



**ENERGINET**  
Myndighedsenheden

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:  
5. september 2022

Forfatter:  
DHA, OKJ, HKS, BJB, SVT,  
ARY, SGL, SUD

## ANMELDELSE – ELTARIFFER – (justeret anmeldelse d. 5. september 2022)

# METODEBESKRIVELSE FOR PRODUCENTBETALING

## Indhold

1. Indledning, anvendelsesområde og læsevejledning.....	3
1.1 Indledning.....	3
1.2 Anvendelsesområde .....	4
1.3 Terminologi.....	5
1.4 Læsevejledning .....	5
2. Baggrund og formål.....	5
2.1 Energinets tariffer – Tariffer opkrævet ved producenterne .....	6
2.2 Overblik over ændringer .....	8
2.3 Anvendelse af geografisk differentiering.....	9
2.4 Grundlæggende metodevalg .....	10
2.5 Producentbetaling i andre lande .....	12
3. Retsgrundlag .....	13
3.1 Elmarkedsforordningen .....	15
3.2 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe .....	17
3.3 Transmissionsafgiftsforordningen .....	18
3.4 Prisdifferentiering .....	19
3.5 Nettilslutningsbekendtgørelsen.....	20
3.6 Elproduktionsbekendtgørelsen.....	21
3.7 Tilslutning af produktionsanlæg på centrale kraftværkspladser .....	21
4. Stationsbidrag pr. felt for produktionsanlæg, der tilsluttes i transmissionsnettet .....	21
4.1 Metode for fastlæggelse af stationsbidrag.....	22
4.2 Metode for justering af prisen på stationsbidraget.....	23
4.3 Tidspunkt for fastlæggelse af, hvilket stationsbidrag et nyt anlæg skal betale ..	23
4.4 Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse.....	23
5. Geografisk differentiering .....	24

5.1	Definition af bagvedliggende net.....	24
5.2	Metode for fastlæggelse af geografiske områder .....	26
5.3	Metode for beregning af standardafstand i det <i>nære transmissionsnet</i> .....	34
5.4	Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse.....	39
<b>6.</b>	<b>Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet.....</b>	<b>40</b>
6.1	Baggrund for valg af model med standardiseret betaling.....	40
6.2	Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet fra transmissionstilsluttede anlæg .....	41
6.3	Metode for opdatering af tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet ...	46
6.4	Fastlæggelse og opkrævning tilslutningsbidrag til det nære net.....	47
6.5	Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse.....	47
<b>7.</b>	<b>Tilslutningsbidrag fra distributionstilsluttede anlæg .....</b>	<b>47</b>
7.1	Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet.....	48
7.2	Transformerbidrag.....	48
7.3	Fastlæggelse af indfødningsomfang for produktionsanlæg tilsluttet i distributionsnettet.....	49
7.4	Metode for fastlæggelse af transformerbidrag fra distributionstilsluttede anlæg	50
7.5	Metode for fastlæggelse af det samlede tilslutningsbidraget fra distributionstilsluttede anlæg.....	53
7.6	Metode for opdatering af transformerbidraget fra distributionstilsluttede anlæg	54
7.7	Tidspunkt for fastlæggelse af tilslutningsbidrag for et nyt anlæg tilsluttet i distributionssystemet .....	54
7.8	Undtagelse for opkrævning af tilslutningsbidrag fra små lavspændingstilsluttede anlæg .....	54
7.9	Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse.....	54
<b>8.</b>	<b>Særtilfælde i forbindelse med betaling for tilslutning .....</b>	<b>55</b>
8.1	Supplerende tilslutningsbetaling ved fravalg af løsning med laveste samlede omkostninger efter § 3 i nettilslutningsbekendtgørelsen .....	55
8.2	Anlæg der etableres efter elproduktionsbekendtgørelsen .....	62
8.3	Tilslutningsbetaling i tilfælde, hvor der bag ved tilslutningspunktet er både forbrug og produktion .....	63
8.4	Særligt vedrørende VE-anlæg etableret i forbindelse med statslige udbud.....	64
8.5	Særligt vedrørende VE-anlæg etableret i forbindelse med energi-øer .....	64
<b>9.</b>	<b>Løbende tariffer – metode for geografisk differentieret indfødningsstarif .....</b>	<b>64</b>
9.1	Rationale for at indføre en geografisk differentieret indfødningsstarif .....	64
9.2	Fastlæggelse af de geografiske områder .....	65
9.3	Fastlæggelse af størrelsen på de løbende betalinger .....	65
9.4	Mulige fremtidige videreudviklinger af producentbetalingen.....	68
9.5	Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse.....	68
<b>10.</b>	<b>Opsummerende prisblad med dagens forudsætninger .....</b>	<b>68</b>
<b>11.</b>	<b>Overgangsregler mv. samt evaluering af ny tarifmodel .....</b>	<b>70</b>
11.1	Overgang til ny tarifmodel .....	70
11.2	Udvidelse af indfødningsomfang .....	70
11.3	Evaluering af tarifmodellen for producenter .....	71

# 1. Indledning, anvendelsesområde og læsevejledning

## 1.1 Indledning

Dette dokument indeholder Energinets metode for tarifiering af elproducenter. Metoden vedrører alene ændringer ift. de omkostninger, der indgår i Energinets pulje af netomkostninger og vedrører ikke puljen af systemomkostninger. Metoden indeholder både beskrivelse af ny tilslutningsbetaling for elproducenter samt ændring af den løbende tarifiering af elproducenter, dvs. den såkaldte indfødningsstarif.

Metoden skal træde i kraft pr. 1. januar 2023, under forudsætning af, at Forsyningstilsynets godkendelse foreligger.

Energinet vil evaluere metoden efter, at den har været i kraft i tre år. På baggrund af evalueringen vil Energinet tage stilling til, om der er anledning til anmeldelse af ændringer i den foreliggende metode.

Formålet med ændring af tarifbetalingen for elproducenter er at udmønte den ændring af elforsyningsloven<sup>1</sup>, som blev enstemmigt vedtaget i Folketinget den 21. december 2021. Vedtagelsen af ændringerne af elforsyningsloven er en udmøntning af Klimaaftalen af 22. juni 2020<sup>2</sup>. Ændringen medfører en fjernelse af PSO-systemet, som indtil nu har friholdt VE-producenter for at afholde de omkostninger, som de giver anledning til i forbindelse med deres nettilslutning. Samtidig indføres 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 betaler for deres løbende anvendelse af elnettet. Ændringen af elforsyningsloven medfører, at en ny tarifmodel for elproducenter skal være gældende fra den 1. januar 2023.

Energinet vil anvende de nye muligheder i overensstemmelse med intentionen i lovgivningen og indføre tilslutningsbidrag for produktion og geografisk differentierede indfødningsstariffer. Det betyder, at VE-producenterne i højere grad vil komme til at bidrage til at dække Energinets omkostninger til udbygning af elnettet. Derudover gives incitamenter til geografisk hensigtsmæssig placering af ny VE-produktion, set fra et netudbygningsperspektiv.

Overordnet indeholder metoden tre elementer:

- et standardiseret tilslutningsbidrag bestående af:
  - o et fast stations-tilslutningsbidrag pr. felt til dækning af gennemsnitlige tilslutningsomkostninger i Energinets station, (eller et – geografisk differentieret – standard transformerbidrag pr. MW, hvis der er tale om et DSO-tilsluttet anlæg)
  - o et geografisk differentieret standard-tilslutningsbidrag pr. MW efter tilslutningens størrelse til dækning af gennemsnitlige omkostninger i det nære net
- samt en geografisk differentieret løbende indfødningsstarif pr. kWh til dækning af omkostninger i det dybe net.

<sup>1</sup> Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

<sup>2</sup> Klimaaftalen af 22. juni 2020 (<https://fm.dk/media/18085/klimaafale-for-energi-og-industri-mv-2020.pdf>)

Energinets metode for en ændret producentbetaling indeholder en opdeling af landet i henholdsvis *produktionsoverskudsområder* og *forbrugsdominerede områder*. Den geografiske differentiering vil have indflydelse på tilslutningsbidrag til det nære net og den løbende indfødningsstarif. Her vil priserne afspejle, at der er færre netomkostninger forbundet med produktion i forbrugsdominerede områder.

Stations-tilslutningsbidraget gælder for transmissionstilsluttede produktionsanlæg. Tilslutningsbidraget til det nære net og den løbende indfødningsstarif vil gælde for både TSO- og DSO-tilsluttet elproduktion, hvilket skal sikre hensyn til, at alle elproducenter fremover kommer til at bidrage til de bagvedliggende dele af transmissionsnettet – de nære dele såvel som de dybe.

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

## 1.2 Anvendelsesområde

Denne metode for producentbetaling vedrører alle former for anlæg, som tilsluttes det kollektive elforsyningssystem og som kan eller vil kunne føde energi ind på det, dvs. både egentlige produktionsanlæg som tilsluttes til transmissionssystemet og til distributionssystemet men også energilageranlæg såsom batterianlæg, CAES<sup>3</sup>-anlæg mv, som både kan tage energi ud af det kollektive elforsyningssystem og føde det ind igen samt alle kombinationer heraf.

Produktionsanlæg, som omfattes af metoden, er således alle anlæg, som omfattes af elforsyningslovens regler om indfødnings af energi, inkl. nettilslutningsbekendtgørelsen og elproduktionsbekendtgørelsen. Dvs. anlæg, som kan eller vil kunne føde elektrisk energi ind i det kollektive elforsyningssystem og omfatter derfor, men er ikke begrænset til,

- produktionsanlæg, synkrone såvel som asynkrone, herunder vindmølleparker, solcelleparker, kraftværker og kraftvarmeværker,
- energilageranlæg, som har mulighed for at føre elektrisk energi tilbage i elforsyningssystemet,
- energilageranlæg i kombination med et produktionsanlæg, hvor energilageranlægget føder produktionsanlæggets producerede energi ind i det kollektive elforsyningssystem ude af takt med produktionsanlægget og
- anlæg med både produktion og forbrug bag måleren/tilslutningspunktet og som indføder energi i det kollektive elforsyningssystem.

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

Nødstrømsanlæg, dvs. anlæg, der alene har til formål at forsyne forbrugsanlæg med en nødstrømsforsyning, når det kollektive elforsyningssystem ikke er tilgængeligt, er ikke omfattet af metoden. Produktionsanlæg, som tilsluttes transmissionssystemet, er opført efter offentlige udbud efter reglerne i VE-loven og som en del af udbuddet har afholdt omkostningerne til etablering af nettilslutning, er ikke omfattet af metoden.

Denne metodes kapitel 8.1 om supplerende tilslutningsbetaling i særlige tilfælde finder kun anvendelse for produktionsanlæg, som er omfattet af nettilslutningsbekendtgørelsen (bekendtgørelse nr. 2653 af 28. december 2021 med senere ændringer) samt elproduktionsbekendtgørelsen (bekendtgørelse nr. 2654 af 28. december 2021 med senere ændringer).

<sup>3</sup> CAES: Compressed Air Energy Storage

Metoden vedrører opkrævning af tariffer til dækning af Energinets netrelaterede omkostninger, som i dag for en stor del dækkes via indfødningsstarif og nettarif for forbrug. Denne metode berører ikke opkrævningen af tariffer til dækning af de systemrelaterede omkostninger, dvs. det som i dag dækkes gennem opkrævning af systemtarif for forbrugere samt balancetariffer for forbrug og produktion.

### 1.3 Terminologi

I denne metode beregnes tilslutningsbidrag på baggrund af indfødningsomfang angivet i MW. Indfødningsomfang kan også angives i MVA, og for så vidt angår denne metode kan disse betegnelser anvendes 1:1, da der i denne sammenhæng ses bort fra  $\cos(\phi)$ .

### 1.4 Læsevejledning

I kapitel 2 gennemgås den historiske baggrund for den nuværende producentbetaling, der beskrives nogle af de grundlæggende metodevalg og andre landes forhold kommenteres. Retsgrundlaget for ændringerne af Energinets tarifopkrævning gennemgås i kapitel 3, inden metoden for et nyt og standardiseret stationstilslutningsbidrag præsenteres i kapitel 4.

I kapitel 5 præsenteres Energinets geografiske differentiering mellem produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder, som anvendes i den følgende metode for standard tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet og den fortsatte løbende indfødningsstarif. Metoden for beregning af standardafstanden i det nære net fastlægges også.

Kapitel 6 specificerer de overordnede priselementer i standard-tilslutningsbidraget til det nære net for nye anlæg og redegør for relevansen for transmissionsstilsluttede anlæg. Forudsætninger og beregningsmetoder for dækning af Energinets omkostninger til det nære net forklares.

Kapitel 7 indeholder beskrivelse af, hvilken tilslutningsbetaling anlæg, der tilsluttes i distributionsnettet, skal betale.

I kapitel 8 forklares undtagelser og særtilfælde i forbindelse med betaling for tilslutninger. Den løbende indfødningsstarif med geografisk differentiering fastsættes i kapitel 9. I kapitel 10 gives en samlet oversigt over priserne ud fra eksisterende forudsætninger. Slutteligt beskrives overgangsordninger, regnskabsmæssig håndtering af tilslutningsbetalingerne og evaluering af tarifmodellen for elproducenter i det afsluttende kapitel 11.

## 2. Baggrund og formål

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.

Den 17. november 2016 indgik den daværende regering (Venstre) sammen med Socialdemokratiet, Dansk Folkeparti, Liberal Alliance, Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti og Det Konservative Folkeparti "Aftale om afskaffelse af PSO-afgiften", herefter PSO-aftalen. PSO-aftalen betød bl.a., at Europa-Kommissionen afsluttede sin undersøgelse af PSO-afgiften, som Europa-Kommissionen havde udtrykt bekymring for kunne være diskriminerende overfor udenlandske

producenter af energi sammenlignet med danske producenter (se Europa-Kommissionens afgørelse af 14. december 2016 i sag SA. 46822 (2016/N) – Danmark – Ændring af finansieringen af vedvarende energi (2017/C 83/1)).

Med PSO-aftalen blev aftaleparterne enige om at ophæve PSO-systemet med udgangen af 2021 og afholde udgifterne til støtte til vedvarende energi over finansloven.

For at kunne ophæve PSO-systemet og afskaffe PSO-tariffen fra 2022 vurderer ministeriet<sup>4</sup>, at en række bestemmelser primært i elforsyningsloven og i VE-loven om PSO-systemet skal ophæves, herunder bestemmelser<sup>5</sup> om, at Energinets omkostninger til netforstærkning og netudbygning af transmissionsnettet efter elforsyningslovens § 67 og efter § 30 i VE-loven, kan PSO-finansieres (efter den såkaldte udligningsordning).

Energinet har ikke i nyere tid gjort brug af udligningsordningen. Energinets tarif er landsdækkende ud fra samme hensyn, som i udligningsordningen og har dermed allerede udlignet omkostningerne.

PSO-aftalen afskaffede kun PSO'en, mens udligningsordningen fortsat var gældende, og omkostningerne til udligningsordningen bliver i 2022 afholdt via finansloven. Der er også aftalt at udligningsordningen selv skal afskaffes med udgangen af 2022. Ophævelsen af udligningsordningen er indført i lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love. Herved er det ikke længere muligt for VE-developere at blive fritaget for de omkostninger, som nettilslutning af deres anlæg giver anledning til. Netvirksomhederne og Energinet skal fremadrettet i stedet opkræve disse omkostninger fra de kategorier af netbrugere, som giver anledning til omkostningerne, som en del af den samlede tarifiering af forbrugere og producenter og i overensstemmelse med reglerne for tarifiering i elforsyningslovens § 73 mv. som redegjort for i kapitel 3. Grundlæggende betyder det således, at de omkostninger, som pga. PSO-systemet er blevet opkrævet hos forbrugerne, fremover skal allokeres til de producenter, som giver anledning til dem.

## 2.1 Energinets tariffer – Tariffer opkrævet ved producenterne

Energinet har ved sin etablering udarbejdet en metode for prisfastsættelse af Energinets tariffer, herunder indfødningsstarif<sup>6</sup> og balancetarif for produktion<sup>7</sup>. Det daværende Energitilsyn<sup>8</sup> traf afgørelse om at meddele Elkraft System og Eltra, at Energitilsynet godkendte metoderne for prisfastsættelsen i overensstemmelse med de principper, der fremgår af virksomhedernes notat "Opdeling af den systemansvarlige virksomheds tarifpuljer 1. januar 2005". Godkendelsen er sket med visse nærmere beskrevne forbehold. 3/1307-0300-0074. Afgørelsen findes på Forsyningstilsynets hjemmeside: <https://forsyningstilsynet.dk/el/afgoerelser/godkendelse-systemansvarets-tariffer-i-2005>.

På baggrund af tarifmetoden fra 2005 opkræves Energinets tariffer som en variabel tarif – øre/kWh. Metoden indeholdt en grundlæggende opdeling i to tarifpuljer, hhv. en netpulje og en systempulje. For 2022 opkræves følgende tariffer fra elproducenterne.

<sup>4</sup> Almindelige bemærkninger L53 til lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

<sup>5</sup> Elforsyningslovens § 8, stk. 1, nr. 5

<sup>6</sup> Indfødningsstariffen for produktion dækker en del af Energinets omkostninger til drift og vedligehold af det overordnede elnet (132-150 og 400 kV-nettet) og drift og vedligehold af udlandsforbindelserne. Solceller, vindmøller og decentrale værker, der er omfattet af aftagepligten, betaler ikke indfødningsstarif

<sup>7</sup> Tariffen dækker en andel af Energinets samlede omkostninger til systemydelse og håndtering af balancemarkedet.

<sup>8</sup> Forsyningstilsynet har overtaget alle opgaver fra Energitilsynet 1. juli 2018.

Produktionstariffer 2022	Øre/kWh
Indfødningsstarif (går til dækning af netpuljen)	0,3
Balancetarif for produktion (går til dækning af systempuljen)	0,116

Tarimetoden i dette dokument berører ikke producenterens bidrag til dækning af systempuljen, så derfor fokuserer det følgende på netpuljen.

### Netpulje – Omkostninger og indtægter

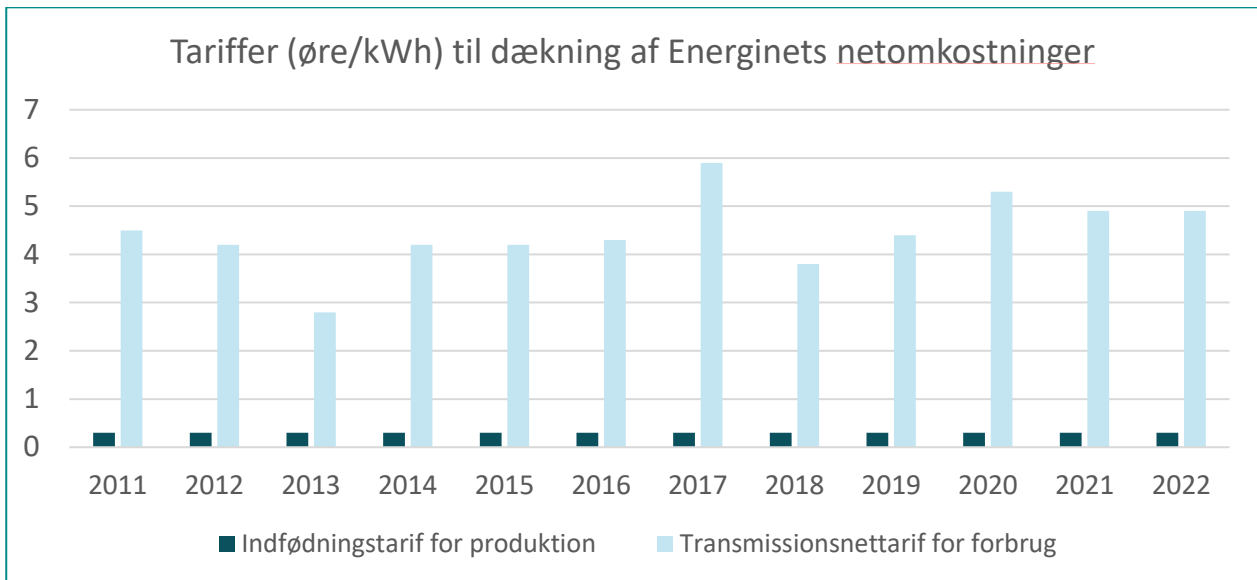
Af Energinets metode for prisfastsættelse af Energinets tariffer fra 2005 blev det defineret, hvilke omkostninger og indtægter, som skal indgå i grundlaget for fastsættelse af den netpulje, som henholdsvis forbrug og indfødnings skal dække.

Oversigten kan ses herunder:

Indtægter	Omkostninger
Tarifindtægt, netpulje	Drift og vedligehold af transmissionsnet
Indtægter vedr. udlandsforbindelser (flaskkehals- og auktionsindtægter) i det omfang de må indregnes som indtægt.	Afskrivninger og finansiering af transmissionsnet
Andre indtægter: Betaling for særretigheder og EU-tilskud	Nettab
Transitkompensation	Modkøb/specialregulering
	Omkostninger til udenlandske net
	Markedsgebyrer
	Andel af forrentning af egenkapital

Af metoden fra 2005 fremgår det, at "Tarifindtægt, netpulje" er den samlede indtægt fra tarifiering af indfødnings (*indfødningsstariffen* fra produktion) og forbrug (*nettariffen* fra forbrug).

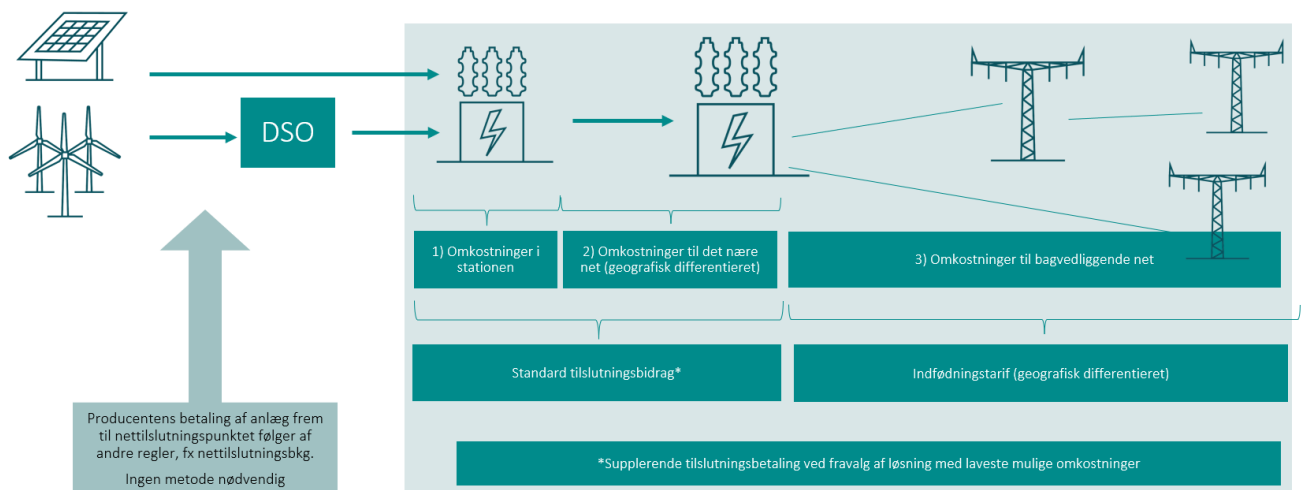
Indfødningsstariffen har siden 2011 udgjort 0,3 øre/kWh og har således ikke ændret sig i løbet af de sidste 10 år. Dermed har det været forbrugerne, der har dækket den resterende netpulje, som har varieret fra år til år. Nedenstående figur viser de løbende tariffer, som Energinet har opkrævet til dækning af netpuljen (figuren indeholder således ikke de systemrelaterede omkostninger, der opkræves via systemtarif for forbrug og balancetarif for produktion og forbrug). Figuren tager ikke højde for, at forbrugere på transmissionsnettet også har afholdt omkostningerne til deres nettilslutning.



Som det fremgår ovenfor, har producenterne afholdt en ret begrænset andel af de samlede omkostninger i netpuljen. Den foreslåede metode i dette dokument vil medføre et større bidrag fra indfødningsen (producenterne) til dækning af omkostningerne i netpuljen, og forbrugerne vil således alt andet lige skulle dække en tilsvarende mindre andel af omkostningerne i netpuljen.

## 2.2 Overblik over ændringer

Forslaget til en ny producentmodel er baseret på et internt analysearbejde i Energinet samt dialog med aktører, brancheorganisationer, mv. Figuren nedenfor illustrerer den overordnede ny tarifmodel for elproducenter, som kort beskrives i tekst efterfølgende og som fremgår i detaljer af de følgende kapitler



Figur 1: Overblik over tarifmodel for elproducenter

Figuren viser yderst til venstre, at omkostningerne, der vedrører tilslutningen fra produktionsanlægget og hen til Energinets station, og dermed det kollektive elnet, allerede i dag påhviler producenten. Det er ikke omkostninger, som Energinet afholder, og det er derfor heller ikke en del af netpuljen.



Herefter er der vist to typer af bidrag i forbindelse med tilslutningen af anlægget, som fremover skal dække følgende omkostninger.

#### 1. Omkostninger i stationen

Dette vedrører de omkostninger, Energinet afholder i forbindelse med tilslutning i stationen (fx felt). Dækkes af et standardiseret stations-tilslutningsbidrag til dækning af gennemsnitlige tilslutningsomkostninger i Energinets station. Gælder anlæg tilsluttet i transmissionsnettet. Dette bidrag differentieres ikke geografisk, da størrelsen af omkostningerne hertil ikke afhænger af anlæggets placering.

For anlæg, der tilsluttes i distributionsnettet, vil der blive opkrævet et transformerbidrag, der skal bidrage til at dække omkostningerne i Energinets stationer ved transformation af produktion til transmissionsnettet. Dette transformerbidrag differentieres geografisk, da produktionens placering har indflydelse på omkostningerne.

#### 2. Omkostninger til det nære net (geografisk differentieret)

Dette vedrører de omkostninger, som Energinet afholder til at sikre, at produktionen kan transporteres fra tilslutningspunktet og videre ind i det kollektive net. Dækkes af et standard-tilslutningsbidrag pr. MW efter tilslutningens størrelse (dvs. kapaciteten) til dækning af gennemsnitlige omkostninger i det nære transmissionsnet. Gælder også anlæg tilsluttet i DSO-nettet (med bagatelgrænse på 50 kW). Dette bidrag differentieres geografisk, da anlæggets placering har indflydelse på størrelsen af omkostningerne hertil.

Yderst til højre er vist indfødningsstariffen, som er den løbende tarifiering, som er producenternes bidrag til dækning af bl.a. omkostningerne til det dybere bagvedliggende net. Denne tarif skal betales af alle anlæg (medmindre det er omfattet af aftagepligten, typisk husstandssolceller og -vindmøller). Indfødningsstariffen differentieres geografisk for at afspejle, at placeringen af produktionen har indflydelse på størrelsen af disse omkostninger.

Dette generelle billede er i dokumentet præciseret ift. en række særtilfælde, fx ift. tilslutninger, hvor løsningen med de samlede laveste omkostninger fravælges af producenten.

### 2.3 Anvendelse af geografisk differentiering

Geografisk differentiering af tariffer er nyt i en dansk kontekst, men har været anvendt i en række andre lande, fx Sverige. Det overordnede formål med geografisk differentiering er i højere grad at sikre en mere målrettet allokering af omkostninger til de producenter, der giver anledning hertil, dvs. en mere omkostningsægte tarifiering. Hvilket samtidig giver et prissignal, som kan indgå i fremtidige investeringsbeslutninger, og derved kan være med til at bidrage til en mere omkostningseffektiv udbygning af elnettet. På baggrund af den nye mulighed for at anvende geografisk differentiering af producentbetalinger, der blev indført med den seneste ændring af elforsyningsloven, har Energinet udviklet en model baseret på to typer af zoner – produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder.

