Metodebeskrivelse - Lokal kollektiv tarifering

November 2024

1 Indledning

Metoden introducerer en ny tarifering for kundekategorien "lokale sammenslutninger af netbrugere", jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, 4. pkt. Metoden er relevant for netkunder tilsluttet i distributionsnettet på 0,4 kV-niveau i lavspændingsnettet og direkte i en 10/0,4 kV-transformerstation på lavspændingssiden. Lokale sammenslutninger af netkunder forstås som én eller flere aktører, der tilsammen råder over både forbrug og produktion.

Formålet med ordningen er at understøtte, at netkunder kan medvirke til en mere effektiv anvendelse af elnettet ved at give lokale sammenslutninger af netkunder incitament til at optimere samtidigheden i forbrug og produktion. En sådan indsats kan potentielt reducere den maksimale belastning af elnettet og dermed mindske behovet for at udbygge elnettet, hvilket kan være en samfundsøkonomisk gevinst i form af sparede omkostninger til gavn for alle kunderne i netselskabet.

Med lovændringen (Lov nr. 415 af 25/04/2023) af elforsyningsloven fik netselskaberne mulighed for prisdifferentiering for lokale sammenslutninger af netkunder på alle spændingsniveauer, hvilket har åbnet op for at indføre en særlig tariferingsmetode, som tilskynder til, at elnettets kapacitet kan udnyttes mere optimalt af en gruppe af netkunder. Det er imidlertid fortsat helt afgørende, at tariferingen er omkostningsægte, og at kundegruppen betaler de omkostninger, de giver anledning til.

For den nye kundekategori, lokale sammenslutninger af netkunder, vil effektbetaling blive introduceret som en del af betalingen, samtidig med at tidsdifferentiering fortsat skal fungere som et incitamentsskabende prissignal for kundegruppen. Introduktionen af effektbetaling vil modsvares af en tilsvarende lavere tidsdifferentieret energitarif for kundegruppen.

Den anmeldte metode finder anvendelse for kunder i distributionsnettet, som opfylder betingelserne og ansøger om at blive tariferet som en lokal sammenslutning af netkunder. Metoden berører ikke forbrugskunder, producenter og egenproducenter på C- og B-lav-niveau, som ikke ønsker at indgå i en lokal sammenslutning af netkunder, ligesom den ikke berører A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder i det hele taget. Alle disse kundegrupper tariferes fortsat med udgangspunkt i den nugældende godkendte tariferingsmetode. Den nye tariferingsmetode for lokale sammenslutninger af netkunder tager i øvrigt også afsæt i den nuværende tariferingsmodel, Tarifmodel 3.0, herunder fordelingen af omkostninger på kundegrupper vha. vandfaldsprincippet. Dette er nærmere beskrevet i afsnit 4 i denne metodeanmeldelse.

Der er udarbejdet et sæt vilkår og betingelser, som en sammenslutning af netkunder vil være underlagt. Disse fremgår af appendiks til denne metodeanmeldelse. Betingelserne regulerer sammenslutningens og netselskabets rettigheder og forpligtelser i relation til sammenslutningens fælles tarifering og vil udgøre et tillæg til tilslutningsbestemmelserne. Metodeanmeldelsen vil også belyse de væsentligste metodevalg, der er taget i forbindelse med udarbejdelsen af vilkårene.

I vilkår og betingelserne er der anvendt begrebet lokal sammenslutning af netkunder i stedet for lokal sammenslutning af netbrugere. Dette er for at gøre det lettere forståeligt for de kunder, der vil have interesse i at danne sammenslutninger, idet

netkundebegrebet er mere alment kendt og forståeligt end netbrugere, som fremgår af lovbestemmelsen. Nedenfor anvendes derfor også betegnelsen "lokal sammenslutning af netkunder".

Indholdsfortegnelse

Metodebeskrivelse - Lokal kollektiv tarifering

1 Indledning 2

2 Baggrund for anmeldelsen 5

3 Anvendelsesområde 5

4 Lovgrundlag 6
4.1 Den nye hjemmelsbestemmelse i elforsyningsloven 6
4.2 Det øvrige relevante retsgrundlag 6

5 Afregningspunkter 8
5.1 Den virtuelle måling 9

6 Tariferingselementer ved lokal kollektiv afregning 9
6.1 Gebyr for oprettelse af lokal kollektiv tarifering 10
6.2 Abonnement 11
6.3 Effektbetaling 11
6.4 Metode til opgørelse af effekt 12
6.5 Beregningsmetode for enhedsprisen for effekt 12
6.6 Hvad er effekttrækket? 12
6.7 Empirisk opgørelse af netstationseffekt, individuelt akkumuleret effekt, og C-kundernes fuldlastforhold 14
6.8 Tarifering baseret på energi (kWh-tarif) 15

7 Eksempler på konsekvenser for sammenslutninger 15

8 Konsekvenser for øvrige kunder 17

9 Evaluering af modelparametre 17

10 Opfyldelse af elforsyningslovens §73 samt elmarkedsforordningens artikel 18 18
10.1 Omkostningsægthed 18
10.2 Rimelighed 18
10.3 Transparens 19
10.4 Ikke-diskrimination 19
10.5 Elmarkedsforordningens artikel 18: Effektiv netanvendelse 19

11 Ikrafttrædelse 20

2 Baggrund for anmeldelsen

Udbygningen af vedvarende energi er en central faktor for at indfri målsætningen om 70 % reduktion af CO2-udledningen i 2030. Det er derfor afgørende at etablere effektive rammer for udviklingen af vedvarende energiproduktion, herunder også lokal produceret vedvarende energi.

Lovgivningen har indtil for nylig sat begrænsninger for netselskabernes muligheder ift. at kunne understøtte og fremme lokal involvering i vedvarende elproduktion gennem tariferingen. Der har således ikke tidligere været hjemmel i elforsyningsloven til, at netselskaber kunne prisdifferentiere geografisk eller ift. lokale sammenslutninger af netkunder og på den måde skabe incitamenter til, at netkunder udnytter elnettet mere effektivt ved aktiv styring af deres forbrugsinstallationer og produktionsfaciliteter.

