



NOTAT

HØRINGSNOTAT - TARIFMETODE FOR NETTARIF FOR TSO-TILSLUTTET FORBRUG

Indhold

1. Indledning.....	2
1.1 Høring	2
1.2 Læsevejledning	3
2. Gennemgående temaer og Energinets bemærkninger til de indkomne høringssvar	3
2.1 Tariferingsgrundlag for kapacitetstarif	3
2.2 Reduceret kapacitetstarif ved begrænset netadgang	4
2.3 Begrænset netadgang for en selvvalgt del af kapaciteten.....	6
2.4 Løbende tilpasning af nettilslutningsaftaler	6
2.5 Håndtering af nettilslutningsaftaler for eksisterende forbrug.....	8
2.6 Spotprisdifferentieret nettabstarif	8
2.7 Offentliggørelse af nettabstarif	9
2.8 Kommentarer til variable i nettabstarif	10
2.9 Præcisering af tarifiering af direkte linjer	10
2.10 Gennemsigtighed omkring indtægtsdækkede omkostninger	11
2.11 Omkostningsfordeling ved begrænset netadgang.....	11
2.12 Gennemsigtighed i tarifberegning	12
2.13 Sammenhængende tarifiering af kunder tilsluttet i transmissions- og distributionsnettet.....	13
2.14 Geografisk differentiering.....	14
2.15 Mulige synergier ved at placere forbrug og produktion bag samme nettilslutningspunkt.....	15
2.16 Analyse af konsekvenser.....	15
2.17 Konsekvensvurdering for særegne eksisterende og nye forbrugere.....	16
3. Høringsliste.....	18
Bilag 1: Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform	19

1. Indledning

Energinet har haft udkast til ny opkrævningsmodel for nettarif for TSO-tilsluttede forbrugere i høring fra den 4. maj 2023 til 14. juni 2023.

Energinet finder, at ændringer af opkrævningsmodellen er nødvendige for at sikre en mere omkostningsægte tarifiering. Det kan bidrage til en bedre udnyttelse af transmissionsnettet og dermed reducere behovet for udbygning på længere sigt, idet tariffen giver incitament til at sprede elforbruget ud over døgnet og undgå et meget højt forbrug i få timer. På den baggrund blev der foreslået to ændringer af opkrævningsmodellen:

- Indførelse af en kapacitetstarif, der skal dække omkostninger til drift, vedligehold, afskrivning og forrentning af transmissionsnettet.
- Indførelse af en nettabstarif, der varierer med elspotprisen.

Ændringer i metoder for eltariffer skal anmeldes til Forsyningstilsynet, jævnfør elforsyningslovens¹ § 73 a. Dette notat indgår i det samlede materiale, der sendes til Forsyningstilsynet i den anledning.

Ændringerne som følge af metoden forventes at træde i kraft senest den 1. januar 2025 under forudsætning af Forsyningstilsynets godkendelse.

1.1 Høring

Tarifmetoden er udarbejdet i løbet af efteråret 2022/foråret 2023 parallelt med en aktørdialog om emnet, hvor der også er afholdt et aktørmøde i februar 2023. Metoden har været i høring blandt interessenter og berørte parter fra den 4. maj 2023 til 14. juni 2023, ligesom den har ligget tilgængelig på Energinets hjemmeside under 'Høringer'.

Der er modtaget 16 høringssvar fra følgende: ²

CTR
 Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen
 Corre Energy
 VEKS
 Ørsted
 Dansk Industri
 Better Energy, CIP og Arcadia eFuels
 Green Power Denmark
 Brintbranchen
 European Energy
 Dansk Fjernvarme
 Apple
 HOFOR
 Dansk Erhverv
 CIP
 NORLYS

¹ Bekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 af lov om elforsyning med senere ændringer.

² De indkomne høringssvar er vedlagt metodeanmeldelsen til Forsyningstilsynet (dok.nr. 22/06392-48)

1.2 Læsevejledning

Høringssvarene har givet anledning til en række bemærkninger og ændringer i Energinets udkast til metode. Høringsnotatet indeholder en opremsning og kommentering af temaer i høringssvarene. Ændringer som følge af indkomne høringssvar er anført sammen med kommenteringen. Energinet har på baggrund af de indkomne høringssvar, ud over de ændringer, som er angivet nedenfor, foretaget en række redaktionelle ændringer for at gøre metoden mere tydelig og læsevenlig.

2. Gennemgående temaer og Energinets bemærkninger til de indkomne høringssvar

Hovedparten af høringssvarene støtter op om den foreslåede metode for nettarif bestående af en fast årlig kapacitetstarif, der opgøres på baggrund af det aftalte træk, som det følger af nettilslutningsaftalen og en variabel energitarif, der varierer med elspotprisen. De vurderer, at det udgør en mere omkostningsægte model sammenlignet med den eksisterende tarifmodel. Ændringerne kan desuden tilskynde til et mere fleksibelt elforbrug blandt store forbrugsanlæg tilsluttet TSO-nettet og derigennem sikre en mere omkostningseffektiv og klimavenlig anvendelse af elnettet.

En mindre del af høringssvarene mener ikke, at modellen er omkostningsægte for forbrugsanlæg med begrænset netadgang, som de ikke mener forårsager omkostninger til anlægsmassen. De mener endvidere, at metoden vil være en stor ulempe for forbrugsanlæg med lavt antal driftstimer, så som elkedler, og vil bremse investeringer heri og metoden skaber derfor forhindringer for den grønne omstilling i fjernvarmesektoren og for sektorkoblingen mellem varme- og elnettet.

Høringssvarene indeholder en række forslag og forbedringspunkter til tarifmetoden. Disse vil blive beskrevet i det følgende og suppleret med Energinets bemærkninger til de indkomne høringssvar.

2.1 Tarifieringsgrundlag for kapacitetstarif

Dansk Erhverv, Dansk Industri, Ørsted og European Energy bakker op om en kapacitetstarif, der opgøres ud fra et aftalt træk, som følger af nettilslutningsaftalen indgået med Energinet.

Apple støtter også konceptet med at opdele transmissionstariffen mellem en kapacitetskomponent (pr. efterspurgt MW) og en tabskomponent (pr. kWh forbrug). Men Apple anbefaler at anvende en efterspurgt trækningsret som tarifieringsgrundlag i stedet for den kontraherede kapacitet i nettilslutningsaftalen, hvor trækningsretten afspejler det aktuelle trækningsbehov og hvor nettilslutningsaftalen angiver en kapacitet for en fuldt implementeret understation, der er betydeligt større end Apples faktiske, aktuelle trækningsbehov. Apple mener, at nettilslutningsaftalen ikke kan ændres uden at miste evnen til at operere med en miljøvenlig installation, der ikke anvender backup-generatorer.

Energinets bemærkninger:

Energinet ønsker at anvende det aftalte træk, som fremgår af nettilslutningsaftalen som tarifieringsgrundlag. Det giver incitament til (kun) at bestille den kapacitet, som forbrugeren forventer at få brug for. Dette sikrer samtidig Energinet et godt grundlag for en effektiv planlægning af den fremtidige netstruktur.

Udfordringen ved afregning efter et aktuelt trækningsbehov, der er lavere end et ønsket fremtidig trækningsbehov afspejlet i nettilslutningsaftalen, er, at forbrugeren lægger beslag på kapaciteten til senere brug, og denne kapacitet kan Energinet således ikke disponere til anden side. Det er endvidere i modstrid med elforsyningslovens § 24, stk. 3, hvis en aktør reserverer kapacitet i nettet.

Ved overgangen til den nye metode kan systembrugere, der allerede har indgået en nettilslutningsaftale med Energinet, genforhandle aftalen, hvis de skønner, at deres behov for trækningskapacitet har ændret sig i nedadgående retning, siden nettilslutningsaftalen blev indgået. I den forbindelse må forbrugeren foretage en afvejning af den økonomiske besparelse ved at reducere kapaciteten og sandsynligheden for at skulle bruge kapaciteten senere, da der er en risiko for, at den på det tidspunkt er disponeret til anden side og at der derfor er længere leveringstid på en opskrivning af kapaciteten.

Ligeledes er der en risiko for, at et forbrugsanlæg skal efterleve nye regler i forordninger eller tekniske forskrifter, hvis kapaciteten øges. Når der sker ændringer i tilslutningsforhold, skal Energinet vurdere, om det er en væsentlig ændring af forbrugsanlægget og om Network Code Demand Connection-kravene skal anvendes. En effektændring i sig selv vil efter Energinets praksis ikke udgøre en væsentlig ændring, medmindre effektforøgelsen er afledt af en væsentlig ændring af forbrugsanlægget.

