



NOTAT

METODEANMELDELSE – SYSTEMTARIF – NY OPKRÆVNINGSMODEL

Indhold

1. Indledning.....	2
2. Baggrund og læsevejledning.....	3
3. Retsgrundlag	4
3.1 Elmarkedsdirektivet og Elmarkedsforordningen	4
3.2 Elforsyningsloven.....	5
3.3 Metodeanmeldelse.....	6
3.4 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe.....	7
4. Omkostninger dækket af systemtariffen	8
4.1 Marked/System	9
4.2 Omkostninger til Energinet DataHub A/S	9
4.3 Systemydelse.....	10
4.4 Myndighedstilsyn.....	11
4.5 Regulerkraft	11
4.6 Opsamling.....	11
5. Indførelse af abonnementselement	12
5.1 Fastsættelse af abonnementselement	12
5.2 Periodisk justering af abonnementselement.....	14
5.3 Økonomiske konsekvenser af ændringsforslaget.....	15
5.4 Juridiske grundlag for abonnementslementet.....	16
6. Ny køberkategori for storforbrugere med forbrug over 100 GWh.....	17
6.1 Baggrund.....	17
6.2 Indførelse af ny køberkategori for storforbrugere	19
6.3 Økonomiske konsekvenser	20
6.4 Praktisk implementering af ny køberkategori.	23
6.5 Juridiske grundlag for ny køberkategori	23
7. Høring.....	25
8. Ikrafttrædelse og evaluering.....	25

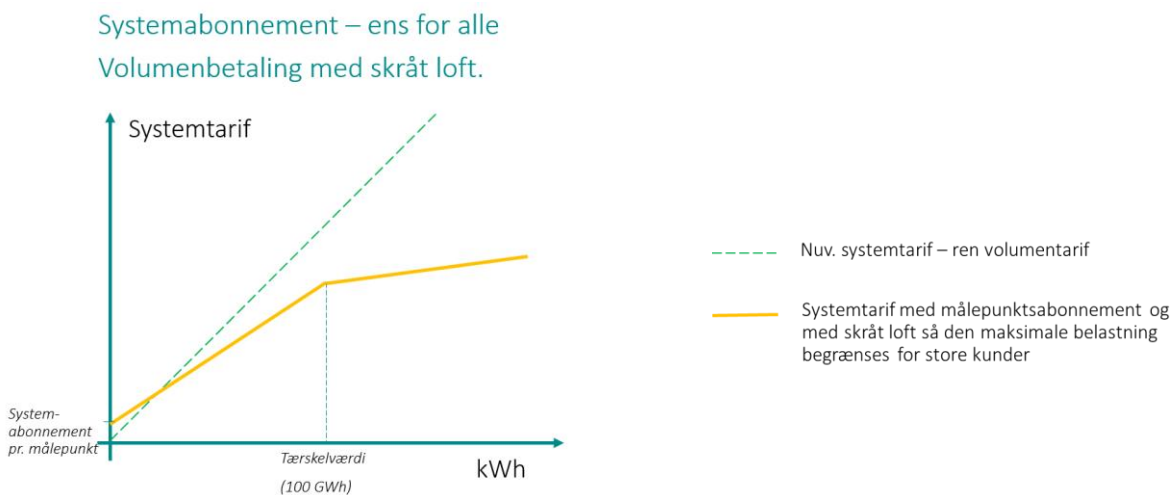
1. Indledning

I dette dokument er der beskrevet en ny metode, som Energinet ønsker at anvende til at opkræve systemtariffen for el.

Energinet ønsker at foretage to ændringer i opkrævningsmodellen for systemtariffen:

1. Indførelse af et abonnementselement pr. forbrugsmålepunkt, E17 (samme abonnement for alle)
 - **Abonnementet er på 180 kr.** (opkræves med 15 kr. pr. måned) og dækker:
 - DataHub-omkostninger (ca. 10 pct. af systemtarifomkostningerne).
 - En andel (ca. 50 pct.) af omkostningerne til Energinet Systemansvar A/S' (eldelen) drift.
 - Samlet set giver det et fast abonnement for alle, som dækker ca. 25-30 pct. af de omkostninger, der dækkes af systemtariffen.
 - Den resterende andel af omkostningerne til Energinet Systemansvar A/S (el-delen) samt alle omkostninger til systemydelse opkræves fortsat som en energibetaling. Gennem abonnementet **reduceres prisen** på den løbende systemtarif således med **omtrent 25-30 pct.**
2. Indførelse af en ny køberkategori for storforbrugere. Disse tariferes med en reduceret energibetaling (øre/kWh) for forbrug over 100 GWh.
 - Over 100 GWh opkræves **10 pct.** af den gældende takst for den fortsatte energibetaling (indtil 100 GWh betales samme tarif som øvrige elkunder).

Princippet i modellen er illustreret i nedenstående figur (ikke målfast):



Figur 1 Nuværende og ny opkrævningsmodel for systemtarif.

Med disse to ændringer er det Energinets vurdering, at systemtariffen i højere grad afspejler den underliggende omkostningsstruktur. Ændringerne medfører en lavere energibetaling (øre/kWh) for alle og nedbringer derved de forvridningseffekter, der er ved at opkræve alle systemomkostningerne på energibetalingen. Balancepunktet for, hvornår det skifter fra at være dyrere end i dag til at blive billigere for en elkunde, ligger ved ca. 10.000 kWh/år.

Samtidig sikrer den nye opkrævningsmodel en mere omkostningsægte tarifiering af den nye storforbruger-kategori, der ellers ville komme til at dække en uproportional stor andel af systemtarifomkostningerne.

Energinet vil gennemføre en evaluering af den nye opkrævningsmodel senest fire år efter den er trådt i kraft.

2. Baggrund og læsevejledning.

Energinet får dækket størstedelen af sine omkostninger til opgaverne som systemansvarlig transmissionsvirksomhed gennem opkrævning af tariffer hos de danske elkunder og gasforbrugere (øvrige indtægtskilder kommer blandt andet fra indfødningsstariffer fra producenter samt flaskehalsindtægter).

Energitilsynet har tidligere truffet afgørelse om at meddele Elkraft System og Eltra, at Energitilsynet kan godkende metoderne for prisfastsættelsen i overensstemmelse med de principper, der fremgår af virksomhedernes notat " Opdeling af den systemansvarlige virksomheds tarifpuljer 1. januar 2005". Godkendelsen er sket med visse nærmere beskrevne forbehold. 3/1307-0300-0074. Afgørelsen findes på Forsyningstilsynets hjemmeside: <https://forsyningstilsynet.dk/el/afgoerelser/godkendelse-systemansvarets-tariffer-i-2005>.

Energinet har siden sin etablering opkrævet disse tariffer som en energibetaling (øre/kWh) med samme tarif på alle forbrugte kilowattimer, men har vurderet, at der nu er opstået et behov for at gøre denne tarifmodel mere omkostningsægte og samtidig sikre, at tarifmodellen også fungerer hensigtsmæssigt under de mange ændringer, der sker i elsystemet i forbindelse med den grønne omstilling. Når Energinet opkræver tariffen som ren energibetaling, øger det prisen på at bruge en ekstra kWh, og det påvirker rentabiliteten i nye investeringsbeslutninger; specielt for store energiforbrugere. Energinets tariffer kan dermed forvride beslutninger om at substituere energiforbrug baseret på fossil energi med forbrug baseret på vedvarende energi, vel at mærke uden reel baggrund i de bagvedliggende omkostningsforhold. Dette medfører et behov for at revurdere Energinets samlede tarifdesign og sikre, at dette både er omkostningsægte og ikke i sig selv modvirker den grønne omstilling.

På baggrund af en gennemgang af Energinets omkostninger, som dækkes gennem systemtariffen, er der i dette dokument beskrevet den nye metode, som Energinet ønsker at anvende til at opkræve systemtariffen for el.

I de følgende afsnit beskrives og begrundes de to ændringer i detaljer:

- I kapitel 3 gennemgås Energinets retsgrundlag for opkrævning af tariffer og fastlæggelse af tarifmetoder.
- I kapitel 4 gennemgås de omkostninger, som Energinet dækker via systemtariffen.
- I kapitel 5 beskrives og begrundes indførelsen af et abonnementslement.
- I kapitel 6 beskrives og begrundes indførelsen af en ny køberkategori for storforbrugere.
- I kapitel 7 beskrives processen om offentlig inddragelse og høring.
- I kapitel 8 beskrives Energinets forventede tidspunkt for ikrafttrædelse, forudsat Forsyningstilsynets godkendelse.

3. Retsgrundlag

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

- Energinet har det fornødne hjemmelgrundlag til at opkræve tariffer.
- Energinet har udsendt metodeforslag i offentlig høring for opkrævningen af tarifferne
- Metodeforslag er anmeldt og godkendt af Forsyningstilsynet, førend Energinet kan opkræve tarifferne. Godkendte metoder skal desuden offentliggøres af Energinet med angivelse af datoen for Forsyningstilsynets godkendelse.

3.1 Elmarkedsdirektivet og Elmarkedsforordningen

På EU-niveau er det især elmarkedsdirektivet¹ og elmarkedsforordningen², der danner grundlag for de nationale regler for tarifopkrævningen.

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

Det følger endvidere af stk. 1, at den metode, der anvendes til at bestemme priserne, på neutral vis skal understøtte systemets samlede effektivitet på langt sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter. Netafgifterne må hverken indebære positiv eller negativ forskelsbehandling af energilagring eller aggregering og må ikke virke hæmmende for egenproduktion, egetforbrug eller deltagelse i fleksibelt elforbrug. Disse priser må ikke være afstandsrelaterede.

