



Analyse af geografisk
differentierede forbrugs-
tariffer og direkte linjer

December 2021

Indholdsfortegnelse

KAPITEL 1: INTRODUKTION.....3

1.1 Baggrund.....	4
1.2 Formålet med rapporten.....	4
1.3 Sammenhæng mellem analyserne	6
1.4 Læsevejledning.....	6

KAPITEL 2: ANALYSE AF GEOGRAFISK DIFFERENTIEREDE FORBRUGSTARIFER.....7

2.1 Gældende regler.....	7
2.2 Mulighed for at ændre gældende regler.....	8
2.3 Vurdering af modeller for geografisk differentierede forbrugstariffer.....	9
2.3.1 Definition af parametre.....	11
2.3.2 Modeller for geografisk differentierede forbrugstariffer.....	13
2.3.3 Model 1: Fuld åbning	15
2.3.4 Model 2: Afgrænsning pba. spændingsniveau.....	17
2.3.5 Model 3: Begrænsning af tarifforskelle.....	20
2.4 Opsummering	23

KAPITEL 3: ANALYSE AF DIREKTE LINJER 24

3.1 Gældende regler.....	24
3.2 Mulighed for at ændre gældende regler.....	24
3.3 Vurdering af modeller for direkte linjer.....	26
3.3.1 Definition af parametre.....	26
3.3.2 Modeller for en ændring af gældende regler for direkte linjer.....	28
3.3.3 Model 1: Fastholdelse af gældende regler.....	32

3.3.4 Model 2: Justering af gældende regler.....	32
--	----

3.3.5 Model 3: Afskaffelse af gældende regler	39
---	----

3.4 Ejerskab af direkte linjer	41
--------------------------------------	----

3.5 Opsummering.....	42
----------------------	----

KAPITEL 4: ANALYSE AF MATRIKELKRAVET OG DELING AF EL VIA DET KOLLEKTIVE ELNET 43

4.1 Matrikelkravet	43
--------------------------	----

4.1.1 Gældende regler	43
-----------------------------	----

4.1.2 Mulighed for at ændre regler	44
--	----

4.2 Lokal kollektiv tarifiering.....	44
--------------------------------------	----

4.2.1 Gældende regler.....	44
----------------------------	----

4.2.2 Mulighed for at ændre regler.....	45
---	----

4.3 Vurdering af lokal kollektiv tarifiering.....	46
---	----

4.4 Opsummering.....	47
----------------------	----

4.5 Cost-benefit analyse af distribuerede energiresourcer	47
---	----

KAPITEL 5: SAMMENHÆNG MELLEMLØSNINGERNE..... 49

KAPITEL 1: INTRODUKTION

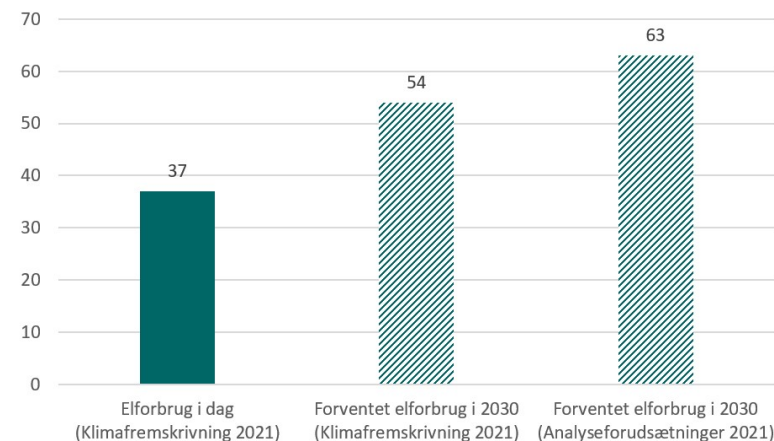
Danmarks ambitiøse klimamålsætning om 70 pct. reduktion af drivhusgasudledninger i 2030 og videre mod klimaneutralitet kræver en massiv elektrificering af det danske samfund med et markant øget elforbrug og store investeringer i udbygning af vedvarende energi (VE). Et stort skridt i retningen af et mere grønt og elektrificeret samfund blev taget, da der i juni 2020 blev indgået en bred klimaftale for energi og industri, hvor afgørende tiltag som fx etableringen af verdens første energigær blev vedtaget. Lanceringen af Danmarks første Power-to-X (PtX) strategi kommer også til at spille en stor rolle for, at vi kan nå i mål med dekarbonisering i alle sektorer.

Efterspørgslen efter grøn el forventes at stige betydeligt som følge af den grønne omstilling – både i større og mindre skala. Fx forventes elektrificeringen af transportsektoren, PtX-anlæg, store og individuelle varmepumper og andre forbrugsanlæg at efterspørge store mængder grøn el. Større fællesskaber som fx industrifællesskaber såvel som mindre grupper af aktive el-kunder og energifællesskaber forventes også at bidrage med lokale grønne initiativer.

Den grønne omstilling udfordrer imidlertid indretningen af vores kollektive elforsyning, da den ændrer måden, hvorpå vi producerer og forbruger el. En af udfordringerne bliver derfor at sikre en smartere og mere effektiv anvendelse af det kollektive elnet, så vi kan reducere behovet for investeringer i elnettet. Det kan bidrage til, at den grønne omstilling ikke bliver unødvendig dyr.

Denne rapport belyser, hvordan mulighederne for 1) at sende geografiske prissignaler til elkunder (via geografisk differentierede forbrugstariffer), 2) at etablere direkte linjer mellem forbrug og produktion samt 3) lokal kollektiv tarifering kan bidrage til en bedre udnyttelse af det kollektive elnet. Alle tre værktøjer forventes at fremme en omkostningseffektiv grøn omstilling.

Figur 1: Sammenligning af elforbrug i dag med fremskrivningen af elforbruget i 2030 i hhv. klimafremskrivningen 2021 og analyseforudsætninger 2021



Anm.: Klimastatus og –fremskrivning 2021 er en faglig vurdering af, hvordan udledningen af drivhusgasser samt energiforbrug og –produktion vil udvikle sig frem mod 2030 i et såkaldt "frozen policy"-scenarie. Analyseforudsætninger til Energinet 2021 angiver til gengæld et sandsynligt udviklingsforløb for det danske el- og gassystem med opnåelse af politiske målsætninger og generel udvikling i teknologier.

Den grønne omstilling øger efterspørgslen efter grøn el

Det samlede elforbrug vurderes at stige betragteligt fra 2020 til 2030¹. Det skønnes, at langt størstedelen af stigningen sker på grund af store elkunder som fx datacentre og PtX-anlæg samt på grund af elektrificering af dele af transport- og varmesektoren, hvoraf de første to er særligt relevante for transmissionsnettet, mens de to sidstnævnte er særligt relevante i forhold til distributionsnettet.

Én måde at håndtere det stigende elforbrug og -produktion på er ved at udbygge eller forstærke det kollektive elnet via øgede investeringer i elnettet. Det er dog ikke altid den billigste

¹ Analyseforudsætninger 2021

og mest omkostningseffektive løsning. Denne rapport undersøger, hvordan dele af reguleringen kan justeres for at fremme en samfundsøkonomisk og hensigtsmæssig anvendelse af det kollektive elnet, som derved sikrer en mere effektiv og omkostningsægte grøn omstilling.

1.1 Baggrund

I 2020 blev der taget store skridt for at accelerere den grønne omstilling, hvor et flertal i Folketinget bl.a. stemte den første danske klimalov igennem. En klimalov med en ambitiøs målsætning om en 70 pct. reduktion af drivhusgasudledningen i 2030 i forhold til 1990. I 2020 blev der også vedtaget en større revision af elforsyningsloven på baggrund af den europæiske lovgivning med Ren Energi Pakken. Ændringer, der implementerer konkrete regler i bl.a. EU's elmarkedsdirektiv og gør elforsyningsloven mere tidssvarende ved forskellige tiltag, der fremmer fleksibilitet i elsystemet og dermed understøtter den grønne omstilling.

Denne rapport udspringer af Folketingets tillægsbetænkning, der blev afgivet i december 2020 i forbindelse med vedtagelsen af disse ændringer af elforsyningsloven. Klima-, Energi- og Forsyningsudvalget (herefter KEF-udvalget) bestilte en analyse af mulighederne for geografisk differentierede forbrugstariffer samt for at justere eller afskaffe gældende regler for matrikelkravet og direkte linjer. Rapporten har særligt fokus på, hvordan det kan understøttes, at produktion og forbrug i fremtiden placeres hensigtsmæssigt i forhold til ledig kapacitet i det kollektive elnet – også kaldet samplacering – samt hvilke konsekvenser de førnævnte tiltag vil have for *samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovenu og administrerbarhed*.

Tillægsbetænkning afgivet af KEF-udvalget den 16. december 2020 over *Forslag til lov om ændring af lov om elforsyning (L 67)*

“Udvalget beder ministeren om at igangsætte et arbejde, hvor

1. forskellige muligheder for geografisk differentierede tariffer med særlig fokus på lokalt samspil mellem forbrug og produktion via det kollektive elnet vurderes i forhold til samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovenu og administrerbarhed og
2. en justering eller afskaffelse af matrikelkravet og reglerne for direkte linjer vurderes i forhold til samspil mellem forbrug og produktion i elsystemet, herunder fx borgerenergifællesskaber, og under hensyn til samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovenu og administrerbarhed.

Arbejdet bør være færdigt i 2021.”

Udgangspunktet for analysen er, at øget samplacering mellem elforbrug og -produktion kan medvirke til at reducere behovet for netudbygning og potentielt indpasse mere VE i det eksisterende elnet. Dette gør sig både gældende i forhold til store elkunder og -producenter samt for mindre lokale sammenslutninger af netbrugere² bestående af fx borgere eller virksomheder.

1.2 Formålet med rapporten

Formålet med rapporten er at undersøge tre redskaber, der kan bidrage til realisering af samfundsøkonomiske gevinster ved at fremme samplacering.

Et mere omkostningsægte tarifysystem med bl.a. geografisk differentierede forbrugstariffer kan fremme en mere hensigtsmæssig brug af elnettet, hvor tarifbetalingen afspejler belastningen af elnettet. Direkte linjer kan ligeledes i særlige tilfælde sikre en mere effektiv udnyttelse af det

² “Netbruger” henviser både til forbrugere og producenter

kollektive elnet, hvis enten et eksisterende forbrugs- eller produktionsanlæg fx ikke har mulighed for at flytte lokation på grund af særlige placeringsbehov. Ligeledes kan lokal kollektiv tarifiering være en hensigtsmæssig måde at fremme incitamentet til øget samplacering. Geografisk differentierede forbrugstariffer og direkte linjer kan dog ikke gennemføres inden for gældende regler.

Rapporten undersøger de samfunds- og forbrugermæssige konsekvenser af:

1. Modeller for geografisk differentiering af forbrugstarifferne
2. Justering eller afskaffelse af reglerne for direkte linjer og matrikelkravet
3. Fremme af mulighederne for lokal kollektiv tarifiering

Analyse af geografisk differentierede forbrugstariffer

De nuværende regler i elforsyningsloven betyder, at geografisk differentierede forbrugstariffer generelt ikke er tilladt. Analysen af muligheder for at ophæve forbuddet har særligt fokus på det lokale samspil mellem forbrug og produktion via det *kollektive* elnet. Det gældende forbud mod geografisk differentiering forhindrer de kollektive elforsyningsvirksomheder i at differentiere tarifferne ud fra geografiske kriterier. Det gælder også, selvom en sådan mulighed kan skabe en stærkere sammenhæng mellem de omkostninger, den enkelte elkunde påfører Energinet eller netvirksomheden og den betaling, som opkræves fra elkunden.

Geografisk differentierede forbrugstariffer vil give Energinet og netvirksomhederne flere redskaber og mulighed for at sende mere omkostningsægte prissignaler til elkunderne via tarifferne. Geografisk differentiering kan bl.a. reducere forbrugstariffen for elkunder, der er placeret eller placerer sig i områder med tilstrækkelig kapacitet i elnettet og omvendt.

Der kan være store selskabsøkonomiske gevinster forbundet med geografisk differentiering af særligt nyt forbrug, hvis det placerer sig hensigtsmæssigt i forhold til belastningen i elnettet. For store elkunder, såsom PtX-anlæg, kan en tarifbesparelse i nogle tilfælde være afgørende for rentabiliteten af projektet. Dermed vil geografisk differentierede forbrugstariffer give elkunderne incitament til at udnytte elnettet mere effektivt og bidrage til, at der ikke skal foretages flere investeringer i elnettet end nødvendigt.

Analyse af direkte linjer

Den danske elforsyning er opbygget under hensynet til det kollektive fællesskab. Tilgangen har gennem årene sikret udbredelse af elinfrastruktur til alle områder i Danmark. Derfor er det i praksis ikke muligt at etablere direkte linjer i dag.

Afhængig af den konkrete tarifmodel kan direkte linjer give aktører incitament til i højere grad at samplacere forbrug og produktion, da der kan forekomme en reduceret tarifbetaling af den el, der forbruges og produceres uden brug af det kollektive elnet. Samplaceringen kan reducere behovet for udbygning af de kollektive elnet og derved give samfundsøkonomiske gevinster.

Hvad er en direkte linje?

En direkte linje er en elektricitetsforbindelse, der gør det muligt at sammenkoble produktion og forbrug direkte, uden at elektriciteten transporteres gennem det kollektive elnet. Direkte linjer er reguleret af elforsyningsloven (som "direkte elforsyningsnet")

Analysen opsætter en række objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier, der skal være med til at sikre realisering af samfundsøkonomiske gevinster ved etablering af direkte linjer og hensynet til de fordelingsmæssige konsekvenser.

Analyse af matrikelkravet og lokal kollektiv tarifiering

Analysen af matrikelkravet og lokal kollektiv tarifiering har særligt fokus på lokalt forbrug og produktion. Det er i dag muligt for fx husstande at blive såkaldte egenproducenter, dvs. at producere sin egen el og koble produktionsanlægget direkte til sit eget forbrug. Et af kravene for at blive egenproducenter er, at der er tæt og reel geografisk sammenhæng mellem forbrug og produktion (det såkaldte *matrikelkrav*). Denne analyse undersøger, hvorvidt det er hensigtsmæssigt og muligt at udvide eller afskaffe matrikelkravet, så fx flere elkunder og sammenslutning af elkunder kan omfattes af reglerne.

Lokal kollektiv tarifiering kan være en alternativ måde at fremme lokalt samspil mellem forbrug og produktion via det *kollektive* elnet. Med lokal kollektiv tarifiering menes en fælles beregning af tariffen for en sammenslutning af netbrugere (fx borgerenergifællesskaber), der afspejler de besparelser i elnettet, som netbrugernes samlede forbrug og produktion kan give anledning til

i elnettet. Dette åbner op for, at lokale netbrugere kan opnå tariffordere som følge af de besparelser, som decentral elproduktion, lagring og fleksibelt forbrug giver anledning til i elnettet, uden at de behøver eje elnet eller etablere direkte linjer. Lokal kollektiv tarifiering anvendes dog ikke i Danmark i dag, selvom lovgivningen principielt muliggør det.

1.3 Sammenhæng mellem analyserne

Sigtet med rapporten er at afsøge, i hvilket omfang geografisk differentierede forbrugstariffer, direkte linjer og lokal kollektiv tarifiering kan understøtte: 1) samfundsøkonomiske gevinster i form af en mere effektiv udnyttelse af elnettet og 2) den grønne omstilling ved at skabe bedre rammevilkår for grønne teknologier. Det gøres på hver sin måde, som beskrives nedenfor.

Hensigtsmæssig udbygning af elnettet

Geografisk differentierede forbrugstariffer kan give et prissignal på tværs af geografi til elkunder om at placere sig hensigtsmæssigt i forhold til ledig kapacitet i det kollektive elnet. Direkte linjer og lokal kollektiv tarifiering kan skabe incitament til øget grad af samplacering af forbrug og produktion og kan dermed potentielt reducere behovet for udbygning af det kollektive elnet. I den sammenhæng skal det bemærkes, at det i udgangspunktet ikke er en selvfølge, at direkte linjer medfører et reduceret behov for netudbygning. I særlige tilfælde kan det dog sikre en mere effektiv udnyttelse af det kollektive elnet. Alle tre redskaber fremmer dermed en hensigtsmæssig udbygning af elnettet, som er nødvendig for elektrificeringen af Danmark.

Understøtte den grønne omstilling

Det vurderes, at redskaberne under visse betingelser kan understøtte den grønne omstilling. Geografisk differentierede forbrugstariffer kan fremme elektrificering ved at lade elkunder opnå tariffbesparelser, hvis de forbruger og placerer sig hensigtsmæssigt. Det kan i visse tilfælde medføre både samfundsøkonomiske gevinster i form af reduceret netudbygningsbehov og fremme grønne teknologiers (fx PtX) rentabilitet og dermed understøtte den grønne omstilling.

Direkte linjer kan medføre bedre rammebetingelser for grønne teknologier. Afhængig af tarifdesignet vil der kunne opnås en reduceret tariffbetaling af den el, der produceres og forbruges uden brug af det kollektive elnet. Ligesom for geografisk differentierede forbrugstariffer kan

direkte linjer under visse betingelser medføre større overensstemmelse mellem samfundsøkonomi og selskabsøkonomiske interesser, herunder rammevilkår, der fremmer grønne teknologier.

Vurderingen er, at de tre redskaber kan fremme samfundsøkonomiske gevinster. Dog kan de også være forbundet med fordelingsmæssige konsekvenser. Fordele og ulemper ved de tre redskaber gennemgås nærmere i kapitel 2-4.

1.4 Læsevejledning

Dette afsnit giver et overblik over, hvor de forskellige dele af tillægsbetænkningen af den 16. december 2020 analyseres:

Kapitel 1 introducerer rapporten, herunder dens kontekst og formål.

Kapitel 2 præsenterer analysen af forskellige muligheder for geografisk differentierede forbrugstariffer. Her gennemgås først de gældende regler. Derefter beskrives tre muligheder for at åbne op for geografisk differentiering, som efterfølgende vurderes ud fra samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovener og administrerbarhed.

Kapitel 3 præsenterer analysen om direkte linjer. Her gennemgås først gældende regler. Derefter beskrives mulighederne for at fastholde, justere eller afskaffe gældende regler, hvilket efterfølgende vurderes ud fra samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovener og administrerbarhed.

Kapitel 4 fokuserer på det lokale samspil mellem forbrug og produktion, herunder særligt matrikelkravet og lokal kollektiv tarifiering. Først gennemgås gældende regler for matrikelkravet og muligheder for at justere disse. Efterfølgende gennemgås samme punkter for lokal kollektiv tarifiering. Lokal kollektiv tarifiering vurderes efterfølgende kvalitativt ud fra samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovener og administrerbarhed.

Kapitel 5 beskriver sammenhængen mellem de analyserede muligheder for geografisk differentierede forbrugstariffer, direkte linjer og lokal kollektiv tarifiering.

KAPITEL 2: ANALYSE AF GEOGRAFISK DIFFERENTIEREDE FORBRUGSTARIFFER

Dette kapitel analyserer forskellige muligheder for at ophæve forbuddet i lovgivningen mod geografisk differentierede forbrugstariffer. Mulighederne vurderes i forhold til samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovener og administrerbarhed.

Kapitlet består af to hovedafsnit: 1) gældende regler og muligheder for at justere i disse og 2) konsekvensvurdering af tre muligheder for geografisk differentierede forbrugstariffer.

2.1 Gældende regler

I EU-retten og i dansk ret findes en række principper, som netvirksomhederne og Energinet skal følge, når de udformer tariffene. De grundlæggende regler og principper for fastsættelse af tariffen er fastlagt i EU-reglerne.

Artikel 18 i EU's elmarkedsforordning indeholder den nærmere materielle regulering af tariffen. Det følger heraf, at tariffen skal være omkostningsægte (dvs. afspejle omkostningerne), gennemsigtige, tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet.

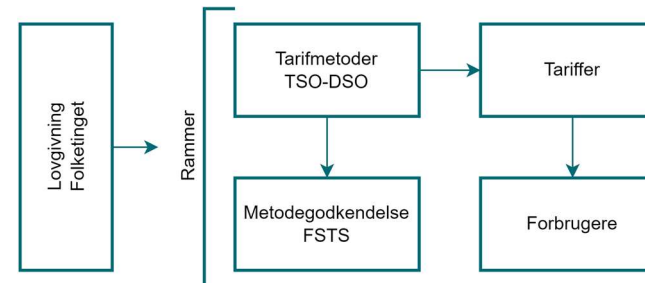
Bestemmelsen tilsiger også, at tarifmetoderne skal afspejle transmissionssystemoperatørers (TSO) og distributionssystemoperatørers (DSO) faste omkostninger, og at det skal ske under hensyntagen til systembrugerens, herunder aktive kunders, brug af distributionsnettet.

EU's elmarkedsdirektiv indebærer, at adgang til elnettet bygger på offentliggjorte tariffen, og at tariffen fastsættes eller godkendes af den regulerende myndighed (i Danmark Forsyningstilsynet) i overensstemmelse med gennemsigtige kriterier. Disse regler om tariffen er implementeret

ved elforsyningslovens § 73 og 73a. Det følger desuden af elforsyningsloven, at det ikke er tilladt at differentiere forbrugstarifferne geografisk.

Det er branchen – dvs. netvirksomhederne og Energinet – der har kompetencen til at udforme metoderne for opgørelse af tariffen, mens Forsyningstilsynet (FSTS) har kompetencen til efterfølgende at godkende metoderne. Ministeren og Folketinget har dermed ikke kompetence til at bestemme den specifikke tarifudformning. Lovgivningen skal derimod sætte rammerne for de metoder, der kan udvikles af branchen.