Rationalet bag denne opdeling er, at der er forskel på den underliggende transportopgave. Altså at omkostningerne ved at få produktionen frem til forbruget, kan være ganske forskellige afhængig af, hvor produktionen placeres. Den underliggende logik er:

- Et *produktionsoverskudsområde* er et sammenhængende netområde, hvor årsproduktionen er større end årsforbruget. Det sammenhængende netområde afgrænses af transmissionsnettets strukturelle flaskehalse. I produktionsoverskudsområder vil installation af ny produktionskapacitet, alt andet lige, øge behovet for transmissionsnet, både i det nære net, men også for det dybe transmissionsnet.
- I *forbrugsdominerede områder* vil transportopgaven være mindre, og i nogle tilfælde kan det samlede behov for forstærkninger blive mindre. Der kan stadig være behov for forstærkninger i det nære net, mens behovet for dybt net til gengæld kan blive reduceret.

Energinet har et ønske om at have få og relativt stabile zoner (i tid og geografi) for at sikre stabile prissignaler. Den geografiske differentiering vil have virkning på niveauet for tilslutningsbidrag ved nye anlæg samt Energinets løbende kWh-baserede indfødningsstarifering.

## 2.4 Grundlæggende metodevalg

### 2.4.1 Standardiserede bidrag vs. faktiske omkostninger

Et af de væsentligste principper for tariferingen, som beskrevet i retsgrundlaget i kapitel 3, er at denne skal være omkostningsægte, dvs. at de kategorier af netbrugere, som giver anledning til omkostninger, også skal dække disse omkostninger. Med fjernelsen af PSO-systemet kan de omkostninger, der opstår ved tilslutning af ny produktionskapacitet, ikke længere opkræves ved forbrugerne. Omkostningerne skal således dækkes ved producenterne, og Energinet har derfor skulle tage stilling til den nærmere metode herfor. En model for opkrævning af omkostningerne vil være at opkræve de faktiske omkostninger, der opstår i forbindelse med den enkelte nye tilslutning. Der vil i den forbindelse være større eller mindre omkostninger i både station og det bagvedliggende net. Disse omkostninger kan imidlertid for det enkelte projekt i høj grad afhænge af, hvornår i et områdes udbygning projektet sker. I nogle tilfælde vil en station og netområde have udnyttet kapaciteten maksimalt, således at en ny tilslutning udløser en større udbygning. Dermed drives omkostninger i en størrelsesorden, som kan være en hindring for, at anlægget overhovedet etableres. I andre tilfælde kan der være tale om mindre omkostninger, da der tidligere er afholdt omkostninger under antagelse af en væsentlig udbygning af et område, og Energinets behov for større investeringer i forbindelse med en ny tilslutning kan være begrænsede.

Energinet har derfor ved udviklingen af metoden særligt fundet anledning til, bl.a. også på baggrund af input fra aktørerne, at lægge vægt på, at den nye model indeholder en standardiseret tilgang til betalingen i stedet for en opkrævning efter de faktiske omkostninger i det enkelte tilfælde.

Energinet ønsker derved at sikre, at de standardiserede tilslutningsbidrag er retvisende ift. de *gennemsnitlige* omkostninger. Hensigten er således, at de standardtilslutningsbidrag, som foreslås, gennemsnitligt set er omkostningsægte og som samtidig derved sikrer, at prisfastlæggelsen sker efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier. Gennemsnitsbetragtningen sikrer samtidig, at den kategori af netbrugere, som tilslutter nye produktionsanlæg til nettet, tilsammen kommer til at betale netop for de omkostninger, som de som kategori af netbrugere samlet set giver anledning til. Dvs. at det er neutralt ift. eksisterende producenter såvel som ift. alle forbrugere.

Alternativet til den standardiserede tilgang ville som nævnt være i stedet at have en metode, hvor de faktiske omkostninger til den konkrete nettilslutning blev opkrævet. Denne tilgang ville

dog kunne have nogle uhensigtsmæssige konsekvenser, hvor de producenter, der først etablerer sig i et område, som kræver væsentlige netinvesteringer, ville kunne komme til at stå overfor en betaling, som ikke vil være rimelig ift. den nytte, som efterfølgende anlæg også ville kunne have af de samme investeringer.

Som eksempel på udfordringen med at opkræve faktiske omkostninger kan man se på fx et nyt solcelleanlæg på 100 MW. Hvis dette placerede sig tæt ved en central 400 kV-station, kunne behovet for netforstærkninger i det bagvedliggende net være meget begrænsede. Hvis anlægget i stedet ønsker at etablere sig i et område, hvor ny produktionskapacitet vil indebære en udbygning af transmissionsnettet, ved at der skal etableres et en ny forbindelse fra tilslutningspunktet og hen til fx det stærke 400 kV-niveau, vil dette medføre, at Energinet vil skulle etablere fx et 150 kV-kabel på strækningen. Et sådant kabel vil have en væsentlig større overføringsevne (450 MVA) end de 100 MW som solcelleanlægget er på, men anlægget udløser disse omkostninger. Anlægsbudgettet for sådan et kabel er ca. 108 mio. DKK ved en afstand på 20 km. Nogle anlæg overvejes placeret mere end 50 km fra 400 kV-nettet, hvilket således vil medføre en mere end fordobling af omkostningerne. Producenten risikerer derfor en meget væsentlig regning (100-250 mio. kr. i eksemplet afhængig af kabelafstand) for en kapacitet, som mulige efterfølgende tilslutninger vil kunne have gavn af. Energinet finder det ikke hverken rimeligt eller ikke-diskriminerende overfor den enkelte producent, at denne vil skulle dække de faktiske omkostninger. På den baggrund er der således som udgangspunkt valgt en standardiseret tilgang til betalingen, se dog kapitel 8 om særtilfælde.

#### 2.4.2 Opgørelsen af standardtilslutningsbidragene på baggrund af planlægningspriser

Metoden indeholder tre typer af standardiserede bidrag, der skal betales i forbindelse med tilslutningen. Det drejer sig om stationsbidraget, tilslutningsbidrag til det nære net samt transformerbidrag fra distributionstilsluttede anlæg. I dette afsnit beskrives metoden for hvorledes den standardiserede pris for disse bidrag fastlægges.

Helt overordnet anvender Energinet planlægningspriser til at fastlægge de enkelte omkostninger. Der er planlægningspriser for alle de større enkeltkomponenter såsom felter, transformere, kabler og reaktorer for forskellige typiske størrelser og på de forskellige spændingsniveauer. På baggrund af planlægningspriserne kan Energinet derfor opgøre de forventede *gennemsnitlige* faktiske omkostninger, der er forbundet med de enkelte komponenter.

Planlægningspriserne er fastlagt på baggrund af en kombination af prisoplysninger fra rammeaftaler for komponenter samt erfaringstal for de samlede projektomkostninger til tidligere lignende projekter. En rammeaftale er typisk en aftale indgået med et antal leverandører, der byder ind med en max-pris per komponent for en fastsat periode (typisk 2-3 år).

Planlægningspriserne udgør efter Energinets vurdering et retvisende grundlag for fastlæggelse af priselementerne, og det er også de priser, som Energinet selv anvender internt, når Energinet skal vurdere investeringsbeslutninger for konkrete projekter.

Omkostningerne, som indgår i de tre typer af bidrag - hhv. stationsbidrag, tilslutningsbidraget til det nære net samt transformerbidrag for anlæg i distributionsnettet - fastlægges med udgangspunkt i disse planlægningspriser. Dvs. at enhedspriserne for omkostningselementerne, der indgår i bidragene, fastlægges ud fra planlægningspriserne for de enkelte komponenter, som indgår i hvert af omkostningselementerne.

Planlægningspriserne medfører som følge af grundlaget for opgørelsen af disse, en høj grad af sikkerhed for, at standard-tilslutningsbidragene afspejler de faktiske *gennemsnitlige* omkostninger, som er forbundet med tilslutningen. I de enkelte konkrete projekter kan der opstå afvigelser fra planlægningspriserne, men Energinet vurderer, at de tilslutningsbidrag, der fremkommer ved anvendelse af planlægningspriserne, er retvisende ift. de *gennemsnitlige* omkostninger. Derfor medfører metoden et standardtilslutningsbidrag, som gennemsnitligt set er omkostningsægte og som samtidig tilgodeser hensynene til, at prisfastlæggelsen sker på baggrund af rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier, som nævnt ovenfor. Gennemsnitsbetragtningen sikrer samtidig, at den kategori af netbrugere, som tilslutter nye produktionsanlæg til nettet, tilsammen kommer til at betale netop for de omkostninger, som de som kategori af netbrugere samlet set giver anledning til.

Energinet vil fastsætte de tre typer af bidrag årligt i samme proces, som de øvrige tariffer, og i den forbindelse beregne disse ud fra et opdateret sæt af planlægningspriser. Hermed sikres, at bidragene fastsættes ud fra de mest aktuelle og præcise priser, der er tilgængelige.

De detaljerede planlægningspriser, rammeaftaler og øvrige priser, der indgår i fastsættelsen af bidragene, kan indeholde kommercielt følsomme informationer, som ikke kan offentliggøres af konkurrencehensyn, jf. elforsyningslovens § 84 a, stk. 1. Denne bestemmelse er dog ikke til hinder for, at oplysningerne videregives til Energistyrelsen, Forsyningstilsynet og Energiklagenævnet i overensstemmelse med gældende regler herom. Den samlede pris på de enkelte bidrag (tariffer, herunder tilslutningsbidrag) oplyses i den årlige offentliggørelse af Energinets tariffer.

#### 2.4.3 Sammenhæng mellem netvirksomhedernes og Green Power Danmarks model for producentbetaling

I forhold til sammenhængen med ændringerne i netvirksomhedernes model for tarifiering af elproducenter har Energinet under udviklingen af tarifmodellen været i løbende dialog med Green Power Denmark (tidligere Dansk Energi) om udviklingen af tarifmodellen for netvirksomhederne. Energinet ser en god logisk sammenhæng i den grundlæggende tilgang til tarifmodellen, herunder ift. en standardiseret tilgang til fastsættelsen af tilslutningsbidrag og Energinet har også inddraget enkelte konkrete elementer fra Green Power Danmarks model i Energinets tarifmodel. Dette gælder særligt for anvendelsen af den geografiske differentiering som Green Power Denmark har udviklet og som Energinet anvender i forbindelse med transformerbidrag, jf. afsnit 7.2, samt den nedre grænse for hvilke anlæg, der opkræves tilslutningsbidrag fra, jf. afsnit 7.8.

#### 2.5 Producentbetaling i andre lande

I forbindelse med udviklingen af betalingsmodellen for producenter, har Energinet set på andre EU-landes betalingsmodel.

Både ENTSO-E<sup>9</sup> og ACER<sup>10</sup> udarbejder oversigter over TSO'ernes tarifmodeller i EU. Det fremgår af oversigterne/ publikationerne, at der er meget forskellige tilgange både til producentbetaling, men også til selve tarifniveauet. Fx har Statnett<sup>11</sup> i Norge sat den løbende indfødningsstarif helt op til grænsen på det loft, der er i EU-reglerne på 0,9 øre/kWh, mens man i Tyskland, indtil videre, har valgt ikke at opkræve indfødningsstarif. I forhold til betaling i forbindelse med

<sup>9</sup> [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209\\_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview\\_Synthesis%202019.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf)

<sup>10</sup> [https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf)

<sup>11</sup> <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tariff/tariffer-i-sentralnettet/>

tilslutning er det også meget forskelligt, hvilken model der anvendes. Fx har Svenska Kraftnät<sup>12</sup> i Sverige i udgangspunktet en betaling på 350.000 SEK for systemanalyse over tilslutning i 400 kV-nettet, og forbeholder sig endvidere ret til at opkræve ekstra betaling i tilfælde, hvor der skal bygges en ny station eller i øvrigt påløber ekstra omkostninger. I Finland har Fingrid<sup>13</sup> en standardiseret tilgang, hvor det koster 2 mio. euro at blive tilsluttet i 400 kV.

Der ses således ikke at være en standard eller en "best practice", som Energinet kan læne sig op ad. Det antages, at mange af Energinets europæiske nabo-TSO'er også vil have behov for at genbesøge deres tarifmodeller, efterhånden, som VE på markedsvilkår i større og større omfang driver behovet for netudbygning.

### 3. 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 elmarkedsdirektivet<sup>14</sup>, elmarkedsforordningen<sup>15</sup> og transmissionsafgiftsforordningen<sup>16</sup>, der danner grundlag for de nationale regler for tarifopkrævningen.

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 lokaliseringssignaler og tage hensyn til omfanget af nettab, kapacitetsbegrænsninger og investeringsomkostninger.

<sup>12</sup> <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/anslut-till-transmissionsnatet/>

<sup>13</sup> <https://www.fingrid.fi/en/grid/grid-connection-agreement-phases/fees/#grid-connection-fees-2022-2021>

<sup>14</sup> 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.

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> 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

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.

Energinets dækning af omkostninger til netforstærkning og netudbygning af transmissionsnettet efter § 67 i elforsyningsloven<sup>17</sup> og § 30 i VE-loven<sup>18</sup> opkræves efter bestemmelsen i § 8, stk. 3 i elforsyningsloven<sup>19</sup> *”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. 3<sup>20</sup> 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 elforsyningsloven<sup>21</sup>: *”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 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 elforsyningslovens<sup>22</sup> § 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.

<sup>17</sup> Lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 om elforsyning med senere ændringer.

<sup>18</sup> Lovbekendtgørelse nr. 1791 af 02. september 2021 om fremme af vedvarende og senere ændringer

<sup>19</sup> Lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 om elforsyning med senere ændringer.

<sup>20</sup> § 1, stk. 1, nr. 77 i Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

<sup>21</sup> 2021/1 LSF 53 til lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love

<sup>22</sup> 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

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.

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.

### 3.1 Elmarkedsforordningen

Derudover fastsætter elmarkedsforordningens artikel 18 de fælleseuropæiske rammer og principper for brugerne af transmissions- og distributionsnettene. Elforsyningslovens<sup>23</sup> bestemmelser om fastsættelse af priser skal fortolkes i overensstemmelse med artiklens bestemmelser, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt.

<sup>23</sup> 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.

Det følger af lovbemærkningerne<sup>24</sup> 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.

Det fremgår af de almindelige bemærkninger til elforsyningsloven<sup>25</sup>, 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 tarifferne, herunder tilslutningsbidrag, og de omkostninger, forskellige brugere af nettet giver anledning til, og som skal dækkes gennem tarifferne.”*

*”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,*

<sup>24</sup> Bemærkningerne i 2020/1 LSF 67 til lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning

<sup>25</sup> Bemærkninger til LSF53 til lov nr. 2605 af 28/12/2021



*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.

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 samkøringslinjer.

Størrelsen af producenttariffer eller slutkundetariffer, 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 rapport<sup>26</sup> om bedste praksis for metoderne for transmissions- og distributionstariffer, når de fastsætter eller godkender transmissions- og distributionstariffer eller metoderne herfor.

### 3.2 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe

Det fremgår af ACERs rapport, at hovedformålet med tarifferne er omkostningsdækning, men at der ved fastsættelsen af tarifferne 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) [...]

<sup>26</sup> [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Practice%20Report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf](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](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf)

(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 offentliggjorte 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”

### 3.3 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. 0-0,9 øre/kWh.

Det fremgår af de almindelige bemærkninger til elforsyningsloven<sup>27</sup>, 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. [...]*

*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."*

### 3.4 Prisdifferentiering

Det følger af elforsyningslovens<sup>28</sup> § 73, stk. 1, 2. pkt., at prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er tilladt over for elproducenter.

Det følger af de almindelige bemærkninger<sup>29</sup>, 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.

<sup>27</sup> Bemærkninger 2021/1 LST 53

<sup>28</sup> Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af elforsyningsloven og forskellige andre love

<sup>29</sup> LSF 53 til Lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af elforsyningsloven og forskellige andre love

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 omkostningsægtighed 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.

### 3.5 Nettilslutningsbekendtgørelsen

Det følger af nettilslutningsbekendtgørelsen<sup>30</sup>, 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*, 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.<sup>31</sup>

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.

Som følge af de øvrige ændringer af elforsyningsloven – ophævelse af PSO-systemet og ændringerne i § 73 – vil Energinet skulle udvikle en tarifmetode, der tager højde for disse ændringer. 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 gælder således også i forhold til tilslutninger på DSO-niveau.

<sup>30</sup> Bekendtgørelse nr. 2653 af 28. december 2021 om nettilslutning af vindmøller, solcellaanlæg, bølgekraftanlæg og vandkraftværker

<sup>31</sup> Se spørgsmål 10 og svar her på fra lovbehandlingen af L53: <https://www.ft.dk/samling/20211/lovforslag/L53/spm/10/index.htm>, samt også høringsnotatet s. 21-22: <https://www.ft.dk/samling/20211/lovforslag/L53/bilag/1/2468011.pdf>

### 3.6 Elproduktionsbekendtgørelsen

Klima-, energi og forsyningsministeren har hjemmel i elforsyningslovens § 67 til at fastsætte regler om tilslutning mv. af miljøvenlige el- og kraftvarmeproduktionsanlæg. Denne hjemmel er udmøntet i elproduktionsbekendtgørelsen.<sup>32</sup> Elproduktionsbekendtgørelsens kapitel 4 (§§ 25-26) gælder ikke for produktionsanlæg omfattet af VE-lovens § 30 (nettilslutningsbekendtgørelsens regler om nettilslutning af vindmølleanlæg, solcelleanlæg, bølgekraftanlæg og vandkraftanlæg), jf. elproduktionsbekendtgørelsens § 5.

Det følger af elproduktionsbekendtgørelsens § 26, at net- eller transmissionsvirksomheder er forpligtede til at forstærke eller udbygge det kollektive elforsyningsnet til et tilslutningspunkt, som ikke ligger længere fra produktionsanlægget end den nærmeste eksisterende station på det relevante spændingsniveau på mindst 50-60 kV. Net- eller transmissionsvirksomheden skal anvise det tilslutningspunkt og fastsætte det spændingsniveau med de laveste samlede omkostninger ved nettilslutning.

Tilsvarende ændringen af nettilslutningsbekendtgørelsen betyder reglerne i elproduktionsbekendtgørelsen ikke, at den nettilsluttende part er friholdt fra at betale eventuelle tariffer, herunder tilslutningsbidrag, se afsnit 3.5.

### 3.7 Tilslutning af produktionsanlæg på centrale kraftværkspladser

Elforsyningslovens § 12 b fastsætter regler for tilslutning af produktionsanlæg på centrale kraftværkspladser. Efter elforsyningslovens § 12 b skal ejere af kraft- og kraftvarmeværker, som ikke er omfattet af elforsyningslovens § 67 eller som opføres på centrale kraftværkspladser, betale alle omkostningerne, der er forbundet med at tilslutte anlægget til nærmeste transmissionsnet over 100 kV, jf. elforsyningslovens § 12 b, stk. 1.

Omkostningerne til at forstærke og udbygge transmissionsnettet afholdes af Energinet, jf. elforsyningslovens § 12 b, stk. 2. Tarifmetoden i dette dokument dækker disse anlæg på samme vis, som øvrige.

## 4. Stationsbidrag pr. felt for produktionsanlæg, der tilsluttes i transmissionsnettet

Dette kapitel fastsætter metoden for, hvordan omkostninger i forbindelse med tilslutningen af nye produktionsanlæg i Energinets stationer skal dækkes via et standardiseret stationsbidrag. Omkostninger til tilslutning i Energinets stationer (etablering af et tilslutningsfelt) er direkte drevet af tilslutningen og bør derfor efter fjernelse af PSO-systemet opkræves hos producenten. Stationsbidrag vil ikke skulle betales for anlæg, der tilsluttes på distributionsniveau.

Producenten skal ved tilslutning af nye produktionsanlæg på transmissionsniveau betale et stationsbidrag pr. felt. Stationsbidraget skal afspejle de gennemsnitlige omkostninger, som denne kategori af netbrugere giver anledning til og skal dække Energinets gennemsnitlige omkostninger i Energinets stationer til at tilslutte nye anlæg. Stationsbidraget standardiseres således af de årsager, som beskrives i det indledende afsnit herom, afsnit 2.4, og som også beskrives yderligere i det følgende.

<sup>32</sup> Bekendtgørelse nr. 2654 af 28. december 2021 om tilladelse til etablering og ændring af elproduktionsanlæg samt elproduktion fra anlæg på land

I forbindelse med tilslutningen kan der være flere muligheder for etablering af tilslutningsfeltet, afhængig af den konkrete situation. Der kan fx være tale om tilslutning i et eksisterende disponibelt felt, etablering af nyt tilslutningsfelt på eksisterende samleskinne, udvidelse af stationsareal og samleskinne samt etablering af nyt tilslutningsfelt eller etablering af en helt ny station.

Uanset, om der er et disponibelt felt, hvor produktionsanlægget uden væsentligt yderligere arbejde kan tilsluttes eller om både stationsareal og samleskinne skal udvides, vil enhver tilslutning kræve samme fysiske plads og anlæg i en station og dermed samme gennemsnitlige omkostninger, som alene afholdes på forskellige tidspunkter. Den konkrete situation i den enkelte station kan således medføre, at den næste tilslutning udløser en udvidelse af stationsarealet. Ligeledes kan en ny tilslutning, der medfører en udvidelse af stationsarealet medføre, at Energinet ved samme lejlighed forbereder stationen til yderligere tilslutninger i fremtiden, således at næste tilslutning medfører væsentlig færre omkostninger, da de relevante omkostninger således allerede tidligere er afholdt.

Energinet finder det mest omkostningsægte og ikke-diskriminerende, hvis alle producenter betaler disse gennemsnitlige omkostninger i stedet for de faktiske omkostninger til den konkrete tilslutning, som dels kan være for lave som følge af tidligere afholdte omkostninger og dels kan være for høje som følge af forberedelsesarbejder for fremtidige tilslutninger. Det kan dermed medføre væsentlige prisforskelle, som ikke skyldes forskellige omkostninger, men alene forskellige tidspunkter for, hvornår omkostningerne afholdes. Dette kan håndteres ved at beregne et standardstationsbidrag for etablering af et tilslutningsfelt, som beregnes på baggrund af de forventede gennemsnitlige omkostninger for etablering af et felt i en station, jf. afsnit 2.4.1.

Et standardstationsbidrag afspejler dermed de forventede faktiske, gennemsnitlige omkostninger til at tilslutte nye produktionsanlæg i Energinets stationer, uafhængigt af tilslutningstidspunktet og/eller Energinets beslutninger om i forbindelse med en tilslutning at forberede fremtidige tilslutninger. Standardstationsbidraget sikrer dermed en nær sammenhæng mellem denne del af tilslutningsbidraget og de omkostninger, som de enkelte brugere af nettet giver anledning til samtidig med, at standardstationsbidraget inddrager hensynet til forudsigelighed, rimelighed, gennemsigtighed og ikke-diskrimination. Prisfastsættelsen overfor den enkelte producent er således også fastlagt ud fra et objektive kriterie.

#### 4.1 Metode for fastlæggelse af stationsbidrag

Energinet beregner et standardiseret stationsbidrag for følgende spændingsniveauer på baggrund af de årligt fastsatte planlægningspriser:

- 132-150 kV (standard enkelt afbryderkoncept)
- 220 kV (standard enkelt afbryderkoncept)
- 400 kV (standard dobbelt afbryderkoncept)

Der skelnes mellem spændingsniveauer, da omkostningerne særligt på komponentsiden adskiller sig væsentligt fra spændingsniveau til spændingsniveau.

Ved beregningen af det standardiserede stationsbidrag inddrages omkostninger til følgende elementer:

- Projektorganisation
- Samleskinne-udvidelse.
- Manøvretavle og styringstavle
- Højspændingskomponenter der anvendes på feltet.

- Timeomkostninger relateret til etableringen (gravearbejde, teknisk arbejde).

Ved fastsættelse af stationsbidragene rundes ned til tre betydende cifre.

#### Beregningseksempel af stationsbidrag baseret på Energinets planlægningspriser for 2021

De følgende beregninger er medtaget for at illustrere størrelsesordenen af bidragene. De endelige stationsbidrag for det enkelte år, vil blive beregnet og meldt ud i forbindelse med den samlede tarifudmelding for det enkelte år.

*Standardstationsbidraget for tilslutning på 150 kV-niveau med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021. Anlægsbudget beregnes til 7.013.785 DKK. Dette vil således med den anførte nedrundingsregel medføre et standardstationsbidrag på 7,01 mio. DKK.*

*Standardstationsbidraget for tilslutning på 220 kV-niveau med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021. Anlægsbudgettet beregnes til 8.046.038 DKK. Dette vil således med den anførte nedrundingsregel medføre et standardstationsbidrag på 8,04 mio. DKK.*

*Standardstationsbidraget for tilslutning på 400 kV-niveau med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021. Anlægsbudgettet beregnes til 11.467.246 DKK. Dette vil således med den anførte nedrundingsregel medføre et standardstationsbidrag på 11.4 mio. DKK.*

#### 4.2 Metode for justering af prisen på stationsbidraget

Stationsbidraget fastsættes årligt sammen med fastlæggelsen af de øvrige tariffer. Priserne for stationsbidraget, der fastlægges i denne proces, vil være gældende fra 1. januar det følgende år og offentliggøres samtidig med de øvrige tariffer for det følgende år. Herved sikres en fast og transparent proces for fastlæggelsen af stationsbidraget, ligesom det med den årlige fastsættelse af stationsbidraget sikres, at dette til enhver tid afspejler de aktuelle, gennemsnitlige omkostninger til at tilslutte nye produktionsanlæg i Energinets stationer.

#### 4.3 Tidspunkt for fastlæggelse af, hvilket stationsbidrag et nyt anlæg skal betale

Stationsbidraget for det enkelte produktionsanlæg fastlægges på det tidspunkt, hvor aftale om nettilslutning indgås. Energinet vil informere producent i løbet af processen forud for indgåelse af nettilslutningsaftale om de til enhver tid gældende tariffer, herunder stationsbidraget, ligesom disse vil være offentligt tilgængelige på Energinets hjemmeside. Se nærmere om overgangsperioden i afsnit 11.1.

Det kan ved denne metode risikeres, at der indtræffer et prisfald eller en prisstigning i perioden mellem nettilslutningsaftale indgås og nettilslutningen gennemføres. Energinet har dog valgt, at tilslutningsbidraget ikke korrigeres for denne eventuelle over- eller underdækning, hvilket også vil være vanskeligt at opgøre præcist, når der i metoden er valgt en standardiseret tilgang til fastlæggelsen af stationsbidraget, hvor der ikke faktureres for de konkrete projektomkostninger. Energinet har ved metodevalget lagt vægt på at sikre gennemsigtighed og forudsigelighed i prisfastsættelsen for tredje part.

#### 4.4 Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse

Energinet har ved udviklingen af stationsbidraget pr. felt for produktionsanlæg, der tilsluttes i transmissionsnettet, taget højde for de kriterier, der er fastlagt i reguleringen for udviklingen af

tarifmetoder. Det juridiske grundlag er gennemgået i afsnit 3. I dette afsnit beskriver vurderingen af, hvorledes den konkrete metode lever op til de tarifieringsmæssige kriterier.

I forhold til princippet om omkostningsægte tarifiering og rimelige kriterier tager tilslutningsbidraget netop udgangspunkt i, at de anlæg, der tilsluttes i transmissionsnettet, lægger beslag på et felt. Det vil sige, at der er tale om omkostninger, som meget direkte er drevet af denne kategori af netbrugere. I forhold til valget mellem anvendelse af faktiske omkostninger hhv. standardbetaling er der redegjort for dette metodevalg i afsnit 2.4. Hermed er elmarkedsforordningens bestemmelse i artikel 18, stk. 1, om at tariffer skal afspejle omkostningerne også opfyldt.

I forhold til objektivitetskriteriet opstiller det et krav om forudsigelighed i prisfastsættelsen på baggrund af identificerbare og målbare kriterier. Energinet finder, at dette krav er opfyldt ved dels at anvende standardtilslutningsbidrag, der giver forudsigelighed om priserne, samtidig med at det er både identificerbart og målbart, da prisen fastlægges ud fra det antal felter, som produktionsanlægget har behov for ved tilslutningen.