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

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

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

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

¹ Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2019/944/EU af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (omarbejdning). Direktivet er herefter benævnt elmarkedsdirektivet. Elmarkedsdirektivet, som trådte i kraft den 4. juli 2019, fastsætter en række krav til medlemsstaternes elmarkedsregulering.

² Europa-Parlamentets og Rådets forordning 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (herefter benævnt elmarkedsforordningen). Elmarkedsforordningen fastsætter en række krav til medlemsstaternes elmarkedsregulering.

3.2 Elforsyningsloven

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

Efter § 73, stk. 1, i elforsyningsloven, skal de kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser efter §§ 69-71, i elforsyningsloven, ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til i overensstemmelse med elmarkedsforordningens artikel 18. Prisdifferentiering af hensyn til effektiv udnyttelse af elnettet og til elforsynings sikkerhed er tilladt. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er kun tilladt i særlige tilfælde over for elkunder. Efter stk. 2 skal de kollektive elforsyningsvirksomheder offentliggøre tariffer og betingelser for brugen af elnettet.

Elforsyningslovens³ bestemmelser om fastsættelse af priser skal fortolkes i overensstemmelse med Elmarkedsforordningens artikel 18's bestemmelser, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt.

Det følger af lovbemærkningerne⁴ til bestemmelsen, at elmarkedsforordningens artikel 18 fastsætter nærmere bestemmelser om, hvorledes prisfastsættelsen af de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelse skal ske, og ændringen præciserer, at der i medfør af elmarkedsforordningens artikel 18 skal tages stilling til flere forhold ved fastsættelsen af nye metodeanmeldelser end, hvad der følger af elforsyningslovens bestemmelser. Dette kan betyde, at fordelingen af prisen, herunder tariffen på de forskellige køberkategorier efter en ny metodeanmeldelse efter elmarkedsforordningens artikel 18, kan variere fra fordelingen i dag.

Af de almindelige bemærkninger fremgår blandt andet:

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

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

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

³ Henvisningen til artikel 18 i § 73 i elforsyningsloven er indsat i ved lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning.

⁴ Bemærkningerne i 2020/1 LSF 67 til lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning.

Det fremgår af de almindelige bemærkninger til elforsyningsloven⁵, at ”der i den engelske version af både elmarkedsforordningen og elmarkedsdirektivet anvendes begrebet ”cost-reflexive”. I den danske oversættelse af elmarkedsdirektivet anvendes begrebet ”omkostningsægte”, mens der i den danske oversættelse af elmarkedsforordningen anvendes begrebet ”afspejler omkostningerne”. Denne forskel skal således udelukkende ses som et udtryk for sproglig variation i de forskellige EU-retsakter, og der kan dermed ikke udledes et materielt forskelligt indhold af de to begreber[...].”

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

I lovbemærkningerne til § 73 fremgår, at der ved køberkategorier tænkes på forskellige grupper af aftagere defineret ud fra størrelsen og karakteren af forbruget:

”... Den foreslåede bestemmelse i stk. 1, 1. pkt., indebærer, at priserne for de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelser skal fordeles på køberne af ydelserne til rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier, således at der ikke kan krydssubsidieres til fordel for bestemte kategorier. Ved kategorier tænkes på grupper af aftagere defineret ud fra størrelsen og karakteren af forbruget og ikke på geografisk afgrænsede grupper, jf. stk. 1, 3. pkt. Hensigten med bestemmelsen er, at det skal være muligt at prisdifferentiere ud fra bestemte brugergrupperes forbrug, fx differentiering mellem industrielle aftagere med et stort forbrug og private husstande med et mindre forbrug. Bestemmelsen skal forstås således, at der ved køberkategorier tænkes på forskellige grupper af aftagere defineret ud fra størrelsen og karakteren af forbruget og ikke på geografisk afgrænsede grupper. Princippet i § 73 i lov om elforsyning er, at prisen for elektricitet skal fastsættes med udgangspunkt i omkostningerne til levering af elektricitet til de pågældende kunder. [...]”

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

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

3.3 Metodeanmeldelse

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

⁵ Bemærkninger til LSF53 til lov nr. 2605 af 28/12/2021.

Det følger af § 76, stk. 2, at for virksomhed, der varetages af Energinet eller denne virksomheds helejede datterselskaber i medfør af § 2, stk. 2 og 3, i lov om Energinet, skal der, for så vidt angår systemansvars- og transmissionsydelser, til Forsyningstilsynet anmeldes priser, tariffer og betingelser for ydelser samt grundlaget for fastsættelsen af disse, herunder leveringsaftaler, efter Forsyningstilsynets nærmere bestemmelse.

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

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

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

Derudover fastsætter elmarkedsforordningens artikel 18 de fælleseuropæiske rammer og principper for brugerne af transmissions- og distributionsnettene.

3.4 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe

Det følger af stk. 10, at Forsyningstilsynet skal tage behørigt hensyn til ACERs rapport⁶ om bedste praksis for metoderne for transmissions- og distributionstariffer, når de fastsætter eller godkender transmission- og distributionstariffer.

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

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

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

⁶ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf og https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf

(15) The transmission tariff structure should reflect the structure of transmission costs. According to the pursued principles, the most suitable tariff basis (capacity, energy and/or lump-sum) and targeted user groups should be determined to compose the tariff structure. The tariff structure can be limited to a single transmission tariff, which covers all allowed costs of the TSO, or the tariff structure can consist of several tariffs, i.e., there is a “primary” transmission tariff and there are other (additional, complementary) charges, which recover specific parts of the TSO costs. The network users may also be subject to tariffs for various non-TSO costs (such as support schemes for renewable energy sources, or co-generation of heat and power, etc.).

(16) [...]

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

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

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

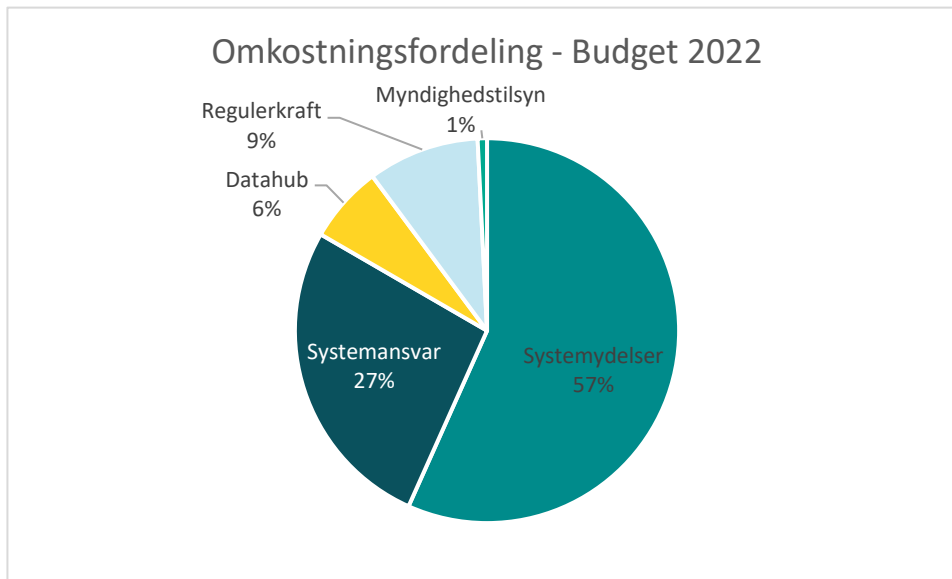
Det fremgår videre af ACERs rapport, at gennemsigtighed opnås igennem offentliggjorte tariffer, som fastlægges på baggrund af en høringsproces:

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

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

4. Omkostninger dækket af systemtariffen

Systemtariffen dækker omkostninger til at opretholde forsyningsikkerheden, herunder omkostninger til forskellige former for systemydelse. Derudover dækker det også en række elrelaterede driftsomkostninger i Energinet til markedsudvikling, net- og systemplanlægning, operationel drift samt drift og udvikling af Energinets Datahub. Omkostningsfordelingen for budget 2022 er vist i Figur 2.



Figur 2 Omkostningselementer i systemtariffen – budget 2022.

En vurdering af hvorledes en mere omkostningsægte tarifiering kan udvikles forudsætter et klart overblik over, hvad der driver omkostningerne i systemtariffen.

4.1 Marked/System

Dette dækker over de elrelaterede omkostninger, som Energinet Systemansvar A/S afholder forbundet med blandt andet planlægning, markedsudvikling, operationel drift af elsystemet mv. Det omfatter også de betydelige IT-omkostninger til blandt andet kontrolcenter mv.

Der er tale om en samlet mængde af omkostninger, der afholdes af hensyn til det samlede el-systems funktionalitet, og er således ikke afhængig af den enkelte forbrugers energiforbrug. Omkostningerne ses heller ikke at kunne differentieres imellem forbrug og produktion eller diverse kategorier af netbrugere. Omkostningerne er derfor ikke direkte drevet af antallet af målere, kWh-forbruget eller kapacitetsbehovet. Men selvom der ikke kan påvises en direkte marginalomkostning ved en lille forøgelse af antallet af målere, kWh-forbruget eller kapacitetsbehovet, er disse omkostninger i et eller andet omfang alligevel drevet af størrelsen af det samlede energisystem. Et stort energisystem vil simpelthen have større omkostninger end et væsentligt mindre energisystem ville have.