Høringssvarene giver ikke anledning til revision af metoden.

2.2 Reduceret kapacitetstarif ved begrænset netadgang

European Energy finder det meget positivt, at elforbrugere kan opnå en reduktion af kapacitetstariffen ved at indgå en aftale med Energinet om begrænset netadgang, der modsvares ved en lavere kapacitetstarif og således kun betaler 1/3 af, hvad elforbrugere med fuld adgang betaler.

HOFOR, CIP, CTR, VEKS og Dansk Fjernvarme finder det uhensigtsmæssigt, at kunder med begrænset netadgang fortsat skal betale kapacitetstarif, selvom de er afbrydelige og dermed ikke forårsager omkostninger til anlægsmassen. HOFOR, CTR og VEKS finder, at en kapacitetsbetaling ikke er omkostningsægte, og at kunder med begrænset netadgang derfor bør helt friholdes for en kapacitetsbetaling. Dansk Fjernvarme finder, at kapacitetsbetalingen er urimeligt høj. Af samme årsag opfordrer Dansk Fjernvarme til at genoverveje tariffen for kunder med afbrydelighed. Dansk industri opfordrer til, at Energinet løbende vurderer, om niveauet af tarifreduktionen er det rette.

HOFOR skriver, at elforbrugende anlæg med et lavt antal årlige fuldlasttimer (her mindre end cirka 2.600) vil være bedre tjent med at få en cirka 50 % reduktion i den nuværende rene energitarif, som beskrevet i "Metodeanmeldelse for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet", end en 2/3 reduktion i den nye kapacitetstarif, som der nu lægges op til.

Energinets bemærkninger:

I *metodeanmeldelse for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet* til Forsyningstilsynet har Energinet redegjort for, at bidragsandelen for afbrydelige systembrugere til de omkostninger, som følger anlægsmassen, bør være på 33,3 %. Dette skyldes, at (n-2) -sikkerheden er til stede i de største dele af nettet og specielt i det dybe net, hvor strækningerne er længst og omkostningerne til netforstærkninger derfor er størst.

Overvejelserne om værditilbud for systembrugere med begrænset netadgang fremgår af afsnit 2.7 i metoden for begrænset netadgang:

"Hovedrationalet bag et afbrydelighedsprodukt er, at man potentielt kan undgå at etablere ekstra flersidig forsyning (eller et eller flere forsyningsben mindre) hele vejen igennem nettet, både lokalt i det nære net og også i det dybe net. Der er potentielt en meget stor besparelse for det samlede system.

Da det er forholdsvist sjældent, at de enkelte forbindelser i transmissionsnettet ikke er til rådighed, så vil systembrugere med begrænset netadgang i alle normalsituationer kunne trække på nettet i betydeligt omfang, i hvert fald op til et vist niveau af afbrydeligt forbrug. Det rejser dermed spørgsmålet, hvorledes man ift. prisfastsættelsen skal balancere den undgåede investering i forhold til det træk på det kollektive elnet, som systembrugere også giver anledning til.

Da anlægsmassen under alle omstændigheder er etableret og også skal opretholdes på længere sigt af hensyn til de almindelige systembrugere med fuld netadgang, kunne man i teorien argumentere for, at afbrydelige systembrugere ikke "giver anledning til" omkostninger til anlægsmassen. Dette gælder vel at mærke ikke kun forrentning og afskrivning af anlægsmassen. Det gælder også drift og vedligehold af anlægsmassen, idet omkostninger til drift og vedligehold i alt væsentligt er uafhængige af, hvor meget energi der transporteres igennem nettet og derfor primært afhænger af anlægsmassens størrelse.

Men på den anden side virker det ikke som et "rimeligt" kriterie, at afbrydelige systembrugere skulle kunne benytte sig af en eksisterende og værdifuld infrastruktur, som er finansieret af andre netbrugere, uden at skulle betale noget som helst for det."

Den præcise begrundelse for det forholdsmæssige bidrag på 1/3 fremgår af afsnit 5.2.5 i metoden for begrænset netadgang:

"Metoden er udarbejdet ud fra den betragtning, at anlægsmassen i transmissionsnettet – hvis der ikke skulle være nogen som helst garanti for forsyningssikkerhed – kunne forsyne op til 3 gange så stort et forbrug. Idet de afbrydelige systembrugere netop ikke har nogen garanti for forsyningssikkerhed, og idet udgangspunktet er, at det samme net ville kunne betjene et 3 gange så stort forbrug af afbrydelige systembrugere, er det derfor omkostningsægte og rimeligt, at bidragssatsen for afbrydelige systembrugere – fsva. den del af omkostningerne i nettariffen, som følger anlægsmassen – sættes til 1/3 af, hvad systembrugere med fuld netadgang skal bidrage med."

Idet konceptet med begrænset netadgang er, at afbrydelige systembrugere ikke giver anledning til ekstra kapacitetsomkostninger, vil der – alene ud fra argumenter om omkostningsægtighed – ikke kunne argumenteres for, at en afbrydelig systembruger skal bidrage til kapacitetsomkostninger i nettet. Dette gælder vel at mærke, uanset om det er i form af en energibetaling eller en kapacitetsbetaling. Som det fremgår af metoden for begrænset netadgang for forbrug, er tariffen da heller ikke alene fastsat ud fra et kriterie om omkostningsægtighed, men derimod ud fra et kriterie om omkostningsægtighed og rimelighed set under ét.

Det er Energinets holdning, at det helt grundlæggende ikke er rimeligt, at systembrugere med begrænset netadgang skal kunne benytte sig af en eksisterende og værdifuld infrastruktur, som er finansieret af andre netbrugere, uden at skulle betale noget som helst for det.

I metodeanmeldelse for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet har Energinet beskrevet, at metoden for begrænset netadgang og tariffen for metoden er udarbejdet ud fra tilgangen, at anlægsmassen i transmissionsnettet vil kunne forsyne op til 3 gange så

stort et forbrug, hvis der ikke skulle garanteres el-forsyningssikkerhed. Den anmeldte tarif for begrænset netadgang er derfor – fsva. den del af nettartiffen, der bidrager til at dække omkostninger, som følger anlægsmassen – sat til 1/3 af tarifniveauet for netbrugere med fuld netadgang. (Og der er ingen forskel fsva. den del af nettartiffen, der dækker nettab.)

Det er Energinets holdning, at denne nye tarifmetode med kapacitetsbetaling for nettarif for TSO-tilsluttet forbrug ikke ændrer ved, at bidragsandelen for afbrydelige systembrugere til de omkostninger, som følger anlægsmassen, forholdsmæssigt skal være på 1/3 ift. systembrugere med fuld netadgang, og at kapacitetsbetalingen for forbrug med begrænset netadgang derfor bør være på 1/3 af kapacitetsbetalingen for forbrug med fuld netadgang.

Høringssvarene giver ikke anledning til revision af metoden.

2.3 Begrænset netadgang for en selvvalgt del af kapaciteten

Better Energy, Arcadia eFuels, CIP, European Energy, Dansk Erhverv, Brintbranchen, Green Power Denmark og Dansk Industri opfordrer til, at Energinet videreudvikler det tilbud om begrænset netadgang, som Energinet har metodeanmeldt til Forsyningstilsynet og som efter høringsperioden for nettartiffen er blevet godkendt. De ønsker, at det bliver muligt at indgå aftaler om begrænset netadgang for en selvvalgt del af nettilslutningsaftalen (også kaldet stablet begrænset netadgang). Det er for eksempel vigtigt for driften af et PtX-anlæg, hvor et minimumsdriftsniveau skal kunne opretholdes. Det vil desuden optimere nettartiffen og sikre det bedste mulige samspil mellem direkte linjer og det kollektive net, når markedets prissignal giver grundlag for dette – blandt andet kan det øge mulighederne for at udbyde systemydelser til balancering af det kollektive net.

Energinets bemærkninger:

Energinet har netop modtaget en afgørelse fra Forsyningstilsynet på Energinets metodeanmeldelse af *Begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet*. Energinet vil begynde at undersøge mulighederne for at udvide tilbuddet, så det bliver muligt at indgå aftaler om begrænset netadgang for en selvvalgt del af den kapacitet, som forbrugeren kan trække fra det kollektive net. Dette vil dog ikke kunne nås inden anmeldelsen af denne metode og derfor giver høringssvarene på nuværende tidspunkt ikke anledning til revision af metoden.