I forhold til kravet om ikke-diskrimination, så vurderer Energinet også, at dette er opfyldt, da stationsbidraget påhviler alle; se dog særligt om anlæg der etableres som følge af statslige udbud i afsnit 8.4. Dette følger også elmarkedsforordningens bestemmelse om at tariffer skal anvendes uden forskelsbehandling.

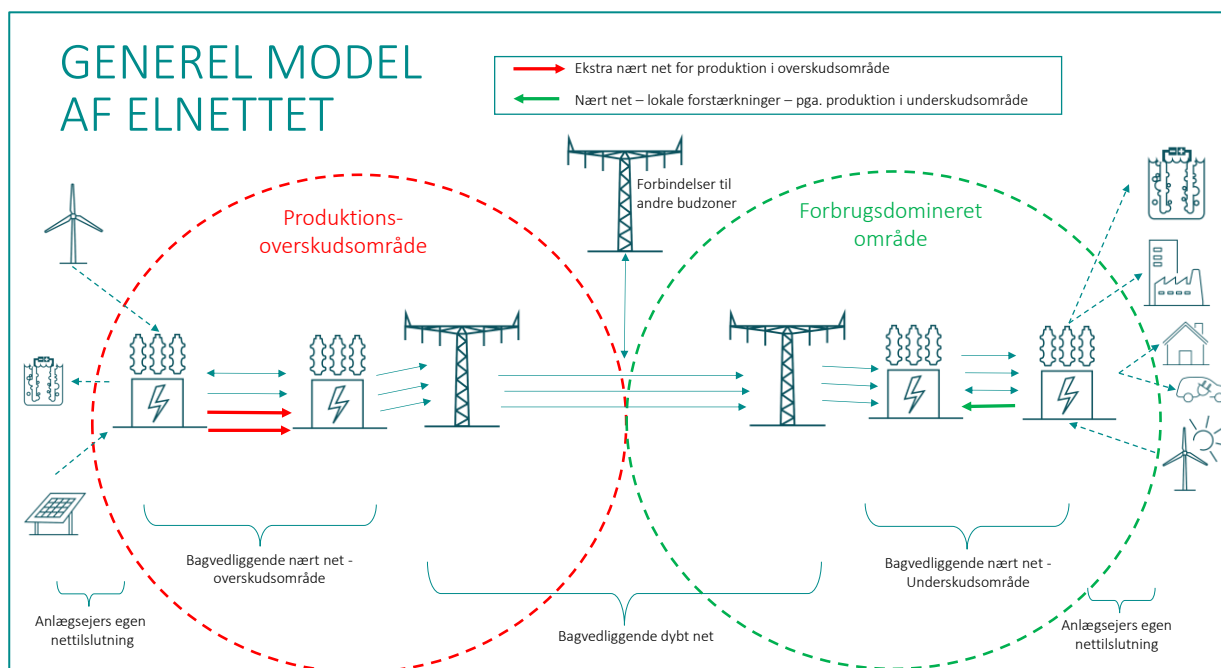
## 5. Geografisk differentiering

I dette kapitel beskrives de grundlæggende begreber: *bagvedliggende net*, som er opdelt i det *nære net* og det *dybe net* samt områdetyperne: *produktionsoverskudsområde* og *forbrugsdominerede områder*. Disse begreber er omdrejningspunktet for hele metoden for så vidt angår den geografiske differentiering og vedrører således både tilslutningsbidraget og den løbende indfødningsstarifiering. Metoden udmønter sig i den geografiske opdeling som vises i kortet i afsnit 5.2.1.1, og det er dette kort som Energinet hermed anmelder til godkendelse. Eventuelle senere opdateringer til den geografiske opdeling, vil blive anmeldt særskilt, jf. afsnit 5.2.1.3.

### 5.1 Definition af bagvedliggende net

Det bagvedliggende net er hele det kollektive transmissionsnet, der ligger på den anden side af tilslutningspunktet set ift. produktionsanlægget. Eltransmissionsnettet er etableret som et *kollektivt* elnet og er udbygget ud fra samfundsøkonomiske helhedsbetragtninger.





Figur 2 Områdetyper - produktion eller forbrug - og nettyper - dybt eller nært bagvedliggende samt nettilslutning

Figur 2 illustrerer, at alle anlæg – både forbrug og produktion – har hver deres egen individuelle nettilslutning, og at der i forlængelse af de enkelte anlægs tilslutningspunkter er et *bagvedliggende net*, der forbinder alle produktionsanlæg og forbrugsanlæg med hinanden og via udlandsforbindelserne også med det sammenhængende europæiske elsystem. Tidligere forestod de centrale kraftværker elproduktionen, som af forskellige grunde foregik tæt ved de store forbrugscentre, så afstanden og dermed transportopgaven var forholdsvis lille. Men med den grønne omstilling og udbygningen af VE, placerer ny produktion sig for en stor del langt fra forbrugscentrene, bl.a. på grund af lavere jordpriser og nemmere adgang til byggetilladelse. Derfor opstår der områder i nettet, som primært er *produktionsoverskudsområder*, mens andre er *forbrugsdominerede områder* (se om disse områdetyper i afsnit 5.2).

I dette områdeperspektiv kan det bagvedliggende net opdeles i et *nært* og et *dybt* net.

- Det *nære net* er den del af det bagvedliggende net, som primært forbinder forbrugs- og produktionsanlæg lokalt i områderne, og som samtidig giver alle forbrugs- og produktionsanlæg adgang til det dybe net.
- Det *dybe net* er den del af det bagvedliggende net, som primært foretager de "lange transporter" fra produktionsoverskudsområderne til de forbrugsdominerede områder.

### Nært net i produktionsoverskudsområder

Det nære net i produktionsoverskudsområder vil lede produktion væk fra det nære net og frem til det dybe net, men giver samtidig mulighed for lokalt forbrug, som – set ift. et overskud af produktion – aflaster nettet. Yderligere produktion i disse områder vil øge behovet for netkapacitet direkte proportionalt med den ekstra produktionseffekt, som der skal sikres netadgang for.

Dette er indikeret på Figur 2 med, at en af pilene, der repræsenterer det nære net, er ensrettede fra tilslutningspunkterne for produktion og forbrug ud til det dybe net, mens en anden er

dobbeltrettet for at illustrere, at noget af kapaciteten også bruges til den modsatte flowretning, altså til at forsyne forbrug. Og de to ekstra røde pile indikerer, at der **vil** være behov for at foretage lokale netforstærkninger for at sikre, at produktionen kan komme væk fra tilslutningspunktet og fordele sig igennem det nære net frem til det dybe net uden at forårsage overbelastninger i det nære net.

Sammenhængen mellem det enkelte anlæg og omkostninger til forstærkninger i nettet er tydeligst i forhold til forstærkninger i det nære transmissionsnet.

### Nært net i forbrugsdominerede områder

Det nære net i forbrugsdominerede områder tjener til at forsyne forbruget i området. Ekstra produktionskapacitet i området vil derfor i et vist omfang aflaste nettet. I praksis er det dog et formasket net, og der skal være tilstrækkelig netkapacitet lokalt til at sikre, at nettet ikke bliver overbelastet, når strømmen fordeler sig i nettet væk fra produktionsanlægget på den måde, som naturlovene bestemmer det. Det må derfor forventes, at der kan blive behov for lokale forstærkninger til at sikre dette ifm. nettilslutning af ny produktion.

Dette er indikeret på Figur 2 med, at nogle af pilene, der repræsenterer det nære net, er ensrettede fra det dybe net ud til tilslutningspunkterne for forbrug og produktion, mens en enkelt er dobbeltrettet for at illustrere, at noget kapacitet også bruges til den modsatte flowretning, altså til at tage imod indføding. Og den ekstra grønne pil indikerer, at der **kan** være behov for at foretage lokale netforstærkninger for at sikre, at produktionen kan komme væk fra tilslutningspunktet og fordele sig i det nære net uden at forårsage overbelastninger i det nære net.

### Dybt net

Det dybe net giver netkapacitet til de lange transporter fra produktion til både forbrug og samkøringslinjer. Her er det tydeligt, at produktion i produktionsoverskudsområder giver anledning til et behov for mere transmissionsnet til at transportere overskudsenergien fra området frem både til samkøringslinjerne og til de forbrugsdominerede områder.

I det omfang der skal udbygges dybt net til at transportere energi ind til forbrugsområderne, vil forbruget selvfølgelig også give anledning til et behov for mere transmissionsnet. Dette behov er dog udelukkende relateret til forbruget, og en kraftigere udbygning med nye produktionsanlæg giver således ikke anledning til behov for mere net af hensyn til forbrug, hvis forbruget ikke samtidig stiger. Hvis produktionen fra ekstra VE-udbygning ikke bliver forbrugt nationalt, afsættes den i stedet til omverdenen via udlandsforbindelser. Dvs. at en stor del af det dybe net – og udlandsforbindelserne – også er der for at give producenterne afsætningsmuligheder for deres produktion i andre budzoner.

Energinet har derfor valgt at behandle betalingen af omkostningerne forskelligt afhængig af, om der er tale om omkostninger til det nære transmissionsnet, se kapitel 6 og 8 om tilslutningsbidrag, eller det dybe transmissionsnet, se kapitel 9 om løbende tarifiering.

## 5.2 Metode for fastlæggelse af geografiske områder

Dette afsnit fastlægger metoden for, hvorledes de geografiske områder, som ligger til grund for differentieret tarifiering, identificeres. Formålet med den geografiske differentiering er dels at give økonomisk incitament til, at nye produktionsanlæg placeres der, hvor elnettet bedst kan håndtere det, og dels at sikre at producenterne selv dækker en større del af omkostningerne til drift og etablering af nødvendigt transmissionsnet, som udbygningen af ny produktionskapacitet giver anledning til.

Energinet har vurderet 4 forskellige definitioner af overskudsområder. De forskellige definitioner tager udgangspunkt i forskellige tilgange til at inddrage balance imellem forbrug og produktion samt strukturelle flaskehalse i transmissionsnettet. Den anbefalede model tager udgangspunkt i en kombination af de enkelte faktorer. Denne model er beskrevet i afsnit 5.2.1 herunder.

I tarifmodellen arbejdes med geografisk differentierede betalinger på såvel et tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet pr. MW, som på en løbende tarif (DKK/MWh). Differentieringen realiseres via kortlagte overskuds- og underskudsområder, hvor priserne vil være henholdsvis højere og lavere. Overskuds- og underskudsområderne defineres på baggrund af områdets *produktionsoverskud/-underskud og transmissionsnettets flaskehalse*.

### 5.2.1 Definition af produktionsoverskudsområder

Energinet har udarbejdet en definition af produktionsoverskudsområder, der tager udgangspunkt i produktions- og forbrugsforhold på stationsniveau, baseret på kapacitetskortet, men aggregeret op til sammenhængende netområder. Denne aggregering tager hensyn til muligheder og begrænsninger i transmissionsnettet – de strukturelle flaskehalse. På den måde kan de omkostninger, der drives ved nye tilslutninger i de forskellige typer af områder, bedre afspejles i tilslutningsbidrag, der bedre reflekterer de gennemsnitlige omkostninger, som sådanne tilslutninger giver anledning til.

Et produktionsoverskudsområde defineres som:

*Et produktionsoverskudsområde er et sammenhængende netområde, hvor årsproduktionen er større end årsforbruget. Det sammenhængende netområde afgrænses af transmissionsnettets strukturelle flaskehalse.*

Kortlægningen af overskudsområder afhænger dermed både af udviklingen i produktion og forbrug i og under de enkelte stationer samt udviklingen i transmissionsnettets struktur (topologi). Ændringer i netkapacitet som følge af udbygninger, opgraderinger og skrotninger i transmissionsnettet eller ændringer i mængden af forbrug og produktion i et område kan betyde, at et område kan overgå fra at være et overskudsområde til at være et underskudsområde og omvendt eller at områdegrænserne ændres. Ved at aggregere flere stationer til et sammenhængende netområde bliver kategoriseringen af områderne mere robust end hvis enkeltstationer betragtedes, da de enkelte områder er større og dermed mindre følsomme overfor ændringer i de lokale betydende forhold.

#### 5.2.1.1 Fastlæggelse af sammenhængende produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder

Opgørelsen er baseret på 2 trin:

Trin 1: Fastlæggelse af sammenhængende netområde

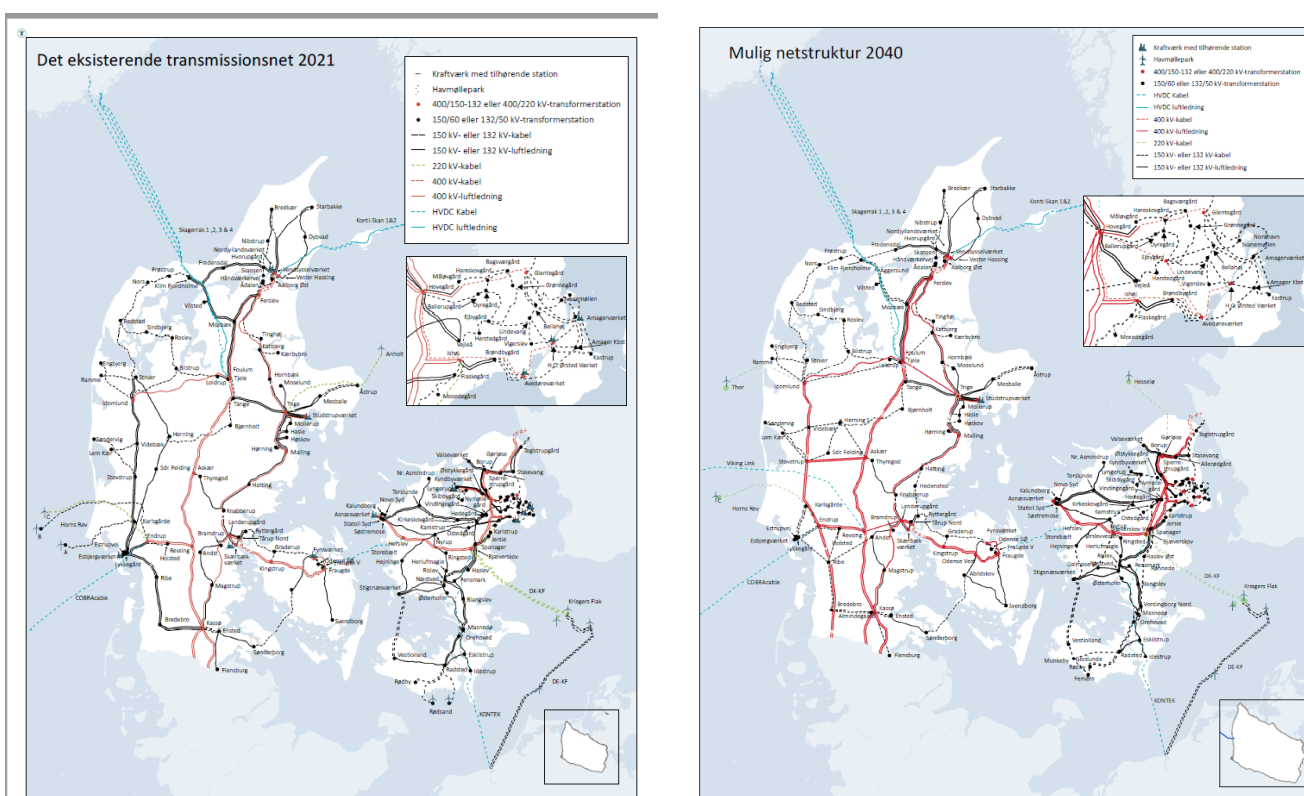
Trin 2: Fastlæggelse af produktions-overskud og -underskud indenfor netområderne

Nedenfor er de enkelte trin beskrevet samt den påtænkte proces i forhold til at få opdateret fastlæggelsen af de geografiske produktionsoverskudsområder.

### Trin 1: Fastlæggelse af sammenhængende netområde:

Transmissionsnettet er kendetegnet ved, at der er en række stationer i et geografisk område, der er tæt forbundet til hinanden med transmissionsforbindelser. Andre stationer i et naboområde er ligeledes indbyrdes tæt forbundet med hinanden, mens to områder kan være knap så godt forbundet med hinanden. Der kan således være en række begrænsninger i transmissionsnettet i forhold til at kunne udveksle frit mellem alle stationer i systemet. Overordnet er det transmissionsnettets netstruktur (topologi) og begrænsningerne heri, der beskriver, hvor der er en strukturel flaskehals eller et såkaldt snit mellem sammenhængende netområder. Det skal bemærkes, at netudvikling kan medføre, at netstrukturen og begrænsningerne kan ændre sig over tid, hvilket kan medføre behov for at opdatere snittenes placering og dermed klassifikationen af de enkelte netområder. Dette vil ske i forbindelse med udarbejdelse af Energinets planarbejde, hvilket som minimum sker hver andet år.

Nedenfor er den eksisterende netstruktur samt en mulig netstruktur for 2040 illustreret. Dette illustrerer, at energisystemet udvikler sig over tid i takt med udviklingen i forbrug og produktion.



Figur 3: Kort over eksisterende og fremtidig netstruktur

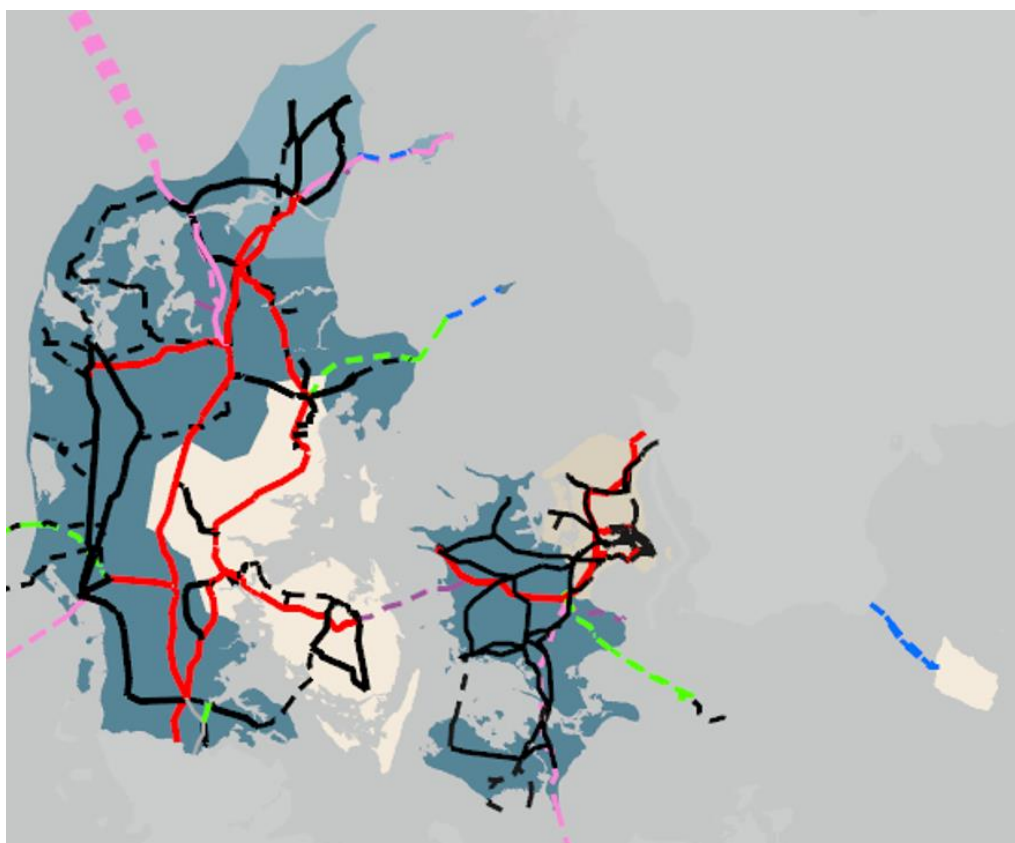
I forbindelse med den langsigtede netudviklingsplan gennemanalyseres de fremtidige behov, som eltransmissionsnettet skal understøtte. Dette indebærer bl.a. identificering af netområdernes overordnede karakteristika, samt hvilke dele af elnettet, der udfordres særligt af de transportopgaver, der håndteres i dag eller skal håndteres som følge af de langsigtede forventninger til udviklingen i forbrug og produktion, der forudsættes i bl.a. analyseforudsætningerne. På baggrund af dette er der identificeret syv sammenhængende netområder, hvorfra eller -til der er en væsentlig transportopgave, som skal håndteres af det overordnede eltransmissionsnet.

- Nordjylland

- Midt-, Syd- og Vestjylland
- Østjylland
- Fyn
- Hovedstadsområdet og Nordsjælland
- Øvrige Sjælland og Lolland-Falster
- Bornholm

Det skal bemærkes, at Bornholm har en særlig status, da Energinet ikke har net på øen udover forbindelsen til Sverige. Dette kan dog ændres; fx er der en række drøftelser omkring, hvorvidt en Energiø ved Bornholm skal tilkobles det bornholmske distributionssystem. Det kan påvirke status af Bornholm-netzonen.

Disse områder er illustreret nedenfor. Det bemærkes, at Fyn og Østjylland er to separate områder (der er ikke farveforskel på illustrationen.)



Figur 4: Overblik over sammenhængende netområder.

### Trin 2: Opgørelse af produktionsoverskud og -underskud:

Næste trin i at fastlægge, om et netområde er et produktionsoverskudsområde eller et forbrugsdomineret område, er at opgøre forbrug og produktion i netområderne. Dette gøres på baggrund af en aggregering pr område af værdierne for forbrug og produktion på stationsniveau fra Kapacitetskortet. Kapacitetskortet er udviklet af Energinet og Dansk Energi og er offentligt tilgængeligt på [www.kapacitetskort.dk](http://www.kapacitetskort.dk). Kortet viser både ledig netkapacitet og balancer imellem forbrug og produktion. Kapacitetskortet indeholder relevante informationer for nye kunder, der planlægger tilslutning til elnettet.

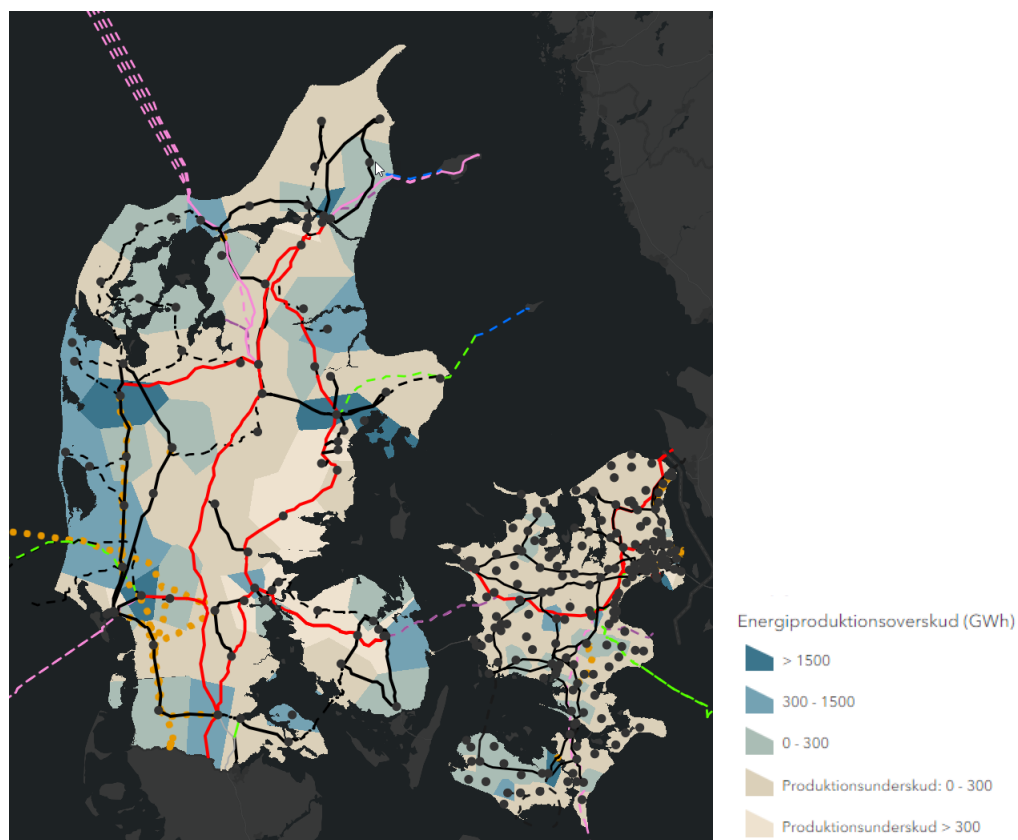
Informationerne omfatter pt. såvel opgørelser af ledig kapacitet for tilslutning af ny produktion i distributions- og transmissionsnettet som energibetragtninger, der viser fordelingen af forbrug og produktion i det danske elsystem. Energinets netanalyser og opgørelserne over ledig kapacitet i transmissionsnettet er baseret på Energinets netanalyser af de faktiske forhold omkring forbrug, produktion, udveksling og elnet samt følgende antagelser for det korte sigte:

- Alle VE-produktionsanlæg og forbrugere, der har indgået en screeningsaftale med Energinet om tilslutning indgår. Tidshorisonten for at disse er realiseret er pt. ca. 4 år.
- Udvikling for samme tidshorisont på øvrigt forbrug og termiske anlæg følger den udvikling, der er beskrevet i Energistyrelsens analyseforudsætninger.
- Det transmissionsnet, der er under planlægning, som har fået alle relevante godkendelser og som forventes idriftsat indenfor samme periode indgår.

I øjeblikket opdateres kortene ca. hvert halve år på [www.kapacitetskort.dk](http://www.kapacitetskort.dk). For yderligere detaljer om metode, datagrundlag og dataadgang henvises til [www.kapacitetskort.dk](http://www.kapacitetskort.dk).

Overskudsproduktionen på stationsniveau er opgjort som forskellen mellem årsenergiproduktionen og årsforbruget i ethvert tilslutningspunkt i transmissionsnettet og under 50 kV stationer i DK2.

Årsproduktionen indeholder produktion fx fra sol- og vindkraft samt fra termiske anlæg. Årsforbruget inkluderer alt forbrug, herunder klassisk forbrug, forbrug til transport, storforbrugere samt elpatroner og varmepumper.



Figur 5 Årsoverskudsproduktion i MWh pr station

En udfordring ved at anvende overskudsområder på stationsniveau er, at de er relativt små områder, og at de hurtigt kan skifte karakter på baggrund af et enkelt projekt. Tilsvarende så kan man have en enkelt station med produktionsunderskud, som er beliggende i et større netområde, der samlet set har overskud af produktion – eller omvendt. Der er derfor behov for at lave en aggregering for at fange de overordnede forhold, der er på områdebasis i det samlede transmissionsnet. Altså med andre ord, aggregere på baggrund af de definerede netområder som beskrevet i trin 1.

Resultatet af beregningen for de definerede netområder er vist i nedenstående tabel.