4.2 Omkostninger til Energinet DataHub A/S

Energinet skal ifølge § 28 stk. 1, nr. 7 i elforsyningsloven etablere og drifte en DataHub til håndtering af måledata, forbrugsdata m.v. DataHub er et centralt og uafhængigt it-system, som ejes og drives af Energinet DataHub A/S. DataHub har til formål at sikre ensartet kommunikation og standardiserede processer for de professionelle aktører, der agerer på elmarkedet. DataHub håndterer alle måledata og forretningsprocesser for de ca. 3,3 mio. danske elforbrugere. Oplysningerne sikrer et korrekt afregningsgrundlag mellem aktørerne i elmarkedet. Omkostningerne til Energinet DataHub A/S afholdes til håndteringen af data fra målepunkter og følger ikke kWh-forbruget, da omkostningerne ikke ændres ved, om der ved det enkelte målepunkt anvendes få eller mange kWh.

For denne type af omkostninger er det derfor relevant at se på antallet af målepunkter.

4.3 Systemydelse

Energinet har ifølge §§ 27 a-d ansvaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsynings-sikkerhed i Danmark. I den forbindelse har Energinet brug for en række ydelser til at opretholde stabilitet i elsystemet og dermed sikre elforsynings-sikkerheden – disse ydelser kaldes samlet set for systemydelser. Ydelserne er nødvendige for at sikre en robusthed (systemets stabilitet) i elsystemet under både normaldrift og ved genetablering efter fejl.

Systemydelser er klart den største omkostning, der dækkes af systemtariffen og samtidig en omkostning, som forventes at stige i de kommende år. For yderligere beskrivelse af behovet for systemydelser henvises til den årlige rapport *Behovsvurdering for Systemydelser*, der kan findes på [Energinets hjemmeside](https://energinet.dk/El/Systemydelser/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering). (<https://energinet.dk/El/Systemydelser/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>)

Systemydelsesomkostningerne dækker en række forskellige behov, men størstedelen af omkostninger er relateret til kapacitet til sikring af frekvensstabilitet og balancering.

Langt hovedparten af omkostningerne til systemydelser er ikke henførbare til hverken antallet af målere, kapacitet eller til kWh-forbruget/produktionen for enkelte anlæg. Men selvom der ikke kan påvises en direkte marginalomkostning ved en lille forøgelse af antallet af målere, kWh-forbruget eller kapacitetsbehovet, er systemydelsesomkostningerne i et eller andet omfang alligevel drevet af størrelsen af det samlede energisystem. Et stort energisystem vil simpelthen have større omkostninger til systemydelser end et væsentligt mindre energisystem ville have.

Grundlæggende set afhænger behovet for systemydelser af den maksimale effekt, som energisystemet skal understøtte, omend det er vanskeligt at angive en præcis sammenhæng. Kvalitativt kan man dog sige, at behovet for systemydelser stiger med den maksimale effekt, som systemet skal kunne håndtere, samtidig med at behovet dog ikke stiger proportionalt med de maksimale effekter. Der er en naturlig stordriftsfordel, som gør, at et dobbelt så stort system har behov for flere systemydelser end et system på den halve størrelse, men at det har samtidig behov for mindre end dobbelt så meget. Det vil sige, at sammenhængen kvalitativt kan beskrives som aftagende marginalomkostninger – en stadigt stigende kurve, men med stadigt faldende hældning. Kvadratrodsfunktionen giver fx en sådan kurveform.



Figur 3 Illustration – aftagende marginalomkostninger til systemydelser.

Disse overvejelser leder frem til, at selvom langt hovedparten af omkostningerne til systemydelser ikke er direkte henførbare til hverken antallet af målere, kapacitet eller til kWh-forbruget/produktionen for enkelte anlæg, så er der alligevel en generel sammenhæng imellem omkostningerne og den samlede systemstørrelse, uanset om den opgøres i forhold til kapacitet eller kWh-energiforbrug. Det vil sige, at maksimaleffekter og/eller energiforbrug – ud fra en vurdering af hvad der giver anledning til omkostningerne til systemydelser – vil udgøre et naturligt tariferingsgrundlag. Og specifikt kan antallet af målere dermed *ikke* antages at være drivende for disse omkostninger.

4.4 Myndighedstilsyn

Energinet betaler et beløb til Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet til dækning af omkostninger til tilsyn med Energinet og denne virksomheds helejede datterselskaber. Det er reguleret i elforsyningslovens § 51 b. Energinet betaler endvidere for Forsyningstilsynets regulering og overvågning af Energinet samt elmarkederne generelt. Dette er reguleret i elforsyningslovens § 78 samt tilhørende bekendtgørelser⁷. Omkostningerne er drevet af myndighedernes ressourceforbrug og er derfor ikke drevet af antallet af målere, kWh-forbruget eller kapacitetsbehovet.

4.5 Regulerkraft

Energinet opkræver, jf. § 27 c, stk. 4 i elforsyningsloven, betaling hos aktørerne for de ubalancer, som de påfører systemet.

Før driftsdøgnet indmelder forbrugere, elhandlere og producenter aktørplaner. Planen viser, hvor meget aktøren forventer at forbruge/producere, og hvorledes energien fremskaffes/af-sættes. Aktørplaner er pr. definition i balance, det vil sige indfødnig (produktion og import) = udtag (forbrug og eksport). I selve driftstimen kan der opstå ubalancer mellem aktørplanerne og det faktiske forbrug/produktion, og Energinet sikrer den overordnede systembalance ved at købe og sælge regulerkraft i Danmark eller hos TSO'erne i nabo-landene og formidle den videre til de aktører, der har afvigelser mellem deres planlagte og deres faktiske produktion/forbrug. Der er brugerbetaling af de variable omkostninger, idet balancekraftprisen er bestemt af priserne på regulerkraftmarkedet og omkostningerne pålignes således aktørerne, der forårsager ubalancerne og påvirker derfor ikke niveauet for systemtariffen.

4.6 Opsamling

Omkostningsgennemgangen har vist, at en stor del af de systemdriftsrelaterede omkostninger (systemydelser og omkostninger til Energinet Systemansvar A/S) ikke kan henføres entydigt til produktion eller forbrug og heller ikke på indlysende måde henføres direkte til de enkelte kategorier af netbrugere, herunder enten antallet af målepunkter/kundeforhold, kundernes maksimale kapacitet for forbrug/produktion eller til kWh-forbruget/produktionen. Nogle omkostninger (fx administrationsomkostninger og tilsyn) kan helt åbenlyst ikke direkte henføres til enkelte kategorier af netbrugere, mens omkostninger til systemydelser i et eller andet omfang er drevet af størrelsen af det samlede energisystem/elforbrug.

⁷ Energinets betalingsforpligtelse i forhold til de konkrete myndighedsbehandlinger, der udføres af Forsyningstilsynet, har hjemmel i § 78 i lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021 i lov om elforsyning og §§ 2,3, 7, 10 og 11 i bekendtgørelse 1384 af 29. november 2018, som er ændret ved bekendtgørelse nr. 783 af 29. maj 2020, og som er ændret ved bekendtgørelse nr. 1779 af 1. december 2020 om ændring af bekendtgørelse om betaling for myndighedsbehandling i Forsyningstilsynet efter lov om elforsyning og bekendtgørelse nr. 780 af 29. maj 2020 som er ændret ved bekendtgørelse nr. 1778 af 1. december 2020 om ændring af bekendtgørelse om betaling for myndighedsbehandling efter lov om Forsyningstilsynet.

Det kan bemærkes, at omkostninger til Energinet DataHub A/S er den eneste væsentlige undtagelse fra dette, idet det ligger i selve funktionen af DataHub, at deres aktiviteter udelukkende er relateret til administration af målepunkter, uanset om det målte antal kWh er højt eller lavt. Det vil sige, at den specifikt *ikke* afhænger af hverken kWh eller maksimaleffekt, men udelukkende til administration af selve målepunktet samt til udvikling og drift af de systemer, der ligger til grund herfor.

5. Indførelse af abonnementselement

5.1 Fastsættelse af abonnementselement

Det overordnede princip for Energinets opkrævning af alle tariffer er fastlagt i elforsyningslovens § 73. Den angiver, at: *”De kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser ... skal ske efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til.”*

Energinets nuværende tarifiering af systemtariffen er en ren volumentarif med en fast pris pr. forbrugt kWh. Det vil sige, at Energinet hidtil har valgt at tarifere, så det er kundernes energiforbrug, der anvendes som fordelingsnøgle for de omkostninger, som skal dækkes.

Elforsyningsloven og elmarkedsforordningen er dog åben for, at der kan anvendes flere forskellige fordelingsnøgler, jf. også specifikt metodebekendtgørelsens § 2, stk. 3. Det vil altså være muligt at anvende andre fordelingsnøgler for omkostningerne end energiforbruget i kWh. Reglerne giver både mulighed for at anvende flere *forskellige* fordelingsnøgler for forskellige dele af omkostningerne, og specificerer også, at man i tarifieringen skal forholde sig specifikt til de omkostninger, som ikke direkte kan henføres til enkelte kategorier af netbrugere. Hidtil har Energinet blot ikke benyttet sig af disse muligheder.

Som gennemgået ovenfor i afsnit 4 er det ikke alle de omkostninger, som systemtariffen dækker, som entydigt kan henføres til kWh-forbruget.