Figur 2 Rollefordeling i metodeudvikling af forbrugstariffer



Forbud mod geografisk differentierede forbrugstariffer

Elnettet i Danmark er planlagt ud fra et generelt kollektivt forsyningshensyn for alle elkunder uanset, hvor de er placeret geografisk, herunder om de fx bor i et tyndt befolket område. Forskelle i netstruktur, elnettets kvalitet og især netkomponenternes alder beror bl.a. på historiske forhold. Inden for de enkelte netvirksomheders netområde afregnes omkostningerne herved dog via en ens forbrugstarif for de forskellige kundekategorier, da forbrugstarifferne ikke må differentieres geografisk.

Hvad er forbrugstariffer?

Elkunder betaler både for den el, de forbruger, og for transporten af denne el. Elkunderne betaler for transporten gennem forbrugstariffer til Energinet og netvirksomhederne, der varetager denne opgave. Forbrugstariffen dækker over flere forbrugsrelaterede tariffer: en nettarif til den lokale netvirksomhed, en system- og transmissionsnettarif til Energinet, en balancetarif til Energinet, abonnementer og tilslutningsbidrag. I denne rapport anvendes begrebet "forbrugstariffer" i bred forstand og rummer således både løbende energibaserede tariffer og en gangsbetalinger for tilslutningen af nyt forbrug.

Det gældende forbud mod geografisk differentierede forbrugstariffer blev bl.a. indført for at beskytte elkunder i tyndt befolkede områder, fx øer, mod en højere tarif. I dag forhindrer forbuddet imidlertid Energinet og netvirksomhederne i at afspejle de netomkostninger, elkunder giver anledning til, i forbrugstarifferne. Det betyder alt andet lige, at det kollektive elnet ikke udnyttes optimalt.

Forbuddet mod geografisk differentierede forbrugstariffer

Elforsyningsloven § 73

"De kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser efter §§ 69-71 skal ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til. Prisdifferentiering af hensyn til effektiv udnyttelse af elnettet og til elforsyningsikkerhed er tilladt. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er kun tilladt i særlige tilfælde³."

Såfremt en model for geografisk differentiering tillades, vil Energinet og netvirksomhederne få mulighed for at indrette en mere omkostningsægte tarifstruktur, der kan fremme en mere effektiv brug af elnettet end i dag. Det kan fx være at tilskynde til hensigtsmæssig placering af større anlæg, hvilket kan mindske behovet for netudbygning. Mere omkostningsægte forbrugstariffer vil således kunne medføre samfundsøkonomiske fordele.

2.2 Mulighed for at ændre gældende regler

Modeller for at muliggøre geografisk differentierede forbrugstariffer, som fx lovliggørelse af differentieringen på visse spændingsniveauer, skal følge den kompetencefordeling, som er beskrevet i afsnit 2.1. Dvs. at en model for lovliggørelse ikke må indskrænke Forsyningstilsynets kompetencer i forhold til godkendelse af Energinets og netvirksomhedernes tarifmetoder.

Forsyningstilsynets kriterier for godkendelse

Når Forsyningstilsynet godkender en tariferingsmodel, tages der udgangspunkt i kriterier med ophæng i EU-retten og dansk ret. Disse kriterier er, at tarifferne skal være:

1. Omkostningsægte
2. Rimelige
3. Objektive
4. Ikke-diskriminerende
5. Gennemsigtige

Her udover inddrages også elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 7, 9 og 10.

Inden for EU-retten er det tilladt, at omkostningerne fordeles blandt forbrugsgrupper, såfremt de pågældende forbrugsgrupper giver anledning til forskellige omkostninger. En muliggørelse af geografisk differentiering af forbrugstarifferne må imidlertid ikke diskriminere ubegrundet og unødvendigt mellem elkunder. Det er derfor væsentligt, at det i tarifmetoderne angives tilstrækkeligt klart, hvorfor nogle forbrugsgrupper har særlige karakteristika, der gør dem mere eller mindre omkostningskrævende for Energinet eller netvirksomhederne.

Allerede igangsatte ændringer i tarifferne

En højere grad af omkostningsæghed i tarifstrukturen kan sikre en mere effektiv udnyttelse af det kollektive elnet med samfundsøkonomiske gevinster i form af besparelser ved undgåede eller reducerede netinvesteringer. Energinet og netvirksomhederne arbejder allerede med en

³ "Særlige tilfælde" kan fx være fusionering af netvirksomheder, der i en overgangsperiode må opretholde forskellige priser, hvis prisforskellen er markant mellem de to områder.

KAPITEL 2: ANALYSE AF GEOGRAFISK DIFFERENTIEREDE FORBRUGSTARIFER

række metodeændringer med det formål at øge tariffernes omkostningsægtighed. Disse udkast til metodeændringer er beskrevet i tabel 1.

Tabel 1 Oversigt over forventede metodeændringer

Dansk Energis Tarifmodel 3.0.	<p><i>Øget tidsdifferentiering:</i> Tarifferne er højere i perioder med stor belastning (dagstimer) og lavere i perioder med mindre belastning (nattetimer).</p> <p><i>Effektbetalinger:</i> De store virksomhedskunder opkræves en større betaling baseret på den maksimale effekt i MW, som de trækker fra elnettet.</p> <p>Tarifmodel 3.0 er anmeldt til Forsyningstilsynet den 9. oktober 2021.</p>
Energinets metode til nyt netprodukt.	<p><i>"Begrænset netadgang":</i> Afbrydelighedsprodukt, der giver mulighed for, at elkunder, der er tilsluttet på TSO-niveau, kan tilvælge afbrydelighed til gengæld for en reduceret nettarif. Produktet er anmeldt til Forsyningstilsynet i 2020, og afventer i skrivende stund endelig godkendelse.</p> <p>Metoden er anmeldt til Forsyningstilsynet den 29. maj 2020.</p>
Energinets arbejde med ændringer i nettariffen.	<p><i>Kapacitetsbetalinger:</i> Indførelse af en fast kapacitetsbetaling (DKK/MW/år). Kapacitetsbetalingerne reducerer kWh-betalingen i nettariffen tilsvarende.</p> <p><i>TSO-DSO Model:</i> Ny tarifmodel, hvor Energinets nettarif opkræves hos netvirksomhederne i stedet for slutkunderne i distributionsnettene.</p> <p><i>Tidsdifferentiering:</i> Indførelse af en lavprisperiode om natten.</p> <p>Metoderne er endnu ikke anmeldte og ej heller sendt i høring.</p>
Energinets arbejde med ændringer i systemtariffen.	<p><i>Fast årlig betaling:</i> Der indføres en fast årlig betaling på 180 kr.</p> <p><i>Reduceret løbende betaling:</i> Indførelsen af den årlige faste betaling mindsker den løbende systemtarif for alle elkunder tilsvarende.</p> <p><i>Reduceret løbende betaling for de største elkunder:</i> Ud over en generel reduktion af den løbende systemtarif, vil Energinet reducere den marginale systemtarif over et vist stort årligt elforbrug.</p> <p>Metoderne er endnu ikke anmeldt til Forsyningstilsynet, men sendt i høring den 5. november 2021.</p>
 Lovændringer for producenttariffer	<p>For så vidt angår tarifering af producenter vil det efter forventningen blive muligt for Energinet og Dansk Energi på vegne af netvirksomhederne at anmelde geografisk differentierede producenttariffer fra 1. januar 2022.</p>

2.3 Vurdering af modeller for geografisk differentierede forbrugstariffer

I nærværende afsnit vurderes mulighederne for geografisk differentierede forbrugstariffer ud fra parametrene i tillægsbetænkningen:

- Samfundsøkonomi
- Fordelingsvirkninger
- Statens afgiftsprovenu
- Administrerbarhed

Afsnittet redegør først for analysens metodiske overvejelser og dernæst de fire vurderingsparametre.

Geografiske forskelle i omkostninger

Særligt tre forhold påvirker forskellene i omkostningerne forskellige steder i elnettet: 1) omkostninger til nettab, 2) flaskehalse i elnettet og 3) tilslutningsomkostninger.

Hvilke netomkostninger er geografiske?

<i>Nettab</i>	Nettabet afhænger af placeringen i elnettet. Et forbrug, der ligger langt fra de elproducerende anlæg, vil give anledning til en længere transport og dermed et større nettab end et forbrug, der ligger tæt på.
<i>Flaskehalse</i>	En elkundes forbrug og bidrag til de samlede omkostning vil i tilfælde med lokale flaskehalse afhænge af placeringen i elnettet. Flaskehalse kan afhjælpes ved at gøre brug af fleksible ressourcer relevante geografiske steder i elnettet.
<i>Tilslutning</i>	Tilslutningsomkostninger omfatter dels elkunders direkte tilslutning til elnettet, dvs. stikledningen til nettilslutningspunktet, dels de nødvendige netforstærkninger. Mens stikledningsomkostningen kun er afhængig af afstanden til det eksisterende elnet, afhænger graden af netforstærkningsbehov af de lokale forhold i elnettet.

Udfordringer ved geografisk differentierede forbrugstariffer

Ovenstående omkostninger vil i højere grad kunne afspejles, hvis en model for geografisk differentierede forbrugstariffer tillades. Det kan bidrage med samfundsøkonomiske gevinster, men kan også risikere at lede til, at nogle elkunder skal betale en merpris i forhold til i dag på grund af særlige lokale forhold. Det kan potentielt resultere i, at omkostninger til netudbygning i yderområder fx skal bæres af få elkunder.

En anden udfordring ved geografisk differentierede forbrugstariffer er, hvorvidt elkunder kan reagere på prissignalerne eller ej. Geografiske differentiering af omkostninger til tilslutning af nyt forbrug kan fremme en mere hensigtsmæssig placering af forbruget, mens differentiering af den løbende tarifbetaling kan fremme et mere hensigtsmæssigt og mere omkostningsægte elforbrug. En stor del af forbruget kan dog ikke flyttes geografisk eller tilpasse sig.

Hvad består din elregning af?

Husholdninger

For en typisk husholdning med et årligt elforbrug på 4.000 kWh, fordelte elregningen sig i 3. kvartal 2021 på følgende komponenter⁴:

- Energi (27 %)
- Elafgift (37 %)
- Netbetaling, heriblandt tariffer (16 %)
- Moms (20 %)
- PSO (0 %)

De fleste af disse komponenter fluktuerer, hvorfor deres respektive andele af den samlede elregning kan variere over tid.

Virksomheder

Overordnet udgør tariffer ca. en 1/3 af den samlede elregning og el ca. 2/3. Omkostningsfordelingen for den samlede elregning varierer dog på tværs af virksomheder. Generelt vil større virksomheder, der er tilsluttet på et højere spændingsniveau, fx betale en relativt lavere andel af deres elregning til tariffer.

Estimering af geografisk differentierede forbrugstariffer

For at kunne gennemføre en analyse af de samfundsøkonomiske effekter ved adfærdsændringer for eksisterende elkunder skal der foretages et kvalificeret skøn over størrelsesorden på de fremtidige tarifændringer, som Energinet og netvirksomhederne potentielt kunne anmelde til Forsyningstilsynet og implementere over for elkunder som følge af en mulighed for geografisk differentierede forbrugstariffer.

Da det ikke er muligt at forudsige præcist, hvorvidt og hvordan Energinet og netvirksomhederne vil anvende geografisk differentiering, har det være nødvendigt at lægge nogle forudsatte antagelser ned over analysen.

I analysen for samfundsøkonomiske effekter for eksisterende forbrug er der anvendt tre mulige tarifscenarier på TSO-niveau og to scenarier på DSO-niveau. Dette giver i alt 6 forskellige kombinationer, som anvendes i de økonomiske beregninger med henblik på at give et bedste bud inden for et udfaldsrum.

I den senere gennemgang af analyseresultater af samfundsøkonomi og omfordelingseffekter præsenteres resultaterne af de to scenariekombinationer, der giver hhv. de største og mindste effekter, da disse udgør det bedste bud på et sandsynligt udfaldsrum.

Scenarier på TSO-niveau

For at estimere Energinets geografisk differentierede forbrugstarif har analysen anvendt oplysninger om udveksling af energistrømme til at inddele de geografiske områder for hver transformerstation i enten produktionsdominerede, neutrale eller forbrugsdominerede netområder. Med udgangspunkt i disse er der estimeret geografisk differentierede forbrugstariffer for tre scenarier:

1. *Minimumsværdi af nettarif*: Det antages, at det udelukkende er omkostninger til netafskrivninger, der differentieres geografisk.
2. *"Ekstrem case"*: Det antages, at Energinet tilbyder en nettarif på 0 øre/kWh til elkunder, der placerer sig i produktionsdominerede netområder.

⁴ <https://forsyningstilsynet.dk/media/10365/elprisstatistik-3-kvartal-2021.pdf>

3. *Producentbetaling*: Det antages, at der kan tilbydes en lavere nettarif end hidtil til elkunder, der tilslutter sig i produktionsdominerede netområder, og at denne udelukkende finansieres af indfødningsstariffer for producenter inden for samme netområde.

Scenarier på DSO-niveau

For at estimere netvirksomhedernes geografisk differentierede forbrugstariffer har analysen anvendt zoneopdelt data. I beregningerne er det antaget, at den geografiske differentiering af forbrugstariffer potentielt kan afhænge af to variable:

- Gennemsnitlige nuværende tariffer
- Estimerede zonespecifikke omkostninger pr. måler.

Af hensyn til at sikre analysens robusthed var det relevant at sammenligne resultaterne for beregninger med udgangspunkt i hhv. tariffer og omkostninger.

2.3.1 Definition af parametre

Samfundsøkonomi

Forbuddet mod geografisk differentierede forbrugstariffer indebærer, at nogle elkunder i dag betaler *mindre* i tariffer end de økonomiske netomkostninger, deres forbrug giver anledning til, mens andre elkunder betaler *mere*. Det betyder, at elnettet ikke udnyttes effektivt, da der ikke er incitament til optimal elforbrugsadfærd. En ikke-optimal elforbrugsadfærd pga. ikke-omkostningsægte priser (tariffer) udgør et såkaldt dødvægtstab for samfundsøkonomien.

Geografisk differentierede forbrugstariffer muliggør en mere omkostningsægte tarifstruktur, som alt andet lige vil medføre en mere efficient allokering af ressourcerne og dermed samfundsøkonomiske fordele.

Omkostningsægte forbrugstariffer

For at opnå størst mulig samfundsøkonomisk gevinst skal forbrugstariffer så vidt muligt afspejle de omkostninger, elkunden giver anledning til. Dertil skal omkostninger, der ikke afhænger af forbruget, opkræves på en sådan måde, at de ikke forvrider de omkostningsægte prissignaler.

Omkostningsægthed medfører dermed, at alle ressourcer er optimalt allokeret blandt aktører. Dermed forbruges strømmen af de elkunder, der opnår størst nytte herved og leveres til lavest mulige pris.

Geografisk differentierede forbrugstariffer kan medføre samfundsøkonomiske gevinster gennem følgende to effekter:

1. Nye elkunder får et økonomisk incitament til at tilslutte sig steder i det kollektive elnet, hvor der er ledig kapacitet.
2. Eksisterende elkunder får incitament til at foretage adfærsændringer i deres elforbrug, der i højere grad afspejler de omkostninger, som de giver anledning til.

Særligt placeringen af nyt forbrug de steder, hvor der er ledig kapacitet i elnettet, forventes at bidrage med de største samfundsøkonomiske gevinster (første effekt).

De samfundsøkonomiske gevinster forbundet med geografisk differentiering af fremtidigt elforbrug er opgjort på baggrund af et estimeret værdipotential for netbesparelser. Til estimeringen af fremtidigt forbrug har analysen anvendt data fra konsulentfirmaet Utiligize's analyse.⁵

Fordelingsvirkninger

El er et nødvendigt gode for både husholdninger og virksomheder, og større stigninger i elregningen kan derfor ramme nogle hårdt. Fordelingseffekterne vurderes ud fra størrelsen af tarifforskelle, som geografisk differentierede forbrugstariffer kan risikere at medføre mellem elkunder.

⁵ Utiligize: DER's påvirkning af eldistributionsnettet i Danmark

Des mere omkostningsægte forbrugstarifferne bliver, des større forskelle kan der opstå i tariffen, og des højere tariffstigninger vil enkelte kunder kunne blive ramt af.

Hvorvidt der vil opstå fordelings effekter afhænger dog af, hvilket tarifelement Energinet og netvirksomhederne pålægger geografisk differentiering. Fordelingseffekter mellem allerede eksisterende elkunder opstår kun, hvis det geografiske element pålægges den løbende tariffbetaling. Fordelingseffekter mellem eksisterende elkunder opstår til gengæld ikke, hvis det geografiske element i stedet pålægges engangsbetalingen forbundet med nettilslutning (kaldes fremover for tilslutningsbidrag).

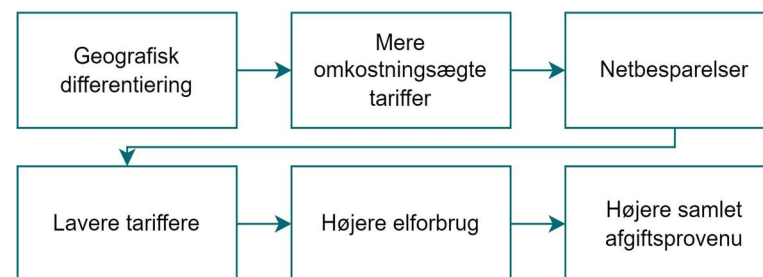
Statens afgiftsprovenu

Statens afgiftsprovenu påvirkes kun, hvis geografisk differentierede forbrugstariffer medfører, at elkunder ændrer deres forbrugsmønstre på en måde, der leder til et større eller mindre elforbrug for hele Danmark samlet set.

Det antages i analysearbejdet, at elkundernes elasticitet over for prisændringer er symmetrisk. Dvs. at elkunder, der evt. modtager en højere forbrugstarif, forbruger tilsvarende mindre elektricitet end de elkunder, der evt. modtager en lavere forbrugstarif, og som derfor bruger mere.

Fordi geografisk differentierede forbrugstariffer forventes at medføre en mere effektiv brug af elnettet, forventes det dog, at det samlede elforbrug vil stige pga. geografisk differentierede forbrugstariffer. Dette skyldes, at en mere effektiv brug af elnettet vil føre til lavere netomkostninger, og dermed alt andet lige en lavere tarifopkrævning. Muliggørelse af geografisk differentierede forbrugstariffer kan på den måde medføre et øget afgiftsprovenu. Dette er dog en alt andet lige betragtning, hvor det bl.a. på grund af fluktuationer i elregningskomponenter, heriblandt elpriser, afgifts- og tarifsatser, ikke er muligt at identificere den isolerede effekt af geografisk differentierede forbrugstariffer på afgiftsprovenuet.

Figur 3 Potentiel effekt af mere omkostningsægte forbrugstariffer



Administrerbarhed

Lovgivningen skal skabe rammer for tariffer, der er lette at forstå og implementere. Det gælder både for Energinet og netvirksomhederne, som skal udvikle tarifmetoderne inden for rammerne og for Forsyningstilsynet, som skal godkende disse metoder.

Enkel og implementerbar lovgivning vil bidrage til at undgå unødvendigt høje udgifter til administration for Energinet, netvirksomhederne og Forsyningstilsynet. Lovgivningen må med andre ord ikke i sig selv skabe økonomiske barrierer i form af transaktionsomkostninger forbundet med implementeringen af geografisk differentierede forbrugstariffer.

Jo finere geografisk opløsning et netområde opgøres i, des mere omkostningsægte vil den geografiske differentiering være. Det kan imidlertid være svært for Energinet og netvirksomhederne at opgøre elnettets omkostninger i høj geografisk opløsning. Især et differentieret tilslutningsbidrag kræver grundige netberegninger på baggrund af en del usikre fremtidige forhold. Der er behov for, at der udvikles en objektiv og transparent metode, inden geografisk differentiering kan implementeres i praksis.

Det er således en afvejning mellem på den ene side at sikre omkostningsægtighed og på den anden side ikke at give anledning til unødvendigt høje administrative omkostninger.

Usikkerheder

Det skal understreges, at analyserne for samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger og statens afgiftsprovener er behæftet med væsentlig usikkerhed. Resultaterne skal derfor fortolkes i det lys.

Der er særligt to centrale forhold, som bidrager til usikkerheden. For det første afhænger de faktiske tarifændringer af den konkrete tarifmetode, som Energinet og netvirksomhederne udvikler i fremtiden. For det andet er det usikkert, hvilke geografiske forhold der er determinerende for forskelle i netomkostninger.

Disse to usikkerheder bevirker, at nærværende økonomiske analyse nødvendigvis må lægge forholdsvis strenge forudsætninger og antagelser til grund for at være i stand til at belyse konsekvenserne af geografisk differentierede forbrugstariffer kvantitativt. Robustheden ved analysens resultater skal derfor vurderes på baggrund af de anvendte forudsætninger og antagelser.

Usikkerheder

- Faktiske fremtidige tarifmetoder, som udvikles af Energinet og netvirksomhederne er i sagens natur ikke kendt på nuværende tidspunkt.
- Usikkerhed om betydningen af elkunders geografiske forhold for netomkostninger.
- Usikkerhed om, hvorvidt geografisk differentierede forbrugstariffer kan sende tilstrækkelige prissignaler til særligt nye, store forbrugsanlæg, som fx PtX-anlæg og datacentre.
 - Det grundlæggende formål med geografisk differentierede forbrugstariffer er at muliggøre mere omkostningsægte tariffer, men de samfundsøkonomiske effekter afhænger af, om kunderne ændrer adfærd som følge heraf.
- Usikkerhed om omfanget af geografisk differentierede forbrugstariffers påvirkning af forbrugsadfærd for eksisterende kunder.
 - Kunder mangler generelt viden om både deres elforbrug (i kWh) og elprisen for at kunne optimere deres forbrugsadfærd på baggrund af prissignaler.
- Analysen af geografisk differentierede forbrugstariffer er en alt andet lige betragtning, fordi kunderne er optagede af den samlede elpris (ikke blot tariffer), hvor fx markedsprisen på el samtidig er et fluktuerende element over tid.

2.3.2 Modeller for geografisk differentierede forbrugstariffer

I det følgende vurderes tre muligheder for geografisk differentierede forbrugstariffer:

1. Fuld åbning, afsnit 2.3.3
2. Afgrænsning pba. spændingsniveau, afsnit 2.3.4
3. Begrænset tarifforskel, afsnit 2.3.5

Analysen af en fuld åbning for geografisk differentierede forbrugstariffer anvendes som en benchmark-model, hvorefter de to modeller for begrænset lovliggørelse analyseres.