Denne hjemmel er nu tilvejebragt med en ændring i elforsyningslovens § 73.1 Bestemmelsen giver mulighed for, at netselskaber kan prisdifferentiere på baggrund af en geografisk afgrænsning overfor lokale sammenslutninger af netkunder.

En lokal sammenslutning af netkunder vurderes at rumme et potentiale i forhold til at styrke det lokale engagement om den grønne omstilling og øge hastigheden med udbygning af vedvarende energiproduktion. Netselskaberne ønsker at understøtte lokale sammenslutninger af netkunder gennem information og data, samt ved en videreudvikling af tariferingsmetoder og vilkår for sammenslutningerne.

3 Anvendelsesområde

Formålet med nærværende metodeanmeldelse er at udnytte de nye muligheder med elforsyningslovens § 73 stk. 1, 4. pkt. og dermed introducere en ny tariferingsmetode for lokale sammenslutninger af netkunder. Kunder, der opfylder kravene for at indgå i og blive tariferet som en lokal sammenslutning af netkunder, kan vælge at indgå en sådan sammenslutning på frivillig basis. Der er således tale om et supplement til det eksisterende metodegrundlag for tarifering, og den ny metode ændrer ikke på tariferingen for eksisterende kunder, der ikke ønsker at indgå en i lokal sammenslutning af netkunder.

Metoden omfatter rene forbrugskunder, egenproducenter og producenter tilsluttet distributionsnettet, som enten er B-lav- eller C-kunder. Metoden omfatter ikke kunder tilsluttet distributionsnettet på 10 kV- og 50 kV-niveau som B-høj-, A-lav- og A-høj-kunder.

Metoden vil ikke føre til ændringer i, hvordan kunderne tilsluttes eller måles.

Det skal bemærkes, at denne metode ikke berører Energinets tarifering.

4 Lovgrundlag

Nedenfor redegøres der for det relevante lovgrundlag i forhold til metodeanmeldelsen.

4.1 Den nye hjemmelsbestemmelse i elforsyningsloven

Elforsyningslovens § 73, stk. 1, 4. pkt., fastslår følgende:

"Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er tilladt over for elkunder tilsluttet elnettet på 10 kV-spændingsniveau og opefter eller over for lokale sammenslutninger af netkunder på alle spændingsniveauer."

Det følger af lovbemærkningerne til bestemmelsen (lov nr. 415 af 25/04/2023), at en lokal sammenslutning af netkunder skal forstås som én eller flere aktører, der tilsammen råder over både forbrug og produktion. Hensigten med bestemmelsen er at skabe mulighed for at udvikle nye tarifmetoder, der kan understøtte en mere optimal udnyttelse af det lokale distributionsnet. Bestemmelsen giver en ramme for tariferings- og afregningsmodeller, der kan skabe incitament til hensigtsmæssig placering af forbrug og produktion samt samtidighed i brugen heraf inden for et lokalt geografisk område.

Bestemmelsen åbner op for en tarifering af deltagerne i en sammenslutning af netkunder ved en samlet fælles tarifafregning af sammenslutningen af netkunder. En fælles tarifafregning af en lokal sammenslutning af netkunder kan med en fornuftig metode forløse eventuelle fordele for det kollektive elnet til en reduceret betaling for sammenslutningen.

En fælles tarifafregning af sammenslutninger af netkunder indebærer, at tarifgrundlaget kan afregnes samlet i ét nyt målepunkt oprettet i DataHub. Det vil sige, at i stedet for at afregne nettarif på de individuelle elmålere, så afregnes der i stedet i ét samlet (virtuelt) målepunkt. En fælles tarifafregning vil ikke have betydning for netkundernes individuelle målere, der fortsat anvendes til afregning af bl.a. elafgift og til selve strømmen. Lovgivningen fastsætter imidlertid ikke nærmere rammer eller kriterier for, hvem der kan omfattes af dette, eller hvordan det skal foregå, og det er derfor op til netselskabet at opsætte rammerne for, hvordan en sådan sammenslutning kan dannes og under hvilke betingelser.

Det fremgår i øvrigt af lovens bemærkninger, at "lokal kollektiv tarifering må ikke medføre tarifstigninger for øvrige netkunder". Dette følger imidlertid allerede naturligt af eksisterende bestemmelser i elforsyningsloven om priser og betingelser for kollektive elforsyningsvirksomheder, jf. nedenfor.

4.2 Det øvrige relevante retsgrundlag

Udover den konkrete hjemmelsbestemmelse ovenfor er de relevante retlige rammer for tarifering elmarkedsforordningens artikel 18 og elforsyningslovens § 73. Af elforsyningslovens § 73 fremgår følgende:

"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 netkunder 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."

Det følger af bestemmelsen, at priserne skal være 1) omkostningsægte i forhold til, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netkunder giver anledning til, 2) rimelige, 3) objektive og 4) ikke-diskriminerende. Metoden er udarbejdet i overensstemmelse med disse hensyn. Elforsyningslovens § 73 a fastslår desuden, at Forsyningstilsynet skal godkende alle metoder for fastsættelse af priser og betingelser for kollektive elforsyningsvirksomheder: Af elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1. fremgår det, at tariffer (priser), der opkræves af netoperatører for adgang til nettet, skal 1) afspejle de faktiske omkostninger, for så vidt disse svarer til en effektiv og strukturelt sammenlignelig netoperatørs omkostninger, 2) være gennemsigtige og 3) anvendes uden forskelsbehandling. Derudover skal priserne tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet.

Det følger desuden af artikel 18, stk. 1, at den metode, der anvendes på neutral vis, skal understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til systembrugere 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. Det må hverken være positiv eller negativ forskelsbehandling af energilagring eller aggregering, og metoden må ikke virke hæmmende for egenproduktion, egetforbrug eller deltagelse i fleksibelt elforbrug.

Elmarkedsforordningen pålægger netselskaberne at sikre, at tariferingsmetoderne tager hensyn til netsikkerhed og fleksibilitet, og at priserne på neutral vis understøtter effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter. Kriteriet om samlet langsigtet effektivitet, bl.a. ved anvendelse af fleksibilitet i energisystemet, findes ikke på tilsvarende vis i elforsyningslovens § 73 a. Der findes dog en tilsvarende formulering i elforsyningslovens formålsbestemmelse, hvoraf det fremgår: "at landets elforsyning tilrettelægges og gennemføres i overensstemmelse med hensynet til klima, miljø, elforsyningssikkerhed, forbrugerbeskyttelse og samfundsøkonomi". Af stk. 2 i formålsbestemmelsen fremgår det, at loven desuden skal "sikre elkunder adgang til rimelige priser, fremme fleksibilitet i energisystemet og sikre en effektiv anvendelse af økonomiske ressourcer.

