

NOTAT

HØRINGSNOTAT – TARIFERING AF ENERGIØPRODUCENTER

Indholdsfortegnelse

1. Indledning	3
1.1 Høring	3
1.2 Læsevejledning	3
2. Indledende bemærkninger	3
3. Bemærkninger til de indkomne høringssvar	4
3.1 Synergier ved etablering af energiøer	4
3.2 Risikoprofil – balance mellem hensynet til omkostningsægthed og hensynet til minimering af usikkerhed i havvindsudbud.....	5
3.3 Risikoprofil – volumenrisiko.....	6
3.4 Flaskehalsindtægter.....	7
3.5 Proaktive investeringer / Anticipatory investments	8
3.6 Værdisætning af forsyningsikkerhed.....	9
3.7 Sammenhæng mellem designansvar og økonomisk ansvar for elinfrastrukturen	10
3.8 Forslag til alternativ metode.....	11
3.9 Afgrænsning af metoden til alene at dække Energiø Bornholm	12
3.10 Tilslutningsbetaling (§§ 3 og 4)	12
3.10.1 Direkte henførbare anlægs-elementer fastsættes ud fra systempunkt, anlægget tilsluttes i	12
3.10.2 Omkostninger til onshore stationer udover det nødvendige	13
3.10.3 Dækning af omkostninger til stationsarealer	14
3.11 Fordelingsnøglen (§ 5-9)	14
3.11.1 Statisk ex ante fordelingsnøgle	14
3.11.2 Beregning af havvindproduktionen/indfødningsprofilen	15
3.11.3 Lige vægtning af flowretninger.....	16
3.11.4 Fordeling af omkostninger til ubenyttet kapacitet	17
3.12 Indtægter til modregning i omkostningerne (§ 10)	18
3.13 Omkostninger til reetablering (§ 11)	18

3.14	Betalingsforpligtelse (§ 12)	19
3.15	Indfødningsstarif (§ 14)	19
3.15.1	Afregningspunkt for indfødningsstariffen.....	19
4.	Øvrige konkrete bemærkninger til de indkomne høringsvar.....	20
5.	Høringsliste.....	21
6.	Vedhæftede dokumenter.....	Fejl! Bogmærke er ikke defineret.

1. Indledning

Energinet har udviklet udkast til metode for tarifiering af energiøproducenter, som har været i høring. Dette notat forholder sig til de indkomne høringssvar.

Tarifmetoden beskriver hvorledes elproducenter, der tilsluttes en energiø, skal tariferes.

Metoden skal på baggrund af bl.a. behandlingen af høringssvarene anmeldes til Forsyningstilsynet.

1.1 Høring

Udkast til metode for tarifiering af energiøproducenter har været sendt i høring fra den 3. maj 2023 til den 6. juni 2023. Materialet har været offentliggjort på Energinets hjemmeside: [www.Energinet.dk](https://energinet.dk/el/horinger/) under <https://energinet.dk/el/horinger/>

Der er modtaget 6 høringssvar.

Følgende har afgivet høringssvar: Green Power Denmark, Dansk Industri, CIP, Ørsted, Vattenfall, Brintbranchen.

Høringssvarene har givet anledning til en række ændringer. Ændringer som følge af indkomne høringssvar er anført nedenfor i afsnit 3 under de enkelte punkter.

1.2 Læsevejledning

I kapitel 2 har Energinet forholdt sig til nogle af de mere generelle bemærkninger fra aktørerne. I kapitel 3 gennemgås de enkelte konkrete emner og i kapitel 4 er der bemærkninger til nogle af de mere individuelle kommentarer fra høringssparterne.

2. Indledende bemærkninger

Generelt er der opbakning til, at der skal etableres en omkostningsægte tarifmodel for etableringen af energiøer, men der peges fra en række aktører på, at høringssudkastet ikke har sikret dette.

Flere aktører peger på, at danske energiøer er et vigtigt bidrag til den grønne omstilling af Europas energisystemer. På den baggrund anføres det, at det er afgørende, at metoden for tarifiering af energiøproducenter er hensigtsmæssig.

Generelt er der en bekymring fra aktørerne ift. risikofordelingen, hvor opfattelsen er, at fordelingen af omkostninger og gevinster ved etablering af energiøer ikke er rimelig og at de aktører, der overvejer at byde på projekterne, har fået tildelt for stor risiko. Samt at energiøproducenten derved står med et dårligere udgangspunkt end hvis havvind og samhandelsforbindelse var etableret separat, hvilket kan erodere fundamentet under energiøkonceptet.

Green Power Denmark er bekymret over den skarpe adskillelse af henholdsvis omkostninger og gevinster i Energinets udkast til overvæltning af omkostninger. I Energinets metodeudkast er gevinster som flaskehalsindtægter, værdien af øget forsyningsikkerhed og værdien af at have en hub til videretilslutning for fremtidige VEprojekter forbeholdt Energinet. Yderligere er "neutrale" omkostningselementer som eksempelvis omkostningen til ubenyttet kapacitet fuldt allokeret til energiøproducenten uden en fyldestgørende argumentation herfor.

Hvis gevinster i hybridprojektet hovedsageligt tilfalder Energinet og omkostninger i hybridprojektet hovedsageligt tilfalder energiøproducenten, skævvrides incitamenterne i rent faktisk at opnå den økonomiske efficiens ved det samlede projekt. Dermed risikerer havvindsejer at stå med et dårligere udgangspunkt, end hvis havvind og interconnector bliver etableret separat, og det risikerer at erodere fundamentet under energiøkonceptet fremover.

Endelig peges der fra nogle aktører også på, at det er væsentligt, at Energinet prioriterer arbejdet med tarifmetoden, således at det ikke er færdiggørelse af tarifmetoden, der forsinker projektet.

Energinets bemærkninger:

Energinet noterer sig opbakningen til arbejdet med at etablere en omkostningsægte tarifmodel for energiøer, samt at der er en række væsentlige forhold og balancer, der skal vurderes i den forbindelse. Disse behandles specifikt i afsnit 3. Energinet er også opmærksomme på at prioritere arbejdet med at færdiggøre tarifmetoden, så det ikke er tarifmetoden, der forhindrer fremdrift i projektet. Endelig anerkender Energinet aktørernes kommentarer om, at betalingsmodellen, der var sendt i høring, tildeler aktørerne en stor risiko. Energinet har imødekommet dette ved at etablere mulighed for at fastlægge en fast pris i ny § 13 i metoden, se nærmere herom nedenfor flere steder i kapitel 3.

3. Bemærkninger til de indkomne høringsvar

3.1 Synergier ved etablering af energiøer

Ørsted mener ikke, at den af Energinet foreslåede metode for tarifiering af øerne tilvejebringer en hensigtsmæssig metode. Dette skyldes bl.a., at modellen ikke fokuserer på at identificere omkostningsbesparelserne ved at koble havvind og elhandelsforbindelser via øen, men at den i stedet i høj grad fordeler økonomien efter forventet flow på forbindelserne (modelforventninger). Modellen bliver derfor en sammenblanding af omkostninger og gevinster ved etablering af øen, men ikke alle gevinster er dog medtaget, hvilket giver en meget ugenomsigtig model. Modellen tager endvidere ikke højde for at etablering af øen skaber grundlag for fremtidig værdiskabelse for andre aktører. Samlet set vil modellen således risikere at overvælte omkostninger på nogle aktører, hvorved værdiskabelsen tilkommer andre brugere af øen. **Ørsted** mener således at tarifmodellen fejler i forhold til at fordele de omkostningsreduktioner, der realiseres ved at lave fælles infrastruktur mellem de deltagende parter.

Ørsted finder, at der skal igangsættes et arbejde med at fordele omkostninger og gevinster mellem de deltagende parter i et hybridprojekt.

- Først bør der udarbejdes en tarifmetode, som understøtter ovenstående ved alene at fokusere på fordeling af omkostninger forbundet med infrastrukturen ved energiøer. Vi mener, at det er essentielt at udarbejde en så omkostningsægte tarifmetode så tariffen for energiøproducenter i så høj grad som muligt afspejler de omkostninger, som energiøproducenten giver anledning til. Tarifmetoden skal sikre, at ovenstående hensyn varetages, herunder, at brugerne af øen ser de realiserede omkostningsreduktioner
- Sideløbende er der også behov for, at der skabes klarhed om, hvordan gevinsterne ved infrastrukturen fordeles samt hvilke muligheder finansiering af infrastrukturen giver rettigheder til. Det omhandler bl.a. vilkår vedr. markedsdesign for energiøer, rettigheder til benyttelse af transmission, kompensation ved manglende adgang for havvind til forbrugere og anvendelse af flaskehalsindtægter. **Ørsted** foreslår, at disse

vilkår håndteres i et andet regi og vi forholder os i dette høringsvar derfor udelukkende til omkostningsfordelingen.

