til mere konkurrence i markedet kan øge risikoen ved investeringen ved, at det alt andet lige reducerer spotprisen for energien produceret af havvindmølleparken. Afhængig af risikoligheden af budgiverne kan det have indflydelse på om 1) der er behov for støtte til koncessionsvinder og 2) samlet betaling til staten. Den lavere fremtidige afregningspris for VE kan modvirkes ved at sikre en samtidighed i udbygning af VE og nyt forbrug som eksempelvis elektrolyse anlæg, der forventes at være en central teknologi i den fremtidige sektorkobling, der skal adressere den grønne omstilling i de såkaldte "hard to abate" sektorer.

### 3.6 Forventninger til fremtidig brintinfrastruktur (spm. 5)

Energinet har påbegyndt et feasibility-studie, som skal afdække grundlaget for brintinfrastruktur på transmissionsniveau. Formålet med studiet er at undersøge muligheden for etablering af et brint-transmissionsnet som skal understøtte de forventede PtX-udbygninger i Danmark, et brintlager i Ll. Torup samt kobling med et fremtidigt tysk brintnet.

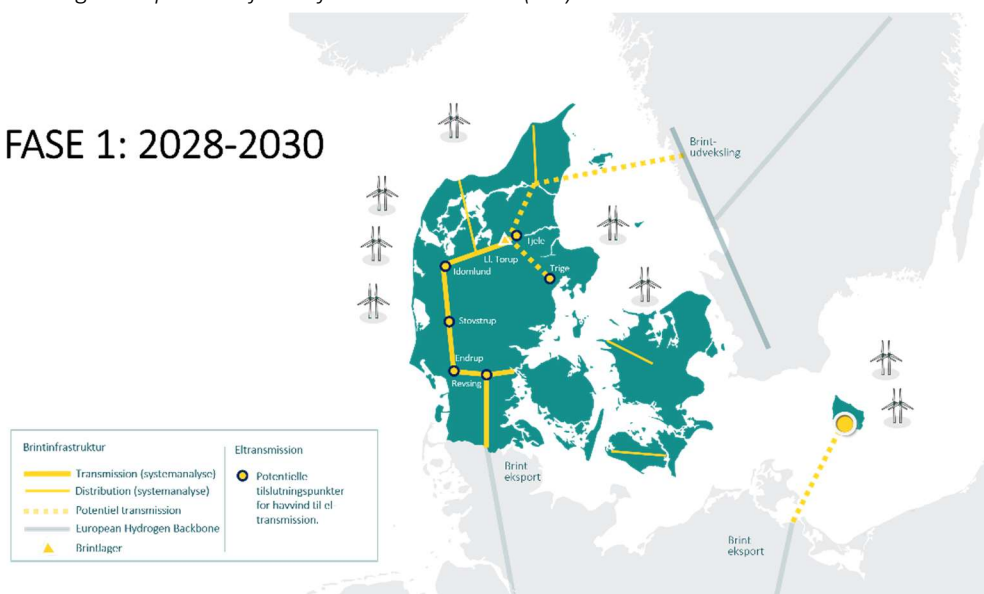
Derudover har Energinet og Evida i samarbejde med Energistyrelsen og KPMG gennemført en markedsdialog (oktober 2022) med nuværende og potentielle PtX-aktører med formål at

afdække, hvordan brintinfrastruktur bedst muligt kan støtte op om både producenter og forbrugere af brint. Markedsdialogen afdækkede både nødvendigheden af brintinfrastruktur, samt forventninger til størrelser og geografisk fordeling af de potentielle brintprojekter.

På baggrund af de foreløbige resultater i feasibility studiet, markedsdialogen samt modelleringerne i Energinets Systemanalyse (november 2022) har Energinet udarbejdet nedenstående forslag til en Fase 1 for udbygningen af dansk brintinfrastruktur. De stiplede linjer indikerer transmissionsnet, som endnu ikke er analyseret, men som Energinet har vurderet kan blive relevante. CIP har i markedsdialogen indmeldt 3 GW på elektrolyse på Bornholm ifm. deres Åben Dør ansøgninger. Dette under forudsætning af, at der etableres en brintforbindelse til Tyskland.