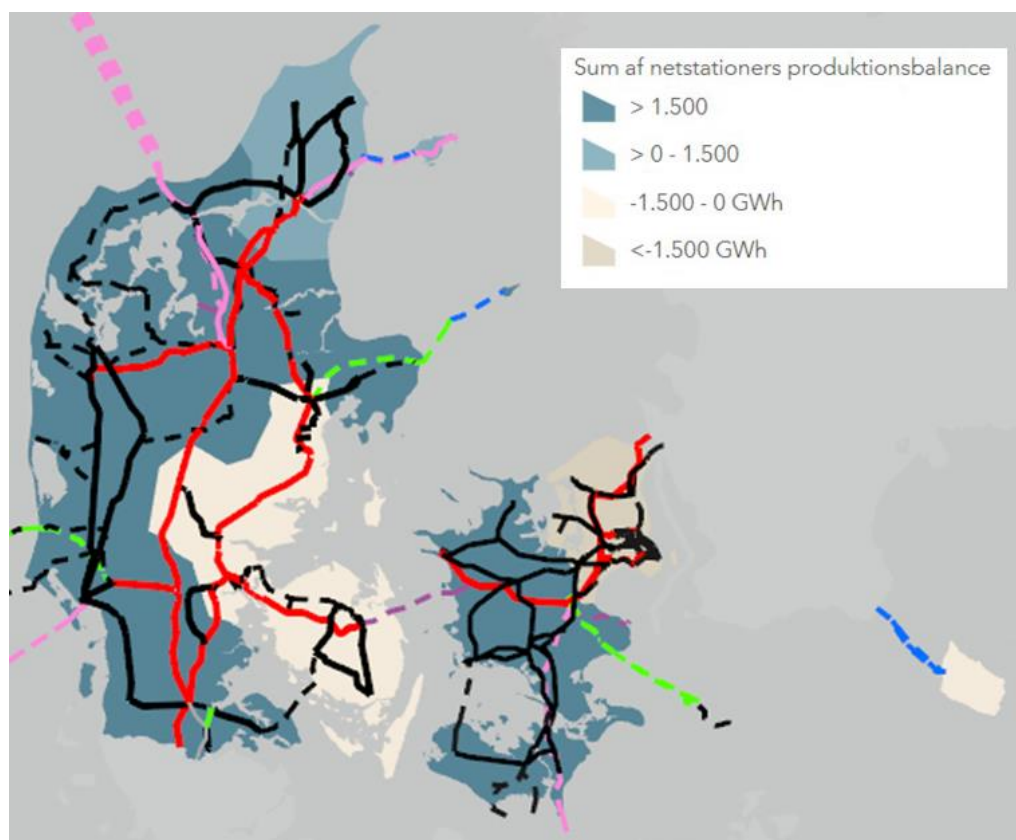
Område	Årsproduktion (GWh)	Årsforbrug (GWh)	Års-produktions-overskud (GWh)
Fyn	2.884	3.866	-982
Østjylland	4.463	5.710	-1.247
Nordjylland	3.650	2.747	903
Midt- Syd- og Vest-Jylland	21.755	11.723	10.032
Nordsjælland	7.552	10.280	-2.728
Nordvest-, Midt- og Sydsjælland, Lolland-Falster og Møn	6.991	5.158	1.834
Bornholm	139	219	-80
Sum – områder med positive års-produktions-overskud	32.396	19.628	12.768
Sum – områder med negative års-produktions-overskud	15.038	20.075	-5.037
Total sum – års-produktions-overskud	47.434	39.703	7.731

Tabel 1 Årsproduktionsoverskud GWh

Summationen i højre kolonne i de 3 nederste rækker i Tabel 1 viser, hvor store energimængder, der flyder ud af produktionsoverskudsområderne, samt hvor meget der – netto - transporteres til hhv. forbrugsdominerede områder og til udlandet via samkøringslinjer.

Det skal bemærkes, at da års-energi-tallene kun giver netto-udvekslingen, vil der i praksis være tale om en endnu større energitransport ud af produktionsoverskudsområderne. En stor del af disse ekstra energitransporter går til ekstra eksport, når der er overskud af VE, og modsvares af ekstra import, når der er lav produktion fra VE-anlæg.

På den baggrund ses følgende produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder illustreret på den følgende figur.



Figur 6: Overblik over produktionsoverskudsområder (blå) og forbrugsdominerede områder (lyse).

De blå områder illustrerer produktionsoverskudsområder, hvor ny produktionskapacitet i særlig grad vil bidrage til behovet for netudbygning. De lyse områder illustrerer forbrugsdominerede områder, hvor der er behov for at transportere energi frem til.

#### 5.2.1.2 Geografiske områder tilpasses postnummerområder

Energinet ser behov for, at det er enkelt og gennemskueligt at kunne konstatere, hvilken type område et givent anlæg vil ligge inden for. De geografiske områder, der er defineret, tilpasses således til den geografiske inddeling i postnumre. Postnummeropdelingen af Danmark er ret finmasket, og Energinet vurderer, at anvendelse af dette vil passe godt ift. den geografiske opdeling og samtidig hermed udgør et objektive kriterie.

Hvis snittet mellem områder går gennem og deler et postnummerområde, kategoriseres dette som forbrugsdomineret område. Denne model er valgt, da det vil være vanskeligt at etablere en præcis metode for, hvorledes et enkelt postnummerområde kategoriseres. Udfordringen med at udvikle en præcis metode for dette skal således ikke komme producenten til skade. Ved fastlæggelse af om et anlæg ligger i den ene eller anden type af geografisk område vurderes dette ud fra placeringen af tilslutningspunktet (POC).

#### 5.2.1.3 Metode for opdatering af klassifikationen af geografiske områder.

Energinet opdaterer løbende kapacitetskortet og i forbindelse med arbejdet med den langsigtede netudviklingsplan<sup>33</sup>, der skal opdateres minimum hvert andet år, laves der en række analyser som bl.a. fører til en opdatering af den fremtidige potentielle netstruktur. På baggrund af

<sup>33</sup> Henvisning til den relevante lovgivning samt gældende planer kan findes her: <https://energinet.dk/EI/Eltransmissionsnettet/Netplanlaegning>



opdateringen af den potentielle fremtidige netstruktur samt eventuelle ændringer i produktions sammensætningen i de enkelte sammenhængende netområder, vil Energinet vurdere, om der er behov for at ændre klassifikationen af områderne eller om der er behov for at ændre de eksisterende områder. Energinet vil således hvert andet år vurdere, om der er behov for at ændre områderne.

Såfremt vurderingen efter Energinets opfattelse giver anledning til ændringer, vil disse blive selvstændigt anmeldt til Forsyningstilsynet med henblik på opdatering af den geografiske inddeling.

Den i dette dokument beskrevne udstrækning af hhv. produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder vil derfor være gældende indtil Forsyningstilsynet godkender en revision heraf.

### 5.2.2 Fravalgte metoder

Energinet har vurderet 3 yderligere muligheder for definition af produktionsoverskudsområder med udgangspunkt i følgende tilgange:

- a) Overskudsproduktion pr. station
- b) Forbrugsdækning pr. kommune
- c) Ledig kapacitet i kapacitetskortet

Disse alternativer er alle fravalgt, da de ikke fanger både et behov for at beskrive den transportopgave, som transmissionsnettet udfører, altså flytte strøm fra overskuds- til underskudsområder og/eller samtidig ikke giver placeringssignaler og dermed i sidste ende den optimering af omkostningerne til infrastrukturen, som metoden har til formål at understøtte.

Særlig fsva. a. og b., så indgår nettets aktuelle begrænsninger og muligheder ikke i kortlægningen. Energinet har derfor valgt ikke at gå videre med disse definitioner i denne form alene, da den vil give anledning til ustabile/volatile resultater og ikke tager nettets begrænsninger med i betragtningerne.

I forhold til c. med en model baseret på ledig kapacitet er der også udfordringer med sådan en models stabilitet. For hver 132-150 kV station i transmissionsnettet er den ledige kapacitet for tilslutning og indpasning af ny produktionskapacitet beregnet under hensyntagen til netbegrænsninger også i situationer med vedligehold og udfald i nettet (n-1 analyser). Beregningerne er worst case betragtninger, der opgør den mindste ledige kapacitet i nettet. Kapaciteten er beregnet for hver station enkeltvis og værdierne kan *ikke* summeres til en samlet værdi for mulig produktionskapacitet i nettet.

En udfordring ved at anvende denne metode er, at den er ustabil. Begrænsede lokale ændringer enten i transmissionsnettet eller i balancen imellem forbrug og produktion kan have store konsekvenser for, hvorledes områder kategoriseres. Det kræver, at områderne aggregeres, og det er mindre intuitivt, hvorledes det skal inddrages uden at inddrage nettet ad flere omgange. En anden udfordring med denne metode er, at den kan komme til at virke imod hensigten. Hvis der afholdes store omkostninger til at forstærke nettet væk fra et produktionsoverskudsområde, vil det – med denne metode – kunne blive forvandlet fra at være et fyldt område til at være et område med ledig kapacitet. Herved ville producenterne med den foreslåede område-baserede betalingsmodel blive fritaget fra at betale for det net, som netop etableres af hensyn til udbygningen af ny produktionskapacitet.

### 5.3 Metode for beregning af standardafstand i det *nære transmissionsnet*

Det nære net er det net, der, som beskrevet ovenfor, ligger mellem tilslutningspunktet og det dybe net. Fastlæggelse af en afstand fra anlæggets tilslutningspunkt til det dybe net kan gøres på flere måder.

- En måde er ved at lave en *individuel vurdering* fra hvert eneste knudepunkt i nettet og frem til det dybe transmissionsnet. Det vil kræve en række beregninger, men måske endnu vigtigere valg omkring, hvor det dybe transmissionsnet starter i forhold til dette punkt. Det vil ikke altid være en konstant, hvilket vil gøre det væsentligt mere komplekst og ustabil over tid.
- En anden måde er ved at identificere en *standardafstand* fra et tilslutningspunkt til det dybe transmissionsnet. Det vil medføre en model, der er mere gennemsnitsorienteret end den individuelle tilgang vil være. Det er en metode, der vil være langt mere stabil over tid, da den ikke vil være påvirket af udviklingen i et enkelt område.

Omkostningerne til det *nære transmissionsnet* i et produktionsoverskudsområde, som er defineret i afsnit 5.2, vil være omkostninger til at føre produktionen hen til en såkaldt *central transmissionsstation*, hvorfra det kan transporteres videre til f.eks. et produktionsunderskudsområde eller via en handelsforbindelse videre til andre budzoner. Tilsvarende vil der i forbrugsdominerede områder også være omkostninger til forstærkninger i det nære net, blot ikke i samme omfang, som i produktionsoverskudsområderne.

I det følgende beskrives metoden til at beregne den gennemsnitlige afstand fra et VE-projekts nærmeste transmissionsstation til en central transmissionsstation, til brug for udregning af standardomkostninger til netudbygninger i det nære net.

Energinet har ved denne metode valgt at beregne en gennemsnitsafstand. Dette er gjort for at sikre en transparent og ensartet betaling inden for denne kategori af netbrugere. En alternativ metode kunne være at lade afstanden i det konkrete projekt være afgørende. Dvs. at længden på traceet i det konkrete projekt skulle ganges på enhedsomkostningen for kablet.

#### 5.3.1 Datagrundlag for anlægsprojekter

Beregningerne tager udgangspunkt i en oversigt over samtlige nye VE-projekter, Energinet har kendskab til. VE-pipelinelisten er ikke offentlig tilgængelig, da den indeholder fortrolig information. Forsyningstilsynet vil dog have adgang til at gennemgå og validere datagrundlaget.

Oversigten indeholder alle VE-projekter, der er eller har været kendskab til, uanset nuværende status. Projekterne i listen er i forskellige planlægningsfaser og det er ikke alle projekter i oversigten, der forventes at blive realiseret. Det vil sige, at listen også indeholder projekter, der tidligere har været aktivitet omkring, men nu vurderes at være aflyst eller sat på hold.

I denne metode frasorteres projekter, som enten er aflyst eller sat på hold, og der beregnes dermed en gennemsnitlig afstand på baggrund af de resterende projekter i listen. Projekter, som bliver realiseret, inkluderes ikke i beregningen af standardafstanden, efter de er nettilsluttet.

#### 5.3.2 Centrale transmissionsstationer

Til brug for beregning af afstande i det nære net udpeges de centrale transmissionsstationer – altså de knudepunkter, hvorfra det videre effektflow primært har karakter af transport mellem

områder. Når der skal tilsluttes produktionsanlæg i de enkelte områder, vil det altså være nødvendigt at forstærke det nære net hen mod disse centrale transmissionsstationer.

Stationer defineres som *centrale transmissionsstationer* på baggrund af mindst et af følgende kriterier:

- Alle stationer med 400/150 kV- eller 400/132 kV-transformering.
- Udvalgte stationer på 132-150 kV-niveau, som udgør centrale og stærke knudepunkter i 132-150 kV-nettet. Disse stationer identificeres i forbindelse med Energinets planarbejde.<sup>34</sup>

Baggrunden for disse kriterier er, at eltransmissionsnettet består af to primære spændingsniveauer pr. landsdel, hhv. 400 kV og 150 kV i DK1, og 400 kV og 132 kV i DK2. Historisk har begge spændingsniveauer været benyttet til transmission af energi både lokalt og på tværs af landsdele.

Som konsekvens af den massive udbygning med decentral vedvarende produktion har det dog vist sig at være problematisk fortsat at benytte de lavere spændingsniveauer (132-150 kV) til transmission over længere afstande. I den langsigtede planlægning søges derfor efter, at elproduktionen fra de distribuerede elproduktionsanlæg transformeres op til 400 kV tættere på produktionsstederne. Idet 400 kV-udbygninger giver markant mere kapacitet pr. DKK end 132-150 kV udbygninger, opnås der dermed en teknisk og økonomisk mere optimal løsning, når kapacitetsbehovet er tilstrækkeligt stort til at retfærdiggøre en 400 kV-løsning. Når der udbygges til indpasning af produktion efter disse principper, vil det altså være fra produktionsstederne hen mod 400/150 kV- og 400/132 kV-stationerne, således at produktionen kan transformeres op i 400 kV-nettet og derfra transporteres videre dertil, hvor det skal bruges.

På Sydsjælland og Lolland-Falster er der af teknisk-økonomiske og historiske årsager ikke et 400 kV-net, som kan benyttes til de lange transporter. I disse områder opfylder 132-150 kV-nettet derfor denne funktion. For at imødekomme dette er der på baggrund af Energinets Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2021 på Sydsjælland og Lolland-Falster udpeget to stationer, hhv. Radsted og Vordingborg Nord, der anses som centrale for udbygningsbehovet til transport over længere afstande. I resten af landet vurderes der ikke at være dele af 132-150 kV nettet, som hovedsageligt benyttes til disse længere transporter.

Energinet udbygger løbende eltransmissionsnettet og etablerer bl.a. nye transformeringspunkter, som kan føre til flere centrale transmissionsstationer og dermed reducerede afstande til det nære net.

De nuværende centrale transmissionsstationer er illustreret på Figur 7 i afsnit 5.3.4.1 nedenfor.

Listerne over centrale transmissionsstationer skal opdateres, når der etableres nye transformeringspunkter til 132 kV- eller 150 kV-stationer fra et højere spændingsniveau. For områder uden transformering fra 400 kV vurderer Energinet, om udbygning af transmissionsnettet ændrer stationernes karakter i en sådan grad, at der skal udpeges en ny central transmissionsstation. Listerne opdateres, når anlægsprojektet er endeligt godkendt efter § 4 i lov om Energinet.

<sup>34</sup> Energinets planarbejde dokumenteres ved udgivelse af fx Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2021 og Energinet skal fremadrettet udarbejde en langsigtet udviklingsplan. Tidligere og kommende analyser vil fremgå af Energinets hjemmeside via: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Netplanlaegning>

### 5.3.3 Beregningsmetoden for standardafstanden i de to typer af områder

I Energinets interne liste med overblik over kendte VE-projekter er angivet alle de VE-projekter, Energinet har kendskab til, samt deres omtrentlige lokation. For VE-projekter tilsluttet på transmissionsniveau fastlægger Energinet en forventet tilslutningsstation i transmissionsnettet. For VE-projekter tilsluttet på distributionsniveau fastlægger Energinet, baseret på eventuel information fra netvirksomheden, en forventet tilslutningsstation i distributionsnettet, samt hvilken transmissionsstation denne forsynes fra.

Afstanden beregnes særskilt for produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder, således at der etableres en standardafstand i hver type af område. For alle anlæg beregnes afstanden mellem transmissionsstationen og nærmeste centrale transmissionsstation. Dvs. at for VE-anlæg tilsluttet i distributionsnettet indgår afstanden fra tilslutningsstationen i distributionsnettet til den transmissionsstation, som den hører ind under, IKKE i analysen. For alle stationer kendes længde- og breddegrader. Disse oplysninger findes i Energinets GIS-systemer. Oplysningerne benyttes til at beregne afstanden til nærmeste centrale transmissionsstation i kilometer. Afstanden er givet ved fugleflugt, tillagt 10 %<sup>35</sup> for at tage højde for det faktiske kabeltrace.

Resultatet af afstandsberegningen nedrundes til nærmeste hele antal kilometer.

#### 5.3.3.1 Metode for opdatering af standardafstanden i det nære net

Energinet vil genberegne standardafstanden i det nære net hvert år i forbindelse med udmeldingen af de samlede tariffer for det følgende år. Udbygningen af transmissionsnettet med nye stationer, der kan påvirke standardafstanden, sker relativt langsomt og en fastlæggelse af ny standardafstand forventes derfor ikke at ændre sig i noget større omfang fra år til år. Energinet vil årligt i forbindelse med tariffastsættelsen offentliggøre kortet over centrale transmissionsstationer.

### 5.3.4 Resultater ved anvendelse af metode for beregning af standardafstand i det nære transmissionsnet

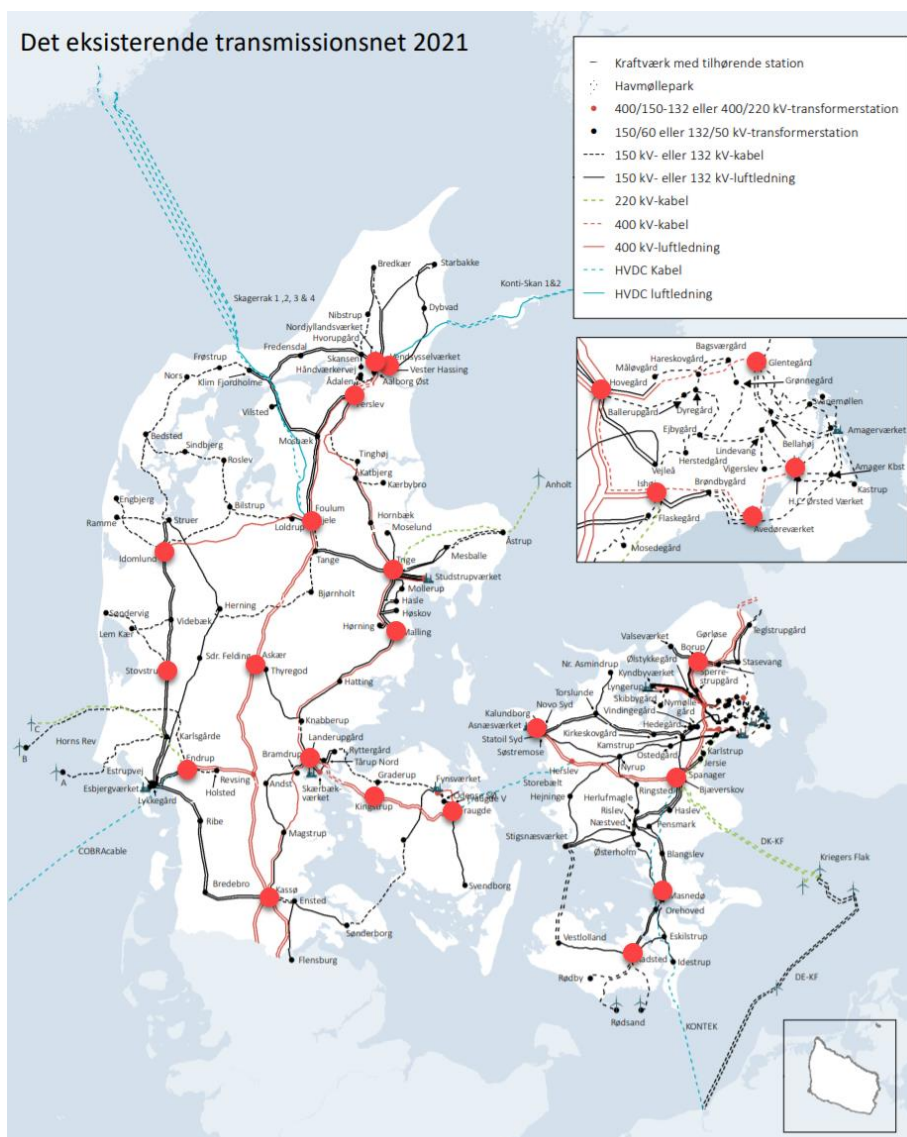
I det følgende illustreres, hvad resultaterne vil være ved anvendelse af metoderne ovenfor baseret på de data, som Energinet har på nuværende tidspunkt. Det beskrives således, hvilke transmissionsstationer, der udpeges som centrale transmissionsstationer, samt hvilken standardafstand dette dermed giver anledning til, når disse stationer kombineres med oplysningerne om VE-projekters placering.

#### 5.3.4.1 Identifikation af centrale transmissionsstationer

Med baggrund i metoden er der udover 400 kV-stationerne identificeret to områder, som ligger langt fra et 400/150 kV- eller 400/132 kV-transformeringspunkt, hvilket er henholdsvis Lolland-Falster og Sydsjælland. Det er vurderet, at det videre effektflow fra disse områder primært har karakter af transport, f.eks. til forsyning af forbrug i det øvrige Sjælland eller eksport via handelsforbindelser. Derfor udpeges hhv. 132 kV-station Radsted på Lolland-Falster, og den kommende 132 kV-station Vordingborg Nord i Sydsjælland, desuden som centrale transmissionsstationer.

Et samlet overblik over udvalgte centrale transmissionsstationer er vist i nedenstående figur.

<sup>35</sup> I Netudviklingsplan 2013, der kan findes her: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Netplanlaegning>, er der benyttet et tillæg på 15 % i åbent land. På baggrund af erfaringer er der i nærværende metode valgt en mindre konservativ tilgang på 10 %, hvilket også er nuværende praksis i Energinets planlægning.



Figur 7: Centrale transmissionsstationer

I Vestdanmark er der tale om nedenstående stationer.

Stationer i DK1		
Askær	Kassø	Stovstrup
Endrup	Kingstrup	Tjele
Ferslev	Landerupgård	Trige
Fraugde	Malling	Vester Hassing
Idomlund	Nordjyllandsværket	

Og stationerne i Østdanmark ses nedenfor.

Stationer i DK2		
Asnæsværket	Gørløse	Radsted
Avedøreværket	H.C. Ørstedværket	Vordingborg Nord
Bjæverskov	Hovegård	
Glentegård	Ishøj	

Der ses bort fra Bornholm, da Energinet ikke har nogen stationer på øen.

### 5.3.4.2 Resultater af beregningen af standardafstand i det nære net

Tages der udgangspunkt i de identificerede centrale transmissionsstationer fra forrige afsnit og i VE-projekterne fra Energinets oversigt over projekter samt en antagelse om, at en forbindelsesstrækning mellem to stationer er lig fugleflugtslinjen + 10 %, som beskrevet i metoden i afsnit 5.3.3, opnås resultaterne i *Tabel 2*. Her konkluderes det, at der på landsplan i gennemsnit er 21,33 km fra VE-projekternes nærmeste TSO station til en central transmissionsstation.

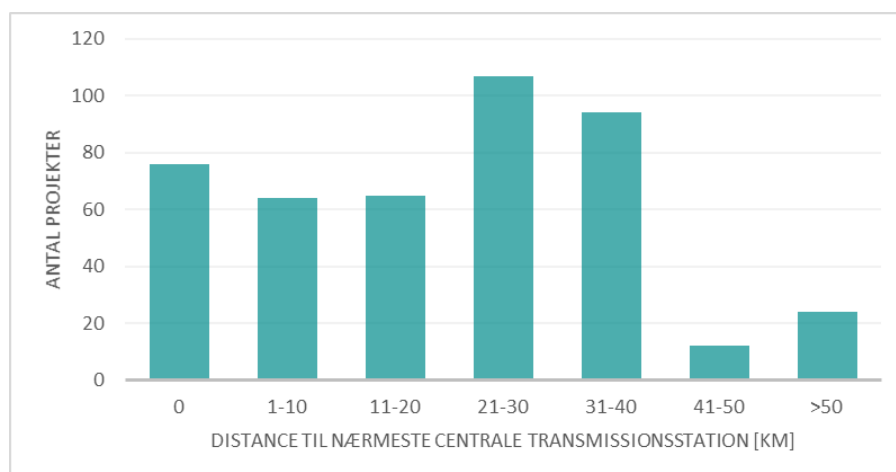
Når der opdeles i forbrugsdominerede områder og produktionsoverskudsområder er der på landsplan i gennemsnit 23,16 km i produktionsoverskudsområder og 14,08 km i forbrugsdominerede områder.

Resultater ved beregning af standardafstand i det nære net – områdetype-opdelt			
Områdetype:	Danmark – Prod.	Danmark – Forbrug	Danmark
Antal VE-projekter:	353	89	442
Gennemsnitlig distance* [km]:	<b>23,16</b>	<b>14,08</b>	<b>21,33</b>

*Tabel 2: Tabellen opsummerer resultaterne for hele landet og opdelt på områdetyper. (\*) refererer til distancen fra VE-projekternes nærmeste transmissionsstation til nærmeste centrale transmissionsstation (fugleflugtslinjen + 10%).*

Resultatet nedrundes efter metoden, jf. afsnit 5.3.3, til 23 km for produktionsoverskudsområder og til 14 km for forbrugsdominerede områder, og det er således disse værdier, der indgår ved beregningen af tilslutningsbidraget til det nære net i hver af de to områdetyper.

I nedenstående figur ses et overblik over antallet af potentielle VE-projekter inddelt efter afstand til nærmeste centrale transmissionsstation.



*Figur 8: Antal projekter inddelt efter afstand til nærmeste centrale transmissionsstation.*

Det kan ses, at hovedparten af projekterne ligger i intervallerne 21-30 km og 31-40 km. Ca. halvdelen af projekterne ligger mindre end 20 km fra nærmeste centrale transmissionsstation, og en betydelig mængde forventes at blive tilsluttet direkte til en af disse. Anvendelsen af den standardiserede tilgang til tilslutningsbidraget til det nære net medfører således, at alle disse anlæg vil skulle betale det samme tilslutningsbidrag.

Standardafstandene er for fuldstændighedens skyld også opgjort pr. landsdel for at vurdere, om der er grund til at skelne imellem de to landsdele. Dette er vist i *Tabel 3* herunder. Det kan

igen ses, at der på landsplan i gennemsnit er 21,33 km fra VE-projekternes nærmeste TSO station til en central transmissionsstation. Hvis der opdeles på landsdele, er der i DK1 i gennemsnit 22,19 km i produktionsoverskudsområder og 18,59 km i DK2. Da forholdet mellem afstandene er  $22,19/18,59 = 1,19$ , giver dette en %-vis forskel på 19 % i standardlængden imellem DK1 og DK2. Umiddelbart ville det derfor være nærliggende at anvende forskellige standardafstande for DK1 og DK2. Men som der redegøres for i afsnit 6.2.3, ophæves denne forskel af en tilsvarende forskel i de typiske driftsspændinger i 150 kV-nettet i DK1 og 132 kV-nettet i DK2, som bevirker, at kabler har en tilsvarende lavere overføringsevne i MW i DK2 ift. i DK1.

Resultater ved beregning af standardafstand i det nære net – landsdelsopdelt			
Landsdel:	DK1	DK2	Danmark
Antal VE-projekter:	336	106	442
Gennemsnitlig distance* [km]:	22,19	18,59	<b>21,33</b>

Tabel 3: Tabellen opsummerer resultaterne for hele landet og opdelt på landsdele. (\*) refererer til distancen fra VE-projekternes nærmeste transmissionsstation til nærmeste centrale transmissionsstation (fugleflugtslinjen + 10%).

#### 5.4 Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse

Energinet har ved udviklingen af den geografiske differentiering, taget højde for de kriterier, der er fastlagt i reguleringen for udviklingen af tarifmetoder. Det juridiske grundlag er gennemgået i afsnit 3. I dette afsnit beskrives vurderingen af, hvorledes den konkrete metode lever op til de tarifieringsmæssige kriterier.