Ørsted finder, at en alternativ, og mere retvisende model kunne være, at omkostningsfordelingen afspejler besparelsen ved hybridudbygning fremfor radialudbygning med tilhørende udbygning af handelsforbindelser. Dette afspejler i højere grad formålet med energiøen – dvs. at spare investeringer ved at udnytte synergier – samt tager højde for økonomien i en fuldt udbygget ø.

Energinets bemærkninger:

Energinet anerkender, at der ved etablering af energiøer/hybridprojekter opstår en række temaer, der ikke er til stede ved etablering af fx en radial havvindmøllepark. Energinet noterer sig, at Ørsted foreslår, at vilkår omkring markedsdesign for energiøer, rettigheder til benyttelse af transmission, compensation ved manglende adgang for havvind til forbrugere og anvendelse af flaskehalsindtægter håndteres i andet regi. Energinet er enig i at dette er temaer, der ikke skal håndteres i tarifmetoden.

I forhold til at inddrage nogle (hypotetiske) besparelser, der skulle opnås ved at etablere energiøer, i stedet for at etablere udlandsforbindelse og radial tilslutning separat, så finder Energinet det ikke at være omkostningsægte. Energinet finder ikke, at det kan være omkostningsægte at beregne nogle hypotetiske besparelser ud fra et tænkt alternativscenarie, som ikke realiseres, og så fratække dem i nogle faktiske omkostninger. Endvidere er tarifmetoden i udgangspunktet baseret på de faktisk realiserede omkostninger, hvilket ikke er muligt at fastlægge for et hypotetisk projekt, der ikke realiseres.

Eventuelle besparelser i omkostningsgrundlaget vil allerede være realiseret i det omkostningsgrundlag, som skal fordeles på baggrund af etableringen af en energiø. Energinet har i tarifmetoden fokus på at sikre en fordeling af disse omkostninger på en måde, der er omkostningsægte og lever op til de yderligere kriterier for fastsættelse af tarifmetoder. Denne fordeling tager udgangspunkt i modellering af anvendelsesgraden af infrastrukturen, som beskrevet i metoden.

Høringsvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.2 Risikoprofil – balance mellem hensynet til omkostningsægthed og hensynet til minimering af usikkerhed i havvindsudbud

Flere aktører (Vattenfall, Green Power Denmark, CIP, Ørsted) anfører, at det er vigtigt, at energiøproducentens samlede omkostninger til elinfrastruktur ligger fast på det tidspunkt, der skal afgives tilbud. Det anføres, at energiøproducenten efterlades med risikoen for afvigelsen mellem de budgetterede og de realiserede omkostninger, samt at metoden ikke sikrer incitament til Energinet til at afsøge og maksimere EU-medfinansiering. En fast omkostningsbase vil skabe de mest transparente og effektive bud.

Green Power Denmark foreslår, at der fastsættes en kendt omkostningsbase med en form for omkostningsloft og en mekanisme, der tillader Energinet eller staten at håndtere usikkerheden omkring de faktiske omkostninger. **Ørsted** foreslår at der etableres en mekanisme, der håndterer usikkerheden om de faktiske omkostninger, fx i form af en statslig kompensationsmekanisme.

CIP finder det u hensigtsmæssigt at energiøproducenten bærer den fulde risikoeksponering

for de overvæltede nettoudgifter, da energiøproducenten ikke har mulighed for at mitigere afvigelser mellem de forventede (budgetterede) og faktiske overvæltede anlægs-, kapital- og reetablerings-omkostninger. Energiøer er store komplekse enkeltstående projekter, hvor der ikke findes sammenlignelige projekter at foretage standardberegnete anlægsbudgetter ud fra. Samtidig implementeres nye transmissionsteknologier, fx multi-terminal HVDC anlæg, som fortsat er under udvikling og derfor kan være svært at budgettere. Selvom Energinet opdaterer anlægsbudgettet inden udbudskriterierne for havvind offentliggøres, således at udbuddet så vidt muligt baseres på opdateret information, vil det samlet medføre en væsentlig risiko for fordyrelse af de budgetterede anlægsomkostninger. Dertil finder CIP finder det uhensigtsmæssigt at Energinet i den foreslåede model ikke sikres incitament til at afsøge og maksimere en EU medfinansering af Energinets nettoudgifterne.

CIP anbefaler derfor, at der fastsættes et prisloft baseret på Energinets successive beregning af anlægsbudgettet, således at bud på energiøer kan indregne en maksimal anlægsomkostning for nettilslutningen der overvæltet. Overvæltningen skal altid ske af det faktiske beløb, dog maksimalt det fastsatte prisloft. Staten afholder eventuelle udgifter ved afvigelser over prisloft, hvilket giver Energinet incitament til at sikre at anlæggene realiseres med de lavest mulige omkostninger.

Energinets bemærkninger:

Energinet anerkender, at det forhold, at risikoen for, at anlægsbudgettet overskrides, ikke afdekkes for energiøproducenten, er et økonomisk betydningsfuldt forhold for eventuelle bydere og vil kunne påvirke den pris, der bydes ind med i udbud. Der er tale om en risiko, som en kommende energiøproducent ikke har mulighed for selv at påvirke.

Energinet har derfor, for at imødekomme aktørerne, udviklet en ny betalingsmodel, som nu fremgår af tarifmetodens § 13. Denne indeholder en mulighed for Energinet til at fastlægge en fast pris for tilslutningsbetalingen, der fastsættes ud fra de forventede omkostninger tillagt en risikopræmie for afhændelsen af risikoen til Energinet. Dette er nærmere beskrevet i metodebeskrivelsens afsnit 3.11.

Udviklingen af en sådan model påvirker ikke fordelingen af omkostninger mellem energiøproducenten og øvrige netbrugere, som fastlægges ved tarifmetodens fordelingsnøgle, men vil være et spørgsmål om hvordan energiøproducenten dækker den i tarifmetoden fastsatte del af omkostningerne.

3.3 Risikoprofil – volumenrisiko

DI anfører, at det er uhensigtsmæssigt, at energiøproducenten pålægges det økonomiske ansvar uden at have medindflydelse på udbygningen af transmissionsnettet. Energiøproducenten eksponeres således for en volumenrisiko i medfør af ubenyttet kapacitet betinget af flaskehalse. **Green Power Denmark** peger på samme udfordring og er bekymret for at der på tidspunktet for fastlæggelsen af tarifmetoden ikke er afklaring af, hvilken handelskapacitet energiøproducenten kan forvente allokere eller kompensere, hvis interne flaskehalse i elnettene på land flyttes til samhandelsforbindelserne omkring energiøerne. **Green Power Denmark** bemærker yderligere, at den gældende 70% regel om tilgængelig handelskapacitet fra elmarkedsforordningen generelt af TSOer tolkes som 70% på begrænsende netelementer internt i de europæiske budzoner elnet og ikke eksklusivt på interconnectorer. Dermed kan interconnectorer ved energiøer i en TSO-optik reduceres til under 70% handelskapacitet uden, at Energinet og øvrige TSOer har incitament til at opretholde fuld handelskapacitet.

Ørsted anfører, at en af de helt afgørende usikkerheder for energiøproducenterne er risiko for reduktion af kapacitet på interkonnektorerne, der påvirker havvindens mulighed for at producere. Det kan have stor indflydelse for værdien ved at tilslutte sig energiøer for havvindsudviklere. Rammerne for håndtering af denne usikkerhed bør fastlægges forud for et udbud – helst ved brug af en målrettet Transmission Access Guarantee (TAG), som fjerner risikoen. Det er dog på nuværende tidspunkt uklart, om TAG implementeres og tarifmetoden bør derfor specificere, hvordan eventuelle begrænsninger i den ledige kapacitet, besluttet af TSO'er, påvirker havvindens mulige indfødningsprofil. **Ørsted** lægger op til, at omkostninger forbundet hermed tilfalder TSO'en, som er den aktør, der har mulighed for at påvirke risikoen herfor.