Tilgang til modelvalg

Der har i analysearbejdet været overvejet en bredere vifte af modeller for lovliggørelse af geografisk differentierede forbrugstariffer. Disse modeller har dog i den indledende evaluering vist sig at have svagheder, der gør, at de ikke vurderes som hensigtsmæssige alternativer.

Det samlede antal relevante løsningsmodeller er på den baggrund indsnævret til tre modeller (fuld åbning og to modeller for begrænset åbning) med hver deres styrker og svagheder. De tre modeller præsenteres i skemaet på næste side og gennemgås derefter hver for sig.

Model 1: Fuld åbning

Mekanisme:

Forbuddet mod geografisk differentierede forbrugstariffer fjernes for alle forbrugerkategorier.

Hensyn:

Det fulde samfundsøkonomiske potentiale udnyttes.

Væsentligste styrker:

- + Mest omkostningsægte forbrugstariffer
- + Gennemsigtig og nem at administrere
- + Tilsvarende producenttariffer

Væsentligste svagheder:

- ÷ Risikerer at medføre store omfordelingseffekter
- ÷ Vanskeligt at forudse graden af differentiering i de konkrete forbrugstariffer

Udfordringer ved implementering:

Der vurderes ikke at være lovgivningsmæssige udfordringer ved implementeringen af modellen.

Model 2: Afgrænsning pba. spændingsniveau

Mekanisme:

Geografisk differentierede forbrugstariffer tillades for alle større elkunder tilsluttet fra og med et vist spændingsniveau.

Hensyn:

Modellen beskytter forbrugere på de lavere spændingsniveauer mod fordelings effekter.

Væsentligste styrker:

- + Mulighed for at fritage forbrugsgrupper fra fordelings effekter
- + Mere omkostningsægte forbrugstariffer på tilladte spændingsniveauer
- + Gennemsigtig og nem at administrere

Væsentligste svagheder:

- ÷ Det fulde samfundsøkonomiske potentiale udnyttes ikke
- ÷ Risikerer at medføre store omfordelingseffekter blandt elkunderne i de tilladte spændingsniveauer

Udfordringer ved implementering:

Modellen kræver, at der fastsættes et spændingsniveau for, hvornår geografisk differentiering er tilladt. Dette vil skulle bero på en konkret afvejning mellem samfundsøkonomiske gevinster og fordelings effekter.

Model 3: Begrænset tarifforskelle

Mekanisme:

Lovgivningen fastsætter en grænse for, hvor meget forbrugstarifferne må variere mellem kunder i samme kundekategori alene på baggrund af geografi.

Hensyn:

Modellen sikrer, at omfordelingseffekterne ikke overstiger en bestemt grænse, uanset hvilket spændingsniveau elkunderne er tilsluttet.

Væsentligste styrker:

- + Størrelsen af omfordelingseffekterne kan kontrolleres
- + Mere omkostningsægte forbrugstariffer på alle spændingsniveauer

Væsentligste svagheder:

- ÷ Det fulde samfundsøkonomiske potentiale udnyttes ikke
- ÷ Administrerbarheden er usikker
- ÷ Vanskeligt at fastsætte grænsen for maksimalt tilladte variationer i forbrugstariffen
- ÷ Juridisk usikkert, hvorvidt modellen overholder rollefordelingen i tarifudformningen.

Udfordringer ved implementering:

Modellen kræver, at der fastsættes en grænse for maksimal tilladt variation af forbrugstariffen på baggrund af geografi. Dette kan være svært at fastsætte ud fra objektive kriterier.

2.3.3 Model 1: Fuld åbning

Model 1 tillader geografisk differentierede forbrugstariffer for alle elkunder. Dvs. at det nuværende forbud ophæves uden nogen begrænsning. Med denne model får både Energinet og netvirksomhederne mulighed for frit at kunne afspejle geografiske prisforskelle i forbrugstarifferne. Denne model vil fungere som en benchmark i forhold til de to efterfølgende modeller for tilladelse til geografisk differentiering.

Denne model udnytter det fulde samfundsøkonomiske potentiale, da den ikke begrænser muligheden for mere omkostningsægte forbrugstariffer for så vidt angår de geografisk betingede omkostninger. En fuld åbning vil på den anden side kunne medføre store omfordelinger mellem elkunder i forskellige områder.

I nedenstående tabel præsenteres en oversigt over fordelingen af danske elkunder på de forskellige spændingsniveauer og deres respektive gennemsnitlige elforbrug.

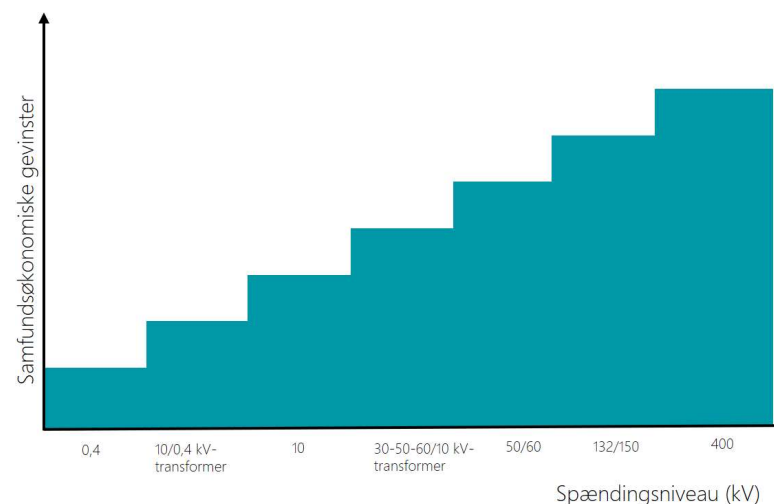
Tabel 2 Oversigt over spændingsniveauer

Spændingsniveau	Antal elkunder (ca.)	kWh/år/elkunde	Eksempler på elkunder
0,4 kV	3,2 mio.	4.000 kWh	Husholdninger, små erhverv, BEF, varmepumper
0,4 kV (direkte tilsluttet i 10/0,4 kV-transformerstation)	36.000	250.000 kWh	Mindre erhverv, fx landbrug
10 kV	1.500	1.000.000 kWh	Større erhverv, fx slagterier
10 kV (direkte tilsluttet i 30-50-60/10 kV-transformerstation)	250	1.000.000 kWh	Større produktionsvirksomheder
30-50-60 kV	30	25.000.000 kWh	Cement, stål, m.v.
132-150-400 kV (transmissionsnettet)	20	50.000.000 kWh	Datacentre, Banedanmark, (fremtidige) PtX-anlæg

Samfundsøkonomi

Geografisk differentierede forbrugstariffer forventes at medføre samfundsøkonomiske gevinster. Gevinsterne opnås dels af adfærdsændringer i det nuværende elforbrug hos allerede-eksisterende større virksomheder. En sådan adfærdsændring er fx en virksomhed, der ligger i et område med rigelig kapacitet og som følge af lavere forbrugstariffer vælger at øge sit forbrug. Dels opnås de af en mere hensigtsmæssig placering af nyt stort forbrug i forhold til ledig kapacitet i elnettet.

Figur 4 Samfundsøkonomisk potentiale ved fuld åbning



Anm.: De samfundsøkonomiske gevinster er udelukkende illustrative og har ikke en absolut værdi i kroner og øre.

Den geografiske differentiering kan ske på alle tarifelementer, her iblandt på den løbende energibaserede tarifbetaling, på tilslutningsbidraget og eventuelle fremtidige kapacitetsbetalinger. Det er i sidste ende op til Energinet og netvirksomhederne at udvikle de konkrete tarifmetoder og Forsyningstilsynet at godkende dem. De konkrete konsekvenser er derfor behæftede med betydelig usikkerhed.

Tabel 3 viser de estimerede samfundsøkonomiske gevinster som en fuld åbning for geografisk differentierede forbrugstariffer kan have:

KAPITEL 2: ANALYSE AF GEOGRAFISK DIFFERENTIEREDE FORBRUGSTARIFER

Tabel 3 Potentielle samfundsøkonomiske gevinster ved geografisk differentierede forbrugstariffer

Scenarie	Eksisterende forbrug: Adfærdsændringer	Fremtidigt forbrug: Adfærdstilpasninger og geografisk placering
Fuld åbning	0-20 mio. kr. pr. år	0-153 mio. kr. pr. år

Anm.: Beregningerne tager udgangspunkt i en kvalificeret estimering af mulig geografisk differentiering (se afsnit 2.3). Da det i sidste ende er op til Energinet og netvirksomhederne at udvikle tarifmetoden, er tallene behæftede med stor usikkerhed. For det eksisterende forbrug tages der udgangspunkt i den løbende tarif. For fremtidigt forbrug sondre den konkrete beregning ikke mellem, hvilket tarifelement der differentieres. De potentielle adfærdsændringer er relative til tarifsystemet i dag og skal betragtes som en alt andet lige effekt af geografisk differentierede forbrugstariffer.

Tabel 3 viser, at den største del af den *potentielle* samfundsøkonomiske gevinst ved muligheden for geografisk differentierede forbrugstariffer kommer fra nyt fremtidigt elforbrug. Det skyldes særligt, at der er mulighed for at differentiere tilslutningsbidraget, hvilket kan give incitament til, at nyt forbrug placerer sig hensigtsmæssigt i forhold til elnettet.

De estimerede potentielle samfundsøkonomiske gevinster er dog behæftet med stor usikkerhed, som beskrevet i afsnit 2.3.1.

Fordelingseffekter

Muligheden for mere omkostningsægte forbrugstariffer som følge af geografisk differentiering kan medføre fordelingseffekter ved at gøre forbrugstariffen lavere for nogle af de omfattede elkunder og højere for andre. Valg af konkret tarifmetode er op til branchen at beslutte. Da det ikke er muligt at påvirke – og dermed forudsige – de konkrete tarifmetoder, har analysen måtte basere sig på en kvalificeret vurdering af den potentielle størrelse på de geografisk differentierede forbrugstariffer, jf. afsnit 2.3.

Branchen kan vælge at differentiere tilslutningsbidraget, den løbende tarif eller andre betalinger. Såfremt branchen vælger at differentiere på tilslutningsbidraget, vil der *ikke* ske omfordelinger mellem eksisterende elkunder, da tilslutningsbidraget betales én gang i forbindelse med tilslutningen af nyt forbrug. Vælger branchen i stedet at differentiere den løbende tarif, indikerer analysen, at de største relative fordelingseffekter ved geografisk differentierede forbrugstariffer er blandt kundegrupperne på de laveste spændingsniveauer, jf. tabel 4.

Tabel 4 Eksempel på mulige fordelingseffekter for Model 1 baseret på den samlede årlige elregning ved geografisk differentiering af hhv. den løbende tarif og tilslutningsbidraget relativt til i dag

Spændingsniveau	Standard elforbrug	Geografisk differentiering af den løbende tarif		Geografisk differentiering af tilslutningsbidraget
		Største potentielle stigning for den årlige elregning relativt til i dag	Største potentielle reduktion for den samlede årlige elregning ift. i dag	
0,4 kV	4.000 kWh	+ 0-27 %	- 0-9 %	0 %
0,4 kV (direkte tilsluttet i 10/0,4 kV-transformerstation)	250.000 kWh	+ 0-39 %	- 0-19 %	0 %
10 kV	1.000.000 kWh	+ 0-32 %	- 0-19 %	0 %
10 kV (direkte tilsluttet i 30-50-60/10 kV-transformerstation)	1.000.000 kWh	+ 0-17 %	- 0-15 %	0 %
30-50-60 kV	25.000.000 kWh	+ 0-11 %	- 0-14 %	0 %
132-150-400 kV (transmissionsnettet)	50.000.000 kWh	+ 0-5 %	- 0-12 %	0 %

Anm.: Procentsatserne viser den potentielle højeste relative stigning og højeste relative reduktion i den samlede årlige elregning, som gennemsnitlige elkunder i de forskellige kundekategorier risikerer at få som følge af geografisk differentierede forbrugstariffer på den løbende tarif. Differentieres tilslutningsbidraget, er der ingen fordelingseffekt. Bemærk at de procentvise ændringer i selve forbrugstarifferne kan være betydeligt højere, men det er vurderet mest hensigtsmæssigt og relevant at betragte de relative ændringer af den samlede elregning. De potentielle ændringer i tarifbetalingerne er relative til tarifsystemet i dag og skal betragtes som en alt andet lige effekt af geografisk differentiering.

Analysen indikerer, at den samlede årlige elregning⁶ potentielt kan stige med op til ca. 40 % for nogle elkunder og falde med ca. 20 % for andre, hvis der udelukkende differentieres på den løbende tarif. Beregningerne er behæftet med stor usikkerhed og skal betragtes som et eksempel på det største udfaldsrum for mulige omfordelinger som følge af differentieringen, jf. afsnit 2.3. Der vurderes samlet set at være relativt store omfordelingseffekter blandt særligt mindre elkunder.

Statens afgiftsprovener

Selvom elkunder i et mindre omfang vil justere deres individuelle elforbrug som følge af ændrede tarifbetalinger, forventes det aggregerede danske elforbrug at ligge på omtrent samme niveau på kort sigt som i dag. Statens afgiftsprovener fra eksisterende kunder forventes ikke at blive påvirket negativt, eftersom elafgiften forbliver uændret.

Geografisk differentierede forbrugstariffer vil fremme en mere effektiv udnyttelse af det kollektive elnet, og dermed nedbringe de samlede omkostninger for Energinet og netvirksomhederne og således også forbrugstarifferne. Det forventes derfor, at lavere forbrugstariffer over tid vil stimulere efterspørgslen efter el særligt i områder med tilstrækkelig kapacitet i elnettet og lave tilslutningsbidrag. Med tiden forventes det samlede danske elforbrug, og dermed afgiftsprovenerne, at kunne stige, jf. afsnit 2.3. Denne effekt er ikke muligt at kvantificere.

Administrerbarhed

En ophævelse af forbuddet mod geografisk differentierede forbrugstariffer forventes at være enkel og administrerbar. Ved en fuld åbning vil der ikke være nogle begrænsninger, som Energinet og netvirksomhederne skal tage hensyn til i udarbejdelsen af deres tarifmetoder. Ligeledes vurderes det at være administrerbart for Forsyningstilsynet at godkende tarifmetoder, der indeholder et element af geografisk differentiering. De anmeldte tarifmetoder vil fortsat skulle vise, at de geografisk differentierede dele af tariffbetalingen bl.a. er omkostningsægte.

Delkonklusion

En fuld åbning for geografisk differentierede forbrugstariffer forventes at muliggøre et mere omkostningsægte tarifdesign. Dette forventes at kunne medføre betydelige samfundsøkonomiske gevinster på op til 173 mio. kr. om året inkl. effekter for både nuværende og fremtidigt forbrug.

Den potentielle samfundsøkonomiske gevinst er dog behæftet med usikkerhed. Det skyldes særligt, at det er usikkert, at forbrugsadfærden for husholdninger og små virksomheder vil ændres i en sådan grad, at de fulde potentielle gevinster opnås. Det vil kræve, at husholdninger ændrer investeringsadfærd i forhold til fx elbiler eller varmepumper som følge af lavere eller højere tariffer, samt flytter sig efter der, hvor tarifferne er lavere.

Til gengæld vurderes de potentielle omfordelingseffekter, særligt blandt husholdninger og mindre erhverv, at kunne blive store. Ved en fuld åbning risikerer man med andre ord, store fordelingseffekter blandt mindre elkunder.

2.3.4 Model 2: Afgrænsning pba. spændingsniveau

Model 2 tillader geografisk differentiering af tarifbetalinger for elkunder afgrænset på baggrund af spændingsniveau. Grænsen for spændingsniveau kan i princippet sættes der, hvor det vurderes hensigtsmæssigt. I denne analyse har der været fokus på muligheden for at indføre geografisk differentiering på hhv. tilslutninger fra og med 10 kV-spændingsniveau og tilslutninger på transmissionsniveau.

Samfundsøkonomi

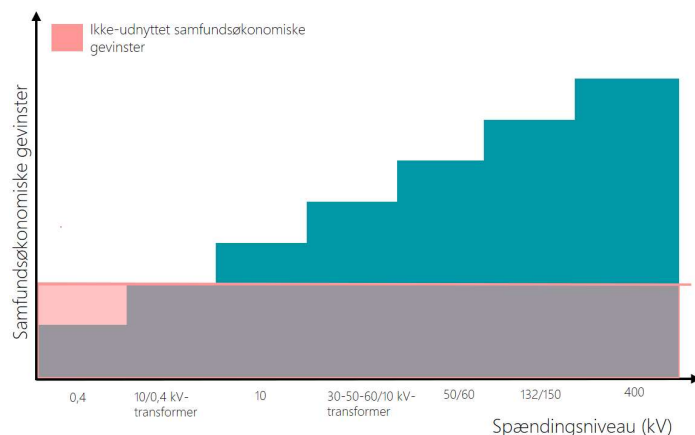
Når grænsen fastlægges for, hvilke spændingsniveauer geografisk differentiering tillades på, skal der tages hensyn til, at de største samfundsøkonomiske gevinster opnås, jo flere spændingsniveauer og dermed elkunder, der omfattes af geografisk differentiering.

⁶ Matematisk vil de procentvise ændringer i tarifferne være større end de procentvise ændringer i den samlede årlige elregning.

KAPITEL 2: ANALYSE AF GEOGRAFISK DIFFERENTIEREDE FORBRUGSTARIFER

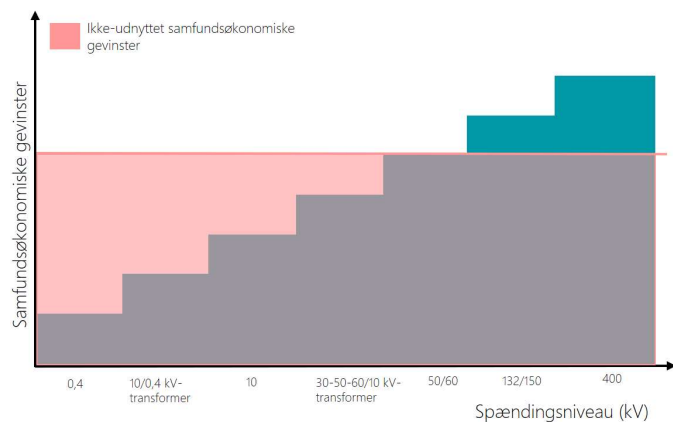
En afgrænsning på spændingsniveau høster med andre ord ikke det fulde økonomiske potentiale ved geografisk differentiering. Til gengæld vil det være muligt at målrette geografisk differentierede tariffer overfor store elkunder.

Figur 5 Samfundsøkonomisk potentiale ved begrænset åbning fra og med 10 kV



Anm.: De samfundsøkonomiske gevinster er udelukkende illustrative og har ikke en absolut værdi i kroner og øre.

Figur 6 Samfundsøkonomisk potentiale ved begrænset åbning fra og med transmissionsniveau



Anm.: De samfundsøkonomiske gevinster er udelukkende illustrative og har ikke en absolut værdi i kroner og øre.

De estimerede samfundsøkonomiske gevinster ved en begrænset åbning på baggrund af spændingsniveau er behæftet med stor usikkerhed af samme grunde som beskrevet i forhold til en fuld åbning for geografisk differentiering.

Med udgangspunkt i analysens estimering af en geografisk differentieret forbrugstarif (jf. afsnit 2.3), ses herunder en sammenligning af de estimerede samfundsøkonomiske gevinster ved hhv. en fuld åbning, afgrænsning ved 10 kV-spændingsniveau og ved transmissionsniveau.

Tabel 5 Potentielle samfundsøkonomiske gevinster ved geografisk differentierede forbrugstariffer

Scenarie	Eksisterende forbrug: Adfærdsændringer	Fremtidigt forbrug: Adfærdstilpasninger og geografisk placering
Fuld åbning	0-20 mio. kr. pr. år	0-153 mio. kr. pr. år
Afgrænsning til 10 kV	0-1 mio. kr. pr. år	0-46 mio. kr. pr. år
Afgrænsning til transmissionsniveau	0-1 mio. kr. pr. år	0-39 mio. kr. pr. år

Anm.: Beregningerne tager udgangspunkt i en kvalificeret estimering af mulig geografisk differentiering (se afsnit 2.3). Da det i sidste ende er op til Energinet og netvirksomhederne at udvikle tarifmetoden og Forsyningstilsynet at godkende dem, er tallene behæftede med stor usikkerhed. For det eksisterende forbrug tages der udgangspunkt i den løbende tarif. For fremtidigt forbrug sondre den konkrete beregning ikke mellem, hvilket tarifelement der differentieres. De potentielle adfærdsændringer er relative til tarifsystemet i dag og skal betragtes som en alt andet lige effekt af geografisk differentierede forbrugstariffer.

Tabel 5 viser, at den potentielle samfundsøkonomiske gevinst ved geografisk differentierede forbrugstariffer er størst ved fremtidigt forbrug. Det skyldes særligt, at det er muligt at differentiere tilslutningsbidraget, hvilket kan give incitament til, at det nye forbrug placerer sig hensigtsmæssigt i forhold til elnettet.

Beregningerne viser også, at den potentielle samfundsøkonomiske gevinst er mindre, jo færre spændingsniveauer, der åbnes op for. Den potentielle samfundsøkonomiske gevinst, der mistes ved en afgrænsning til 10 kV eller transmissionsniveau er dog også behæftet med usikkerhed, jf. tidligere beskrevne grundlag for estimererne.

KAPITEL 2: ANALYSE AF GEOGRAFISK DIFFERENTIEREDE FORBRUGSTARIFTER

Fordelingseffekter

Da det ikke er muligt at forudsige de konkrete tarifmetoder, baserer analysen sig på et kvalificeret bud om størrelsen på de geografisk differentierede forbrugstariffer, jf. afsnit 2.3. Analysen indikerer, at de største relative fordelingseffekter ved geografisk differentierede forbrugstariffer er blandt elkunderne på de laveste spændingsniveauer. Elkunderne på de laveste spændingsniveauer fritages fra disse fordelingseffekter ved at begrænse muligheden for geografisk differentierede forbrugstariffer til de højere spændingsniveauer.