Disse bestemmelser er centrale i forhold til Green Power Denmarks anmeldelse af en ny supplerende metode for afregning af lokale sammenslutninger af netkunder, som netop har til formål at understøtte lokal fleksibilitet og fremme en effektiv anvendelse af elnettet og hermed af de økonomiske ressourcer. Green Power Denmark finder desuden, at metoden flugter med kriteriet i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, om at understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter, som findes tilsvarende i formålsbestemmelsen i elforsyningsloven.

Både elmarkedsforordningen og elforsyningsloven fastlægger et krav om, at tariferingen skal være omkostningsægte. Green Power Denmark har lagt vægt på dette krav, idet metoden er udarbejdet, så den samlede tarifering afspejler de faktiske omkostninger, som kundegruppen giver anledning til.

Elmarkedsforordningen rummer krav om, at tarifferne skal anvendes uden forskelsbehandling, hvilket svarer til kriteriet om ikke-diskrimination i elforsyningslovens § 73, stk. 1. Green Power Denmark har udarbejdet vilkår og betingelser for den nye metode, som sikrer, at alle kunder har samme muligheder.

Nedenstående afsnit belyser de væsentligste vilkårsbestemmelser, som er fastsat for at kunne danne en sammenslutning af netkunder, og der henvises til appendiks for en udtømmende beskrivelse af vilkårene.

5 Afregningspunkter

Med introduktionen af nærværende metode vil der for den nye kundegruppe – lokale sammenslutninger af netkunder – fremadrettet være to typer afregningspunkter.

Det første afregningspunkt vil være ved den fysiske individuelle elmåler for hver enkelt netkunde, der er med i en sammenslutning (individuelt aftagenummer). Her vil der blive opkrævet forbrugsabonnement fra netselskabet som hidtil, tariffer fra Energinet, udgifter til elhandel samt elafgifter til staten. Disse opkrævninger vil alt andet lige ikke blive påvirket af introduktionen af det fælles virtuelle målepunkt for sammenslutningen, og disse vil som hidtil blive opkrævet via den enkelte netkundes individuelt valgte elleverandør (frit valg).

Det andet afregningspunkt vil være et nyt fælles virtuelt målepunkt, der oprettes i DataHub som et nyt aftagenummer for sammenslutningen. Her vil netselskabets tariffer fremadrettet blive opkrævet. Det fysiske individuelle afregningspunkt for den enkelte netkunde i sammenslutningen vil blive friholdt fra den løbende tarifopkrævning fra netselskabet. I det fælles virtuelle afregningspunkt vil sammenslutningen til gengæld modtage en opkrævning for den samlede tarifbetaling via den af sammenslutningen valgte elleverandør. Herefter vil det være sammenslutningens opgave at omfordele tarifbetalingen til sammenslutningens medlemmer. På sammenslutningens fælles afregningspunkt vil der ikke være opkrævninger vedr. tariffer for Energinet, udgifter til elhandel eller elafgifter til staten.

Nedenfor gennemgås de enkelte priselementer, som er relevante for den nye kundegruppe.

Følgende priselementer indgår i metoden og vil fremadrettet blive afregnet på det nye virtuelle målepunkt (selvstændigt aftagenummer) for sammenslutningen:

- Effektbetaling – denne introduceres for den nye kundekategori ”lokale sammenslutninger af netkunder”.
- Tidsdifferentierede tariffer – denne reduceres ift. niveauet i tarifmodel 3.0.
- Abonnement for det nye kundeforhold ”lokal sammenslutning af netkunder”.

Følgende priselementer er relevante for kunder omfattet af nærværende metode, men fastsættelsen af priselementerne påvirkes ikke af metoden (indfødningstariffen vil dog fremadrettet blive afregnet i det nye virtuelle målepunkt):

- Indfødningstarif jf. model for producentbetaling.
- Forbrugsabonnement jf. tarifmodel 3.0.

Følgende priselementer fra tarifmodel 3.0 udgår, fordi der er anmeldt en erstatning, jf. Green Power Denmarks metodeanmeldelse om tarifering af direkte linjer, industrielle egenproducenter og samplacerede anlæg (oktober 2023) og metode for tarifering af lavspændingstilsluttede egenproducenter (november 2023):

- Rådighedstarifering og -betaling jf. tarifmodel 3.0.

Alle tarifelementerne beregnes af netselskabet efter nærværende metode. I de følgende afsnit beskrives først den virtuelle måling, der ligger til grund for tariferingen, dernæst beskrives beregningen af og rationalet bag priselementerne: Abonnement, effektbetaling, energitarifering og indfødningstarif.

5.1 Den virtuelle måling

Tariferingen af elnetydelsen sker på baggrund af det virtuelle målepunkt, der er oprettet for den lokale sammenslutning af netkunder. Målerdata registreres ikke ved en fysisk måler, men opgøres beregningsmæssigt på baggrund de individuelle installationers timedata. Dette gøres ved at summere alle leverancer af el (E17 målepunkt) og fratrække al el, som er indfødt på elnettet (E18 målepunkt) time for time. Hvis summen er positiv i en time, registreres dette som den netto leverede mængde i den aktuelle time (E17). Er summen negativ, registreres dette som den netto indfødte mængde i den aktuelle time (E18).