Energinet har sammen med de tyske Gas TSOer, Gasunie Deutschland og Gascade underskrevet hensigtserklæringer om opstart af de indledende forundersøgelser af de grænseoverskridende forbindelser i Jylland og på Bornholm. Energinet har desuden indmeldt begge projekter, som mulige *European Projects of Common Interest (PCI)*.

## FASE 1: 2028-2030



Det er endnu ikke besluttet om eller hvor det potentielt brinttransmissionsnet skal etableres, og ej heller tidshorizonten for dette. Der afventes politisk beslutningstagen om brintlovgivning i Q1 2023. På baggrund af erfaringer fra bl.a. Baltic Pipe projektet vurderer Energinet, at hele Fase 1 kan være idriftsat i 2030. Det vurderes, at eksportforbindelserne til Tyskland både i Jylland og på Bornholm kan være klar i 2028.

### 3.7 Tarifiering af konkrete Åben Dør-havvindprojekter (spm. 6)

Energinets anmeldte metode for producentbetaling består af tre komponenter. De til enhver tid gældende tariffer kan ses på [Energinets hjemmeside](#) (under Kommende tariffer). De opdateres årligt.

Nedenstående tager udgangspunkt i tarifferne, der er udmeldt for 2023, mens faktiske tariffer for de konkrete Åben Dør-havvindmølle anlæg afhænger af, hvornår de opnår Nettilslutningsaftale.

Endelige tariffer kan derudover også afhænge af, om udvikleren fx etablerer en direkte linje til et forbrugsanlæg. Hvis en direkte linje til et forbrugsanlæg etableres, kan det medvirke at anlæggets indfødningskapacitet reduceres. Dermed kan udvikler opnå en besparelse på tilslutningsbidraget samtidig med, at det samlede netudbygningsbehov i eltransmissionsnettet

reduceres. Derudover afregnes der heller ikke indfødningsstarif for energi forbrugt bag måleren i en direkte linje-konstellation.

Der tages i eksemplerne udgangspunkt i, at der ikke etableres en direkte linje.

### 1. Stationsbidrag

Ved tilslutning af en tredjepart til eltransmissionsnettet skal der etableres ét eller flere felter, hvortil anlægget kan nettilsluttes. Energinet har på den baggrund beregnet et standard stationsbidrag, som er afhængig af på hvilket spændingsniveau anlægget tilsluttes.

- 150 kV tilslutning: 7,01 mio. DKK
- 220 kV tilslutning: 8,04 mio. DKK
- 400 kV tilslutning: 11,4 mio. DKK

Tilslutningsbidraget afhænger altså af den konkrete tekniske løsning der vælges, men det kan i store træk siges, at anlæg under 500 MW som regel tilsluttes via ét felt til 150 kV-nettet, og at anlæg i GW-størrelsen tilsluttes via minimum to felter i 400 kV-nettet. Antal felter afhænger desuden af den resulterende udvekslingskapacitet, såfremt Åben Dør-havvindmølleparken etableres med direkte linje til et forbrugsanlæg.

### 2. Tilslutningsbidrag

Tilslutningsbidraget skal dække de omkostninger Energinet har til udbygning af eltransmissionsnettet i umiddelbar nærhed af produktionsanlæggets tilslutningspunkt. Dette er hovedsageligt udbygninger i 132 kV- og 150 kV-nettet. Der er valgt en standardiseret tilgang til tilslutningsbidraget således, at dette afspejler de gennemsnitlige omkostninger til investeringer i det nære eltransmissionsnet.

Tilslutningsbidraget er geografisk differentieret således, at der er ét bidrag for tilslutning i produktionsoverskudsområder og et andet bidrag i forbrugsdominerede områder.

- Produktionsoverskudsområder: 0,328 mio. DKK/MW
- Forbrugsdominerede områder: 0,101 mio. DKK/MW

### 3. Indfødningsstarif

Udover netudbygninger i det nære net omkring tilslutningspunktet er der også omkostninger til fx at flytte den producerede energi mellem landsdele eller til udlandsforbindelser. Denne opgave varetages hovedsageligt af 400 kV-nettet. Det er valgt, at disse omkostninger dækkes via en indfødningsstarif. Der er dog et loft i transmissionsafgiftsforordningen, der gør, at der højst kan opkræves 0,9 øre/kWh.