Branchen kan vælge enten at differentiere tilslutningsbidraget eller den løbende tarif. Såfremt branchen vælger at differentiere på tilslutningsbidraget, vil der ikke ske omfordelinger mellem eksisterende elkunder, da tilslutningsbidraget betales én gang i forbindelse med tilslutningen af nyt forbrug. Vælger branchen i stedet at differentiere den løbende tarif, indikerer analysen, at de største relative fordelingseffekter ved geografisk differentierede forbrugstariffer er blandt kundegrupperne på de laveste spændingsniveauer, jf. tabel 6.

Armslængdeprincippet

Det er i forbindelse med analysen undersøgt, hvorvidt lovgivningen kan begrænse muligheden for geografisk differentierede forbrugstariffer til kun at gælde tilslutningen af nyt forbrug. En sådan afgrænsning indebærer et behov for at definere juridisk, hvad der udgør de tilslutningsomkostninger, der må differentieres geografisk. En sådan definition vil imidlertid berøre Forsyningstilsynets kompetence til at godkende metoder for transmissions- og distributionstariffer. Denne kompetence følger af elmarkedsdirektivets artikel 59, stk. 1, jf. afsnit 2.1. En model, der afgrænser tilslutningsbidraget vurderes derfor at være forbundet med en væsentlig risiko for ikke at være i overensstemmelse med elmarkedsdirektivet.

Tabel 6 Eksempel på mulige fordelingseffekter for Model 2 baseret på den samlede årlige elregning ved geografisk differentiering af hhv. den løbende tarif og tilslutningsbidraget relativt til i dag

Spændingsniveau	Standard el-forbrug	Geografisk differentiering af den løbende tarif		Geografisk differentiering af tilslutningsbidraget
		Største potentielle stigning for den årlige elregning relativt til i dag	Største potentielle reduktion for den samlede årlige elregning ift. i dag	
0,4 kV	4.000 kWh	+ 0-27 %	- 0-9 %	0 %
0,4 kV (direkte tilsluttet i 10/0,4 kV-transformerstation)	250.000 kWh	+ 0-39 %	- 0-19 %	0 %
10 kV	1.000.000 kWh	+ 0-32 %	- 0-19 %	0 %
10 kV (direkte tilsluttet i 30-50-60/10 kV-transformerstation)	1.000.000 kWh	+ 0-17 %	- 0-15 %	0 %
30-50-60 kV	25.000.000 kWh	+ 0-11 %	- 0-14 %	0 %
132-150-400 kV (transmissionsnettet)	50.000.000 kWh	+ 0-5 %	- 0-12 %	0 %

Anm.: Procentsatserne viser den potentielle højeste relative stigning og højeste relative reduktion i den samlede årlige elregning, som gennemsnitlige elkunder i de forskellige kundekategorier risikerer at få som følge af geografisk differentierede forbrugstariffer på den løbende tarif. Differentieres tilslutningsbidraget, er der ingen fordelingseffekt. Bemærk at de procentvise ændringer i selve forbrugstarifferne kan være betydeligt højere, men det er vurderet mest hensigtsmæssigt og relevant at betragte de relative ændringer af den samlede elregning. De potentielle ændringer i tariffbetalingerne er relative til tariffsystemet i dag og skal betragtes som en alt andet lige effekt af geografisk differentiering.

Hvis Energinet og netvirksomhederne kun vælger at differentiere på tilslutningsbidraget, vil der ikke ske omfordelinger mellem eksisterende kundegrupper. Vælger de i stedet at geografisk differentiere den løbende tarif, indikerer analysen, at de potentielle fordelingseffekter blandt kundegrupperne falder jo højere spændingsniveau, de er tilsluttede på. Ved en afgrænsning

fra og med 10 kV, kan den samlede årlige elregning⁷ potentielt stige med op til ca. 30 % for nogle elkunder og falde med op til ca. 20 % for andre, hvis der udelukkende differentieres på den løbende tarif. Ved en afgrænsning til transmissionsniveau kan den stige med op til ca. 5 % for nogle elkunder og falde med op til ca. 10 % for andre. Beregningerne er behæftet med stor usikkerhed og skal betragtes som et eksempel på det største udfaldsrum for mulige omfordelinger som følge af differentieringen.

Samlet set vil en begrænsning af geografisk differentierede forbrugstariffer på baggrund af spændingsniveau effektivt fritage de elkunder, for hvem omfordelingseffekterne potentielt er størst.

Statens afgiftsprovenu

Ligesom ved en fuld åbning forventes det aggregerede danske elforbrug, og dermed statens samlede afgiftsprovenu, at ligge på omtrent det samme niveau på kort sigt som i dag.

En begrænset åbning på baggrund af spændingsniveau kan potentielt medføre lavere forbrugstariffer som følge af en mere effektiv udnyttelse af det kollektive elnet. Dette kan potentielt stimulere forbruget yderligere, hvorfor statens afgiftsprovenu på sigt kan stige.

Administrerbarhed

En muliggørelse af geografisk differentierede forbrugstariffer fra og med et bestemt spændingsniveau vurderes at være en forholdsvis administrerbar model. Der kan dog være en data-mæssig opgave af et vist omfang at gøre det IT-teknisk muligt at inddele hver enkelt elkunde på baggrund af spændingsniveau. Ligeledes vurderes det at være administrerbart for Forsyningstilsynet at godkende tarifmetoder, der indeholder et element af geografisk differentiering. De anmeldte tarifmetoder vil fortsat skulle vise, at de geografisk differentierede dele af tariffbetalingen er omkostningsægte.

Delkonklusion

Potentialet for samfundsøkonomiske gevinster er større, jo flere spændingsniveauer geografisk differentierede forbrugstariffer tillades på. Af de to analyserede spændingsniveauer opnås det største samfundsøkonomiske potentiale derfor ved 10 kV.

Begge spændingsniveaugrænser vil sikre muligheden for at videreføre beskyttelsen af de små kunder og særligt husholdninger fra evt. tarifstigninger, der kunne forekomme under en fuld afskaffelse af forbuddet mod geografisk differentierede forbrugstariffer.

Begge spændingsniveaugrænser muliggør geografisk differentiering over for store forbrugsanlæg, fx datacentre, samt nye former for store forbrugsanlæg, fx større elektrolyseanlæg, kollektive varmepumper, industrielle elkedler, som alle forventes at reagere forholdsvis stærkt på prissignaler i forbrugstarifferne.

2.3.5 Model 3: Begrænsning af tarifforskelle

Model 3 tillader en begrænset form for geografisk differentierede forbrugstariffer ved at fastlægge en grænse for, i hvilket omfang forbrugstarifferne må variere mellem samme kundekategorier alene på baggrund af geografi. Det betyder, at geografisk differentierede forbrugstariffer tillades på alle niveauer, men at det konkrete omfang begrænses kvantitativt i lovgivningen. Med andre ord må forbrugstarifferne på tværs af samme kundekategorier maksimalt variere med +/- X % i forhold til gennemsnittet.

Model 3 kan skabe sikkerhed for, at geografisk differentierede forbrugstariffer ikke vil resultere i uønskede store omfordelingseffekter mellem elkunder på grund af deres geografiske placering.

Fastsættelse af grænse for maksimal variation af tarifferne

Fordelen ved denne model er, at grænsen for den maksimale variation mellem elkundernes tariffer frit kan sættes. Det er imidlertid også udfordringen. Da det ikke er muligt at forudse, hvordan de konkrete geografisk differentierede forbrugstariffer indrettes, er der stor risiko for at fastsætte en grænse, der ikke er meningsfuld.

Hvis modellen skal medføre de samfundsøkonomiske gevinster, som geografisk differentierede forbrugstariffer kan bidrage med, er det vigtigt at sætte grænsen højt nok, så Energinet og netvirksomhederne reelt får mulighed for at differentiere. På den anden side vil en høj grænse risikere at give nogenlunde samme omfordelinger som en fuld åbning.

⁷ Matematisk vil de procentvise ændringer i tarifferne være større end de procentvise ændringer i den samlede årlige elregning.

KAPITEL 2: ANALYSE AF GEOGRAFISK DIFFERENTIEREDE FORBRUGSTARIFTER

Denne analyse tager udgangspunkt i et valg af +/- 30 %. Dvs., at geografisk differentiering ikke må lede til ændringer i den samlede tariffbetaling på mere end +/- 30 %.

Juridiske udfordringer

Denne model giver anledning til overvejelser om, hvorvidt kompetenceforbeholdet i forhold til Forsyningstilsynet enekompetence til at godkende tariffer respekteres.

En kvantitativ begrænsning vil nødvendigvis skulle fastsættes ved lov eller i medfør af lov for at være bindende for netvirksomhederne og Energinet. Der ville dermed være tale om lovreger, som direkte binder de tarifmetoder og priser, som Forsyningstilsynet godkender. En sådan regulering vurderes at kunne udgøre en instruks til Forsyningstilsynet i forhold til hvilke tarifniveauer, de kan godkende, og der vil dermed kunne være tale om en egentlig hindring for Forsyningstilsynets udøvelse af beføjelser i elmarkedsdirektivets artikel 59. Dette er en væsentlig juridisk udfordring for Model 3.

Samfundsøkonomi

En begrænsning af de tilladte tarifforskelle muliggør ikke det fulde økonomiske potentiale ved geografisk differentiering. Til gengæld vil geografisk differentiering være mulig på alle spændingsniveauer inden for det tilladte interval.

Modellens begrænsninger af mulige tarifvariationer gør det tvivlsomt i hvilket omfang, det samfundsøkonomiske potentiale er realiserbart. Det skyldes, at det er usikkert, om det er muligt at sende et tilstrækkeligt stærkt prissignal under de givne fastsatte grænser, til enten at få nyt forbrug til at placere sig mere hensigtsmæssigt i elnettet, eller at få eksisterende elkunder til at ændre deres forbrugsadfærd.

Nedenfor sammenlignes de estimerede samfundsøkonomiske gevinster ved en begrænsning på +/-30 % med de andre modeller. Beregningerne af de samfundsøkonomiske gevinster ved denne model er, som ved de andre modeller, behæftede med stor usikkerhed.

Tabel 7 Potentielle samfundsøkonomiske gevinster ved geografisk differentierede forbrugstariffer

Scenarie	Eksisterende forbrug: Adfærdsændringer	Fremtidigt forbrug: Adfærdstilpasninger og geografisk placering
Fuld åbning	0-20 mio. kr. pr. år	0-153 mio. kr. pr. år
Afgrænsning til 10 kV	0-1 mio. kr. pr. år	0-46 mio. kr. pr. år
Afgrænsning til transmissionsniveau	0-1 mio. kr. pr. år	0-39 mio. kr. pr. år
Begrænsning af tarifforskelle	0-2 mio. kr. pr. år	0-153 mio. kr. pr. år

Anm.: Beregningerne tager udgangspunkt i et eksempel på mulig geografisk differentiering. Da det i sidste ende er op til Energinet og netvirksomhederne at udvikle tarifmetoderne og Forsyningstilsynet at godkende dem, er tallene behæftede med stor usikkerhed. For det eksisterende forbrug tages der udgangspunkt i den løbende tariff. For fremtidigt forbrug sondre den konkrete beregning ikke mellem, hvilket tarifelement der differentieres. De potentielle adfærdsændringer er relative til tarifysystemet i dag og skal betragtes som en alt andet lige effekt af geografisk differentierede forbrugstariffer.

Tabel 7 viser, at den potentielle samfundsøkonomiske gevinst ved muligheden for geografisk differentierede forbrugstariffer er størst ved fremtidigt forbrug. Det skyldes særligt, at der er mulighed for at differentiere betalingen for den initiale nettilslutning for nyt stort forbrug, hvilket kan give incitament til, at det nye store forbrug placerer sig hensigtsmæssigt i forhold til elnettet.

Beregningerne viser også, at den potentielle samfundsøkonomiske gevinst for differentiering af eksisterende forbrug er mindre ved denne model end ved fuld åbning, men potentielt større end ved begrænsning ved spændingsniveauer. Den potentielle samfundsøkonomiske gevinst, man herved går glip af er imidlertid også behæftet med usikkerhed. Det skyldes, at den fulde potentielle samfundsøkonomiske gevinst ved denne model først opnås, hvis elkunder på de lave spændingsniveauer (fx husholdninger) også formår at reagere på prissignalerne ved enten at placere sig et andet sted eller tilpasse sit forbrug.

Modsat Model 1 og 2 begrænser denne model muligheden for fuldt at geografisk differentiere elkunderne på de højere spændingsniveauer, da den lægger et loft over den maksimale variation for alle niveauer inkl. transmissionsniveau. Herved går man glip af en potentiel samfundsøkonomisk gevinst, der givetvis er mere realistisk at opnå, da disse elkunder hovedsageligt består af store erhvervs-kunder, der kan opnå store selskabsøkonomiske gevinster ved at reagere på prissignalerne.

Fordelingseffekter

Modsat de andre modeller sætter denne model en grænse for fordelings effekterne. Det er ikke muligt at forudsige, om Energinet og netvirksomhederne udarbejder tarifmetoder, der udnytter den fulde tarifforskel, men det kan forventes, at de ikke går over den fastsatte grænse på fx 30 %. Analysen tager udgangspunkt i samme forventning om en fremtidig tarifændring som for de andre modeller, men lægger en begrænsning på de maksimale variationer i tariffjerne, jf. tabel 8.

Tabel 8 Eksempel på mulige fordelings effekter for model 3 baseret på den samlede årlige elregning ved geografisk differentiering af hhv. den løbende tarif og tilslutningsbidraget relativt til i dag

Spændingsniveau	Standard elforbrug	Geografisk differentiering af den løbende tarif		Ændringer i den årlige elregning relativt til i dag ved geografisk differentiering af tilslutningsbidraget
		Største relative stigninger for den årlige elregning relativt til i dag	Største relative reduktioner for den samlede årlige elregning relativt til i dag	
0,4 kV	4.000 kWh	+ 0-4 %	- 0-4 %	0 %
0,4 kV (direkte tilsluttet i 10/0,4 kV-transformerstation)	250.000 kWh	+ 0-8 %	- 0-8 %	0 %
10 kV	1.000.000 kWh	+ 0-7 %	- 0-7 %	0 %
10 kV (direkte tilsluttet i 30-50-60/10 kV-transformerstation)	1.000.000 kWh	+ 0-5 %	- 0-5 %	0 %
30-50-60 kV	25.000.000 kWh	+ 0-5 %	- 0-5 %	0 %
132-150-400 kV (transmissionsnettet)	50.000.000 kWh	+ 0-4 %	- 0-4 %	0 %

Anm.: Procentsatserne viser den potentielle højeste relative stigning og højeste relative reduktion i den samlede årlige elregning, som gennemsnitlige elkunder i de forskellige kundekategorier risikerer at få som følge af geografisk differentierede forbrugstariffer på den løbende tarif. Differentieres tilslutningsbidraget, er der ingen fordelings effekt. Bemærk at de procentvise ændringer i selve forbrugstarifferne kan være betydeligt højere, men det er vurderet mest hensigtsmæssigt og relevant at betragte de relative ændringer af den samlede elregning. De potentielle ændringer i tarifbetalingerne er relative til tarifsystemet i dag og skal betragtes som en alt andet lige effekt af geografisk differentiering.

Afhængig af den fastsatte grænse for tarifforskelle, kan modellen kontrollere omfanget af fordelings effekter. I ovenstående eksempel er den maksimale potentielle stigning i forbrugstarifferne som følge af geografisk differentiering 30 %. Beregningerne er behæftet med stor usikkerhed og skal betragtes som et eksempel på det største udfaldsrum for mulige omfordelinger som følge af differentieringen.

Et loft over de maksimale tarifændringer som følge af geografisk differentierede forbrugstariffer vil ikke fritage nogen forbrugergrupper fra omfordelingseffekter.

Statens afgiftsprovener

Som ved de andre to modeller forventes det akkumulerede danske elforbrug ikke at ændre sig på kort sigt, hvorfor statens samlede afgiftsprovener heller ikke forventes ændret.

På længere sigt kan denne model føre til mere omkostningsægte forbrugstariffer og potentielt også lavere forbrugstariffer samlet set. Dette vil i givet fald kunne stimulere elforbruget og potentielt øge det samlede afgiftsprovener.

Administrerbarhed

En begrænsning af mulige tarifforskelle som følge af geografisk differentierede forbrugstariffer vurderes at være en forholdsvis kompleks at implementere i praksis. Det skyldes særligt to forhold:

For det første er det en svær opgave at definere det konkrete loft over de maksimale tilladte variationer. Dette forudsætter et kendskab til fremtidige metoder for forbrugstariffer, som ikke kendes i dag. Sættes grænsen for lavt, risikeres det ikke have nogen samfundsøkonomisk effekt i forhold til i dag. Sættes grænsen omvendt for højt, risikeres det at medføre store omfordelingseffekter.

En anden udfordring er definitionen af, hvilket referencepunkt modellen skal anvende. I eksemplet nedenfor illustreres en maksimal ændring i Energinets samlede net- og systemtarif (i dag 11 øre/kWh) som følge af geografisk differentiering. Det vurderes imidlertid kun sandsynligt, at Energinet vil geografisk differentiere deres nettatarif (i dag 4,9 øre/kWh). Anvendes nettatariffen som referencepunkt for Energinets maksimalt tilladte differentiering, vil variationen i øre altså være væsentlig lavere. En administrativ udfordring for implementeringen af model 3 er derfor fastsættelsen af referencepunktet. Et andet eksempel på udfordringen ved referencepunktet er, at elkunder på distributionsniveau både betaler et fast beløb for abonnement samt en løbende

KAPITEL 2: ANALYSE AF GEOGRAFISK DIFFERENTIEREDE FORBRUGSTARIFTER

nettarif. Matematisk kan det derfor føre til forskellige begrænsninger afhængig af, om man fx tager udgangspunkt i den gennemsnitlige, effektive betaling i øre/kWh for den enkelte el-kunde, eller den marginale betaling for den sidste forbrugte kilowatttime.

Eksempel på ændring i Energinets samlede net- og systemtarif ved en grænse på +/- 30 %

En grænse på +/- 30 % kan medføre, at Energinets gennemsnitlige samlede net- og systemtarif på 11 øre/kWh maksimalt må fastsættes til ca. 14,3 øre/kWh og som minimum må være 7,7 øre/kWh på baggrund af geografi.

Delkonklusion

En begrænsning af mulige tarifforskelle vurderes ikke at være hensigtsmæssig. For det første vurderes modellen at være meget kompleks og svær at implementere i praksis. For det andet er det tvivlsomt, hvorvidt regeringen og Folketinget har kompetence til at fastsætte sådan en grænse. En begrænsning af mulige tarifforskelle vil nødvendigvis skulle fastsættes ved lov eller i medfør af lov for at være bindende for netvirksomhederne og Energinet. Der ville dermed være tale om lovregler, som direkte binder de tarifmetoder og priser, som Forsyningstilsynet godkender. Der vil dermed kunne være tale om en egentlig hindring for Forsyningstilsynets udøvelse af beføjelser i elmarkedsdirektivets art. 59.

2.4 Opsummering

Dette kapitel har analyseret tre muligheder for geografisk differentierede forbrugstariffer: Fuld åbning, begrænsning på baggrund af spændingsniveau og begrænsning af tarifforskelle. Derfor er oplyst en oversigt over vurderingen af de tre modeller.

Vurderingskriterie	Model 1: Fuld åbning	Model 2: Begrænsning pba. spændingsniveau	Model 3: Begrænsning af tarifforskelle
Samfundsøkonomi	Ved en fuld åbning kan det fulde samfundsøkonomiske potentiale udnyttes.	Størrelsen på de samfundsøkonomiske gevinster afhænger af det valgte spændingsniveau.	Størrelsen på de samfundsøkonomiske gevinster afhænger af den valgte grænse for tarifforskelle.
Fordelingseffekter	Der forventes at opstå omfordelingseffekter mellem elkunder afhængigt af, i hvilket omfang Energinet og netvirksomhederne udnytter muligheden for geografisk differentiering, og om der differentieres på tilslutningsbidraget eller den løbende tarif.	Ingen fordelingseffekter for husholdninger og virksomheder tilsluttet under det valgte spændingsniveau. Der kan opstå omfordelingseffekter mellem virksomheder tilsluttet over det valgte spændingsniveau afhængigt af, i hvilket omfang Energinet og netvirksomhederne udnytter muligheden for geografisk differentiering, og om der differentieres på tilslutningsbidraget eller den løbende tarif.	Der forventes at opstå omfordelingseffekter mellem elkunder afhængigt af, i hvilket omfang Energinet og netvirksomhederne udnytter muligheden for geografisk differentiering, og om der differentieres på tilslutningsbidraget eller den løbende tarif. Modellen sætter en valgt grænse for den maksimale tilladte omfordeling.
Afgiftsprovenu	Afgiftsprovenuet forventes ikke at blive påvirket negativt.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at blive påvirket negativt.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at blive påvirket negativt.
Administrerbarhed	Modellen vurderes at være en enkel og administrerbar model for Energinet, netvirksomhederne og Forsyningstilsynet.	Modellen vurderes at være en forholdsvis enkel og administrerbar model for Energinet, netvirksomhederne og Forsyningstilsynet.	Modellen vurderes at være en forholdsvis kompleks at implementere i praksis.

KAPITEL 3: ANALYSE AF DIREKTE LINJER

Dette kapitel analyserer muligheden for at *fastholde, justere* eller *afskaffe* de gældende regler for direkte linjer i forhold til samspil mellem forbrug og produktion i elsystemet. Vurderingen foretages ud fra de fire kriterier: samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovenu og administrerbarhed.

