

ENERGINET
MyndighedsenhedenEnerginet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71Dato:
13. oktober 2023Forfatter:
MYN/SYSA

METODEBESKRIVELSE FOR TARIFERING AF ENERGIØPRODUCENTER

Energinets Koncernmoderselskab (SOV), herefter Energinet, anmelder hermed Energinets metode for tarifiering af energiøproducenter.

Metoden finder anvendelse overfor energiøproducenter, der fremstiller elektricitet, fra et produktionsanlæg tilsluttet en energiø.

Energinet indstiller metoden til Forsyningstilsynets godkendelse efter § 73 a i elforsyningsloven.

Metoden opfylder elforsyningslovens krav, der fastslår, at Energinet skal anvende metoder og vilkår, der er objektive, rimelige, ikke-diskriminerende og offentlig tilgængelige. Derudover opfylder metoden kriterierne for omkostningsægthed i både elforsyningsloven og elmarkedsforordningen, samt kriteriet om hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet i artikel 18 i elmarkedsforordningen.

Energinet har inddraget aktørerne ved aktørmøde afholdt online den 26. oktober 2022.

Energinet har afholdt et online aktørmøde i høringsperioden d. 22. maj 2023 kl. 14.00-15.30 for at belyse metodevalg og svare på spørgsmål.

Metoden har været i høring i perioden den 3. maj 2023 til og med den 6. juni 2023. Se vedlagte høringsnotat.

Metoden skal træde i kraft umiddelbart efter Forsyningstilsynets godkendelse.

Indhold

1. Indledning og læsevejledning	3
1.1 Indledning	3
1.2 Læsevejledning	4
2. Baggrund for metodeanmeldelsen	4
2.1 Politisk aftale om etablering af energiører	4
2.2 Transmissionsafgiftsforordningens betydning for betalingsmodel	5
2.3 Omkostningsægte tilslutningsbetaling	5
2.4 Håndtering af flaskehalsindtægter i forbindelse med energiører.....	6
2.5 Omkostninger der ikke dækkes af energiørproducenter	6
3. Indhold i metoden	7
3.1 Anvendelsesområde og definitioner.....	7
3.2 Betalingselementer for energiørproducenter.....	7
3.3 Generelt om tilslutningsbetaling	7
3.4 Omkostninger der dækkes fuldt ud af energiørproducenter	9
3.5 Omkostninger der betales efter fordelingsnøgle.....	10
3.6 Særlige anlægselementer, der ikke vedrører tilslutningen af elproduktion til en energiør	11
3.7 Fordelingsnøgle.....	11
3.8 Indtægter til modregning i omkostningerne	17
3.9 Udgifter til reetablering	17
3.10 Elproducenternes betalingsforpligtelse	18
3.11 Mulighed for fastsættelse af fast pris for tilslutningsbidraget	19
3.12 Udvidelse af indfødningsomfang eller ændringer bag tilslutningspunktet	20
3.13 Løbende indfødningsstarifering	21
4. Retsgrundlag	21
4.1 Elmarkedsforordningen	24
4.2 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe	26
4.3 Transmissionsafgiftsforordningen	27
4.4 Prisdifferentiering	28
4.5 Nettilslutningsbekendtgørelsen.....	28
4.6 Lov om Energinet	29
5. Vurdering.....	33
5.1 Tilslutningsbetaling	33
5.2 Løbende indfødningsstarif.....	38
6. Høringsproces.....	39
7. Ikrafttrædelse.....	40

BILAG 1: TARIFMETODE FOR ENERGIØRPRODUCENTER – FORDELINGSNØGLER MELLEML ENERGIØRPRODUCENTER OG ØVRIGE NETBRUGERE

1. Indledning og læsevejledning

1.1 Indledning

Dette dokument indeholder Energinets metode for tarifiering af energiøproducenter med el-produktionsanlæg tilsluttet energiøer.

Metoden vedrører opkrævning af tariffer (herunder tilslutningsbidrag) til dækning af Energinets netrelaterede omkostninger (såkaldte netpulje). Denne metode ændrer ikke i metoden for opkrævning af tariffer til dækning af de systemrelaterede omkostninger (såkaldte systempulje), dvs. det som i dag dækkes gennem opkrævning af systemtarif for forbrugere samt balancetariffer for produktion.

Metoden skal træde i kraft umiddelbart efter Forsyningstilsynets godkendelse foreligger.

Formålet med fastlæggelsen af metode for tarifiering af energiøproducenter er at sikre en tarifiering, der dækker de relevante omkostninger, som drives i forbindelse med etablering af energiøerne, samt bidrag til dækning af de løbende omkostninger.

Energinet har udviklet en generel metode for producentbetaling, som er godkendt af Forsyningstilsynet den 21. december 2022¹. I den metodes afsnit 8.5², er der specifikt henvist til, at der vil blive udviklet en særskilt tarifmetode for energiøer for at sikre, at der kan tages stilling til de specielle forhold omkring omkostningsstrukturen i forhold til energiøers konstruktion mv. Nærværende tarifmetode baserer sig imidlertid på det samme lovgrundlag, herunder den ændring af elforsyningsloven³, som blev enstemmigt vedtaget i Folketinget den 21. december 2021. Vedtagelsen af ændringerne af elforsyningsloven er en udmøntning af Klimaaftalen af 22. juni 2020⁴. Ændringen medfører en fjernelse af PSO-systemet, som tidligere har friholdt VE-producenter fra at afholde de omkostninger, som de giver anledning til i forbindelse med deres nettilslutning. Samtidig indførtes mulighed for geografisk differentiering af indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag for elproduktion.

Formålet med lovgivningen er at understøtte, at en større andel af de omkostninger i elnettet, som udbygningen af VE giver anledning til, afholdes af elproducenterne selv og dertil, at de inden for lovgivningens rammer betaler for deres løbende anvendelse af elnettet.

Overordnet indeholder metoden for anlæg på energiøer to elementer:

- En tilslutningsbetaling, der skal dække visse anlægselementer fuldt ud og visse anlægselementer efter en fordelingsnøgle. Omkostningerne baseres i udgangspunktet på de faktiske realiserede omkostninger.
- En løbende indfødningsstarif.

Herudover henvises der i metoden til, at der skal betales balancetarif for produktion efter den til enhver tid gældende metode, som fremgår på Energinets hjemmeside⁵.

Metoden med disse tarifelementer anmeldes til Forsyningstilsynets godkendelse med hjemmel i elforsyningslovens § 73 a.

¹ https://energinet.dk/media/oeffiekkm/2022_12_21_afg%C3%B8relse-prod-betal.pdf

² <https://energinet.dk/media/szeifodv/energinets-godkendte-producentbetalingsmetode.pdf>

³ Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

⁴ Klimaaftalen af 22. juni 2020 (<https://fm.dk/media/18085/klimaafale-for-energi-og-industri-mv-2020.pdf>)

⁵ https://energinet.dk/media/oeffiekkm/2022_12_21_afg%C3%B8relse-prod-betal.pdf

1.2 Læsevejledning

Kapitel 2: Baggrund for metodeanmeldelsen indeholder en kort beskrivelse af baggrunden for metodeanmeldelsen, samt en gennemgang af nogle af de væsentligste temaer, der har skullet tages stilling til i forbindelse med metoden.

Kapitel 3: Indhold i metoden indeholder en gennemgang af de enkelte elementer i metoden.

Kapitel 4: Retsgrundlag indeholder en beskrivelse af retsgrundlaget.

Kapitel 5: Vurdering indeholder Energinets vurdering af, hvorledes kriterierne for tariffastsættelse er opfyldt.

Kapitel 6: Høringsproces indeholder beskrivelse af den aktørinddragelse, der er sket.

Kapitel 7: Ikrafttrædelse indeholder beskrivelse af, hvornår tarifmetoden skal gælde fra.

2. Baggrund for metodeanmeldelsen

Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed ejet af Klima-, Energi, og Forsyningsministeriet og er bl.a. transmissionsoperatør og den systemansvarlige virksomhed i Danmark for elsystemet.

Energinet får dækket størstedelen af sine omkostninger til opgaverne som systemansvarlig transmissionsvirksomhed på elområdet gennem opkrævning af tariffer hos de danske elforbrugere og -producenter. For nærmere beskrivelse af baggrunden for, at elproducenter i højere grad er blevet pålagt at dække de omkostninger, som de giver anledning til, henvises til den generelle metodebeskrivelse for tarifering af elproducenter⁶.

2.1 Politisk aftale om etablering af energier

Et bredt flertal i Folketinget vedtog 22. juni 2020 "Klimaaf tale for energi og industri mv." om etablering af to energier i Danmark, én i Nordsøen og én i Østersøen. Energiøerne skal sikre, at Danmark i de kommende år kan elektrificere flere dele af samfundet og samtidig bidrage til, at alle danske husstandes og virksomheders strømforbrug er dækket af grøn strøm.

Strømmen fra energierne kan desuden eksporteres til nabolande og dermed bidrage til den grønne omstilling i Europa. På sigt skal energierne kunne tilkoble teknologier, der kan lagre eller omdanne grøn strøm til fx grønne brændstoffer (gennem såkaldt "Power-to-X").

I forlængelse af klimaaf talem fra juni 2020 har samme flertal i Folketinget indgået en tillægsaftale i februar 2021. Af tillægsaftalen fremgår, at "Energinet etablerer, driver og ejer det kollektive transmissionsnet og tilhørende elteknisk anlæg, som skal forbinde energierne til fastlandet i Danmark og udlandet."

Den politiske delaftale om energier fra september 2021 slår fast, at Energinets nettoudgifter til transport af el via energiernes kabler og anlæg så vidt muligt skal overvælttes på de private aktører, der vinder udbuddene om de havmølleparker, som kobles til energierne. De politiske

⁶Metoden kan findes på Energinets hjemmeside omkring tariffer <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Tariffer/Modernisering-af-tarifde-sign>. Direkte link til metoden: <https://energinet.dk/-/media/0AAA307C503B4546958D694C134CF6F1.pdf?la=da>

aftaler beskriver energiøer som et paradigmeskift fra traditionel udbygning af enkeltstående havmølleparker til at samle storskalahavvind med opkobling til en energiø, hvorfra elkabler til Danmark og udlandet bringer grøn strøm fra havvind til forbrugere og samtidigt tjener som samhandelsforbindelser mellem elmarkeder i flere lande. Energiforbindelser mellem lande udgør dermed et centralt element i de samlede energiøprojekter.

2.2 Transmissionsafgiftsforordningens betydning for betalingsmodel

Transmissionsafgiftsforordningens⁷ regler indeholder et loft for hvor mange omkostninger, der kan dækkes ved producenterne. Dette generelle loft er for Danmark 1,2 €/MWh (≈9 DKK/MWh). Dog er der bl.a. en undtagelse hertil, der vedrører omkostninger for fysiske aktiver, der er nødvendige for tilslutning til systemet eller opgradering af forbindelsen. Dette inkluderer også omkostninger forbundet med forstærkning af det bagvedliggende net.

Tilsvarende Energinets generelle producentbetalingsmodel er der i denne metode for energiøproducenter taget udgangspunkt i, at energiøproducenterne skal dække de omkostninger, som er nødvendige for deres tilslutning til systemet, det vil sige til anlæg på selve energiøen, samt den relevante del af de forbindelser, der er nødvendige for at sikre, at strømmen kan ilandføres. Den nærmere beskrivelse af det juridiske grundlag og vurderingen af betydningen af transmissionsafgiftsforordningen i denne metode findes i kapitel 4 og 5.

Det følger af Energinets øvrige tarifmetoder, at i det omfang omkostninger ved energiøerne ikke dækkes af indtægten fra tariferingen af energiøproducenterne, vil de yderligere omkostninger indgå i den almindelige netpulje, og derved blive opkrævet fra forbrugerne, se herom i afsnit 2.5.

2.3 Omkostningsægte tilslutningsbetaling

Et af de væsentligste principper for tariferingen, som beskrevet i retsgrundlaget i kapitel 4, er at denne skal være omkostningsægte, dvs. at de kategorier af netbrugere, som giver anledning til omkostninger, også skal dække de omkostninger, som de giver anledning til.

I den generelle producentbetalingsmodel er der indført standardiserede tilslutningsbidrag, bl.a. på baggrund af at Energinet udfører et større antal tilslutninger, hvorfor det er muligt at beregne standardiserede priser. Dog er der i den generelle producentbetalingsmodel, se kapitel 8 deri, også en undtagelse for projekter, der i særlig grad driver omkostninger.

Energiøer er store enkeltstående projekter, hvor der ikke er en lang række sammenlignelige projekter at foretage en standardberegning ud fra. Det betyder, at transmissionsomkostningen, som fastlægger tilslutningsbidraget, ikke kan opgøres ud fra standardpriser, men derimod må opgøres projektspecifikt – enten som faktisk realiserede omkostninger med den dertil knyttede risiko for energiøproducenten eller som forventede omkostninger plus en risikopræmie for afhændelsen af risikoen til Energinet.

⁷ Kommissionens forordning (EU) nr. 838/2010 af 23. september 2010 om retningslinjer for ordningen for kompensation mellem transmissionsoperatører og en fælles fremgangsmåde for regulering af transmissionsafgifter

2.4 Håndtering af flaskehalsindtægter i forbindelse med energiøer

Energinet optjener flaskehalsindtægter i forbindelse med handel på tværs af budzoner. Anvendelsen af disse indtægter er reguleret i artikel 19 i elmarkedsforordningen (2019/943) og gennem en metode for anvendelsen, som er godkendt af ACER (Decision No 38/2020)⁸. Hovedformålet med reguleringen er, at TSO'erne skal sørge for tilstrækkelig udvekslingskapacitet mellem landene.

Metoden definerer, at indtægter fra udvekslingsforbindelser primært skal anvendes til at opretholde/øge udvekslingskapaciteten mellem interne og eksterne prisområder. Herefter kan et eventuelt overskud mellem indtægter fra udvekslingsforbindelserne og de derved forbundne omkostninger anvendes til tarifnedsættelse eller opspares på en separat konto, såfremt regulator vurderer, at formålet er nået. Det følger af artikel 4, stk. 5, i den af ACER godkendte metode, at transmissionssystemoperatørerne i de respektive medlemslande skal indsende en plan til det nationale tilsyn, for så vidt angår, hvilke formål flaskehalsindtægterne skal benyttes. Energinet fremsender således en plan for anvendelse af flaskehalsindtægterne til Forsyningstilsynets godkendelse.

Energinet har senest ved Forsyningstilsynet den 21. november 2022 fået godkendt, hvordan Energinet inden for den ACER-godkendte metode vil anvende optjente flaskehalsindtægter. Forsyningstilsynets seneste afgørelser om Energinets anvendelse af flaskehalsindtægter kan findes via Energinets hjemmeside: <https://energinet.dk/el/elmarkedet/tariffer/aktuelle-tariffer/>.

Energinet anvender bl.a. flaskehalsindtægterne til delvist at dække drift og vedligehold af aktiver, nettab, systemydelse og kapitalomkostninger i afskrivningsperioden.

Energiøer er hybridanlæg, der anvendes dels som ilandføringsanlæg for elproduktion og dels som udvekslingsforbindelse mellem onshore budzoner. Energinet finder ikke, at flaskehalsindtægter, under den nuværende model for anvendelse af flaskehalsindtægter, projektspecifikt kan anvendes til at dække de omkostninger, der henføres til energiøproducenten. Det ville medføre, at flaskehalsindtægter, der ellers skulle gå til at dække en række af forskellige samlede puljer af omkostninger i systemet, i stedet skulle prioriteres til at dække en eller flere enkelte energiøproducenters omkostninger til de anlægsomkostninger, som de giver anledning til.

Flaskehalsindtægter indgår derfor ikke i den konkrete omkostningsfordeling, men indgår i Energinets omkostningsdækning på almindelig vis gennem den metode herfor, som til enhver tid er godkendt ved Forsyningstilsynet.