Disse observationer giver anledning til at konstatere, at det både er muligt at ændre opkrævningsmodellen for systemtariffen og at det efter Energinets overbevisning også vil være bedre i overensstemmelse med den gældende regulering at gøre dette. Forsyningstilsynet har for nylig udgivet en antologi om *Energy Regulation in the Green Transition*⁸, der beskriver nogle af de regulatoriske dilemmaer, der opstår under den grønne omstilling. En af artiklerne i antologien drejer sig specifikt om tarifdesign (*Electricity Tariff Design in the Context of an Ambitious Green Transition*⁹). I denne artikel peges, der på, som også ovenfor nævnt tidligere, at: *”Recovering residual network and most policy costs with a flat energy rate per kWh consumed, regardless of the time or the location of this consumption, can result in a significant distortion.”* (s. 57). Blandt andet giver dette anledning til et u hensigtsmæssigt incitament til at få forbrug og produktion bag måleren for at spare på tariffen. I stedet peges der på muligheden for at anvende et fast element i tarifopkrævningen, da dette *”would not distort short-term and long-term efficiency signals”* (s. 57). Der peges dog også på, at der er grund til at overveje hensynet til retfærdighed i forhold til størrelsen af den faste betaling og den fordeling, der er mellem små og store forbrugere.

⁸ <https://forsyningstilsynet.dk/aktuelt/publikationer/danish-utility-regulators-anthology-project-series-on-better-regulation-in-the-energy-sector/vol-1-energy-regulation-in-the-green-transition>

⁹ https://forsyningstilsynet.dk/media/8871/chapter_4_electricity-tariff-design-in-the-context-of-an-ambitious-green-transition.pdf

Efter Energinets vurdering er der grundlag for at lægge tre typer af omkostninger enten helt (Energinet DataHub A/S) eller delvist (Energinet Systemansvar A/S og myndighedstilsyn) ind i en fast betaling.

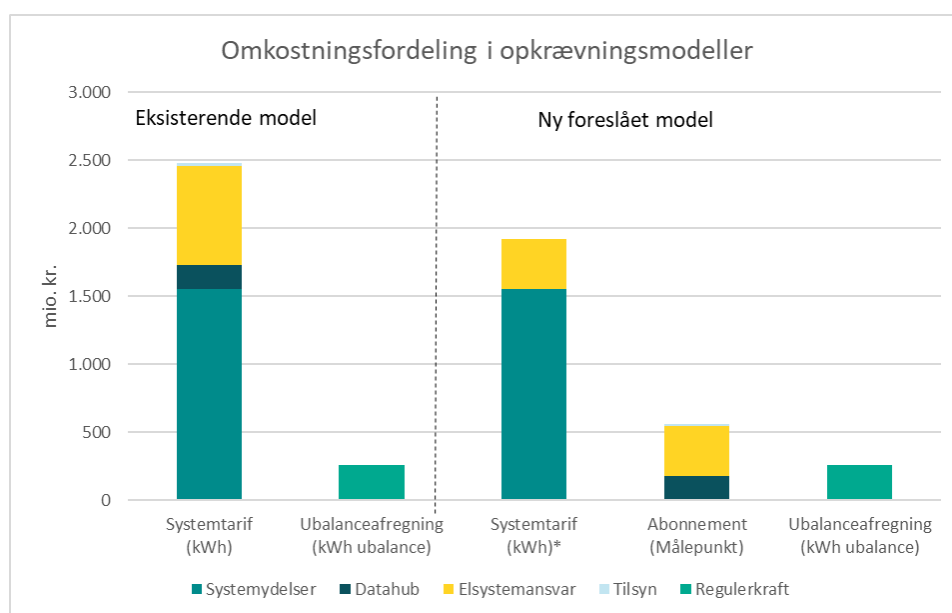
Omkostningerne til Energinet DataHub A/S relaterer sig til behandling af data fra målere, og derfor vil Energinet opkræve dette som et abonnement pr. forbrugsmåler. Dette er logisk ud fra en omkostningsægte betragtning, da omkostningerne relaterer sig til denne administration (samt udvikling og drift af systemet bag) af data fra de enkelte målepunkter og ikke relaterer sig til, hvor meget energi det enkelte målepunkt aftager. Omkostningerne til Energinet DataHub A/S pr. målepunkt udgør i øjeblikket ca. 50-60 kr.

Omkostninger til Energinet Systemansvar A/S (el-delen) og myndighedstilsyn vurderes delvis at skulle lægges som fast betaling. Disse omkostninger opfattes som tidligere nævnt primært som residualomkostninger, og Energinet vurderer, at de er vanskelige at henføre direkte til elforbruget, og derfor bør overvejes opkrævet som fast betaling. Energinet har vurderet, at der skal opkræves, hvad der svarer til ca. halvdelen af Energinet Systemansvar A/S' omkostninger samt omkostninger til myndighedstilsyn, som en fast betaling. Det resulterer, sammen med omkostningerne til Energinet DataHub A/S, i en samlet fast betaling på 180 kr., der dels sikrer en mindskelse af den forvridding, der er via energibetalingen, dels fortsat også sikrer, at der vurderes at være en hensigtsmæssig og rimelig fordeling af omkostninger mellem små og store forbrugere. Der er således taget hensyn til dette ved at fastholde en væsentlig del i energibetalingen. Nedenfor er regnet en række eksempler på de økonomiske konsekvenser af ændringen. Denne faste del af dækningen af omkostningerne til Energinet Systemansvar A/S og myndighedstilsyn opkræves også pr. målepunkt, da det vurderes at være den bedste metode for at tarifere den enkelte forbruger

Abonnementet indeholder dels alle Energinet DataHub A/S-omkostningerne, dels bidrag til at dække en andel af omkostningerne i forbindelse med Systemansvars drift og lovpligtige betalinger for myndighedstilsyn.

Energinets omkostninger til systemydelse er valgt til fortsat at opkræves som energibetaling, idet behovet for systemydelse afhænger af de maksimale effekter, som energisystemet skal understøtte, og idet der er en stor korrelation imellem de maksimale effekter i energisystemet og størrelsen af forbruget. Herved opnås der samtidig en rimelig fordeling i systemtarifbetalingen mellem de forskellige forbrugere, som ovenfor nævnt.

Fordelingen af omkostninger i forskellige priselementer i nuværende og foreslået model er illustreret i Figur 4.



Figur 4 Omkostningsfordeling i opkrævningsmodeller
* reduceret betaling for forbrug over 100 GWh.

Det valgte niveau for abonnementet er et valg, der ikke kan udledes direkte 1:1 af omkostningsstrukturen, men er fastsat ud fra et hensyn til at sikre, at de mindre C-kunder skærmes mod kraftige stigninger i deres betaling, hvilket Energinet vurderer er et rimeligt kriterie at anlægge (såfremt alle Energinets omkostninger fra Energinet Systemansvar A/S blev inkluderet i abonnementet, ville dette udgøre op mod 300 kr.), samtidig med at ændringerne også i praksis kan give en mærkbar effekt ved nedbringelse af den fortsatte kWh-tarifering, se afsnit 2 "Overblik over de foreslåede ændringer i systemtariffens opkrævningsmodel, samt læsevejledning" på side 3 og afsnit 5.4 "Økonomiske konsekvenser af ændringsforslaget" på side 15. Det er samtidig valgt fortsat at have en betragtelig del af den samlede tarifopkrævning på kWh-forbruget, idet den samlede størrelse af den transporterede energi også har en betydning for det samlede omkostningsniveau, uanset at der ikke direkte kan påvises en marginalomkostning pr. kWh. Det taler for, at tariffbetalingen også bør indeholde en væsentlig andel af energibetaling.

5.2 Periodisk justering af abonnementslement

Ved anvendelse af et abonnement skal der tages stilling til, hvorledes abonnementet skal justeres over tid.

Abonnementet fastsættes til 180 kr. pr. målepunkt for året 2024. (Priser er eksklusive moms, her og i det følgende.) Det årlige abonnement reguleres herefter med udviklingen i det nettoprisindeks, som Danmarks Statistik offentliggør¹⁰ og meldes ud samtidig med de øvrige årlige tarifudmeldinger. 1. prisregulering af abonnementet sker pr. 1. januar 2025, hvor abonnementet reguleres med udviklingen i nettoprisindekset for perioden fra januar 2023 til juni 2024. Herefter reguleres abonnementet for 2026 med udviklingen i nettoprisindekset fra juni 2024 til juni 2025 osv. Dette giver en forudsigelighed og transparens i niveauet af det årlige abonnement for alle elkunder.

¹⁰ <https://www.dst.dk/da/Statistik/emner/oekonomi/prisindeks/nettoprisindeks>

Der er ved denne model særligt taget hensyn til, at abonnementet for elkunderne er et nyt element, og det påvirker dette specielt C-kunderne, hvor en fastsættelsesmetode for abonnementet giver en stabil og forudsigelig udvikling, der findes hensigtsmæssig og i overensstemmelse med kriterierne i reguleringen om transparens.

Der er særligt i denne forbindelse også taget hensyn til, at Energinet bliver omfattet af ny økonomisk regulering. Denne nye regulering kan påvirke puljen af omkostninger, som skal dækkes af tariffene, samt deres placering under hhv. net- og systemtariffen. Dette omfatter blandt andet nettab, modhandelsomkostninger, markedsgebyrer og flaskehalsindtægter. Dette er endnu ikke er fastlagt af Forsyningstilsynet. Der er således en endnu ikke fuldt afklaret situation omkring fordelingen af omkostningerne mellem net- og systemtarif. Disse ubekendte faktorer kan Energinet derfor ikke på nuværende tidspunkt tage stilling til og dermed tage højde for i metodebeskrivelsen. Det er således på denne baggrund også valgt at fastlægge abonnementet som en absolut størrelse for at skærme særligt de mindre C-kunder mod mulig volatilitet i størrelsen af abonnementet.