Energinets bemærkninger:

Energinet anerkender, at der er en risiko relateret til, hvilken kapacitet, der er tilgængelig på samhandelsforbindelserne (den såkaldte volumenrisiko). Reglerne omkring tilgængelig kapacitet er fastsat i EU-retlige drifts- og markedsregler. Energinet finder ikke, at det er en risiko, der kan løses gennem tiltag i tarifmetoden. Der henvises i stedet til processen med den igangværende elmarkedsreform, hvor der bl.a. indgår et forslag om Transmission Access Guarantee (TAG). Energinets tarifmetode for energiøproducenter skal sikre, at omkostningerne til etableringen af energiøen, fordeles ud fra kriterierne omkring omkostningsægtighed mv. og anlægskostningernes størrelse bliver ikke påvirket af hvilken rådighed, der efterfølgende er til anvendelse af infrastrukturen.

Høringssvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.4 Flaskehalsindtægter

DI mener, at metoden i højere grad bør inddrage flaskehalsindtægterne til at afdække omkostningerne forbundet med energiøen og samhandelsforbindelserne. Dette anføres i højere grad vil være med til at afspejle fordelene ved en hybridpark.

Brintbranchen undrer sig over, at flaskehalsindtægter ikke indgår i den samlede finansiering. Dette ville ellers i sidste ende muliggøre billigere el for potentielle forbrugere, som f.eks. PtX projekter forbundet til elproduktion på energiøerne.

CIP finder det u hensigtsmæssigt at de flaskehalsindtægter, som fremkommer som følge af etableringen af energiøen og samhandelsforbindelserne, i den fremsatte metode ikke fuldstændig indgår i den samlede finansiering af de aktiver som har medvirket til nettoøgningen af Energinets flaskehalsindtægter. Dermed er resultatet, at havvindsproducenterne dækker omkostningerne til et anlæg (og har donside risikoen) som Energinet vil have indtægterne fra (og hele upsiden), og at havvindsproducenterne således krydssubsidierer Energinets investering i samhandelsforbindelser. **CIP** noterer sig, at Energinet under den nuværende godkendte metode for anvendelsen af optjente flaskehalsindtægter, ikke kan anvende flaskehalsindtægter til at modregne tariffbetalingen for energiøproducenten. Denne argumentation synes dog utilstrækkelig, idet Forsyningstilsynet løbende godkender justeringer af Energinets anvendelse af flaskehalsindtægter. Brugen af flaskehalsindtægter er reguleret under det Europæiske Agentur for Energiregulerende Myndigheder (ACER), og den godkendte Use of Congestion Income (UCI) metodik. Metoden definerer, at flaskehalsindtægter primært skal anvendes til at opretholde/øge udvekslingskapaciteten mellem interne og eksterne prisområder, "including the cost of development and construction phases of such assets". Flaskehalsindtægter kan således i tillæg til at dække drift og vedligehold af aktiver, nettab, systemydelse og kapitalomkostninger i afskrivningsperioden, bruges til finansiering af samhandelsforbindelserne.

CIP anbefaler at lade overskydende flaskehalsindtægter, efter dækning af overvæltede nettoomkostninger på øvrige netforbrugere (jf. fordelingsnøgle), indgå i den samlede finansiering af energiproducentens andel af Energinets nettoudgifter (jf. fordelingsnøgle). Hermed holdes el-tarifferne netto upåvirkede som følge af energiprojektet, mens øvrige indtægter tilfalder energiproducenten og hybridanlægget der har givet anledning til flaskehalsindtægterne. Således sikres det grundlæggende regulatoriske princip om omkostningsægtighed.

CIP opfordrer derfor Energinet til rettidigt at anmelde en ny tilpasset metode for anvendelse af flaskehalsindtægter til Forsyningstilsynet, som vil muliggøre ovenstående beskrevet løsning og som ligeledes opfylder den ACER-godkendte metode.

Energinets bemærkninger:

Samhandelsforbindelserne til og fra en energi vil efter omstændighederne oppebære flaskehalsindtægter. Anvendelsen af flaskehalsindtægter er reguleret overordnet i elmarkedsforordningen. ACER har i tillæg hertil udarbejdet en metode. Disse forhold er beskrevet i metodebeskrivelsens afsnit 2.4. Som reguleringen er udformet nu, vurderer Energinet ikke, at der er det nødvendige hjemmelsgrundlag til at modregne de forbindelsesspecifikke indtægter på samhandelsforbindelserne til og fra en energi i beregningen af en tarif, der skal finansiere elinfrastrukturen ifm. denne energi. Energinet bemærker hertil, at der kun er praksis for at beregne og anvende flaskehalsindtægter i Danmark ud fra en samlet pulje.

Der foregår i øjeblikket i forbindelse med elmarkedsreformen politiske overvejelser om at ændre i reglerne omkring anvendelse af flaskehalsindtægter og indføre en såkaldt TAG-model, hvor der måske bliver skabt hjemmel til at anvende nogle af flaskehalsindtægterne til at anvende ift. specifikke projekter/problemstillinger.

Høringssvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.5 Proaktive investeringer / Anticipatory investments

Brintbranchen anfører, at der netop i forhold til Energiøer bør være mulighed for at foretage proaktive investeringer til udvikling af energiinfrastruktur. Det ville ellers være ineffektivt at udvikle efter hver enkelt fase i energiernes udvikling. Derudover mener Brintbranchen, at en del af hvad der gør energiøerne til en attraktiv investering, er udsigten til forskellige former for energiinfrastruktur, hvorfor proaktive infrastrukturinvesteringer er nærmest en selvopfyldende profeti i at tilvejebringe investeringer i energiproduktion på øerne. Til gengæld kræver det, at nogle omkostninger skal kunne pålægges fremtidige brugere. Det kræver i øvrigt også, at tarifiering på energiøerne i fremtiden kan designes på tværs af energiformer, så cost-benefit af hele infrastrukturen kan deles på en retfærdig og omkostningsægte måde mellem alle de mulige aktører, der på sigt vil kunne operere på øerne. Brintbranchen ville have ønsket, at modellen ville rumme mulighed for at Energinet bære nogle investeringer "upfront", som så afskrives længere fremme i tiden.

Ørsted mener, at metoden også vil underbygge og skal tillade, at der foretages proaktive investering – også kaldet anticipatory investments – idet det vil bidrage til en mere omkostningseffektiv udbygning og dermed en mere omkostningseffektiv grøn omstilling. I praksis indebærer det, at en del af omkostningerne til at etablere første del af energiøen ikke tildeles de første brugere af øen (havvind eller lande), men øremærkes fremtidige brugere. Dvs. at den del af omkostningerne, der afholdes på øen, vil gøre det billigere for fremtidige brugere at forbinde sig til øen, hvorfor de brugere skal bidrage til at dække denne initialomkostning. Vi mener, at sådanne investeringer/omkostningsbesparelser bør behandles separat, mest optimalt ved at

lave en mekanisme (fx en fond til dækning af proaktive investeringer), som sørger for, at omkostningerne kan dækkes af øvrige parter, fx udenlandske samarbejdspartnere, som på sigt ønsker at tilslutte sig energiøen og som nyder fordel af den allerede etablerede infrastruktur. Et alternativ som dog har nogle ulemper kunne være at socialisere omkostningerne, idet de på sigt bidrager til et øget forbruger/producent overskud.

En sådan fremadorienteret tilgang sikrer, at omkostningsfordelingen står mål med de gevinster, som de enkelte aktører får gavn af. Et eksempel på dette er fx energiøen i Nordsøen, hvor der etableres en ø med plads til 10 GW vind, men at der i første runde kun forventes tilsluttet 3 GW havvind og 2 GW elhandelsforbindelser. Det vil i så fald ikke være omkostningsægte, at de første hhv. 3 og 2 GW skal betale hele øen, hvorfor der bør reserves en betaling til kommende brugere af øen. Denne ubetalte investering bør dækkes fra denne fond til proaktive investeringer.

For Bornholm vil modellen betyde, at der ved en beregning af alternativet tages højde for en fuldt udbygget ø med forbindelser til også Polen og Sverige. Dette da der først ved denne udbygning realiseres de fulde synergier ved projektet.

Energinet's bemærkninger:

Forslaget til tarifmetode for energiøproducenter indebærer ikke, at en energiøproducent skal dække omkostninger, som alene vedrører eventuelle fremtidige faser.

Energinet har i tarifmetoden udtrykkeligt angivet, hvilke dele af infrastrukturen, der skal betales af energiøproducenten – enten helt, jf. § 3 eller delvis, jf. § 4, efter en fordelingsnøgle. Der kan være dele af infrastrukturen, der ikke vedrører tilslutningen af elproduktion, hvorfor energiøproducenten heller ikke skal dække dette, jf. afsnit 3.6 i metodebeskrivelsesdokumentet.