Der opkræves i forvejen en indfødningsstarif på 0,3 øre/kWh. Denne er fastholdt i forbrugsdominerede områder.

For produktionsoverskudsområder er indfødningsstariffen fastsat til 0,9 øre/kWh.

#### 3.7.1 Beregning af producenttariffer

I det nedenstående beregnes producenttarifferne for projekter af forskellig størrelse på baggrund af ovenstående priser.

Der forudsættes, at en havvindmøllepark har 4400 fuldlasttimer.

- Havvindmøllepark på 500 MW i produktionsoverskudsområde

Det forudsættes, at en havvindmøllepark på 500 MW kan tilsluttes i ét 150 kV tilslutningsfelt. Dette giver anledning til nedenstående tariffer for produktionsanlægget.

	<b>Omkostninger</b>
<b>Stationsbidrag</b>	7,0 mio. DKK
<b>Tilslutningsbidrag</b>	164,0 mio. DKK
<b>Indfødningsstarif</b>	19,8 mio. DKK/år

- Havvindmøllepark på 500 MW i forbrugsdomineret område

Det forudsættes, at en havvindmøllepark på 500 MW kan tilsluttes i ét 150 kV tilslutningsfelt.

Dette giver anledning til nedenstående tariffer for produktionsanlægget.

	<b>Omkostninger</b>
<b>Stationsbidrag</b>	7,0 mio. DKK
<b>Tilslutningsbidrag</b>	50,5 mio. DKK
<b>Indfødningsstarif</b>	19,8 mio. DKK/år

- Havvindmøllepark på 1000 MW i produktionsoverskudsområde

Det forudsættes, at en havvindmøllepark på 1000 MW kan tilsluttes i to 400 kV tilslutningsfelter.

Dette giver anledning til nedenstående tariffer for produktionsanlægget.

	<b>Omkostninger</b>
<b>Stationsbidrag</b>	22,8 mio. DKK
<b>Tilslutningsbidrag</b>	328,0 mio. DKK
<b>Indfødningsstarif</b>	39,6 mio. DKK/år

- Havvindmøllepark på 1000 MW i forbrugsdomineret område

Det forudsættes, at en havvindmøllepark på 1000 MW kan tilsluttes i to 400 kV tilslutningsfelter.

Dette giver anledning til nedenstående tariffer for produktionsanlægget.

	<b>Omkostninger</b>
<b>Stationsbidrag</b>	22,8 mio. DKK
<b>Tilslutningsbidrag</b>	101,0 mio. DKK
<b>Indfødningsstarif</b>	13,2 mio. DKK/år

### 3.7.2 Tarifiering af Åben Dør-havvindsprojekter tilsluttet en Energiø

Tarifiering, herunder tilslutningsbetaling, for havvind/produktion tilsluttet energiøer er specifikt undtaget i den generelle producentbetalingsmodel hvilket skyldes, at omkostningsstrukturen er anderledes end ved almindelige tilslutninger til transmissionsnettet på land.

Der kan således ikke for nuværende beregnes, hvad en eventuel tilslutning af fx Bornholm Basin Øst og Bornholm Basin Syd vil skulle betale for deres tilslutning til transmissionsnettet.

Energinet er i øjeblikket ved at udvikle tarifieringsmodellen for energiøer, og der bør i den forbindelse også tages stilling til, hvilken betaling havvind, der ikke indgår i udbud, vil skulle betale, hvis tilslutning til en energiø er mulig. Udgangspunktet for en sådan betalingsmodel vil formentlig være, at havvinden skal betale de faktiske omkostninger for tilslutningen til Energiøen. Det vil særligt gælde for stationsanlæggene på energiøen, men hele eller dele af den nødvendige udvidelse af forbindelserne fra energiøen til onshore transmissionsnet vil formentlig også indgå i betalingsmodellen.

### 3.8 Mulighed for tilslutning af Bornholm Bassin Øst og Bornholm Bassin Syd til Energiø Bornholm (spm. 8)

Som beskrevet i afsnit 2.4 indeholder Energiø Bornholm-projektet på nuværende tidspunkt udelukkende tilslutning af 3 GW havvind etableret via udbud. Det er ikke givet, at yderligere udvidelser af de tekniske anlæg kan medtages i det eksisterende projekt på dette stadie. Tilslutning af yderligere produktion eller forbrug til Energiø Bornholm må derfor forventeligt afvente, at de tekniske anlæg er etableret og idriftsat.