2.4 Løbende tilpasning af nettilslutningsaftaler

Dansk Erhverv, Dansk Industri, Ørsted og European Energy bakker op om en kapacitetstarif, der opgøres ud fra et aftalt træk, som følger af nettilslutningsaftalen indgået med Energinet. Det giver transmissionstilsluttede systembrugere et incitament til kun at bestille den kapacitet, som brugeren forventer at få brug for. Energinet bør muliggøre løbende revision af nettilslutningsaftaler, så tarifieringsgrundlaget afspejler store elforbrugeres reelle behov for trækningskapacitet.

Green Power Denmark skriver, at det er uklart, hvorfor forbrugeren først kan reducere den aftalte netkapacitet fem år efter, man har tilsluttet sig, hvis man ønsker at reducere sin udvekslingskapacitet.

Energinets bemærkninger:

Det er allerede i dag muligt at tilpasse nettilslutningsaftaler løbende.

Et ønske om højere kapacitet end der fremgår af nuværende/til enhver tid gældende nettilslutningsaftale vil kræve en screeningsproces og i øvrigt følge Energinets almindelige proces for

nettilslutning som beskrevet på Tredjepartsportal for nettilslutning på Energinets hjemmeside [Customer Service Portal - Customer Support \(service-now.com\)](https://www.energinet.dk/Service/Service-Portal).

Et ønske om lavere kapacitet end der fremgår af nuværende nettilslutningsaftale kan umiddelbart imødekommes, jævnfør dog den 5-årige karenstid for nytilsluttede anlæg/kapacitetsudvidelser. Hvis en forbruger ønsker at reducere kapaciteten efter karenstiden, medfører det, at Energinet kan disponere kapaciteten til anden side. Forbrugeren har derved ikke sikkerhed for, at den afgivne kapacitet vil være til rådighed, hvis forbrugeren på et senere tidspunkt måtte ønske at hæve kapaciteten igen.

En forøgelse af effekten vil medføre en screening til afdækning af kapaciteten.

Bestemmelsen om karenstiden på fem år er metodeanmeldt i *metodeanmeldelse for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet*, hvoraf det i afsnit 3.7 fremgår, at:

"Karenstiden skal sikre, at en systembruger ikke kan bede om fuld netadgang et sted uden tilstrækkelig kapacitet og derfor aftale tilslutning med "Midlertidigt begrænset netadgang", hvorefter systembrugeren skifter mening eller reducerer sit leveringsomfang og ønsker begrænset netadgang inden eller kort tid efter, at nettet er udbygget. Det ville være en situation, hvor de øvrige systembrugere ville sidde tilbage med regningen for anlæggene, da tilslutningsbidrag for forbrugsanlæg kun vedrører omkostningerne til tilslutning i stationen og ikke omkostninger til udvidelser i det bagvedliggende net.

Karenstiden starter, når systembrugeren tilmelder sig "Midlertidigt begrænset netadgang" og slutter 5 år efter, at systembrugeren overgår fra "Midlertidigt begrænset netadgang" til fuld netadgang. Dvs. 5 år efter, at netforstærkninger som følge af tilslutningen af den pågældende systembruger er etableret og sat i drift.

Karenstiden sættes til 5 år, idet det vurderes at være en rimelig balance imellem:

- *at en systembruger på den ene side ikke skal være låst til en fuld netadgang i urimeligt lang tid,*
- *samtidig med at det så vidt muligt skal sikres, at systembrugeren via sin tariffbetaling når at give et væsentligt bidrag i et rimeligt antal år til forrentning og afdrag af transmissionsnettet, hvor afskrivningstiden er på 40 år."*

I anmeldelsen af *tarifmetode for nettarif for TSO-tilsluttet forbrug* vil Energinet præcisere, at hovedprincippet er, at karenstiden på fem år også finder anvendelse ift. en systembrugers ønske om at reducere sit leveringsomfang men fortsat med fuld netadgang i de tilfælde, hvor Energinet har afholdt omkostninger til netforstærkninger ved nettilslutningen af systembrugeren, og at karenstiden slutter som beskrevet i afsnit 3.7 i metoden for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet, dvs. 5 år efter, at systembrugeren er overgået til fuld netadgang.

Der er ingen karenstid, hvis Energinet ikke har afholdt omkostninger til netforstærkninger i forbindelse med nettilslutningen.

Det vil også blive præciseret, at hvis en systembruger ønsker at reducere kapaciteten i sin nettilslutningsaftale, samtidig med at systembrugeren er bundet af en karenstid, så kan Energinet dispensere helt eller delvist fra karenstiden, hvis der er en anden systembruger, der ønsker at overtage kapaciteten.

Alle aftaler om kapacitet i nettilslutningsaftalerne følger Energinets almindelige proces for nettilslutning og er ikke en del af tarifmetoden.

2.5 Håndtering af nettilslutningsaftaler for eksisterende forbrug

Det er ikke alle eksisterende TSO-tilsluttede forbrugsanlæg, som har en nettilslutningsaftale med Energinet og de angivne kapaciteter på forbrugsanlæggene er ikke nødvendigvis tilstrækkelig præcise til afregningsformål. Ørsted opfordrer til, at der udarbejdes en smidig proces for fastlæggelse af kapacitetstræk til afregningsformål, som ikke påvirker de øvrige nettilslutningsbetingelser for forbrugsanlæggene – dette kunne være i form af et bilag til de øvrige nettilslutningsvilkår.

Energinets bemærkninger:

Energinet ønsker også en smidig proces for eksisterende anlæg, der ikke har indgået en nettilslutningsaftale. Som udgangspunkt anvender Energinet i samarbejde med anlægsejer mærkepladeeffekter eller anden dokumentation fra anlæggene ved fastsættelse af kapaciteten i nettilslutningsaftalen. De øvrige nettilslutningsbetingelser/tekniske egenskaber for forbrugsanlægget vil som udgangspunkt blive baseret på de anlægsegenskaber, herunder forbedringer som er sket over tid, som kan findes for det pågældende anlæg.

2.6 Spotprisdifferentieret nettabstarif

Better Energy, CIP, Arcadia eFuels, European Energy, Brintbranchen, Ørsted, CIP og Dansk Industri støtter op om Energinets forslag om en spotprisafhængig energitarif til at dække omkostninger forbundet med nettab:

- Nettabstariffen vil være mere omkostningsægte, da den i højere grad afspejler Energinets reelle omkostninger til nettab, som afhænger af spotprisen time for time.
- En tidsdifferentieret tarif, der varierer med elprisen på timebasis, er en fornuftig tilgang, der skaber incitament til at agere fleksibelt i forhold til spotmarkedet.
- Endelig vil der være en tendens til, at spotprisen er billigere, når elektriciteten er grøn. Dermed gives også incitament til at forbruge mere klimavenligt med den nye metode.

Dog skriver European Energy, Brintbranchen og Ørsted, at en spotprisdifferentieret nettabstarif er mere kompleks og opfordrer til, at Energinet redegør yderligere for fastsættelsen af mark-up-prisen og tabskoefficienten, som indgår i energitariffen.

Ligeledes opfordrer Dansk Erhverv, European Energy, Dansk Industri til, at Energinet på forhånd fastsætter et loft for både mark-up-prisen og tabskoefficienten, idet en vis sikkerhed omkring størrelsen på nettartiffens komponenter har afgørende betydning for businesscasen for investering i PtX-anlæg.

Energinets bemærkninger:

Nedenfor er eksempler på, hvorledes tabskoefficient og mark-up fastsættes. Disse eksempler vil blive skrevet ind i metodeanmeldelsen.