Regeringen har den 28. juni 2023 meldt ud, at nye modeller for Energiø Nordsøen skal analyseres¹. Energinet vil på den baggrund ikke gå nærmere ind i de forskellige forhold, aktørerne bringer frem specifikt om Energiø Nordsøen.

Høringssvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.6 Værdisætning af forsyningssikkerhed

CIP finder det uhensigtsmæssigt at den øgede forsyningssikkerhed sfa. etableringen af energiøen og samhandelsforbindelser ikke værdisættes i foreslåede model, idet etablering vil medføre et reduceret behov for indkøb af systemydelse samt reducere antallet af årlige strømafbrydelser som Energinet skal kompensere.

CIP anbefaler konkret at lade Energinet's årlige nettobesparelser på systemydelse samt kompensation, som følge af etableringen af energiøen og samhandelsforbindelser, indgå som en del af den samlede finansiering. Hermed skabes en omkostningsægte overvæltningssmodel for Energinet's nettoudgifter. Værdisætning af Energinet's nettobesparelser for kompensation kan med fordel ske på baggrund af Energistyrelsens evaluering af Value of Lost Load (VOLL)⁵, som bygger på en ACER godkendt metode. Det estimeres at nettobesparelser for kompensation sfa. øget forsyningssikkerhed vil være et årligt trecifret millionbeløb (eksl. Systemydelse), hvormed den akkumulerede værdi over infrastrukturens levetid er væsentlig.

¹ <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2023/juni/nye-modeller-for-energieo-nordsoen-skal-analyseres->

Energinets bemærkninger:

Det fremgår af den offentliggjorte business case² for Energiø Bornholm (s. 27), at Energinet vurderer, at energiøen vil have en marginal positiv effekt på effekttilstrækkeligheden. Det fremgår endvidere, at *”Energi Bornholm vil potentielt øge den dimensionerende enhed (N-1) i det østdanske elsystem. Det vil øge risikoen for afbrud i elforsyningen. Håndteringen af den øgede risiko for forsyningssikkerheden er beskrevet i afsnittet omkring øget behov for systemydelse på side 25.”*

På side 25 i business casen er usikkerheden om øget behov for systemydelse beskrevet. Det fremgår heraf, at Energiø Bornholm vil påvirke behovet for systemydelse grundet to mulige forhold, der kan opstå. Det ene forhold vedrører muligheden for en dimensionerende fejl i det østdanske elsystem øges ved etableringen af Energiø Bornholm. Det andet forhold vedrører, at havvinden ved Energiø Bornholm forventeligt vil øge behovet for systemydelse til håndtering af ubalancer i elsystemet. Det anføres samtidigt, at både det øgede behov for systemydelse og prisen for systemydelse i fremtiden er forbundet med stor usikkerhed.

For så vidt angår det første forhold – systemydelse til håndtering af mulige udfald til Energiø Bornholm – så fremgår det af business casen, at det antages, at Energinet ikke øger sit indkøb af systemydelse til at håndtere samtidigt udfald af begge kabler fra Sjælland til Energiø Bornholm ud fra en antagelse om, at risikoen for forbrugsaflastning accepteres politisk. Det fremgår af tabel 2 på side 18 i business casen, at der er vurderet at være en samfundsøkonomisk omkostning på 100 mio. kr. i forbindelse med forbrugsaflastning som følge af samtidigt udfald på energiø-kabler mellem Sjælland og Bornholm. Det fremgår videre, at hvis der i stedet skulle indkøbes systemydelse til at afdække risikoen forventes omkostninger hertil at være i et spænd mellem 150-1.250 mio. kr. årligt.

For så vidt angår det andet forhold – systemydelse til håndtering af balanceringen af havvind – så fremgår det af business casen, at ny havvind, uanset om det placeres i forbindelse med en energiø eller som almindelige radiale forbindelser, medfører yderligere behov for, at Energinet indkøber flere systemydelse. Disse omkostninger estimeres til cirka 650 mio. dk. årligt, og der peges på, at dette estimat er forbundet med stor usikkerhed.

Der er således ikke ud fra business casen for Energiø Bornholm dækning for CIPs påstand om at behovet for indkøb af systemydelse reduceres, ligesom der også er vurderet at være en øget risiko for forbrugsaflastning og en dermed forbundet øget samfundsøkonomisk omkostning.

Høringssvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.7 Sammenhæng mellem designansvar og økonomisk ansvar for elinfrastrukturen

Green Power Denmark og CIP finder det ikke hensigtsmæssigt, at Energinet har fuld designråderet over elinfrastrukturen uden at være eksponeret for omkostningsmæssige konsekvenser, der er direkte relateret til designvalg. Det sikrer ikke det rette incitament for Energinet at tilvejebringe den mest effektive løsning. Eksempelvis kan omkostningen til ubenyttet kapacitet i høj grad være et udtryk for designvalg i eksempelvis asymmetrien for overføringskapaciteter fra Energiø Bornholm til nabobudzonerne. Yderligere er afkoblingen af gevinster ved elinfrastrukturen fra omkostningsfordelingen et uheldigt forhold, der kan give Energinet incitament til et designvalg, der øger gevinster ved elinfrastrukturen, så længe gevinsten overstiger Energinets andel af omkostningen. Det er ikke klart i metoden, hvordan det sikres, at et incitament til

² Business casen er tilgængelig her: <https://energinet.dk/om/publikationer/publikationer/business-case-for-energieo-bornholms-elinfrastruktur/>

at øge gevinster via designvalg holdes op imod den samlede omkostning ved et tiltag for at sikre efficiente økonomiske beslutninger.

Energinets bemærkninger:

Energinet har meget stort fokus på at udvikle et omkostningseffektivt design af kommende energiøer og inddrager aktørerne i teknisk markedsdialog mv. i den forbindelse.

Energistyrelsen og Energinet har i forbindelse med markedsdialogen om 9 GW havvind, herunder de 3 GW tilsluttet Energiø Bornholm, inviteret til to tekniske workshops om krav til nettilslutning ved overplanting hhv. den 29. august 2023 for de radiale parker (6 GW) og den 6. september 2023 for Energiø Bornholm.

Høringssvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.8 Forslag til alternativ metode

Ørsted mener, at omkostningsfordelingen skal afspejle synergien og dermed omkostningsreduktionen som skabes ved at etablere energiøen og sætte dette i forhold til en situation hvor aktørerne skal realisere projekterne hver for sig. Det indebærer, at metoden i stedet baseres på en opgørelse af besparelser ved hybridudbygning frem for en radialudbygning af havvind med tilhørende udbygning af samhandelsforbindelser. Denne besparelse skal herefter deles mellem energiøproducenter og elforbrugere (via TSO'erne), fx ved en 50:50 deling, idet andre delenøgler dog også kan begrundes. En sådan metode vil mere konkret indbefatte at energiøproducenter afholder omkostninger svarende til de estimerede omkostninger ved en radialudbygning fratrukket halvdelen af de samlede besparelser ved hybridudbygning. TSO'erne vil dermed skulle afholde omkostninger svarende til de estimerede omkostninger til at bygge direkte interkonnektorer mellem markederne fratrukket halvdelen af de samlede besparelser ved hybridudbygning. Modellen er inspireret af aftaler om betaling fra fjernvarme fra kommercielle kraftvarmeværker, hvor den såkaldte kraftvarmefordel deles mellem hhv. varmeforbruger og el-og varmeproducent. Ved et energiøprojekt kan der således tales om en hybridfordel, der fordeles mellem de involverede parter.

Ørsted anfører, at deres foreslåede metode bidrager med hensigtsmæssige incitamenter for TSO'er og havvindsudviklere, og bidrager til en omkostningseffektiv grøn omstilling. Metoden giver TSO'er og havvindsudviklere incitament til at indgå i hybridudbygning, idet de begge ser de faktiske gevinster, som denne udbygning bidrager til fremfor den traditionelle udbygning med separat radial havvindsudbygning og udbygning med udlandsforbindelser. Aktører fra øvrige markeder og TSO'er får endvidere incitament til at koble sig til eksisterende energiøer, idet de også ser besparelserne ved hybridudbygning. Derudover giver metoden incitament til, at der træffes hensigtsmæssige beslutninger om dimensionering af infrastrukturen, som både er til gavn for forbrugerne og energiøproducenterne, idet en optimering for begge parter bidrager til at øge den samlede besparelse.