6 Tariferingselementer ved lokal kollektiv afregning

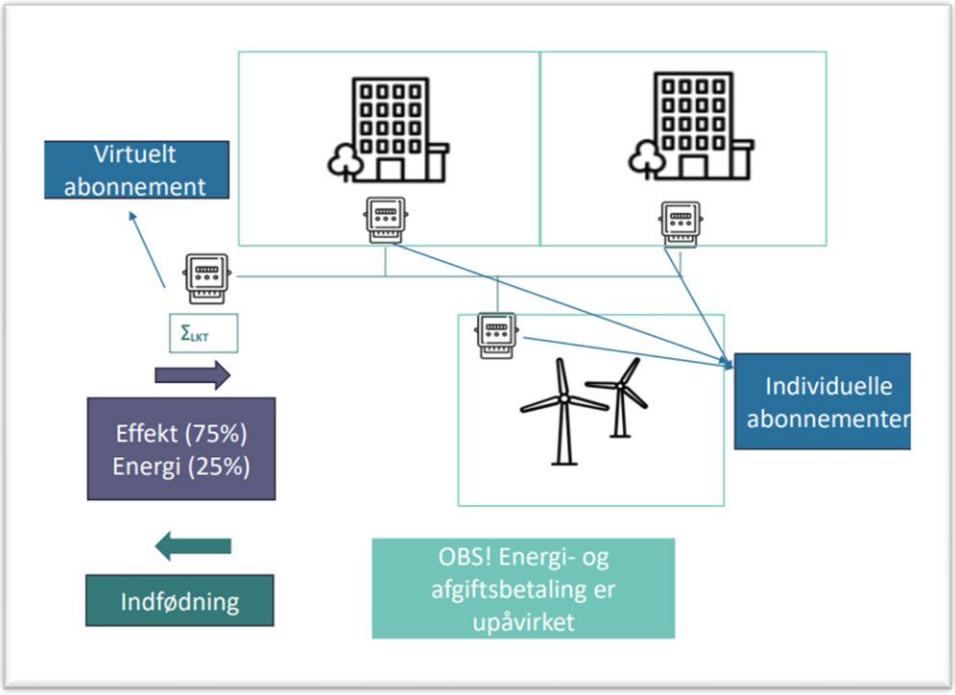
Ved den kollektive afregning af netkunderne rykkes afregningspunktet for tariffer fra de individuelle målere til en virtuel måling. De individuelle målere bliver siddende, idet afregning af net-abonnement, transmissionstariffer, energi og afgifter fortsat sker individuelt.

Tarifelementerne i lokal kollektiv tarifering, som illustreret på figur 1, er følgende:

- Gebyr ved oprettelse af sammenslutning (1 for sammenslutningen)
- Virtuelt abonnement (1 for sammenslutningen)
- Individuelt abonnement (1 pr. fysisk måler)
- Effektbetaling (svarende til 75 % af netomkostningerne ekskl. nettab)
- Nettofiseret tidsdifferentieret energitarif (svarende til 25 % af netomkostningerne tillagt nettab)
- Nettofiseret indfødningstarif.

I de følgende afsnit uddybes hvert enkelt tarifelement.

Figur 1: Tariferingselementer for sammenslutninger af netkunder med lokal kollektiv tarifering



6.1 Gebyr for oprettelse af lokal kollektiv tarifering

I forbindelse med oprettelsen af aftalen om lokal kollektiv tarifering vil der for netselskabet være en række administrative omkostninger. Blandt andet:

- Validering af, at sammenslutning af netbrugere opfylder vilkårene for at indgå en aftale om lokal kollektiv tarifering (herunder at alle individuelle kunder fysisk er koblet op på samme 10/0,4kV-station).
- Opsætning af målepunkt i DataHub
- Datavalidering.

Administrative omkostninger, der ikke direkte er forbundet med oprettelsen af aftalen om den lokale kollektive tarifering, lægges i abonnementet tilknyttet sammenslutningens virtuelle målepunkt (se afsnit 6.2). Netselskaberne har ingen forudgående erfaring med oprettelse af sammenslutninger af netkunder under et virtuelt målepunkt. Derfor bliver afregningen af dette foretaget efter faktisk medgået tid til en timepris på 389 DKK ekskl. moms[1].

På sigt er det ambitionen, at netselskaberne vil anmelde et standardgebyr for oprettelse af aftale om lokal kollektiv tarifering.

[1] Svarende til timeprisen for en administrativ medarbejder jf. anmeldelse om standardgebyrer. Taksten pristalsreguleres ikke, men opdateres efter tre år, når metoden skal evalueres

6.2 Abonnement

Introduktionen af en ny kundekategori for lokale sammenslutninger af netkunder vil medføre omkostninger til den virtuelle måling og til administration. Disse omkostninger skal dækkes af de lokale sammenslutninger af netkunder gennem et nyt abonnement, som pålægges det virtuelle målepunkt. Abonnementet skal udover administrationsomkostninger også dække omkostninger til fakturering og indberetning til DataHub og til ind- og udmeldinger af sammenslutningerne efter den initiale oprettelse af aftalen. Selve oprettelsen af fællesskabet er ikke dækket af abonnementet. Ifm. oprettelsen vil fællesskabet modtage en regning fra netselskabet for faktisk medgået tid (se afsnit 6.1).

Abonnementet til det virtuelle målepunkt vil bestå af de samme elementer som et egenproducentabonnement (som anmeldt i tarifmodel 3.0), fratrukket afskrivning og forrentning af måler, og tillagt 3 timers årlige administrationsomkostninger[2], som skal dække de løbende administrative omkostninger, der er for netselskabet i forbindelse med at servicere kunden, der har indgået aftale om lokal kollektiv tarifering. Abonnementet vil variere mellem netselskaber, men vil være i størrelsesordenen 1500 DKK ekskl. moms pr. år. Opkrævningen for dette abonnement vil ske for det virtuelle målepunkt (selvstændigt aftagenummer) i DataHub.

Efter tre år, når netselskaberne har mere erfaring med at håndtere lokale sammenslutninger af netkunder, vil Green Power Denmark foretage en vurdering af omkostningerne forbundet med løbende håndtering af de lokale sammenslutninger af netkunder.

6.3 Effektbetaling

Effektbetalingen er fastlagt til at skulle opkræve 75 % af det samlede variable provenu (de omkostninger der i Tarifmodel 3.0 opkræves via tarifferne) ekskl. nettab for kundekategorien. Energitariffen opkræver de resterende 25 %. Nettabsomkostninger opkræves fortsat alene igennem energitariffen, fordi det fortsat vil være det absolutte energitræk, der giver anledning til nettabsomkostningerne.

Splittet på 75 %/25 % er valgt med inspiration fra splittet, der er valgt for tarifering af direkte linjer, industrielle egenproducenter og samplacerede anlæg, jf. Green Power Denmarks metodebeskrivelse af oktober 2023. Der henvises til denne anmeldelse for en nærmere begrundelse for valget af splittet på 75 %/25 %. Energitariferingen vil være tidsdifferentieret som for øvrige C-kunder og med de samme skaleringsfaktorer.