2.5 Omkostninger der ikke dækkes af energiøproducenter

Omkostninger, der ikke dækkes via enten tilslutningsbetalingen eller den løbende indfødnings-tarifering, vil indgå i netpuljen og dækkes af øvrige netbrugere i overensstemmelse med gældende metoder herfor⁹ og under hensyntagen til gældende regulering af økonomien i Energinets datterselskaber. I dag dækkes omkostningerne i netpuljen primært via Energinets nettarif,

⁸ DECISION No 38/2020 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 23 December 2020 ON THE METHODOLOGY FOR THE USE OF CONGESTION INCOME FOR THE PURPOSES REFERRED TO IN ARTICLE 19(2) OF REGULATION (EU) 2019/943 IN ACCORDANCE WITH ARTICLE 19(4) OF REGULATION (EU) 2019/943

⁹ Denne tilgang er blevet fulgt siden Energitilsynets godkendelse af metoderne for prisfastsættelsen i overensstemmelse med de principper, der fremgik af notat fra Elkraft system og Eltra, forud for Energinets oprettelse. Jf. Energitilsynets afgørelse af 25. oktober 2004, journalnr. 3/1307-0300-0074.

der opkræves af forbrugerne tilsluttet det kollektive elsystem. Dog er der pr. 1. januar 2023 indført tilslutningsbetaling fra producenter samt indført en geografisk differentiering af indfødningsstariffen.

Systemmæssige omkostninger, der indgår i systempuljen, dækkes i dag via systemtariffen, der opkræves for forbrug, samt balancetariffen for produktion, der opkræves for indfødnings til net. Der ændres ikke på dette i forbindelse med denne metode.

3. Indhold i metoden

3.1 Anvendelsesområde og definitioner

Denne metode for producentbetaling vedrører alle former for elproduktionsanlæg, som tilsluttes på en energiø og som kan føde energi ind på den, jf. metodens § 1, stk. 1. Producenter der er tilsluttet energiøer, benævnes herefter som energiøproducenter

Produktionsanlæg, som omfattes af metoden, er således alle anlæg, som omfattes af elforsyningslovens regler om indfødnings af energi, inkl. nettilslutningsbekendtgørelsen og elproduktionsbekendtgørelsen.

I dokumentet anvendes termen *produktionsanlæg* eller *anlæg*, som dækkende for ovenstående.

Metoden har, jf. § 1, stk. 2, i bilag 1 anført en nærmere definition på en række af de begreber, der anvendes i metoden eller metodebeskrivelsen.

3.2 Betalingselementer for energiøproducenter

Metoden beskriver i § 2, at energiøproducenter skal betale tre typer af tariffer, herunder tilslutningsbidrag, til dækning af Energinets omkostninger. Det drejer sig om tilslutningsbetalingen, den løbende indfødningsstarif, samt i øvrigt den balancetarif for produktion, der betales i henhold til allerede eksisterende metode.

I metodens §§ 3-11 fastlægges, hvordan tilslutningsbetalingen beregnes. I metodens § 15 fastlægges, hvilken indfødningsstarif energiøproducenten skal betale.

Endvidere henvises til, at energiøproducenter opkræves samme balancetarif for produktion, som øvrige producenter, jf. den til enhver tid gældende metode herfor.

3.3 Generelt om tilslutningsbetaling

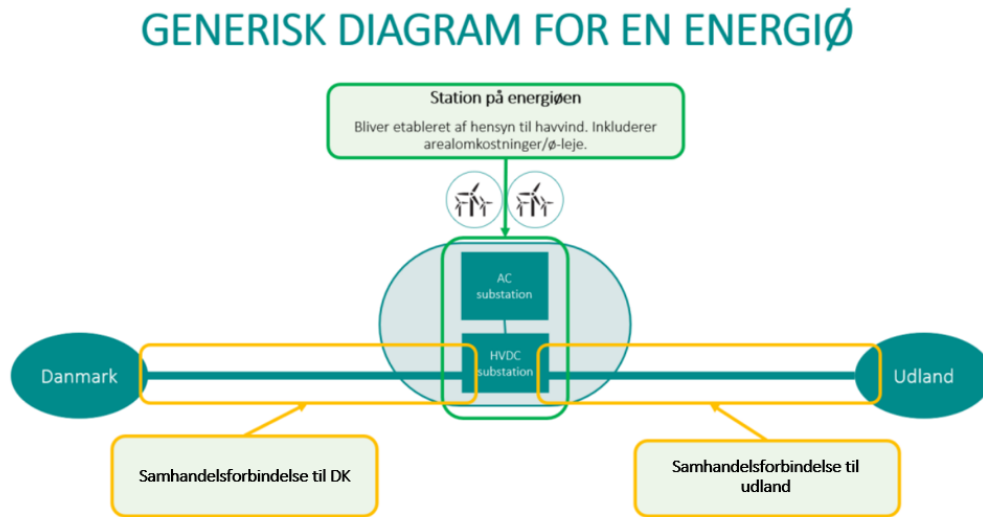
Energiøproducentens tilslutningsbetaling skal helt eller delvis dække omkostninger til en række anlægselementer, der etableres i forbindelse med en energiø.

Ved omkostninger forstås enten de faktisk realiserede omkostninger med den dertil knyttede risiko for energiøproducenten eller de forventede omkostninger plus en risikopræmie for afhændelsen af risikoen til Energinet. Sidstnævnte uddybes nærmere under beskrivelsen til § 13 om mulighed for opkrævning af fast pris.

En energiø er et hybridanlæg, der både fungerer som ilandføringsanlæg for energiøproducenten og som en samhandelsforbindelse mellem forskellige budzoner. De enkelte anlægselementer vil derfor blive kategoriseret efter, om de etableres alene af hensyn til energiøproducenten

eller om de også fungerer af hensyn til samhandlen mellem de budzoner, som energiøen er tilsluttet. Der kan også være visse anlægselementer, som ikke er relevante for energiøproducenten, fx forberedelse af tilslutning til et forbrugsanlæg, og som derfor ikke skal betales hverken helt eller delvist af energiøproducenten.

Figur 1 nedenfor illustrerer den tekniske opbygning af energiøer generelt, inkl. samhandelsforbindelserne og tilslutningspunkterne på land. (Figuren viser ikke eventuelle elementer, som ikke er relevante for energiøproducenten.)



Figur 1 Topologi for energiøer

Denne opdeling i anlæg, der udelukkende etableres af hensyn til nettilslutningen af energiøproducenten vs. anlæg, der tjener et dobbelt formål, ligger således til grund for,

- om omkostningerne for de enkelte anlægselementer skal overvæltes fuldt ud på energiøproducenten,
- om omkostningerne skal deles imellem energiøproducenten og de øvrige netbrugere,
- eller om energiøproducenten helt skal friholdes for omkostningerne.

Metodens § 3 fastlægger de anlægselementer, hvor omkostningerne skal indregnes fuldt ud i energiøproducentens tilslutningsbetaling. Metodens § 4 fastlægger de anlægselementer, hvor omkostningerne skal deles efter den fastsatte fordelingsnøgle.

I den følgende tabel vises et overblik over anlægselementerne og hvorledes de dækkes (i det omfang de ikke allerede dækkes via indtægterne beskrevet i § 10). Dette detaljeres i de efterfølgende afsnit.

Anlægselement	Hvorledes dækkes omkostningerne til anlægselementet
HVAC-stationer samt tilslutning af energiøproducenten til HVAC-station på energiøer, herunder tilhørende stationsarealer.	Dækkes af energiøproducenten
HVDC-transmissionsstationer samt konvertere på energiøer udelukkende relateret til nettilslutning af energiøproducenten, herunder tilhørende stationsarealer.	Dækkes af energiøproducenten

HVDC-brydere placeret på energiøer, herunder tilhørende stationsarealer.	Dækkes via fordelingsnøglen i kapitel 3.7
Transmissionsforbindelser mellem energiøer og dansk onshore transmissionsnet samt felter og øvrige stationsanlæg specifikt til tilslutning til dansk onshore transmissionsnet, herunder tilhørende stationsarealer.	Dækkes via fordelingsnøglen i kapitel 3.7
Transmissionsforbindelser mellem energiøer og udenlandsk onshore transmissionsnet samt felter og øvrige stationsanlæg specifikt til tilslutning til onshore transmissionsnet i udlandet herunder tilhørende stationsarealer.	Dækkes via fordelingsnøglen i kapitel 3.7

3.3.1 Fordeling af omkostninger på flere energiøproducenter i den enkelte udbudsfase

Såfremt der i en udbudsfase fordeles kapacitet til flere udbudsvindere, vil omkostningerne blive fordelt forholdsmæssigt efter den tildelte kapacitet, jf. de bestemmelser der fremgår af § 3, stk. 2, og § 4, stk. 2. Særligt for så vidt angår de omkostninger, som fuldt ud skal dækkes af energiøproducenten, kan det være tilfældet, at disse eller nogle af dem, specifikt kan henføres til den enkelte energiøproducent. I sådanne tilfælde vil fordelingen af omkostningerne mellem energiøproducenterne skulle tage højde for dette.

3.3.2 Stationsarealer på energiøerne

Der er behov for arealer til at etablere de nødvendige tekniske anlæg til at forbinde energiøen dels med havvindmølleparkerne og dels med samhandelsforbindelserne til Danmark og til andre lande. Arealerne er derfor et fysisk aktiv, der er nødvendigt for tilslutning af havvindmølleparkerne til systemet.

De nødvendige stationsarealer kan anskaffes:

- ved etablering af offshore platforme,
- ved at købe eller leje en andel af en kunstig ø
- eller ved køb af fysiske arealer (som det forventes i Østersøen ifm. energiø såsom Bornholm).

Dækningen af arealomkostningerne følger opdelingen af hhv. omkostninger, der dækkes fuldt ud eller efter fordelingsnøglen.

Såfremt et areal erhverves i forbindelse med etableringen af stationen, som fx forventes på Energiø Bornholm, så indregnes disse omkostninger i tilslutningsbidraget tilsvarende øvrige afholdte anlægsomkostninger. Såfremt et areal lejes, så overvælter Energinet den del af lejen, som vedrører energiøproducenten, til denne. Der er således ikke forskel på energiøproducentens betalingsandel ud fra, om arealet er købt eller lejet, men der kan være forskel på, hvordan overvæltningen sker i praksis, dvs. indregnes i et tilslutningsbidrag eller om den opkræves i samme kadence, som Energinet skal betale en leje.

3.4 Omkostninger der dækkes fuldt ud af energiøproducenter

3.4.1 HVAC-stationer samt anlæg til tilslutning af produktionsanlæg

HVAC-stationerne etableres udelukkende for at kunne nettilslutte produktionsanlæg. Omkostninger til HVAC-stationer og anlæg til nettilslutning af produktionsanlæg tilsluttet energiøer i disse HVAC-stationer afholdes af energiøproducenten, jf. § 3, stk. 1, nr. 1. Dette inkluderer også omkostningerne til det areal, som anlægget står på.

3.4.2 HVDC-transmissionsstationer samt konvertere på energiøer udelukkende relateret til nettilslutning af energiøproducenten

På energiøerne etablerer Energinet HVDC-transmissionsstationer samt konvertere fra HVAC- til HVDC-stationerne til modtagelse af strøm fra produktionsanlæggene. Der er altså tale om fysiske aktiver, der alene er nødvendige for tilslutningen af produktionsanlæggene. Omkostninger til HVDC-stationer og konvertere fra HVAC- til HVDC-stationerne i disse HVDC-stationer afholdes af energiøproducenten, jf. § 3, stk. 1, nr. 2. Dette inkluderer også omkostningerne til det areal, som anlægget står på.

3.5 Omkostninger der betales efter fordelingsnøgle

3.5.1 HVDC-brydere ifm. energiøer

Energiøer vil blive anlagt med HVDC-konvertere placeret på energiøen, samt med flere HVDC-forbindelser til onshore transmissionsnet. Dette vil således udgøre et multi-terminal HVDC-netværk. Dette tekniske koncept kan i praksis kun bringes til at fungere med HVDC-brydere på energiøen, så der er mulighed for – i tilfælde af elektriske fejl på en enkelt HVDC-forbindelse eller i en enkelt HVDC-sektion på energiøen – hurtigt at isolere den fejlramte del af HVDC-transmissionsnettet, uden at hele den ene pol af HVDC-netværket og halvdelen af elproduktionen på energiøerne først skal lukkes helt ned, med de deraf afledte store forstyrrelser på elproduktionen på energiøerne såvel som på alle de onshore AC-transmissionsnet, som energiøen er forbundet til.

Det er derfor et grundlæggende design-krav i et HVDC-netværk, at der er HVDC-brydere på energiøerne. HVDC-bryderne etableres for at muliggøre, at HVDC-forbindelserne fra energiøerne til tilslutningspunkterne på land samtidig også kan udnyttes som samhandelsforbindelser, uden at en tilfældig fejl et sted i HVDC-transmissionsnettet kan medføre udfald af så meget produktion, at det overstiger, hvad det kollektive AC-eltransmissionssystem på land er dimensioneret til at kunne tåle. Ved fejl i HVDC-transmissionsnettet gør HVDC-bryderne det muligt – automatisk og lynhurtigt – at ”sektionere” HVDC-transmissionsnettet, så det maksimalt er den elproduktion, som indføres via én pol på én HVDC-konverter på energiøen, som vil blive udkoblet.

Energiøen etableres derfor fra starten med HVDC-brydere imellem HVDC-sektionerne på energiøerne og eventuelt – såfremt det er nødvendigt for at sikre stabiliteten af det samlede eltransmissionssystem, når forbindelserne både skal muliggøre ilandføring af elproduktion fra havvind og samhandel – også på forbindelserne til land.

I første fase, hvor der kun er tale om en direkte forbindelse fra Danmark til et andet land og med forbindelse til en energiø midt på strækningen, etableres der det antal HVDC-brydere, som der er et teknisk behov for af hensyn til at sikre stabiliteten af det samlede eltransmissionssystem, når forbindelserne både skal muliggøre ilandføring af elproduktion fra havvind og samhandel.

Omkostninger til HVDC-brydere skal derfor, jf. § 4, stk. 1, nr. 1, deles imellem energiøproducenten og de øvrige netbrugere på samme måde som omkostninger til selve transmissionsforbindelserne efter den fordelingsnøgle, der er fastsat i §§ 5-9; se afsnit 3.7.

3.5.2 Transmissionsforbindelser mellem energiøer og dansk onshore transmissionsnet

Energinet etablerer forbindelserne mellem energiøerne og tilslutningspunkterne til transmissionsnettet på land i Danmark, samt tilslutningen til disse. Heri indgår også de arealer, som de pågældende anlægselementer står på. Dette udgør den danske del af forbindelserne i den samlede samhandelsforbindelse.

Dette er anlægselementer, der både anvendes som ilandføring af elproduktionen på energiøen, samt som samhandelsforbindelse, hvorfor omkostninger, jf. § 4, stk. 1, nr. 2, skal deles efter den fordelingsnøgle, der er fastlagt i §§ 5-9. Heri inkluderes dog alene de felter og øvrige stationsanlæg og dertil hørende arealer, der specifikt vedrører tilslutningen af kabelforbindelserne fra energiøen til det danske onshore transmissionsnet.

3.5.3 Transmissionsforbindelser mellem energiøer og udenlandsk onshore transmissionsnet

Energiøen vil være forbundet til udlandet via transmissionsforbindelser fra energiøen til et udenlandsk onshore transmissionsnet og tilslutningen hertil.

De omkostninger, som Energinet eventuelt afholder til disse anlægselementer, dvs. kabler til udlandet og eventuelle andre omkostninger til transmission til udlandet afhænger af den ejerskabs- og omkostningsfordeling, der aftales mellem Energinet og den pågældende udenlandske TSO. I det omfang omkostningerne er dækket af den udenlandske TSO, skal disse omkostninger således ikke indregnes i den betaling, som skal dækkes af energiøproducenten, jf. § 10. Denne regel gælder generelt ift. de omkostninger, som dækkes af udenlandsk TSO, men det vil typisk være denne del af omkostningerne, som i særlig grad kan være dækket af udenlandsk TSO.

Dette er anlægselementer, jf. § 4, stk. 1, nr. 3, der både anvendes som ilandføring af elproduktionen på energiøen, samt som samhandelsforbindelse, hvorfor omkostninger skal deles efter den fordelingsnøgle, der er fastlagt i §§ 5-9. Heri inkluderes dog alene de felter og øvrige stationsanlæg og dertil hørende arealer, der specifikt vedrører tilslutningen af kabelforbindelserne fra energiøen til det udenlandske onshore transmissionsnet.