Folketinget har besluttet, at Energiø Bornholm skal stå færdig i 2030. De potentielle Åben Dør-havvindmølleparker ved Bornholm kan derfor tidligst tilsluttes Energiø Bornholm i 2030, hvis de kan medtages i det eksisterende projekt, men det må forventes, at nødvendige stationsanlæg først kan etableres efterfølgende.

### 3.9 Nærmeste station på relevante spændingsniveau for åben dør-havvindmølleparker Bornholm Bassin Øst og Bornholm Bassin Syd (spm. 9)

Når Energinet skal anvise tilslutningspunkt for et produktionsanlæg, er der to overordnede paragraffer i Nettilslutningsbekendtgørelsen, Bekendtgørelse 936, som skal følges.

§3 bestemmer, at Energinet skal anvise et tilslutningspunkt samt spændingsniveau, som giver anledning til de laveste samlede omkostninger.

§4 begrænser §3 ved at bestemme, at Energinet ikke må anvise et tilslutningspunkt som ligger længere væk end nærmeste eksisterende station på relevante spændingsniveau.

På Bornholm er der på nuværende tidspunkt ikke et spændingsniveau over 60 kV. Der er således ikke et relevant spændingsniveau på øen, hvortil de to anlæg kan nettilsluttes. Anlæggene ville således, hvis der ikke var et igangværende Energiø Bornholm projekt, forventeligt blive anvist tilslutningspunkt på Sjælland.

I forbindelse med Energiø Bornholm etableres der forventeligt en station med et relevant spændingsniveau på Bornholm, hvortil anlæggene kan tilsluttes. Eftersom Energinet er underlagt at anvise det tilslutningspunkt, som giver anledning til de laveste samlede omkostninger, jf. §3, vurderes det, at anlæggene skal anvise nettilslutningspunkt i denne station.

### 3.10 Udbygning af elnettet til/på Bornholm (spm. 10 & spm. 12)

Det påhviler Energinet at udbygge eltransmissionsnettet, bl.a. for at skabe velfungerende konkurrencemarkeder samt indpasning af vedvarende energi. Dette betyder typisk, at Energinet ifm. nettilslutning af et produktionsanlæg skal udbygge det interne eltransmissionsnet således, at energien herfra kan transporteres mod afsætningsmulighederne, hhv. forbrug eller udlandsforbindelser, i det omfang det giver samfundsøkonomisk mening.

I forbindelse med Energiø Bornholm påtænkes det at oprette en ny budzone på Bornholm, hvortil både havvindmølleparkerne samt selve øen er tilsluttet. I praksis betyder dette altså, at forbindelser mellem Sjælland og Bornholm bliver at sidestille med udlandsforbindelser og Storbæltforbindelsen.

Udlandsforbindelser udbygges ud fra det princip, at de skal give et samfundsøkonomisk overskud. Når der er en prisforskel mellem to budzoner, vil der for ejeren af en udlandsforbindelse være en avance ved at købe el i lavpris-budzonen og sælge til højpris-budzonen – denne avance kaldes en flaskehalsindtægt. Hvis prisforskellen mellem budzonen på Bornholm og budzonen DK2 på Sjælland samt producentnytte og konsumentnytte er betydelig nok til at kunne finansiere en ny forbindelse mellem de to, kan det være et projekt som Energinet skal

igangsætte for at sikre et velfungerende elmarked. En eventuel udlandsforbindelse vil i den sammenhæng blive dimensioneret ift., hvad der giver størst samfundsøkonomisk værdi.

### **3.11 Elnettilslutning før transmissionsanlægget ifm. EnergiØ Bornholm er etableret (spm. 11)**

På nuværende tidspunkt er der ikke spændingsniveauer højere end 60 kV tilgængelig på Bornholm. Det er ikke teknisk muligt at nettilslutte havmølleparker i GW-størrelser til 60 kV-nettet uanset leveringsomfang.

Nettilslutning af de to åben dør-havvindmølleparker ved Bornholm skal altså afvente, at de nødvendige stationsanlæg samt udlandsforbindelser ifm. EnergiØ Bornholm etableres.