Tabskoefficient (Beregningseksempel)			
(1)	Forbrug	GWh	36.650
(2)	Nettab i transmissionsnettet*	GWh	920
(3)	- heraf finansieret af flaskehalsindtægter (10 %)	GWh	92
(4)	- heraf finansieret af transitkompensation (20%)	GWh	184
(5)	- heraf nettab i 132/150 kV transformere (estimeret)	GWh	100
(6)=(2)-(3)-(4)	Nettab i transmissionsnettet, der indgår i tabskoefficient	GWh	544
(7)=(6)/(1)	Tabskoefficient	Pct.	1,5%

* Eksklusiv nettab på udvekslingsforbindelser, der som udgangspunkt er fuldt finansieret af flaskehalsindtægter og transitkompensation

Tabel 1 Eksempel på beregning af tabskoefficient

Mark-up (Beregningseksempel)			
(1)	Nettab i transmissionsnettet	GWh	544
(2)	Opreguleringsbehov	%	10%
(3)	Nedreguleringsbehov	%	-10%
(4)=(1)*(2)	Balancekraft opregulering	GWh	54
(5)=(1)*(3)	Balancekraft nedregulering	GWh	-54
(6)	Gennemsnitlig spotpris	DKK/MWh	500
(7)	Ubalancepris ved opregulering (spotpris + 35 kr/MWh)	DKK/MWh	35
(8)	Ubalancepris ved nedregulering (spotpris - 35 kr/MWh)	DKK/MWh	-35
(9)=[(6)+(7)]*(4)	Omkostning ved opregulering	1.000 kr.	29.104
(10)=[(6)+(8)]*(5)	- Indtægt ved nedregulering	1.000 kr.	-25.296
(11)=(9)+(10)	Samlet betaling for regulering	1.000 kr.	3.808
(12)=(11)/(1)	Mark-up	DKK/MWh	7

Tabel 2 Eksempel på beregning af Mark up

Energinet vil ikke fastsætte et loft for mark-up og tabskoefficient, da Energinet skal have dækket omkostningerne til nettab via tariffen. Hvis Energinet fastsatte et loft på mark-up og tabskoefficient og dette blev overskredet, så ville et resulterende underskud enten skulle opkræves hos øvrige systembrugere eller tages af egenkapitalen.

Energinet vurderer, at i forhold til nuværende tarifstruktur, så vil indførelsen af en spotprisafhængig nettabstarif gøre det nemmere for udviklere at vurdere business casen for PtX-anlæg, da prognoser for spotpriser i forvejen indgår i business casen.

Energinet vurderer for nuværende, at tabskoefficienten ligger omkring 1,2-2,0 % afhængig af blandt andet andelen af VE-produktion og transit. Mark-up forventes at ligge i intervallet 5-25 kr./MWh, afhængig af blandt andet prisudviklingen i energimarkedene.

2.7 Offentliggørelse af nettabstarif

Green Power Denmark mener, at en spotprisafhængig nettabstarif virker administrativ tung og kan være svær at få til at fungere i praksis. Derfor efterspørger Green Power Denmark nogle eksempler, der forklarer tidsforløbet med fastsættelse af energitariffen, fx hvor længe før driftstimen, forbrugeren kender tariffen i forhold til planlægning af produktion.

Energinets bemærkninger:

Niveauet på nettabstariffen kendes dagen før driftsdøgnet, når elspotprisen udmeldes fra børserne. Energinet planlægger ikke at udsende en daglig oversigt over niveauet for nettabstariffen for det kommende døgn. Der er tale om få meget store forbrugere, hvor Energinet antager, at elspotprisen i forvejen udgør en væsentlig parameter i disse systembrugeres produktionsplanlægning. Derfor vurderer Energinet, at det er tilstrækkeligt at udmelde tabskoefficient og mark-up en gang årligt i forbindelse med den øvrige tarifudmelding.

2.8 Kommentarer til variable i nettabstarif

Green Power Denmark undrer sig over, at mark up og tabskoefficient ikke også bliver geografisk differentieret ligesom elspotprisen. Ligeledes sættes der spørgsmålstegn ved anvendelsen af en årlig gennemsnitlig tabskoefficient fremfor anvendelsen af marginale tabskoefficienter, der ville gøre tariffen mere omkostningsægte.

Energinets bemærkninger:

Energinet har fravalgt anvendelsen af geografisk differentierede tabskoefficienter og mark-up samt marginale tabskoefficienter for at holde kompleksiteten i nettabstariffen nede. Særligt geografisk differentierede tabskoefficienter vil være komplicerede at indarbejde på grund af ITC-transitkompensationsordningen og hertil hører, at marginale tabskoefficienter ville skulle være geografisk differentierede, hvis de skulle anvendes.

Energinet henviser desuden til afsnit 2.14 om geografisk differentiering.

Det er rigtigt, som Green Power Denmark anfører, at en årligt fastsat nettabskoefficient ikke nødvendigvis afspejler det gennemsnitlige nettab i en given time og at nettabstariffen ikke afspejler den marginale ændring i Energinets omkostninger til nettab som følge af en marginal ændring i forbruget, når det gennemsnitlige nettab afviger fra det marginale nettab. Dette vil blive håndteret via en over-/underdækningsregulering det efterfølgende år. Uanset hvad, så er der også i den nuværende flade energitarif både en mark up og en tabskoefficient for nettab, hvor nettabene så opkræves ift. systembrugernes kWh-forbrug med en gennemsnitlig kWh-tarif, uanset om de trækker fra nettet, når spotprisen – og dermed Energinets indkøbspris for nettabene – er høj eller lav. Så den nye metode sikrer, at opkrævningen af nettab bliver mere omkostningsægte svarende til Energinets indkøbspris, når nettabene opkræves ift. spotprisen i de enkelte timer, mens evt. usikkerheder omkring mark up og tabskoefficient er uforandrede.

Høringssvaret giver ikke anledning til revision af metoden.

2.9 Præcisering af tarifiering af direkte linjer

Brintbranchen og Ørsted mener, at metoden med fordel kan tydeliggøre, hvordan tarifiering af direkte linje kunder skal ske – altså at afregning af kapacitetstariffen sker på baggrund af den aftalte udvekslingskapacitet i forbrugsretningen, og at afregning af nettabstariffen udelukkende sker for det forbrug, som udveksles med det kollektive net.

Energinets bemærkninger:

Det fremgår af §1 i metoden, at den finder anvendelse for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem og det er forklaret uddybende i afsnit 3.1 i metodeanmeldelsen, at det vedrører systembrugere, der er tilsluttet direkte på transmissionsnettet inklusive egenproducenter og direkte linjer for så vidt angår deres træk fra nettet. Tarifmetoden skelner således

ikke mellem systembrugere med direkte linjer og andre systembrugere tilsluttet transmissionsnettet og Energinet er enig med Ørsted og Brintbranchens udlægning af tarifieringen af direkte linjer.

Energinet vil præcisere i § 4, stk. 3, at Energinet opkræver TSO-nettariffen ud fra den i nettilslutningsaftalen aftalte udvekslingskapacitet *i forbrugsretningen* i tilslutningen til transmissionsnettet. I § 5, stk. 7, vil det blive præciseret, at Afregningsgrundlaget for nettabstariffen er systembrugerens aftag fra det *kollektive net*.

2.10 Gennemsigthed omkring indtægtsdækkede omkostninger

Ørsted opfordrer til at tydeliggøre, hvilke omkostningselementer i kapacitetstariffen, der dækkes af andre indtægter end forbrugstariffer og tilsvarende hvilke omkostningselementer i nettabstariffen, der dækkes af andre indtægter end forbrugstariffer.

Energinets bemærkninger:

I metodeanmeldelsen vil Energinet præcisere, om det er omkostningselementer i kapacitetstariffen eller omkostningselementer i nettabstariffen, som dækkes af henholdsvis nettarif for produktion, transitkompensation og flaskehalsindtægter. Det fremgår også af nedenstående skema.

Omkostningselement	Indfødningsstarif og tilslutningsbidrag produktion	Transit- kompensation	Flaskehals- indtægter	Nettabstarif forbrug	TSO-nettarif forbrug
Nettab		X	X	X	
Afskrivning og forrentning af elnet	X	X	X		X
D&V af elnet	X	X	X		X
Specialregulering					X
Omk. til udenlandske net			X		(X)

Tabel 3 Indregning af indtægter fordelt på omkostningselementer

2.11 Omkostningsfordeling ved begrænset netadgang

Green Power Denmark beder Energinet om at redegøre for, at reduktionen i effektbetalingen for afbrydelige kunder er omkostningsægte, og at der ikke samtidigt sker en stigning i tarifopkrævningen fra distributionstilsluttede kunder, som ikke er omkostningsægte.

Energinets bemærkninger:

Energinet har redegjort for reduktionen i kapacitetstariffen ved begrænset netadgang i afsnit 2.2.

I metoden, som Energinet sendte i høring, var det foreslået, at elforbruget fra systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem og som har indgået en aftale om begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet med Energinet, skulle indgå med 1/3 vægt i elforbruget ved beregning af TSO-nettarif, hvor forbrug med fuld netadgang i hhv. transmissions og distributionsnettet indregnes med fuld vægt i fordelingsnøglen i vandfaldsmodellen.