3.6 Særlige anlægselementer, der ikke vedrører tilslutningen af elproduktion til en energiø

Den anmeldte metode fokuserer på at beskrive, hvilke omkostninger energiøproducenten skal dække, men der er behov for også kort at beskrive, at der på en energiø kan foretages anlægsinvesteringer, der er en energiøproducent uvedkommende. Ved etablering af en energiø skal omkostningerne til anlægselementer, der ikke vedrører tilslutningen af elproduktion til øen, indgå i den almindelige netpulje og ikke dækkes helt eller delvist af den elproduktion, der tilsluttes energiøen. Dette kan fx dreje sig om kobling til det bornholmske elnet ved Energiø Bornholm eller forberedelse af stationen til tilslutning af forbrugsanlæg. Energinet afholder derfor omkostningerne til dette som en del af den almindelige netpulje. Disse omkostninger indgår altså ikke i omkostningerne til nettilslutning for energiøproducenten.

3.7 Fordelingsnøgle

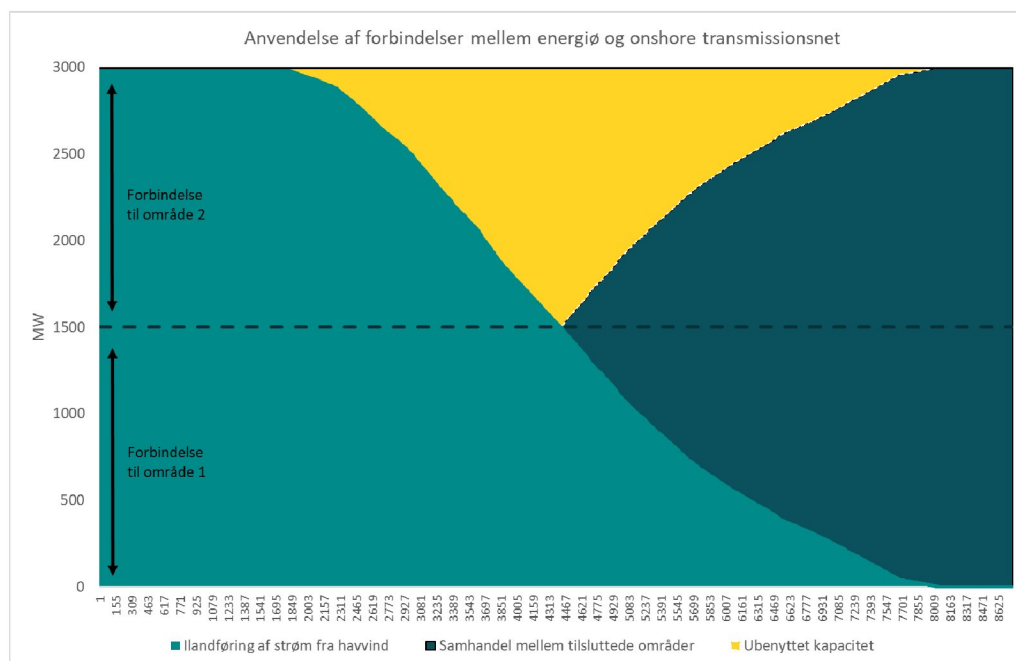
Dette kapitel indeholder nøglen for fordelingen af omkostningerne til de anlægselementer, der er etableret både af hensyn til ilandføringen af energiøproducentens elproduktion og af hensyn til samhandlen mellem budzoner. Det vil sige, at alle de omkostninger, der er beskrevet i § 4, stk. 1, skal fordeles efter nedenstående principper. Overordnet udgør det, der er defineret som

anlægselementer, hvor omkostningerne skal deles efter fordelingsnøglen, de nødvendige anlægselementer for, at samhandelsforbindelser, som etableres mellem energiøer og onshore transmissionsnet, kan fungere.

Kapaciteten på energiøers samhandelsforbindelser kan, jf. § 5, inddeles i tre typer:

- ilandføring af indfødt elproduktion fra energiøproducenten tilkøbet energiøen,
- til samhandel mellem lande tilkøbet energiøen
- og endelig vil der være perioder, hvor noget af kapaciteten på samhandelsforbindelserne ikke kan benyttes, da én af samhandelsforbindelserne er fyldt (ubenyttet kapacitet).

Figur 2 giver et illustrativt eksempel på ovenstående anvendelsesmuligheder baseret på den teoretisk maksimale udnyttelse hen over et år (8.760 timer) på begge samhandelsforbindelser fra energiøen. Figuren illustrerer den teoretiske udnyttelse på de to samhandelsforbindelser hver for sig (adskilt af den stiplede linje) i et scenarie med 3 GW havvind tilkøbet energiøen og samhandelsforbindelser på hver 1,5 GW til henholdsvis område 1 og 2, der repræsenterer hver sit onshore transmissionsnet. Metoden for beregning af anvendelsesmulighedernes andele og deres fordeling beskrives i det følgende.



Figur 2: Anvendelsesmuligheder for samhandelsforbindelser mellem en energiø og onshore transmissionsnet over et år. Sorteret fra størst-til-mindst indfødning fra vindproduktion (og heraf ilandføring) fra energiøen. Det samlede areal er den mulige anvendelse på begge samhandelsforbindelser, der er opdelt i henholdsvis anvendelse til ilandføring (turkis), anvendelse til samhandel (mørkeblå) og ubenyttet kapacitet (gul). Scenariet tager udgangspunkt i en fast flowretning mod område 1 fra henholdsvis energiø (ilandføring) og område 2 (samhandel).¹⁰

¹⁰ Bemærk figurens illustration tager udgangspunkt i et scenarie med to samhandelsforbindelser med identisk kapacitet (1500 MW) tilkøbet en energiø med 3 GW havvind tilkøbet. I bilag 1 illustreres yderligere scenarier, hvor de to samhandelsforbindelsers kapacitet ikke er identisk. Bemærk, at den samlede mulige samhandelskapacitet imellem de to lande er den mindste af kapaciteterne på de to samhandelsforbindelser, og figuren viser summen af de kapaciteterne på de to samhandelsforbindelser.

Fordelingsnøgler bestemmes for hver enkelt samhandelsforbindelse for sig. Det er i princippet den relative størrelse af de forskellige farvede områder på hver side af den stiplede linje i figuren, som er bestemmende for fastlæggelsen af fordelingsnøglerne.

Energiøproducenten tilkoblet energiøerne skal betale både for den andel af kapaciteten, der benyttes til ilandføring og den andel af kapaciteten, som ikke kan benyttes. Øvrige netbrugere skal betale for den andel af kapaciteten, der kan anvendes til samhandel.

Såfremt der, jf. § 4, stk. 2, er flere energiøproducenter, hvis anlæg skal tilsluttes energiøen i forbindelse med samme udbudsrunde, fordeles omkostningerne forholdsmæssigt efter den enkelte energiøproducents del af den samlede indfødningskapacitet.

Det fremgår af § 5, stk. 2, at fordelingsnøglen beregnes på forhånd for hele koncessionsperioden på baggrund af de nærmere bestemmelser i §§ 6-9. Disse bestemmelser gennemgås i det følgende. Beregningen sker på forhånd således, at det inden budgivning i udbuddet for energiøerne er muligt for en potentiel kommende energiøproducent at tage højde for omkostningerne til tilslutningsbetalingen.

Denne model er også valgt, da 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 energiøproducenten, der i høj grad er årsag til at energiøen etableres, til forbrugerne (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 i forhold til at sikre at den brugergruppe, der er med til at give anledning til afholdelse af anlægsomkostningerne, også bidrager til at dække disse.

Det fremgår af § 5, stk. 3, at fordelingsnøglen beregnes for hver enkelt fase for sig. Da det ikke forventes at være fastlagt på forhånd, hvordan eventuelle senere udbygninger af energiøerne skal ske, er det ikke muligt at inddrage dette i beregningen.

3.7.1 Kapacitet til ilandføring af strøm

Efter metodens § 6 betaler energiøproducenten den andel af omkostningerne til de delte anlægselementer, der svarer til den andel af samhandelsforbindelsernes kapacitet, som anvendes til ilandføring af strøm fra energiøproducentens produktionsanlæg.

Andelen, der anvendes til ilandføring af strøm, opgøres som den forventede kapacitet anvendt til *indfødnig* af elproduktion på energiøen delt med den samlede kapacitet på energiøens samhandelsforbindelser. Den indfødte elproduktion på energiøen baseres på energiøproducentens forventede elproduktion time for time. Udgangspunktet herfor er den forventede årlige vindproduktionsprofil. Afsnit 3.7.4 beskriver de beregningsmæssige forudsætninger. I Figur 2 er andelen vist som den turkise del "Ilandføring af strøm fra havvind".

3.7.2 Kapacitet med mulighed for anvendelse til samhandel

Efter metodens § 7 skal energiøproducenten ikke betale for den andel af omkostningerne til de delte anlægs-elementer, der svarer til den andel af samhandelsforbindelsernes kapacitet, det er muligt at udnytte til samhandel efter, at al energiøens elproduktion er ilandført.

Samhandel kan finde sted, hvis der er overskydende kapacitet på forbindelserne efter, at al produceret strøm fra energiøen er ilandført. Kapacitet, der kan anvendes til samhandel, er således begrænset af, at kapaciteten skal være til rådighed på de samhandelsforbindelser, der handles på. I Figur 2 er andelen vist som den mørkeblå del "Samhandel mellem tilsluttede områder". Andelen af kapacitet, der anvendes til samhandel, opgøres som kapaciteten til rådighed for samhandel delt med den samlede kapacitet på samhandelsforbindelsen.

Når samhandelsforbindelser til/fra energiøen har samme kapacitet, er kapaciteten til rådighed for samhandel uafhængig af, i hvilken retning strømmen ilandføres. Når samhandelsforbindelser til/fra energiøen ikke har samme kapacitet, vil den maksimalt mulige samhandel fås i en situation, hvor energiøens elproduktion altid ilandføres i retningen med størst samhandelskapacitet. Omvendt fås den minimalt mulige samhandel i en situation, hvor energiøens elproduktion altid ilandføres i retningen med mindst samhandelskapacitet. Kapaciteten til samhandel svarer derfor til den ledige kapacitet på den største af samhandelsforbindelserne, efter at al energiøens produktion er ført gennem forbindelsen, dog maksimalt svarende til kapaciteten på den mindste af samhandelsforbindelserne. Se nærmere om flowretningen i afsnit 3.7.4.2.

Energinet foreslår at lade de øvrige netbrugere afholde omkostninger svarende til den andel af samhandelskapacitet, der er på forbindelserne, uanset om denne kapacitet udnyttes eller ej.

3.7.3 Kapacitet der ikke kan udnyttes

Efter metodens § 8 betaler energiøproducenten den andel af omkostningerne til de delte anlægs-elementer, der svarer til den andel af samhandelsforbindelsernes kapacitet, der ikke kan udnyttes.

Andelen af kapacitet, der ikke kan udnyttes, opgøres som den tilbageværende kapacitet, når kapacitet anvendt til henholdsvis ilandføring af havvind og mulig samhandel er opgjort, delt med den samlede kapacitet på samhandelsforbindelsen. I Figur 2 er andelen vist som den gule del "Ubenyttet kapacitet".

Kapaciteten på samhandelsforbindelserne, som ikke kan udnyttes til hverken ilandføring eller samhandel, opstår typisk, fordi energiøproducentens indfødnig fra elproduktion spærrer for yderligere samhandel via energiøen¹¹. Derfor anses det som rimeligt, at alene energiøproducenten bærer omkostningen til ubenyttet kapacitet.

¹¹ Konkret opstår situationen, når én af energiøens samhandelsforbindelser er helt eller delvist fyldt op af ilandføring af energiøproducentens indfødnig fra elproduktion, se det gule område i Figur 2 til illustration. Hvis den ene samhandelsforbindelse er fyldt helt

Hvis samhandelsforbindelserne har symmetrisk (ens) kapacitet vil det altid være energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, som spærrer for yderligere samhandel (se Figur 2 til illustration).

Ved asymmetrisk kapacitet på samhandelsforbindelserne vil ubenyttet kapacitet til dels være et resultat af energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, og til dels et resultat af, at samhandlen begrænses til maksimalt at tilsvare kapaciteten på den mindste af de to samhandelsforbindelser. Asymmetrisk kapacitet på de forskellige samhandelsforbindelser fra energiøen (fx fra Energiø Bornholm, se bilag 1) vil sammenlignet med et scenarie med symmetrisk, men tilsvarende samlet kapacitet på samhandelsforbindelserne, øge andelen af ubenyttet kapacitet på forbindelserne totalt set. Andelen af samhandel og ubenyttet kapacitet vil dog påvirkes forskelligt på de forskellige samhandelsforbindelser. Samhandelsforbindelsen med mindst kapacitet vil have en mindre andel ubenyttet kapacitet og en større andel samhandel. Modsat vil samhandelsforbindelsen med størst kapacitet have en større andel af ubenyttet kapacitet og en mindre andel samhandel, da samhandelsforbindelsen med mindst kapacitet i flere tilfælde vil være begrænsende for samhandelspotentialen på den største af forbindelserne¹². Hvor stor påvirkning asymmetrisk kapacitet på samhandelsforbindelserne vil have for andelen af ubenyttet kapacitet afhænger af størrelsen af asymmetrien. Baseret på det konkrete tilfælde med asymmetrisk kapacitet på samhandelsforbindelserne fra Energiø Bornholm vurderes det rimeligt, at energiøproducenten betaler for andelen af ubenyttet kapacitet. Dette skal ses i lyset af, at fordelingsnøglerne for Energiø Bornholm i praksis kun er relevant for samhandelsforbindelsen med lavest kapacitet (forbindelsen til Sjælland), på hvilken der ikke vil være situationer med ubenyttet kapacitet grundet den anden samhandelsforbindelse med størst kapacitet (forbindelsen til Tyskland).

Overkapacitet på samhandelsforbindelserne sammenlignet med indfødningskapacitet for energiøproducenten vil påvirke fordelingen af anvendelsesmulighederne på samhandelsforbindelserne, men det er fortsat energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, der er årsag til ubenyttet kapacitet. Overkapacitet på samhandelsforbindelserne fra energiøen sammenlignet med energiøproducentens indfødningskapacitet vil ligeledes påvirke andelen af ubenyttet kapacitet. Overkapacitet vil reducere andelen af kapacitet brugt til ilandføring og øge andelen af samhandel på forbindelserne fra energiøen. Dertil vil overkapacitet i udgangspunktet være et resultat af valg af standardstørrelser på samhandelsforbindelserne, hvorfor de ekstra omkostninger for overkapaciteten på samhandelsforbindelserne sandsynligvis vil være marginale. Yderligere vil der fortsat kunne argumenteres for, at det i bund og grund er ilandføring af energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, som spærrer for samhandlen ved overkapacitet. Med baggrund i ovenstående forhold vurderes det rimeligt, at energiøproducenten betaler for ubenyttet kapacitet, selv når der er overkapacitet på samhandelsforbindelserne.

3.7.4 Beregningsmæssige forudsætninger

3.7.4.1 Indfødningsprofil for energiøproducenten

Den forventede indfødningsprofil på energiøen for energiøproducentens elproduktion og den heraf mulige samhandel via en energiø mellem de til energiøen tilkoblede lande bestemmes på timebasis over et år.

op af ilandføring af elproduktion fra energiøen, og der samtidig ikke er indfødnings fra elproduktion nok til at fylde den anden samhandelsforbindelse op, kan den resterende kapacitet ikke udnyttes til samhandel (venstre halvdel af Figur 2). Når den ene samhandelsforbindelse er fyldt delvist op af ilandføring af energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, vil det kun være muligt at samhandle indtil den ene af de to samhandelsforbindelser er fyldt helt op (højre halvdel af Figur 2).

¹² Se eventuelt **Fejl Henvisningskilde ikke fundet**, for illustration heraf.

Det er nødvendigt i metoden at tage højde for, at anlægssammensætningen (hvis der fx overplantes eller etableres forbrugsanlæg) bag tilslutningspunktet kan påvirke indfødningsprofilen. Den forventede indfødningsprofil fra elproduktion på energiøen baseres derfor, jf. § 9, stk. 2, på den af følgende metoder, der giver den største betalingsandel for energiøproducenten:

1. Den forventede indfødningsprofil fra installeret produktionskapacitet for havvind svarende til det aftalte indfødningsomfang.
2. Såfremt energiøproducenten overplanter med ekstra produktionskapacitet udover det aftalte indfødningsomfang, og/eller såfremt energiøproducenten også etablerer forbrugs- og/eller energilageranlæg bag nettilslutningspunktet på energiøen, beregnes den forventede indfødningsprofil fra energiøproducenten under hensyntagen til energiøproducentens samlede portefølje af anlæg bag nettilslutningspunktet på energiøen og et forventet driftsmønster for disse anlæg.