Med introduktionen af effektbetaling er der fokuseret på at skabe en tarifering, hvor der tilskyndes til at udjævne trækket fra elnettet og reducere peaks. Hvis sammenslutningerne kan reducere deres maximale træk (peaks) fra elnettet, kan de opnå en lavere effektbetaling.

[2] Se fodnote 1

6.4 Metode til opgørelse af effekt

Effekt opgøres i praksis via en netto-timemåling af forbruget. Hver måned sendes der en regning baseret på målerdata for løbende 12 måneder. De 10 timemålinger i perioden med højest kilowatt-time-forbrug for det virtuelle målepunkt udvælges derpå til en gennemsnitsberegning. Dette gennemsnitlige elforbrug opgjort i kWh benyttes nu som udtryk for det højeste effekttræk i kW i den pågældende periode. Dette svarer til den metode med "Dynamisk 12-måneders effektbetaling", som Green Power Denmark har anmeldt, og som Forsyningstilsynet har godkendt pr. 21. december 2023, og som vil blive anvendt for B-høj-, A-lav- og A-høj-kunder, der opkræves effektbetaling.

6.5 Beregningsmetode for enhedsprisen for effekt

Som beskrevet ovenfor er der taget udgangspunkt i Tarifmodel 3.0 og fordelingen af omkostninger på kundekategorier. De lokale sammenslutninger af netkunder bliver en delmængde af C-kunderne. For at beregne effekt-prisen er der taget udgangspunkt i det samlede provenu for alle C-kunder, og hertil er den samlede sum af effekt opgjort for alle kunder. Herefter kan der beregnes en effekt-pris for den samlede C-gruppe. Da det kun er 75 % af provenuet, der opkræves via effekt, er prisen alene opgjort ud fra denne andel af provenuet.

Hvis den opgjorte enhedspris for effekt på basis af det samlede provenu og samtlige kunders effekt blev anvendt på samtlige kunders data, ville det netop resultere i det samme provenu, som der i dag genereres via energitariffen. Hermed er effektprisen kalibreret ind i forhold til provenuet for C-kunderne.

Ved opgørelsen af enhedsprisen for effekt er der desuden taget højde for samtidighedsgevinsten, der automatisk opstår, når kunders forbrug opgøres kollektivt. Dette er beskrevet i afsnittet nedenfor.

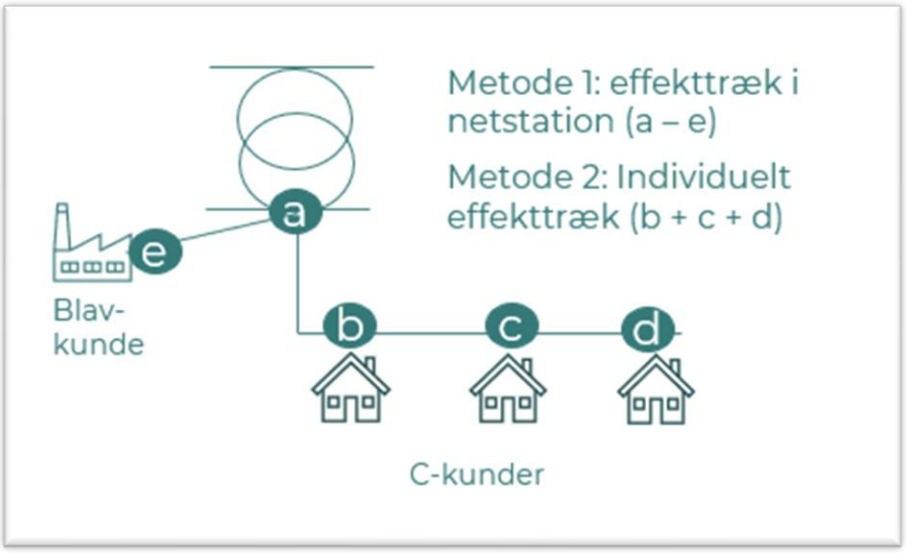
6.6 Hvad er effekttrækket?

Enhedsprisen for effekt tager som nævnt udgangspunkt i 75 % af provenuet, der opkræves for C-forbrugerkundekategorien (ekskl. omkostninger til nettab), altså både de kollektivt og individuelt tariferede C-kunder samlet set. Det deles med det samlede effekttræk foranlediget af forbrug på C-niveau:

$$Effektpris = \frac{75\% \cdot \text{Provenu ekskl. nettab(c} - \text{forbrugere)[dkk]}}{\text{effekttræk[kW]}}$$

Der er to oplagte måder at konstatere effekttrækket på. Dette gennemgås nedenfor.

Figur 2: Metoder for udregning af effekttræækket



Generelt er det maksimale effekttræk mindre i den enkelte netstation end det er, når man summerer hver enkelt C-kundes maksimaltræk. Det skyldes, at C-kunderne ikke benytter strøm med 100% samtidighed. Hvis man opgør effekttrækket i netstationen, vil man få en væsentligt lavere konstatateret effekttræk end hvis man summerer hver enkelt c-kundes maksimaltræk.

Metode 1 - Effekttræk i netstation

Den første mulighed er at tage udgangspunkt i maks.-trækket i netstationerne (fratrukket B-lav-forbruget). Denne metode tager fuldt højde for samtidigheden mellem C-kunderne. Metoden tager dog ikke højde for, at de enkelte linjeføringer efter selve netstationen ikke nødvendigvis vil opnå de samme samtidighedsgevinster. Dermed undervurderes effekttrækket reelt.

Metode 2 – Akkumuleret individuelt effekttræk

Den anden mulighed er, at alle kundernes maks.-træk findes ved gennemsnittet af de 10 timer, hver individuel kunde forbruger mest strøm i. Når maks.-trækket er fundet for de individuelle kunder, lægges effekttrækkene sammen til et stort effekttræk, som lægges 100 % til grund for opgørelse af effektbetalingen. Denne metode tager ikke højde for, at C-kunderne under en netstation har nogen grad af samtidighed i deres forbrug og vil derfor overvurdere effekttrækket.