Energinets bemærkninger:

Energinet finder ikke, at nogle hypotetiske besparelser fra et alternativt scenarie, der ikke realiseres, kan trækkes fra i en pulje af faktiske omkostninger, der skal dækkes af elsystemets brugere. Den eventuelle synergi/besparelse ved at etablere et hybridprojekt bør allerede realiseres i de faktisk afholdte omkostninger. Energinet finder derfor, at det er fordelingen af denne omkostningspulje mellem brugergrupperne, der bør være i fokus i tarifmetoden. Se yderligere hertil i Energinets bemærkninger i afsnit 3.1.

Høringssvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.9 Afgrænsning af metoden til alene at dække Energiø Bornholm

DI anfører, at metoden bør afgrænses til Energiø Bornholm og ikke bør være gældende for energiprojekter i almindelighed, da der i så fald vil være en reel bekymring for udbygning af energier på markedsvilkår.

Ørsted anerkender, at modellen kan anvendes på Bornholm (med nogle tilpasninger), da der er besluttet statsstøtte til Energiø Bornholm og tarifmodellen derfor ikke umiddelbart bliver en barriere for realisering af projektet, sådan som det kan blive tilfældet for fremtidige energier. Endvidere er Energiø Bornholm på mange måder et demonstrationsprojekt, så det er vigtigt at der træffes nogle beslutninger, der sikrer fremdrift, på trods af at de måske ikke er helt korrekte og hensigtsmæssige. Hvis en sådan tilgang vælges, finder **Ørsted**, at det skal specificeres, at metoden ikke er generel, men udelukkende eventuelt skal gælde for Energiø Bornholm.

Energinets bemærkninger:

Energinet har ved arbejdet med en tarifmetode for energier haft fokus på at etablere en metode, der kan gælde generelt for energier, både den første og senere. Dette er gjort ud fra, at det må forventes at være de samme grundlæggende udfordringer, der skal vurderes i forbindelse med fastlæggelsen af metoden.

Energinet anerkender samtidig, at der er tale om en ny konstruktion i elsystemet, og at der derfor kan gøres erfaringer i forbindelse med den første energier, der kan medføre behov for justeringer af metoden for efterfølgende energier (eller faser i energierudbygninger). Skulle et sådant behov for justering af metoden for tarifiering af energierproducenter opstå, vil Energinet følge den sædvanlige proces for tarifmetodeændringer og foreslå ændringer til den eksisterende metode, og herunder udsende forslag i høring, samt anmelde eventuelle ændringer til Forsyningstilsynets godkendelse.

Høringssvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.10 Tilslutningsbetaling (§§ 3 og 4)

3.10.1 Direkte henførbare anlægselementer fastsættes ud fra systempunkt, anlægget tilsluttes i

DI anfører, at det i metoden bør præciseres at de direkte henførbare anlægselementer fastsættes i samme systempunkt, som anlægget tilsluttes, da dette vil øge omkostningsægtigheden af tilslutningsbetalingen.

CIP finder det uhensigtsmæssigt at de direkte henførbare anlægselementer der fuldt ud indregnes i energierproducentens tilslutningsbetaling (§ 3), ikke afgrænses i systempunktet hvor forbrugs- (fx Power-to-X) og/eller energilageranlæg på energier tilsluttes. Dette modstrider fordelingsnøglen for tilbageværende anlægselementer (§ 4), der beregnes under hensyntagen til energierproducentens samlede portefølje af anlæg bag nettilslutningspunktet på energier. Hermed skabes der ikke den rette incitamentsstruktur for optimering af den samlede anlægsportefølje på energier.

CIP anbefaler i stedet at fastsætte de direkte henførbare anlægselementer og fordelingsnøglen i samme systempunkt, og at placere dette på bagsiden af 400 kV HVAC busbar systemet for at sikre så omkostningsægte en tilslutningsbetaling som muligt, med maksimalt incitament

til optimering af den samlede anlægsportefølje.

Energinets bemærkninger:

Energinet anvender ikke termen systempunkt, og det er ikke en almindelig anvendt term i Energinets forskrifter omkring tilslutninger af anlæg til det kollektive net. Såfremt høringsparterne tænker på tilslutningspunktet/point of connection (POC), der angiver snitfladen mellem det kollektive net og anlægsejers eget anlæg, så vil det være anlægsejers eget ansvar at betale anlæg beliggende på anlægsejers side af tilslutningspunktet. Det har Energinet ikke behov for at lave en tarifmetode for, da anlægsejer selv står for etableringen af denne del. Det som Energinet skal tage stilling til i tarifmetoden, er fordelingen af de omkostninger Energinet afholder til Energinets del af tilslutningspunktet, samt den relevante del af omkostninger i Energinets bagvedliggende net. Dette svarer også til modellen i den generelle tarifmetode for producentbetaling, hvor der tages stilling til hvorledes producenten skal dække omkostninger i Energinets station på Energinets side af tilslutningspunktet, samt omkostningerne til at forbinde stationen med det bagvedliggende transmissionsnet.

Høringssvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.10.2 Omkostninger til onshore stationer udover det nødvendige

Ørsted anfører, at metoden skal tage stilling til, hvordan omkostninger relateret til kapacitet, som overstiger den nødvendige kapacitet for energiøprojektet fordeles og afholdes. Det gælder fx onshore stationer, som kan dimensioneres større end til at håndtere selve energiøen, enten med henblik på at kunne håndtere fremtidig udbygning eller med henblik på at håndtere udfordringer i det eksisterende energisystem. Vi foreslår, at omkostninger til kapacitet, udover den nødvendige kapacitet, afholdes af TSO'en idet havvindsproduktionen ikke er drivende for disse omkostninger og at omkostningerne derimod afholdes for at tilgodese det generelle energisystem. Omkostningerne bør afgrænses til at afspejle havvindskapaciteten samt kapaciteten på kabelforbindelserne.

Konkret for Bornholm undrer det desuden **Ørsted** meget, hvis havvinden skal betale for det fulde stationsanlæg på Sjælland. **Ørsted** har i længere tid argumenteret for, at hybriden bør ilandføres ved Avedøre og herigennem understøtte forbrug bag måleren. Energinet har imidlertid valgt tilslutning ved Solhøj med argument om, at der skal være kapacitet til at eksportere til Tyskland og derved at trække strøm fra DK2 til DE. En del af behovet for en ny station er derfor drevet af eksportbehov – hvorfor det ikke synes korrekt at hele denne omkostning tildeles havvinden. I forlængelse heraf bakker **Ørsted** op om, at omkostninger relateret til forsyning af PtX og/eller Bornholm ikke medregnes i omkostningsbasen.

Energinets bemærkninger:

Energinet anerkender, at beskrivelsen af, hvad der indgår i § 4, stk. 1, nr. 2 og 3, om transmissionsforbindelser mellem energiøer og onshore transmissionsnet, ikke er tilstrækkelig tydelig om hvilke dele af den station, hvor tilslutningen sker, er omfattet af den omkostningspulje, som energiøproducenten skal være med til at dække efter fordelingsnøglen. Det skal derfor tydeliggøres, at når det kommer til tilslutningen til onshore transmissionsnet (for Energiø Bornholm betyder det transmissionsnettets i hhv. Tyskland og på Sjælland), så er det felten og stationsanlæg, der specifikt vedrører tilslutningen af kabelforbindelsen fra energiøen, der indregnes.

Høringssvarene giver derfor anledning til at ændre metoden, så det tydeligere fremgår, hvilke anlægselementer ved tilslutningen til onshore transmissionsnet, der skal indgå i omkostningspuljen til dækning efter fordelingsnøglen, jf. § 5. Teksten i § 4, stk. 1, nr. 2 og 3, justeres så

”anlæg til tilslutning” ændres til ”felter og stationsanlæg specifikt til tilslutning”. Forklaringen i metodebeskrivelsesdokumentet uddybes og præciseres i forhold til ændringerne.

3.10.3 Dækning af omkostninger til stationsarealer

Brintbranchen peger på, at det fremgår af metoden, at Energinet lægger op til, at omkostninger til stationsarealer på energijøer fuldt ud afholdes af energijøproducenter, såfremt arealerne erhverves, men kun delvist afholdes af energijøproducenter og delvist af TSO'en, hvis arealerne lejes. Det er uklart, hvorfor Energinet foreslår to forskellige tilgange til afholdelse af omkostningerne, og det synes ikke at være en omkostningsægte tilgang.