Baggrunden for dette er for det første at sikre, at energiøproducenten mindst betaler for den forventede indfødningsprofil, der vil forventes ved den etablerede indfødningskapacitet. For det andet sikres det ved metoden, at energiøproducenten også dækker de relevante omkostninger i de tilfælde, hvor energiøproducentens samlede anlægsdesign medfører, at kapaciteten der er tilgængelig for samhandel, mindskes.

De forudsatte mulige produktionsprofiler for havvindmøller tilkoblet henholdsvis Energiø Bornholm og Energiø Nordsøen er for nuværende baseret på udtræk fra CorRES¹³, der anvendes i Energinets energisystemsimuleringsværktøj SIFRE. Produktionsprofilen er blandt andet baseret på den historisk observerede vindhastighed for energiøens placering. Der tages udgangspunkt i produktionsprofilen for ét år. For nuværende anvendes året 2008, da det anvendes i Energinets analysearbejde som et standard klimaår¹⁴ for Danmark. Produktionsprofilen er skaleret til det forventede antal fuldlasttimer for energiøens havvindproduktion i *Analyseforudsætninger til Energinet*. Figurer og beregnede fordelingsnøgler i bilag 1 tager udgangspunkt i *Analyseforudsætninger til Energinet 2022*. Heri forudsættes henholdsvis 4.550 fuldlasttimer (MWh/MW) pr. år for havvinden ved Energiø Bornholm og 4.750 fuldlasttimer pr. år for havvinden i fase 1 ved Energiø Nordsøen.

I tilfælde af overplantning af energiøproducentens VE-produktionskapacitet udover den aftalte indfødningskapacitet på energiøen vil ovenfor beskrevne metode ligeledes anvendes til at fastsætte indfødningsprofilen. Overplantning kan forekomme ved udbygning med havvindmøller udover indfødningskapaciteten, men potentielt også via anden VE-produktionskapacitet som fx solceller eller landvindmøller på Bornholm. Indfødningsprofilen for energiøproducentens elproduktion vil i det tilfælde beregnes som en kombineret profil for de tilsluttede produktionsanlæg under hensyntagen til den aftalte indfødningskapacitet.

I tilfælde af, at energiøproducentens portefølje af anlæg på energiøen også omfatter andre produktions-, forbrugs- (fx Power-to-X) og/eller energilageranlæg, vil den forventede indfødningsprofil baseres på en konkret vurdering af driften af energiøproducentens samlede portefølje af anlæg, fx baseret på Energinets simuleringsværktøjer.

¹³ CorRES er et værktøj udviklet af DTU, som Energinet bruger til at danne tidsserier for VE-produktionsenheder på specifikke lokationer og i specifikke klimaår (<https://corres.windenergy.dtu.dk/>).

¹⁴ Ved et klimaår forstås variationen i vind, sol, temperatur og nedbør hen over et år. Energinet har også overvejet at anvende produktionsprofiler for flere historiske år end bare ét år (år 2008 pt.). Tilgangen er dog fravalgt, da produktionsprofilerne alligevel skaleres til et fast antal fuldlasttimer, hvilket på årsniveau vil fjerne det meste af variationen i havvindproduktionsprofilerne for forskellige år. Således vil anvendelse af flere historiske års produktionsprofiler kun have marginal effekt på de beregnede fordelingsnøgler.

3.7.4.2 Flowretning

Der vil være forskel på den mulige samhandel via en energiø afhængigt af i hvilken retning energiøproducentens indfødsning fra elproduktion ilandføres, medmindre kapaciteten på de forskellige samhandelsforbindelser fra energiøen er identiske. Ligeledes er ilandførings-/samhandelsretningen relevant, når fordelingen af kapacitet på de tre typer anvendelse betragtes på hver enkelt samhandelsforbindelse fra energiøen for sig. Dette fremgår også af de præsenterede resultater for Energiø Bornholm og Energiø Nordsøen i bilag 1.

De to mulige flowretninger på hver enkelt samhandelsforbindelse vægtes ud fra de forventede elpriser, og derved forventet flowretning, i den seneste udgave af Energinets elprisfremskrivning.¹⁵

Energinets fordeling af de to flowretninger baseres på simulerede elpriser på timeniveau for den relevante danske budzone, hvor Energiøen er tilkoblet (dvs. enten Vestdanmark (DK1) eller Østdanmark DK2)), samt den(/de) udenlandske budzone(r), som Energiøen også er tilkoblet. Når elprisen i den relevante danske budzone er mindre end elprisen i den udenlandske budzone vurderes det overordnede flow at gå fra Danmark via Energiøen til udlandet, og vice versa. Timer med ens elpriser i budzonerne tilkoblet Energiøen, hvorfor flowretningen via Energiøen ikke er entydig ud fra elpriserne, fordeles ligeligt til hver flowretning. Der tages udgangspunkt i estimerede elpriser i et normalt klimaår (i dag 2008) og de tre simuleringsår 2030, 2040 og 2050 til beregning af én samlet fordeling af flowretning, der vurderes repræsentativ for hele koncessionsperioden.

3.8 Indtægter til modregning i omkostningerne

Metoden indeholder i § 10 en beskrivelse af, hvilke indtægter, der skal modregnes i omkostningerne.

En energiø vil være forbundet til et eller flere øvrige lande. I den forbindelse vil Energinet indgå aftaler med en eller flere udenlandske TSO'er (transmissionssystemoperatører) om etablering af disse forbindelser. Sådanne aftaler kan indeholde nærmere bestemmelser om omkostningsfordelingen. I det omfang en udenlandsk TSO dækker omkostninger til anlæg, fx samhandelsforbindelser eller anlæg på energiøen, fradrages dette i omkostningsopgørelsen, således at der ikke opkræves omkostninger fra energiøproducenter, som allerede er dækket.

I det omfang Energinet opnår EU-støtte eller anden støtte til projektet, fradrages denne støtte i omkostningsbasen, således at der ikke opkræves omkostninger, som allerede er dækket igennem EU-støtten.

Indtægter fradrages i de omkostningsposter, som støttegiver eller udenlandsk TSO har angivet de vedrører. Såfremt indtægter går til hele projektet eller nærmere specificerede dele af projektet, fradrages indtægter forholdsmæssigt i disse puljer af omkostninger.

3.9 Udgifter til reetablering

Energiøproducenter skal, jf. metodens § 11, også dække udgifter til reetablering for de anlægselementer, hvor de dækker omkostningerne.

¹⁵ Den nyeste fremskrivning fra juni 2023 findes her: [Analyseforudsætninger 2022 \(energinet.dk\)](https://energinet.dk/Analyseforudsætninger-2022).

Energinet vil fastlægge betalingen hertil ud fra det budget for reetablering, der beregnes. Dette gøres ud fra de samme regnskabsmæssige metoder, som Energinet i øvrigt anvender og som følger årsregnskabslovens bestemmelser.

Konkret betyder det, at energiøproducenterne vil blive opkrævet en løbende betaling til dækning af reetableringsudgifter. Den løbende betaling består af hhv. en nominelt konstant afskrivning på et reetableringsaktiv og en løbende værdiregulering.

Reetableringsaktivet afskrives lineært over koncessionsperioden og opgøres ved først at prisjustere den estimerede reetableringsomkostning med en inflationsforventning, således at reetableringsomkostningen udtrykkes i priserne i året for udførelsen af reetableringen. Derefter tilbagediskonteres reetableringsomkostningen med en lang, dansk statsobligationsrente (forventeligt en statsobligation med 20 års løbetid). Det opgjorte beløb deles med antal år i koncessionsperioden for at opgøre den årlige afskrivning. Hvis der opstår ændringer til den forventede, fremtidige reetableringsomkostning, f.eks. som følge af en ændret affaldslov, vil reetableringsaktivet blive justeret og afskrevet over restlevetiden.

For at opgøre den årlige værdiregulering udføres årligt en tilsvarende tilbagediskontering af den fremtidige omkostning til det givne år, hvori værdireguleringen skal opgøres. Den årlige værdiregulering består af differencen mellem det diskonterede beløb i året og det tilsvarende diskonterede beløb året inden.

Tilgangen sikrer, at summen af afskrivninger og værdiregulering vil svare til den forventede, fremtidige reetableringsomkostning. Den positive likviditetspåvirkning fra opsparingen til reetablering modregnes i finansieringsbehovet fra anlægsinvesteringen, således at renteindtægterne fra reetableringsopsparingen reducerer renteomkostningerne ved finansieringen af anlægsinvesteringen.

3.10 Elproducenternes betalingsforpligtelse

Energinet opkræver omkostningerne, som energiøproducenten skal betale jf. §§ 3-11, som en tilslutningsbetaling, der fordeles ud over hele koncessionsperioden eller støtteperioden (der tænkes her på tilfældet, hvor staten i en periode støtter energiøproducenten, hvilket afhænger af det enkelte udbud).

Denne model imødekommer et ønske fra aktørerne om at kunne fordele betalingen ud over en længere periode.

Det fastlægges yderligere i metodens § 12, stk. 2, at opkrævningen vil indeholde de kapitalomkostninger, som er fastlagt i den økonomiske regulering af eltransmissionsvirksomhed jf. den til enhver tid gældende udgave af bekendtgørelse om indtægtsramme og reguleringsregnskab for den, der varetager transmissionsvirksomhed af elektricitet (indtægtsrammebekendtgørelsen)¹⁶. For aktiver under indtægtsrammeregulering fastlægger Forsyningstilsynet forud for reguleringsperioden en egenkapitalforrentningssats samt en regulatorisk fastsat soliditetsgrad, der danner grænsen for, hvor meget egenkapital, der kan forrentes med egenkapitalforrentningssatsen. For aktiver under hvile-i-sig-selv-reguleringen forrentes egenkapital med prisregulering med henblik på at fastholde realværdien. Fremmedkapitalomkostningen er i både hvile-i-sig-selv- og indtægtsrammereguleringen indregnet som Energinets faktiske låneomkostninger

¹⁶ Ved metodens udarbejdelse er bekendtgørelse nr. 1541 af 19. december 2022 om indtægtsramme og reguleringsregnskab for den, der varetager transmissionsvirksomhed af elektricitet den gældende udgave.

tillagt et renterisikotillæg, der opgøres med henblik på at sikre, at aktiviteterne finansieres på markedsmæssige vilkår.

Denne model, hvor betalingen fordeles over hele koncessionsperioden, indeholder en risiko ift. en eventuel konkurs hos energiproducenten. Eventuelle manglende betalinger fra energiproducenterne skal ikke dækkes via netpuljen, men vil skulle dækkes af Energinets egenkapital. Der laves inter partes aftaler herom imellem Energinet og Klima, Energi- og Forsyningsministeriet som ejer af Energinet.

Det vil endvidere være en forudsætning for anvendelsen af denne model, at tilslutningsbetaling over koncessionsperioden ikke medfører, at betalingen falder ind under § 20 i bekendtgørelse nr. 1541 af 19. december 2022 om indtægtsramme og reguleringsregnskab for den, der varetager transmissionsvirksomhed af elektricitet.

Det fastlægges i metodens § 12, stk. 3, at tilslutningsbetalingen opkræves som månedlige rater. Denne tilgang følger Energinets almindelige frekvens for opkrævninger.

Metodens § 12, stk. 4 og 5, indeholder Energinets betalingsvilkår, som følger Energinets almindelige praksis med 30 dages frist for indbetaling efter fakturaens udsendelse, samt at der opkræves renter efter renteloven, hvis betaling ikke sker rettidigt.

3.11 Mulighed for fastsættelse af fast pris for tilslutningsbidraget

En omkostningsægte pris kan baseres på faktiske eller forventede omkostninger. Dette er kendt praksis f.eks. ved fast eller variabel pris i elaftaler, fast eller variabelt forrentede realobligationslån, indkøb af ydelser baseret på en fast pris i et tilbud eller som medgået tid m.v. – de to tilgange har desuden paralleller til hhv. hvile-i-sig-selv-regulering og indtægtsrammeregulering.

Uanset tilgang er det grundlæggende de samme omkostninger, der skal dækkes. Forskellen består i, om hhv. køber (energiøproducenten) eller sælger (Energinet) bærer risikoen for, at de realiserede omkostninger afviger fra de forventede omkostninger.

En fast pris baseret på forventede omkostninger opgøres som følger:

$$\text{Fast pris} = \text{forventede omkostninger} + \text{risikopræmie}$$

Dette er i overensstemmelse med generel finansiel teori for opgørelse af en sikkerhedsækvivalent.

Pga. asymmetrisk information om og asymmetrisk påvirkelighed af omkostningerne, hvor Energinet ift. energiproducenten må formodes dels at have større indsigt i omkostningsusikkerheden og dels have større påvirkningsmulighed på omkostningsrealiseringen for transmissionsomkostningen, kan det ved udbuddet være billigere for energiproducenten at indgå i en fastprisaftale. Med andre ord er risikoomkostningen for energiproducenten større uden en fastprisaftale end den risikokompensation, som Energinet skal have for at være indifferent mellem at tilbyde en fastprisaftale eller ej.

For at opgøre den faste pris er det jf. ovenstående nødvendigt at fastlægge dels de forventede omkostninger og dels en risikopræmie.

Mht. anlægsomkostningen vil de forventede omkostninger være opgjort som et gennemsnit ved monte carlo-simulering¹⁷ over Energinets anlægsbudget, mens risikopræmien vil blive baseret på en markedsprissætning af anlægsbudgettets volatilitet, der kortlægges gennem en monte carlo-simulering af alle tænkelige udfald for anlægsomkostningen. Det forventes, at markedsprissætningen af risikopræmien vil bero på en tilbudsindhentning af prissætning på en dobbeltsidet garanti omkring den forventede anlægsomkostning fra Finansministeriet.

Indtægter der modregnes omkostningerne, jf. § 10, indregnes også i forbindelse med fastsættelse af fast pris. På dette tidspunkt kan enten støttebeløb være kendt eller det kan være kendt hvilke anlægsdele, som dækkes af udenlandsk TSO. I det omfang omkostningsdækning ikke er fastlagt på tidspunktet for fastsættelsen af den faste pris, indregnes denne mulige støtte/omkostningsdækning baseret på sandsynligheden herfor.

Mht. kapitalomkostningen vil den forventede omkostning være baseret på aktuelle markedsdata om fremtidige renteniveauer umiddelbart før havvinduddet samt den regulatorisk fastsatte egenkapitalforrentning. Risikopræmien vil blive opgjort ud fra tilgængelige markedsdata for renteswaps og indhentning af tilbud på renteaftækning i det finansielle marked.

Mht. reetableringsomkostningen så vil den forventede omkostning blive opgjort sammen med anlægsbudgettet, mens usikkerheden opgøres i en monte carlo-simulering. Risikopræmien vil blive opgjort ud fra risikopræmien for anlægsbudgettet ved at sammenholde variansen for anlægsbudgettet med variansen for reetableringsomkostningen – er variansen ens, vil risikopræmien udgøre samme procentuelle andel af den forventede omkostning, som det er tilfældet for anlægsbudgettets risikopræmie ift. anlægsbudgettets forventede omkostninger. Er variansen højere/lavere, vil risikopræmien blive øget/mindsket forholdsmæssigt derefter.

Både anlægsomkostningen, kapitalomkostningen og reetableringsomkostningen korrigeres for, hvor stor en andel, der betales af hhv. tilslutningsbidrag og som vil indgå i netpuljen, jf. anvendelsen af fordelingsnøglen.

Bestemmelserne i § 12, stk. 3-5, om opkrævningskadence og vilkår finder tilsvarende anvendelse ved opkrævning af fast pris efter § 13.

3.12 Udvidelse af indfødningsomfang eller ændringer bag tilslutningspunktet

Metodens § 14 indeholder bestemmelser vedrørende udvidelse af energiøproducentens indfødningsomfang eller væsentlige ændringer af forhold bag nettilslutningspunktet.