Metode 1 undervurderer effekttrækket, mens metode 2 overvurderer det. Derfor er det nærliggende at kombinere to metoder.

I Green Power Denmarks anmeldelse af *Standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet* fra januar 2024 finder vi, at maks.-trækket i en 10/0,4kV-netstation er 77 % af C-kundernes samlede leveringsomfang[3]. Da

[3] De 77 % er gennemsnittet af C-kunders kollektive samtidighed i 10/0,4-stationer på 63,1 % og C-kunders individuelle samtidighed på 90,9 %. Det er for at få samtidigheden i 400 V-nettet, mellem det yderste kabelskab og 10/0,4 kV-stationen.

leveringsomfanget typisk er større end det faktiske effekttræk for C-kunder, betragtes samtidigheden på de 77 % som en nedre empirisk grænse for, hvordan effektbehovet skal opgøres. En opgørelse af effektbehovet skal altså minimum udgøres af 77 % netstationseffekt (metode 1) og maksimalt 23 % individuelt effektbehov (metode 2).

Green Power Denmark vurderer, at det i udfaldsrummet mellem 77 % og 100 % netstationseffekt er pragmatisk at starte med en mellemting – 85 %. Denne værdi kalder vi samtidighedskorrektionsfaktoren. De 85 % kan fortolkes sådan, at de udvisker 85 % af de maksimale, automatiske samtidighedsgevinster en sammenslutning af netbrugere kan opnå ved at indgå en aftale om lokal kollektiv tarifering, hvor effekttrækket bliver opgjort kollektivt. Jo højere samtidighedskorrektionsfaktoren er, jo større vil prisen på effekttræk for elnetkunder på lokal kollektiv tarifering være.

For at få maksimale samtidighedsgevinster i en sammenslutning af netbrugere, der har indgået en aftale om lokal kollektiv tarifering, er det generelt en fordel at være flere netkunder i sammenslutningen – potentielt set op til alle kunder under en 10/0,4kV-netstation. Mindre sammenslutninger på fx kun 2 netbrugere vil gennemsnitligt opnå færre samtidighedsgevinster. De 85 % i samtidighedskorrektionsfaktor er således et forsøg på at gøre prissætningen af effekt rimelig og balanceret for både de helt små og de store sammenslutninger af netbrugere.

6.7 Empirisk opgørelse af netstationseffekt, individuelt akkumuleret effekt, og C-kundernes fuldlastforhold

Metoden bruger et fastlåst forhold mellem netstationseffekttræk, akkumuleret effekttræk for individuelle C-kunder, samt den gennemsnitlige C-kundes fuldlasttimer. Der er udarbejdet en analyse af disse forhold på både Radius- og Cerius-data, der på trods af netselskabernes forskellighed, er forholdsvist ens. Det antages på baggrund af data, vi har tilgængeligt, at forholdene er nogenlunde konsistente på tværs af landet.

Tabel 1: Branchestandard for fuldlastforhold

C-kunders fuldlasttimer	Forholdet mellem C-kunders akkumulerede effekttræk [kW] og makseffekt i netstationer [kW]
1.337	2,97 : 1

Tabel 1 viser modellens branchestandard for hhv. den gennemsnitlige C-kundes fuldlasttimer pr. år samt forholdet mellem maksimalt effekttræk i netstationen relativt til det maksimale effekttræk for de enkelte C-kunder akkumuleret. Et antal fuldlasttimer på 1.337 betyder, at C-kundernes strømforbrug, gennemsnitligt betragtet, svarer til, at forholdet mellem deres energitræk og deres maksimale effekttræk på et år er 1.337 kWh/KW.

6.8 Tarifering baseret på energi (kWh-tarif)

Tariferingen baseret på energi (kWh) er fastlagt til at skulle opkræve 25 % af det samlede provenu ekskl. nettab for kundekategorien, og hertil 100 % af omkostningerne til at dække nettabsomkostningerne. Energitarifferne for forbrug vil dermed for denne kundegruppe være væsentligt lavere end for almindelige elkunder. Dette vil modsvares af introduktionen af effektbetaling, som kommer til at dække en større del af de samlede omkostninger for kundegruppen fremadrettet. Forbrugstariffen vil blive tidsdifferentieret efter samme skalering som for individuelt tariferede C-kunder, jf. tarifmodel 3.0.

For sammenslutningen vil der blive indført en timebaseret nettoafregning af net- og indfødningstariffen, hvilket betyder, at der for hver time vil blive opkrævet tarif baseret på enten trækket af el fra det virtuelle målerpunkt eller indfødning af el i det virtuelle målepunkt. Ved at tillade nettoafregning inden for hver time vil sammenslutningen samlet set afregnes for mindre træk fra nettet og mindre indfødning til nettet sammenlignet med situationen, hvor hvert medlem af sammenslutningen tariferes individuelt ud fra individuelle målinger. Nettoafregningen muliggør at forbruge fællesskabets producerede strøm via det kollektive elnet uden at betale energitarif herfor, hvilket alene giver sammenslutningerne en tarifmæssig fordel.

Uden lokale sammenslutninger af netkunder opkræves det fulde provenu for C-kunder fra de almindelige C-kunder. Med lokale sammenslutninger af netkunder er det fortsat det samme provenu, der vil blive opkrævet fra C-kunderne, men nu vil en del af indtægterne komme fra lokale sammenslutninger af netkunder. Som forklaret ovenfor vil en del blive opkrævet via effekt og en del via energi. Enhedspriserne er kalibreret efter, at de lokale sammenslutninger af netkunder – uden adfærdsændringer – betaler det samme provenu, som de individuelle kunder ville have betalt uden at være blevet til en lokal sammenslutning af netkunder, hvilket er sikret gennem kalibrering af effektprisen ift. alle C-kunder og ved at tage højde for de automatiske samtidighedsgevinster.

7 Eksempler på konsekvenser for sammenslutninger

Green Power Denmark har indsamlet data for potentielle sammenslutninger af netkunder, der vælger at gå sammen i en lokal kollektiv tarifering. De 45 cases spænder fra helt små sammenslutninger til sammenslutninger med op mod 400 kunder, der går sammen. I dataindsamlingen indgår der fire cases med landbrugskunder, fire cases med erhvervskunder og 37 cases med husholdningskunder (hovedsageligt etagebyggerier, men også parcelhuskvarterer).