I forhold til princippet om omkostningsægte tarifiering og rimelige kriterier skal den geografiske differentiering netop afspejle at placeringen af anlægget har betydning for Energinets omkostninger til indpasning i systemet. Det vil sige, at den geografiske differentiering netop skal gøre tarifieringen mere omkostningsægte, og også rimelig ift. at de anlæg der ikke driver den samme mængde af omkostninger, også betaler en lavere pris. Det fremgår også af elmarkedsforordningens artikel 18, at tariffer skal afspejle omkostningerne, og i stk. 2 fremgår det også at tarifmetoder skal understøtte transmissionsvirksomheders effektive investeringer, hvilket en geografisk differentiering vil bidrage til.

I forhold til objektivitetskriteriet opstiller det et krav om forudsigelighed i prisfastsættelsen på baggrund af identificerbare og målbare kriterier. Energinet finder, at dette krav er opfyldt ved at anvende en klar og tydelig opdeling af landet i nogle præcist afgrænsede zoner. Det er således enkelt at identificere, hvilket område et anlæg placeres i. Endvidere er standardafstanden i det nære net beregnet ud fra en standardiseret tilgang ud fra et omfattende datagrundlag, samt en præcis beskrivelse af hvilke stationer, der er centrale transmissionsstationer.

I forhold til kravet om ikke-diskrimination, så vurderer Energinet også, at dette er opfyldt, da der ikke diskrimineres inden for de geografiske zoner, samt at den forskel der er mellem de to typer af zoner, sker af hensyn til at reflektere forskellen i de omkostninger der drives.

Udover de ovenstående kriterier indeholder elmarkedsforordningen en række yderligere kriterier, ...

## 6. Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet

I dette kapitel beskrives metoden for fastlæggelsen af tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet for transmissionstilsluttede anlæg.

Det nære transmissionsnet er defineret i afsnit 5.1, og de geografiske områder defineres i afsnit 5.2. De såkaldte *centrale transmissionsstationer*, som modelmæssigt er skillepunkterne imellem det nære og det dybe net, er defineret i afsnit 5.3.2. Når det nære net således er defineret, så er det dybe net derefter automatisk defineret som alt det resterende net. Endelig er den standardafstand, som der gennemsnitligt skal betales for ved nettilslutning, opgjort som den gennemsnitlige afstand fra den nærmeste centrale transmissionsstation til den station, som VE-anlæg i pipeline-listen forventes nettilsluttet i. Dette er beskrevet i afsnit 5.3.3.

Energinet vurderer, at denne modelbetragtning er det bedst mulige at lægge til grund, hvis der på en gang skal være en enkel og transparent model, som samtidig skal være retvisende ift. hvilke kategorier af netbrugere, der giver anledning til hvilke dele af de samlede omkostninger.

### 6.1 Baggrund for valg af model med standardiseret betaling

Energinet har valgt at standardisere tilslutningsbidragene til det nære transmissionsnet, således at dette afspejler de forventede faktiske, gennemsnitlige omkostninger til investeringer i det nære bagvedliggende net i det konkrete geografiske område i forbindelse med tilslutning af det nye anlæg. Ved at anvende en standardiseret model sikres, at det enkelte nye anlæg betaler en rimelig og omkostningsægte *andel* af den nødvendige netudbygning, og ikke kommer til at betale for hele det aktuelle udbygningsbehov, som de efterfølgende anlæg så kan udnytte uden at bidrage hertil. Det standardiserede bidrag sikrer på denne måde både en langsigtet omkostningsægtighed og ikke-diskrimination til fordel for senere tilkommende anlæg, ligesom det medfører rimelige og forudsigelige tariffer.

I nogle områder er nettet udbygget fx af hensyn til vindkapacitet. Her vil ny solkapacitet ikke nødvendigvis medføre det samme udbygningsbehov i det bagvedliggende net, som hvis det var yderligere vindkapacitet, der blev etableret. Dette skyldes, at der er forskellige produktionsprofiler for de to typer af produktion, som sjældent har maksimal produktion (og dermed netbehov) samtidig. Således kan en anden produktionsteknologi i et område medføre et mindre netudbygningsbehov end hvis der blev etableret ny produktionskapacitet af den samme type som i forvejen er dominerende i området. Det vil desuden ikke give mening at operere med et teknologibaseret tilslutningsbidrag for indfødningsomfang ifm. kombinerede anlæg, hvor der er både produktion og forbrug bag måleren<sup>36</sup>, da det så er driftsmønstret af kombinationen af de to anlæg tilsammen, der afgør hvordan netto-udvekslingen med det kollektive net bliver – og dermed afgør udbygningsbehovet i det bagvedliggende net.

Ud fra princippet om ikke-diskrimination vil Energinet ikke gøre tilslutningsbidrag teknologiafhængige, da det også kan føre til favorisering af de førstkommande anlæg i et lokalområde, hvis de efterfølgende tilslutninger betinges af et bestemt teknologivalg. Desuden ville en teknologi-betinget tilslutning medføre, at aktører ikke kan have mulighed for at ændre eller optimere sit eget produktionsanlæg bag tilslutningspunktet – f.eks. ved at etablere solceller ved siden af vindmøller eller omvendt uden at øge sit indfødningsomfang ved at etablere energilagre til udjævning af indfødningsomfang, eller ved at etablere forbrugsanlæg sammen med produktionsanlæg og med et lavere indfødningsomfang end hvad produktionsanlæggene i sig selv ville

<sup>36</sup> Jf. det igangværende politiske arbejde om at undersøge muligheder for at etablere forbrugs- og produktionsanlæg forbundet med direkte linjer bag måleren.



have behov for. I så fald ville der være tale om nettilslutning af et nyt anlæg, som ændrer den forudsætning, der var lagt til grund for indfødningsomfanget af den oprindelige nettilslutning.

## 6.2 Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet fra transmissionstilsluttede anlæg

Tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet dækker investeringer i det nære bagvedliggende net baseret på en model, der kan skrives på følgende måde.

$$P_{Net, j} = \alpha_j w_j Kap$$

- Hvor  $Kap$  er det aftalte indfødningsomfang i MW. Den kapacitet, der skal indgå i beregningen af tilslutningsbidraget, vedrører det indfødningsomfang, som producenten får adgang til ved tilslutningen, og som fastlægges som beskrevet i afsnit 6.2.1.
- $\alpha$  er en geografisk komponent, der dækker over, at tilslutning af anlægget sker i område  $j$ .  $\alpha$  er en områdespecifik parameter, som vil antage værdier mellem 0 og 100 % afhængig af, om det er et produktionsoverskudsområde eller et forbrugsdomineret område, som beskrevet i afsnit 5.2. Metoden til at fastlægge  $\alpha$  er beskrevet i afsnit 6.2.2.
- $w_j$  er en komponent til at dække enhedsomkostninger forbundet med det nære bagvedliggende net i området og beregnes på baggrund af en standardafstand (se afsnit 5.3.3 og en standardkabelomkostning. Metoden for fastlæggelsen af denne er beskrevet i afsnit 6.2.3.

### 6.2.1 Fastlæggelse af indfødningsomfang for produktionsanlæg tilsluttet i transmissionsnettet - $Kap$

Indfødningsomfanget ( $Kap$  i formlen) for et produktionsanlæg, der nettilsluttes i transmissionsnettet, fastlægges ifm. indgåelse af aftaler med Energinet om nettilslutningen af anlægget.

Det aftalte indfødningsomfang beskriver den maksimale effekt, som produktionsanlægget har til rådighed fra transmissionssystemet, når produktionsanlægget er fuldt etableret. Det beskriver dermed også den maksimale effekt, som transmissionsnettet skal dimensioneres til at kunne tage imod under normale driftsforhold.

Hvis producenten ønsker at aftale et indfødningsomfang, som er lavere end hvad anlægget kan producere, kan der aftales et reduceret indfødningsomfang. Det aftalte indfødningsomfang kan ikke være større end den samlede produktionskapacitet, som anlægget har mulighed for at føde ind i det kollektive net. De præcise muligheder for at imødekomme producentens ønsker til niveau af det aftalte indfødningsomfang afklares ifm. indgåelse af de konkrete aftaler.

### 6.2.2 Fastlæggelse af geografisk komponent - $\alpha$

Til at fastlægge den geografiske komponent tager Energinet udgangspunkt i de underliggende opgaver med at modtage energi fra producenter og med at forsyne forbrugerne med energi. Opgaven med at modtage energi fra producenter bliver lettere (medfører færre omkostninger), jo mere forbrug der er i nærområdet. Tilsvarende bliver opgaven med at forsyne forbrugerne lettere (medfører færre omkostninger), jo mere produktion, der er i nærområdet. Afhængig af, om et område er et produktionsoverskudsområde eller et forbrugsdomineret område, er det altså enten den ene opgave – at modtage energi fra producenter – eller den anden opgave – at forsyne forbrugerne – som er afgørende for, hvornår der er behov for at udbygge nettet.

Forsyningsopgaven afhænger altså i alt væsentligt af, hvilken områdetype der er tale om.

I **produktionsoverskudsområder** lægger ny produktion beslag på kapacitet svarende præcis til det ekstra indfødningsomfang, som et produktionsanlæg vil have. Dvs. at der *enten* skal etableres ny netkapacitet, hvis den eksisterende kapacitet i det nære net allerede er fyldt op, *eller* at anlægget lægger beslag på en knap ressource, såfremt nettet i området tidligere er blevet udbygget for - på forhånd - at skabe kapacitet til yderligere nettilslutninger af produktionsanlæg.

I begge tilfælde er det altså de nye produktionsanlæg, som enten giver eller allerede har givet anledning til den del af omkostningerne til netforstærkninger, som pro rata svarer til det indfødningsomfang, som produktionsanlægget vil have.

Det er derfor rimeligt, objektivt og ikke-diskriminerende at fastsætte et tilslutningsbidrag for det nære net svarende til 100 % af de gennemsnitlige omkostninger til forstærkning af det nære net i produktionsoverskudsområder.

Energinet betragter, jf. transmissionsafgiftsforordningen, forstærkninger i det nære net som nødvendige af hensyn til nettilslutning af produktionsanlæggene. Optrækning af tilslutningsbidrag for de gennemsnitlige omkostninger til det nære, bagvedliggende net er derfor *udenfor* EU-loftet for indfødningsstarif i transmissionsafgiftsforordningen, idet det netop ikke omfatter fysiske aktiver, der er nødvendige for tilslutning til det kollektive elforsyningssystem eller til opgradering af forbindelserne.

Det bemærkes specielt, at opkrævning af et standardiseret tilslutningsbidrag pr. MW – uanset om transmissionsnettet allerede er udbygget på forhånd eller om det først skal udbygges – vil være en forudsætning for, at Energinet på forhånd kan foretage en udbygning baseret på en langsigtet planlægning og samtidig at opkræve omkostningerne hos netop de netbrugere, som giver anledning til omkostningerne. Hvis det *ikke* er muligt, ville der enten skulle foretages en separat, individuel og samlet set meget dyrere udbygning pr. enkeltprojekt, eller det første projekt skulle betale for en meget stor fremtidssikring, hvis ikke omkostningerne til en langsigtet netudbygning skulle afholdes af forbrugerne.

I **forbrugsdominerede områder**, hvor nettet i forvejen er etableret af hensyn til forbrug og hvor producenterne derved får gavn af dette allerede eksisterende net, kan der derimod anlægges en anden tilgang.

Når Energinet dimensionerer net af hensyn til forbrug, er det med henblik på, at forbruget fortsat skal kunne forsynes ved udfald eller udkobling af en eller to vilkårlige komponenter i el-transmissionsnettet, fordi forsyningssikkerhed for forbrug generelt har en stor samfundsøkonomisk værdi. Dette er gældende for både det nære og det dybe net. Langt størstedelen af forbruget er dog i distributionsnettet, så ift. det nære net løses denne opgave typisk i samarbejde med det lokale netselskab.

Det betyder i praksis, at Energinet fortsat kan forsyne forbruget ved udfald af én vilkårlig netkomponent (n-1) i det nære net, og at den fulde forsyningssikkerhed (n-2) for forbrugere ofte opnås ved brug af reserveforbindelser i underliggende net i kombination med det nære net på transmissionsniveau. I det dybe net og til brug for de lange transporter, sikrer Energinet derimod selv den fulde (n-2)-sikkerhed.

Set ift. transmissionsnettet giver dette altså sikkerhed for, at transmissionsnettet i sig selv kan forsyne det samlede forbrug ved mangel af en komponent i transmissionsnettet. Det betyder

alt i alt, at der – i det nære net – dermed er etableret kapacitet i transmissionsnettet til at give (n-1)-sikkerhed.

For produktionsanlæg forudsættes det derimod, at de til enhver tid kan nedreguleres<sup>37</sup>, hvis der er netbegrænsninger, da leveringssikkerhed for produktion har en relativt lavere samfundsøkonomisk værdi. De samfundsøkonomiske omkostninger ved manglende udnyttelse af disponibel produktion er simpelthen meget lavere end de samfundsøkonomiske tab ved manglende forsyning af forbrug. Der skal altså kun etableres kapacitet i nettet til at give produktionsanlæg den såkaldte (n-0)-sikkerhed, så der kun er sikkerhed for, at nettet kan tage imod den fulde produktion ved såkaldt "intakt net".

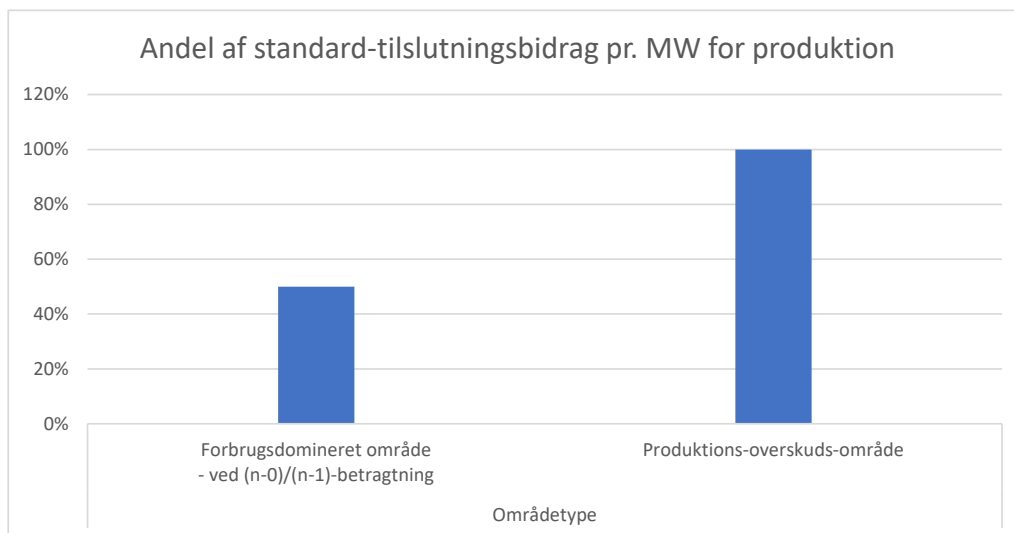
Der vil derfor i et forbrugsdomineret område være mulighed for at indpasse en væsentlig større kapacitet af produktionsanlæg end af forbrugsanlæg i det samme net, idet der ikke kræves samme redundans i nettet til produktionsanlæg som for forbrugsanlæg.

Da det nære net i forbrugsdominerede områder er dimensioneret til at kunne forsyne forbrug selv med den vigtigste netkomponent i området ude af drift, vil der derfor – i intakt net-situationen - som regel være mulighed for at forsyne ca. dobbelt så meget forbrug via transmissionsnettet – *hvis* der vel at mærke ikke var krav til forsyningssikkerheden. Og af samme årsag vil der så også være netkapacitet til at indpasse ca. dobbelt så meget produktionskapacitet som den maksimale aggregerede forbrugseffekt i et forbrugsdomineret område.

Da nye produktionsanlæg har gavn af at kunne benytte det eksisterende net i forbrugsdominerede områder, og da det eksisterende net giver mulighed for dobbelt så meget produktionskapacitet ift. hvad det kan garantere forsyningssikkerheden af til forbrug, vil det derfor være rimeligt, objektivt og ikke-diskriminerende at fastsætte et tilslutningsbidrag for det nære net, som pro rata svarer til  $1/2 = 50\%$  af de gennemsnitlige omkostninger til forstærkning af det nære net i forbrugsdominerede områder af det indfødningsomfang, som produktionsanlægget vil have.

Sammenfattende er det derfor Energinets vurdering, at det vil være retvisende ift. de omkostninger til etablering af ny netkapacitet, hvis den geografiske komponent  $\alpha$  fastsættes ud fra områdetypen, med 100 % i produktionsoverskudsområder og 50 % i forbrugsdominerede områder. Dette er illustreret i *Figur 9* nedenfor.

<sup>37</sup> En nedregulering vil ske med eller uden økonomisk kompenserings afhængig af hvilke vilkår et anlæg er tilsluttet under og de gældende regler for kompensation.



Figur 9 Andel  $\alpha$  af standardtilslutningsbidrag vs. områdetype

### 6.2.3 Fastlæggelse af enhedsomkostninger - w

Metoden tager udgangspunkt i at fastlægge et standardiseret bidrag, der skal dække den gennemsnitlige omkostning til forstærkninger i det nære transmissionsnet ved etablering af ny produktionskapacitet. Der er i afsnit 5.3 redegjort for metoden for fastlæggelsen af den gennemsnitlige længde på kabler til lokal netforstærkning.

Til at fastlægge kabelomkostninger tages der udgangspunkt i planlægningspriserne for et 150 kV-kabel.

Prisen på etablering af et 150 kV-kabel består af fire overordnede elementer:

- Startomkostninger: Dette indeholder blandt andet timer og projektomkostninger hos leverandør såvel som hos Energinet selv. Omkostninger, der ikke er afhængig af længden af det kabel, der etableres.
- Omkostninger til to felter: Dette omfatter pris for etablering af to tilslutningsfelter herunder jordarbejde i feltet – baserer sig på tilslutning og etablering i eksisterende station.
- Pris pr. km: Dette indeholder blandt andet graveentreprise, køreplader, lodsejererstatninger, rettigheds erhvervelse og miljø- og myndighedsbehandling og indkøb af kabel. Omkostninger, der direkte relaterer sig til længden af det kabel, der etableres.
- Pris til reaktiv kompensering: Dette baserer sig på en beregning af den reaktive effekt, som kablet genererer, og som der derfor skal kompenseres for, samt på prisen for en standard-størrelse af en 150 kV-reaktor (kompenseringsspole) inkl. projektering, fundament og etablering og tilslutning til felt. Den reaktive kompensering er en ekstra omkostning, der direkte relaterer sig til etableringen af et nyt kabel.

Alle ovenstående omkostningselementer omregnes til en pris pr. MW afhængigt af kabel-længde. Til at opgøre omkostningerne anvendes prisen for et 150 kV-kabel med en typisk kabellængde og med den optimale overføringsevne (dvs. tværsnit) ift. indpasning af VE-produktion, hvilket for nuværende er et 2.500 mm<sup>2</sup> kabel samt en 70 Mvar reaktor. Ud fra projektprisen kan prisen pr. km beregnes for dette kabel. Et sådant kabel har en overføringsevne på 450 MVA. Der er ikke behov for at korrigere MVA for  $\cos(\varphi)$ , da  $\cos(\varphi) \approx 1$ , og dermed vil 1 MVA således svare til 1 MW. Enhedsomkostningen pr. MW fastlægges til sidst ved at dividere

med kablets overføringsevne og derefter gange med den gennemsnitlige længde af kabler til lokal netforstærkning.

Beregningen er kun opstillet for et 150 kV-kabel. Da der anvendes 150 kV-net i DK1, mens der anvendes 132 kV-net i DK2, kunne man argumentere for, at der burde anvendes separate enhedsomkostninger for DK1 og DK2. Men overføringsevnen for et kabel varierer proportionalt med spændingen, så pga. den lavere driftsspænding i DK2 vil et 2.500 mm<sup>2</sup> kabel kunne overføre en tilsvarende lavere effekt i DK2. Og som det fremgår af *Tabel 3* i afsnit 5.3.4.2 er den gennemsnitlige længde af kabler til lokal netforstærkning tilsvarende kortere i DK2 (18,59 km) ift. DK1 (22,19 km). De normale driftsspændinger for 150 kV- og 132 kV-net er hhv. 165 kV og 135 kV, så derved bliver forholdet mellem de normale drifts-spændinger på  $165/135 = 1,22$ . Og da forholdet mellem afstandene er  $22,19/18,59 = 1,19$ , vil prisen pr. MW blive omtrent det samme, hvis der tages højde for forskel både i typisk driftsspænding og gennemsnitlig kabel-længde. De beregnede kabelomkostninger pr. MW, som er fundet for et 150 kV-kabel, kan derfor også lægges til grund for 132 kV-kabler, så der kan anvendes samme enhedsomkostning for hele landet.

I praksis udbygges transmissionsnettet i "klumper" med denne overføringsevne pr. kabel. Derudover tages der også udgangspunkt i det eksisterende net og forventning til fremtidige behov, når nettet udbygges. På den baggrund er det mest rimeligt og omkostningsægte på den lange bane at opkræve dette som en standardiseret betaling pr. MW.

Den standardiserede betaling opkræves i alle tilfælde, uanset hvor og på hvilket spændingsniveau der anvises et tilslutningspunkt. Dvs. at den standardiserede betaling også opkræves, hvis der nettilsluttes i en central transmissionsstation, herunder hvis der nettilsluttes på 400 kV-niveau.

Ved fastsættelse af enhedsomkostning pr. MW rundes til sidst ned til tre betydende cifre.

#### **Beregningseksempel med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021:**

Den følgende beregning er medtaget for at illustrere størrelsesordenen af bidraget. Det endelige tilslutningsbidrag til det nære net for det enkelte år, vil blive beregnet og meldt ud i forbindelse med den samlede tarifudmelding for det enkelte år.

Bidraget til det nære net beregnes med udgangspunkt i etablering af et 150 kV-kabel på 20 km og med et tværsnit på 2.500 mm<sup>2</sup> svarende til en overføringsevne på 450 MVA samt med kompensering med en 70 Mvar reaktor med eget felt, med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser ud fra et standard enkelt afbryderkoncept.

Anlægsbudgettet for det beskrevne arbejde udgør 108.229.360 DKK

Det svarer til en km-pris på:

Anlægsbudget – km-pris: 108.229.360 DKK / 20 km = 5.411.468 DKK/km.

Tilslutningsbidrag pr. MW for nært net:

Tilslutningsbidraget for nært skal udregnes pr. MW og med udgangspunkt i 23 km kabel i produktionsoverskudsområder og 14 km i forbrugsdominerede områder. Det er standardafstandene for det nære net i hver områdetype, som er beregnet i afsnit 5.3.4. Idet kablet i eksemplet har en overføringsevne på 450 MVA, resulterer det i en MW-pris, som beregnet herunder.

*Produktionsoverskudsområder:*

Enhedsomkostning pr. MW: 5.411.468 DKK/km \* 23 km / 450 MVA = 276.586 DKK/MW

*Forbrugsdominerede områder:*

Enhedsomkostning pr. MW: 5.411.468 DKK/km \* 14 km / 450 MVA = 168.357 DKK/MW

For *produktionsoverskudsområder* vil dette således med den anførte nedrundingsregel og den geografiske komponent  $\alpha$  på 100 %, jf. afsnit 6.2.2, medføre et standardtilslutningsbidrag til det nære net på **276.000 DKK/MW.**

For *forbrugsdominerede områder* vil dette således med den anførte nedrundingsregel medføre en enhedsomkostning til det nære net på 168.000 DKK/MW.

For *forbrugsdominerede områder* skal der desuden tages højde for den korrektionsfaktor  $\alpha$ , som er fastlagt til 50 % i afsnit 6.2.2. Det vil alt i alt medføre en pris på standard tilslutningsbidrag til det nære net i forbrugsdominerede områder på: 0,50\*168.000 DKK = **84.000 DKK/MW.**

### 6.3 Metode for opdatering af tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet

Energinet vil årligt beregne tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet pr. MW for hhv. produktionsoverskudsområder og forbrugsdominerede områder. Dette vil ske sammen med fastlæggelsen af de øvrige tariffer. Priserne for dette tilslutningsbidrag, der fastlægges i denne proces, vil være gældende fra 1. januar det følgende år og offentliggøres samtidig med de øvrige tariffer for det følgende år. Herved sikres en fast og transparent proces for fastlæggelsen af tilslutningsbidragene til det nære transmissionsnet, ligesom det med den årlige fastsættelse af stationsbidraget sikres, at dette til enhver tid afspejler de aktuelle, gennemsnitlige omkostninger til at tilslutte nye produktionsanlæg i Energinets stationer.

## 6.4 Fastlæggelse og opkrævning tilslutningsbidrag til det nære net

Tilslutningsbidraget til det nære net for det enkelte produktionsanlæg fastlægges på det tidspunkt, hvor aftale om nettilslutning indgås. Energinet vil informere producenten i løbet af processen forud for indgåelse af nettilslutningsaftale om de til enhver tid gældende tariffer, herunder tilslutningsbidraget til det nære net, ligesom disse vil være offentligt tilgængelige på Energinets hjemmeside. Se nærmere om overgangsperioden i afsnit 11.1.

Opkrævningen af bidrag sker på tidspunktet for meddelelse af den midlertidige driftstilladelse (ION), dvs. når anlægget påbegynder leveringen af energi til det kollektive net. Energinets sædvanlige betalingsbetingelser mv. finder anvendelse.

Det kan ved denne metode risikeres, at der indtræffer en prisstigning i perioden mellem nettilslutningsaftale indgås og nettilslutningen gennemføres. Energinet har dog ved metodevalget lagt vægt på at sikre gennemsigthed og forudsigelighed i prisfastsættelsen for tredjepart.

## 6.5 Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse

Energinet har ved udviklingen af tilslutningsbidraget til det nære net, taget højde for de kriterier, der er fastlagt i reguleringen for udviklingen af tarifmetoder. Det juridiske grundlag er gennemgået i afsnit 3. I dette afsnit beskrives vurderingen af, hvorledes den konkrete metode lever op til de tarifieringsmæssige kriterier.

I forhold til princippet om omkostningsægte tarifiering og rimelige kriterier tager tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet udgangspunkt i, at de anlæg ved deres tilslutning driver omkostninger til forstærkninger i det bagvedliggende nære net. Det vil sige, at der er tale om omkostninger, som drives af denne kategori af netbrugere. Hermed opfyldes også elmarkedsforordningens artikel 18, om at tariffer skal afspejle omkostningerne. I forhold til valget mellem anvendelse af faktiske omkostninger hhv. standardbetaling er der redegjort for dette metodevalg i afsnit 2.4.

I forhold til objektivitetskriteriet opstiller det et krav om forudsigelighed i prisfastsættelsen på baggrund af identificerbare og målbare kriterier. Energinet finder, at dette krav er opfyldt ved dels at anvende standardtilslutningsbidrag, der giver forudsigelighed om priserne, samtidig med at det er både identificerbart og målbart, da prisen fastlægges ud fra den kapacitet produktionsanlægget ønsker indfødningsomfang til.

I forhold til kravet om ikke-diskrimination i elforsyningslovens § 73 og elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, om at pålægge tariffer uden forskelsbehandling, så vurderer Energinet også, at dette er opfyldt, da tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet påhviler anlæg på tværs af snitfladen mellem transmission og distribution, da disse i lige høj grad kan drive omkostninger til udbygning i transmissionsnettet, se dog nedenfor i afsnit 7.8 om de mindre anlæg i lavspændingsnettet.

## 7. Tilslutningsbidrag fra distributionstilsluttede anlæg

I det følgende beskrives, hvilke bidrag distributionstilsluttede anlæg skal betale i forbindelse med tilslutningen.