Kapitlet er opdelt i to hovedafsnit 1) en beskrivelse af gældende regler og muligheden for at justere eller afskaffe disse og 2) en konsekvensvurdering af mulighederne for at ændre gældende regler. I sidstnævnte afsnit defineres først de fire vurderingskriterier. Herefter vurderes konsekvenserne for hhv. en fastholdelse, justering, eller afskaffelse af gældende regler.

3.1 Gældende regler

Den danske elforsyning er i dag opbygget under hensynet til det kollektive fællesskab. Tilgangen har gennem årene sikret udbredelse af elinfrastruktur til alle områder i Danmark – også der, hvor der ikke er et selskabsøkonomisk incitament til etablering af elnet. Tilgangen betyder dog samtidig, at der er begrænsede muligheder for, at andre aktører end kollektive elforsyningsvirksomheder kan eje, drive eller etablere elnet.

Elmarkedsdirektivet (herefter direktivet) indeholder en mulighed for at etablere direkte linjer. Direkte linjer er en elektricitetsforbindelse, der gør det muligt at sammenkoble produktion og forbrug direkte uden, at elektriciteten først transporteres gennem det kollektive elnet. Direktivets bestemmelser om direkte linjer er implementeret i elforsyningsloven (som "direkte elforsyningsnet").

Direkte elforsyningsnet

Elforsyningsloven § 5, stk. 1, nr. 8.

Direkte elforsyningsnet: Elforsyningsnet, som er beregnet til levering af elektricitet fra en elproduktionsvirksomhed til en anden elproduktionsvirksomhed eller bestemte elkunder, og som helt eller delvis erstatter benyttelsen af det kollektive elforsyningsnet.

Det følger af elforsyningsloven, at der kun kan etableres direkte elforsyningsnet efter tilladelse fra klima-, energi-, og forsyningsministeren, hvis ansøgeren forinden har fået afslag på en ansøgning om transport af elektricitet gennem det kollektive elforsyningsnet.

I praksis kan der ikke henvises til eksempler på sådanne tilladelser, idet enhver har ret til at anvende det kollektive elforsyningsnet til transport af elektricitet imod betaling. Netvirksomhederne kan derfor ikke give afslag, som foreskrevet i bestemmelsen om direkte elforsyningsnet i elforsyningsloven.

3.2 Mulighed for at ændre gældende regler

Muligheden for at justere eller afskaffe gældende regler for direkte linjer skal ses i lyset af direktivets bestemmelser herom.

Direkte linjer

Elmarkedsdirektivets artikel 2 – Direkte linjer

41) »direkte linje«: enten en elektricitetsforbindelse, der forbinder et isoleret produktionsanlæg med en isoleret kunde, eller en elektricitetsforbindelse, som forbinder en producent og en elektricitetsleveringsvirksomhed med henblik på direkte levering af deres egne faciliteter, dattervirksomheder og kunder.

Elmarkedsdirektivets artikel 7 - Direkte linjer

- Medlemsstaterne træffer de nødvendige foranstaltninger med henblik på at muliggøre:
 - at alle producenter og elektricitetsleveringsvirksomheder, der er etableret på deres område, kan forsyne deres egne faciliteter samt deres dattervirksomheder og kunder via en direkte linje uden at blive udsat for uforholdsmæssige administrative procedurer eller omkostninger.
 - at enhver kunde på deres område individuelt eller i fællesskab kan blive forsynet med elektricitet fra producenter og elektricitetsleveringsvirksomheder via en direkte linje.
- Medlemsstaterne fastsætter kriterierne for meddelelse af bevillinger til etablering af direkte linjer på deres område. Disse kriterier skal være objektive og ikke-forskelsbehandlende.

KAPITEL 3: ANALYSE AF DIREKTE LINJER

- Muligheden for at levere elektricitet via en direkte linje, jf. denne artikels stk. 1, berører ikke muligheden for at indgå elektricitetsleveringsaftaler i henhold til artikel 6.
- Medlemsstaterne kan meddele bevillinger til etablering af en direkte linje betinget af enten, at systemadgang er blevet nægtet på grundlag af artikel 6, eller at der indledes en tvistbilæggelsesprocedure i henhold til artikel 60, alt efter omstændighederne.
- Medlemsstaterne kan nægte at meddele bevilling til etablering af en direkte linje, hvis en sådan bevilling ville vanskeliggøre anvendelsen af bestemmelserne om forpligtelser til offentlig service i artikel 9. Et sådant afslag skal begrundes behørigt.

Direktivets rammer for direkte linjer skelner hverken mellem distribution og transmission eller mellem direkte linjer på land eller til havs. Direkte linjer kan således både etableres i forbindelse med energi på land, havvind samt i fremtiden i forbindelse med energigøer.

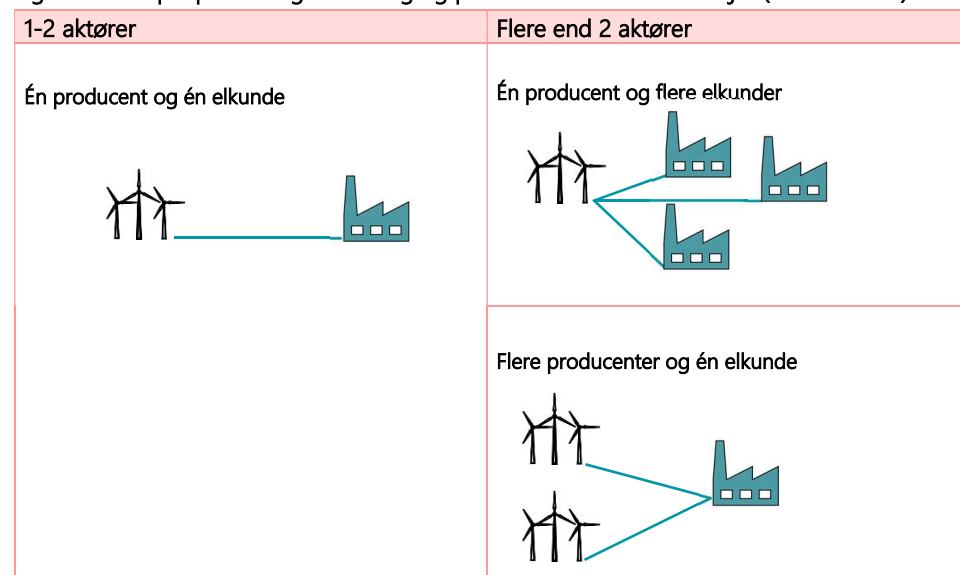
For at sikre lige adgang til elinfrastruktur er det kollektive elforsyningsnet omfattet af krav om tredjepartsadgang, hvilket betyder, at enhver har ret til at anvende det kollektive elnet til transport af elektricitet mod betaling. Aktører, der etablerer en direkte linje, er ikke underlagt samme pligt til at give tredjeparter adgang til linjen. Aktørerne har dog fortsat ret til at anvende det kollektive elnet til transport af elektricitet mod betaling.

Direkte linjer ses derfor alene som en mulighed for at anlægge nye elektricitetsforbindelser, der kan *supplere* det kollektive elnet.

Antal aktører

Det følger af direktivets definition af direkte linjer, at der skal være tale om en "elektricitetsforbindelse" og ikke et "net". Det begrænser antallet af aktører, der kan koble elforbrug og -produktion med en direkte linje til én eller to aktører, så det sikres, at linjen ikke får karakter af et distributions- eller transmissionssystem. Kun under visse snævre rammer giver direktivet mulighed for, at flere end to aktører kan koble produktion og forbrug direkte, hvilket vil bero på en konkret vurdering. I udgangspunktet vil maksimalt 3-4 elkunder kunne kobles med parallelle direkte linjer til ét produktionsanlæg, før konstellationen får karakter af et distributions- eller transmissionssystem. Figur 7 illustrerer forskellige konstellationer af direkte linjer og antal aktører, hvor produktions- og forbrugsanlæg kan have samme ejer eller forskellige ejer.

Figur 7 Eksempel på kobling af forbrug og produktion med direkte linjer (blå nedenfor)



Adgang til det kollektive elnet

Direktivets rammer sikrer, at aktører, der etablerer en direkte linje, fortsat har ret til at være koblet på det kollektive elnet. Fx kan en producent, der forsyner en kunde via en direkte linje, samtidig levere til andre kunder via en særskilt kobling til det kollektive elnet. Ligeledes kan en kunde, der får (en del) af sit forbrug leveret via en direkte linje, være koblet til det kollektive elnet og herved dække (resten) af sit forbrug derfra. Det kan fx være aktuelt i tilfælde, hvor vinden ikke blæser eller solen ikke skinner. Derudover gælder, at den producerede el ikke må have en alternativ fysisk rute hen til forbruget end den direkte linje. Samspillet mellem direkte linjer og aktørernes samtidige tilslutning til det kollektive elnet kan illustreres med konstellationerne i Figur 8.

Afhængig af den konkrete tarifmodel skal der ikke betales tariffer af den el, der forbruges og produceres uden brug af det kollektive elnet. Der skal dog fortsat betales tariffer af den el, der trækkes fra og leveres til det kollektive elnet.

Figur 8 Samspil mellem direkte linjer (blå) og kollektivt elnet (gul)



Objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier

Udover at direktivet begrænser omfanget af aktører, er det op til den enkelte medlemsstat at fastsætte objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier for, hvornår direkte linjer kan tillades. Disse kriterier kan understøtte øvrige hensyn i forhold til etablering af direkte linjer, fx samfundsøkonomi.

3.3 Vurdering af modeller for direkte linjer

I nærværende afsnit vurderes de tre modeller for hhv. en *fastholdelse*, *justering* og *afskaffelse* af de gældende regler for direkte linjer både kvalitativt og kvantitativt.

En *fastholdelse* indebærer, at der i praksis ikke kan etableres direkte linjer mellem forbrug og produktion. En *justering* betyder, at gældende regler erstattes med flere objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier, som kan understøtte identificerede hensyn. En *afskaffelse* forstås som en markant åbning for adgangen til etablering af direkte linjer, hvor der ikke stilles krav om opfyldelse af objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier for direkte linjer.

Modellerne vurderes i forhold til de i tillægsbetænkningen fastsatte hensyn:

- Samfundsøkonomi
- Fordelingsvirkninger
- Statens afgiftsprovener
- Administrerbarhed

Nedenfor følger først en nærmere redegørelse af de fire parametre. Efterfølgende vurderes hhv. en *fastholdelse*, *justering* og *afskaffelse* af gældende regler for direkte linjer ud fra parametrene.

3.3.1 Definition af parametre

Samfundsøkonomi

Ved en samfundsøkonomisk konsekvensvurdering forstås en vurdering af *alle* de samfundsøkonomiske fordele og ulemper ved et tiltag. I nærværende analyse måles de samfundsøkonomiske gevinster alene som det reducerede netudbygningsbehov, eller andre besparelser i elnettet, som en tilladelse til direkte linjer kan give anledning til. Det skyldes, at en højere grad af samplacering via direkte kobling af elproduktion og samtidigt elforbrug potentielt kan reducere udbygningen af elinfrastruktur og derved sikre en mere omkostningseffektiv udnyttelse af det kollektive elnet til gavn for samfundsøkonomien. De samfundsøkonomiske ulemper er konkretiseret som etableringsomkostninger, tilslutningsbidrag, netforstærkning ved tilslutning mv.

Der kan være andre fordele og ulemper ved direkte linjer end netbesparelser. Direkte linjer kan potentielt fremme grønne teknologier til elektrificering af transport og varmesektoren, fx via PtX og varmepumper. Det skyldes, at direkte linjer kan medføre en mere rentabel business-case for grønne teknologier. Dette kan medføre en øget udbygning af vedvarende energi, som kan medføre reducerede CO₂-udledninger. Det vurderes dog ikke muligt præcist at anslå effekten. Derfor indgår der ikke en CO₂-beregning i den kvantitative analyse.

Fordelingsvirkninger

De fordelingsmæssige effekter opstår ved, at aktører, der etablerer direkte linjer, forventes at betale færre tariffer til det kollektive elnet, end hvis de alene var tilsluttet det kollektive elnet. Den reducerede tarifbetaling kan isoleret set efterlade de resterende kunder med en større betaling til det kollektive elnet, da omkostningerne til drift og vedligehold alt andet lige ikke nødvendigvis falder tilsvarende.

Fordelingseffekterne kan variere kraftigt afhængigt af den konkrete direkte linje og netforholdene, hvor den direkte linje etableres. Der forventes større fordelings effekter i tilfælde, hvor el-

nettet i forvejen er udbygget til at håndtere det tilsluttede forbrug og produktion, der efterfølgende kobles direkte. Her vil en direkte kobling betyde, at aktørerne betaler mindre for det kollektive elnet samtidig med, at der opstår ledig kapacitet i elnettet, som ikke udnyttes. Omvendt kan fordelings effekterne være mindre i tilfælde, hvor et overbelastet elnet aflastes ved, at ny produktion kobles direkte til eksisterende eller nyt forbrug.

Nærværende analyse vurderer ikke, hvorvidt en ændring af gældende regler for direkte linjer medfører en øget elproduktion og eller et større elforbrug i forhold til en situation, hvor reglerne ikke ændres. Hvis det forventes, at elforbruget og produktionen øges, kan det alt andet lige også medføre reducerede tariffbetalinger for de eksisterende kunder. Det skyldes, at tariffgrundlaget vil være større, uden at omkostningsbasen nødvendigvis vokser tilsvarende, hvilket kan reducere den gennemsnitlige tariffbetaling for eksisterende kunder. Fordelingen på de enkelte netbrugere vil dog afhænge af den konkrete tarifmodel.

De fordelingsmæssige konsekvenser er beregnet på baggrund af gældende tarifdesign. Det skyldes, som tidligere beskrevet, at Energinet og netvirksomhederne har kompetencen til at fastsætte konkrete tarifmodeller, hvorfor Energistyrelsen ikke har indsigt i alle fremtidige tariffændringer. Derfor kan en fordelingsanalyse, hvor der antages andre tarifstrukturer risikere at blive hypotetisk.

De selskabsøkonomiske fordele afhænger af omkostningerne til etablering, drift og vedligehold samt, hvilke tarifbesparelser der opnås ved at etablere en direkte linje frem for at anvende det kollektive elnet. En ændring af tariffene, fx som følge af geografisk differentierede forbrugstariffer eller en øget grad af kapacitetsbetaling, kan dermed potentielt ændre businesscasen for både kommende- og allerede etablerede direkte linjer.

Energinet og netvirksomhederne arbejder for en mere omkostningsægte tarifering inden for gældende lovgivning, som også kan påvirke omfanget af omfordelingseffekterne, fx kapacitetsbetaling.

Statens afgiftsprovenu

I dag er det kun egenproducenter, som ejer sit eget produktionsanlæg, der kan fritages fra at betale elafgift, *jf. kapitel 4*. Aktører, der ikke kan klassificeres som egenproducenter, skal betale elafgift. Tilladelse til etablering af en direkte linje medfører således ikke i sig selv fritagelse fra

at betale elafgift. En tilladelse til etablering af direkte linjer vil derfor *isoleret set* ikke ændre statens elafgift.

Statens indtægter påvirkes kun, hvis tilladelsen til direkte linjer medfører et øget nationalt elforbrug. Det vurderes dog ikke muligt at kvantificere den yderligere effekt på elforbruget, som en tilladelse af direkte linjer vil medføre, hvorfor effekten ikke indgår i analysen.

Administrerbarhed

Hvad angår administrationen af tilladelse til etablering af direkte linjer er der identificeret to overvejende hensyn. For det første at sikre realisering af samfundsøkonomiske gevinster ved direkte linjer og for det andet at sikre en administrerbar tilgang.

Hensynene vurderes i større eller mindre omfang at kunne blive realiseret med nedenstående administrationsmodeller:

- **Standardiseret:** Ansøgningsprocessen standardiseres, hvor ansøgningen godkendes automatisk, såfremt nærmere fastlagte objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier er opfyldt. Denne tilgang vil lette administrationen.
- **Individuel behandling:** Ansøgningen kan behandles individuelt af fx Energistyrelsen. Ansøgningen vurderes i sin helhed ud fra objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier. Denne tilgang vil være mere administrationstung.

Hvis der etableres en standardiseret ansøgningsmodel for alle projekter, kan hensynet til realisering af samfundsøkonomiske gevinster ikke sikres i samme omfang, som en individuel behandling kan. Omvendt risikerer en ansøgningsmodel, der udelukkende er baseret på individuel behandling, at medføre en uforholdsmæssig administrativ byrde i forhold til værdien af godkendelsen. Det kan forsinke projektrealisering og pålægge både myndighed og aktører unødvendige administrative omkostninger. Ved at kombinere en standardiseret og individuel behandling af projekter vurderes både hensynet til realisering af samfundsøkonomiske gevinster og en administrerbar ordning i højere grad at kunne sikres.

Tilladelser til etablering af direkte linjer kan gebyrfinansieres for så vidt angår omkostningerne til administration af de *individuel* behandlede ansøgninger.

3.3.2 Modeller for en ændring af gældende regler for direkte linjer

I nærværende afsnit vurderes følgende tre modeller:

1. Fastholdelse af gældende regler, afsnit 3.3.3
2. Justering af gældende regler, afsnit 3.3.4
3. Afskaffelse af gældende regler, afsnit 3.3.5

Formålet med indeværende afsnit er at identificere og operationalisere relevante objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier, som kan danne rammerne for en justering eller afskaffelse af gældende regler.

I det følgende gennemgås først tilgangen til den kvantitative analyse, herunder caseberegninger, hvorefter de tre modeller uddybes.

Model 1: Fastholdelse

Mekanisme:

Gældende regler fastholdes, hvor der i praksis ikke tillades direkte linjer.

Hensyn:

Hensynet til kollektivtetsprincippet, hvor alle betaler i fællesskab til det kollektive elnet, fastholdes.

Væsentligste styrker:

- + Fastholdelse af kollektivtetsprincippet og derved ingen fordelings effekter

Væsentligste svagheder:

- ÷ Risikerer at medføre væsentlige unødvendige udbygninger af elnettet, hvis ikke der gives andet incitament til samplacering
- ÷ Risikerer at forsinke den grønne omstilling på grund af mindre fleksibilitet for tilslutning af VE-produktion og forbrug

Udfordringer ved implementering:

Få udfordringer da nuværende regler fastholdes.

Model 2: Justering

Mekanisme:

Direkte linjer kan tillades gennem hhv. en standardiseret og en individuel ansøgning afhængig af projektets kompleksitet.

Der kan opstilles ansøgningsparametre, der skal sikre, at det så vidt muligt kun er projekter, som på gældende tidspunkt giver samfundsøkonomiske gevinster, der realiseres. Parametrene kan fx være:

- Afstandskrav på den direkte linje mellem forbrug og produktion.
- Netbesparelser som følge af samtidighed mellem forbrug og produktion.
- Hvorvidt der er tale om nye eller eksisterende forbrugs- og produktionsanlæg.
- Hensigtsmæssighed i forhold til belastning i det kollektive elnet.

Hensyn:

Modellen kan sikre, at det så vidt muligt kun er projekter, der medfører samfundsøkonomiske gevinster i form af netbesparelser, der realiseres.

Væsentligste styrker:

- + Større incitament til at samplacere forbrug og produktion
- + Større sikkerhed for, at samfundsøkonomiske potentialer ved direkte linjer realiseres
- + Kan mindske behovet for udbygning af det kollektive elnet, trods øget elektrificering

Væsentligste svagheder:

- ÷ Begrænsede fordelingsmæssige effekter

Udfordringer ved implementering:

Forholdsvis omfattende lovgivningsarbejde for at fastsætte rammer for ansøgningsprocedure og betingelser for godkendelse.

Model 3: Afskaffelse

Mekanisme:

Direkte linjer tillades gennem hhv. en standardiseret og en individuel ansøgning uden yderligere krav, end at tilladelsen skal være i tråd med direktivets overordnede formål og principper.

Det betyder, at direkte linjer på distributionsnettet med max 2 aktører kan tillades automatisk via en standardiseret ansøgningsproces.

For direkte linjer på transmissionsnettet, samt for alle projekter med over 2 aktører, sker tilladelse via en individuel behandling, der skal sikre, at linjen hverken får karakter af et distributionsnet eller er en de facto omgåelse af direktivets grundlæggende krav og principper for transmissionsnet.

Hensyn:

Modellen understøtter den videst mulige åbning for adgang til at etablere direkte linjer og et kraftigt selskabsøkonomisk incitament til etablering af direkte linjer.

Væsentligste styrker:

- + Kraftige selskabsøkonomiske fordele for kobling af VE-produktion og forbrug ved direkte linjer

Væsentligste svagheder:

- ÷ Samfundsøkonomiske hensyn kan ikke tilgodeses
- ÷ Risiko for store fordelingsmæssige konsekvenser
- ÷ Ineffektiv netplanlægning
- ÷ Betydelig risiko for etablering af "for meget" elnet (såkaldte parallelle net).

Udfordringer ved implementering:

Forholdsvis omfattende lovgivningsarbejde for at fastsætte rammer for ansøgningsprocedure. Selvom der ikke etableres betingelser for godkendelse, skal der fastsættes rammer, der sikrer overholdelse af forvaltningsrettens principper om bl.a. ligebehandling af ens sager. Dette kan være et forholdsvis omfattende arbejde at sikre.

KAPITEL 3: ANALYSE AF DIREKTE LINJER

Tilgang

Energinet og Implement Consulting Group har på vegne af Energistyrelsen foretaget kvantitative analyser på hhv. transmissions- og distributionsnettet med henblik på at identificere og kvantificere de samfundsøkonomiske og fordelingsmæssige konsekvenser ved at ændre gældende regler for direkte linjer.

Konsekvensanalyserne er baseret på en række udvalgte cases, der så vidt muligt afspejler de kendte efterspørgsler fra aktører om etablering af direkte linjer og repræsenterer de overordnede problemstillinger i forhold til at ændre gældende regler for direkte linjer. Kvantificeringen tager afsæt i et referencescenarie, hvor gældende regler for etablering af direkte linjer fastholdes – det vil sige produktion og forbrug tilsluttes det kollektive elnet individuelt. Alternativscenariet er en ændring af gældende regler, hvormed det er muligt at etablere direkte linjer.