5.3 Økonomiske konsekvenser af ændringsforslaget

Der er i den følgende tabel (med udgangspunkt i 2021-takster) beregnet eksempler på konsekvenser for en række forskellige kundestørrelser ud fra et typisk. Der er her taget udgangspunkt i en opkrævning på abonnementet på de 180 kr. fra antallet af forbrugsmålepunkter i det danske elsystem, og det resterende provenubehov er således fordelt på det forventede forbrug i året (på samme måde, som systemtariffen beregnes i dag.) Denne beregning giver en variabel systemtarif i eksemplet på 4,3 øre/kWh (2021-takster).

(Systemabonnement: 180 kr. – systemtarif: 4,3 øre/kWh)

Eksempler på elforbrugere	Forbrug i kWh/år	Systemtariffbetaling under nuværende model i DKK (pris: 6,1 øre/kWh)	Ændring i årlig betaling under ny opkrævningsmodel (abonnement + ny tarif – gl. tarif)
Mindre lejlighed	1.500	92	$(180+65-92) = \underline{153}$
Alm. parcelhus	4.000	244	$(180+172-244) = \underline{108}$
Hus med elbil og varmepumpe	12.000	732	$(180+516-732) = \underline{-27}$
Mindre virk.	250.000	15.250	$(180+10.750-15.250) = \underline{-4.320}$
Mellemstor virk.	1.000.000	61.000	$(180+43.000-61.000) = \underline{-17.820}$
Stor virk.	25.000.000	1.525.000	$(180+1.075.000-1.525.000) = \underline{-449.820}$
Stor virk.	50.000.000	3.050.000	$(180+2.150.000-3.050.000) = \underline{-899.820}$

Tabel 1 Økonomiske konsekvensberegninger for udvalgte forbrugerstørrelser.

Som det ses i tabellen, vil indførelsen af et abonnementslement medføre, at små forbrugere kommer til at betale mere. Alle forbrugssteder, som har et målepunkt, der er registreret i Data-Hub, vil som følge af, at abonnementet knyttes til målepunktet, skulle betale for systemabonnement for dette. Det fremgår også af tabellen, at jo større forbrug en kunde har, jo større økonomisk effekt vil det også få, at den del af systemtariffen, der opkræves pr. kWh, falder. Denne effekt er en konsekvens af, at opkrævningsmodellen gøres mere omkostningsægte ift. at residualomkostninger i udgangspunktet bedst opkræves som en fast betaling, som redegjort for ovenfor.

Det er cirka 70.000 kunder, der har to eller flere målepunkter på samme forbrugssted/adresse og de vil således skulle betale flere systemabonnemeter. Heraf er cirka 53.000 virksomheder og 17.000 er privatkunder. Adresser med to eller flere målepunkter udgør cirka 160.000 forbrugsmålepunkter ud af i alt 3,5 mio. forbrugsmålepunkter.

Disse tal viser dermed også, at de ca. 70.000 kunder med de ca. 160.000 målepunkter i gennemsnit har ca. 2,3 målepunkter pr. kunde. Det følger heraf, at *mindst* 50.000 kunder – det vil sige, langt de fleste af de 70.000 kunder med to eller flere målepunkter — kun har *netop* to målepunkter, og at der dermed *højest* er 20.000 kunder med tre eller flere målepunkter.

Det fremgår også af tabellen, at for de mindre forbrugere betyder indførelsen af et fast abonnement på 180 kr. ikke, at den samlede merbetaling stiger med dette beløb, da de mindre forbrugere også har gavn af den mindre energibetaling. For elkunden med det mindste forbrug betyder dette således i eksemplet en samlet merbetaling på 153 kr. (12,75 kr./måned). Som det også fremgår af tabellen, vil husholdninger med stort elforbrug, fx til elbil og varmepumpe, opleve en mindre besparelse ved den nye opkrævningsmodel. Balancepunktet for hvornår det skifter fra at være dyrere til at blive billigere for en forbruger ligger ved 10.000 kWh/år.

De dynamiske effekter ved at sænke tariffen på den løbende energibetaling er ikke indregnet i ovenstående, men det må forventes over tid at bidrage til flere og hurtigere investeringsbeslutninger for øget elektrificering; og dermed et større antal kilowatt-timer at fordele den løbende energibetaling ud på. Men i forbindelse med tariffastsættelsen for 2022 blev det skønnet, at tariffen - alt andet lige – vil falde med cirka 5 pct. pr. år i de kommende år som følge af et stigende elforbrug.¹¹ Samtidig forventes også mere fleksibelt forbrug, som forventes at deltage i systemydelsesmarkederne – og dermed alt andet lige medføre øget konkurrence, hvilket på sigt også kan bidrage til nedbringelse af omkostningerne til systemydelser til gavn for alle elsystemets forbrugere.

Energistyrelsens analyseforudsætninger¹² til Energinet indeholder en prognose for udviklingen i energiforbruget frem mod 2040, der indikerer en fordobling eller mere af energiforbruget. Antaget at dette ikke i sig selv medfører væsentlig flere omkostninger, jf. omkostningsbeskrivelsen i afsnit 4, til opkrævning gennem systemtariffen vil den løbende tarif således falde, og tariffbetalingen fra alle kunder (også C-kunder) vil falde.

5.4 Juridiske grundlag for abonnementselementet

Retsgrundlaget for Energinets tarifmetoder er fremlagt i afsnit 3, og Energinets priser skal efter elmarkedsforordningen og elforsyningslovens bestemmelser basere sig på de følgende grundlæggende krav:

- Priserne skal være 1) omkostningsægte i forhold til hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1. og elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1.
- Priserne skal være 2) rimelige, 3) objektive, 4) ikkediskriminerende og 5) gennemsigtige, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, og § 6 d.
- Priserne skal tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet, jf. elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1.

¹¹ Baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21).

¹² <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

I det følgende gives en opsamling på, hvorledes den foreslåede ændring opfylder de regulatoriske krav.

Omkostningsægte tarifiering:

Prisfastsættelsen skal ske efter rimelige kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til, jf. § 73, stk. 1 i elforsyningsloven og elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1. I relation til de angivne omkostninger er der som beskrevet ikke en oplagt henførbare af disse, da de i høj grad har karakter af residualomkostninger. Af hensyn til at sikre den størst mulige effektivitet i elsystemet, herunder ift. at understøtte effektive investeringsbeslutninger, jf. elmarkedsforordningens artikel 18, ved at mindske forvridende effekter af tarifopkrævningen vurderes forslaget om indførelse af abonnementselementet at være i overensstemmelse med disse principper.

Rimelige kriterier:

Energinet har ved valget af størrelsen på abonnementselementet valgt at afveje hensynet til at undgå forvridende effekter af tarifopkrævningen ved den mere omkostningsægte opkrævning af den faste betaling overfor hensynet til størrelsen af stigningen i tarifbetalingen for de mindre kunder. En stigning i tarifbetalingen på ca. 150 kr. pr. år vurderes at være i et niveau, som er rimeligt set i forhold til omkostningsfordelingen mellem elsystemets brugere. Energinet finder, at der herved er taget rimelige hensyn i overensstemmelse med elforsyningslovens § 73.

Objektive kriterier:

Anvendelse af et abonnementselement pr. forbrugsmålepunkt opfylder elforsyningslovens krav om, at tarifiering skal basere sig på et objektive kriterie.

Ikkediskriminerende kriterier:

Endvidere sker opkrævningen af abonnementselementet ens for alle målepunkter, og der diskrimineres/forskelsbehandles således ikke efter fx teknologi eller størrelse, hvilket ses at følge den omkostningsstruktur, som er beskrevet ovenfor.

Gennemsigtige vilkår:

Energinet vurderer, at metoderne er gennemsigtige, fordi Energinet har inddraget aktørerne i metodeudviklingsarbejdet, herunder har afholdt aktørmøder i løbet af 2021 samt haft metoden i offentlig høring i perioden 4. november til 3. december 2021. Energinet offentliggør endvidere metoderne på Energinets hjemmeside og endelig indeholder metoden en gennemgang af Energinets relevante omkostninger og metoden beskriver klart, at der betales et abonnement pr. forbrugsmålepunkt.

6. Ny køberkategori for storforbrugere med forbrug over 100 GWh

Energinet ønsker med denne metode at indføre en ny køberkategori for storforbrugere, der har et årligt forbrug over 100 GWh på samme forbrugssted.¹³

6.1 Baggrund

Som det er fremgået under gennemgangen af omkostningerne, følger systemomkostningerne ikke energiforbruget 1:1. Dette ligger til grund for indførelsen af abonnementselementet, men da der fortsat vil være et væsentligt bidrag fra en energibetaling, herunder specielt til omkostningerne til systemydelse, vil dette fortsat udgøre den væsentligste del af betalingen for

¹³ Forbrugssted er i elforsyningslovens § 5 defineret som punkt, hvorfra der aftages elektricitet til ét samlet matrikelnummer eller til sammenhængende bygninger fordelt på flere matrikelnumre med kun én forbruger af elektricitet.

alle større elkunder. Dette er en del af designet, men der er grund til at overveje, om der nås et punkt i systemtarifbetalingen, hvor denne model får u hensigtsmæssige konsekvenser.

Denne problemstilling bliver tydelig i forhold til især nogle af de forventede nye, meget store elkunder på transmissionsniveau. Der er her tale om forbrugsanlæg i en størrelse, som ikke tidligere er set i det danske elsystem, og en fortsat høj andel af energibetaling vil kunne belaste sådanne anlæg i en grad, der ikke står i rimeligt forhold til de omkostninger, som disse kunder giver anledning til. Her vil indførelse af en ny køberkategori, som omfattes af et knækpunkt på tariffkurven, kunne afspejle, at der nås et punkt i betalingen, hvor den enkelte aktør har bidraget på rimelig måde til dækning af de grundlæggende udgifter i systemet, og at den fortsatte betaling herefter bør være mindre.