Forslaget skulle sikre, at elforbruget fra systembrugere med begrænset netadgang ville blive indregnet i fordelingsnøglen for tarifprovenu i vandfaldsmodellen med den samme bidragsandel på 1/3, som forbrug med begrænset netadgang, også jf. afsnit 2.2, skal tariferes med.

Overvejelser i forlængelse af Green Power Denmarks høringssvar har imidlertid gjort det klart, at forslaget vil have den utilsigtede virkning, at systembrugere med begrænset netadgang kan flytte tarifprovenu mellem transmissions- og distributionstilsluttede systembrugere afhængig af, om systembrugere med begrænset netadgang tilsluttet transmissionsnettet under ét har færre eller flere fuldlasttimer end systembrugerne med fuld netadgang i transmissionsnettet under ét har.

På baggrund af høringssvaret fra Green Power Denmark tilpasses metoden for beregning af kapacitetstariffen, så forbruget fra systembrugere med begrænset netadgang i første omgang *ikke* indgår i opgørelsen af forbruget fra systembrugere, der forsynes fra transmissionsnettet. I stedet medgår den indtægt, som Energinet får fra systembrugere med begrænset netadgang, til at reducere det samlede tarifprovenu, inden det budgetterede tarifprovenu fordeles imellem transmissions- og distributionsniveau vha. fordelingsnøglen for tarifprovenu i vandfaldsmodellen. Denne tilgang vil automatisk sikre, at der anvendes *præcis samme* fordelingsnøgle for omkostningselementer i netpuljen og modregningen af ekstra indtægter fra forbrug med begrænset netadgang, uanset om systembrugerne med begrænset netadgang har få eller mange fuldlasttimer.

Dette indebærer alt i alt, at forbrug med begrænset netadgang *ikke* indgår i fordelingsnøglen i vandfaldsmodellen, samt at tarifprovenuet fra forbrug med begrænset netadgang indregnes og fordeles forholdsmæssigt ligeligt imellem transmissions- og distributionstilsluttet forbrug med fuld netadgang via en indregning af den indtægt Energinet får fra systembrugere med begrænset netadgang. Denne tilgang sikrer, at det ønskede tarifprovenu fordeles udelukkende ift. forbruget fra forbrug med fuld netadgang, hvilket netop er den gruppe af systembrugere, som nettet er dimensioneret af hensyn til, mens tarifprovenuet fra systembrugere med begrænset netadgang, som der *ikke* er dimensioneret net til, genererer en ekstra indtægt, som derefter fordeles forholdsmæssigt ligeligt på samme måde som omkostningerne i netpuljen.

2.12 Gennemsigtighed i tarifberegning

Green power Denmark skriver, at det kan være svært at gennemskue præcis, hvordan netpuljeomkostninger fordeles til TSO- og DSO-kunder og herefter fordeles på kapacitetstarif og energitarif. Brintbranchen skriver, at metoden bør udbygges med et afsnit om, hvordan tariffen forventes af blive fastsat, herunder med forventet størrelsesorden for den.

Energinets bemærkninger:

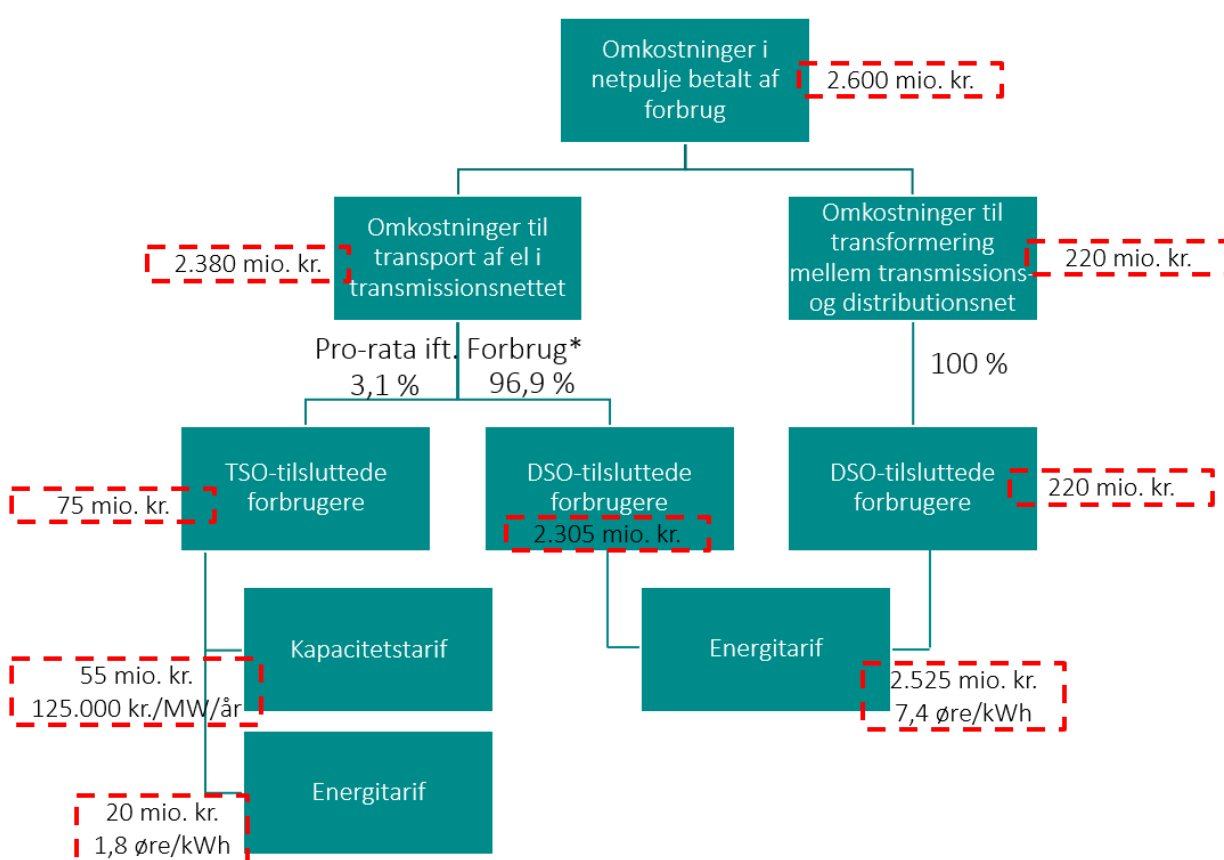
Omkostningsfordelingen på grupper af systembrugere og tarifelementer fremgår af figur 4 i afsnit 3.3 i metodeanmeldelsen og Energinet vil tydeliggøre dette med et eksempel, som også er angivet nedenfor i Tabel 4. Eksemplet tager udgangspunkt i Energinets nettarif for 2023, men korrigeret for de ekstraordinære flaskehalsindtægter, der blev indregnet i 2023 for at reducere tariffen som et led i Folketingets aftale om vinterhjælp med det formål at afbøde de stigende energiregninger afledt af krigen i Ukraine. Tariffer og omkostninger er særligt følsom for udsving i elspotpriser, flaskehalsindtægter og ønsket trækningskapacitet.

Energidata	TSO-net	DSO-net	I alt
Forbrug (GWh)	1.100	34.000	35.100
Forbrugsandel (Pct.)	3,13%	96,87%	100%
Estimeret aftalt kapacitetstræk (MW)	450	N.A.	

Omkostninger i netpulje betalt af forbrug (mio. kr.)	Omk. til transport af el i T-nettet	Omk. til transformering mellem T- & D-nettet	Omk. i alt	Indgår i nettabstarif	Indgår i kapacitetstarif
Nettab	630	70	700	100%	0%
Transmissionsnet - D&V	280	20	300	0%	100%
Transmissionsnet - Forrentning	640	60	700	0%	100%
Transmissionsnet - afskrivninger	830	70	900	0%	100%
I alt	2.380	220	2.600		

Tabel 4 Data til eksempel på beregning af tarif

Med udgangspunkt i disse data kan omkostningsfordeling og tariffberegning illustreres i nedenstående figur.