## 7.1 Tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet

Produktionsanlæg tilsluttet i distributionsnettet påvirker også omkostningerne i transmissionsnettet. Dette er årsagen til, at der allerede nu også opkræves indfødningsstariffer fra distributionssystemstilsluttede producenter. I forhold til dimensioneringen af transmissionsnettet vil fire 50 MW produktionsanlæg tilsluttet på distributionsniveau i et produktionsoverskudsområde i udgangspunktet påvirke transmissionsnettet på omtrent samme vis som ét 200 MW anlæg tilsluttet direkte på transmissionsnettet. Det vil det derfor hverken være omkostningsægte eller ikke-diskriminerende, hvis der ikke sikres en ensartet betaling til det bagvedliggende nære transmissionsnet fra anlæg på både transmissions- og distributionsniveau. Såfremt dette ikke skete, ville det på uhensigtsmæssig vis give skæve incitamenter til aktørers investeringsbeslutningen om placering af anlæg. Det kunne bl.a. medføre et incitament til at opdele anlæg i mindre enheder for at undgå et tilslutningsbidrag til transmissionsnettet. Hvis der kun skulle opkræves et tilslutningsbidrag fra transmissionstilsluttede produktionsanlæg til dækning af forstærkninger af det bagvedliggende transmissionsnet, vil det således ikke sikre en rimelig fordeling af de omkostninger, som nye anlæg giver anledning til. Tilslutningsbidraget skal derfor også opkræves for distributionstilsluttede produktionsanlæg, for at sikre en rimelig, omkostningsægte og ikke-diskriminerende tarifiering.

På denne baggrund skal tilslutningsbidraget, der skal dække udbygning/forstærkninger af det nære transmissionsnet, som beskrevet ovenfor i afsnit 6.2, også opkræves ved nettilslutning af distributionstilsluttede anlæg.

## 7.2 Transformerbidrag

Anlæg i distributionsnettet skal *ikke* betale det stationsbidrag, der er beskrevet i kapitel 4, da dette er beregnet ud fra en situation, hvor et anlæg tilsluttes i en station direkte på transmissionsnettet.

Til gengæld medfører nettilslutning af produktionsanlæg i distributionsnettet øgede krav til transformerkapacitet for Energinets 132-150/10-60 kV-transformere imellem transmissions- og distributionsnettet. Der skal derfor i stedet fastlægges et tillæg til bidraget til det nære net, der tager højde for omkostningerne i Energinets transformere mellem transmissions- og distributionssystem. Hver enkelt transformere har en kapacitet, som typisk vil være væsentligt større end kapaciteten af et distributionstilsluttet produktionsanlæg. Det er derfor det mest omkostningsægte og ikke-diskriminerende at tage højde for dette i form af et transformerbidrag, der beregnes som en enhedspris pr. MW – svarende til at et produktionsanlæg skal betale for den andel af transformerkapaciteten, som der er behov for pga. produktionsanlægget.

Der skal således tages højde for, hvorvidt det er produktion eller forbrug, der er dimensionerende for transformerkapaciteten i en station. Et nyt produktionsanlæg i distributionsnettet giver kun anledning til ekstra omkostninger til transformerkapacitet, hvis det i forvejen er produktion, der er dimensionerende for transformerkapaciteten.

Her gør der sig det særlige forhold gældende, at behovet for ekstra transformerkapacitet i en station pga. nettilslutning af ekstra produktion *under* stationen ikke afhænger af, om stationen befinder sig i et produktionsoverskudsområde eller i et forbrugsdomineret område. Det afhænger i stedet kun af balancen imellem forbrug og produktion *under* den enkelte station, da det alene er det, som afgør behovet for transformerkapacitet. Og som det er beskrevet i afsnit



5.2.1.1 (under Trin 2), kan der godt være en enkelt forbrugsdomineret station i et produktionsoverskudsområde – eller omvendt. Energinets områdeopdeling for geografisk differentiering er derfor ikke relevant ift. transformerbidraget.

### 7.3 Fastlæggelse af indfødningsomfang for produktionsanlæg tilsluttet i distributionsnettet

Når et nyt produktionsanlæg bliver nettilsluttet i distributionsnettet, skal der indgås en nettilslutningsaftale med distributionsselskabet. Produktionsanlæggets samlede indfødningsomfang ift. distributionsnettet – med fuld eller begrænset netadgang, jf. nedenfor – bliver fastlagt i denne aftale.

Det fremgår af Dansk Energis metodeanmeldelse af 31. januar 2022 såvel som af justeringen af metodeanmeldelsen af 25. april 2022, "Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse Standardtilslutningsbidrag", i afsnit 1.1.1.1 'Anlægs kapacitet' på side 7, at produktionsanlæg skal betale pr. MVA for anlæggets indfødningsomfang. Det fremgår også af Dansk Energis metode, i afsnit 1.1.9 'Egenproducenter' på side 23, at egenproducenter også skal betale fuldt tilslutningsbidrag for det indfødningsomfang, som de ønsker.

Det fremgår også af Dansk Energis metodeanmeldelse af 31. januar 2022 såvel som af justeringen af metodeanmeldelsen af 25. april 2022, "Anmeldelse af model for producentbetaling – Hoveddokument", i kapitel 6 'Nettilslutning med begrænset netadgang' på s. 20, at den enkelte kunde i nogle tilfælde har mulighed for at "kunne vælge, om hele eller alene en del af indfødningsomfanget skal tilsluttes med begrænset netadgang." Den præcise model for dette fremgår af en separat metode for begrænset netadgang for produktion, som Dansk Energi/Green Power Denmark har anmeldt til Forsyningstilsynet d. 29. april 2022.

Disse aftaler om begrænset netadgang – eller afbrydelighed – vedrører imidlertid kun tilslutningsbetaling og kapacitetsforhold i distributionsselskabets net, og det er også kun distributionsselskabet, som vil have de tekniske løsninger til at kunne aktivere afbrydelighed i den daglige drift. Det er distributionsselskabet, som har ret til at aktivere afbrydeligheden i tilfælde af begrænsninger i deres net. Energinet er ikke part i sådanne aftaler, og Energinet har heller ikke et tilsvarende afbrydelighedsprodukt for produktion for transmissionstilsluttede anlæg. Energinet har altså hverken koncepter for de aftalemæssige aspekter af afbrydelighed for produktion og heller ikke en driftsmæssig mulighed for at anvende afbrydelighed for produktion, uanset om det vedrører transmissions- eller distributions-tilsluttede anlæg.

Indtil Energinet *eventuelt* udvikler et afbrydelighedsprodukt for produktion, kan Energinet ikke benytte sig af eventuelle aftaler om begrænset netadgang ift. distributionsnettet. Energinet kan kun give fuld netadgang ift. transmissionsnettet for det *samlede*, aftalte indfødningsomfang for produktionsanlæg. Det gælder, uanset om produktionsanlæggene er nettilsluttet på transmissions- eller distributions-niveau.

Energinet kan derfor ikke skelne imellem om hele, en del af eller intet af indfødningsomfanget er med begrænset netadgang ift. distributionsnettet. Energinet vil derfor lægge det samlede indfødningsomfang for distributionstilsluttede anlæg – uanset af om det er med begrænset netadgang eller fuld netadgang ift. distributionsnettet – til grund for opkrævning af tilslutningsbidrag for bagvedliggende transmissionsnet og transformerbidrag.

#### 7.4 Metode for fastlæggelse af transformerbidrag fra distributionstilsluttede anlæg

Hvis produktionen under en transmissionsstation overstiger forbruget med så meget, at det er produktionen, der er dimensionerende for transformerkapaciteten i stationen, vil al ekstra produktionskapacitet kræve ekstra transformerkapacitet. Dvs. at det i den situation er produktionen, der definerer udbygningsbehovet fsva. transformerkapacitet. Og omvendt, hvis forbruget under en transmissionsstation overstiger produktionen med så meget, at det er forbruget der er dimensionerende for transformerkapaciteten i stationen, vil ekstra produktionskapacitet ikke medføre behov for ekstra transformerkapacitet. Dvs. at det i den situation er forbruget, der definerer udbygningsbehovet fsva. transformerkapacitet.

Green Power Denmark har den 25. april 2022 anmeldt metode for producentbetaling til Forsyningstilsynet. Den geografiske differentiering i den metode er netop baseret på et kriterie for, om det er produktion eller forbrug, der definerer udbygningsbehovet i distributionsnettet under en station, og hvor det er maksimaleffekten, der bestemmer behovet. Dansk Energi har desuden ladet maksimaludvekslingen i en 132-150/10-60 kV-transformerstation være deres **indikator** for, hvorvidt det er forbrug eller produktion, der driver behovet for udbygning af distributionsnet *under* stationen.

Dette er beskrevet i Green Power Denmarks metodeanmeldelse af 25. april 2022, "Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag", i afsnit 1.2.1 "Definition på geozoner"<sup>38</sup>.

Det fremgår heraf, at:

"Til fastlæggelse af, hvilken geozone hver 132-150/10-60 kV-station tilhører, er der udarbejdet en metode, hvor hver 132-150/10-60 kV-station inddeles i de 3 forskellige geozoner. Metoden baserer sig på:

1. Timebaserede måledata fra det seneste år, tillagt (se afsnit 1.2.3) [*red. henvisning ift. Dansk Energis notat.*]
2. Timebaserede forbrugs- eller produktionsprofiler for nye kunder større end 5 MW, der er indgået tilslutningsaftale med, men som endnu ikke er idriftsat (se afsnit 1.2.4). [*red. henvisning ift. Dansk Energis notat.*]

Ved at benytte udvekslingsdata i forhold til transmissionsnettet sikres, at der anvendes et ensartet datagrundlag af høj kvalitet på tværs af landet.

Ved at medtage både eksisterende og kommende anlæg sikres det, at der skabes en geozone-inddeling med en længere horisont, end hvis blot de historiske data var taget i brug til inddelingen. Grundlæggende tager det ofte år, fra en nettilslutningsaftale indgås, til det tidspunkt, hvor det pågældende anlæg idriftsættes. Dermed vil de målte data alene ikke være retvisende for den effektbalance et område har, og dermed for, om det er forbrug eller produktion, der dominerer.

De resulterende timebaserede værdier (8.760 målinger pr. år, hvor forbrugsmålinger er positive værdier, og produktionsmålinger er negative værdier) vurderes ift. nedenstående definitioner for de 3 geozoner.

<sup>38</sup> Samtlige dokumenter i Dansk Energis metodeanmeldelse om producenttariffer er tilgængelige via Forsyningstilsynets hjemmeside: <https://forsyningstilsynet.dk/lovgivning/hoeringer/hoering-over-dansk-energis-anmeldelse-af-model-brancheveiledning-for-producentbetaling-i-eldistributionsnettet>

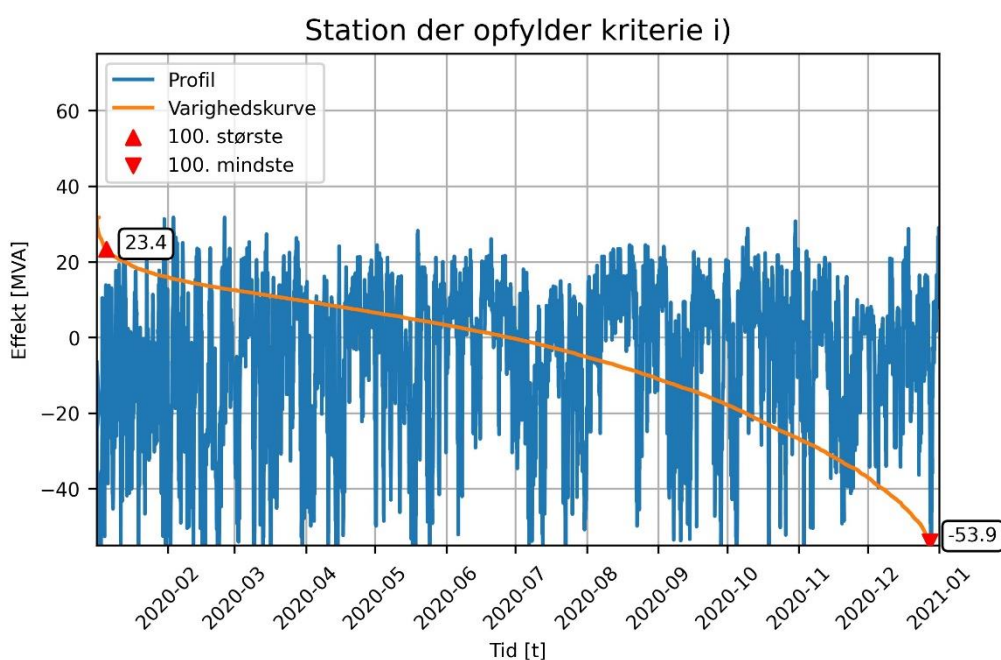
### Rød geozone:

En 132-150/10-60 kV-station samt tilhørende 30-60/10 kV-stationer og 10-20/0,4 kV-stationer er i rød geozone, hvis følgende kriterie er opfyldt:

- i Numerisk er den 100. mindste timemåling (produktion) (ud af 8.760 målinger pr. år), større end den 100. største timemåling (forbrug).

Opfylder en station ovenstående kriterie, skal stationens underliggende net dimensioneres efter produktionen. Dvs., at nye produktionsanlæg tilsluttet det underliggende net medfører en forøgelse af spidsbelastningen i netkomponenterne og derfor et større forstærknings- og udbygningsbehov, end hvis et forbrugsanlæg tilsluttes det underliggende net. Der kigges på den 100. numerisk største produktions- og forbrugstime for at sikre, at der tages udgangspunkt i et repræsentativt effektflow, og ikke et effektflow, som eksempelvis skyldes omlægninger i nettet.”

Nedenstående Figur 10, som er gengivet fra Green Power Denmarks metodeanmeldelse, illustrerer hvorledes dette kriterie anvendes for en konkret transmissionsstation, hvor produktion er dimensionerende for udvekslingskapaciteten imellem transmission og distribution. Det 100. største forbrugstræk (udtag fra transmissionsnettet) er på ca. 23 MW (positivt tal), mens det 100. største produktionsmåling (indfødnings i transmissionsnettet) er på ca. 54 MW (negativt tal). En station som denne vil altså være i rød geozone.



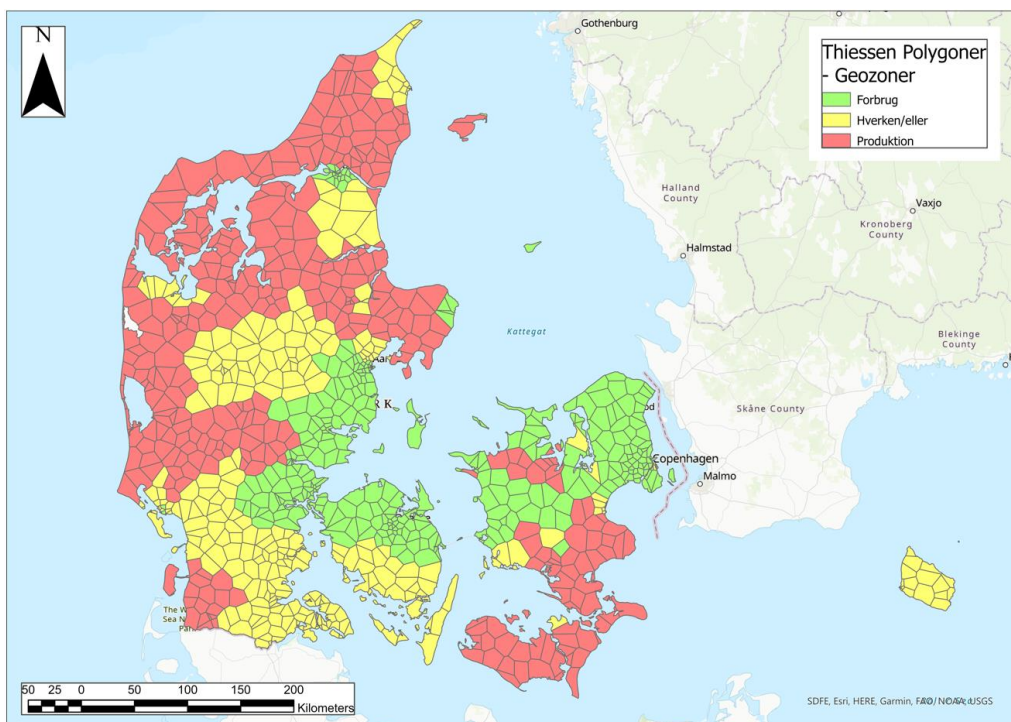
Figur 10 Illustration af station, som opfylder rød geozone kriterie i. (Kilde: Green Power Denmark)

Green Power Denmarks definition af geozoner indbefatter også en grøn og en gul geozone.

- Den grønne geozone er for stationer, hvor der stort set kun er forbrugstræk fra transformerstationen.
- Gul zone er for alle resterende transformerstationer, som hverken ligger i en rød eller grøn geozone. I de gule geozoner er der stadig overvægt af forbrugstræk fra overliggende net, men der er også indfødnings til overliggende net i et eller andet omfang.

Green Power Denmark har behov for at skelne imellem dette, idet det har betydning ift. om det kun er forbrug eller om det er en kombination af forbrug og produktion, der er dimensionerende for distributionsnettet under transformestationen.

Set ift. behov for transformerkapacitet i stationen er der imidlertid i begge tilfælde tale om, at det entydigt er forbrug, der er dimensionerende for udvekslingskapaciteten imellem transmission og distribution. Set ift. Energinets dimensionering af transformerkapacitet i stationerne er det derfor ikke relevant at skelne imellem grøn og gule geozoner. Figur 11 nedenfor viser den opdeling i røde, gule og grønne geozoner, som Green Power Danmarks metode resulterer i.



Figur 11 Geozoner med stationer - iflg. Green Power Danmarks opgørelse (Kilde: Green Power Denmark)

Anvendelsen af Green Power Danmarks kriterium for geozoner giver en naturlig metodemæssig sammenhæng imellem Green Power Danmarks og Energinets metoder. Da det desuden er DSO'erne, som har hele kundekontakten ifm. nettilslutning af produktionsanlæg i distributionsnettet, må det i praksis også forventes, at netselskaberne vil få en rolle ifm. at der skal opkræves tilslutningsbidrag ift. transmissionsnettet hos producenterne. Der er derfor ingen grund til, at Energinet udarbejder sin egen klassificering, som netselskaberne allerede har lavet. Det vil blot være unødvendigt dobbeltarbejde, og det vil i stedet være enklere og mere effektivt blot at lægge net-selskabernes geozoner direkte til grund for Energinets klassificering af under hvilke stationer, der skal betales transformerbidrag til Energinet. Anvendelsen af Green Power Danmarks kriterium for geozoner giver derfor også en naturlig administrativ sammenhæng imellem Green Power Danmarks og Energinets metoder.

Baseret på de ovenstående betragtninger vil Energinet opkræve transformerbidrag for produktionsanlæg tilsluttet i det underliggende net på følgende måde:

- Energinet vil opkræve fuldt transformerbidrag pr. MW for de stationer, som ligger i rød geozone i henhold til Green Power Danmarks metode for producentbetaling.
- I alle øvrige stationer – dvs. stationer, som ligger i grøn eller gul geozone i henhold til Green Power Danmarks metode for producentbetaling – vil Energinet ikke opkræve et

transformerbidrag, idet der ikke skal allokeres ekstra transformerkapacitet til ny produktion under disse stationer, ud over hvad der i forvejen er behov for af transformerkapacitet i stationen af hensyn til forbruget.

Energinets opkrævning af transformerbidrag vil følge det til enhver tid gældende geozonekort, jf. den proces som er beskrevet i Green Power Danmarks metodebeskrivelse i afsnit 1.2.6 i *Bi-lag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag*.

## 7.5 Metode for fastlæggelse af det samlede tilslutningsbidraget fra distributionstilsluttede anlæg

Tilslutningsbidraget til det nære net fra distributionstilsluttede anlæg, fastlægges som summen af tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet og et transformerbidrag. Transformerbidraget differentieres geografisk ift. om det er produktionen, der er drivende for behovet for yderligere transformerkapacitet. Differentieringen følger den geografiske opdeling, som er angivet i det foregående afsnit.

Transformer-bidraget pr. MW for produktionsanlæg i distributionsnettet opgøres på basis af planlægningsprisen for en 160 MVA-transformer (inkl. alle dele - felt på primærsiden, projektering, mv), divideret med dens MVA-rating. Der tages udgangspunkt i et standard enkelt afbryderkoncept. Der er ikke behov for at korrigere for  $\cos(\varphi)$ , da  $\cos(\varphi) \approx 1$ , og dermed vil 1 MVA således svare til 1 MW.

Metoden tager udgangspunkt i, at der er fysisk plads på stationen, hvor transformeren og tilslutningsfeltet på primærsiden skal etableres, ligeledes er der fysisk plads i stationens manøvrebygning til manøvre og styringstavler.

Ved fastsættelse af enhedsomkostning pr. MW rundes til sidst ned til et beløb med tre betydende cifre.

### Eksempel med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021:

Den følgende beregning er medtaget for at illustrere størrelsesordenen af bidraget. Det endelige transformerbidrag for det enkelte år, vil blive beregnet og meldt ud i forbindelse med den samlede tarifudmelding for det enkelte år.

Etablering af en 160 MVA 150/60 kV-transformer med tilslutning på 150 kV-niveau beregnes med udgangspunkt i Energinets planlægningspriser for 2021.

Anlægsbudgettet er beregnet til: 19.588.521 DKK.

Transformerbidraget pr. MW for en nettilslutning af produktion i distributionsnettet bliver dermed: Enhedspris pr. MW: 19.588.521 DKK /160 MVA = 122.428 DKK/MW

Med den i metoden anførte nedrundingsregel bliver transformerbidraget således:

122.000 DKK/MW.

Dette transformerbidrag vil blive opkrævet fra anlæg, der tilsluttes i distributionsnettet under de transformerstationer, der er udpeget via metoden i afsnit 7.4.

## 7.6 Metode for opdatering af transformerbidraget fra distributionstilsluttede anlæg

Energinet vil årligt beregne transformerbidraget fra distributionstilsluttede anlæg. Dette vil ske sammen med fastlæggelsen af de øvrige tariffer. Priserne, der fastlægges i denne proces, vil være gældende fra 1. januar det følgende år og offentliggøres samtidig med de øvrige tariffer. Herved sikres en fast og transparent proces for fastlæggelsen af transformerbidragene fra distributionstilsluttede anlæg, ligesom det med den årlige fastsættelse af bidraget sikres, at dette til enhver tid afspejler de aktuelle, gennemsnitlige omkostninger for Energinet ved at tilslutte nye produktionsanlæg i distributionssystemet.

## 7.7 Tidspunkt for fastlæggelse af tilslutningsbidrag for et nyt anlæg tilsluttet i distributionssystemet

Tilslutningsbidraget til det nære net og transformerbidraget for det enkelte produktionsanlæg tilsluttet i distributionssystemet fastlægges på det tidspunkt, hvor aftale om nettilslutning indgås. Information om bidragene vil være tilgængelig for producenten i løbet af processen forud for indgåelse af nettilslutningsaftale om de til enhver tid gældende tariffer. Energinet vil samarbejde med netvirksomhederne om at sikre, at informationen er tilgængelig i processen forud for indgåelse af nettilslutningsaftalen. Priserne vil være offentligt tilgængelige på Energinets hjemmeside. Se nærmere om overgangsperioden i afsnit 11.1.

Det kan ved denne metode risikeres, at der indtræffer en prisstigning i perioden mellem nettilslutningsaftale indgås og nettilslutningen gennemføres. Energinet har dog ved metodevalget lagt vægt på at sikre gennemsigtighed og forudsigelighed i prisfastsættelsen for tredjepart.

## 7.8 Undtagelse for opkrævning af tilslutningsbidrag fra små lavspændingstilsluttede anlæg

Dansk Energi fastsætter i deres anmeldelse af ny tarifmodel for elproducenter en undtagelse for opkrævning af tilslutningsbidrag for små lavspændingstilsluttede anlæg.

Energinet lægger vægt på, at producentbetalingen både skal være transparent og letforståelig for de mindre netbrugere og på, at der er en naturlig sammenhæng imellem netselskabernes og Energinets metode for producentbetaling samt, at der ikke skal være større administrative processer for at opkræve relativt små beløb.

Energinet vil derfor anvende samme metode som netselskaberne og vil ikke opkræve tilslutningsbidrag af små lavspændingstilsluttede anlæg, hvor netselskaberne heller ikke gør det.

## 7.9 Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse

Energinet har ved udviklingen af tilslutningsbidrag fra distributionstilsluttede anlæg, taget højde for de kriterier, der er fastlagt i reguleringen for udviklingen af tarifmetoder. Det juridiske grundlag er gennemgået i afsnit 3. I dette afsnit foretages en opsamling på vurderingen af, hvorledes den konkrete metode lever op til de tariferingsmæssige kriterier.

I forhold til princippet om omkostningsægte tarifiering og rimelige kriterier tager tilslutningsbidraget fra distributionstilsluttede anlæg udgangspunkt i, at de anlæg ved deres tilslutning driver omkostninger til forstærkninger i det bagvedliggende nære net i transmissionsnettet, samt afstedkommer et potentielt udbygningsbehov i Energinets stationer, som dækkes via transformerbidraget. Det vil sige, at der er tale om omkostninger, som drives af denne kategori af netbrugere. Hermed opfyldes også elmarkedsforordningens artikel 18, om at tariffer skal afspejle omkostningerne. I forhold til valget mellem anvendelse af faktiske omkostninger hhv. standardbetaling er der redegjort for dette metodevalg i afsnit 2.4.

I forhold til objektivitetskriteriet opstiller det et krav om forudsigelighed i prisfastsættelsen på baggrund af identificerbare og målbare kriterier. Energinet finder, at dette krav er opfyldt ved dels at anvende standardtilslutningsbidrag, der giver forudsigelighed om priserne, samtidig med at det er både identificerbart og målbart, da prisen fastlægges ud fra den kapacitet produktionsanlægget ønsker indfødningsomfang til. Endvidere er der for transformerbidraget taget udgangspunkt i den geozoneopdeling, som netvirksomhederne fastlægger og offentliggør, hvorfor det også er objektivt konstaterbart, hvornår transformerbidraget ifalder.

I forhold til kravet om ikke-diskrimination i elforsyningslovens § 73 og elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, om at pålægge tariffer uden forskelsbehandling, så vurderer Energinet også, at dette er opfyldt, da tilslutningsbidraget til det nære transmissionsnet påhviler anlæg på tværs af snitfladen mellem transmission og distribution, da disse i lige høj grad kan drive omkostninger til udbygning i transmissionsnettet, se dog ovenfor i afsnit 7.8 om de mindre anlæg i lavspændingsnettet. Forskellen i opkrævningen relateret til anlægs geografiske placering skyldes, det forskellige omfang af omkostninger der drives.

## 8. Særtilfælde i forbindelse med betaling for tilslutning

Dette kapitel indeholder beskrivelse af en række særtilfælde, der har indflydelse på hvilken betaling et nyt anlæg skal betale i forbindelse med tilslutningen. Det drejer sig om opkrævning af en supplerede tilslutningsbetaling i tilfælde, hvor producenten fravælger tilslutningsløsningen med de laveste omkostninger. Derudover er en beskrivelse af håndtering af tilfælde med både produktion og forbrug bag et tilslutningspunkt, samt tilslutninger dels i forbindelse med statslige udbud, dels i forbindelse med energi-øer.

### 8.1 Supplerende tilslutningsbetaling ved fravalg af løsning med laveste samlede omkostninger efter § 3 i nettilslutningsbekendtgørelsen

Denne del af metodebeskrivelsen er gældende for transmissionstilsluttede produktionsanlæg, som er omfattet af nettilslutningsbekendtgørelsen.

Energinet er i forbindelse med tilslutninger af nye produktionsanlæg efter nettilslutningsbekendtgørelsens § 3 forpligtet til at anvise et tilslutningspunkt og fastsætte et spændingsniveau med de laveste samlede omkostninger. I de tilfælde, hvor producenten tilslutter sig i dette tilslutningspunkt, betales det stationsbidrag, som er beskrevet oven for i kapitel 4. Hertil kommer et tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet, se kapitel 6.