Ørsted anfører, at det fremgår af metoden, at Energinet lægger op til, at omkostninger til stationsarealer på energijøer fuldt ud afholdes af energijøproducenter, såfremt arealerne erhverves, men kun delvist afholdes af energijøproducenter og delvist af TSO'en, hvis arealerne lejes. Det er uklart, hvorfor Energinet foreslår to forskellige tilgange til afholdelse af omkostningerne, og det synes ikke at være en omkostningsægte tilgang. I begge tilfælde – uagtet om arealerne erhverves eller lejes – bør omkostningsfordelingen ske omkostningsægte, og omkostningen bør pålægges den aktør, som er drivende for omkostningen. Arealerne erhverves eller lejes, efter vores bedste overbevisning både af hensyn til at ilandføre energien fra energijøproducenterne og for at facilitere samhandel mellem markeder. Vi foreslår derfor, at omkostningerne til arealer fordeles mellem de to aktører. Vi anbefaler endvidere, at det tydeliggøres i metoden, hvordan omkostningerne fordeles mellem aktørerne.

Energinets bemærkninger:

Energinet har ikke i tarifmetoden lagt op til, at der er forskel på, om en omkostning til arealer overvæltes på energijøproducenten afhængig af om et areal er købt eller lejet. Det, som er forsøgt beskrevet i metoden, er, at Energinet ved køb af arealer har et aktiv, der kan indregnes i en tilslutningsbetaling på linje med øvrige aktiver, der afskrives. I andre tilfælde kan det være, Energinet i stedet har behov for at leje det areal, som anlæg står på, og i disse tilfælde vil det være den løbende lejebetaling, der overvæltes på energijøproducenten. Om det er hele omkostningen eller en del af den, der overvæltes, afhænger af, om arealomkostningen vedrører et anlægselement, der skal dækkes helt af energijøproducenten, jf. § 3, eller om arealomkostningen vedrører et anlægselement, der skal dækkes efter fordelingsnøglen, jf. § 4.

Energinet har præciseret beskrivelsen af håndteringen af arealomkostningen i metodebeskrivelsesdokumentet.

3.11 Fordelingsnøglen (§ 5-9)

3.11.1 Statisk ex ante fordelingsnøgle

CIP finder den foreslåede metode uhensigtsmæssig, da der ikke tages højde for den årlige variation i vindproduktion og driftsmønster af den samlede anlægsportefølje.

Green Power Denmark anerkender, at det er en kompleks opgave at lave en omkostningsægte fordeling af omkostningerne for elinfrastrukturen ved energijøer. Dog er det vigtigt at påpege, at udgangspunktet for fordeling af omkostninger via forventede flows ikke vil tage højde for det faktiske driftsmønster og de faktiske værdistrømme, og dermed i princippet ikke er omkostningsægte. Metoden bliver dermed et gæt på, hvad der under en række simple antagelser kunne være en omkostningsægte fordeling.

Green Power Denmark er bekymret for, at antagelserne er for simple til at give resultatet den

vægt, der er behov for i en fordeling af omkostninger i milliardklassen. Green Power Denmark foreslår derfor, at metodegrundlaget og antagelserne kvalificeres ved at gøre det langt mere projektspecifikt. Metodegrundlaget bør ligeledes yderligere kvalificeres ved at inddrage en parallel analyse af, at der rent faktisk er økonomisk gevinst til deling mellem Energinet og energiøproducenten ved hybridudbygningen frem for en separat udbygning af havvind og interconnector.

CIP og DI anbefaler en dynamisk fordelingsnøgle, der løbende genberegnes baseret på den år-til-år faktiske indfødningsprofil.

CIP anbefaler videre, at det i den forbindelse fastlægges at en ex ante fordelingsnøgle er udtryk for en øvre grænse for, hvor stor en andel af omkostningerne, der kan overvælttes på havmølle-ejerne, da det vil være et væsentligt risikoelement for havmølleprojektet.

Energinets bemærkninger:

Mange aktører har i deres høringssvar klart ønsket, at tarifmetoden fastlægger omkostningerne inden udbuddet og tilvejebringer en fast pris. Dette ønske har Energinet imødekommet med udviklingen af nye bestemmelser i § 13, se herom i afsnit 3.2. En dynamisk fordelingsnøgle, der genberegner omkostningsfordelingen årligt, vurderer Energinet ikke passer godt sammen med en sådan model. Endvidere henvises til bemærkningerne i det efterfølgende afsnit om beregning af indfødningsprofilen.

3.11.2 Beregning af havvindproduktionen/indfødningsprofilen

CIP finder det u hensigtsmæssigt at fordelingsnøglen baseres på den forventede indfødningsprofil for energiøproducenten, samt at disse er baseret på anvendelsen af objektive fastsatte antagelser fra Analyseforudsætninger til Energinet. Det anføres, at der herved ikke tages hensyn til bl.a. årlige variationer, skyggetab, WTG tilgængelighed og tab i elektrisk infrastruktur. Det anføres, at der herved sker en overestimering af anvendelsesfordelingen med store økonomiske konsekvenser til følge.

CIP finder det u hensigtsmæssigt at den beregnede residuale indfødningsprofil ved opstilling af andre produktions-, forbrugs- (fx Power-to-X) og/eller energilageranlæg på energiøen, baseres på Energinets simuleringværktøjer efter et ex ante driftsmønster af den samlede anlægsportefølje (§ 9, Stk. 2 (2)). Det vil være umuligt at fastsætte en retvisende omkostningsægte fordelingsnøgle gældende for projektets samlede levetid, da driftsmønsteret af fx forbrugsanlæg vil afhænge af markedspriser på el og PtX-brændsler. Hertil vil der forventeligt ske en løbende tilpasning af forbrugsanlæggets dimensionering. **CIP** anbefaler i stedet at lade indfødningsprofilen være baseret på den årtil-år faktiske indfødningsprofil i systempunktet hvor fordelingsnøglen er gældende, således at den løbende genberegne fordelingsnøgle afspejler den faktiske og omkostningsægte anvendelsesfordeling på samhandelsforbindelser.

Energinets bemærkninger:

Energiøer etableres for at kunne hente store mængder havvind ind i det kollektive elsystem. Etablering af energiøer er meget omkostningstunge projekter, hvor mange af omkostningerne drives af hensyn til at kunne stille et transmissionsnet til rådighed for energiøproducenterne. Energinet har derfor vurderet, at en dynamisk fordelingsnøgle, der alene baseres på den årlige udnyttelse af infrastrukturen, ikke er omkostningsægte og rimelig. Det ville potentielt flytte mange omkostninger til netpuljen til dækning ved forbrugerne. Særligt, hvis energiøproducenterne i høj grad udbygger med forbrugsanlæg bag ved tilslutningspunktet, kunne dette medføre, at infrastrukturens anvendelse af energiøproducenten vil blive lavere end forudsat ved

etableringen af infrastrukturen. Energinet finder ikke, at det vil være en omkostningsægte tarifmodel at muliggøre denne overvæltning af omkostninger fra energiproducenten til forbrugere (gennem netpuljen).

Derudover har aktørerne samtidig efterspurgt klarhed omkring, hvilken betaling, der skal betales til Energinet i tilslutningsbetaling, så dette er klart inden afgivelse af bud. Energinet kan ikke se, at begge dele kan lade sig gøre på samme tid, altså at give aktører sikkerhed om, hvad der skal betales i tilslutningsbidrag, inden afgivelse af bud i udbuddet, og samtidig lade tilslutningsbetalingen være dynamisk og svinge fra år til år baseret på en årlig beregning af udnyttelsesgraden.

Energinet vurderer, at den tilgang, der er valgt, er den mest omkostningsægte og høringsvarene giver ikke anledning til ændringer i metoden.

3.11.3 Lige vægtning af flowretninger

CIP, Vattenfall, Ørsted og Green Power Denmark anfører, at antagelsen i fordelingsnøglen om en lige vægtning af flowretningen er uhensigtsmæssig. Det anføres, at det er en forsimplet antagelse, der kan have væsentlig betydning for den beregnede anvendelsesfordeling. Det anføres at de faktiske flowretninger vil variere fra år til år og ændre sig over tid som følge af ændringer i nationale og europæiske markedsdynamikker. **Green Power Denmark** peger på, at markedsaktørernes forventning er, at flowretningen mod Tyskland vil være større end mod Danmark og den nuværende antagelse må forventes at lægge en unødigt stor andel af omkostningerne over på energiproducenten. Det er yderligere ikke transparent hvilke antagelser metoden gør sig i forhold til mulighed for fremtidig udbygning af udlandsforbindelser, hvordan mulige kapacitetsreduktioner håndteres og hvordan muligt forbrug på energien kan påvirke flow på interconnectorerne.