Hvis en producent ønsker at udvide sit indfødningsomfang, og i det omfang det er muligt ift. de betingelser, som udbuddet er vundet på, skal de faktiske omkostninger for de anlægsarbejder, som det giver anledning til på energiøen, betales til Energinet. Det forventes ikke, at der i en sådan situation vil blive opstillet en alternativ fast pris efter § 13.

For så vidt angår forbindelserne til det onshore transmissionsnet skal de oprindelige fordelinger ved anvendelsen af den i afsnit 3.7 beskrevne fordelingsnøgle genberegnes og den øgede andel af de oprindelige omkostninger til forbindelserne, som nu kan beregnes, skal betales af producenten.

Ved nettilslutning af yderligere anlæg (forbrug, produktion, energilager) bag nettilslutningspunkt for energiøproducentens produktionsanlæg og ved væsentlig ændring af eksisterende

¹⁷ Monte carlo-simulering forstås som den kvantitative, numeriske metode til at estimere sandsynlighedsfordelingen, herunder middelværdien.

anlæg bag nettilslutningspunktet for energiøproducentens produktionsanlæg skal der indgås ny nettilslutningsaftale med Energinet, uden at det aftalte indfødningsomfang samtidig ændres. Fordelingsnøglen for energiøproducentens andel af omkostninger genberegnes også. Hvis den forventede indfødnings fra elproduktion forøges, skal der betales et supplerende tilslutningsbidrag svarende til forøgelsen i omkostninger, som påhviler energiøproducenten. Dette kan være ved situationer, hvor der uden ønske om forøgelse af indfødningsomfanget, opstilles yderligere elproduktionskapacitet bag tilslutningspunktet, evt. i sammenhæng med et elforbrugsanlæg. Dette kan afhængig af det konkrete anlægsprojekt medføre, at indfødningsomfanget af elproduktion til nettet stiger. Dette påvirker den tilgængelige kapacitet til samhandel, samt mængden af kapacitet der ikke kan udnyttes. I disse situationer er der derfor behov for at beregne et nyt tilslutningsbidrag.

3.13 Løbende indfødningsstarifering

Energiøer etableres af hensyn til udnyttelse af havvindspotentialerne i Østersøen og Nordsøen, og vil derfor pr. definition være produktionsoverskudsområder. Indfødnings af produktion på energiøer tariferes derfor med det tarifniveau, som Energinet til enhver tid fastsætter skal betales af producenter, der er beliggende i et produktionsoverskudsområde. Dette niveau er i øjeblikket fastsat til 9 DKK/MWh, hvilket er loftet i transmissionsafgiftsforordningen og er således det niveau, Energinet opkræver fra øvrige producenter, der er beliggende i produktionsoverskudsområder.

Den løbende tarifering (indfødningsstarifering og balancetarif for produktion) af producenter tilsluttet energiøer kan, ligesom den løbende tarifering af producenter under den almindelige producentbetalingsmodel, blive justeret over tid som led i Energinets løbende udvikling af tarifmodellen, samt som følge af udvikling i EU-regulering og dansk lovgivning.

4. Retsgrundlag

Energinets tariffer har hjemmel i offentlig regulering. Energinet kan alene opkræve tariffer, såfremt Energinet har opfyldt kriterierne i den offentlige regulering, herunder

- At Energinet har det fornødne hjemmelgrundlag til at opkræve tariffer.
- At Energinet har udsendt metodeforslag i offentlig høring for opkrævningen af tarifferne.
- At metodeforslag er anmeldt og godkendt af Forsyningstilsynet, førend Energinet kan opkræve tarifferne.

Godkendte metoder skal desuden offentliggøres af Energinet med angivelse af datoen for Forsyningstilsynets godkendelse.

På EU-niveau er det især elmarkedsdirektivet¹⁸, elmarkedsforordningen¹⁹ og transmissionsafgiftsforordningen²⁰, der danner grundlag for de nationale regler for tarifopkrævningen.

¹⁸ Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2019/944/EU af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (omarbejdning). Direktivet er herefter benævnt elmarkedsdirektivet. Elmarkedsdirektivet, som trådte i kraft den 4. juli 2019, fastsætter en række krav til medlemsstaternes elmarkedsregulering.

¹⁹ Europa-Parlamentets og Rådets forordning 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (herefter benævnt elmarkedsforordningen). Elmarkedsforordningen fastsætter en række krav til medlemsstaternes elmarkedsregulering.

²⁰ Kommissionens forordning (EU) nr. 838/2010 af 23. september 2010 om retningslinjer for ordningen for kompensation mellem transmissionssystemoperatører og en fælles fremgangsmåde for regulering af transmissionsafgifter

Elmarkedsdirektivet fastslår, at de nationale regulerende myndigheder skal sikre, at tarifferne udarbejdes i overensstemmelse med principperne i elmarkedsforordningen:

- ikke-diskriminerende
- transparente
- afspejler de faktiske omkostninger
- tager hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet
- ikke virker hæmmende for egenproduktion, egetforbrug eller deltagelse i fleksibelt elforbrug

Desuden skal tarifferne anvendes uden forskelsbehandling, og de må ikke være afstandsbestemte. Dog skal tarifferne, når det er passende, udsende lokaliseringfremmende signaler og tage hensyn til omfanget af nettab, kapacitetsbegrænsninger og investeringsomkostninger.

EU-reglerne fra elmarkedsdirektivet er på nationalt niveau implementeret i elforsyningslovens § 73 og fastsætter nærmere regler om, hvorledes priser fastsættes samt fordelingen af disse.

Efter TEUF artikel 288, er en forordning almenyldig og umiddelbart gældende i hver medlemsstat og må ikke gennemføres i national ret, hvorfor elmarkedsforordningen skal anvendes i sin EU-retlige form af Energinet.

Elforsyningslovens geografiske anvendelsesområde gælder på land- og søterritoriet og i den eksklusive økonomiske zone, jf. § 2, stk. 2 i elforsyningsloven²¹.

Energinets dækning af omkostninger til netforstærkning og netudbygning af transmissionsnettet efter § 67 i elforsyningsloven²² og § 30 i VE-loven²³ opkræves efter bestemmelsen i § 8, stk. 3 i elforsyningsloven²⁴ *”For Energinet opgøres omkostningerne, som er nævnt i stk. 2, for hele landet og opkræves hos de brugere, der modtager Energinets ydelser”*

§ 8 er ophævet med § 1, stk. 1, nr. 19 i lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love (herefter 2605/2021).

Efter ophævelsen af § 8, stk. 3 er der i § 73, stk. 3²⁵ indsat følgende: *»De kollektive elforsyningsvirksomheders omkostninger i medfør af denne lov og lov om fremme af vedvarende energi påhviler de netbrugere, der modtager virksomhedens ydelser, og opkræves gennem den enkelte virksomheds tariffer, medmindre omkostningerne er finansieret på anden måde, herunder af statsmidler.«*

Energinet har ikke i nyere tid gjort brug af udligningsordningen, men har anvendt de samme principper som anvendes ved udligningsordningen, og Energinets tarif er tilsvarende landsdækkende og udligner dermed allerede omkostningerne på samme vis som udligningsordningen. Det følger af bemærkningerne til elforsyningsloven²⁶: *”Tilsvarende kan transmissionsvirksomhedernes (dvs. Energinets) omkostninger til netforstærkning og netudbygning af transmissionsnettet efter § 67 i elforsyningsloven og § 30 i VE-loven dækkes af PSO-midler. Det bemærkes*

²¹ Lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 om elforsyning med senere ændringer.

²² Lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 om elforsyning med senere ændringer.

²³ Lovbekendtgørelse nr. 1791 af 02. september 2021 om fremme af vedvarende og senere ændringer

²⁴ Lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 om elforsyning med senere ændringer.

²⁵ § 1, stk. 1, nr. 77 i Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

²⁶ 2021/1 LSF 53 til lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

dog, at Energinet ikke i nyere tid har gjort brug af udligningsordningen, idet Energinets tarif er landsdækkende og dermed allerede udligner omkostningerne.”

Lov nr. 2605/2021 trådte i kraft den 1. januar 2022, jf. § 6, dog følger det af § 6, stk. 4, at ”regler fastsat i medfør af § 30, stk. 1, nr. 4, og § 49, stk. 5, i lov om fremme af vedvarende energi, jf. lovbekendtgørelse nr. 1791 af 2. september 2021, forbliver i kraft, indtil de ophæves eller afløses af forskrifter udstedt i medfør af § 30, stk. 1, nr. 4, og § 49, stk. 5, i lov om fremme af vedvarende energi som affattet ved denne lovs § 2, nr. 1-3.”

Efter elforsyningslovens²⁷ § 73, stk. 1, skal de kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser efter §§ 69-71 skal ske efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til i overensstemmelse med artikel 18 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning om det indre marked for elektricitet. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er tilladt over for elproducenter. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er kun tilladt i særlige tilfælde over for elkunder.

Efter elforsyningslovens § 5, nr. 11, skal en kollektiv elforsyningsvirksomhed forstås, som en offentlig eller privatejet elforsyningsvirksomhed med bevilling samt elforsyningsvirksomhed, der varetages af Energinet eller denne virksomheds helejede datterselskaber i medfør af § 2, stk. 2 og 3, i lov om Energinet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at udføre aktiviteter som net-, transmissions-, eller systemansvarlig virksomhed. Energinets priser skal således fastsættes efter nærmere fastsatte rammer og offentliggøres.

Kollektive elforsyningsvirksomheder skal stille deres ydelser til rådighed for elforbrugerne på gennemsigtige, objektive, rimelige og ikkediskriminerende vilkår, jf. elforsyningslovens § 6 d. De kollektive elforsyningsvirksomheder skal således ved deres prisfastsættelse iagttage kravet om gennemsigtighed, objektivitet, rimelighed og ikke-diskrimination.

Det følger af § 73, stk. 3 i elforsyningsloven, at Energinets omkostninger påhviler de netbrugere, der modtager virksomhedens ydelser, og opkræves gennem Energinets tariffer, medmindre omkostningerne er finansieret på anden måde, herunder statsmidler.

Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet fastsættes af de kollektive elforsyningsvirksomheder efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet, jf. elforsyningslovens § 73 a. Priser fastsættes således efter metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet. Efter elforsyningslovens § 76, stk. 1, nr. 1, skal de kollektive elforsyningsvirksomheder anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissions- og distributionsnet, herunder tariffer til Forsyningstilsynet.

Efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 3, kan Klima-, Energi- og Forsyningsministeren fastsætte regler om indholdet af de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår, herunder tariffer/priser. Ministerens beføjelser efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 3, er delegeret til Energistyrelsen i medfør af delegationsbekendtgørelsen. Dette betyder, at ministerens adgang til at fastsætte nærmere regler om indholdet af metoder der anvendes til at beregne priser, er delegeret til Energistyrelsen.

²⁷ Lovbekendtgørelse nr. 984 af 12-05-2021 om elforsyning med senere ændringer. Bestemmelsen er senest ændret ved lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

Bestemmelsen er udmøntet i bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 om netvirksomheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinet.dk's metoder for fastsættelse af tariffer m.v. (metodebekendtgørelsen). Bekendtgørelsen er fastsat med hjemmel i § 73 a, stk. 2, i lov om elforsyning nr. 516 af 20. maj 2010, som fremgår af nugældende § 73 a, stk. 3.

Efter § 1, stk. 1 og stk. 2, i metodebekendtgørelsen, skal både netvirksomheder og Energinet anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for ydelser, herunder tariffer og priser, til Forsyningstilsynets godkendelse.

4.1 Elmarkedsforordningen

Derudover fastsætter elmarkedsforordningens artikel 18 de fælleseuropæiske rammer og principper for brugerne af transmissions- og distributionsnettene. Elforsyningslovens²⁸ bestemmelser om fastsættelse af priser skal fortolkes i overensstemmelse med artiklens bestemmelser, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt.

Det følger af lovbemærkningerne²⁹ til bestemmelsen, at elmarkedsforordningens artikel 18 fastsætter nærmere bestemmelser om, hvorledes prisfastsættelsen af de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelse skal ske, og ændringen præciserer, at der i medfør af elmarkedsforordningens artikel 18 skal tages stilling til flere forhold ved fastsættelsen af nye metodeanmeldelser end hvad der følger af elforsyningslovens bestemmelser. Dette kan betyde, at fordelingen af prisen, herunder tariffen på de forskellige køberkategorier efter en ny metodeanmeldelse efter elmarkedsforordningens artikel 18, kan variere fra fordelingen i dag.

Af de almindelige bemærkninger fremgår blandt andet:

Baggrunden for den foreslåede indsættelse af en henvisning til elmarkedsforordningens artikel 18 i § 73, stk. 1, 1. pkt., er, at elmarkedsforordningens artikel 18 fastsætter nærmere bestemmelser om, hvorledes prisfastsættelsen af de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelse skal ske. Ved indsættelse af en henvisning til artikel 18 i elmarkedsforordningen, gøres det således klart, at den nærmere regulering af prisfastsættelsen reguleres ved elmarkedsforordningen. [...]

Ved den foreslåede ændring forventes det, at de kollektive elforsyningsvirksomheders priser, herunder tariffer i høj grad vil bestå uændret. Ændringen vil betyde, at der som følge af elmarkedsforordningens artikel 18, vil skulle tages stilling til flere forhold ved fastsættelsen af nye metodeanmeldelser. Dette kan betyde, at fordelingen af prisen, herunder tariffen på de forskellige køberkategorier efter en ny metodeanmeldelse efter elmarkedsforordningens artikel 18, kan variere fra fordelingen i dag. [...]

Det følger af elmarkedsforordningens artikel 18, at tarifferne skal være *gennemsigtige, tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet og afspejle de faktiske omkostninger, for så vidt disse svarer til en effektiv og strukturelt sammenlignelig netoperatørs omkostninger og anvendes uden forskelsbehandling.*

Som det fremgår, skal Energinets tarifiering afspejle de omkostninger, som de enkelte netbrugere giver anledning til. Dette krav om at afspejle omkostningerne indebærer, at de brugere af nettet, der ønsker at benytte det kollektive net til at transportere elektricitet, skal svare en betaling, der afspejler de omkostninger, deres brug af nettet giver anledning til.

²⁸ Henvisningen til artikel 18 i § 73 i elforsyningsloven er indsat i ved lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning.

²⁹ Bemærkningerne i 2020/1 LSF 67 til lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning

Det fremgår af de almindelige bemærkninger til elforsyningsloven³⁰, at ”der i den engelske version af både elmarkedsforordningen og elmarkedsdirektivet anvendes begrebet ”cost-reflective”. I den danske oversættelse af elmarkedsdirektivet anvendes begrebet ”omkostningsægte”, mens der i den danske oversættelse af elmarkedsforordningen anvendes begrebet ”afspejler omkostningerne”. Denne forskel skal således udelukkende ses som et udtryk for sproglig variation i de forskellige EU-retsakter, og der kan dermed ikke udledes et materielt forskelligt indhold af de to begreber[...].”

”Omkostningsægtighed indebærer, at der i de kollektive elforsyningsvirksomheders tarifmetoder tilstræbes en så tæt sammenhæng som muligt mellem tariffjerne, herunder tilslutningsbidrag, og de omkostninger, forskellige brugere af nettet giver anledning til, og som skal dækkes gennem tariffjerne.”

”Det er således ikke omkostningsægte, at producenter påfører elnettet omkostninger i forbindelse med eksempelvis tilslutning, behov for forstærkning af og udbygning af det kollektive net, løbende drift og vedligehold af nødvendige netkomponenter, uden at de samtidig skal dække disse gennem en eller anden form for betaling.”

Det følger endvidere af stk. 1, at den metode, der anvendes til at bestemme priserne, på neutral vis skal understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter og navnlig anvendes på en måde, der ikke indebærer positiv eller negativ forskelsbehandling mellem produktion forbundet på distributionsniveauet og produktion forbundet på transmissionsniveauet. Netafgifterne må hverken indebære positiv eller negativ forskelsbehandling af energilagring eller aggregering og må ikke virke hæmmende for egenproduktion, egetforbrug eller deltagelse i fleksibelt elforbrug. Disse priser må ikke være afstandsrelaterede. Efter stk. 1, 1. afsnit, sidste pkt. omfatter disse priser ikke ikke-relaterede omkostninger, der støtter ikke-relaterede politiske målsætninger.