*Elforbrug fra brugere, der har indgået aftale om begrænset netadgang for forbrug indgår ikke i kapacitetstariffen. I stedet medgår den indtægt, som Energinet får fra kunder med begrænset netadgang, til at reducere det samlede tarifprovenu (omkostninger i netpulje betalt af forbrug), inden det budgetterede tarifprovenu fordeles imellem transmissions- og distributions-niveau vha. fordelingsnøglen for tarifprovenu i vandfaldsmodellen. I dette eksempel er det dog forudsat, at alle forbrugere har fuld netadgang.

Figur 1 Eksempel på beregning af tarif

2.13 Sammenhængende tarifiering af kunder tilsluttet i transmissions- og distributionsnettet

Green Power Denmark og Ørsted finder det afgørende, at det danske tarifsystem er sammenhængende, herunder Energinets tarifiering af hhv. transmissions- og distributionstilsluttede kunder. Derfor bør Energinet samtidig med indførelsen af en kapacitetsbaseret tarif for systembrugere tilsluttet transmissionsnettet (A0-kunder) indføre en kapacitetsbetaling i Energinets nettarif for store systembrugere tilsluttet i distributionsnetterne (A-høj-kunder, A-lav-kunder og B-høj-kunder). Det bør ske, dels fordi det er omkostningsægte, og dels fordi der ellers vil

blive meget stor forskel mellem Energinets tarifiering af elforbrugere tilsluttet på hhv. transmissions- og distributionsniveau, hvilket vil give u hensigtsmæssige incitamenter for tilslutningen af nye forbrugsanlæg, der ligger i grænsefeltet mellem en høj DSO-tilslutning og en TSO-tilslutning.

Energinets bemærkninger:

Energinet vil på lidt længere sigt etablere et nyt kundeforhold, så nettariffen for forbrug fra de DSO-tilsluttede kunder fremadrettet opkræves ved de fysisk tilsluttede distributionsnet (kaldet TSO-DSO-modellen) fremfor som nu hos slutkunderne i DSO-nettet (kaldet slutkunde-modellen). Herved kommer hele Energinets nettarif til at blive opkrævet direkte ved de fysisk tilsluttede kunder; dvs. ved distributionsnettene og ved de store forbrugere i transmissionsnettet. Det vil bringe overensstemmelse mellem den fysiske leverance gennem transmissionsnettet og kundekredsen. TSO-DSO-modellen skal udvikles i samarbejde med Green Power Denmark og det forventes, at en sådan model kan virke fra 2027. Energinet forventer, at TSO-DSO-modellen på mange områder vil ligne den her foreslåede opkrævningsmodel for TSO-tilsluttede systembrugere omend der er forskelle til distributionsnettet, som der skal tages højde for.

Energinet er enig i synspunkterne, som Ørsted og Green Power Denmark fremfører og derfor arbejder Energinet på en ændret tarifmetode for systembrugere tilsluttet højspænding i distributionsnettet, der kan virke allerede fra 2025 og indtil en TSO-DSO-model kan implementeres. Denne midlertidige tarifmodel (kaldet trædestens-modellen) vil også indeholde et vist kapacitetselement. Energinet præsenterede de foreløbige overvejelser omkring denne opkrævningsmodel på et aktørmøde den 22. juni 2023 og forventer at sende et forslag i høring i 2. halvår 2023.

2.14 Geografisk differentiering

Brintbranchen, CIP og Ørsted opfordrer Energinet til at se nærmere på, om der kan opnås en mere omkostningsægte tarifiering ved at indføre geografisk differentiering af forbrugstarifferne og de skriver, at en mulig tilgang til at implementere denne differentiering kunne være baseret på den eksisterende geografiske differentiering af indfødningsstariffen. Ved at differentiere kapacitetstariffen geografisk vil incitamentet til samplacering af produktion og forbrug øges, hvilket vil bidrage til at reducere belastningen og udbygningen af det kollektive elnet samt nettab.

European Energy ser frem til at modtage Energinets forslag til metode for lokal kollektiv tarifiering og geografisk differentierede forbrugstariffer for elforbrugere tilsluttet i det danske TSO-net, som er vedtaget ved lov pr. 1. maj 2023. For at fremme hensigtsmæssig placering af PtX anlæg og VE-produktion, mener European Energy, at nettariffen skal suppleres med en passende tarifstruktur for både lokal kollektiv tarifiering og geografisk differentierede forbrugstariffer.

Energinets bemærkninger:

I nærværende foreslåede tarifmodel er der kun et lille element af geografisk differentiering i den spotprisafhængige energitarif, der vil variere med forskellene i områdepriserne mellem DK1 og DK2. Ligeledes giver metoden for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet indirekte et incitament til at placere forbrugsanlæg, der hvor risikoen for afbrydelser er mindst, dvs. i produktionsoverskudsområder.

Forsyningstilsynet har bedt Energinet om en redegørelse for omkostningsægtheden ved geografisk differentiering i producentbetalingen – særligt indfødningsstariffen. Energinet er ved at udarbejde denne redegørelse til Forsyningstilsynet.

Energinet vil efterfølgende vurdere, om der skal indføres mere geografisk differentiering i forbrugstarifferne, men har i denne omgang valgt at prioritere en hurtigere metodeanmeldelse af en kapacitetstarif højest. Udviklingen af en langtidsholdbar model for geografisk differentierede forbrugstariffer er komplekst, blandt andet fordi Energinet på forbrugssiden ikke har tilslutningsbidrag af samme type som for produktion. Energinet vil i den forbindelse invitere til aktørworkshops om geografisk differentierede forbrugstariffer, hvor vi søger inputs til metoder for differentiering i løbende tariffer og/eller tilslutningsbidrag.

Høringssvarene giver ikke anledning til revision af metoden.

2.15 Mulige synergier ved at placere forbrug og produktion bag samme nettilslutningspunkt

Ørsted skriver, at Energinet bør redegøre for, hvorvidt der vil være nogle synergier/netbesparelser ved at placere forbrug og produktion bag samme nettilslutningspunkt. Ørsted henviser til ACER's rapport om DSO og TSO tarifmetoder i Europa fra januar 2023, hvor ACER anbefaler, at der i tariffastsættelsen tages højde for potentiel 'cost-offsetting' drevet af netværksbrugere, som både forbruger og indfører i nettet. Ørsted mener, at det er relevant for denne tarifmetode, som også vil gælde for prosumers, såsom direkte linje kunder.

Corre Energy opfordrer Energinet til at overveje, om der skal oprettes en ny, selvstændig kategori for aktører, der leverer systemydelser og lagring til elnettet og som ikke skal være underlagt både forbrugs- og produktionstariffer (såkaldt dobbelttarifiering). Lagringsanlæg mv., som forsyner elnettet med el i perioder, hvor der er et underskud af vedvarende energi skal betragtes som omfordeler af energi på lige fod med andre aktører som udlandsforbindelser.

Energinets bemærkninger:

Energinet tager allerede højde for synergier ved at placere forbrug og produktion bag samme nettilslutningspunkt i tilslutningsbidragene for henholdsvis forbrugs- og produktionsanlæg. Direkte linjer og egenproducenter skal således kun betale det højeste af tilslutningsbidraget for produktion og tilslutningsbidraget for forbrug ved tilslutning til det kollektive net.

Energinet vil på et senere tidspunkt evaluere tilslutningsbidragene og herunder undersøge, om der skal være bedre symmetri mellem tilslutningsbidrag for produktion og forbrug og desuden i den forbindelse undersøge, om der er behov for at tages yderligere hensyn til samplacering af forbrug og produktion bag samme tilslutningspunkt.

Ved implementeringen af elmarkedsdirektivet i national lovgivning blev principper for tarifiering berørt i de almindelige bemærkninger til elforsyningsloven. I bemærkningerne skriver Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, at kravet om, at tarifferne skal være omkostningsægte bevirker, at ydelserne som udgangspunkt skal bruttoafregnes. Bruttoafregning bevirker i denne forbindelse, at der sker en særskilt opgørelse for den elektricitet, der leveres til nettet og den elektricitet, der forbruges fra nettet. Ministeriet vurderer, at dette er i overensstemmelse med kravet i elmarkedsdirektivets artikel 15, stk. 2, litra e.

Høringssvarene giver ikke anledning til revision af metoden.