Ørsted anfører endvidere, at det umiddelbart er svært at blive kloge på, hvordan metoden tager højde for muligheden for flere end to udlandsforbindelser eller en eventuel senere udbygning med flere udlandsforbindelser. Udover en nærmere beskrivelse heraf, kan metoden med fordel også indeholde følsomhedsberegninger ved tilføjelse af flere udlandsforbindelser med henblik på at sandsynliggøre antagelserne. Fordelingsnøglen baseres endvidere på simple antagelser om prisforholdet, og dermed flowretningen. **Ørsted** mener, at det er rimeligt, at metoden tager højde for de reelle forventninger til prisdannelsen, herunder situationer hvor der ikke er nogen prisforskelle mellem de forbundne markeder.

CIP anbefaler at lade fordelingsnøglen dynamisk følge den faktiske anvendelsesfordeling, da dette vil sikre en omkostningsægte fordelingsnøgle baseret på den faktiske kapacitetsudnyttelse, der samtidigt understøtter etableringen af nye samhandelsforbindelser fra energien, såfremt det vurderes samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt.

Vattenfall anfører, at det bør være muligt at opstille en fordeling, som er baseret på en fremskrivning af elpriserne og ikke blot en udokumenteret antagelse.

Energinets bemærkninger:

Energinet havde i udkastet til metode lagt væk på den generelle usikkerhed omkring udviklingen i prisdannelsen og dermed flowet i elsystemet langt ud i fremtiden. En lige fordeling af flowet på den baggrund var et valg, der var transparent og som over tid var robust overfor ændrede forudsætninger.

Energinet anerkender imidlertid aktørernes bemærkninger om, at der foreligger flere analyser af den forventede fremtidige prisdannelse og dermed flowet i elsystemet, som viser et forventet større flow mod syd. Dette har også været tilfældet, når der ses på de historiske elpriser. Der foreligger en række forskellige kilder, og det vil således være nødvendigt for Energinet at vælge hvilken/hvilke analyser/fremskrivninger, en anden flowfordeling skal bygges på. Her finder Energinet det mest oplagt at anvende Energinets egen elprisfremskrivning.³

Udover at der forventes et større flow mod syd, vil der også være en betydelig andel af tiden, hvor der forventes ens priser i de sammensluttede budzoner. Såfremt Energinet vil anvende en anden fordeling af flowet end den der er foreslået i høringsudgaven, skal der således også tages stilling til fordelingen af tiden med ens priser. Her virker det mest oplagt at vælge at fordele denne del med 50:50 til flowet hver vej.

Energinet har på baggrund af ovenstående således valgt at justere i metoden, hvilket betyder at § 9, stk. 4, ændres til "De mulige flowretninger på hver enkelt samhandelsforbindelse vægtes på basis af forventede elpriser på timeniveau fra den til enhver tid seneste udgave af Energinets elprisfremskrivning. Timer med samme elpris fordeles lige mellem hver retning." Energinet justerer derfor også i teksten i metodebeskrivelsesdokumentet, samt bilaget om fordelingsnøgler. Effekten af denne metodejustering kan ses i Bilag 1.

3.11.4 Fordeling af omkostninger til ubenyttet kapacitet

Vattenfall anfører, at omkostningerne til ubenyttet kapacitet bør deles mellem energiøproducenten og Energinet, idet der er tale om et hybridprojekt.

Green Power Denmark peger på, at allokeringen af den fulde omkostning for ubenyttet kapacitet til energiøproducenten ikke forekommer velbegrunderet. Prioriteringen mellem transport af elproduktion fra havvind og udveksling af el mellem markedsområder er baseret på prisforskelle mellem budområder og ikke prioriteret adgang for elproduktionen fra havvind. Dermed er ubenyttet kapacitet et vilkår af markedets optimering af den lastfordeling, som de TSO-bestemte interconnectorer tillader - og ikke et levn fra ilandføring af elproduktion fra havvind.

Green Power Denmark opfordrer til, at omkostningen til ubenyttet kapacitet fordeles enten 50/50 mellem energiøproducent og Energinet eller som minimum efter den fastsatte fordelingsnøgle.

Ørsted anfører, at Energinets metode beror på, at omkostningerne fordeles i tråd med den gevinst, som hhv. energiøproducenten og forbrugerne får gavn af. Denne gevinst, er opgjort som de flows som hhv. eksport af havvind og samhandel udgør. Når man følger denne logik, er det uklart, hvorfor Energinet når frem til, at ubenyttet kapacitet i kablerne er en gevinst for havvinden og ikke for samhandlen. Det ville være mere nærliggende at antage, at den ubenyttede kapacitet, er en værdifuld option for eksport af mere havvind i tilfælde hvor vinden blæser mere end antaget og en værdifuld option for mere samhandel i tilfælde, hvor vinden blæser mindre end antaget. Med en sådan tankegang vil det være oplagt, at dele omkostningerne til den ubenyttede kapacitet 50/50 mellem energiøproducenter og TSO'er, idet optionen har værdi for begge aktører.

CIP anfører, at et resultat af en dimensionering der ikke udelukkende er drevet af behovet for at tilslutte havvind kan være ubenyttet kapacitet. Den nuværende metode lægger op til, at

³ [Analyseforudsætninger 2022 \(energinet.dk\)](https://www.energinet.dk/Analyseforudsætninger-2022)

omkostninger til al ubenyttet kapacitet pålægges havmølleejeren med argumentet om, at det udelukkende er havvinden der er årsag til flaskehalse og dermed ubenyttet kapacitet. Idet andelen af kapacitet der ikke kan udnyttes (ubenyttet kapacitet efter at kapaciteten er anvendt til henholdsvis ilandføring af havvind og mulig samhandel), i overvejende grad er et resultat af det tekniske design og den faktiske drift, opfordrer CIP til at den ubenyttede kapacitet ligeledes betales efter den fastsatte fordelingsnøgle. Således sikres omkostningsægtighed og en ansvarlig deling af risiko mellem brugere af systemet, ligesom det er gældende for det kollektive net. Mere generelt, vil CIP endvidere opfordre til at energiproducenters konfiguration i forhold til samhandelsforbindelser i langt højere grad indgår i kommende markedsdialoger, således at markedet har mulighed for at kommentere og påvirke et endeligt anlægsdesign, for hvilket Energinets nettoudgifter helt eller delvist via fordelingsnøglen vil overvæltes til energiproducenten.

Energinets bemærkninger:

Metoden fastsætter i § 8, at det er energiproducenten, der skal dække omkostninger til kapacitet, der ikke kan udnyttes til samhandel. Baggrunden herfor er beskrevet i metodebeskrivelsesdokumentets afsnit 3.7.3 og bilag 1 afsnit 3.1.1. Energinet finder det fortsat bedst i overensstemmelse med kriterierne for fastsættelse af tarifmetoder, at der, hvor det er energiproducenten, der spærrer for at ubenyttet kapacitet kan udnyttes til samhandel, at det også her er energiproducenten, der dækker disse omkostninger. Hvis der var tale om en radial havmøllepark, ville producenten også have perioder, hvor kablet ikke kan udnyttes. For en traditionel samhandelsforbindelse vil der ikke være perioder, hvor kablet ikke kunne udnyttes til samhandel pga. indføddning af produktion på samhandelsforbindelsen. Energinet fastholder derfor den foreslåede metode.

3.12 Indtægter til modregning i omkostningerne (§ 10)

Ørsted peger på, at det med fordel kan præciseres, hvilken metode der ligger til grund for, hvilke omkostningselementer sådanne indtægter kan eller skal dække.

Energinets bemærkninger:

Energinet anerkender, at det kan fremgå tydeligere af metodebeskrivelsen, hvorledes indtægterne indregnes. Metodebeskrivelsens afsnit 3.8 er justeret for at tydeliggøre dette.

3.13 Omkostninger til reetablering (§ 11)

Ørsted anfører, at det fremgår af metoden, at energiproducenter skal afholde omkostninger til reetablering af infrastrukturen. Det er i den forbindelse relevant, at metoden specificerer, hvordan diskrepans mellem forventet levetid på havvindmøller og infrastrukturen håndteres.

Ørsted foreslår, at energiproducenter udelukkende pålægges omkostninger til reetablering af infrastrukturen for en periode svarende til havvindens levetid. Reetableringsomkostninger, som ligger i perioden herefter, må tilfalde kommende ny havvind eller TSO'en.

Energinets bemærkninger:

Energinet aflægger årsrapport efter årsregnskabslovens bestemmelser og er forpligtet til at prissætte og indregne den fremtidige reetableringsforpligtelse. Forpligtelsen vil afhænge af en række faktorer, herunder forventet tidspunkt for udførelse af reetableringen. Energinet vil på et hvert tidspunkt frem til reetableringstidspunktet søge at opkræve en løbende opsparing fra brugerne af infrastrukturen, der medfører, at omkostningen kan dækkes af opsparingen på reetableringstidspunktet. Skulle det vise sig, at reetableringstidspunktet på et senere tidspunkt udskydes, vil det påvirke den løbende opsparing.