Det følger af stk. 2, at tarifmetoder/priser skal afspejle transmissionssystemoperatørers faste omkostninger og tilvejebringe passende incitamenter til transmissionssystemoperatører på både kort og lang sigt for at øge effekten, herunder energieffektiviteten, fremme markedsintegrationen og forsyningsikkerheden, understøtte effektive investeringer, understøtte de dermed forbundne forskningsaktiviteter og lette innovationen i forbrugeres interesse inden for områder såsom digitalisering, fleksibilitetsydelse, og samkørlingslinjer.

Størrelsen af producenttariffer eller elkundetariffer, skal, hvor det er hensigtsmæssigt, udsende lokaliseringbestemte signaler på EU-plan og tage hensyn til omfanget af nettab og kapacitetsbegrænsninger og investeringsomkostninger for infrastrukturen, jf. stk. 3.

Det følger af stk. 10, at Forsyningstilsynet skal tage behørigt hensyn til ACERS rapport³¹ om bedste praksis for metoderne for transmissions- og distributionstariffer, når de fastsætter eller godkender transmissions- og distributionstariffer eller metoderne herfor.

³⁰ Bemærkninger til LSF53 til lov nr. 2605 af 28/12/2021

³¹

2019 versioner: https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf og https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf

2021 versioner: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf og https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf

4.2 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe

Det fremgår af ACERs rapport fra 2019, at hovedformålet med tariffene er omkostningsdækning, men at der ved fastsættelsen af tariffene også skal inddrages andre hensyn, herunder til forudsigelighed:

“(13) Electricity tariff design, in general, aims at recovering the costs incurred by a monopolistic system operator while stimulating efficiency. Costs recovery is the core objective of tariffs. Efficiency mainly relates to cost-reflectivity and the economic signals sent to the network users for optimal use of the network.

(14) Other principles, such as non-discrimination, transparency, non-distortion, simplicity, stability, predictability and sustainability, are usually also pursued. In practice, it is difficult to meet all of the principles simultaneously to their full extent. Therefore, the NRAs should aim to achieve a balance between these principles and sometimes they have to make certain trade-offs according to their priorities, while also respecting the legal boundaries.

(15) [...]

(16) Part of the incurred transmission costs might vary according to the time or the place in which they occur. A cost-reflective tariff can be location- or time-differentiated. Locational signals are related to differences in costs for congestion and losses between different network nodes. Time signals can be a useful tool for reducing system peak-load, which is a main driver for network investments. Both types of signal aim to promote network efficiency. As any regulatory mechanism, they should be properly designed to avoid becoming counter-productive to this objective and/or detrimental to the fulfilment of other principles, as described above.

(17) Once the allowed revenues (including the remuneration method), other costs and the tariff structure are set, costs are allocated to the network users. This task is complex and can take various forms. Most allocation procedures use an accounting approach, allocating costs to a matrix of tariff basis (components), time-periods and user groups. Other procedures, much more complex, but more cost-reflective, use a marginal cost approach. Certain network users can be exempted or provided with allowances.”

Det fremgår af ACERs rapport, at varigheden af metoden og vilkårene for ajourføring af tariffene er afgørende for omkostningsægtigheden og gennemsigtigheden:

“(22) ACER considers that the length of the regulatory period, and the conditions under which the tariff methodologies can/shall be revised or the tariff values updated, represent a decisive element of the regulatory framework and can significantly influence the tariff cost-reflectivity and predictability. Setting tariff methodologies for multiple years (and allowing their revision only under strict and duly justified conditions) can support tariff predictability, while regular update of the tariff level/values may result in better cost-reflectivity, and if done based on a pre-defined methodology can also preserve a level of predictability.”

Det fremgår videre af ACERs rapport, at gennemsigtighed opnås igennem offentligtgjorte tariffere, som fastlægges på baggrund af en høringsproces:

“(26) ACER considers that sufficient transparency regarding tariff setting is of utmost importance. Effective involvement of stakeholders and the general public in the tariff setting process, by proper public consultations, supports well-informed regulatory decisions. Moreover, providing relevant tariff related information to the public provide the following advantages:

- *transparent transmission tariffs are an essential precondition for an effective competition in the internal market for electricity;*
- *the current or future network users need to understand the transmission tariff values to a reasonable degree in order to incorporate that information into their decision-making process”*

4.3 Transmissionsafgiftsforordningen

Transmissionsafgiftsforordningen indeholder to regler.

Artikel 1 indebærer, at transmissionssystemoperatører ydes kompensation for de omkostninger, der er forbundet med at huse grænseoverskridende elektricitetsstrømme i deres net, på grundlag af retningslinjerne i del A i bilaget til transmissionsafgiftsforordningen.

Artikel 2 indebærer, at de afgifter, som netoperatørerne anvender for adgang til transmissionssystemet, skal være i overensstemmelse med retningslinjerne i del B i bilaget til transmissionsafgiftsforordningen.

Artikel 2 sætter dermed et loft over de tariffer, som netoperatørerne anvender for adgang til transmissionssystemet. Det indebærer, at den gennemsnitlige årlige transmissionstarif, som producenterne skal betale i Danmark, skal ligge inden for intervallet 0-1,2 EUR/MWh. Det svarer til ca. 0-9 DKK/MWh.

Det fremgår af de almindelige bemærkninger til elforsyningsloven³², at *”loftet er ifølge transmissionsafgiftsforordningen sat til 1,2 EUR/MWh eller 0,9 øre/KWh for årlige transmissionsafgifter, som producenterne må pålægges. Fysiske aktiver, der er nødvendige for tilslutning til det kollektive elnet eksempelvis i form af et tilslutningsbidrag, er ikke omfattet af loftet. Det samme gælder betalinger for hjælpefunktioner samt producenternes betaling for systemtab.*

Ministeriet har for at få bekræftet denne vurdering af EU-reglerne kontaktet Europa-Kommissionen.

Dialogen med Kommissionen har bekræftet, at loftet på 1,2 EUR/MWh skal ses som et loft over tid. Det betyder, at set over et kalenderår må producenter ikke have betalt en højere indfødningsstarif end 1,2 EUR/MWh for adgangen til transmissionsnettet.

Dette skal forstås i overensstemmelse med den fortolkning, som ACER har lagt til grund for deres vurdering af EU-medlemsstaternes overholdelse af transmissionsafgiftsforordningen, hvor der ses på det samlede provenu, transmissionsvirksomhederne opkræver fra producenterne på national basis, og at den gennemsnitlige tarif skal holde sig under loftet.

Loftet gælder alene for betalingen for adgang til transmissionsnettet, dvs. i Danmark er det alene transmissionssystemoperatøren Energinet, der skal holde sin indfødningsstarif under loftet på 0,9 øre/KWh. [...]

³² Bemærkninger 2021/1 LST 53

I øvrigt bør det fremhæves, at loftet i transmissionsafgiftsordningen generelt ikke omfatter omkostninger for fysiske aktiver, der er nødvendige for tilslutning til systemet eller opgradering af forbindelsen. Dette inkluderer omkostninger forbundet med forstærkning af det bagvedliggende net, som er nødvendig i forbindelse med tilslutning. Loftet omfatter desuden ikke omkostninger til såkaldte hjælpefunktioner eller nettab.”

Som det fremgår af sidste afsnit i de citerede lovbemærkninger, indeholder transmissionafgiftsforordningen undtagelser fra loftet. Disse undtagelser fremgår af bilaget til forordningens del B, punkt 2, nr. 1: *”de afgifter, som producenterne betaler for fysiske aktiver, der er nødvendige for tilslutning til systemet eller opgradering af forbindelsen”* er ikke omfattet af loftet.

4.4 Prisdifferentiering

Det følger af elforsyningslovens³³ § 73, stk. 1, 2. pkt., at prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er tilladt over for elproducenter.

Det følger af de almindelige bemærkninger³⁴, at prisdifferentiering af elproducenter, vil være med til *”at opnå en mere omkostningsægte betalingsstruktur, hvorved der skabes incitament til, at elproduktion tilsluttes de steder i nettet, hvor dette medfører mindst muligt behov for netudbygning”*. Hensigten er at understøtte, at tarifdesignet kan udformes, så en større del af omkostningerne i nettet, som udbygningen af vedvarende energi giver anledning til, afholdes af producenterne selv, samt at der desuden gives et økonomisk incitament til, at nye VE-anlæg placeres der, hvor elnettet bedst kan håndtere det.

Det fremgår endvidere af samme, at afspejlingen af geografiske forskelle i de omkostninger, som tilslutning af elproduktion medfører, må anses for en forudsætning for at sikre større omkostningsæghed i tariffene. Ministeriet peger endvidere på, at beregninger viser, at nødvendigheden af netudbygning eller nedregulering, der vil følge med tilslutningen af store mængder VE-elektricitet, som er planlagt i det danske energisystem, vil indebære væsentlige meromkostninger for de kollektive elforsyningsvirksomheder, hvis ikke der skabes et incitament til at placere elproduktion der, hvor el-nettet bedst kan håndtere det.

4.5 Nettilslutningsbekendtgørelsen

Det følger af nettilslutningsbekendtgørelsen³⁵, at for nettilslutningsaftaler indgået efter den 31. december 2021 indebærer den nye § 4 i nettilslutningsbekendtgørelsen, at net- og transmissionsvirksomheder er forpligtede til at forstærke det eksisterende kollektive elforsyningsnet eller føre nyt kollektivt elforsyningsnet frem til et tilslutningspunkt, som ikke ligger længere fra anlægget end den nærmeste eksisterende station på det relevante spændingsniveau. Det indebærer, at reglerne for anvisning af tilslutningspunkt bliver tilpasset, således at der tages højde for anlæg, der skal tilsluttes på højere spændingsniveauer end 50-60 kV. Dette sker for at imødekomme den stigende tendens til, at der bliver etableret større VE-anlæg, der skal tilsluttes på højere spændingsniveauer over 50/60 kV.

I bekendtgørelsen fremgår de nærmere regler for nettilslutningen, og det fremgår tydeligt, hvilken del af omkostningerne, som den enkelte producent står direkte for. Herudover angives, at øvrige omkostninger påhviler netvirksomhed/transmissionsvirksomhed. Dette betyder **ikke**,

³³ Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af elforsyningsloven og forskellige andre love

³⁴ LSF 53 til Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af elforsyningsloven og forskellige andre love

³⁵ Bekendtgørelse nr. 2653 af 28. december 2021 om nettilslutning af vindmøller, solcelleanlæg, bølgekraftanlæg og vandkraftværker

at den nettilsluttede part er friholdt fra at skulle betale eventuelle tariffer, herunder fx nettilslutningsbidrag, i henhold til den enhver tid gældende tarif-metode til dækning af disse omkostninger. Det betyder kun, at netvirksomhed/transmissionsvirksomhed skal afholde omkostningerne i første omgang og derefter skal tage stilling til, hvordan og fra hvilke kundegrupper disse omkostninger efterfølgende skal opkræves som løbende tarif og/eller som tilslutningsbidrag. Energistyrelsen har beskrevet dette ved "Notat om fortolkning af nettilslutningsbekendtgørelsen i relation til opkrævning af tariffer" af 3. juni 2021, som der også er henvist til i forbindelse med lovbehandlingen af ændringen af elforsyningsloven.³⁶

Den retstilstand, der var gældende før ændringen af elforsyningsloven ved lov nr. 2605 af 28. december 2021, overvæltede omkostningerne ved tilslutningen af disse anlæg i det kollektive net på forbrugerne gennem reglerne i elforsyningslovens § 8, § 67 og VE-lovens § 30, som beskrevet ovenfor på s. 14 f. Efter lovændringerne er denne retstilstand ændret ved ændringer i de nævnte bestemmelser, og overvæltningen af omkostningerne på forbrugerne kan ikke længere ske som tidligere.

Nettilslutningsbekendtgørelsens regler betyder således *ikke*, at Energinet *ikke* kan opkræve tilslutningsbidrag mv. for de omkostninger, der ligger på Energinets side af tilslutningspunktet. Med andre ord kan Energinet således godt opkræve tariffer, herunder tilslutningsbidrag, for omkostninger relateret til nettilslutningen, der ligger på det kollektive nets side af nettilslutningen. Dette omfatter dermed også omkostninger, som Energinet, jf. § 4 i nettilslutningsbekendtgørelsen, afholder for at forstærke det eksisterende kollektive elforsyningsnet eller føre nyt kollektivt elforsyningsnet frem til et tilslutningspunkt, som ikke ligger længere fra anlægget end den nærmeste eksisterende station på det relevante spændingsniveau. Dvs. hvis der af hensyn til nettilslutning af yderligere elproducerende anlæg på energiøen skal etableres ekstra forbindelser fra en energiø til et eller flere offshore transmissionsnet.

4.6 Lov om Energinet

Det er Energinets Koncernmoderselskab (SOV), CVR 28980671, der er certificeret TSO i Danmark, jf. elforsyningslovens § 19 d og efter Forsyningstilsynets afgørelser.

Energinet SOV sikrer og præciserer de retlige rammer for Energinets datterselskaber. Både de overordnede planlægningsmæssige opgaver samt myndighedslignende opgaver varetages i Energinet SOV.

Energinet SOV er som certificeret TSO tillagt bemyndigelse til at udarbejde metoder, forskrifter, regler, vilkår mv., som er nødvendige for varetagelsen af Energinets opgaver.

Den nærmere afgrænsning af, hvilke opgaver der udgør myndighedslignende opgave, og som derfor vil skulle varetages i Energinet SOV, og hvilke opgaver der vil kunne varetages i Energinet datterselskaber, vil skulle foretages af ledelsen i Energinet, som fastlægger denne grænsedragning og processerne for samarbejdet mellem koncernens enheder i en koncerninstruks. De interne forhold mellem Energinets SOV, og Energinets datterselskaber reguleres via interne instrukser og aftaler.

Energinet bemærker i den sammenhæng, at det er Energinet SOV, der har ansvaret for de regler, som de faglige enheder i Energinets datterselskaber anvender i deres virksomhed, jf. § 2, stk. 6 i lov om Energinet, jf. lovbekendtgørelse nr. 1161 af 5. august 2022, med de ændringer,

³⁶ Se spørgsmål 10 og svar her på fra lovbehandlingen af L53: <https://www.ft.dk/samling/2021/lovforslag/L53/spm/10/index.htm>, samt også høringsnotatet s. 21-22: <https://www.ft.dk/samling/2021/lovforslag/L53/bilag/1/2468011.pdf>

der følger af § 2 i lov nr. 1594 af 28. december 2022³⁷. Energinet bemærker, at det er Energinets Koncernmoderselskab (SOV), CVR 28980671, der udarbejder og fremsender metoder til Forsyningstilsynets godkendelse efter § 73 a, stk. 1 i elforsyningsloven.

Det følger af den nuværende formålsbestemmelse i § 2 i lovbekendtgørelse nr. 1161 af 5. august 2022, med de ændringer, der følger af § 2 i lov nr. 1594 af 28. december 2022³⁸, at:

“Energinets formål er at eje, drive og udbygge overordnet energiinfrastruktur og varetage opgaver med sammenhæng hertil og herved bidrage til udviklingen af en klimaneutral energiforsyning. Energinet skal varetage hensyn til forsyningssikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettene og systemet og effektivitet i sin drift.

Stk. 2. Energinet varetager en sammenhængende og helhedsorienteret planlægning efter reglerne i denne lov, lov om elforsyning, lov om fremme af vedvarende energi og lov om gasforsyning og driver systemansvarlig virksomhed, eltransmissionsvirksomhed og gastransmissionsvirksomhed. Endvidere varetager Energinet administrative opgaver vedrørende miljøvenlig elektricitet i medfør af lov om elforsyning, administrative opgaver vedrørende gas fra vedvarende energikilder i medfør af lov om gasforsyning, administrative opgaver vedrørende miljøvenlig elektricitet i medfør af lov om fremme af vedvarende energi og administrative opgaver i medfør af lov om pilotudbud af pristillæg for elektricitet fremstillet på solcelleanlæg. Energinet kan endvidere varetage gasdistributions-, gaslager- og gasopstrømsrørlednings- og gasopstrømsanlægsvirksomhed. Endvidere kan Energinet varetage opgaver vedrørende CO₂-transportnet og CO₂-lagringslokaliteter. Energinet kan tillige efter pålæg fra klima-, energi- og forsyningsministeren varetage opgaver vedrørende forundersøgelser og koblingsanlæg. Endelig kan Energinet varetage olierørledningsvirksomhed og dertil knyttet separationsvirksomhed.