Som et eksempel herpå kan man antage et anlæg med en kapacitet på 1 GW (nogle virksomheder har offentliggjort anlæg i denne størrelse) og antage et antal fuldlasttimer på 5.000 (Energistyrelsens antagelse i *Analyseforudsætninger til Energinet 2021 – Power-to-X (PtX) og Direct Air Capture (DAC)* s. 4¹⁴). Det vil give et samlet forbrug på 5.000 GWh og med en betaling som i dag med en systemtarif på 6,1 øre/kWh, vil systemtarifbetalingen fra et enkelt anlæg som angivet udgøre 305 mio. kr. – svarende til ca. 15 pct. af Energinets nuværende samlede provenu på systemtariffen fra alle forbrugere.

Eftersom omkostningerne, som beskrevet ovenfor, ikke følger energiforbruget 1:1, er det Energinets opfattelse, at en opkrævning fra denne nye type storforbruger, som ikke tidligere er set i det danske elsystem, vil være urimelig og dårligt i overensstemmelse med elmarkedsforordningen og elforsyningslovens regler om, at der skal være en sammenhæng mellem tariffbetalingen og de omkostninger, som de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til. Fx vil en anden type forbruger tilsluttet transmissionsnettet kunne have et forbrug på 50 GWh, og dermed betale 3,05 mio. kr. i årlig systemtarif. Dette vil således betyde, at to kunder tilsluttet samme spændingsniveau vil skulle betale systemtarif med en forskel på en faktor 100. Denne forskel ses hverken at være rimelig eller omkostningsægte, da omkostningerne som nævnt ikke følger energiforbruget 1:1, jf. afsnit 4.3.

Som nævnt i afsnit 4.3 så afhænger behovet for systemydelse grundlæggende af den maksimale effekt, som energisystemet skal understøtte, selvom det er vanskeligt at angive en præcis sammenhæng. Stordriftsfordele medfører, at store systemer har brug for relativt færre systemydelse end små systemer, så marginalomkostningen er aftagende.

Den maksimale effekt, som systemet skal kunne håndtere, afhænger selvfølgelig af de enkelte forbrugssteders maksimale forbrugstræk, men dog under hensyntagen til samtidigheden imellem kundernes forbrug. Hvis man forudsætter, at store grupper af forbrug varierer nogenlunde i takt, så kan summen af alle de enkelte forbrugssteders maksimale forbrugstræk ganget med en faktor til at kompensere for samtidigheden kvalitativt set derfor betragtes som et rimeligt mål for systemets maksimale effekt. Det vil sige, at der til en vis grad er proportionalitet imellem systemets maksimaleffekt og summen af forbrugsstedernes individuelle maksimale forbrugstræk.

Endelig er der heller ikke en præcis proportionalitet imellem det enkelte forbrugssteds energiforbrug og deres maksimale forbrugseffekt, men der er også her en kraftig korrelation for det

¹⁴ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Hoeringer/baggrundsnotat_-_power-to-x_og_direct_air_capture.pdf

eksisterende forbrug. Så jo større maksimaleffekt et enkelt forbrugssted har, jo større energiforbrug har kunden – i gennemsnit – også.

Her skal det dog tilføjes, at hvis et forbrugsted har mange fuldlasttimer (=årligt energiforbrug divideret med maksimaleffekten), så vil deres maksimaleffekt *pr. kWh forbrugt* være lavere end for forbrug med få fuldlasttimer. Denne overvejelse er specielt relevant ift. nyt stort forbrug med mange fuldlasttimer, idet deres energiforbrug dermed kun kan bruges som et *sammenligneligt* mål for deres maksimaleffekt ift. almindeligt forbrug med færre fuldlasttimer, hvis det skaleres med en faktor for at tage højde for *forskellen* i fuldlasttimer.

Med forventede fuldlasttimer på 5.000 fuldlasttimer eller derover for nye store elektrolyseanlæg, og med et typisk antal fuldlasttimer for almindeligt, mindre forbrug på op til omkring 2.500 fuldlasttimer, skal energiforbruget for store elektrolyseanlæg dermed kun vægtes halvt – og måske endnu lavere – hvis energiforbruget skal bruges som et retvisende mål for de enkelte kunders bidrag til systemets maksimaleffekt.

Hvis disse tre beskrevne sammenhænge sættes i forlængelse af hinanden, kan det konkluderes, at sammenhængen imellem elsystemets behov for systemydelse og det samlede energiforbrug i elsystemet kvalitativt kan beskrives ved en stadigt stigende kurve med en stadigt aftagende hældning. Kurven for kvadratrodsfunktionen er som nævnt ovenfor et eksempel på en sådan kurve.

På den baggrund kan der konkluderes to ting:

- 1) Det er rimeligt og omkostningsægte at lægge enten forbrugsstedets energiforbrug og/eller forbrugsstedets maksimale forbrugstræk til grund for betalingen af systemydelse. Det vil sige, at det specifikt *ikke* er rimeligt eller omkostningsægte at opkræve disse omkostninger via et abonnement.
- 2) Og at der for forbrug over en vis størrelse ikke længere kan antages en proportionalitet imellem energiforbruget og de omkostninger, som kunden giver anledning til, men at der i stedet kan antages en væsentligt lavere marginalomkostning.

6.2 Indførelse af ny køberkategori for storforbrugere

På baggrund af dette vurderer Energinet, at der skal indføres en ny køberkategori for elkunder med et forbrug over 100 GWh. Disse elkunder vil skulle betale almindelig takst for forbrug op til 100 GWh, og for forbrug ud over 100 GWh skal der fortsat betales tarif, om end et væsentligt lavere niveau. Det afspejler dels, at det samlede energiforbrug som nævnt ovenfor må have en vis sammenhæng med de samlede omkostninger til systemydelse og systemansvarskostningernes størrelse, dels at Energinet på nuværende tidspunkt ikke har erfaring med håndtering af en stor mængde storforbrugere i elsystemet, og det kan derfor heller ikke konkluderes endeligt på deres eventuelle påvirkning af omkostningerne.

Energinet vurderer, at det ikke er muligt at beregne sig frem til en eksakt rigtig grænse for, ved hvilket forbrug sammenhæng mellem fuld tarifbetaling og de omkostninger, som de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til, ikke længere står i rimeligt forhold til hinanden. De 100 GWh er valgt ud fra en vurdering af, at det er på dette niveau, at stort set alle eksisterende forbrugere har et forbrug under denne grænse og grænsen indføres af hensyn til nyt meget stort forbrug, samtidig er det en grænse, der i anden sammenhæng har været anvendt i Elforsyningsloven, som grænse for stort forbrug (PSO-afgiften). Der er en række andre EU-lande,

herunder Norge, Tyskland og Holland, der også har kategorier for storforbrugere med en reduceret tarif betaling, jf. ACERs rapport om best practice, s. 20 ff.¹⁵

Energinet vil gennemføre en evaluering af den nye opkrævningsmodel senest fire år efter den er trådt i kraft og i den forbindelse evaluere erfaringerne med nye store elkunder i systemet og deres påvirkning på systemydelsesomkostningerne for at se om grænsen er lagt det rigtige sted.

Den lavere tarif for forbrug over 100 GWh finder kun anvendelse på det samlede forbrug på et forbrugssted som defineret i elforsyningslovens §5, og det er således ikke muligt at sammenlægge forbrug på geografisk adskilte lokationer eller for flere elkunder på samme lokation. Forbrugsstedet er valgt som lokationskriterie, da det er veldefineret i elforsyningsloven og det sikrer således en model, der er enkel, objektiv og konstaterbar og samtidig sikrer det mod spekulation i at pulje forbrug, hvor nogle forbrugergrupper kunne opnå en uberettiget rabat på kostning af andre elkunder.

I det omfang man vælger fortsat at tarifere de meget store elkunder, så skal taksten over 100 GWh ikke være særlig stor, før tarifregningen også bliver urimeligt stor. Det er valgt at lægge taksten for forbrug over de 100 GWh på **10 pct. af den normale energibetaling**. Den markante tarifreduktion er derfor valgt ud fra:

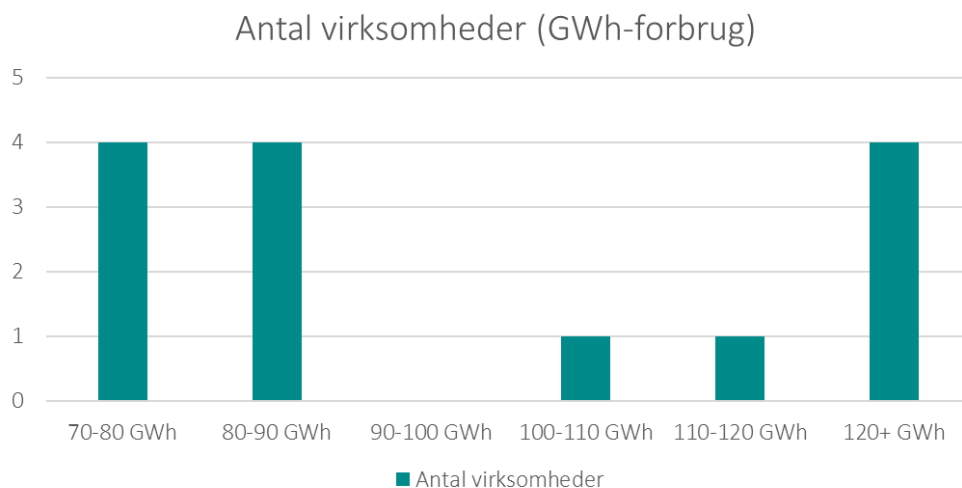
1. At det samlede systems omkostninger til systemydelser stiger mindre end proportionalt med elsystemets maksimale kapacitet
2. At der for det enkelte forbrugssted er aftagende kapacitetsbehov pr. forbrugt kWh for store kunder med mange driftstimer, jf. teksten ovenfor om fuldlasttimer.