Tabel 9 Udvalgte cases til konsekvensanalyse af samfundsøkonomi og fordelingseffekter

Transmissionsnettet	Distributionsnettet
1) Elektrolyseanlæg	1) Elektrolyseanlæg
2) Varmepumpe	2) Varmepumpe
3) Datacenter	3) Klynge af erhvervsvirksomheder
	4) Landvind til husstand

Resultaterne kan ikke sammenlignes på tværs af de to analyser, idet der er lagt forskellige antagelser og metoder til grund for beregningerne. Begge konsekvensanalyser er dog udført med udgangspunkt i en marginalanalyse, det vil sige estimering af omkostninger og gevinster, når en marginal mængde forbrug og/eller produktion tilføjes det eksisterende kollektivt elnet. Denne tilgang er valgt, da analysen skal vurdere hensigtsmæssigheden af en generel regelændring ved en justering eller afskaffelse af gældende regler og således ikke eksisterende forhold i et specifikt udvalgt elnet på et specifikt tidspunkt.

Beskrivelse af beregningseksempler på transmissionsnettet

Case 1: Elektrolyse

Beskrivelse: I analysen er der modelleret 10 elektrolyseenheder af hver 100 MW elektrolyse og tilsvarende mængde nye VE-produktion fra vind og sol. Ved mulighed for direkte linjer forventes en større andel af elektrolyseenhederne at samplacere sig med den nye VE-elproduktion i produktionsdominerede områder.

Netbelastning: Elektrolyseenhederne er modelleret som fuldt prisfleksible, hvilket medfører mindre behov for ny netkapacitet. Det skyldes, at elektrolyseteknologien har potentialet til at køre fuldt prisfleksibelt, og at det – især ved store enheder – vurderes samfundsøkonomisk væsentlig billigere at sikre fleksibilitet på brintensiden med fx brintinfrastruktur, herunder lager, end at udbygge transmissionsnettet til fuld netadgang. Elektrolyse giver således det mindste behov for ny netkapacitet af de analyserede forbrugstyper.

Case 2: Varmepumper i fjernvarme

Beskrivelse: Analysen for centrale varmpumper er designet på samme måde som for elektrolysen, hvor de 10 elektrolyseenheder erstattes med centrale varmpumper.

Netbelastning: Da centrale varmpumper er investeringstunge, vil de typisk ikke blive dimensioneret større, end at de kan fungere som grundlast hele vinterhalvåret. I sommerhalvåret, hvor de centrale varmpumper har rigelig kapacitet i forhold til varmebehov, vil de agere prisfleksibelt og "shoppe" efter timer med billige elpriser til at fylde de lokale varmelager. I praksis betyder det, at centrale varmpumper må betragtes som "semifleksible". I en samfundsøkonomisk optimering vil transmissionsnettet dog dimensioneres til den fulde kapacitet, da fuld netkapacitet i kolde perioder uden lokal elproduktion fra vind og sol har meget høj værdi.

Case 3: Datacentre

Beskrivelse: Analysen for datacentre er designet på samme måde som elektrolyse og centrale varmpumper, det vil sige 10 anlæg.

Netbelastning: For datacentre antages et konstant, fladt forbrug på fuld kapacitet, hvorfor de er modelleret som ikke-fleksible. Det skyldes den forventede høje værdi ved at køre datacentrene med fuld kapacitet. Som for de centrale varmpumper vil transmissionsnettet i en samfundsøkonomisk optimering således også blive dimensioneret til fuld kapacitet. Ligesom de andre cases har det dog stadig væsentlig samfundsøkonomisk værdi, hvis forbrugsanlæggene i højere grad samplacere sig i VE-produktionsdominerede områder, hvor der pga. dimensioneringen af transmissionsnettet til den høje VE-elproduktion typisk vil være eksisterende netkapacitet i forbrugsretningen – også i perioder uden tilstrækkelig lokal elproduktion fra vind og sol.

Beskrivelse af beregningseksempler på distributionsnettet

Case 1: Varmepumper i fjernvarme

Beskrivelse

Varmepumpe i fjernvarmesystem simuleret ved hhv. 10 kV-tilslutning (lille anlæg) og 50-60 kV-niveau (stort anlæg).

Anlægget har varmelager, som udligner udsving i elproduktion og -forbrug.

Netbelastning

Det antages, at fjernvarmeanlæg i udgangspunktet har en forholdsvis lav belastning af distributionsnettet, da forbruget er jævnt over både et døgn og ugen i forhold til andre forbrugere.

Behov for netadgang

Ved direkte tilslutning kan adgangen til *eksport af produktion* reduceres, da fjernvarmesystemet til enhver tid kan aftage en del af produktionen.

Case 2: Elektrolyse

Beskrivelse

Hydrolysebaseret brintproduktion på 50-60 kV-niveau.

Netbelastning

Det antages, at PtX-anlægget omdanner el med lave priser til grøn brint med stabile priser. Forretningsmodellen for PtX-anlægget er derfor, at produktionen følger elpriserne og reguleres på timeniveau. I mange situationer vil PtX-anlægget derfor aflaste elnettet, idet elpriserne vil være lave, når produktionen er høj. Der vil dog opstå driftssituationer, hvor der er behov for at eksportere el, selvom der er lokalt produktionsoverskud - eller importere selv om der er høj, lokal forbrugsbelastning, fx ved udetid af produktions- eller elektrolyseanlæg.

Behov for netadgang

Det antages, at anlægget har behov for fuld netadgang for forbrug og produktion. Der kan være en vis, gunstig samtidighed (eksport vil typisk ske ved høje elpriser/lavt forbrug og elimport ved lave priser/høj produktion).

Case 3: Erhvervsklynge

Beskrivelse

En samling af nært placerede virksomheder, som tilsluttes et fælles produktionsanlæg.

Netbelastning

Det antages, at der ikke er tale om særligt energiforbrugende virksomheder, der producerer/forbruger i døgndrift. De har derfor et forbrugsmønster, som er sammenfaldende med netbelastningen i øvrigt.

Virksomhederne vil derfor have behov for at eksportere en stor del af elproduktionen (elproduktion uden for arbejds-/produktionstid), og har behov for fuld adgang til at importere el på tidspunkter uden egenproduktion. Elimporter sammenfaldende med spidslast i elnettet.

Behov for netadgang

Det antages, at etablering af den direkte linje ikke ændrer erhvervsklyngens behov for netadgang for hverken produktion eller forbrug.

Case 4: Husstandsvindmølle

Beskrivelse

En mindre produktionsenhed tilsluttet en husstand eller fx mindre landbrug på 0,4 kV niveau.

Netbelastning

Som for erhvervsklyngen antages det, at husstanden har lille mulighed for at absorbere spidslastproduktionen eller udskyde forbruget. Det er antaget, at det relative behov for at importere og eksportere el fra/til distributionsnettet er relativt større.

Behov for netadgang

Det antages, at det store, relative behov for import/eksport betyder, at husstanden har behov for fuld adgang til distributionsnettet både som elkunde og producent efter etablering af den direkte linje.

3.3.3 Model 1: Fastholdelse af gældende regler

Nedenfor beskrives de kvalitative effekter for samfundsøkonomien, fordelingseffekter, statens afgiftsprovenu og administrerbarhed af en model, hvor gældende regler fastholdes, som i praksis betyder, at der ikke gives tilladelse til direkte linjer.

Implement og Energinet har ikke foretaget kvantitative beregninger af en fastholdelse af gældende regler, idet modellen skal ses som referencescenariet til de efterfølgende kvantitative beregninger af en justering og afskaffelse af gældende regler.

Samfundsøkonomi

Direkte linjer er et værktøj, der kan sikre en hensigtsmæssig placering af forbrug og produktion i forhold til det kollektive elnet og derved samfundsøkonomiske gevinster i form af et reduceret netudbygningsbehov, jf. afsnit 3.3.1. Hvis der ikke sendes signaler til aktører om, at elproduktion og -forbrug i højere grad skal placere sig i nærheden af hinanden (samplacering), kan der opstå en situation, hvor elektriciteten i højere grad skal transporteres over længere afstande. Det kan, som tidligere nævnt, medføre et større udbygningsbehov af det kollektive elnet.

Danmark ser ind i en fremtid, hvor øget elektrificering kan medføre, at større mængder elektricitet skal transporteres over længere strækninger, hvis ikke der i højere grad laves løsninger, der kan reducere netudbygningsbehovet. Det konkrete merinvesteringsbehov som følge af elektrificeringen er vanskeligt at forudsige og vil bl.a. afhænge af, hvor godt den eksisterende kapacitet i elnettet udnyttes. Der er dog stor usikkerhed om de samlede meromkostninger til udbygning af eldistributionsnettet. I forbindelse med *Analysen om fremtidssikret elnet* har konsulentvirksomheden Utiligize for Energistyrelsen skønnet merinvesteringer på 3,5-4 mia. kr. fra 2021-2030 i eldistributionsnettet, mens Dansk Energi⁸ på baggrund af klimapartnerskabet for energi og forsyning skønner 8-30 mia. kr. afhængig af, om der investeres med eller uden fleksibelt elforbrug⁹.

Tiltag såsom geografisk differentierede forbrugstariffer, direkte linjer og andre nye tarifprodukter som fx øget kapacitetsbetaling, kan bidrage til at reducere behovet for at udbygge både distributions- og transmissionsnettet. Disse tiltag er ikke vurderet nærmere i de førnævnte rapporter. I det tilfælde, at der ikke gives tilladelse til direkte linjer, begrænses værktøjskassen med redskaber, der kan sikre en fornuftig udbygning af det kollektive elnet.

Fordelingseffekter

Der vil ikke opstå fordelingseffekter, hvis der ikke gives tilladelse til etablering af direkte linjer. Der kan dog forekomme en unødvendig udbygning af det kollektive elnet, hvilket kan medføre større betaling til det kollektive elnet for alle elkunder.

Effekt på statens afgiftsprovenu

Der forventes ingen effekt på statens afgiftsprovenu ved en fastholdelse af gældende regler, jf. afsnit 3.3.1.

Administrerbarhed

En fastholdelse af gældende regler har ingen administrative konsekvenser. Det skyldes, at der ikke skal etableres en ny administrativ ordning for godkendelse af direkte linjer.

3.3.4 Model 2: Justering af gældende regler

Nedenfor beskrives en model, hvor gældende regler justeres, så der gives mulighed for at etablere direkte linjer, der så vidt muligt sikrer realisering af samfundsøkonomiske gevinster. Justeringsmodellen lægger op til, at der gives tilladelse til direkte linjer på 10 kV og opefter. Afgrænsningen følger af den kvantitative analyse, der peger på, at der er relativt begrænsede samfundsøkonomiske gevinster at realisere på 0,4 kV elnettet.

Samfundsøkonomi

Analysen er baseret på, at de objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier skal sikre realisering af samfundsøkonomiske gevinster i form af netbesparelser. Det skyldes, at den kvantitative

⁸ Dansk Energi analyse pba. Klimapartnerskab for Energi og Forsyning: I mål med den grønne omstilling – Sektorkøreplan for energi- og forsyningssektorens bidrag til 70 %-målsætningen, København, 2020.

⁹ Det skal bemærkes, at skønnene ikke er direkte sammenlignelige, da de er baseret på forskellige metoder og antagelser. Forskellen illustrerer således bl.a. usikkerheden ved beregningerne.

KAPITEL 3: ANALYSE AF DIREKTE LINJER

analyse viser, at der potentielt kan etableres direkte linjer over lange strækninger, der er selskabsøkonomisk rentable, men som ikke medfører en samfundsøkonomisk gevinst. Dette uddybes yderligere i afsnit 3.3.5 om afskaffelse af gældende regler. På den baggrund kan der være behov for at sætte nogle rammer for tilladelse af direkte linjer, der sikrer, at det så vidt muligt kun er projekter, der sikrer samfundsøkonomiske gevinster, der realiseres.

I denne analyse skal samfundsøkonomi forstås forholdsvis afgrænset og er et udtryk for, om den direkte linje kan føre til et reduceret behov for udbygning af elnet. Samfundsøkonomi kan dog også være øvrige hensyn som fx grøn omstilling, som beskrevet i afsnit 3.3.1.

De kvantitative analyser for både distributions- og transmissionsniveauet har identificeret, at følgende parametre kan påvirke den samfundsøkonomiske gevinst af en direkte linje:

1. Afstand (længden på den direkte linje mellem forbrug og produktion)
2. Netbesparelser som følge af samtidighed mellem produktion og forbrug
3. Hvorvidt der er tale om nyt versus eksisterende forbrug og produktion
4. Hensigtsmæssighed i forhold til belastning i det eksisterende kollektive elnet

I tillæg hertil vurderes følgende yderligere hensyn at kunne påvirke samfundsøkonomien:

1. Sammenhæng med øvrig netplanlægning
2. Krav til direkte linjer med havvind

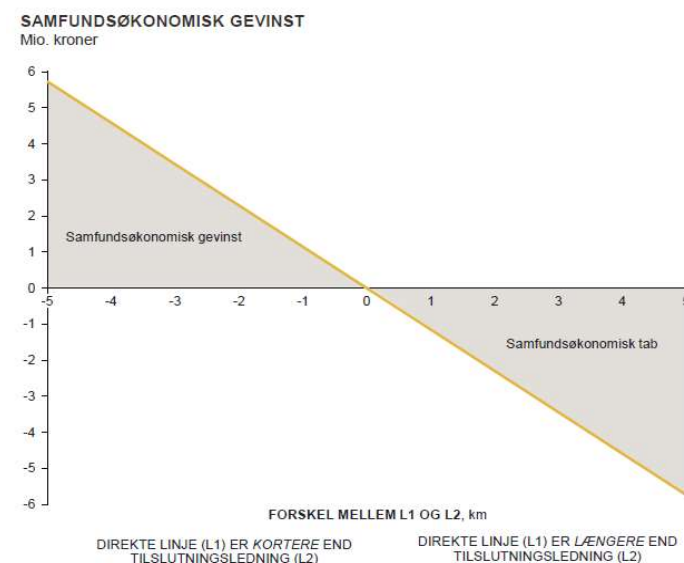
De endelige parametre, der kan lægges til grund for en samfundsøkonomisk beregning, samt øvrige hensyn for tilladelse til direkte linjer vil skulle fastsættes i forbindelse med en egentlig udmøntning af direkte linjer i dansk lovgivning.

Afstand

Længden på den direkte linje kan have en væsentlig betydning for de samfundsøkonomiske gevinster. Det skyldes, at etableringsomkostningerne kan være højere, hvis den direkte linje er længere end et scenarie, hvor anlæggene tilsluttes individuelt til det kollektive elnet. Denne vurdering er baseret på antagelsen om, at private aktører og netvirksomhederne afholder samme etableringsomkostninger pr. kilometer elnet, der etableres, samt at anlæggene etableres uagtet muligheden for at etablere direkte linjer.

Konkret finder Implements analyse, at det kan være samfundsøkonomisk effektivt at tillade direkte linjer, hvis de er forbundet med lavere etableringsomkostninger end ved tilslutning til det kollektive elnet. Figur 9 illustrerer den samfundsøkonomiske gevinst/tab (Y-aksen) afhængig af længden på den direkte linje og ledningslængden ved individuel tilslutning (X-aksen). Figuren viser, at såfremt direkte linjer tillades, kan der opnås en samfundsøkonomisk gevinst, hvis den direkte linje er kortere end linjen til det nærmeste tilslutningspunkt i det kollektive elnet.

Figur 9 samfundsøkonomisk gevinst og længden på den direkte linje



Kilde: Implement Consulting Group (2021)

Antagelser: Neutralt område med balance mellem elforbrug og elproduktion, hvor der er en høj samtidighedsfaktor, og hvor aktøren ønsker fuld adgang til distributionsnettet.

Energinets analyse finder tilsvarende, at længden af den direkte linje har en væsentlig betydning for, om linjen kan have positive samfundsøkonomiske gevinster. I Energinets analyse antages det, at den direkte linje ikke giver anledning til mere elnet inden tilslutningspunktet til det

KAPITEL 3: ANALYSE AF DIREKTE LINJER

kollektive transmissionsnet, end hvis anlæggene var tilsluttet individuelt. Under en sådan antagelse er der ikke en samfundsøkonomisk meromkostning ved nettilslutningen sammenlignet med en individuel tilslutning af de enkelte anlæg.

Afstandskravet kan operationaliseres som et længdekrav på den direkte linje. Det kan enten sættes som en specifik kilometergrænse eller en mere relativ grænse.

Fordelen ved en specifik kilometergrænse er, at det kan skabe regulatorisk klarhed for aktørerne. Omvendt vil projekter, der overskrider afstanden, men som potentielt har en samfundsøkonomisk gevinst, ikke kunne realiseres.

Et relativt længdekrav kan fx være afstanden til nærmeste relevante kollektive netstation, som netvirksomheden eller Energinet anviser ud fra de laveste samlede omkostninger ved nettilslutning. Denne tilgang svarer til gældende regler for tilslutning af VE-anlæg. Hvis fx Energinet eller netvirksomhederne anviser en netstation, der ligger 2 km væk, kan den maksimale længde på den direkte linje tilsvarende være 2 km eller kortere. Fordelen herved er, at den direkte linje ses i sammenhæng med det øvrige elnet.

Det vurderes, at det relative afstandskrav vil medføre større regulatorisk fleksibilitet samtidig med, at der tages hensyn til det eksisterende kollektive elnet. Parameteret vil kræve, at ansøger retter henvendelse til den lokale netvirksomhed eller Energinet for at få opgjort afstanden til nærmest tilslutningspunkt i det kollektive elnet.

Netbesparelser som følge af samtidighed mellem produktion og forbrug

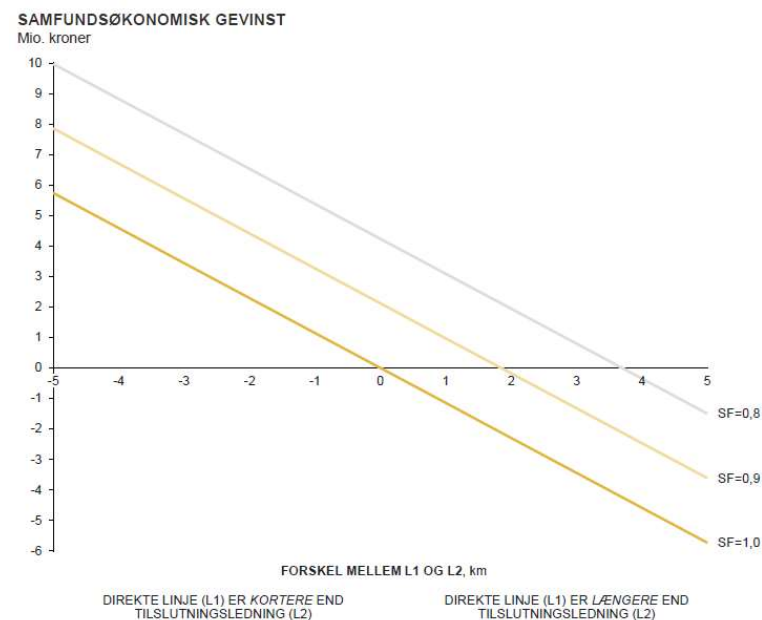
Samtidighed forstås som et udtryk for, at aktører i høj grad anvender deres egenproducerede el samtidig med, at den produceres. Hvis aktører med en direkte linje anvender den egenproducerede el samtidig med, at den produceres, vil belastningen i det kollektive elnet alt andet lige være mindre.

Den konkrete belastning af det kollektive elnet afhænger af, i hvilket omfang aktørerne har brug for at trække på det kollektive elnet generelt og i spidsbelastningsperioder. Hvis aktørerne fx forbruger deres egenproducerede el, når det kollektive elnet er belastet, eller aktørerne generelt kan reducere deres udvekslingskapacitet, kan det mindske behovet for at udbygge det kollektive elnet og derved bidrage til samfundsøkonomiske besparelser. Dette kan

ske ved, at aktørerne enten har behov for et reduceret forbrugstræk, en reduceret mulighed for at føde produktion ind på elnettet, eller kan indgå i en afbrydelighedsaftale.

Implement analyse finder, at hvis aktøren via en direkte linje kan reducere effektbehovet i distributionsnettet gennem udjævning (samtidig) af produktion eller forbrug, kan udbygningsbehovet i distributionsnettet reduceres, hvilket forbedrer samfundsøkonomien.

Figur 10 Samfundsøkonomisk gevinst og samtidighed mellem forbrug og produktion



Kilde: Implement Consulting Group (2021)

Anm: En samtidighedsfaktor (SF) lavere end 1 udtrykker, at den direkte linje reducerer udbygningsbehovet i det kollektive elnet. Den direkte linje skaber samfundsøkonomisk værdi, indtil afstanden mellem producent og el-kunde er så lang, at anlægsomkostningen overstiger aflastningen af distributionsnettet.

I Energinets analyse for transmissionsnettet undersøges samtidighed ikke som et selvstændig parameter for de enkelte anlæg. Samtidighed og især forbrugsfleksibilitet er dog faktorer, som implicit har positiv effekt på, hvor meget transmissionsnettet skal udbygges i forhold til realisering af samfundsøkonomiske gevinster. Det må forventes, at meget prisfleksible elektrolyseanlæg, hvor samtidigheden mellem VE-elproduktion og forbrug er høj, alt andet lige vil medføre

mindre udbygning af transmissionsnettet end datacentre og centrale varmepumper, hvor samtidigheden vurderes lavere.

Operationalisering af samtidighed som et parameter, der sikrer hensynet til samfundsøkonomien, kan ske ved, at aktørerne, der etablerer direkte linjer, kan stille en garanti for lavere indfødnings- og/eller leveringsomfang og/eller afbrydelig. Denne garanti kan fx ske ved, at ansøgeren garanterer en lavere udvekslingskapacitet til det kollektive elnet eller afbrydelighed over for Energinet eller netvirksomheden.