Stk. 3. Energinet kan efter godkendelse fra klima-, energi- og forsyningsministeren oprette helejede datterselskaber. Energinet kan herudover eje ejerandele i andre selskaber med begrænset ansvar og indgå samarbejdsaftaler og lignende i forbindelse med udøvelsen af sin virksomhed.

Stk. 4. Energinet kan efter godkendelse fra klima-, energi- og forsyningsministeren foretage selskabsmæssige omstruktureringer af sin virksomhed, herunder fusioner og spaltninger mellem Energinet og Energinets helejede datterselskaber. Omstruktureringer skal gennemføres efter selskabslovens regler med de ændringer, der følger af denne lov.

Stk. 5. Aktiviteter, som ligger uden for de i stk. 2 angivne, og som Energinet varetager i medfør af denne lov, lov om elforsyning, lov om fremme af vedvarende energi, lov om gasforsyning, lov om tilskud til elproduktion eller ligningsloven, skal udøves i selvstændige selskaber med begrænset ansvar.

Stk. 6. Myndighedslignende opgaver og fastlæggelse af de overordnede retningslinjer for den samlede virksomhed kan ikke varetages i datterselskaber.”

³⁷ Bekendtgørelse nr. 271 af 9. marts 2023 af lov om Energinet.

³⁸ Bekendtgørelse nr. 271 af 9. marts 2023 af lov om Energinet.

Ved lovforslag nr. L 178 af 27. februar 2019 til lov nr. 494 af 1. maj 2019 om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning³⁹ foreslås at § 2, stk. 6, i lov om Energinet efter § 1, nr. 2, affattes således:

”Myndighedslignende opgaver og fastlæggelse af de overordnede retningslinjer for den samlede virksomhed kan ikke varetages i datterselskaber.”

Det følger således af bemærkningerne til § 2, stk. 6:

”2.1.1. Gældende ret

Det fremgår af § 2, stk.3, i lov om Energinet, at Energinet kan oprette datterselskaber i forbindelse med udøvelsen af sin virksomhed. Det fremgår af de almindelige bemærkninger i afsnit 6 til lovforslag nr. 82 om lov om Energinet af 4. november 2004, jf. Folketingstidende 2004-2005, tillæg A, side 2394-2395, at hensigten med organiseringen af selskabet var at løse de overordnede systemansvars- og myndighedslignende opgaver i modervirksomheden, mens de driftsprægede transmissionsopgaver skulle løses i datterselskaberne. Den nærmere afgrænsning mellem de funktioner, der løses i modervirksomheden, og de funktioner, der løses i datterselskaberne, skulle foretages som led i etableringen af Energinet og senere af ledelsen i Energinet.

[...]

2.1.2. Energi-, Forsynings- og Klimaministeriets overvejelser og den foreslåede ordning

Med omorganiseringen af Energinet den 1. maj 2018 er en del af Energinets driftsprægede aktiviteter såsom transmissionssystemoperatøropgaver, der før var placeret i moderselskabet, nu udskilt i datterselskaber med henblik på at sikre et styrket og selvstændigt fokus på disse opgaver. Samtidigt sikredes en mere koncentreret varetagelse af selskabets stigende antal myndighedslignende opgaver i moderselskabet ved oprettelse af en egentlig myndighedsenhed. Hermed opnåede man overordnet set en styrket struktur og en større gennemsigthed i Energinets aktiviteter, som ønskes understøttet af klare retlige rammer for selskabets organisering og opgavevaretagelse.

Den valgte organisering af selskabets aktiviteter er således blevet til på baggrund af grundige overvejelser om, hvilken model der bedst tilgodeser hensynene bag lov om Energinet og den regulatoriske ramme, selskabet arbejder under, herunder principperne om retssikkerhed, økonomisk saglig forvaltning og offentlig kontrol med Energinets aktiviteter. Det er formålet med lovforslaget at afspejle disse overvejelser i lov om Energinet, således at enhver fremtidig organisering skal foretages under iagttagelse af disse retningslinjer.

Baggrunden for den oprindelige placering af systemoperatøropgaverne i moderselskabet var den myndighedslignende karakter af opgaver som markedsfacilitering, overvågning af markedet, ansvar for balancering af nettet og beredskabsmæssige forhold, som taler for en vis offentlig kontrol hermed. Grundet udviklingen af sektoren vurderes en del af disse opgaver i dag imidlertid overvejende at være driftsprægede, hvorfor de med fordel kan placeres i datterselskaber.

Det foreslås på den baggrund, at § 2 i lov om Energinet vedrørende Energinets datterselskabers opgavevaretagelse ændres med henblik på at sikre og præcisere den rigtige retlige ramme for selskabets nye organisering. I medfør af lovforslaget vil de overordnede planlægningsmæssige

³⁹ Bemærkninger til lov nr. 494 af 1. maj 2019 om Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning, 2018/1 LSF 178, link: <https://www.retsinformation.dk/eli/fta/2019/494> og <https://www.retsinformation.dk/eli/ft/201812100178>:

opgaver samt myndighedslignende opgaver skulle varetages i moderselskabet. Ændringen er overordnet set i overensstemmelse med forarbejdernes forudsætning om, at driftsmæssige opgaver udskilles i datterselskaber grundet effektivitets- og driftsøkonomiske hensyn, mens de myndighedslignende opgaver skal varetages i moderselskabet.

Myndighedslignende opgaver bør være underlagt tæt offentlig kontrol og være placeret således, at energi-, forsynings- og klimaministeren kan udøve indflydelse på opgaverne. Ministerens ejerbeføjelser over for Energinets moderselskab er direkte, hvorimod beføjelserne over for Energinets datterselskaber alene er indirekte – via moderselskabet. De myndighedslignende opgaver skal derfor fortsat varetages i moderselskabet. De almindelige forvaltningsretlige principper såsom princippet om saglig forvaltning, princippet om ligestilling, princippet om økonomisk forsvarlig forvaltning og princippet om proportionalitet, der gælder for myndighedens regelfastsættende virksomhed, gælder tilsvarende for Energinets varetagelse af disse myndighedslignende opgaver, jf. lovens § 17. De overordnede planlægningsmæssige opgaver bør ligeledes fortsat varetages i moderselskabet, som besidder det nødvendige overblik over samtlige aktiviteter i selskabet, og som ejeren, energi-, forsynings- og klimaministeren, kan udøve direkte indflydelse på og dermed også på planlægning af udbygningen af den overordnede infrastruktur. Det vurderes ligeledes, at den nye organisering understøtter hensynet til en økonomisk saglig forvaltning gennem en skarp adskillelse af den enhed, der træffer konkrete afgørelser, og den enhed, der enten opnår indtægter eller afholder udgifter som følge af afgørelserne. Den nye organisering understøtter dermed tilliden til selskabets varetagelse af sine myndighedslignende opgaver.

Den nærmere afgrænsning af, hvilke opgaver der udgør myndighedslignende opgave, og som derfor vil skulle varetages i moderselskabet, og hvilke opgaver der vil kunne varetages i datterselskaber, vil skulle foretages af ledelsen i Energinet, som fastlægger denne grænsedragning og processerne for samarbejdet mellem koncernens enheder i en koncerninstruks. Myndighedslignende opgaver vil eksempelvis være udarbejdelse af generelle regler, forskrifter og afgørelser samt udførelse af tilsyn. Koncerninstruksen vil skulle godkendes af energi-, forsynings- og klimaministeren, ligesom efterfølgende ændringer heraf ligeledes skal godkendes af ministeren, forinden de kan træde i kraft. Med forslaget sikres således rammerne for Energinets organisering med en beskrivelse af karakteren af de aktiviteter, der vil skulle varetages i moderselskabet, og rummer samtidig den nødvendige fleksibilitet til, at Energinet kan organisere selskabets aktiviteter mest hensigtsmæssigt.

[...]

Det følger af det foreslåede stk. 6, at myndighedslignende opgaver og fastlæggelse af de overordnede retningslinjer for den samlede virksomhed ikke kan varetages i datterselskaber. Dette indebærer, at den overordnede planlægning af Energinets aktiviteter og myndighedslignende opgaver skal varetages i moderselskabet. Med de foreslåede rammer for Energinets virksomhed vil moderselskabet have det bedste overblik over Energinets samlede virksomhed, idet ledelsen i moderselskabet i medfør af sit koncernansvar har ansvar for optimering og drift af datterselskaberne inden for gældende regulering og forretningsområdernes målsætning. Herved styrkes Energinets styrbarhed og ledelsesmæssige fokus. Med den foreslåede ordning sikres det ligeledes, at ansvaret for at den sammenhængende energiplanlægning er placeret i moderselskabet, som ministeren har en direkte kontrol med. Baggrunden for at bevare de myndighedslignende opgaver i moderselskabet er ligeledes at sikre tilstrækkelig offentlig styring og indflydelse i relation til varetagelsen af disse opgaver.

Efter omorganiseringen af Energinet er en del af systemoperatøropgaven placeret i underliggende datterselskaber, idet disse opgaver vurderes at være af overvejende driftsmæssig karakter. Dette er overordnet set i overensstemmelse med forarbejderne til bestemmelsen, hvoraf det

fremgår, at driftsprægede opgaver varetages mest hensigtsmæssigt i datterselskaber. Det forventes, at den foreslåede bestemmelse vil medføre, at Energinets forskellige aktiviteter kan drives efter deres eget rationale og deres egen forretningslogik i datterselskaber, mens ledelsen i Energinets moderselskab beholder et klart forretningsansvar for virksomhedens underliggende selskaber.

Den foreslåede affattelse af stk. 6 vil indebære, at indholdet af de almindelige bemærkninger til den gældende § 2 i loven om, at modervirksomheden skal varetage de overordnede planlægningsmæssige og myndighedslignende opgaver, indføres i selve lovteksten. Herved sikres det, at den egentlige myndighedsudøvelse holdes tæt ved ministeren under den bedst mulige styring og gennemsigtighed af hensyn til retssikkerhedsmæssige forhold. Med en adskillelse af Energinets driftsmæssige funktioner og de myndighedslignende opgaver sikres det, at virksomhedshensyn ikke overvægtes i administrationen af de myndighedslignende opgaver.

5. Vurdering

I det følgende vurderes metodens overensstemmelse med de kriterier, der er fastlagt i reguleringen for udformningen af tarifmetoder.

5.1 Tilslutningsbetaling

Energinets tilslutningsbetaling består af en tilslutningsbetaling, der skal dække visse anlægselementer fuldt ud og visse anlægselementer efter en fordelingsnøgle. Omkostningerne baseres på de faktiske realiserede omkostninger.

5.1.1 Transmissionsafgiftsforordningen

Transmissionsafgiftsforordningen indeholder som beskrevet i kapitlet om retsgrundlaget bestemmelser, der afgrænser, hvor mange omkostninger en producent kan afholde.

Energinet har ved valget af udformningen af tilslutningsbetalingen lagt til grund, at omkostninger til anlæg, der er nødvendige for tilslutning til systemet eller opgradering af forbindelsen, ikke er underlagt loftet i transmissionsafgiftsforordningen, jf. del B, punkt 2, nr. 1, herunder at dette inkluderer omkostninger forbundet med forstærkning af det bagvedliggende net. Det er samme vurdering, som Energinet har lagt til grund i den almindelige tarifmodel for elproducenter.

De af Energinets omkostninger, som er inkluderet i tilslutningsbetalingen, er åbenbart nødvendige for, at energiproducenten kan bringe den producerede energi fra anlægget og videre ind i det kollektive net. Energinet vurderer derfor, at metoden lever op til reglerne i transmissionsafgiftsforordningen.

5.1.2 Omkostningsægte tarifiering

Det følger af bestemmelsen i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, at Energinets tariffer for adgang til net og i tilknytning til styrkelse af net skal afspejle omkostningerne, være gennemsigtige, tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet og afspejle de faktiske omkostninger for så vidt disse svarer til en effektiv og strukturelt sammenlignelig netoperatørs omkostninger og anvendes uden forskelsbehandling. Energinet vurderer, at bestemmelsen i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, bl.a. fastsætter kriterier om, at Energinets priser skal være omkostningsægte. Energinet vurderer, at kriteriet om omkostningsægthed indebærer, at der i Energinets tarifmetoder tilstræbes en så tæt sammenhæng som muligt mellem tarifferne,

herunder tilslutningsbidrag, og de omkostninger, forskellige brugere af nettet giver anledning til, og som skal dækkes gennem tariffene.

Energinet vurderer også, at samme bestemmelse fastsætter kriterier om, at Energinets priser skal tage hensyn til netsikkerhed, fleksibilitet og at priserne på *neutral vis [skal] understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter.*

Det følger derudover af elmarkedsforordningen artikel 18, stk. 2, at Energinets tarifmetoder skal afspejle Energinets faste omkostninger samtidig med, at tariffene skal understøtte effektive investeringer inden for områder såsom samkøringslinjer.

Energinet vurderer, at elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 2, fastsætter kriterier om, at Energinets priser skal afspejle Energinets faste omkostninger og understøtte producenterens effektive investeringer.

Elforsyningslovens § 73 fastsætter ikke direkte de tilsvarende kriterier om, at Energinets tarifmetoder skal understøtte effektive investeringer. Disse kriterier findes derimod i § 1, stk. 1 og 2, i elforsyningslovens formålsbestemmelse, hvoraf det følger, at elforsyningslovens bestemmelser skal:

*”sikre, at landets elforsyning tilrettelægges og gennemføres i overensstemmelse med hensynet til klima, miljø, elforsyningsikkerhed, forbrugerbeskyttelse og **samfundsøkonomi***

Stk. 2. Loven skal i overensstemmelse med de i stk. 1 nævnte hensyn

- 1) sikre elkunder adgang til rimelige priser,*
- 2) fremme anvendelsen af vedvarende og miljøvenlige energikilder,*
- 3) fremme effektiv energianvendelse,*
- 4) fremme fleksibilitet i energisystemet,*
- 5) sikre en effektiv anvendelse af økonomiske ressourcer,***
- 6) sikre konkurrencen i elsektoren og*
- 7) fremme sektorintegration.”*

Det følger af de specielle bemærkninger til § 1, stk. 2, nr. 5, i elforsyningsloven⁴⁰, at *”den foreslåede bestemmelse er begrundet i, at effektiv anvendelse af økonomiske ressourcer bl.a. er en forudsætning for en samfundsøkonomisk tilrettelæggelse og gennemførelse af elforsyningen, ligesom en effektiv anvendelse af økonomiske ressourcer er en forudsætning for, at elkunder kan sikres rimelige priser. Effektiv anvendelse af økonomiske ressourcer kan sikres ved effektiviseringer, økonomisk regulering af Energinet og netvirksomheder, prisovervågning af elprodukter, samt ved at sikre konkurrencen i elsektoren, herunder på markeder for produktion og handel med elektricitet samt på markeder for aggregering og energilagring.”*

Derudover følger det af Energinets formåls bestemmelse⁴¹ blandt andet, at Energinet skal udbygge overordnet energiinfrastruktur og varetage opgaver med sammenhæng hertil og herved bidrage til udviklingen af en klimaneutral energiforsyning. Energinet skal varetage hensyn til forsyningsikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettet og systemet og effektivitet i sin drift.

⁴⁰ Lov nr. 2605 af 28. december 2021 ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

⁴¹ § 2 i lovbekendtgørelse nr. 1161 af 5. august 2022, med de ændringer, der følger af § 2 i lov nr. 1594 af 28. december 2022

Energinet vurderer, at kriterierne i elforsyningslovens § 1, stk. 1, om samfundsøkonomi, i stk. 2 om effektiv anvendelse af økonomiske ressourcer, samt kriteriet i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, om systemets samlede langsigtede effektivitet alle peger på, at der ved udformning af tariffer skal tages hensyn til langsigtet økonomisk effektivitet og dels til de samfundsmæssige afvejninger, der ligger til grund for den måde, hvorpå målsætningerne om forsynings-sikkerhed gennemføres.

På den baggrund finder Energinet, at prisfastsættelsen skal ske i overensstemmelse med kriteriet i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, om at *understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter* som findes tilsvarende i formålsbestemmelsen i elforsyningsloven.