6.3 Økonomiske konsekvenser

I øjeblikket er der 6 elkunder med et forbrug højere end 100 GWh baseret på data fra 2020. Der kan dog være flere, da nogle kunder muligvis har et forbrug over 100 GWh på et forbrugssted, men at det ikke er registreret, da det ikke har været relevant at samle målingerne. Energinet har foretaget en undersøgelse af hvor mange virksomheder, der ligger i et spænd fra 70 GWh og opefter i løbet af de sidste seks år og det drejer sig om i alt 14. Det maksimale forbrug i den samlede gruppe ligger på omtrent 300 GWh.

I nedenstående figur er vist en opgørelse over antal virksomheder i spænd af forbrug på 10 GWh (data er fra 2020), her ses også et skifte omkring de 100 GWh.

¹⁵ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf



Figur 5 Antal virksomheder med forbrug større end 70 GWh (2020-data).

Det betyder også, at et knæk med reduceret tarif for forbrug over 100 GWh kun vil omfatte et meget begrænset antal af nuværende elkunder, og derved har forslaget også en meget marginal omfordelingseffekt i forhold til *eksisterende* forbrugere (den generelle systemtarif stiger med ca. 1 pct. for samtlige forbrugere i Danmark).

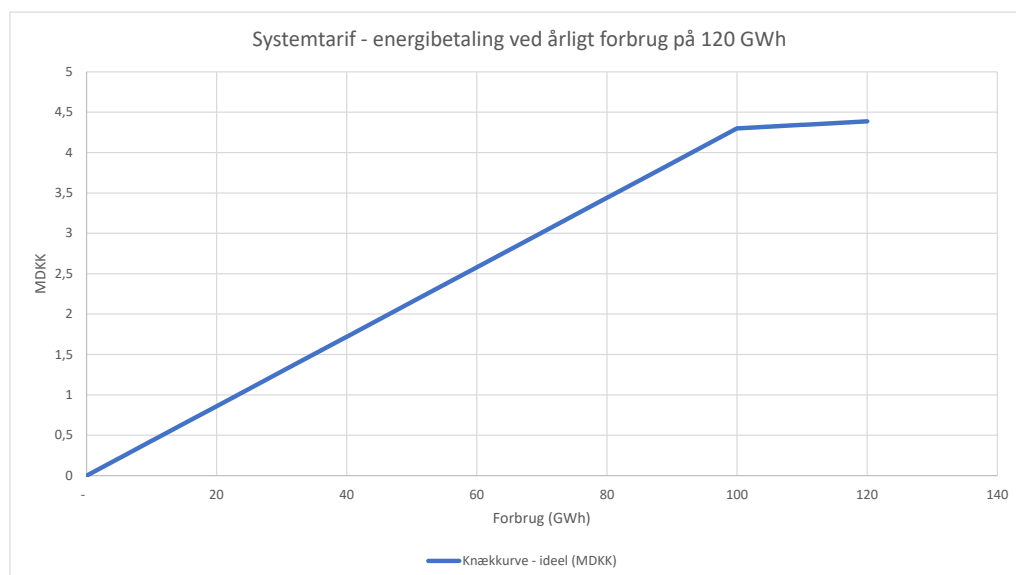
På den længere bane må den nye kategori forventes over tid at bidrage til flere og hurtigere investeringsbeslutninger for storforbruger-anlæg; og dermed et større antal kilowatt-timer at fordele den løbende energibetaling ud på til gavn for alle elsystemets forbrugere. Et ikkeomkostningsægte tarifdesign kan medføre, at storforbrugere, hvor TSO-tariffens størrelse har væsentlig betydning for deres valg af lokation, vælger at placere sig i andre lande, hvor TSO-tarifmodellen tager højde for forbrug af den angivne størrelsesorden.

Endelig forventes det også, at nogle af de nye storforbrugere, fx elektrolyseanlæg, vil kunne agere fleksibelt i elsystemet og derved kunne deltage i systemydelsesmarkederne, jf. hensynet i elmarkedsforordningsens artikel 18, stk. 1 om priserne skal tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet. Alt andet lige vil det medføre øget konkurrence i disse markeder, hvilket på sigt også burde kunne bidrage til nedbringelse af omkostningerne til systemydelser til gavn for alle elsystemets forbrugere.

I de følgende eksempler er der taget udgangspunkt i en normal systemtarif på 4,3 øre/kWh = 43 DKK/MWh og en reduceret takst på 10 pct. heraf for forbrug over 100 GWh på 0,43 øre/kWh = 4,3 DKK/MWh. (Disse takster er beregnet efter effekten af indførelsen af abonnementslementet i afsnit 5 er indregnet.)

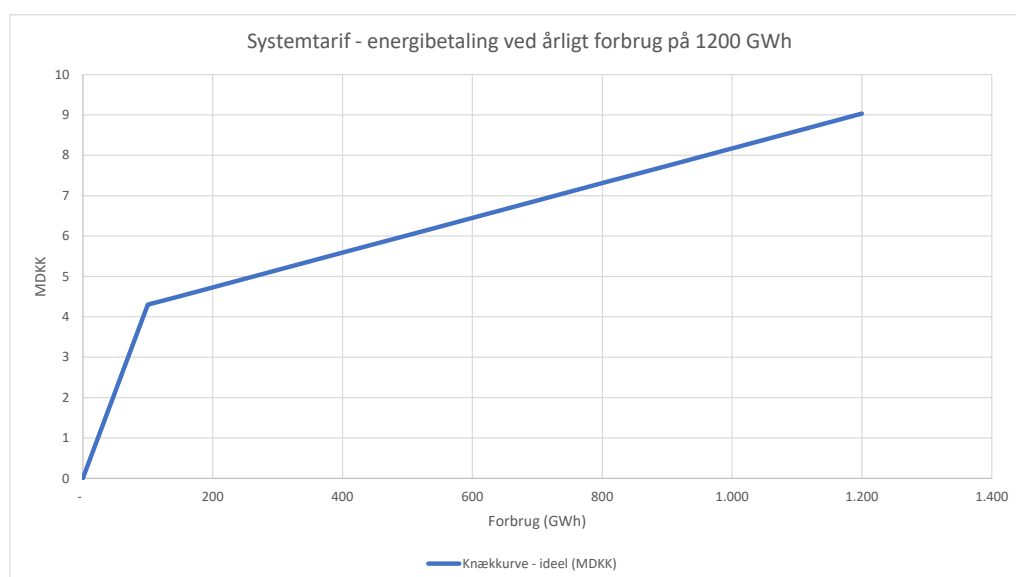
Nedenstående Figur 6 illustrerer, hvad den årlige energibetaling i systemtariffen vil blive for en "mindre" storkunde med et årligt forbrug på op til 120 GWh, afhængigt af hvor højt kundens forbrug reelt bliver i et givet år. Denne type kunde vil først nå op til knæpunktet ret sent i løbet af et år.

Hvis en sådan kunde af en eller anden grund (reduceret efterspørgsel efter produktet, langvarigt teknisk nedbrud på produktionsanlæg, manglende leverance fra underleverandører, etc.) ikke kommer op på sit forventede årsforbrug, vil kundens forbrug muligvis ikke nå op til knæpunktet.



Figur 6 Energibetaling ved årligt forbrug på op til 120 GWh.

Nedenstående Figur 7 illustrerer det samme for en "stor" storforbruger med et årligt forbrug på op til 1.200 GWh, afhængigt af hvor højt kundens forbrug reelt bliver i et givet år. Denne type kunde vil formentlig nå op til knækkpunktet meget hurtigt i løbet af et år. For en sådan kunde vil det være ret sikkert, at kundens forbrug vil komme op over knækkpunktet.



Figur 7 Energibetaling ved et årligt forbrug på op til 1.200 GWh.

Det skal bemærkes, at tariffbetalingen udgør en kontinuert kurve omkring knækkpunktet. Det betyder specielt, at det for de "mindre" storforbrugere, der har et forbrug omkring knækkpunktet, ikke vil have en væsentlig økonomisk betydning af, om deres forbrug ligger lige over eller lige under knækkpunktet. Det vil nemlig kun være den lille del af deres forbrug, der eventuelt ligger over knækkpunktet, som bliver tariferet med den reducerede taks, mens forbruget op til knækkpunktet tariferes med den normale takst.

6.4 Praktisk implementering af ny køberkategori.

Elkunder skal selv ansøge om at komme i betragtning til reduceret betaling for forbrug over 100 GWh hos Energinet. En elkunde kan tidligst opnå reduceret betaling fra ansøgningsåret. Ansøgningen skal ledsages af dokumentation for at elkunden opfylder de lokationsmæssige og selskabsjuridiske betingelser, jf. definitionerne af forbrugssted, ligesom elkunden skal oplyse samtlige målepunkter, der skal tages i betragtning. Ansøgningsformular vil forefindes på Energinets hjemmeside.