Nyt versus eksisterende forbrug og produktion

Nyt versus eksisterende forbrug og produktion er et udtryk for, hvorvidt det pågældende forbrug og/eller produktion, der forbindes via en direkte linje, allerede er tilsluttet det kollektive elnet eller ej. Hvis forbruget og produktionen allerede er tilsluttet det kollektive net individuelt, vil det mindske muligheden for at opnå samfundsøkonomiske gevinster ved direkte linjer, da det kollektive elnet typisk allerede er dimensioneret efter tilslutningerne. Hvis der omvendt er tale om kobling af helt nyt forbrug og produktion via en direkte linje, eller en kombination af nyt og eksisterende forbrug/eller produktion, vil det forventeligt give mulighed for, at samfundsøkonomiske gevinster kan opnås ved mindre behov for netudbygning i forhold til individuel tilslutning.

Energinets analyse viser således, at hvis *eksisterende* forbrug kobles sig med *eksisterende* produktion via direkte linjer på transmissionsnettet, vil det ikke medføre samfundsøkonomiske gevinster i form af et reduceret netudbygningsbehov. Det skyldes, at transmissionsnettet i et samfundsøkonomisk perspektiv skal transportere samme mængder el over længere afstande, som hvis forbrug og produktion var placeret i nærheden af hinanden.

Implements analyse indeholder ikke en isoleret vurdering af, hvordan nyt eller eksisterende forbrug og produktion påvirker samfundsøkonomien i en direkte linje, men det vurderes, at der vil være samme effekt på distributionsnettet.

Parameteret om nyt versus eksisterende forbrug og produktion kan operationaliseres forholdsvis simpelt som en faktuel oplysning, ansøgeren skal angive i forbindelse med ansøgningen om en direkte linje og kan således få betydning for, hvorvidt et projekt medfører samfundsøkon-

omiske gevinster. Formålet med parameteret er derved at sikre, at der så vidt muligt ikke etableres direkte linjer til forbrug og produktion, hvor der allerede er etableret kollektivt elnet, som kan håndtere effekten fra disse anlæg.

Hensigtsmæssighed i forhold til belastning i det eksisterende kollektive elnet

Belastningen i elnettet er et udtryk for, om elnettet lokalt er domineret af enten et overskud af produktion, forbrug eller er neutralt. Dette parameter skal sikre, at produktion og forbrug kun kobles via direkte linjer de steder, hvor det er hensigtsmæssigt i forhold til belastningen i elnettet.

Implements analyse viser, at den samfundsøkonomiske gevinst på distributionsnettet varierer alt efter, om den direkte linje etableres i netområder med overskud af produktion eller områder, der er forbrugsdominerede. Det skyldes, at kobling af produktion eller forbrug i henholdsvis forbrugs- eller produktionsdominerede områder via direkte linjer, kan mindske behovet for forstærkninger i det kollektive elnet, hvorved der kan skabes en samfundsøkonomisk gevinst.

Energinets analyse viser, at det er de antagne *adfærdseffekter* af, at forbrug og produktion i højere grad placerer sig sammen og aflaster hhv. produktions- og forbrugsdominerede områder, som skaber den samfundsøkonomiske gevinst. Ved at tillade direkte linjer forventes fx en større andel af elektrolyseenhederne at samplacere sig med den nye VE-elproduktion i produktionsdominerede områder. Det sikrer de samfundsøkonomiske gevinster gennem mindre behov for at transportere store mængder el på "tværs af landet".

Den lokale netvirksomhed eller Energinet vil skulle levere oplysninger om belastningen af elnettet ved den station, hvor aktørernes forbrug eller produktion ellers skulle have været tilsluttet.

Hvad angår operationalisering lægges der op til at udvikle en simpel model for kategoriseringen af belastningen af elnettet i samarbejde med Energinet og netvirksomhederne.

Øvrige hensyn

Ansøgninger om at etablere direkte linjer kan udover ovenstående parametre, der kan sætte rammerne for en samfundsøkonomisk vurdering, også skulle leve op til yderligere betingelser for etablering. Her kan bl.a. hensyn til sammenhæng med øvrig netplanlægning indgå, samt de

særlige rettigheder og forpligtelser den danske stat har i forhold til at etablere havvind i den eksklusive økonomiske zone (herefter EØZ). De endelige hensyn vil skulle fastsættes i forbindelse med en egentlig udmøntning af direkte linjer i dansk lovgivning.

Sammenhængen med øvrig netplanlægning

Det foreslås, at sammenhæng med den øvrige netplanlægning indgår som et hensyn for direkte linjer på transmissionsnettet og eventuelt distributionsnettet.

Sammenhængen med øvrig netplanlægning er et relevant hensyn, idet store forbrugs- eller produktionsenheder på en specifik placering kan have en betragtelig og individuel betydning for transmissionsnettet. Det foreslås derfor, at ansøgeren om en direkte linje skal redegøre for sammenhængen mellem den ønskede linje og Energinets øvrige netplanlægning, fx hvis den direkte linje etableres et sted, hvor der allerede er planlagt netforstærkninger inden for den nærmest fremtid. Det kræver, at ansøgeren går i dialog med Energinet og indhenter oplysninger om deres fremtidige netudbygning.

For netvirksomhederne vil sammenhængen til den øvrige netplanlægning kunne medtages ved, at der i forbindelse med behandling af ansøgningen indhentes oplysninger fra netvirksomheden om, hvordan den direkte linje hænger sammen den lokale netvirksomheds netplanlægning.

Særlige krav til direkte linjer med havvind

Som allerede beskrevet skelner EU-direktivets rammer for direkte linjer hverken mellem distribution og transmission eller linjer på land eller til havs. Det betyder, at direkte linjer kan etableres i forbindelse med vedvarende energi på land, havvind samt energigøer.

Den danske stat har højhedsret over søterritoriet, ligesom den danske stat har særlige rettigheder og forpligtelser i forhold til at etablere havvind i EØZ. Som følge heraf kan der fastsættes særlige krav til etablering af en direkte linje i forbindelse med VE-anlæg placeret på havet. Nærværende analyse vurderer ikke yderligere, hvilke krav der kan gøre sig gældende for havvind.

For havvind tilkoblet energigøen i Nordsøen vil havvinden dog formodentlig skulle placeres i EØZ. På baggrund af Danmarks eksklusive rettigheder til ressourcer i EØZ, pågår der i øjeblikket et analysearbejde i regi af energigøerne, der skal afklare, hvilke typer elforbrug der kan etablere anlæg i forbindelse med energigøen og bruge ressourcerne fra havvinden. Arbejdet forventes afsluttet primo 2022 og kan få en betydning for muligheden for at koble forbrugsanlæg med havvind i forbindelse med energigøen.

Kvantitativ vurdering af de samfundsøkonomiske effekter

Der er foretaget en samlet vurdering af samfundsøkonomien ud fra de fire kriterier; 1) Afstand (længden på den direkte linje mellem forbrug og produktion), 2) samtidighed mellem produktion og forbrug, 3) hvorvidt der er tale om nyt versus eksisterende forbrug og produktion, samt 4) belastning af den direkte linjer i det eksisterende kollektive elnet.

Energinet og Implements analyser viser, at direkte linjer kan realisere samfundsøkonomiske potentialer på både transmissions- og distributionsnettet.

Energinets analyse

Energinets beregninger tager udgangspunkt i et scenariedesign med en ekstra forbrugskapacitet på 1 GW fordelt på 10 forbrugsenheder af 100 MW og en tilsvarende ekstra mængde vind og sol, så årsproduktionen fra den nye, ekstra vind og sol matcher årsforbruget fra den nye, ekstra forbrugskapacitet. Resultaterne fremskrives til sidst til en samlet national kapacitet af de forskellige forbrugstyper på 10-15 års sigt. Det giver nogle "fulde scenarier" for ny kapacitet forbundet med direkte linjer på:

- a) 5 GW elektrolyse koblet med 12,5 GW vind/sol
- b) ½ GW centrale varmepumper og 0,9 GW vind/sol
- c) 1 GW Datacentre og 3,9 GW vind/sol.

På baggrund af denne analyse er der estimeret samfundsøkonomiske gevinster på ca. 20-30 mia. kr. pr. år afhængig af forbrugsanlægget.

Tabel 10 Samfundsøkonomisk gevinst ved direkte linjer på transmissionsnettet (nutidsværdi, mio. kr. pr. år)

	Elektrolyse	Varmepumper	Datacentre
	5 GW elektrolyse koblet med 12,5 GW vind/sol	½ GW central VP og 0,9 GW vind/sol	1 GW Datacenter og 3,9 GW vind/sol
Samlet	Ca. 300	Ca. 20	Ca. 60

Kilde: Energinet (2021)

Som før nævnt viser Energinets analyse, at det er de antagede adfærdseffekter, der skaber den samfundsøkonomiske værdi af direkte linjer på transmissionsnettet – ikke den direkte linje i sig selv. Konklusionen forudsætter dog, at den direkte linje ikke medfører *mere* elnet før tilslutningspunktet i det kollektive transmissionsnet, end hvis anlæggene var individuelt tilsluttet til det kollektive transmissionsnet, samt at der er tale om nyt forbrug og produktion.

De samfundsøkonomiske gevinster i tabel 10 er ikke et udtryk for, at der ikke skal etableres nyt transmissionsnet, såfremt der etableres direkte linjer. De samfundsøkonomiske gevinster skal blandt andet ses som et mindre udbygningsbehov af transmissionsnet sammenlignet med et scenarie, hvor anlæg ikke har mulighed for at samplacere forbrug og produktion med direkte linjer.

Implements analyse

Implements analyse viser, at der er en række situationer, hvor direkte linjer kan have en bedre samfundsøkonomi end en separat tilslutning af produktions- og forbrugsenhed på distributionsnettet, jf. tabel 11.

Der er dog en række forudsætninger, som vurderes at skulle være opfyldt, før værdien kan identificeres og realiseres. Disse er, at anlæggene er placeret i et produktionsdomineret område med en overvægt af VE-produktion i forhold til elforbrug, at den direkte linje er kortere end ved tilslutning individuelt i det kollektive elnet, og at der er samtidighed mellem forbrug og produktion. For et elektrolyseanlæg kan disse betingelser medføre, at der realiseres en samfundsøkonomisk gevinst på 10 mio. kr. over hele projektets levetid.

Tabel 11 Samfundsøkonomisk gevinst ved direkte linjer på distributionsnettet (nutidsværdi, mio. kr. for hele projektets levetid)

	Elektrolyse	Varmepumpe (lille)	Varmepumpe (stor)	Erhvervsklynge	Hustandsmølle til fx landbrug
	25 MW	3 MW	25 MW	3 MW (1 MW pr. industri)	6kW
Samlet	10	0,6	5	1	0,1

Kilde: Implement Consulting Group (2021)

Implements analyse finder dog, at de samfundsøkonomiske gevinster er mindst ved direkte linjer tilsluttet på 0,4 kV elnettet (scenariet med en husstandsvindmølle). Det er bl.a. baseret på, at husstanden har lille mulighed for at udskyde forbrug i sammenhæng med husstandens relativ store behov for at kunne trække på det kollektive elnet.

I Implements analyse sker der således ingen væsentlig aflastning af distributionsnettet efter etablering af direkte linjer til husstanden, hvorfor der næsten ingen samfundsøkonomisk gevinst er af den direkte linje på 0,4 kV elnettet. De samfundsøkonomiske gevinster opstår i langt overvejende grad, da den direkte linje er antaget at være kortere end i tilfældet, hvor husstandsvindmøllen kobles individuelt i det kollektive elnet.

Fordelingseffekter

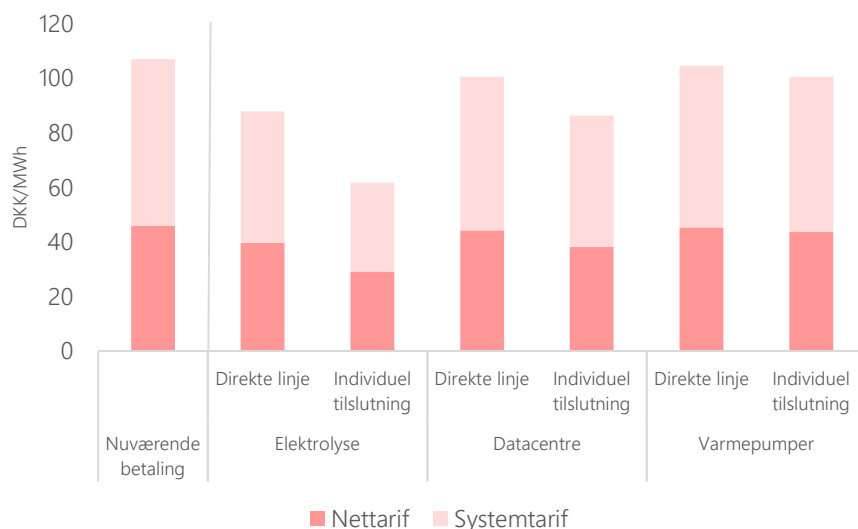
Nærværende analyse tager udgangspunkt i det nuværende tarifsystem, hvorfor der ikke er taget højde for fremtidige tarifstrukturændringer. Fordelingseffekterne er beregnet under antagelsen af, at direkte linjer underlægges samme rammer for tarifiering, som egenproducenter er underlagt i dag. Det er Energinet og netvirksomhederne, der i sidste ende har kompetencen til at udforme den konkrete metode for opgørelse af et evt. tarifelement for direkte linjer i forhold til snitfladen til det kollektive elnet. Det betyder, at nedenstående fordelingseffekter vil ændres, hvis der etableres et nyt tarifelement for direkte linjer.

Energinets fordelingsmæssige analyse vurderer tarifpåvirkningen for *eksisterende* og *nye* kunders tarifbetaling i forhold til de ekstra (marginal)omkostninger, som de giver anledning til på transmissionsnettet. Energinets analyse viser, at uanset om forbruget er tilsluttet via en direkte linje eller individuelt til det kollektive elnet, kommer det nye forbrug til at betale en betydelig del af de samlede omkostninger til transmissionstariffen, hvorved transmissionstariffen for de

eksisterende kunder reduceres. Den direkte linje vil medføre en mindre reduktion i tariffbetalingen for eksisterende kunder end ved individuel tilslutning til det kollektive elnet.

Figur 11 illustrerer betalingen for eksisterende kunder under gældende tarifdesign (yderst til venstre) og sammenligner betalingen for eksisterende kunder, såfremt de nye teknologier tilsluttes med direkte linjer eller med individuel tilslutning. Her fremgår det fx, at betalingen pr. MWh reduceres ved den direkte linje og reduceres yderligere ved individuel tilslutning.

Figur 11 Ændret gennemsnitlig tariffbetaling for eksisterende kunder



Kilde: Energinet (2021)

Anm.: Gennemsnitlig tarif under gældende tarifsystem. Det er antaget samme forbrugskapacitet som i de samfundsøkonomiske beregninger.

Implementationsanalyse af direkte linjer på distributionsnettet viser omvendt, at der potentielt kan forekomme negative fordelingsmæssige konsekvenser ved etablering af direkte linjer. Fordelingseffekternes størrelse afhænger i høj grad af forudsætningerne ved den enkelte case. Herunder særligt belastningen af det kollektive elnet, samtidighed mellem forbrug og produktion, samt om der tale om kobling af et nyt eller eksisterende forbrugs- og/eller produktionsanlæg.

De objektive og ikke-forskelsbehandlende betingelser, der er lagt til grund for de enkelte cases, fx en høj grad af samtidighed, vil således kunne medføre netbesparelser og begrænse de fordelingsmæssige effekter. De fordelingsmæssige konsekvenser forventes herudover reduceret ved introduktion af et mere omkostningsægte tarifdesign, fx i form af øget kapacitetsbetaling.

Effekt på statens afgiftsprovener

Som tidligere nævnt medfører direkte linjer ikke en ændring af statens elafgift, idet det kun er egenproducenter, som ejer sit eget produktionsanlæg, der kan fritages fra at betale elafgift.

Det vurderes dog, at statens afgiftsprovener alt andet lige vil øges, hvis elforbruget øges som følge af direkte linjer. Nærværende analyse har dog ikke vurderet påvirkningen af det nationale elforbrug ved tilladelse til direkte linjer.

Administrerbarhed

Tilladelse af direkte linjer kan administreres på to måder:

1. Standardiseret behandling
2. Individuel behandling

Fordele og ulemper herved er uddybet i afsnit 3.3.1, hvor det vurderes, at en kombineret standardiseret og individuel behandling kan sikre realisering af samfundsøkonomiske gevinster samt det administrative hensyn om ikke at etablere en proces, der medfører en uforholdsmæssig ressource træk på aktører, der ønsker at etablere direkte linjer, og myndigheden, der skal administrere ordningen. Den kvantitative analyse pegede på, at der er begrænsede gevinster at hente på 0,4kV-nettet, hvorfor nedenstående administrative model udelukkende behandler ansøgninger fra 10 kV og opefter.

Konkret foreslås følgende tilgang til behandling af ansøgninger:

- Standardiseret behandling for projekter på 10 kV med max 2 aktører. En ansøger indsender oplysninger om projektet direkte til Energistyrelsen, som godkender ansøgningen automatisk, såfremt linjen opfylder kriteriet om *afstand*. Afstandskravet skal sikre, at det så vidt muligt kun er samfundsøkonomisk rentable projekter, der realiseres. Fordelen ved

denne model er, at der gives tilladelse til direkte linjer, som kan medføre et reduceret netudbygningsbehov. Denne vurdering følger af den kvantitative beregning, som viser, at længden på den direkte linje sammenlignet med individuel tilslutning til det kollektive elnet har en væsentlig betydning i forhold til realisering af samfundsøkonomiske potentialer. Derudover er tilgangen administrerbar, da der kan gives tilladelse til mindre projekter gennem en automatisk godkendelsesproces, som ikke medfører langesagsbehandlingstider.

- **Individuel behandling** for projekter på 10 kV med flere end to aktører *samt* for alle projekter over 10 kV. Når der er flere aktører, må den direkte linje ikke få karakter af distribution, hvorfor det kræver en individuel behandling af disse projekter. Ansøgningerne kan vurderes ud fra objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterierne, fx de kriterier, der er identificeret i denne analyse, som tilsammen kan danne grundlaget for en samfundsøkonomiske vurdering. De endelige kriterier for tilladelse til direkte linjer vil skulle fastsættes i forbindelse med en egentlig udmøntning af direkte linjer i dansk lovgivning

Der lægges med denne model op til, at der ikke tillades direkte linjer for projekter på 0,4 kV. Afgrænsningen følger særligt af den kvantitative analyse, der viser, at der er færre samfundsøkonomiske gevinster at hente i scenariet, hvor en havvindmølle kobles til et forbrugsanlæg, der er tilsluttet i 0,4 kV.

Tabel 12 opsummerer en potentiel justeringsmodel for tilladelse til direkte linjer, som er udarbejdet på baggrund af de kvantitative analyser.

Tabel 12 Administration af en justeringsmodel for direkte linjer

Projekter på 10 kV med max 2 aktører	Projekter på 10 kV med flere end to aktører <i>samt</i> alle projekter over 10 kV
<p>Kriterier: Mindre projekter med to aktører skal leve op til et afstandskrav for den direkte linjer</p> <p>Administration: Indebærer en standardiseret (automatisk) behandling af projektet. En ansøger indsender således oplysninger om linjen direkte til Energistyrelsen, som godkender ansøgningen automatisk, såfremt linjen opfylder de fastlagte krav om afstand og antal aktører.</p>	<p>Kriterier: Projekterne skal vurderes i deres <u>helhed</u> ud fra samfundsmæssige konsekvenser baseret på følgende parametre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Afstanden på linjen mellem forbrug og produktion • Belastning i det kollektive elnet • Samtidighed mellem forbrug og produktion • Nyt vs. eksisterende forbrugs- og produktionsanlæg <p>Øvrige hensyn:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sammenhæng med øvrig netplanlægning • Skærpede krav ved anlæg på havet <p>Administration: Ansøgningen bliver behandlet individuelt af Energistyrelsen. Ansøgningen skal vurderes i sin helhed ud fra den samfundsøkonomiske effekt af projektet, der estimeres i en standardiseret beregner udviklet af Energistyrelsen, som måler på ovenstående parametre.</p>

3.3.5 Model 3: Afskaffelse af gældende regler

I dette afsnit undersøges en afskaffelsesmodel, hvor nuværende regler afskaffes og direkte linjer tillades, uden at den direkte linje skal opfylde en række kriterier. Der lægges i denne model op til ikke at lave en afgrænsning på spændingsniveau. Det vil således være alle projekter fra 0,4 kV og op, der har mulighed for at etablere direkte linjer.

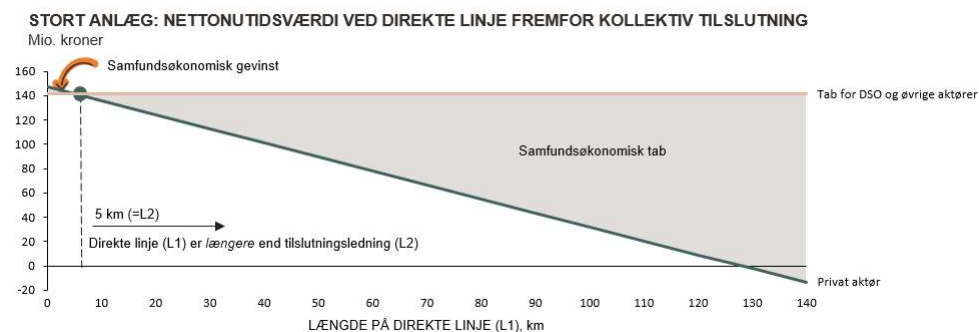
Tilladelse til etablering af en direkte linje skal dog fortsat være i tråd med direktivets overordnede formål og principper. Det betyder, at en direkte linje ikke må have karakter af transmissions- eller distributionsnet, ligesom den fx ikke må kunne anses som en omgåelse af kravet om reel adskillelse af transmission fra produktion og handel, som beskytter tredjeparts ikke-diskriminerende adgang til den kollektive infrastruktur.