I tilfælde, hvor tilslutningspunktet efter § 3 ligger længere fra anlægget end den nærmeste eksisterende station på det relevante spændingsniveau, opstår der efter nettilslutningsbekendtgørelsens § 4 om afstandskravet *to muligheder* for tilslutning:

1. *Dispensationsløsning*: Tilslutningspunktet med de laveste samlede omkostninger vælges fortsat og dette kan ske efter dispensation fra Energistyrelsen, jf. § 4, stk. 3, i nettilslutningsbekendtgørelsen.
2. *Energinet fremfører nyt net*: Energinet fører nyt net frem til et tilslutningspunkt, der ikke ligger længere fra anlægget end den nærmeste eksisterende station.

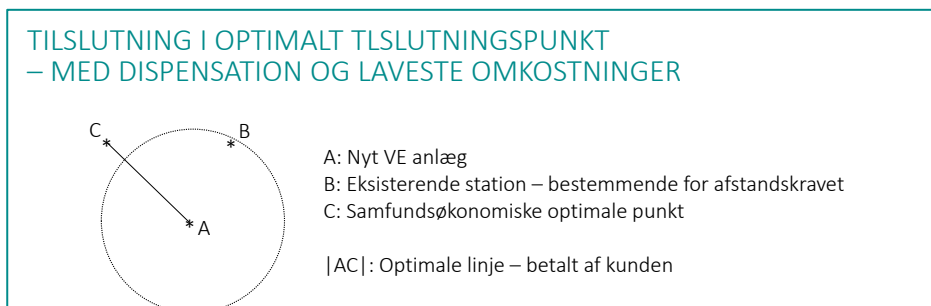
Disse to muligheder og deres konsekvenser for betalingen gennemgås i de følgende afsnit.

Det skal bemærkes, at i den sædvanlige tilslutning vil løsningen med de laveste samlede omkostninger være at tilslutte et givent anlæg i nærmeste station på relevante spændingsniveau. Men dette afsnit beskæftiger sig med de særlige tilfælde, hvor det ikke giver de laveste samlede omkostninger at tilslutte i nærmeste station på relevante spændingsniveau. Der kan være flere grunde til dette, herunder:

- Pladsudfordringer, som umuliggør tilslutning af anlægget i nærmeste eksisterende station uden uforholdsmæssigt store omkostninger til udvidelse af stationen.
- Og/eller kapacitetsudfordringer i nettet, som nødvendiggør etablering af nødvendige netforstærkninger frem til nærmeste eksisterende station.
- Samtidig med, at der ikke vurderes at være en omkostningsmæssig fordel ved at fremføre nyt net til øvrige potentielle anlæg eller fremtidige udviklinger.

### 8.1.1 Dispensationsløsning

I dette tilfælde ansøger producenten Energistyrelsen om dispensation fra afstandskravet i § 4. Det betyder, at anlægget nettilsluttes i det efter § 3 anviste tilslutningspunkt i stedet for et tilslutningspunkt iflg. § 4. Omkostningerne ved nettilslutningen fra anlægget og frem til tilslutningspunktet afholdes af producenten ifølge reglerne i nettilslutningsbekendtgørelsen.



Ved anvendelse af dispensationsløsningen betales det sædvanlige stationsbidrag, som er beskrevet i kapitel 4.

Endvidere skal det geografisk differentierede bidrag til det nære transmissionsnet, beskrevet i kapitel 6, også betales. Dog skal der herved tages hensyn til, at producenten ved dispensationsløsningen kommer til at betale for en lidt længere nettilslutning, samtidig med at Energinets behov for netforstærkninger i det bagvedliggende nære net bliver reduceret.

Hvis der ikke bliver taget højde for det, ville producenten få en dobbeltbetaling både for sin egen længere nettilslutning og derefter for standardtilslutningsbidraget pr. MW, som er baseret på en standardlængde af netforstærkninger i det bagvedliggende nære net. Af den grund reduceres enhedsprisen for standardbetalingen pr. MW (som beskrevet i afsnit 6.2.3) forholds-mæssigt svarende til den *ekstra* kabellængde, som producenten selv skal etablere ved dispensationsløsningen. Den ekstra kabellængde beregnes som forskellen imellem  $|AC|$  og  $|AB|$  ud fra fugleflugtsline-princippet i nettilslutningsbekendtgørelsens § 4 og med et tillæg på 10 %, som beskrevet i afsnit 5.3.4.2.

Reduktionen af enhedsomkostningen fastlægges i de konkrete sager baseret på de aktuelt gældende enhedsomkostninger. Såfremt den ekstra kabellængde er større end eller lig med standardafstanden i områdetypen, bortfalder bidraget til det nære net helt, og der kompenseres *ikke* for yderligere kabellængde derudover.

Producenten får ved denne løsning selv mulighed for at etablere den elektriske infrastruktur frem til det efter § 3 anviste tilslutningspunkt. Producenten kan have fordele ved dette, idet det muligvis kan gøres både hurtigere og billigere, end hvis Energinet i stedet skal opstarte et separat projekt for at fremføre eller forstærke nettet. Det må forventeligt være en samlet set



billigere løsning for producenten end de omkostninger, der vil blive pålagt producenten, hvis der skal laves en løsning, hvor Energinet skal fremføre nyt net/forstærke det eksisterende.

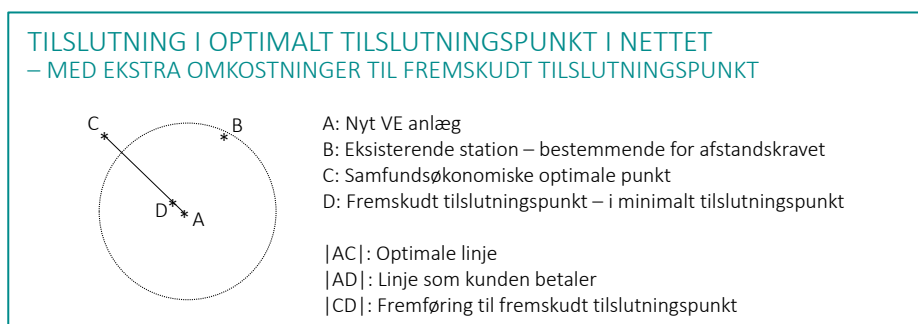
### 8.1.2 Energinet fremfører nyt net

Såfremt producenten ikke ønsker at søge om dispensation, skal der iflg. bekendtgørelsen enten forstærkes i det eksisterende kollektive elforsyningsnet eller fremføres net til et nyt tilslutningspunkt, der ikke ligger længere væk fra anlægget end den nærmeste station på det relevante spændingsniveau på 50/60 kV eller derover.

Idet det efter § 3 fastlagte punkt er det omkostningsmæssige optimale tilslutningspunkt, og idet forskellen i omkostninger fsva. *selve* nettilslutningen kun er afhængig af forskellen i længden af den elektriske infrastruktur efter § 3, hhv. efter § 4, er det forventningen, at nettilslutningen med de samlet set laveste omkostninger indenfor betingelserne i § 4 altid vil være den løsning, hvor der fremføres net til et nyt tilslutningspunkt, der ikke ligger længere væk fra anlægget end den nærmeste station. *Det er derfor denne mulighed, der forudsættes her.*

Fremføring af et nyt nettilslutningspunkt vil medføre en række ekstra omkostninger til netudbygning, som ikke vil være en del af den netplanlægning, som Energinet vurderer er samfundsøkonomisk hensigtsmæssig og ikke foretages af hensyn til den fremtidige planlægning af elforsyningsystemet. Omkostningerne ved denne løsning er derfor udelukkende drevet af den særlige udbygning af hensyn til det konkrete projekt, og det vil derfor være omkostningsægte at opkræve disse meromkostninger direkte ved den pågældende producent.

Energinet gennemfører anlægsprojektet udelukkende for at opfylde afstandskravet. Når der er tale om at fremføre net til et nyt tilslutningspunkt, anvendes metoden som beskrevet under "Fremføring af net til nyt tilslutningspunkt" herunder.



Figur 12 Fremføring af minimalt tilslutningspunkt

De faktiske omkostninger til fremføring opkræves direkte fra VE-producenten som et individuelt ekstra tilslutningsbidrag. Hertil kommer betaling fra VE-producenten af det sædvanlige stationsbidrag, samt et reduceret bidrag til det nære transmissionsnet, jf. kapitel 6. Bidraget til det nære net reduceres af samme grund som beskrevet under dispensationsløsningen i afsnit 8.1.1, og reduktionen beregnes på samme måde; dvs. forholdsmæssigt svarende til den ekstra kabellængde, som skal etableres ved fremføring af kablet. Den ekstra kabellængde beregnes som forskellen imellem |AC| og |AB| og med et tillæg på 10 %. Såfremt den ekstra kabellængde er større end eller lig med standardafstanden i områdetypen, bortfalder bidraget til det nære net helt, og der kompenseres ikke for yderligere kabellængde derudover.

Opkrævningen af disse omkostninger sker, både fordi det er omkostningsægte, da det er producenten, der konkret driver dem, men også for at sikre mod u hensigtsmæssige incitamerter

til at placere sig uhensigtsmæssigt i nettet. I den situation, hvor der er plads i nærmeste station, vil producenten ifølge nettilslutningsbekendtgørelsen skulle betale for sin tilslutning frem til nærmeste station. I tilfælde, hvor der *ikke* er plads i nærmeste station, og hvis Energinet derfor skal fremføre net til anlægget indenfor afstandskravet, vil Energinet ofte etablere tilslutningspunktet helt ude ved det pågældende anlæg – som illustreret med placeringen af pkt. D på Figur 12 ovenfor. Der kan være flere årsager til dette. Energinet vil f.eks. ofte være forpligtet af natur- og miljøbeskyttelseshensyn til at samle tekniske anlæg, og derfor vil det derfor oftest også være hensigtsmæssigt, at tilslutningspunktet etableres tæt ved det konkrete anlæg, der skal tilsluttes. Derfor vil der meget sjældent være anledning til at etablere et fremskudt tilslutningspunkt på et mere eller mindre tilfældigt punkt mellem anlægget og den transmissionsstation, hvorfra der fremføres net.

Såfremt Energinet *ikke* som en del af sin tarifmodel ville opkræve disse faktiske omkostninger ved fremførelsen af net – dvs. omkostningerne for selve kablet samt omkostningerne til det ekstra, fremskudte tilslutningspunkt – så ville det give producenten et meget væsentligt incitament til at vælge en placering med et tilslutningspunkt i nærmeste eksisterende station, der fremtvinger en sådan fremførelse af net. Herved vil producenten kunne spare en meget væsentlig del af sin egen betaling til at fremføre egen elektrisk infrastruktur til nettilslutningspunktet, da nettilslutningspunktet i disse tilfælde bliver etableret meget tæt på selve anlægget. Se eksempel på situationen nedenfor i afsnit 8.1.4.

Når der fremføres net fra en station, som *ikke* er den nærmeste eksisterende station, skal der selvfølgelig etableres en længere nettilslutning end hvis der blev nettilsluttet i den nærmeste eksisterende station. Denne *ekstra* længde kan – i hvert fald i teorien – blive meget lang. Energinet vil dog – for at skabe sikkerhed for producenter – ikke opkræve for en *ekstra* strækning længere end til den relevante nærmeste centrale transmissionsstation som defineret i afsnit 5.3.4.1.

### 8.1.3 Konkrete forhold vedr. fremføring af net til nyt tilslutningspunkt.

Ved fremføring af nyt tilslutningspunkt laves en projektbaseret løsning, der ikke indebærer etablering af en ny transformerstation, men hvor der kun fremføres et tilslutningspunkt, hvor der ikke forberedes til yderligere tilslutning af andre aktører eller øvrige udvidelser af anlægget i øvrigt – dvs. et projektspecifikt tilslutningspunkt – i samme eller mindre afstand end til nærmeste station på relevant spændingsniveau. Kablet fra det iflg. § 3 anviste tilslutningspunkt til det nye tilslutningspunkt etableres med en overføringsevne, som er tilstrækkelig ift. VE-anlæggets specifikationer.

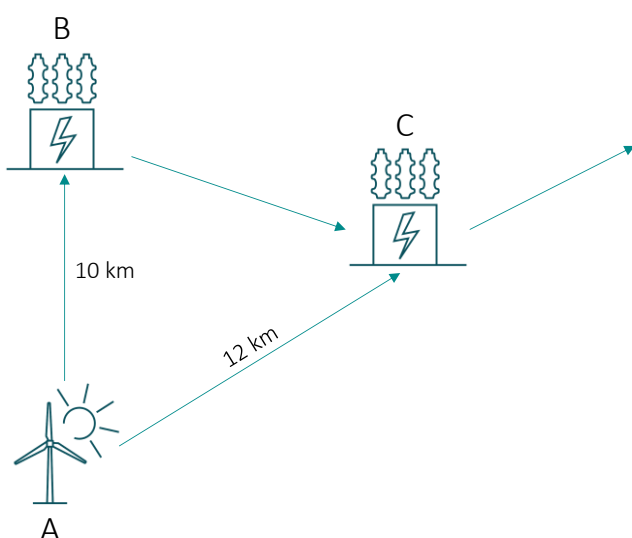
Det nye tilslutningspunkt kan f.eks. være et tilslutningspunkt, hvor der udelukkende etableres udstyr, som er nødvendigt for tilslutning af et produktionsanlæg iht. gældende love og regler eller udstyr, der er nødvendigt for sikker drift af vedligehold af udstyret, herunder bl.a. koblingsudstyr og måleudstyr.

Det nye tilslutningspunkt er ikke at betragte som en eksisterende station iht. afstandskravet i nettilslutningsbekendtgørelsen. Da der ikke bliver etableret en krafttransformer som en del af det kollektive net i det nye tilslutningspunkt, vil det nye tilslutningspunkt – jf. bekendtgørelsens definition af en eksisterende station – ikke være ”en transformerstation i det kollektive net” og kan derfor ikke indgå som en eksisterende station ift. fremtidige vurderinger af tilslutningspunkter efter bekendtgørelsen. Det nye tilslutningspunkt er blot en ”trædesten” til at forbinde produktionsanlæggets infrastruktur med Energinets fremførte kabel, som i øvrigt etableres og dimensioneres udelukkende af hensyn til det enkelte produktionsanlæg.

Denne løsning etableres for at minimere omkostningerne ved denne løsning mest muligt, således at de faktiske omkostninger, der skal opkræves hos producenten, bliver færrest mulige.

#### 8.1.4 Eksempel på problemstillingen omkring fravalg af løsningen med laveste omkostninger

For at konkretisere ovenstående er der nedenfor præsenteret et eksempel til at illustrere problemstillingen. I eksemplet er der følgende situation. Et produktionsanlæg ønskes placeret i punktet A. Der er to nærliggende stationer beliggende i B og C. Der er et eksisterende, men svagt kabel mellem B og C med utilstrækkelig kapacitet ift. det nye anlæg. Dertil er der ikke plads i station B til at nettilslutte flere anlæg, og en stationsudvidelse vil være meget dyr. Begge stationer er placeret et stykke væk fra de centrale transmissionsstationer som er definerende for det "dybe net". Afstanden fra A til B er 10 km og afstanden fra A til C er 12 km. (Begge afstande antages målt som fugleflugtslinje + 10 % for at tage højde for det faktiske kabeltrace.) Figuren nedenfor illustrerer situationen:



Der er således flere muligheder for tilslutning. I det nedenstående er tre muligheder beskrevet. Der er tale om overordnede beregninger, som er foretaget med henblik på illustration af størrelsesordenen.

##### Alternativ 1) Tilslutning i nærmeste eksisterende station på relevant spændingsniveau

I situationen, hvor man tilslutter i station B, og dermed følger afstandskravet i § 4, skal station B skal udvides, og strækningen skal B-C forstærkes. De samfundsøkonomiske omkostninger ved denne tilslutning vil være:

	Tilslutningsmæssige omkostninger
<b>Tilslutningsanlæg (A -&gt; B)</b>	50 mio. kr.
<b>Tilslutningsfelt i punkt (B)</b>	7 mio. kr.
<b>Stationsudvidelse (B)</b>	25 mio. kr.
<b>Netforstærkning (B -&gt; C)</b>	50 mio. kr.
<b>Kabelfelter (B og C)</b>	14 mio. kr.
<b>I alt</b>	146 mio. kr.

Producenten ville i dette tilfælde efter nettilslutningsbekendtgørelsens regler (dvs. udover tariffbetalingen, hvilket vil sige stationsbidrag og tilslutningsbidrag til det nære net) selv skulle afholde de 50 mio. kr. for tilslutningsanlægget (A->B).

Producenten ville i dette tilfælde altså *i alt* skulle afholde de 50 mio. kr. samt almindeligt stationsbidrag og almindeligt standardiseret tilslutningsbidrag pr. MW. Det vil i øvrigt være den normalsituation, som producenter vil se i alle almindelige situationer.

### Alternativ 2) Tilslutning i punktet med laveste samlede omkostninger

Tilslutningen med laveste samlede omkostninger, jf. § 3, er en direkte tilslutning i station C, da station B skal udvides, og da strækningen B-C skal forstærkes. Samlet set er en direkte tilslutning i station C derfor væsentligt billigere. Omkostningerne ved denne tilslutning vil være:

	Tilslutningsmæssige omkostninger
<b>Tilslutningsanlæg (A -&gt; C) (12 km)</b>	60 mio. kr.
<b>Tilslutningsfelt i punkt (C)</b>	7 mio. kr.
<b>I alt</b>	67 mio. kr.

Producenten ville i dette tilfælde efter nettilslutningsbekendtgørelsens regler (dvs. udover tariffbetalingen, hvilket vil sige stationsbidrag og tilslutningsbidrag til det nære net) selv skulle afholde de 60 mio. kr. for tilslutningsanlægget (A->C).

Producenten ville i dette tilfælde altså *i alt* skulle afholde de 60 mio. kr. og almindeligt stationsbidrag samt et *reduceret* tilslutningsbidrag pr. MW.

Med de aktuelle tal fra afsnit 6.2.3 – og antaget at det er i et produktionsoverskudsområde – vil reduktionen blive på  $5.411.468 \text{ DKK/km} / 450 \text{ MVA} = 12.025 \text{ DKK/MW/km}$ . Den ekstra kabellængde er i dette eksempel på  $12-10 = 2 \text{ km}$ . Reduktionen bliver derved  $2 \text{ km} * 12.025 \text{ DKK/MW/km} = 24.050 \text{ DKK/MW}$ .

Det *reducerede* standardtilslutningsbidrag pr. MW bliver dermed  $276.000 - 24.050 = 251.950 \text{ DKK/MW}$ .

### Alternativ 3) Tilslutning i et nyt fremskudt tilslutningspunkt

En tredje mulighed er at etablere et nyt tilslutningspunkt i umiddelbar nærhed af A og samtidig etablere et kabel frem til C. Omkostningerne er:

	Tilslutningsmæssige omkostninger
<b>Tilslutningsanlæg (A -&gt; C)</b>	60 mio. kr.
<b>Kabelfelt (C)</b>	7 mio. kr.
<b>Fremskudt tilslutningspunkt inkl. tilslutningsfelt (nær A)</b>	20 mio. kr.
<b>I alt</b>	87 mio. kr.

Producenten ville i dette tilfælde efter nettilslutningsbekendtgørelsens regler (dvs. udover tariffbetalingen, dvs. stationsbidrag og tilslutningsbidrag til det nære net) alene have meget få direkte omkostninger ved tilslutningen til det kollektive net, da det er Energinet, der fremfører det fremskudte tilslutningspunkt, og dette vil som beskrevet tidligere, meget ofte blive placeret meget tæt på anlægget. Energinet afholder altså her i første omgang alle 87 mio. kr.

Som beskrevet ovenfor skal producenten dog efter metoden i dette tilfælde også betale et *individuel, ekstra tilslutningsbidrag*. Producenten ville i dette tilfælde *i alt* skulle afholde almindeligt stationsbidrag og et reduceret standardiseret tilslutningsbidrag pr. MW samt  $60 + 20 = 80$  mio. kr. De 60 mio. kr. er betaling for selve kablet frem til det anviste tilslutningspunkt, og de 20 mio. kr. er for det fremskudte tilslutningspunkt. (NB: Det er her antaget, at kabelprojektet vil koste det samme, uanset om det er producent eller Energinet, der er bygherre for det.)

### Samlet overblik over alternativerne

Omkostninger ved tilslutningen:

- Alternativ 1: 146 mio.kr.
- Alternativ 2: 67 mio.kr.
- Alternativ 3: 87 mio.kr.

Som det fremgår af disse tre eksempler, så er omkostninger lavest i Alternativ 2). Denne mulighed kræver dog en dispensation fra afstandskravet i § 4.

De to øvrige alternativer følger § 4, men der er en væsentlig forskel i de samlede omkostninger, hvor alternativ 3) med et fremskudt punkt er forbundet med langt de laveste omkostninger af alternativ 1) og 3).

Den billigste løsning, i dette tilfælde alternativ 2) kræver en dispensation fra afstandskravet, hvilket kræver, at de relevante parter er indforståede. Det må forventes, at det kræver, at der er tilstrækkelige økonomiske incitamenter for producenten til at vælge den samfundsøkonomiske bedste løsning. Standardmetoden, som præsenteret i dette dokument, med anvendelse af standardbidrag vil uden supplerende betaling give producenten klart incitament til at undgå en dispensation og dermed udløse alternativ 3. Altså et fremskudt tilslutningspunkt, hvor omkostningen til kabel frem til tilslutningspunktet dækkes af Energinet. Dvs. at producenten ville kunne spare hele den kabelomkostning, som producenten ville skulle have dækket efter nettilslutningsbekendtgørelsens regler, hvis der havde været plads i den nærmeste eksisterende station. Der ligger således her et meget stort incitament til at placeres sig uhensigtsmæssigt i nettet og påføre Energinet væsentlige omkostninger. Ved at fastholde, at løsningen skal overholde afstandskravet, altså alternativ 3), pålægges Energinet en ekstraomkostning på 20 mio. kr., der er direkte henførbare til dette anlæg. Derfor vil Energinet i dette særtilfælde overvælte denne omkostning til producenten.

Producentens omkostninger:

- Alternativ 1: 50 mio.kr. + fuld tilslutningsbetaling
- Alternativ 2: 60 mio.kr. + *reduceret* tilslutningsbetaling
- Alternativ 3:  $60+20 = 80$  mio.kr. + *reduceret* tilslutningsbetaling

Konkret betyder det, i dette eksempel, at producenten således kunne spare 20 mio. kr. ved at søge dispensation og tilslutte sig direkte i C, altså alternativ 2), frem for at lade Energinet fremføre net til et fremskudt tilslutningspunkt, alternativ 3. Set ift. nettilslutning i den nærmeste eksisterende station, alternativ 1, kommer producenten til at betale 10 mio.kr. mere, men får til gengæld en reduceret tilslutningsbetaling, som afhænger af anlæggets indfødningsomfang. Dette ses ved at sammenligne producentens omkostninger i de forskellige alternativer. Uden dispensation og uden overvæltning til producenten vil omkostningerne på 80 mio. kr. i alternativ 3 skulle indregnes i standardtilslutningsbidragene, således at det ville være nye producenter som kundegruppe, der i fællesskab skulle afholde disse omkostninger.

Dette er baggrunden for, at Energinet foreslår at opkræve alle disse ekstraomkostninger som et individuelt ekstra bidrag hos den udvikler, som direkte giver anledning til dem. Hvis udvikler selv medvirker til en dispensation, kan de unødvendige ekstraomkostninger til tilslutningspunktet og det ekstra felt desuden helt undgås. Metoden er desuden udformet, så den sikrer, at der på den ene side *ikke* opkræves dobbeltbetaling ved både at opkræve bidrag til nært net og samtidig lade producenten betale for hele den længere nettilslutning, samtidig med at producenten stadig skal betale for sin nettilslutning, så den omkostning ikke skal afholdes af andre parter. Og den ekstra opkrævning for det fremskudte tilslutningspunkt giver producenten et økonomisk incitament til at undgå denne løsning, alternativt dække de omkostninger der gives anledning til.

I forhold til princippet om omkostningsægte tarifiering og rimelige kriterier tager tarifieringen af disse særtilfælde udgangspunkt i, at de anlæg ved deres tilslutning driver en række væsentlige omkostninger, som de vil skulle dække via den beskrevne metode. Hermed opfyldes også elmarkedsforordningens artikel 18, om at tariffer skal afspejle omkostningerne. I forhold til valget mellem anvendelse af faktiske omkostninger hhv. standardbetaling vælges der i disse situationer at anvende de faktiske omkostninger som grundlag for tarifieringen, hvilket skal reflektere den særlige situation, der er tale om. Energinet finder, at det ikke vil være rimeligt at indregne sådanne betydelige ekstraomkostninger, som kunne være undgået, i det almindelige tilslutningsbidrag til ugunst for de øvrige producenter, som vælger løsninger med de laveste samlede omkostninger.

I forhold til objektivitetskriteriet opstiller det et krav om forudsigelighed i prisfastsættelsen på baggrund af identificerbare og målbare kriterier. Energinet finder, at dette krav er opfyldt ved at producenten kan vælge det anviste tilslutningspunkt og dermed betale efter de standardiserede takster og hvis dette ikke vælges og net skal fremføres opkræves de faktiske omkostninger fra producenten. Disse kan dog ikke præcist forudsiges på forhånd, men metoden er dog forudsigelig og prisen kan estimeres inden igangsættelse.

I forhold til kravet om ikke-diskrimination i elforsyningslovens § 73 og elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, om at pålægge tariffer uden forskelsbehandling, så vurderer Energinet også, at dette er opfyldt, da alle anlæg der kræver tilslutning i disse særtilfælde vil blive behandlet på samme måde.

Tarifmodellen opfylder også kriterierne i Elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1 og 2, om at tariffer skal understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter, samt at tarifmetoder skal understøtte transmissionsvirksomhedernes effektive investeringer.

## 8.2 Anlæg der etableres efter elproduktionsbekendtgørelsen

Elproduktionsbekendtgørelsen indeholder i § 26 regler, der fastlægger hvorledes Energinet skal anvise tilslutningspunkt ved tilslutning af anlæg på transmissionsnettet. Såfremt tilslutningspunktet med de laveste samlede omkostninger ikke er den nærmeste station på transmissionsniveau, finder reglerne beskrevet ovenfor i afsnit 8.1 tilsvarende anvendelse. Det betyder, at i tilfælde, hvor Energinet skal fremføre nyt net, som beskrevet i afsnit 8.1.2 og 8.1.3, opkræves et supplerende tilslutningsbidrag til at dække de faktiske omkostninger herved efter den der beskrevne metode.

### 8.3 Tilslutningsbetaling i tilfælde, hvor der bag ved tilslutningspunktet er både forbrug og produktion

For aktører, hvis anlæg nettilsluttes i transmissionsnettet med både forbrug og produktion etableret bag nettilslutningspunktet, skal der tages stilling til, hvilken betaling de skal erlægge i forbindelse med tilslutningen. Energinet har fået godkendt metode for opkrævning af omkostninger i forbindelse med nettilslutning af forbrugere på transmissionsniveau over 100 kV (18/07570<sup>39</sup>), hvor det grundlæggende princip er, at forbrugeren afholder de direkte nettilslutningsomkostninger, som forbrugeren giver anledning til.

- Ved nettilslutning i en eksisterende station vil det for forbrugeren dække over de omkostninger, der er frem til og i nærmeste eksisterende station.
- Ved nettilslutning i en ny station afholder forbrugeren også omkostningerne for etableringen af den nye station samt for ændringer og opgraderinger af eksisterende stationer og ledninger i det kollektive net for at forbinde den nye station til det kollektive net med den ønskede forsyningssikkerhed.

Forbrugeren afholder altså i alle tilfælde alle de omkostninger, som afholdes udelukkende af hensyn til at sikre den ønskede forsyning til den enkelte nye kunde. Omkostninger til eventuelle yderligere forstærkninger i det bagvedliggende net afholdes af Energinet og opkræves efterfølgende fra forbrugerne via den løbende tarifiering.