Tabel 2: Variation i casestørrelser

	Mindste case	Median case	Største case
Forbrugsmålere	2	49	401
Produktionskapacitet, kW	20	50	200

Fuldlasttimer	436	2.959	5.950

Tabel 2 viser variationen i casestørrelser for hhv. forbrugsmålere, produktionskapacitet og fuldlasttimer. Ud fra tabellen fremgår det, at der er relativt stor variation i antallet af forbrugsmålere mellem cases. Antallet af forbrugsmålere i cases er mellem 2 og 401, og median-casen har 49 forbrugsmålere.

Der fremgår også en relativt stor spredning i produktionskapaciteten. Den case med mindst produktionskapacitet har en kapacitet på 20 kW. Median-casen har en kapacitet på 50 kW, og den case med størst produktionskapacitet har en kapacitet på 200 kW.

For fuldlasttimer ses det samme billede. Fuldlasttimerne er for alle cases mellem 436 og 5.950, hvor medianen er på 2.959.

Tabel 3: Tarifbesparelse på tariffen for den enkelte kunde (ekskl. abonnementer og Energinet-tariffer)

	Nedre kvartil	Median	Øvre kvartil
Besparelsespro-cent pr. case	-2%	6%	19%
Besparelse pr. husstand ekskl. moms	-68 kr.	40 kr.	462 kr.

Tabel 3 giver et indblik i de mulige besparelser i de undersøgte cases. Det fremgår af tabellen, at en fjerdedel af cases vil opleve en ekstra regning på 2 % eller mere. Det fremgår, at median-casen vil opleve en besparelse på 6 %, og den øverste fjerdedel vil opleve en besparelse på 19 % eller højere.

På husstandsniveau vil der for en fjerdedel af cases være en ekstra regning på 68 kr. eller mere pr. husstand. Median-casen vil opleve en besparelse på 40 kr. pr. husstand, og den øverste fjerdedel af cases vil opleve en besparelse på 248 kr. eller mere pr. husstand.

Dataindsamlingen viser, at en sammenslutning med mange fuldlasttimer og/eller en høj grad af kollektivt egetforbrug generelt står til at få en lavere tarif, hvorimod andre sammenslutninger har så lav indbyrdes samtidighed, at det, rent økonomisk, ikke kan svare sig for kunderne at indgå en aftale om lokal kollektiv tarifering.

Green Power Denmark vurderer, at det primært er kunder, der har en umiddelbar økonomisk fordel ud af lokal kollektiv tarifering, der vil indgå en aftale om at blive tariferet efter metoden. Lokal kollektiv tarifering skaber økonomiske incitamenter til at sammenslutninger af netbrugere koordinerer deres brug af det kollektive net med henblik på at nedbringe deres kollektive maksimale effekttræk. Det er en hensigtsmæssig adfærd, idet det kan føre til reducerede netomkostninger i form af undgåede investeringer over tid.

8 Konsekvenser for øvrige kunder

Alle elnet-kunder, der er tilsluttet på lavspændingsniveau (C og B_{lav}), vil som udgangspunkt have mulighed for at indgå en aftale om lokal kollektiv tarifering, hvis de opfylder de opstillede vilkår. Da vandfaldsprincippet fortsat gælder for fordeling af omkostninger mellem kundekategorier, vil nærværende metode ikke have indflydelse på fordelingen af disse omkostninger. Ligeledes påvirker nærværende metode ikke fordelingen mellem omkostninger for producenter hhv. forbrugere.

Alle fordelingseffekter vil ske internt mellem C-kunder. Hvis sammenslutninger af netkunder, der indgår en aftale om lokal kollektiv tarifering, generelt får en automatisk reduktion i deres tarifbetalinger, vil de øvrige forbrugere, der tariferes efter den ordinære, individuelle metode, få en øget tarifbetaling som følge heraf.

En sådan omfordelingseffekt er ikke hensigten med nærværende tarifmetode, og Green Power Denmark har i samarbejde med netselskaberne analyseret på, hvilken kalibrering af modellen der minimerer risikoen for utilsigtede omfordelinger mellem C-kunderne.

Nogen omfordeling vil være uundgåelig, men når det er sagt, viser netselskabernes egne beregninger, at den øgede tarif for individuelt tariferede kunder vil være begrænset.

Radius' beregninger viser, at en upræcis prissætning på 5 % og en interesse i tarifproduktet svarende til 1000 aftaler om lokal kollektiv tarifering i Radius' netområde-maksimalt vil give de individuelt tariferede kunder en omkostningsstigning på 1 %.

Konstant har regnet på det mest ekstreme scenarie, hvor alene alle elnetkunder, der har en fordel af lokal kollektiv afregning, går sammen i de størst mulige enheder. I et sådant scenarie vil de resterende individuelt tariferede kunder opleve en samlet stigning i deres tarif (ekskl. abonnementer) på 5 %. En sådan situation er som sagt det mest ekstreme scenarie overhovedet, og forventningen er, at interessen for lokal kollektiv afregning i praksis vil blive væsentligt mindre.

9 Evaluering af modelparametre

Det forventes, at langt fra alle kunder, der opfylder vilkårene, vil have en interesse i eller fordel ved at indgå i lokal kollektiv tarifering. Da det er en ny måde at tarifere på, som hverken vores europæiske naboer eller vi selv i Danmark har meget erfaring med, er der en vis grad af usikkerhed ift. interessen.

Netselskaberne har en forpligtelse overfor kunderne (både sammenslutningerne og de individuelle kunder) til at sikre omkostningsægte og rimelig tarifering. Green Power Denmark vil derfor, efter metoden har været implementeret i tre år, analysere på den praktiske erfaring, vi til den tid har, mhp. at vurdere, om følgende parametre skal justeres:

- Oprettelsesgebyret
- Størrelsen på det virtuelle abonnement
- Forhold mellem effektbetaling og energitarif, hvad angår forbrugstariferingen
- Samtidighedskorrektionsfaktoren.