Når en elkunde opfylder kriterierne for reduceret betaling for forbrug over 100 GWh, så er det Energinet, der fremadrettet følger forbruget via indmeldingerne til DataHub og derud fra afgør, hvornår den reducerede betaling kan indtræffe. Herefter skal virksomheden i begyndelsen af et nyt kalenderår – via blanket på Energinets hjemmeside – genbekræfte, at oplysningerne, der lå til grund for den oprindelige ansøgning, stadig er gældende. Elkunden har pligt til uden unødigt ophold at meddele Energinet, hvis der sker ændringer i de lokationsmæssige eller juridiske forhold samt måleropsætning. Hvis en elkunde uberettiget har fået reduceret tarifbetaling, skal den manglende tarifbetaling efterbetales.

Storforbrugere tariferes med den almindelige systemtariftakst fra årets begyndelse, indtil deres forbrug overstiger 100 GWh. Derefter rettes tariffen til den reducerede storforbrugertakst med virkning fra dagen efter den dato, hvor de 100 GWh blev overskredet. Det indebærer i praksis, at den reducerede tarif ikke opnås præcist, når forbruget overstiger 100 GWh. Baggrunden for denne proces er, at DataHub fungerer således, at ændringer i tariftakster sker på døgnbasis, jf. Energinets forskrift H3.

Energinet udfører månedligt en kontrol af data for forbruget fra storforbrugere. Identificeres det, at en storforbruger har forbrugt mere end 100 GWh for det pågældende år, rettes tariffen til den reducerede storforbrugertakst med tilbagevirkende kraft fra dagen efter den dato, hvor de 100 GWh blev overskredet.

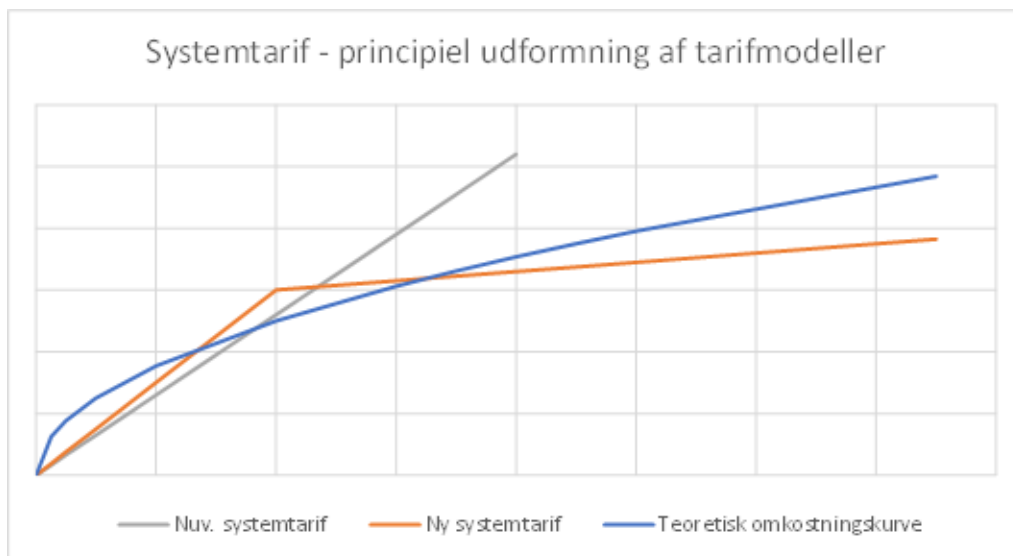
6.5 Juridiske grundlag for ny køberkategori

Energinets tarifmetoder skal opfylde de krav og hensyn, som er beskrevet under afsnit 3 om retsgrundlaget. I det følgende gives en opsamling på, hvorledes den foreslåede ændring opfylder de regulatoriske krav.

Omkostningsægte tarifiering:

Prisfastsættelsen skal ifølge § 73, stk. 1, i elforsyningsloven ske efter rimelige kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til ligesom elmarkedsforordningen angiver, at priserne skal afspejle omkostningerne. Ved kategorier af netbrugere tænkes på forskellige grupper af kunder defineret ud fra størrelsen og karakteren af forbruget, jf. lovbemærkningerne til § 73, stk. 1, i elforsyningsloven. Det fremgår ikke af bestemmelsens ordlyd, hvorledes en køberkategori defineres. Det fremgår imidlertid af lovbemærkningerne til bestemmelsen (teksten er gengivet ovenfor i afsnit 3), at der ved kategorier af netbrugere tænkes på grupper af kunder defineret ud fra størrelsen og karakteren af forbruget og ikke på geografisk afgrænsede grupper. Ved indførelsen af den nye køberkategori er der netop lagt vægt på, at størrelsen af deres forbrug er af en sådan karakter, at det for at skabe en bedre sammenhæng mellem omkostningsstrukturen og betalingen er hensigtsmæssigt at tarifere disse storforbrugere med en lavere takst, hvorfor den nye køberkategori ses at være i god overensstemmelse med bestemmelsen.

Nedenstående figur illustrerer sammenhængen mellem tariffbetaling og omkostningsstrukturen ved det aftagende marginalbehov for systemydelse, med det forbehold at omkostningsstrukturen ikke kan fastlægges eksakt.



Figur 8 Systemtarifbetaling og omkostninger til systemydelser.

Rimelige kriterier:

Størrelsen af forbruget har en vis betydning i relation til systemydelsesomkostningerne, der fortsat vil blive opkrævet som en energibetaling pr kWh, men som det er fremgået under gennemgangen af omkostningerne, så følger omkostningerne ikke energiforbruget 1:1. Denne problemstilling bliver tydelig i forhold til især nogle af de forventede nye, meget store forbrugere på transmissionsniveau. Der er her tale om forbrugsanlæg i en størrelse, som ikke tidligere er set i det danske elsystem, og en fortsat høj andel af energibetaling vil kunne belaste sådanne anlæg i en grad, der ikke står i rimeligt forhold til de omkostninger, som disse kunder giver anledning til. De 100 GWh er valgt ud fra en vurdering af, at det er på dette niveau, at stort set alle eksisterende forbrugere har et forbrug under denne grænse og grænsen indføres af hensyn til nyt meget stort forbrug, samtidig er det en grænse, der i anden sammenhæng har været anvendt, som grænse for stort forbrug (PSO-afgiften).

Objektive kriterier:

Elforsyningsloven stiller krav om anvendelse af objektive kriterier og dette vurderes at være opfyldt, da den angivne betingelse for at falde ind under den nye køberkategori er objektiv konstaterbar gennem måling af det årlige elforbrug. Det opgøres ved, at den mængde el, der trækkes fra det kollektive elnet, er mindst 100 GWh for det enkelte forbrugssted. Nogle el-kunder i den størrelse vil kunne have flere målere installeret på samme forbrugssted, men det vil være muligt at knytte dem sammen, så det samlede forbrug på forbrugsstedet kan opgøres.

Ikkediskriminerende kriterier:

Den nye køberkategori er baseret på ikkediskriminerende kriterier, da det alene er omfanget af forbruget, der afgør, om man falder ind under køberkategorien, og der skelnes således ikke mellem teknologi eller andre diskriminerende kriterier.

Gennemsigtige kriterier:

Der henvises til afsnit 5.4 for så vidt angår aktørinddragelse, offentlig høring og offentlighedsloven. Metoden definerer endvidere klart, at den lavere tarif for forbrug over 100 GWh kun finder anvendelse på det samlede forbrug fra et forbrugssted, der er ejet af samme juridiske enhed eller hvor der er tale om et moderselskab med underliggende datterselskaber.

Behovet for netsikkerhed og fleksibilitet:

Den foreslåede ændring kan fremme investeringer i nye anlæg, der vil kunne agere fleksibelt i elsystemet og potentielt deltage i systemdelsesmarkederne og ses derfor i god overensstemmelse med hensynene i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1 om at tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet.

Samlet set ses den nye køberkategori at være i god overensstemmelse med kravene i reguleringen.

7. Høring

Tarifmetoden er udarbejdet parallelt med en aktørdialog (herunder to aktørmøder) om emnet i løbet af 2021. Metoden har været i høring blandt interessenter og berørte parter fra den 4. november 2021 til den 3. december 2021, ligesom den har ligget tilgængelig på Energinets hjemmeside under "Høringer".

Der er indkommet 62 høringssvar. De indkomne høringssvar og Energinets bemærkninger her til fremgår af vedhæftede høringssvar (dok. 21/03357-99).

Høringssvarene har givet anledning til, at Energinet har præciseret metodeanmeldelsen med:

- Angivelse af fordelingen af omkostninger i forskellige priselementer i nuværende og foreslået model.
- Definitionen af forbrugsmålepunkt, som pålægges abonnement.
- Praktiske forhold omkring opgørelse af forbrug over 100 GWh.
- Energinet vil gennemføre en evaluering af den nye opkrævningsmodel, senest fire år efter den er trådt i kraft.

8. Ikrafttrædelse og evaluering

Ny metode for opkrævning af systemtariffen er anmeldt til Forsyningstilsynet i juni 2022 og forventes at træde i kraft senest den 1. januar 2024 forudsat Forsyningstilsynets godkendelse, samt mulighed for at overholde gældende varslingsforpligtelser mv.

Energinet vil gennemføre en evaluering af den nye opkrævningsmodel senest fire år efter den er trådt i kraft og i den forbindelse vurdere, om systemtariffen kan fastsættes endnu mere omkostningsægte. Energinet har på nuværende tidspunkt ikke erfaring med håndtering af en stor mængde storforbrugere i elsystemet, og vil i evalueringen blandt andet undersøge store elforbrugeres eventuelle påvirkning af omkostningerne samt konsekvenserne af at opkræve en (større) del af de faste omkostninger som en abonnementsbetaling.