3.14 Betalingsforpligtelse (§ 12)

Green Power Denmark, Ørsted og CIP støtter, at den fremlagte model B vælges, hvor omkostningerne fordeles ud over hele koncessionsperioden.

Energinets bemærkninger:

Energinet noterer sig, at der er opbakning til at anvende model B, og at der er ingen aktører, der ønsker at model A skal følges.

Energinet har på den baggrund valgt at det vil være model B, der går videre med, og har justeret metoden i forhold hertil.

3.15 Indfødningsstarif (§ 14)

3.15.1 Afregningspunkt for indfødningsstariffen

DI anfører at der i forhold til indfødningsstarifieringen bør præcisere hvor indfødningsstariffen tarifieres, særligt peges der på at hvor energien leveres på energiøen må omkostningerne til det dybe net være fraværende. Tilsvarende skal der tages højde for indfødningspunktet ift. at afgøre om der pålægges en indfødningsstarif i et område med produktions- og forbrugsoverskud.

Green Power Denmark anfører, at metoden ikke tager højde for at energiøproducenten selv afholder en stor del af omkostningerne for elinfrastrukturen til forbrugsområder, og at det derfor er uklart hvilke omkostninger til det dybe net, der udstår til begrundelse for den fastsatte løbende indfødningsstarif.

Green Power Denmark foreslår, at alene den elproduktion, der leveres i den forbundne danske budzone pålægges en løbende indfødningsstarif, og tager højde for områdets status som enten produktionsoverskudsområde eller forbrugsdomineret område.

CIP anbefaler, at det i tarifmetoden under §2 stk. 2 præciseres i hvilket systempunkt den løbende indfødningsstarifiering foretages, således at det tydeligt fremgår hvordan det dybe net defineres i relation til energiøer. Indfødningsstariffen bør altid beregnes under hensyntagen til energiøproducentens samlede portefølje af anlæg bag nettilslutningspunktet på energiøen.

Ørsted mener at det er helt urimeligt, at der pålægges indfødningsstarif på 3 GW havvind og at denne baseres på at strømmen indføres i et producentoverskudsområde. For at fastlægge en omkostningsægte indfødningsstarif for energiøproducenten er der behov for, at forholde sig til, hvor denne leverer energien. Leveres energien på energiøen, må det antages, at det dybe net udgøres af forbindelserne til de forbundne markeder (DK2/DE). Idet disse allerede finansieres hhv. af den særlige energiø tarifmetode og af den tyske TSO, vil der altså ikke være nogen yderligere omkostninger relateret til det dybe net, og det giver derfor ikke mening at pålægge energiøproducenter indfødningsstarif. Hvis det derimod antages, at energien leveres i de forbundne markeder, vil det udelukkende give mening at pålægge den energi, som faktisk indføres i den forbundne danske budzone indfødningsstariffen. For Bornholm vil dette være mindre end de 3 GW, der foreslås pålagt indfødningsstarif af Energinet. Energien, som pålægges indfødningsstariffen, er altså begrænset af kapaciteten på forbindelsen mellem energiøen og den danske onshore station (for Bornholm 1,2 GW). Med den foreslåede særtarif på havvind tilsluttet energiøen er der således kun grundlag for at pålægge indfødningsstarif, hvis havvinden antages indført i DK2. Præciseringen af, hvor energien leveres, er også nødvendig for at afgøre, om energiøproducenten skal pålægges produktionsoverskuds-tariffen eller forbrugsoverskuds-tariffen. Det vil afhænge af klassifikationen af området, hvor energien leveres. Ørsted mener

således, at det ikke kan være korrekt at pålægge strømmen fra energiø Bornholm tariffen for produktionsoverskudsområder idet denne ilandføres i København, der i dag er klassificeret som forbrugsoverskudsområde.

Energinets bemærkninger:

Elproducenter i Danmark bidrager med en indfødningsstarif til omkostningerne i det dybe net i hele Danmark. Energiøproducentens indfødningsstarif vil således være bidraget til at dække disse omkostninger. Energiøproducentens tilslutningsbetaling vil dække en del af investeringen i anlægget af energiøen, men der er fx ikke indregnet drift og vedligeholdelsesomkostninger på Energinets anlæg, fx stationsanlæg på energiøen og på kabelforbindelserne til dansk onshore transmissionsnet. Energiøproducentens indfødningsstarif vil også bidrage til at dække en del af disse omkostninger.

Energinet har i *Metodebeskrivelse for producentbetaling* beskrevet grundlaget for den løbende indfødningsstarif i afsnit 9, hvortil der henvises.

Høringssvarene har ikke givet anledning til ændringer af metoden.

4. Øvrige konkrete bemærkninger til de indkomne høringssvar

Aktørens bemærkninger	Energinets bemærkninger
<p>Brintbranchen anfører at: Vores udgangspunkt er samspillet mellem energiøerne og PtX-projekter, samt den præcedens denne model evt. kunne sætte til tarifiering af den fremtidige PtX-relaterede infrastruktur (ikke mindst brintrør). Vi kan derfor være bekymret for, hvor omkostningsægte denne model reelt er, når det ikke tager hensyn for potentialet for den fremtidige udvikling i energiøer.</p>	<p>Energinet har ingen hensigt om, at tarifmetoden for energiøproducenter skal fungere, som præcedens for tarifiering af PtX-relateret infrastruktur.</p>
<p>Ørsted anfører at: Det fremgår af den politiske tillægsaftale om udbudsrammer for 6 GW havvind og Energiø Bornholm (30. maj 2023), at energiøen etableres af flere hensyn, herunder at eksportere havvind i land og muliggøre samhandel samt for at understøtte, at Danmark og Europa bliver grønnere, sikrere og mere uafhængig af fossil energi fra bl.a. Rusland. Det bør generelt set reflekteres tydeligere i Energinets metode, som pt. er baseret på, at energiøinfrastrukturen hovedsageligt etableres for at eksportere havvinden i land og har et meget kort sigte for energiøernes funktion.</p>	<p>Energinet kan ikke umiddelbart se, hvorledes de nævnte forhold påvirker Energinets opgave med at etablere en tarifmodel, og noterer sig samtidig, at der er truffet politisk beslutning om at give statsstøtte til Energiø Bornholm.</p>
<p>CIP bemærker, at der i Energinets juridiske vurdering af overholdelse af de fire centrale principper for tariffastsættelse (omkostningsægtighed, rimelighed, transparens og objektivitet) lægges stor vægt på at opnå en balance mellem principperne i erkendelse af, at nogle principper kan være modstridende. Den tilgang understøtter Energinet med en udtalelse fra ACER som tjener som generel rettesnor for tariffastsættelse om, "at ikke alle kriterierne for tariffastsættelsen kan mødes samtidigt og i fuld udstrækning, hvorfor kriterierne ikke er kumulative".</p> <p>Selvom det anerkendes at der kan være situationer hvor de fire centrale principper for tariffastsættelse (omkostningsægtighed, rimelighed, transparens og objektivitet) ikke kan imødekommes i lige grad og der kan være behov for kompromiser mellem principperne, så er det CIPs opfattelse, at Energinet med den foreslåede metode har tilsidesat principperne om omkostningsægtighed</p>	<p>Energinet kan ikke følge CIPs bemærkninger om, at Energinet har tilsidesat de nævnte principper. Energinet henviser til den øvrige del af høringsnotatet for den nærmere gennemgang af de enkelte dele af metoden, samt de ændringer, som Energinet har foretaget på baggrund af høringen.</p>

og rimelighed i en grad som gør at metoden ikke lever op til ACERs krav.	
--	--

5. Høringsliste

Landbrug og Fødevarer
Forbrugerrådet
Ankenævnet på energiområdet
Brintbranchen
Dansk Byggeri
Dansk Ervherv
Dansk Fjernvarme
Dansk Industri
Datatilsynet
De Frie Energiselskaber
Decentral Energi
Digitaliseringsstyrelsen
Energiklagenævnet
Energisammenslutningen
Energistyrelsen
Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen
Skatteministeriet
SMVdanmark
Green Power Denmark
Forsyningstilsynet

Materialet har desuden været tilsendt aktører, der har været tilmeldt Energinets aktørmøder om tarifiering af energiøproducenter, samt været offentliggjort på Energinets hjemmeside: www.Energinet.dk under <https://energinet.dk/el/horinger/>