Energinet vurderer, at bestemmelsen i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, bl.a. fastlægger et krav om, at tarifieringen skal være omkostningsægte. Dette kriterie følger også af elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt. På den baggrund finder Energinet, at kravet om omkostningsægtighed i elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt., tillige er indeholdt i artikel 18, stk. 1, i elmarkedsforordningen. Energinet har herved blandt andet lagt vægt på, at det af artikel 18, stk. 1, fremgår, at tarifferne skal afspejle de faktiske omkostninger, for så vidt disse svarer til en effektiv og strukturelt sammenlignelig netoperatørs omkostninger.

Energinet har ved udviklingen af tarifmetoden lagt vægt på, at energiøproducenten fuldt ud dækker de anlægselementer, som alene etableres af hensyn til den enkelte energiøproducent, og som sikrer, at produktionen kan transporteres fra tilslutningspunktet og videre ind i det kollektive net.

Som beskrevet ovenfor er en energiø et hybridanlæg, der både fungerer som ilandføringsanlæg for energiøproducenten og som en samhandelsforbindelse mellem forskellige budzoner. De enkelte anlægselementer er i metoden kategoriseret efter, om de etableres alene af hensyn til energiøproducenten, eller om de også fungerer af hensyn til samhandlen mellem de budzoner, som energiøen er tilsluttet. For de anlægselementer, hvor omkostningerne skal deles, har Energinet udviklet den fordelingsnøgle, der er beskrevet i afsnit 3.7. Den medfører, at energiøproducenten skal betale for den kapacitet, som anvendes til ilandføring af elproduktionen til onshore transmissionsnet, samt for den kapacitet, hvor elproduktionen står i vejen for at der kan ske samhandel. Energinet finder derfor, at fordelingsnøglen medfører, at energiøproducenten kommer til at dække for sin andel af omkostningerne på de anlægselementer, der både fungerer som ilandføring og som samhandelsforbindelse.

Omkostningerne, som betales af energiøproducenten, baseres enten på faktisk realiserede omkostninger med den dertil knyttede risiko for energiøproducenten eller på de forventede omkostninger plus en risikopræmie for afhændelsen af risikoen til Energinet. Begge modeller sikrer, at tarifieringen sker omkostningsægte. I modellen med opkrævningen ud fra de faktiske omkostninger ligger der en væsentlig risiko hos energiøproducenten, som ved modellen med fast pris overføres til Energinet ved fastsættelse af et omkostningsægte fastsat risikotillæg.

Energinet vurderer på denne baggrund, at kriteriet om, at Energinets tariffer understøtter effektive investeringer, afspejler Energinets faste omkostninger og understøtter energiøproducenternes investeringer i kraft af prissignaler til energiøproducenterne er opfyldt ved metoden.

Energinet vurderer på denne baggrund, at kravet om, at tariffer skal være omkostningsægte, samlet set, er opfyldt ved metoden.

5.1.3 Rimelige kriterier

Prisfastsættelse skal ske efter rimelige kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til, jf. § 73, stk. 1, i elforsyningsloven. Rimelighedskravet fortolkes i praksis særligt ud fra et forbrugerbeskyttelseshensyn og formålsbestemmelsen i elforsyningsloven.

Som det fremgår af metoden, skal energiøproducenterne betale for enten de faktiske realiserede omkostninger, som de giver anledning til, eller en fast pris herfor, der inkluderer et risikotillæg for overførslen af risikoen til Energinet. Dette sikrer, at der ikke risikeres overvæltning af omkostninger på forbrugerne, som de ikke har givet anledning til.

Endvidere finder Energinet, at den fordelingsnøgle, der er lagt frem i afsnit 3.7 og forklaret yderligere i bilag 1, fordeler omkostningerne mellem energiøproducenten og øvrige netbrugere på en måde, der er rimelig ud fra den anvendelse, som den etablerede kapacitet kan have.

Energinet finder derfor samlet, at metoden for tarifieringen af energiøproducenter er rimelig.

5.1.4 Objektive kriterier

Prisfastsættelse skal være objektiv, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1. Objektivitetskriteriet tillægges efter praksis en lavere vægt end de øvrige kriterier for prisfastsættelse. I vurderingen af kravet om objektivitet, indgår om prisfastsættelsen er tilstrækkeligt forudsigelig for de omfattede netbrugere, og om prisen fastsættes på baggrund af identificerbare og målbare kriterier.⁴²

Energinet har ved modellen, hvor tarifieringen sker efter de faktiske omkostninger, sikret, at tilslutningsbidraget fastsættes efter identificerbare og målbare kriterier. For de anlægselementer, hvor omkostningerne skal deles, er der beskrevet en klar model for fordelingsnøglen, der på objektivt grundlag fastlægger, hvorledes beregningen skal foregå.

I modellen efter § 13, hvor der fastsættes en fast pris, er det beskrevet, hvorledes denne fastsættes. Denne prisfastsættelse bliver også fremlagt, inden den potentielle energiøproducent afgiver bud og har derfor også i den proces mulighed for at se anvendelsen af metoden inden budafgivning.

Energinet finder på denne baggrund, at metoden er forudsigelig, og at prisen opgøres på baggrund af målbare kriterier. Metoden opfylder dermed kriteriet om at være objektiv.

5.1.5 Ikke-diskriminerende kriterier

Prisfastsættelse skal ske efter ikke-diskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt. Ikke-diskriminationsbegrebet er udtryk for varetagelse af såvel konkurrenceretlige, EU-retlige som forvaltningsretlige hensyn.⁴³

⁴² Tilkendegivelse i sag nr. 21/01039 af 25. marts 2022 om Dansk Energis tarifieringsmodel 3.0, s. 22. Tilkendegivelsen kan tilgås via Forsyningstilsynets afgørelsesdatabase.

⁴³ Elforsyningsloven med kommentarer af Bent Ole Gram Mortensen, 2. udgave 2004, s. 409f.

Forsyningstilsynet lægger i sin praksis på denne baggrund til grund for vurderingen, at lige (kunde)forhold, som udgangspunkt skal behandles lige, og at forskelsbehandling mellem kategorier af netbrugere kræver en saglig grund, f.eks. forskelle i de fysiske installationer. Energinet har i denne tarifmetode fastsat en metode, der finder ens anvendelse på alle energiproducenter, hvorfor der herved er sikret en ikke-diskriminerende behandling af energiproducenter. Det betyder også, at i tilfælde, hvor der i den enkelte udbygningsfase er flere energiproducenter, der tilsluttes, behandles disse ens.

Tarifmetoden for energiproducenter adskiller sig fra Energinets generelle model for producentbetaling ved at være baseret på faktiske omkostninger (§ 12) eller de konkrete budgetterede (§ 13), i modsætning til den generelle model, der som hovedregel anvender en standardiseret tilslutningsbetaling. Dette valg er truffet på baggrund af, at der for den generelle producentbetalingsmodel er et tilstrækkeligt antal tilslutninger, der kan udgøre grundlaget for beregningen af et standardiseret tilslutningsbidrag. Etablering af energier er derimod meget store og enkeltstående projekter, hvor det ikke er muligt at beregne standardiserede omkostninger. De omkostninger, der genereres af producenterne under den almindelige producentbetalingsmodel, er således væsensforskellige fra de omkostninger, der genereres i forbindelse med energietablering, hvorfor det efter Energinets vurdering ikke kan anses som diskriminerende at behandle disse to kundegrupper forskelligt.

Det er på denne baggrund Energinets vurdering, at metoden opfylder kriteriet om at være ikke-diskriminerende.

5.1.6 Gennemsigtige kriterier

Det følger af elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt., samt elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, at tarifiering skal være på gennemsigtige vilkår.

Energinet har i metoden fremlagt tydelige vilkår for fastlæggelsen af betalingen, hvilket gør metoden gennemsigtig. Dette gælder for tilfælde, hvor metoden baserer sig på de faktiske omkostninger, som ikke kendes på tidspunktet for de mulige energiproducenters bud i udbudsrunden. Her vil den faktiske omkostning ikke være kendt på dette tidspunkt, men metoden for fastlæggelsen af betalingen vil være klar og dermed vurderer Energinet, at metoden opfylder kravet om gennemsigtighed. For så vidt angår metoden, hvor der fastlægges en fast pris, så sikrer denne model i høj grad en gennemsigtighed for byder og opfylder således også kravet om gennemsigtighed.

5.1.7 Samlet vurdering/afvejning af kriterierne i forhold til hinanden

ACER har udtalt, at ikke alle kriterierne for tariffastsættelsen kan mødes samtidigt og i fuld udstrækning, hvorfor kriterierne ikke er kumulative.⁴⁴

Det er endvidere anerkendt, at de nationale myndigheder har adgang til at balancere konkurrerende kriterier afhængig af de nationale karakteristika og omstændigheder, og i henhold til myndighedens prioriteter, så længe det sker med respekt for de juridiske rammer i EU-reguleringen.⁴⁵

⁴⁴ Se ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, januar 2023, pkt. 264, hvor ACER angiver at: *"In practice, it is difficult to meet all of the principles simultaneously and fully. Therefore, when setting tariffs, the NRAs aim to achieve a balance between these principles or they have to make certain trade-offs according to priorities, while also respecting legal boundaries."*

⁴⁵ Se CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition fra 20. April 2020, s. 12, samt ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, januar 2023, pkt. 264.

Forsyningstilsynet har i overensstemmelse hermed udtalt, at Elforsyningslovens § 73, stk. 1, giver en bred metodefrihed for tariffastsættelse, og at én tarifieringsmetode ikke nødvendigvis udelukker en anden metode.⁴⁶ Forskelligartede tariffastsættelsesmetoder kan af samme grund være i overensstemmelse med reguleringen.⁴⁷

På denne baggrund har Energinet foretaget en samlet afvejning af metodens opfyldelse af kriterierne og finder på den baggrund, at metoden ud fra en helhedsvurdering lever op til de samlede krav i reguleringen.

5.2 Løbende indfødningsstarif

I metoden dækker indfødningsstariffen over de netomkostninger, som Energinet har til at løse transportopgaven i det dybe net. Der er tale om tre typer af omkostninger; opretholdelse af det eksisterende net, drift af transmissionsnettet og øvrige omkostninger.

Indfødningsstariffen bygger på den samme metode, som Energinet har metodeanmeldt til Forsyningstilsynet den 5. september 2022, og som Forsyningstilsynet godkendte den 21. december 2022, ved Forsyningstilsynets godkendelse: "Godkendelse af Energinets metode for producentbetaling", j.nr.: 22/01067.

Det vil således være det samme hensyn, der gør sig gældende i denne metodeanmeldelse, som i metoden af den 21. december 2022. I det følgende er indfødningsstarifieringen vurderet i forhold til relevante kriterier i reguleringen.

5.2.1 Transmissionsafgiftsforordningen

Transmissionsafgiftsforordningen indeholder, som beskrevet i afsnit 4.3, et loft på 9 DKK/MWh. Energinet har i den generelle producentbetalingsmetode fastlagt, at producenter placeret i produktionsoverskudsområder tariferes med 9 DKK/MWh. Energiøer etableres af hensyn til indfødnings af produktion på nettet og vil derfor udgøre et produktionsoverskudsområde. Det fastlægges derfor, at energiøproducenter på tilsvarende vis tariferes med det til enhver tid gældende niveau for produktionsoverskudsområder. Metoden vurderes derfor at holde sig inden for kravene i transmissionsafgiftsforordningen.

5.2.2 Omkostningsægte tarifiering

Det følger af bestemmelsen i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, at tarifieringen skal være omkostningsægte. Dette kriterie følger også af elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt. Princippet om, at tarifiering skal være omkostningsægte, indebærer, at den enkelte kunde skal dække de omkostninger, som kunden giver anledning til. En kunde bør således hverken betale mere eller mindre end de omkostninger, som vedkommende påfører Energinet.

Som beskrevet i kapitlet om retsgrundlaget og i det foregående afsnit fastlægger transmissionsafgiftsforordningen imidlertid et loft for hvor mange omkostninger, der kan pålægges elproducenter. Energinet har redegjort for de omkostninger, som indregnes til dækning ved den

⁴⁶ Se Forsyningstilsynets godkendelse af Energinets metode for producentbetaling af 21. december 2022, s. 28.

⁴⁷ Se bl.a. Forsyningstilsynets godkendelse af 25. marts 2022 af Dansk Energis branchevejledning for tarifiering af kunder tilsluttet distributionsnettet s. 2, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets afrapportering fra arbejdsgruppen om tarifiering fra juni 2020, s. 2, ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe fra januar 2023, pkt. 13, samt CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition fra 20. april 2020, s. 5.

løbende indfødningsstarif i kapitel 9 i den generelle producentbetalingsmetode. Selvom en højere indfødningsstarif således kunne have været mere omkostningsægte, vil dette således ikke være muligt under det loft, som er fastsat.

Energinet vurderer på denne baggrund, at kravet om, at tariffer skal være omkostningsægte, er opfyldt ved metoden ift., at dette skal ske inden for den ramme som transmissionsafgiftsforordningen fastlægger.

5.2.3 Rimelige kriterier

Energinet har ved vurderingen af rimeligheden i indfødningsstariffen lagt vægt på, at alle producenter skal betale indfødningsstariffer (medmindre de specifikt er undtaget efter § 52, stk. 2, i lov om fremme af vedvarende energi). Prisen på indfødningsstariffen er differentieret, idet prisen udgør 0,3 øre/kWh i forbrugsdominerede områder og 0,9 øre /kWh i produktionsoverskudsområder. Forsyningstilsynet vurderer⁴⁸, at en sådan differentiering rimelig, fordi transportopgaven i produktionsoverskudsområderne giver anledning til forhøjede omkostninger, og det derfor er rimeligt, at producenterne, som er placeret der, betaler en del af den omkostning, som de selv giver anledning til. Eftersom energiøproducenten vil være placeret i et klart produktionsområde, findes det også rimeligt at fastsætte tariffen til loftet i transmissionsafgiftsforordningen tilsvarende øvrige producenter, der er placeret i produktionsoverskudsområder, jf. den generelle producentbetalingsmodel.

5.2.4 Objektive kriterier

Energinet vurderer, at indfødningsstariffen er fastsat efter objektive konstaterbare kriterier. Energiøproducenterne skal betale en indfødningsstarif, som øvrige producenter, efter deres respektive placering i forbrugsdominerende- eller produktionsoverskudsområder. Der er således en forudsigelighed i prisfastsættelsen heraf.

5.2.5 Ikke-diskriminerende kriterier

Energinet vurderer, at kriterierne for at opkræve indfødningsstariffer er ikke-diskriminerende. Energinet har i den forbindelse lagt vægt på, at der vil blive opkrævet den samme tarif fra energiøproducenter, som fra producenter beliggende i produktionsoverskudsområder. Disse to typer af kunder behandles således lige og uden forskelsbehandling. Ens producenter, der er beliggende i de samme områdetyper, vil betale det samme. I forhold til producenter beliggende i forbrugsdominerede områder, så opkræves der en anden takst fra disse, men denne forskel skyldes, at der er færre omkostninger forbundet med disse anlæg, hvorfor der er tale om forskelle, der begrundes forskellig behandling mellem disse typer af kunder.

5.2.6 Gennemsigtige kriterier

Energinet har i metoden tydeligt beskrevet, hvordan energiøproducentens indfødningsstarif skal fastsættes.

Energinet vurderer på denne baggrund, at metoden opfylder kravet om gennemsigtighed.

6. Høringsproces

Energinet lægger stor vægt på at inddrage aktører i udarbejdelsen af nye metoder og vilkår.

⁴⁸ Forsyningstilsynets godkendelse af Energinets metode for producentbetaling af den 21. december 2022, j.nr.: 22/01067

Energinet afholdt den 26. oktober 2022 et aktørmøde for at påbegynde dialogen omkring tarifmetoden for Energiøer.

Energinet har udsendt tarifmetoden i høring fra den 3. maj til den 6. juni 2023. Se vedlagte høringsnotat om Energinets håndtering af høringssvarene.

Energinet afholdt aktørmøde den 22. maj 2023, kl. 14.00-15.30, hvor der var mulighed for at stille spørgsmål til metoden.

7. Ikrafttrædelse

Denne metode skal træde i kraft umiddelbart efter Forsyningstilsynets godkendelse. Det forventes, at udbud for energiøproducenter skal igangsættes inden for en kortere tidshorisont og til brug for denne proces er det væsentligt, at tarifmetoden sættes i kraft, så snart den er godkendt af Forsyningstilsynet.