## 4. Opfølgende spørgsmål d. 9. december 2022

Energistyrelsen har d. 9. december fremsendt fem spørgsmål, som besvares i de følgende afsnit.

Møntet på afsnit 3.3:

- 1) Indpasning af store mængder havvind i elsystemet vil potentielt indebære markant øgede omkostninger for Energinet til udbygning af det bagvedliggende. Deler Energinet denne opfattelse?
- 2) Det dybe net anvendes af både forbrugere og producenter og en udbygning heraf må således formodes at blive afspejlet på omkostningsægte vis i både producenttariffer og forbrugstariffer. Har Energinet gjort sig nogen overvejelser herom, herunder de økonomiske konsekvenser for forbrugerne ved en udbygning, der primært er drevet af produktion?
- 3) Kan I uddybe, hvilke konsekvenser netudbygningen har som måtte følge af kommende ÅD-projekter for forbrugerne og producenterne (spørgsmål 3)?
- 4) Der mangler besvarelse på behov for nye luftledninger og/eller udlandsforbindelser (spørgsmål 3.b)

Møntet på afsnit 3.10:

- 5) Er det korrekt forstået, at Energinet potentielt kan blive pålagt at udbygge endnu en transmissionsforbindelse til enten Sjælland, Tyskland eller et tredje land, hvis åben dør parkerne realiseres? Kan det give problemer ift. de allerede planlagte forbindelser eller aftalen med Tyskland?

### 4.1 Øgede omkostninger ved indpasning af Åben Dør-havvindmølleparker (spm. 1)

Som beskrevet i afsnit 2.1 og afsnit 2.1.1 vil den generelle elektrificering og indpasning af store mængder vedvarende energi medføre behov for udbygning af eltransmissionsnettet, uanset om produktionstilgangen udgøres af solcelleanlæg, landvindmølleparker eller havvindmølleparker. Det samlede behov afhænger bl.a. af de konkrete placeringer af de enkelte VE- og forbrugsanlæg, samspillet mellem disse samt samspillet med udlandsforbindelser.

Det er dog vigtigt, at rammerne er på plads for at Energinet kan foreslå de samfundsøkonomisk billigste løsninger, herunder at fx afstandskravet i Netti Slutningsbekendtgørelsen (§4) ikke begrænser dette.

Energinet omkostninger bliver dækket via tariffer, herunder den påtænkte producentbetalingsmodel. Dette forhold er uddybet yderligere i afsnit 4.2.

### 4.2 Konsekvenser for forbrugere ved udbygning af det dybe net som følge af vedvarende energi (spm. 2)

I takt med at energisystemet omstilles til mere vedvarende energi øges afstanden mellem produktion og forbrug ligeledes, da VE-anlæg typisk etableres langt fra de klassiske forbrugscentre. Denne voksende transportopgave er den primære omkostningsdriver bag udbygninger i det dybe net.

Det er i sidste ende samspillet mellem forbrug, produktion og udlandsforbindelser, der giver det samlede udbygningsbehov i det dybe net – bl.a. ift. placering samt hvornår der produceres/forbruges. Ansvar for udbygning af det dybe net kan altså ikke placeres alene på elproducenterne.

Med Energinets metode for producentbetaling foreslår Energinet at indføre en mere omkostningsægte fordeling, hvor omkostninger i det dybe net i højere grad opkræves ved de producenter, der giver anledning til behovet. Dette realiseres ved at indføre geografisk differentierede tariffer, hvor produktionsanlæg, som er placeret i produktionsoverskudsområder, opkræves en højere indfødningsstarif. Dette indføres for at 1) lade produktionsanlæg i produktionsoverskudsområder afholde en større andel af omkostningerne, og 2) give økonomisk incitament til placering af nye produktionsanlæg i forbrugsdominerede områder. Elproducenternes betaling er dog begrænset ved loftet i EU-transmissionsafgiftsforordningen (838/2010) til 0,9 øre/kWh, hvilket således begrænser hvor stor en andel af omkostningerne ved udbygningen af det dybe net elproducenterne kan komme til at dække.

Det påtænkes af lignende årsager også at indføre geografisk differentierede tariffer for forbrugsanlæg.