Det skal understreges, at det, der er tale om, er en eventuel justering af parametrene for at sikre en retfærdig fordeling af omkostninger mellem individuelt tarifferede kunder relativt til kollektivt afregnede kunder. De grundlæggende vilkår i modellen, at lokal kollektiv tarifering kun kan tilbydes til kunder tilsluttet under den samme 10/0,4kV-station, at sammenslutningen af netbrugere skal råde over produktion mm., er ikke en del af evalueringen efter tre år.

10 Opfyldelse af elforsyningslovens §73 samt elmarkedsforordningens artikel 18

Nærværende model for tarifering af lokale sammenslutninger af netkunder er udarbejdet under hensyn til kravene i elforsyningslovens § 73 og elforordningens artikel 18. Det er vurderingen, at kravene om rimelighed, gennemsigtighed, ikkediskrimination og omkostningsægthed i henholdsvis elforsyningslovens § 73 og elmarkedsforordningens artikel 18 efterleves i nærværende tariferingsdesign.

10.1 Omkostningsægthed

Nærværende metode introducerer effektbetaling i elnetkundernes tarifering, hvis de måtte vælge at indgå i den nye kundegruppe, som sker på frivillig basis. Dermed kommer den nye type kundegruppe til at betale mere direkte for den kapacitet, der er til rådighed. Da det grundlæggende er behovet for kapacitet, som er bestemmende for de fleste af nettets omkostninger, vurderes det omkostningsægte, at effekttarifering udgør 75 % af opkrævningen af netomkostningerne ekskl. nettab for den nye kundegruppe.

Desuden vurderes det omkostningsægte, at den nye kundegruppe ikke får lov til at hjemtage hele samtidighedsgevinsten, der automatisk vil opstå, når flere kunder afregnes sammen. Hensigten med den nye bestemmelse i elforsyningsloven er at understøtte sammenslutningerne i at optimere samtidigheden mellem forbrug og produktion, som kan give en fordel for de kollektive elforsyningsvirksomheder i forhold til brugen af det kollektive elnet. Eventuelle fordele, fx i form af reduceret maksimal belastning af det kollektive elnet, der kan føre til reducerede eller udskudte investeringer til udbygning, skal i sidste ende komme kunderne til gavn. Fordele, der opstår automatisk og uden adfærdsændring, vurderes derfor ikke entydigt at skulle komme kunderne til gavn. Kalibreringen, som er fastsat til 85 % af den automatiske samtidighedsgevinst, vurderes at sikre en balance, hvor lokale sammenslutninger af netkunder i gennemsnit som udgangspunkt uden adfærdsændringer betaler det samme som alle andre C-kunder.

10.2 Rimelighed

Green Power Denmark vurderer, at metoden er rimelig. Der er tale om en omlægning i tarifstrukturen i forhold til, hvordan almindelige C-kunder tilsluttet lavspændingsnettet bliver tariferet. Men metoden kommer udelukkende til at omfatte de elnetkunder, der på frivillig basis vælger at indgå i det nærværende tariferingsregime, så ud fra et rimelighedssynspunkt fokuseres der udelukkende på "nye"

elnetkunder og ikke på en omlægning af tariferingen for de eksisterende elnetkunder. Baseret herpå er det fundet rimeligt, at der introduceres et nyt tariferingsprincip for en helt ny type elnetkunde. Samtidig bliver eksisterende kunder i udgangspunktet ikke berørt.

10.3 Transparens

Metoden stræber efter at opretholde en enkel og transparent tarifstruktur, der gør det let for elnetkunderne at forstå, hvordan de bedst kan reagere på incitamenterne i metoden. For mange vil det mest enkle prisværktøj være de tidsdifferentierede tariffer, som allerede er kendt af de fleste privatkunder, da disse blev introduceret med tarifmodel 3.0. Nu introduceres der effektbetaling, som ikke er lige så kendt for privatkunderne, men allerede er et element i tarifmodel 3.0, der er anvendt for B-høj, A-lav og A-høj-kunder.

I udviklingen af den nye tarifstruktur er der arbejdet på at skabe incitamentsskabende prissignaler for optimal udnyttelse af elnettet ved at samplacere forbrug og produktion. Det har været nødvendigt at afveje principperne om omkostningsægthed og transparens for at finde det rette kompromis. Ved at fastholde kWh-tariferingen og samtidig introducere et prisværktøj, der nok er nyt for de fleste privatkunder, men allerede kendt fra den eksisterende tarifmodel, er der samlet set skabt en relativt simpel model, hvor kunderne har mulighed for at agere efter nogle kendte og relativt enkle målestørrelser.

10.4 Ikke-diskrimination

Med oprettelsen af kundegruppen ”lokale sammenslutninger af netkunder” vil der blive oprettet en ny køberkategori. Denne køberkategori skal i fællesskab betale for de omkostninger, kategorien giver anledning til, og vil samlet få del i eventuelle fordele, fx i form af reduceret maksimal belastning af elnettet. Kategorien er en delmængde af C-kunderne, og tariferingen er kalibreret i forhold til denne købergruppes omkostninger.

Den nye kundekategori skal desuden betale et abonnement, der dækker de ekstra administrationsomkostninger, som de påfører netselskabet. Der kommer med andre ord ikke til at være andre kunder, der betaler for omkostningerne til den nye kundekategori.

Oprettelsen af den nye kundekategori vil være ikke-diskriminerende, da alle C-kunder får mulighed for at benytte sig af produktet, hvis de vælger at indgå i en sammenslutning af netkunder.

10.5 Elmarkedsforordningens artikel 18: Effektiv netanvendelse

Elmarkedsforordningens artikel 18 stk. 1 betoner, at tarifmetoder på neutral vis skal understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til sine kunder. Med nærværende tarifmetode tariferes sammenslutningen af netkunderne efter en tarifmetode, der giver dem en økonomisk fordel, hvis de kan nedbringe deres kombinerede effekttræk fra nettet. Samtidig har det lavere kombinerede effekttræk potentialet til at reducere behovet for netudbygning i fremtiden.

Green Power Denmark er derfor af den opfattelse, at nærværende metode i sit design bidrager til den langsigtede effektive drift af elnettet.

11 Ikrafttrædelse

Metoden planlægges så vidt muligt at skulle træde i kraft den 1. juli 2025 under forudsætning af en forudgående godkendelse af Forsyningstilsynet, samt at DataHub har gennemgået en eventuel tilpasning for at kunne håndtere tarifering.