2.16 Analyse af konsekvenser

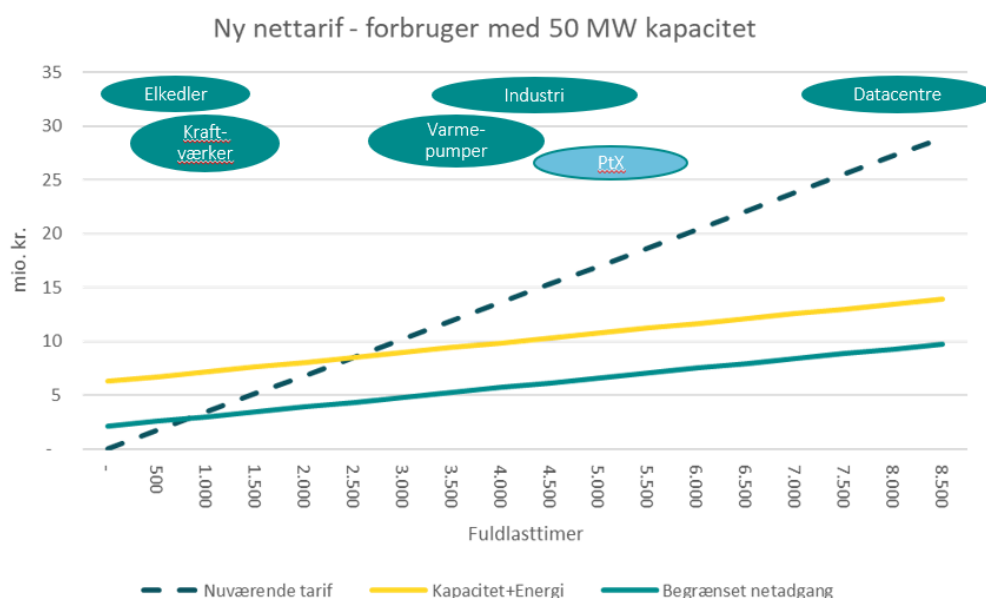
Dansk Erhverv efterspørger en analyse af konsekvenserne af de incitamenter, som er indeholdte i den foreslåede tarifmodel. Dette kunne være konsekvenserne af størrelserne på PtX-anlægs nettilslutninger, som kan forventes at være betydeligt mindre end forbruget og produktionen i anlæggene. Kapacitetstareffens konsekvenser for nye og eksisterende elpatroner, som

typisk er enheder med få driftstimer, bør også analyseres. Dansk Fjernvarme foreslår ligeledes, at der udarbejdes en konsekvensanalyse af den nye tarif for forskellige kundegrupper.

Dansk Fjernvarme foreslår desuden, at Energinet gennemfører en række analyser, inden kapacitetstariffer udbredes til en større gruppe af forbrugere udover TSO-tilsluttede forbrugere. Det gælder blandt andet analyser af om vandfaldsprincippet fortsat er omkostningsægte, forholdet mellem kapacitetsbetaling og tilslutningsbidrag, fordeling af omkostninger mellem nye og eksisterende kunder samt tids- og geografisk differentiering af kapacitetstariffer.

Energinets bemærkninger:

Energinet præsenterede på aktørmødet i februar 2023 konsekvensberegninger af de nye tariffere og har i bilag 1 vist beregninger for udvalgte grupper af systembrugere. Dette er også sammenfattet i nedenstående Figur 2, der illustrerer tariffbetalingen under den nuværende nettarif og under en kommende nettarif med fuld og begrænset netadgang. Konsekvensanalyserne vil også blive indarbejdet i metodeanmeldelsen.



Figur 2 Tariffbetaling under nuværende og foreslået nettarif

På lidt længere sigt ønsker Energinet at etablere et nyt kundeforhold, så nettariffen for forbrug fra de DSO-tilsluttede kunder fremadrettet opkræves ved de fysisk tilsluttede distributionsnet fremfor hos slutkunderne i DSO-nettet. Denne tarif vil forventeligt indeholde et kapacitetselement. Energinet og Green Power Denmark samarbejder om at udvikle en TSO-DSO-model og Energinet vil derfor inkludere Dansk Fjernvarmes ønsker til yderligere analyser i dette arbejde.

2.17 Konsekvensvurdering for særegne eksisterende og nye forbrugere

HOFOR bemærker, at omlægningen af tariffen vil være en ulempe for elforbrugende anlæg med et lavt antal årlige fulldlasttimer (mindre end cirka 2.500), f.eks. elkedler. Dansk Fjernvarme og Ørsted anbefaler, at kapacitetstariffen differentieres, så forbrugere med få driftstimer eksempelvis ikke betaler den fulde kapacitetstarif. Det er særligt elkedler, men også opstart af kraftværker, der har få timer, og som rammes hårdt af en kapacitetsbetaling og den foreslåede kapacitetstarif risikerer at have nogle store og urimelige konsekvenser for disse anlæg. Ørsted efterlyser desuden beregninger af tarifmetodens konsekvenser for eksisterende forbrugere.

CTR udtrykker bekymring for, at den foreslåede metode til opkrævning af en ny nettarif, kan have den konsekvens, at der skabes utilsigtede forhindringer for den grønne omstilling i fjernvarmesektoren og sektorkoblingen mellem varme- og elnettet. Bekymringen rettes primært mod, at den nye nettarif kan sænke farten vedr. omstillingen af spids- og reservelastanlæg, som er kendetegnet ved at have relativt få fuldlasttimer og som af hensyn til varmeforsyningssikkerheden ikke vil kunne drage fuld fordel af begrænset netadgang.

Energinets bemærkninger:

Energinet anerkender, at indførelsen af en kapacitetstarif vil øge den samlede regning for systembrugere, som ikke udnytter den kapacitet, som de har til rådighed, særlig meget (skønsmæssigt systembrugere med en benyttelsestid under 2.500 timer/år). Energinet mener ikke, at det er urimeligt, da kapacitetstariffen bedre afspejler de omkostninger, som systembrugeren giver anledning til, da Energinet skal stille kapaciteten til rådighed, uanset hvor meget systembrugeren bruger kapaciteten.

For så vidt angår CTR's synspunkt ift. omstilling af spids- og reservelastanlæg, vil Energinet i øvrigt henlede opmærksomheden på, at fjernvarmesektoren måske med fordel kan skelne imellem, om et anlæg er til spids- eller reservelast. Energinet vil således forvente, at der må være forskel på, hvilken leveringssikkerhed (=kvalitet af netadgang) sådanne anlæg skal have.

- En begrænset netadgang vil formentlig være velegnet til et reservelast-anlæg, idet der kun kan forventes begrænsninger for nødvendig drift af et reservelast-anlæg, hvis der både er en mangel af et varmeanlæg og samtidig er en mangelsituation i elforsyningsnettet. Dvs. at der skal være tale om sammenfald af to uafhængige hændelser, som hver for sig har en lav sandsynlighed.
- Hvis fjernvarmesektoren derimod ønsker stor leveringssikkerhed til et spidslastanlæg, bør de i stedet efterspørge fuld netadgang for dette anlæg.

Det skal bemærkes, at det er præcis sådanne incitamenter og systembrugernes optimeringer ift dette, som er hele det overordnede formål med Energinets omlægning af nettariffen.

Energinet har beregnet konsekvenser af metodeændringerne for forskellige forbrugsanlæg i bilag 1.

3. Høringsliste

Balanceansvarlige
Elleverandører
Netvirksomheder
Systembrugere tilsluttet transmissionsnettet
Ankenævnet på Energiområdet
Brintbranchen
Dansk Byggeri
Green Power Denmark
Dansk Erhverv
Dansk Fjernvarme
Dansk Industri
Datatilsynet
De frie energiselskaber
Decentral Energi
Digitaliseringsstyrelsen
Energiklagenævnet
Energisammenslutningen
Energistyrelsen
Forbrugerrådet
Håndværkerrådet
Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen
Landbrug & Fødevarer
Skatteministeriet
Forsyningstilsynet
Deltagere på aktørmøde i februar 2023

Materialet har desuden været offentliggjort på Energinets hjemmeside: www.energinet.dk under: <https://energinet.dk/EI/Horinger/>

Det betyder også, at alle, der har tilmeldt sig til at få besked, når Energinet sender materiale i høring, vil have fået besked om høringen.