#### 4.3 Konsekvenser for forbrugere og producenter som følge af øget netudbygningsbehov (spm. 3)

Som beskrevet i afsnit 2.1 og afsnit 2.1.1 vil den generelle elektrificering og indpasning af store mængder vedvarende energi medføre behov for udbygning af eltransmissionsnettet, uanset om energien kommer fra solcelleanlæg, landvindmølleparker eller havvindmølleparker. Dette vil medføre øgede omkostninger til udbygning af eltransmissionsnettet, som afholdes af både forbrugere og producenter.

#### 4.4 Behov for luftledninger og udlandsforbindelser (spm. 4, samt afsnit 3 spm. 3b)

Som beskrevet i afsnit 2.1 vil den generelle elektrificering og indpasning af store mængder vedvarende energi medføre behov for udbygning af eltransmissionsnettet. Dette er uundgåeligt, uanset om den vedvarende energi genereres af solcelleanlæg, landvindmølleparker eller havvindmølleparker.

Noget af dette udbygningsbehov vil givetvis udløse behov for nye forbindelser på 400 kV-spændingsniveau. Energinet følger de politiske rammer for brug af kabler og luftledninger, hvor nye 400 kV-forbindelser kabellægges i det omfang, det er teknisk muligt<sup>2</sup>. Det forventes ikke at samtlige nye 400 kV-forbindelser kan kabellægges fuldt ud, hvorfor den øgede elektrificering og indpasning af VE vil medføre behov for nye 400 kV-luftledninger. I et vidt omfang kan dette håndteres ved at eksisterende traceer udnyttes bedre ved at opsætte dobbelt-systemer fremfor enkelt-systemer på masterækker. Dette vil ikke kunne håndtere alle behov, da udbygningen med VE også sker i områder, hvor der i dag kun er lavere spændingsniveauer tilgængeligt, eller hvor alle 400 kV-luftledninger i forvejen er etableret som dobbelt-system.

Etablering af nye udlandsforbindelser drives af flere behov. Som beskrevet i afsnit 3.10 kan prisforskelle samt udsigt til øget producent- og konsumentnytte drive en samfundsøkonomisk business case for yderligere udlandsforbindelser, ligesom effekttilstrækkelig (forsyningssikkerhed) også kan være en faktor. Med andre ord så bliver behovet for udlandsforbindelser i høj grad drevet af samfundsøkonomiske gevinster ved øgede muligheder for at importere og eksportere strømmen, og i mindre grad på grund af tekniske forhold. Energinet vurderer dette behov løbende.

<sup>2</sup> <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/PolitiskeRammer>

#### 4.5 Udbygning af handelskapacitet til EnergiØ Bornholm (spm. 5)

Som beskrevet i afsnit 3.10 udbygges udlandsforbindelser efter det princip, at de skal give samfundsøkonomisk overskud. Dette behov kan udløses af prisforskelle, udsigt til øget producent- og konsumentnytte eller af forsyningsikkerhedsmæssige årsager.

Ny produktionskapacitet tilsluttet Bornholm vil alt andet lige medføre et behov for at lede el-produktionen via transmissionslinjer til forbrug på enten Sjælland eller i omkringliggende lande (Tyskland, Sverige el. Polen). Dette behov for eltransmissionskapacitet kan reduceres eller principielt helt fjernes såfremt ny produktion får følgeskab af nyt forbrug, samt hvis ny produktion ikke ønskes nettilsluttet til Energinets transmissionsnet, men derimod som en direkte linje/stand alone.

Energinet har i november 2022 indgået aftale med den tyske TSO, 50Hertz. Aftalen sikrer Energinets forpligtelser efter dansk lovgivning og herunder forpligtelser om tilslutning af ny produktion og/eller forbrug til EnergiØ Bornholm. Efter aftalen skal Energinet løbende orientere og inddrage 50Hertz i overvejelser om konkrete nettilslutningsløsninger. Energinet skal endvidere inden for rimelighedens grænser ("reasonably") søge at mitigere evt. negative effekter for 50Hertz. Dog fremgår det af aftalen, at Energinet ikke kan blive mødt af et erstatningskrav fra 50Hertz i denne sammenhæng. Som hovedregel vil økonomien ved flaskehalsindtægterne i EnergiØ Bornholm-projektet for 50Hertz forbedres, såfremt der tilsluttes ny/yderligere produktionskapacitet og tilsvarende forringes, såfremt der tilsluttes forbrug.