Det vil være u hensigtsmæssigt, hvis en aktør af hensyn til sin tilslutningsbetaling spekulerer i at dimensionere sit anlæg for at spare på tilslutningsbetaling, hvis ikke dette samtidig giver færre omkostninger for transmissionsnettet, således at denne mindre betaling er omkostningsægte. For at undgå spekulation i de forskellige tilslutningsbetalingsprincipper, vil det være mest hensigtsmæssigt og transparent klart at få fastlagt, hvor grænsetilfældene vil være.

På baggrund af disse overvejelser fastlægges tilslutningsbetalingen ud fra den model, der giver den største betaling af henholdsvis forbrug og produktion set isoleret. Her vurderet ud fra den samlede betaling i forbindelse med tilslutningen for hhv. forbrug og produktion.

- For produktion indgår stationsbidrag og bidrag til det nære net, samt evt. faktiske omkostninger i forbindelse med fravalg af løsning med samlet set laveste omkostninger.
- For forbrug fastlægges betalingen ifølge metoden for opkrævning af omkostninger i forbindelse med nettilslutning af forbrugere på transmissionsniveau over 100 kV.

Begrundelsen for dette er, at de samme anlæg i stationen og i det nære net omkring stationen kan benyttes til forbrug såvel som til produktion, og at der – lokalt – løber den samme strøm (i ampere) i ledningerne, uanset om energien (i MW) løber ind i eller ud af aktørens anlæg. Det nære net såvel som selve stationen skal derfor dimensioneres til at kunne håndtere den største af værdierne for hhv. indfødnings (produktion) og udtag (forbrug). Når omkostningerne til den største af disse to er afholdt, vil der derfor normalt ikke være behov for at yderligere omkostninger af hensyn til den laveste af de to.

Det kan bemærkes, at hvis producenten kan udjævne sin produktion og forbrug inde i installationen, er der muligheder for at aftale et lavere indfødningsomfang end anlæggets fulde produktionseffekt, jf. afsnit 6.2.1. Det samme gør sig gældende for så vidt angår leveringsomfanget for forbrug.

Tilslutningsbidrag for aktører, hvis anlæg nettilsluttes i distributionsnettet med både forbrug og produktion etableret bag nettilslutningspunktet, behandles som beskrevet i afsnit 7.3.

<sup>39</sup> Godkendt 29-05-2018 af Energitilsynet: Energitilsynet har metodegodkendt Energinets principper for nettilslutning af forbrugere på transmissionsniveau over 100 kV.

<https://forsyningstilsynet.dk/el/afgoerelser/godkendelse-af-principper-for-nettilslutning-paa-transmissionsniveau>

#### 8.4 Særligt vedrørende VE-anlæg etableret i forbindelse med statslige udbud

I forbindelse med statslige udbud, der afholdes efter denne metodes godkendelse, betales der tilslutningsbidrag efter de almindelige vilkår i denne metode.

Tidligere afholdte udbud, hvori der er taget stilling til koncessionsvinders betaling for Energinets transmissionsnetomkostninger, er ikke omfattet af tilslutningsbetalingen i denne metode.

VE-anlæg etableret i forbindelse med statslige udbud er fortsat forpligtet til at betale de løbende tariffer, medmindre de er omfattet af en undtagelse fastsat i lovgivningen. Ændringer i den løbende tarifiering, fx ved at indfødningsstariffen hæves eller geografisk differentieres eller evt. på sigt ændres til hel eller delvis kapacitetsbetaling, ændrer ikke herpå.

#### 8.5 Særligt vedrørende VE-anlæg etableret i forbindelse med energi-øer

Energinets almindelige model for tilslutningsbetaling, som beskrevet i dette metodedokument, finder ikke anvendelse i forbindelse med nettilslutning af produktionsanlæg på eller i tilknytning til energi-øer. Det forventes, at der vil blive udarbejdet særlige regler, herunder for tarifieringen, for hele set-up'et omkring energi-øer.

### 9. Løbende tariffer – metode for geografisk differentieret indfødnings-tarif

I dette kapitel gennemgås de ændringer, der foretages i metoden for den løbende indfødnings-tarifiering, dvs. den geografiske differentiering af denne tarif.

I dag opkræves der en indfødningsstarif på 0,3 øre/kWh, som har været fastholdt på samme niveau i mere end 10 år (Solceller, vindmøller og decentrale værker, der fortsat er omfattet af aftagepligten, er dog undtaget fra at betale indfødningsstarif, jf. § 52, stk. 2 i VE-loven). I det følgende afsnit beskrives det underliggende rationale for at indføre en geografisk differentiering af indfødningsstariffen. Derefter gennemgås betragtninger i forhold til fastlæggelse af de enkelte niveauer af indfødningsstariffer.

#### 9.1 Rationale for at indføre en geografisk differentieret indfødningsstarif

Som det fremgår af afsnit 2.1, har det historisk primært været forbrugerne, der har betalt for udvikling, drift og vedligehold af transmissionsnettet.

I takt med at energisystemet bliver omstillet til vedvarende energi og denne typisk etableres på markedsvilkår, er der også en større del af udbygningerne af transmissionsnettet, der er udløst af den længere afstand mellem produktionen og forbruget. Den primære *cost driver* for det dybe net er den hermed forbundne og voksende transportopgave, som Energinet varetager. Transportopgaven er størst i de områder, hvor der er mere produktion end forbrug, dvs. i produktionsoverskudsområder. Det er således naturligt at lave en geografisk differentieret indfødningsstarif, der varierer med transportopgaven og dermed tildeler højere andele af omkostninger til de producenter, der er placeret i områder med produktionsoverskud og i mindre grad på de producenter, der er placeret tæt på forbrugscentre, altså i de forbrugsdominerede områder.

På den baggrund anmelder Energinet denne ændring af tarifsystemet for producenter, således at Energinet tildeler en større producentbetaling til de producenter, som giver anledning til en større transportopgave. I forbrugsdominerede områder er transportopgaven i det dybe net



mindre. Derfor fastholder Energinet i denne metodeændring det nuværende niveau for indfødningsstariffen i forbrugsdominerede områder.

Effekten af denne ændring er en mere omkostningsægte fordeling, hvor producentbetalingen forbundet med det dybe net i højere grad opkræves ved de producenter, der giver anledning til transportopgaven. Dertil giver ændringen prissignaler i forhold til placering af nye produktionsanlæg, således at størrelsen af transportopgaven bliver en del af det samlede beslutningsgrundlag for valg af placering af nye anlæg.

Endelig vil ændringen alt andet lige medvirke til at forbrugernes andel af tarifferne vil falde, da en lidt større andel af omkostningerne nu dækkes af de producenter, der giver anledning til omkostningerne. Med andre ord, tager Energinet et skridt imod en mere omkostningsægte model.

## 9.2 Fastlæggelse af de geografiske områder

Energinet vil i forhold til indfødningsstariferingen anvende den samme geografiske opdeling, der er beskrevet ovenfor i afsnit 5.2. Opkrævning af indfødningsstariffen sker gennem DataHub, og der er derfor behov for at anvende stamdata, der er tilgængelig i DataHub til brug for at sikre at et målepunkt tariferes med den korrekte indfødningsstarif. De geografiske områder, der er defineret i kapitel 5, er tilpasset den geografiske inddeling i postnumre. Disse stamdata er tilgængelige i DataHub, og tarifieringen kan således justeres derigennem.

## 9.3 Fastlæggelse af størrelsen på de løbende betalinger

Det næste element i at opstille modellen er at fastlægge niveauet for indfødningsstariffen i produktionsoverskudsområder. Det skal her bemærkes, at der er et loft over det maksimale niveau for tarifiering af indfødnings, som følger af transmissionsafgiftsforordningen, jf. afsnit 3.3.

Det er ganske komplekst at belyse præcis, hvilke transmissionsforbindelser der er etableret eller skal etableres på baggrund af enten forbrug eller produktion i det dybe og formaskede transmissionsnet. Se kapitel 5 for yderligere beskrivelse af emnet. For en stor del vil der være tale om, at både producenter og forbrugere har gavn af transmissionsforbindelserne, idet Energinet anlægger en helhedsorienteret netplanlægning baseret på samfundsøkonomisk optimalitet. På den baggrund fastlægger Energinet denne indfødningsstarif med udgangspunkt i den underliggende transportopgave altså at transportere energien fra producenterne frem til forbrugerne.

Til at estimere netomkostningerne til at løse transportopgaven i det dybe net, tages der udgangspunkt i tre hovedtyper af omkostninger:

1. Opretholdelse af det eksisterende net
2. Drift af transmissionsnettet
3. Øvrige omkostninger

Nedenfor er det beskrevet, hvorledes de enkelte elementer er approksimeret. Det skal bemærkes, at omkostningerne til udbygning af det nære net ikke indgår, da det dækkes via tilslutningsbidraget til det nære net

Ad 1) Opretholdelse af det eksisterende net

Til at approksimere omkostningerne til at opretholde det eksisterende net er der taget udgangspunkt i Energinets afskrivninger og finansieringsomkostninger til det eksisterende eltransmissionsnet på land. Disse poster udgør ca. 1 mia. DKK årligt.

Det skal bemærkes at disse poster kun omfatter selve eltransmissionsnettet på land og at der derfor ikke indeholder DC-forbindelser, ilandsføringsanlæg mv. Endvidere indgår fremtidige investeringer ikke, og disse forventes i høj grad at være drevet af produktion.

#### Ad 2) Drift af transmissionsnettet

Udover de ovenstående poster til afskrivninger og finansiering af det eksisterende net, er der også en række omkostninger i forhold til drift og vedligehold af det eksisterende net, herunder de transmissionsanlæg som anvendes i nettilslutningen af produktionsanlæggene, f.eks. felter, måletransformer mv. samt i det nære net. Disse udgør i dag ca. 300 mio DKK årligt. Disse omkostninger må også forventes at stige, i takt med at nettet udbygges og forstærkes til at understøtte den forventede ny VE-kapacitet.

#### Ad 3) Øvrige omkostninger

Dertil er der en række andre omkostninger som indgår til at dække Energinets omkostninger ved at stille transmissionsnettet til rådighed. Det gælder fx forrentning af egenkapitalen mm. Tilsammen er disse skønnet til at udgøre ca. 200 mio. DKK årligt.

Det skal bemærkes, at der ikke er inddraget nettab. Nettab opkræves i dag via nettariiffen for forbrug, men det kan bemærkes, at det i forbindelse med ny økonomisk regulering for Energinet overvejes, om nettabet fremover fortsat skal indgå i netpuljen af omkostninger eller om det skal overgå til systempuljen. Nettab er i øvrigt ikke omfattet af loftet for tarifiering, så det er uden betydning, om det opkræves som en del af systemtariffen eller som en del af nettariiffen. Nettabet udgør en større omkostningspost, der i mange år har været på et trecifret millionbeløb og udgjorde i 2021 over 700 mio. kr.

På baggrund af ovenstående er det således muligt at estimere, at den underliggende transportopgave giver anledning til en årlig netomkostning i det eksisterende nære og dybe net på ca.  $1 + 0,3 + 0,2 = 1,5$  mia. DKK (nettab ikke medregnet). Denne omkostning skal således tilsammen dækkes af forbrugerne og producenterne.

Det skal her bemærkes, at den væsentligste *cost driver* for det dybe net er etablering af ny VE-kapacitet til at transportere strøm fra produktionsoverskudsområder til forbrugsdominerede områder. I dag dækker den eksisterende indfødningsstarif kun ganske få procent af den samlede omkostning, som det fremgår af afsnit 2.1.

Hvis man som en første approksimation antog, at man kunne dele de ovenfor beskrevne omkostninger på 1,5 mia. DKK ligeligt mellem forbrugere og producenter ud fra et antaget forbrug (og tilsvarende elproduktion) på 35 TWh ville dette medføre en indfødningsstarif på  $\frac{1}{2} * 1.500$  MDKK / 35 TWh = 21 DKK/MWh = 2,1 øre/kWh. . Det er dog ikke muligt i forhold til at overholde loftet på 0,9 øre/kWh for indfødningsstarif i transmissionsafgiftsforordningen.

På den baggrund tages der i produktionsoverskudsområder udgangspunkt i loftet, og indfødningsstariffen øges derfor til 0,9 øre/kWh i produktionsoverskudsområderne. Det vil medføre, at der vil være en større del af de nødvendige omkostninger, der bliver dækket af de aktører, der giver anledning til den underliggende transportopgave. I denne metode vil Energinet ikke hæve indfødningsstariffen til højere end det gennemsnitlige loft i transmissionsafgiftsforordningen.

Som en konsekvens af denne ændring vil producenterne komme til at dække en større del af omkostningerne til det dybe net. Den præcise andel vil dog afhænge af produktionsmængden. Nedenfor er der lavet en forsimplet tabel med beregning af konsekvenserne ved forskellige mængder af produktion. Det er antaget, at 2/3 dele af produktionen er placeret i produktionsoverskudsområder. De 35 TWh svarer omtrent til den nuværende danske elproduktion, mens de 45 og de 55 TWh er en parametervariation med stigninger i den årlige elproduktion på 10 TWh, hhv. 20 TWh ekstra, f.eks. svarende til 10 TWh fra ca. 3 GW ekstra landbaserede vindmøller og yderligere 10 TWh fra ca. 10 GW solceller.

Bemærk at denne analyse er lavet med en alt-andet-lige-tilgang, hvor der endnu ikke er inddraget yderligere netudbygninger på grund af ændringerne i produktionen. Hvis disse ekstra omkostninger blev lagt oveni de estimerede 1,5 mia. DKK/år, ville %-sætterne for producenternes fremtidige betalinger ved 45 og 55 TWh blive lavere.

Tabel 4 Producenters andel af årlige omkostninger i netpuljen.

Produktionsmængde pr. år	Standard indfødningsstarif (0,3 øre/kWh for alle producenter)	Hævet indfødningsstarif i produktionsoverskudsområder (yderligere 0,6 øre/kWh i produktionsoverskudsområder)	Andel af de estimerede 1,5 mia. DKK/år til at dække det dybe net.
35 TWh	105 mio. DKK	140 mio. DKK	16%
45 TWh	135 mio. DKK	180 mio. DKK	21%
55 TWh	165 mio. DKK	220 mio. DKK	26%

Med ændringerne kommer producenterne i produktionsoverskudsområder til at betale en større andel af de omkostninger, der er forbundet med det eksisterende og dybe net, men stadig en væsentlig lavere andel end forbrugerne.

Tabel 4 viser dermed, at producenter – selv når indfødningsstariffen øges op til loftet i transmissionsafgiftsforordningen i produktionsoverskudsområder – kommer til at betale en væsentligt mindre del af de nuværende årlige omkostninger i netpuljen end forbrugerne. Hvis nettabsomkostningerne også blev indregnet i ovenstående tabel ville %-delen falde endnu mere. Og ved denne vurdering er der ikke taget højde for, at producenter i produktionsoverskudsområder giver anledning til flere omkostninger, da de placerer sig langt fra forbruget og derved giver anledning til en større transportopgave.

Producenterne i forbrugsdominerede områder vil fortsat have de samme indfødningsstariffer som nu, men der vil også være en mindre transportopgave forbundet med produktionen fra deres anlæg og dermed en mindre omkostning.

Med disse ændringer af indfødningsstariffen vurderer Energinet, at der er etableret en mere omkostningsægte model for den løbende tarifiering, der samtidig giver et geografisk incitament, jf. den nye mulighed herfor i elforsyningsloven. Energinet vil i forbindelse med evalueringen af tarifmetoden, der er lagt op til i afsnit 11.3, vurdere hvordan denne geografiske differentiering har fungeret, og herunder vurdere, om der er behov for at justere på indfødningsstariffen i produktionsoverskudsområderne og/eller i de forbrugsdominerede områder.

#### 9.4 Mulige fremtidige videreudviklinger af producentbetalingen

Energinet vurderer, at det på længere sigt vil være relevant at undersøge muligheden for at anvende et kapacitetselement i opkrævningen af de løbende tariffer. Det enkelte anlægs energibetaling vil med den ovenfor beskrevne metode udelukkende afhænge af mængden af den indfødte energi. Da der er forskel på antallet af produktionstimer fra teknologi til teknologi, kan anvendelse alene af energibetaling medføre, at produktionsanlæg, hvor nettet er dimensioneret ens ift. anlæggenes krav til netkapacitet, bidrager forskelligt via energibetalingen. Energinet finder dog ikke, at det vil være muligt at udvikle og implementere dette som et helt eller delvist betalingselement i tarifmodellen med henblik på, at det skulle kunne være i drift fra 1. januar 2023. En eventuel introduktion af kapacitetsbetaling må derfor afvente en videreudvikling af tarifmodellen på et senere tidspunkt.

Energinet finder på den baggrund, at de ovenfor foreslåede ændringer er et mere omkostningsægte design end det hidtil gældende, samtidig med at det kan fungere fra 1. januar 2023.

#### 9.5 Opsamling på reguleringsmæssige kriterier for tarifmetodefastsættelse

Energinet har ved udviklingen af ny model for de løbende tariffer, taget højde for de kriterier, der er fastlagt i reguleringen for udviklingen af tarifmetoder. Det juridiske grundlag er gennemgået i afsnit 3. I dette afsnit beskrives vurderingen af, hvorledes den konkrete metode lever op til de tarifieringsmæssige kriterier.

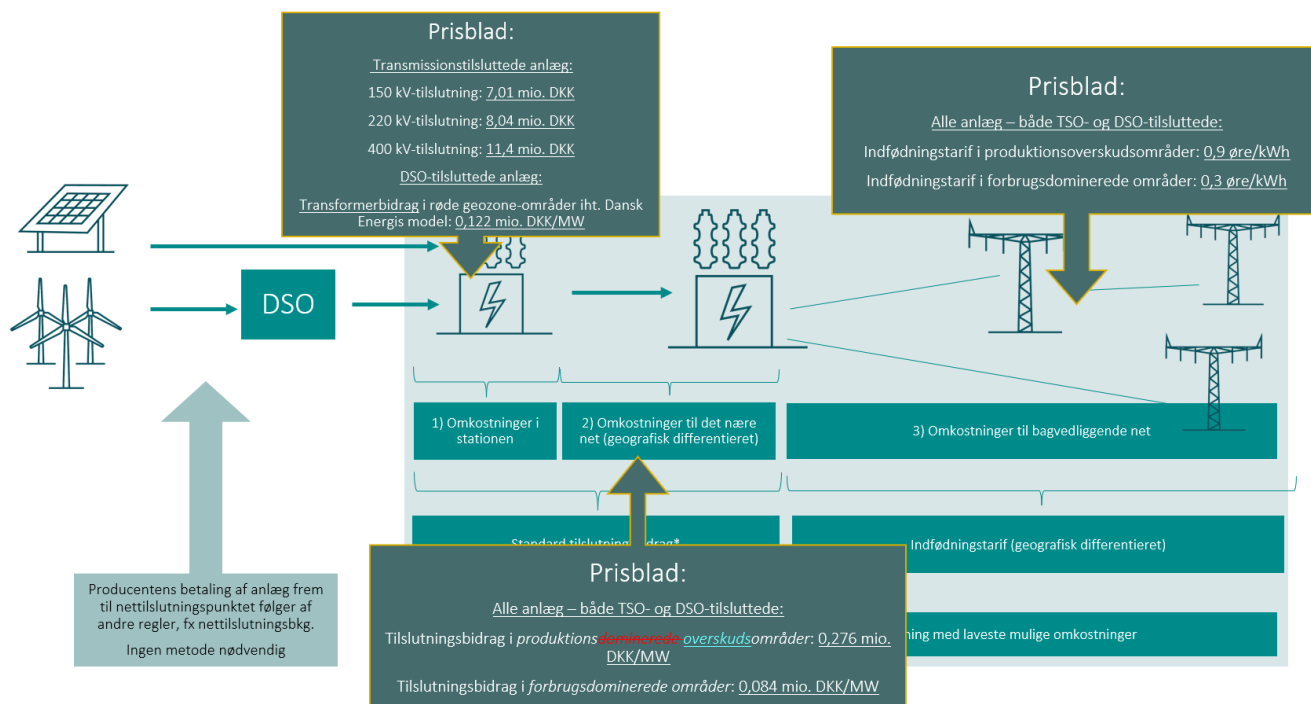
I forhold til princippet om omkostningsægte tarifiering og rimelige kriterier tager ændringen af den løbende indfødningsstarif udgangspunkt i, at der er en større omkostning forbundet med transport fra produktionsoverskudsområderne, og at der derfor under hensyntagen til loftet i transmissionsafgiftsforordningen opkræves en større del af omkostningerne fra produktionsanlæg placeret i disse områder. Dette følger også det generelle princip i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, om at tarifferne skal afspejle omkostningerne.

I forhold til objektivitetskriteriet opstiller det et krav om forudsigelighed i prisfastsættelsen på baggrund af identificerbare og målbare kriterier. Energinet finder, at dette krav er opfyldt ved de fastsatte takster, samt at differentieringen på baggrund af den geografiske inddeling opgjort efter postnumre sikrer, at det er identificerbart og målbart at konstatere, hvilken takst, der skal betales.

I forhold til kravet om ikke-diskrimination, så vurderer Energinet også, at dette er opfyldt, da de løbende tariffer påhviler alle anlæg. Dette gælder dog ikke for de anlæg der er undtaget pga. aftagepligten, hvilket er lovbestemt og derfor ikke et forhold Energinet kan ændre på.

## 10. Opsummerende prisblad med dagens forudsætninger

Med baggrund i de givne forudsætninger og skitserede metoder i kapitel 4 om stationsbidrag, kapitel 5 om geografisk differentiering, kapitel 6 om tilslutningsbidrag til det nære transmissionsnet samt kapitel 8 om den fortsatte løbende tarif bliver de aktuelle producentbetalinger som anført på Figur 13 .



Figur 13: Illustration af eksempler på taksterne for Energinets producentbetaling.

Nedenfor er angivet tre forskellige eksempler på effekten af den nye tarifmodel. Alle priser er på nuværende tidspunkt foreløbige beregninger og skal endeligt beregnes på baggrund af den godkendte metode og et opdateret datagrundlag.

- En vindmøllepark på 400 MW skal tilsluttes på en 400 kV station i et *forbrugsdomineret område*:
  - Stationsbidrag: 11,4 mio. kr.
  - Tilslutningsbidrag:  $400 * 50 \% * 0,168 = 33,6$  mio. kr.
  - Betaling ifm. tilslutning i alt: 45 mio. kr.
  - Løbende indfødningsstarif: 0,3 øre/kWh
- En solcellepark på 100 MW skal tilsluttes på en 150 kV-station i et *produktionsoverskudsområde*:
  - Stationsbidrag: 7,01 mio. kr.
  - Tilslutningsbidrag:  $100 * 100 \% * 0,276 = 27,6$  mio. kr.
  - Betaling ifm. tilslutning i alt: 34,61 mio. kr.
  - Løbende indfødningsstarif: 0,9 øre/kWh
- En solcellepark på 25 MW skal tilsluttes på en 60 kV-station (distributionstilsluttet) i et *produktionsoverskudsområde (samt i rød geozone efter DSO-modellen)*:
  - Intet stationsbidrag til Energinet, da der tilsluttes på DSO-niveau
  - Tilslutningsbidrag (til Energinet):  $25 * 100 \% * 0,276 = 6,9$  mio. kr.
  - Transformerbidrag (til Energinet):  $25 * 0,122 = 3,05$  mio. kr.
  - Betaling til Energinet ifm. tilslutningen i alt: 9,95 mio. kr.
  - Hertil kommer bidraget til netvirksomheden efter deres model.
  - Løbende indfødningsstarif: 0,9 øre/kWh + DSO-indfødningsstarif

- En vindmølle på 5 MW i en 60/10 kV-station (distributionstilsluttet) i et forbrugsdomineret område (samt i gul/grøn geozone efter DSO-modellen).
  - Intet stationsbidrag til Energinet, da der tilsluttes på DSO-niveau
  - Tilslutningsbidrag (til Energinet):  $5 * 50 \% * 0,168 = 0,42$  mio. kr.
  - Intet transformerbidrag til Energinet, da der tilsluttes på DSO-niveau i grøn eller gul geozone
  - Betaling til Energinet ifm. tilslutningen i alt: 0,42 mio. kr.
  - Hertil kommer bidraget til netvirksomheden efter deres model.
  - Løbende indfødningsstarif: 0,3 øre/kWh + DSO-indfødningsstarif

## 11. Overgangsregler mv. samt evaluering af ny tarifmodel

### 11.1 Overgang til ny tarifmodel

Denne metode skal træde i kraft fra 1. januar 2023. Dette følger af den politiske beslutning om at fjerne PSO-systemet og de deraf følgende lovændringer, som beskrevet i kapitel 3, og følger den tidsplan for fjernelse af udlignings- og kompensationsordningen, der gælder for netvirksomhederne.

Ved overgang til ny tarifmodel skal der tages stilling til, hvem der er omfattet og fra hvilket tidspunkt en ny betalingsforpligtelse indtræder. Her er der forskel på, om der er tale om den løbende betaling eller betaling i forbindelse med tilslutningen.

#### 11.1.1 Ændring af den løbende tarif (geografisk differentieret indfødningsstarif)

Disse tariffer vil skulle betales af alle producenter, medmindre de specifikt er undtaget fx ved lovbestemmelse. Det betyder, at både eksisterende og kommende anlæg skal betale disse, som det fx vil være tilfældet med den nuværende indfødningsstarif.

De ændringer, der er beskrevet for den løbende tarif i denne metodeanmeldelse, vil finde anvendelse efter godkendelse af Forsyningstilsynet, og ændringer vil blive udmeldt på samme måde som Energinet i øvrigt udmelder sin tarif, hvilket i øjeblikket er årligt.

#### 11.1.2 Betaling i forbindelse med tilslutningen

Anlæg, uanset om de tilsluttes i transmissionsnettet eller distributionsnettet, som påbegynder levering af energi til det kollektive elnet efter den 1. januar 2023 (dvs. midlertidig driftstilladelse (ION) er udstedt), er omfattet af denne metodes regler om tilslutningsbetaling, jf. § 6 i lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning. Prisen på tilslutningsbidragene følger de takster, der endeligt fastlægges efter Forsyningstilsynets godkendelse foreligger. Opkrævningen af bidrag sker på tidspunktet for meddelelse af den midlertidige driftstilladelse (ION), med anvendelse af Energinets sædvanlige betalingsbetingelser mv.

### 11.2 Udvidelse af indfødningsomfang

Hvis en producent ønsker at udvide sit indfødningsomfang, betales der tilslutningsbidrag for de forøgelse, som det giver anledning til. Dette omfatter en kapacitetsbetaling pr. MW ekstra for bidraget til det nære transmissionsnet og fsva. distributionstilsluttede produktionsanlæg også for transformerbidraget.

Hvis udvidelsen af indfødningsomfanget medfører tilslutning i ekstra felter, betales der stationsbidrag for de ekstra felter.

Hvis producenten anmoder om ændringer af indfødningsomfanget, og dette medfører omkostninger til ombygning af allerede etablerede tilslutningsfelter, betaler producenten for de faktiske omkostninger for justering til det nye indfødningsomfang. Dette kan f.eks. være – men er ikke begrænset til – udskiftning af måletransformer mv., for at afregningsmåleren vil måle rigtigt ved det nye indfødningsomfang.

### 11.3 Evaluering af tarifmodellen for producenter

Den fremlagte metode i dette dokument samt tilhørende delmetoder repræsenterer en væsentlig ændring af betalingsforholdene for elproducenter i Danmark. Energinet vil derfor senest 3 år efter tarifmodellens ikrafttræden i overensstemmelse med ACERs anbefalinger foretage en evaluering af de enkelte elementer i den nye tarifmodel for producenter, for herved at kunne tage stilling til, om der er behov for eventuelle justeringer af metoden og dermed sikre omkostningsægtheden og gennemsigtigheden.