Bilag 1: Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform

Nedenfor vises konsekvensberegninger på Energinets tarifreform med udviklingen fra nuværende energibaserede net- og systemtariffer til

- En nettarif bestående af en kapacitetstarif og en spotprisafhængig nettabstarif med mulighed for begrænset netadgang
- en systemtarif bestående af et abonnement pr. forbrugsmålepunkt og en energibetaling, hvor forbrug over 100 GWh betaler en reduceret systemtarif

Eksempler på eksisterende og nye forbrugstariffer ved individuel tilslutning til TSO-nettet			1) 1.000 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH		2) 1.000 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH		3) 300 MW baseload datacenter 8.760 FLH		4) 100 MW varmepumpe (havvand) med 4000 FLH		5) 100 MW elkedel med 1000 FLH (afbrydelig)		6) 100 MW elkedel med 1000 FLH (FULD rådighed)	
Nominel størrelse på forbrugsanlæg	MW		1.000		1.000		300		100		100		100	
Årligt antal fuldlasttimer for forbrugsanlæg	Antal		5.000		5.000		8.760		4.000		1.000		1.000	
Årsforbrug for anlæg MWh	MWh		5.000.000		5.000.000		2.628.000		400.000		100.000		100.000	
Heraf årsforbrug med begrænset rådighed	MWh		0		5.000.000		0		0		100.000		100.000	
Kapacitet med fuld rådighed	MW		1.000		0		300		100		0		100	
Kapacitet med begrænset rådighed	MW		0		1.000		0		0		100		0	
			FULD Rådighed		Afbrydelig		FULD Rådighed		FULD Rådighed		Afbrydelig		FULD Rådighed	
			1) 1.000 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH		2) 1.000 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH		3) 300 MW baseload datacenter 8.760 FLH		4) 100 MW varmepumpe (havvand) med 4000 FLH		5) 100 MW elkedel med 1000 FLH (afbrydelig)		6) 100 MW elkedel med 1000 FLH (FULD rådighed)	
Med nuværende energitariffer			Enhed	Satser	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh
Nettarif - forbrug			øre/kWh	7,4	370.000.000	7,4	370.000.000	7,4	194.472.000	7,4	29.600.000	7,4	7.400.000	7,4
Nettarif - rabat for TSO-tilslutning			øre/kWh	-0,6	-30.000.000	-0,6	-30.000.000	-0,6	-15.768.000	-0,6	-2.400.000	-0,6	-600.000	-0,6
Nettarif - forbrug - TOTAL			øre/kWh	6,8	340.000.000	6,8	340.000.000	6,8	178.704.000	6,8	27.200.000	6,8	6.800.000	6,8
Systemtarif - forbrug - TOTAL			øre/kWh	6,4	320.000.000	6,4	320.000.000	6,4	168.192.000	6,4	25.600.000	6,4	6.400.000	6,4
Total (NUVÆRENDE) - forbrugstariffer (ved TSO-tilslutning)			øre/kWh	13,2	660.000.000	13,2	660.000.000	13,2	346.896.000	13,2	52.800.000	13,2	13.200.000	13,2
Med nye nettariffer - samt ny systemtarif og mulighed for begrænset netadgang			Enhed	Satser	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh
Nettarif - energielement (kun nettab) *			øre/kWh	1,8	90.000.000	1,8	90.000.000	1,8	47.304.000	1,8	7.200.000	1,8	1.800.000	1,8
Nettarif - kapacititselement - FULD RÅDIGHED			kr./MW/år	125.000	125.000.000	2,5	0	0,0	37.500.000	1,4	12.500.000	3,1	0	0,0
Nettarif - kapacititselement - BEGRÆNSET RÅDIGHED (sats = 1/3 af FULD RÅDIGHED)			kr./MW/år	41.667	0	0,0	41.666.667	0,8	0	0,0	0	0,0	4.166.667	4,2
Nettarif - forbrug - TOTAL					215.000.000	4,3	131.666.667	2,6	84.804.000	3,2	19.700.000	4,9	5.966.667	6,0
Ny Systemtarif (abonnement)			DKK	180	180	0,00	180	0,00	180	0,00	180	0,00	180	0,00
Ny Systemtarif (energitarif) for årsforbrug op til 100 GWh			øre/kWh	4,8	4.800.000	0,10	4.800.000	0,10	4.800.000	0,18	4.800.000	1,20	4.800.000	4,80
Ny Systemtarif (energitarif) for årsforbrug over 100 GWh			øre/kWh	0,48	23.520.000	0,47	23.520.000	0,47	12.134.400	0,46	1.440.000	0,36	0	0,00
Systemtarif - forbrug - TOTAL					28.320.180	0,57	28.320.180	0,57	16.934.580	0,64	6.240.180	1,56	4.800.180	4,80
Total (NY) - forbrugstariffer (ved TSO-tilslutning)					243.320.180	4,9	159.986.847	3,2	101.738.580	3,9	25.940.180	6,5	10.766.847	10,8
Ved spotprisafhængig nettabstarif					DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh
Ved "ens" nettabstarif					90.000.000	1,80	90.000.000	1,80	47.304.000	1,80	7.200.000	1,80	1.800.000	1,80
Ved "spotprisafhængig" nettabstarif					45.000.090	0,90	45.000.090	0,90	47.304.000	1,80	5.760.036	1,44	360.144	0,36
Forskel					44.999.910	0,90	44.999.910	0,90	0	0,00	1.439.964	0,36	1.439.856	1,44

Tabel 5 Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform

Tabellen viser beregningseksempler for forskellige forbrugsanlæg med forskellige antagelser omkring størrelse, antal fuldlasttimer og afbrydelighed.

Beregningseksemplet tager udgangspunkt i Energinets tariffer for 2023, men korrigeret for de ekstraordinære flaskehalsindtægter, der blev indregnet i 2023 for at reducere tarifferne som et led i Folkeetingets aftale om vinterhjælp med det formål at afbøde de stigende energiregninger afledt af krigen i Ukraine.

I det følgende gennemgås eksemplet med en elkedel på 100 MW og et årligt antal fuldlasttimer på 1.000. Det resulterer i et årligt forbrug på 100 GWh. Forbrugsanlægget har fuld netadgang.

Med nuværende tariffer

Med de nuværende tariffer betaler elkedlen tilsluttet TSO-nettet en nettarif på 6,8 øre/kWh og en systemtarif på 6,4 øre/kWh, hvilket samlet set giver en betaling på 13 mio. kr., svarende til 13,2 øre/kWh.

Med nye tariffer

Denne foreslåede metode for ny nettarif for TSO-tilsluttede forbrugere indebærer en nettarif bestående af en kapacitetstarif og en spotprisafhængig nettabstarif. Niveauet for kapacitetstariffen afhænger meget af, hvor megen kapacitet de nuværende tilsluttede systembrugere ender med at efterspørge. I dette eksempel er det antaget at de reducerer deres kapacitet i nettilslutningsaftalen til nuværende peaktræk og det resulterer i en kapacitetstarif på 125.000 kr./MW/år. Hvis alle systembrugere bibeholder den kapacitet, der er i deres nuværende nettilslutningsaftaler, så vil kapacitetstariffen blive reduceret med mere end 50 %.

Kapacitetstariffen for systembrugere med begrænset netadgang er 1/3 af ovenstående kapacitetstarif.

Niveauet for nettabstariffen afhænger meget af elspotpriserne og i dette eksempel er der antaget en elspotpris inklusive mark-up på 120 øre/kWh og en tabskoefficient på 1,5 %, resulterende i en nettabstarif på 1,8 øre/kWh.

Med den nye metode for nettarif betaler elkedlen 14 mio. kr., svarende til en gennemsnitlig betaling på 14,3 øre/kWh.

Betalingen for systemtarif reduceres som følge af indførelsen af abonnementsbetaling på 180 kr./forbrugsmålepunkt/år samt mulighed for reduceret systemtarif for forbrug over 100 GWh. Den gennemsnitlige systemtarif reduceres til 4,8 øre/kWh.

Med den samlede tarifreform vil et elkedlen i eksemplet få øget den gennemsnitlige betaling til 19,1 øre/kWh mod 13,2 øre/kWh med de nuværende tariffer. Såfremt elkedlen vælger begrænset netadgang, vil tariffen blive reduceret til 10,8 øre/kWh.

Ved spotafhængig nettabstarif

Nettabstariffen på 1,8 øre/kWh beskrevet ovenfor er beregnet ud fra en gennemsnitlig elspotpris. Hvis forbrugsanlægget er fleksibelt, vil det kunne forbruge el fra det kollektive net i de timer på året, hvor elspotpriserne er lavest og dermed også opnå en lavere nettabstarif. For elkedlen er det antaget, at det forbruger ved en elspotpris, der svarer til 25 % af den gennemsnitlige elspotpris, fordi elkedlen generelt bruger strøm i de timer hvor prisen er lav. Det resulterer i en besparelse på nettabstariffen på 1,4 øre/kWh.