Samfundsøkonomi

Der kan forekomme betydelige samfundsøkonomiske konsekvenser i det tilfælde, at der ikke fastsættes kriterier for etablering af direkte linjer. Det skyldes, at der ikke er overensstemmelse mellem de selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske konsekvenser ved tilladelse af direkte linjer. En selskabsøkonomisk analyse viser projektets regnskabsmæssige økonomi set fra den private aktørs perspektiv, imens den samfundsøkonomiske analyse viser de samlede konsekvenser for samfundet af direkte linjer sammenlignet med scenariet, hvor anlæggene (forbrug og produktion) tilsluttes individuelt i det kollektive elnet. Forskellen mellem selskabsøkonomi og samfundsøkonomi inden for direkte linjer er derfor fx de afledte effekter på behovet for at udbygge det kollektive elnet, der betales kollektivt af de danske netbrugere.

Implement's analyse finder, at der kan være tilfælde, hvor der er et selskabsøkonomisk rationale i at etablere direkte linjer over meget lange afstande, men hvor der ikke er en samfundsøkonomisk gevinst. Fx kan der for en stor varmepumpe (115.000 MWh/år varmeproduktion) potentielt være en selskabsøkonomisk gevinst ved at etablere en direkte linje på helt op til 128 km (set over en 30-årig horisont)¹⁰. Det vil omvendt medføre et samlet tab på 141 mio. kr. (over en 30-årig horisont) for netvirksomheden og dermed elkunderne på grund af tabte tarifindtægter, tilslutningsomkostninger mv. På den baggrund vurderes det, at såfremt der ikke opstilles nogle kriterier for tilladelse til etablering af direkte linjer, kan der forekomme situationer, hvor direkte linjer kan medføre negative samfundsøkonomiske konsekvenser.

Figur 12 Samfundsøkonomisk tab ved direkte linjer uden kriterier for tilladelse



Kilde: Implement Consulting Group (2021)

Energinets analyse peger tilsvarende på, at der kan opstå samfundsøkonomiske tab, hvis den direkte linje medfører mere elnet før tilslutningspunktet i det kollektive transmissionsnet. Energinet estimerer, at den direkte linje kan medføre op mod 70 km ekstra infrastruktur inden tilslutningspunktet til det kollektive elnet, før der snævert set er et samfundsøkonomisk tab i forhold til individuel tilslutning. Derudover er det en væsentlig betingelse i Energinets analyse, at der er tale om nyt forbrug og ny produktion, der kan samplaceres. Det bekræfter således, at direkte linjer kan medføre samfundsøkonomiske tab, hvis der ikke opstilles kriterier herfor.

Fordelingseffekter

Ved en afskaffelsesmodel er der en risiko for, at øvrige elkunder, som anvender det kollektive elnet, kan risikere at opleve en betydelig fordelingsmæssig effekt, hvis der opstilles meget lempelege regler for etablering af direkte linjer. Som nævnt ovenfor finder Implement fordelingsmæssige effekter ved direkte linjer på op mod 141 mio. kr. i deres beregningseksempel, som er et tab for netvirksomheder og dermed elkunderne pga. tabte tarifindtægter, tilslutningsomkostninger m.v.

¹⁰ Forudsætninger: længde af direkte linje er 1 km, samtidighedsfaktor på 0,9, og en produktionskapacitet af vindmølle 25 MW.

Omfordelingseffekten opstår, da der som nævnt kan være selskabsøkonomisk rationale i at etablere direkte linjer over fx længere afstande end det, der vurderes at være samfundsøkonomisk optimalt, jf. Figur 12.

Effekt på statens afgiftsprovener

Som ved en justering af gældende regler (afsnit 3.3.3) forventes der ingen effekt på statens afgiftsprovener i det tilfælde, at det samlede nationale elforbrug ikke ændres som følge af tilladelse til etablering af direkte linjer.

Administrerbarhed

Som ved justeringsmodellen er det ved en afskaffelsesmodel nødvendigt at lave en kombination af en standardiseret og individuel behandling. Det skyldes, at projekter med over 2 aktører på distributionsniveau samt alle projekter på transmissionsniveau fortsat kræver en individuel behandling, da det skal vurderes, om der er tale om omgåelse af henholdsvis transmissions- eller distributionskravene.

Selvom afskaffelsesmodellen ikke indeholder nogle kriterier for etablering af direkte linjer, skal sagsbehandlingsprocessen fortsat være underlagt forvaltningsrettens principper om bl.a. ligebehandling af ens sager og pligten til at få en sag tilstrækkelig oplyst. Det gælder således, at selvom de forvaltningsretlige principper ikke begrænses af fastlagte kriterier, vil det stadig være nødvendigt at sikre disse princippers overholdelse i sagsbehandlingen.

Det vurderes på den baggrund, at afskaffelsesmodellen rent praktisk fortsat vil resultere i en del individuel sagsbehandling.

- **Standardiseret behandling:** Direkte linjer mellem maksimalt to aktører på distributionsnettet godkendes automatisk og uden krav til etablering. Tilgangen sikrer en hurtig projekrealisering. Omvendt er der ingen sikkerhed for realisering af samfundsøkonomiske gevinster, jf. forrige afsnit om samfundsøkonomi.
- **Individuel behandling:** For direkte linjer med flere end 2 aktører på distributionsnettet samt alle projekter på transmissionsnettet sker tilladelse via en individuel behandling. Tilgangen skal sikre, at den direkte linje fx ikke får karakter af et distributionsnet eller er en de facto omgåelse af direktivets grundlæggende krav og principper for transmissionsnet. Der fastlægges derudover ingen yderligere kriterier for tilladelse til etablering.

Tabel 13 Administration af en afskaffelse af gældende regler for direkte linjer

Projekter på distributionsnettet med 2 aktører	Projekter med flere end 2 aktører samt alle projekter på transmissionsnettet
<p>Kriterier: Direkte linjer på distributionsnettet med 2 aktører godkendes automatisk og uden krav til etablering.</p> <p>Administrationen: Indebærer en standardiseret (automatisk) behandling af projektet. En ansøger indsender således oplysninger om linjen direkte til Energistyrelsen, som godkender ansøgningen automatisk.</p>	<p>Kriterier: For direkte linjer med flere end 2 aktører samt alle projekter på transmissionsnettet sker tilladelse via en individuel behandling. Denne tilgang skal sikre, at den direkte linje hverken får karakter af et distributionsnet eller er en de facto omgåelse af direktivets grundlæggende krav og principper for transmissionsnet.</p> <p>Administration: Ansøgningen bliver behandlet individuelt af Energistyrelsen. Ansøgningen skal vurderes i sin helhed ud fra om projektet får karakter af distribution eller transmission.</p>

3.4 Ejerskab af direkte linjer

Såfremt direkte linjer tillades via enten en justering eller afskaffelse af gældende regler er der behov for at tage stilling til, hvem der skal eje den direkte linje.

Der er identificeret tre mulige modeller for ejerskab af direkte linjer:

1. Energinet og netvirksomheder har ejerskab (monopol)
2. Kommercielt ejerskab
3. Hybridversion, hvor både Energinet, netvirksomheder og private aktører kan have ejerskab

Tabel 14 nedenfor opsummerer de tre modeller, herunder fordele og ulemper.

Tabel 14 Ejerskab af direkte linjer

Model 1: Energinet/Netvirksomheder	Model 2: Kommercielt ejerskab	Model 3: Hybridversion
Beskrivelse: Energinet og netvirksomhederne har monopol på etablering af drift af direkte linjer, hvor priser og vilkår underlægges regulering. Omkostningerne holdes uden for den regulerede økonomi.	Beskrivelse: Kommercielle aktører ejer de direkte linjer, hvor priser og vilkår aftales frit. Netvirksomheder og Energinet har ikke mulighed for at byde på opgaven.	Beskrivelse: Både Energinet, netvirksomheder og private aktører kan eje direkte linjer, hvor priser og vilkår aftales frit. Omkostningerne for Energinet og netvirksomhederne holdes uden for den regulerede økonomi.
Fordele/Ulemper + Større sikkerhed for den direkte linje ses i sammenhæng med den øvrige netplanlægning + Monopolselskaberne er neutrale over for aktørerne ÷ Ny regulering af monopolselskaberne og kontrol hermed, hvilket kan være meget omfattende ÷ Priser og vilkår underlægges regulering af monopolselskaber	Fordele/Ulemper + Priser og vilkår konkurrenceudsættes, hvilket kan skabe lave priser og favorable vilkår + Der kræves ingen ny regulering af priser og vilkår ÷ Sværere at sikre hensynet til den øvrige netplanlægning	Fordele/Ulemper + Priser og vilkår konkurrenceudsættes, hvilket kan skabe lave priser og favorable vilkår ÷ Ny regulering af monopolselskaberne og kontrol hermed ÷ Risiko for mindre fokus på Energinets og netvirksomhedernes kerneopgave ÷ Sværere at sikre hensynet til den øvrige netplanlægning

3.5 Opsummering

Samlet set vurderes det, at en justeringsmodel i højere grad sikrer samfundsøkonomiske hensyn, hvorimod en fuld afskaffelse af gældende regler indebærer en risiko for, at der ikke kan tages de nødvendige samfundsøkonomiske hensyn, der skal til for at understøtte den meste effektive omstilling af energisystemet frem mod indfrielsen af klimamålene.

Tabel 15 Oversigt over de samfundsøkonomiske, fordelingsmæssige, afgiftsmæssige og administrerbare hensyn

Vurderingskriterie	Fastholdelse	Justering	Afskaffelse
Samfundsøkonomi	Modellen har begrænset effekt på samfundsøkonomien.	Modellen kan medføre samfundsøkonomiske gevinster.	Modellen sikrer ikke realisering af samfundsøkonomiske gevinster og kan medføre samfundsøkonomiske tab.
Fordelingseffekter	Ingen effekt.	Fordelingseffekter kan begrænses, men det kan ikke udelukkes, at der forekommer en omfordeling.	Det er ikke muligt at sikre et begrænset omfang af fordelingsmæssige konsekvenser, da der ikke opstilles objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier.
Afgiftsprovenu	Ingen effekt.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at ændre sig på grund af en justering af gældende regler for direkte linjer.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at ændre sig på grund af en justering af gældende regler for direkte linjer.
Administrerbarhed	Ingen udfordringer, da nuværende regler fastholdes.	Der implementeres et standardiseret (automatisk) ansøgningssystem og individuel behandling. Modellen vurderes at være administrerbar både for aktører, netvirksomheder og Energistyrelsen.	Der implementeres et standardiseret (automatisk) ansøgningssystem og individuel behandling. Modellen vurderes at være administrerbar både for aktører, netvirksomheder og Energistyrelsen.

KAPITEL 4: ANALYSE AF MATRIKELKRAVET OG DELING AF EL VIA DET KOLLEKTIVE ELNET

Dette kapitel gennemgår først en *fastholdelse, justering* eller *afskaffelse* af "matrikelkravet". Dernæst undersøges en alternativ mulighed for at dele el via det kollektive elnet. Konkret undersøges muligheden for, hvorvidt lokale sammenslutninger af netbrugere kan få afspejlet de besparelser, deres samlede forbrug og produktion giver anledning til for elnettet, i én fælles beregning af tariffene. Denne model for tariffberegning kaldes i nærværende rapport for "lokal kollektiv tarifering". Lokal kollektiv tarifering kan være en alternativ måde at understøtte en mere omkostningsægte tarifbetaling, og modellen kan anses som en tarifløsning, der mere direkte tager højde for lokalt samspil, end geografisk differentierede forbrugstariffer.

4.1 Matrikelkravet

I dette afsnit beskrives gældende regler for egenproducenters adgang til at koble produktion og forbrug direkte via såkaldte *interne net* og i den forbindelse det såkaldte "matrikelkrav", der gælder i forbindelse med interne net. Dernæst gennemgås mulighederne for at ændre gældende regler.

4.1.1 Gældende regler

Elkunder og elproducenter betaler i udgangspunktet nettariffer mv. for den mængde el, de enten forbruger eller producerer. På den måde bidrager alle netbrugere til vedligeholdelsen og udbygningen af det kollektive elnet. Elkunder, der både producerer og forbruger el, har dog i dag mulighed for at blive *egenproducenter*.

Energistyrelsens administrative praksis accepterer, at egenproducenter kan koble produktion og forbrug direkte via egne *interne net*. Egenproducenter opnår hermed en tariffbesparelse på det forbrug og produktion, der foregår "bag måleren" (dvs. uden om det kollektive elnet). Samtidig kan en egenproducent, som ejer sit eget produktionsanlæg, fritages fra at betale elafgift. For at kunne klassificeres som egenproducent, skal to krav være opfyldt:

1. Krav om tæt og reel geografisk sammenhæng mellem produktion og forbrug ("matrikelkravet")
2. Hvis egenproducentens produktionsanlæg ejes af tredjepart, skal tredjeparten forblive underlagt egenproducentens instrukser.

Hvad er matrikelkravet?

"Matrikelkravet" er et krav, som skal opfyldes for at kunne klassificeres som egenproducent og betyder, at der skal være en tæt og reel geografisk sammenhæng mellem produktion og forbrug.

Kravet om tæt og reel geografisk sammenhæng er opfyldt, når produktionsanlægget enten er tilsluttet direkte i elkundens egen forbrugsinstallation eller placeret på forbrugsstedet. Hvad angår geografisk sammenhæng behøver der dog ikke være tale om én samlet matrikel. Produktionen kan således godt placeres uden for elkundens egen matrikel. Tæt og reel geografisk sammenhæng foreligger fx, hvis forbrugs- og produktionsstederne er fordelt på sammenhængende matrikler og beliggende nær hinanden.

Eksempel: Egenproducent

En egenproducent kan fx være en husstand med solceller på taget. Husstanden har derved mulighed for at kunne dække dele af sit eget elforbrug med solcellerne uden på de tidspunkter at skulle trække på det kollektive elnet. Hvis husstanden godkendes som egenproducent, vil den kun skulle betale nettarif mv. for den el, husstanden trækker på det kollektive elnet. Husstanden vil fortsat have tilslutning til det kollektive elnet og derved mulighed for at dække hele elforbruget, når solen ikke skinner. Hvis egenproducenter har behov for yderligere netkapacitet udover den el, de producerer selv, vil de skulle betale for denne kapacitet (det sker lige nu ved en såkaldt rådighedstarif).

4.1.2 Mulighed for at ændre regler

I dette afsnit undersøges muligheden for at justere og afskaffe "matrikelkravet", for at se om blandt andet borgerenergifællesskaber og VE-fællesskaber ville kunne blive egenproducenter (med interne net) og herigennem dele el.

I EU-retslig forstand er man *enten* et energifællesskab (borgerenergi- eller VE-fællesskaber) *eller* en egenproducent. Det betyder, at en justering eller afskaffelse af "matrikelkravet" vil være uden betydning for borgerenergi- og VE-fællesskabers adgang til at kunne klassificeres som egenproducent.

Individuelle elkunders adgang til at blive klassificeret som egenproducenter skal ses i lyset af VE-direktivets bestemmelser om VE-egenforbrugere, som fremgår af nedenstående boks.

Definition af VE-egenforbrug, jf. VE-direktivet artikel 2, stk. 1 nr. 14

VE-egenforbruger defineres som en slutkunde, der opererer på sin lokalitet inden for afgrænsede områder eller, hvis en medlemsstat tillader det, på andre lokaliteter, og som producerer vedvarende elektricitet til eget forbrug og som kan lagre eller sælge egenproduceret vedvarende elektricitet, forudsat at disse aktiviteter — for så vidt angår andre VE-egenforbrugere end husholdninger — ikke udgør deres primære forretnings- eller erhvervs-mæssige virksomhed

En VE-egenforbruger er en elkunde, der opererer på *sin lokalitet* inden for afgrænsede områder eller på *andre lokaliteter*. Kravet til egenproducenter om, at der skal være en tæt og reel geografisk sammenhæng mellem produktion og forbrug ("matrikelkravet"), kan i dag opfyldes ved, at elkundens produktion enten placeres inden for egen matrikel (dvs. på *sin lokalitet*) eller uden for egen matrikel (dvs. *andre lokaliteter*).

Matrikelkravet vurderes således allerede at være i overensstemmelse med de regler VE-direktivet fastsætter for en elkundes ret til at kunne klassificeres som egenproducent.

På den baggrund *fastholdes* matrikelkravet, og der foretages dermed ikke en yderligere vurdering af en *justering* eller *afskaffelse* af matrikelkravet i henhold til samfundsøkonomi, fordelings-effekter, effekt på statens afgiftsprovener og administrerbarhed.

Lokal kollektiv tarifering gennemgås i det følgende afsnit (4.2) som et alternativ til en ændring af gældende praksis for "matrikelkravet", der kan imødekomme efterspørgslen efter at forbedre rammerne for deling af el for bl.a. borgerenergi- og VE-fællesskaber.

4.2 Lokal kollektiv tarifering

I dette afsnit gennemgås først de gældende regler for lokal kollektiv tarifering. Dernæst vurderes mulighederne for at justere gældende regler.

4.2.1 Gældende regler

Et alternativ til et internt net kan være indførelse af metoder for lokal kollektiv tarifering. Såfremt Energinet og netvirksomhederne udvikler sådanne metoder, kan de tilbyde lokale sammenslutninger af netbrugere en tarifbesparelse, hvis deres samlede forbrug og produktion giver anledning til reelle, dokumenterbare reduktioner af behovet for kapaciteten i elnettet.

Det er under gældende regler principielt muligt for Energinet og netvirksomhederne at udvikle metoder, der kan tilbyde deres kunder en lokal kollektiv tarifering. Muligheden for lokal kollektiv tarifering gælder i udgangspunktet for alle lokale sammenslutninger af netbrugere, dvs. også for borgerenergifællesskaber og VE-fællesskaber. Det gældende forbud mod geografisk differentierede forbrugstariffer samt manglende adgang til forbrugs- og produktionsdata i realtid fra individuelle målere gør det imidlertid svært at implementere i praksis.

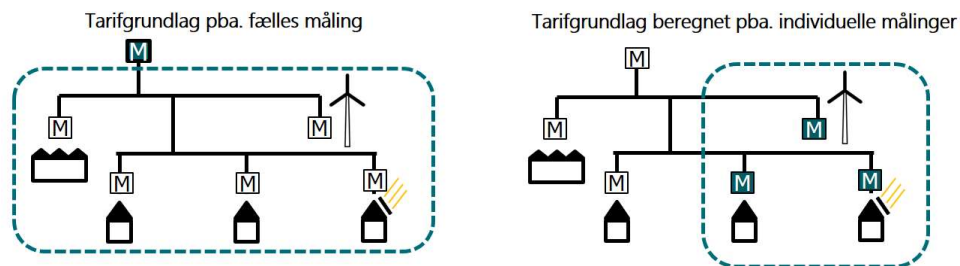
Med de rette rammer vil lokale sammenslutninger af netbrugere fx kunne tilbyde fordele via decentral elproduktion, lagring og fleksibelt forbrug. Det kræver imidlertid, at Energinet og netvirksomhederne udvikler en tarifmodel, der kan belønne hensigtsmæssig kollektiv adfærd fra de lokale sammenslutninger af netbrugere.

Eksempel: Lokal kollektiv tarifering af borgerenergifællesskaber

Et eksempel kunne være et borgerenergifællesskab, der både har solceller og ladestandere tilsluttet det kollektive elnet. Borgerenergifællesskabet forbruger og producerer el på en måde, der kan bidrage med dokumenterbare fordele for elnettet. Dette kan den pågældende netvirksomhed afspejle i én samlet tarifering af fællesskabets forbrug og produktion. I den konkrete tarifmetode kunne det fx være en aftale om et maksimalt samlet effekttræk på det kollektive elnet fra borgerenergifællesskabet (det vil sige, at det samlede forbrug fratrukket produktionen på et hvert tidspunkt ikke må overstige en aftalt grænse).

Figur 13 viser to eksempler på, hvordan der kan laves en fælles beregning af tariffen. Beregningen kan enten være baseret på et fysisk målepunkt i elnettet (tarifgrundlag beregnet på baggrund af fælles måling) eller etableres ved at summere flere individuelle målinger (tarifgrundlag beregnet på baggrund af individuelle målinger).

Figur 13 Illustration af mulige modeller for lokal kollektiv tarifering



Anm.: De stiplede linjer afgrænser, hvilke netbrugere der er inkluderet i sammenslutningen. "M" viser, hvor der er opsat målere. De blå målere viser, hvorfra beregningen af den lokale kollektive tarif foretages. I figuren t.v. er alle netbrugere bag den fysiske måler med i sammenslutningen. I figuren t.h. er det kun nogle af netbrugerne bag den fysiske måler, der er med i sammenslutningen. Her benyttes de individuelle målere i stedet til beregningen.

Det er i sidste ende op til Energinet og netvirksomhederne at udvikle de konkrete metoder for lokal kollektiv tarifering og Forsyningstilsynet, der har kompetencen til at godkende metoderne.

4.2.2 Mulighed for at ændre regler

Det er i dag i udgangspunktet muligt at udarbejde metoder for lokal kollektiv tarifering inden for lovgivningen, jf. afsnit 4.2.1. Der er dog i praksis endnu ikke udviklet en tarifmetode for at beregne lokalt forbrug og produktion samlet for lokale sammenslutninger af netbrugere. En udfordring er blandt andet, at en sådan metode skal kunne vise, at tariferingen er omkostningsægte. Det vil sige, at de lokale sammenslutningers brug af elnettet leder til faktiske og dokumenterbare besparelser i elnettet, der svarer til tarifreduktionen. Det er i praksis vanskeligt at beregne de faktiske besparelser. Det kan derfor være hensigtsmæssigt at undersøge, hvorvidt reguleringen kan fremme muligheden herfor.

Det er en forudsætning, at evt. regelændringer overholder principperne for udformningen af tariffer, herunder det såkaldte kompetenceforbehold, jf. kapitel 2.

Barrierer for muligheden for lokal kollektiv tarifering

Adgang til forbrugs- og produktionsdata

Såfremt alle netbrugere bag samme fysiske måler i elnettet er med i den lokale kollektive tariferaftale, er det i dag allerede muligt at få adgang til forbrugs- og produktionsdata i høj tidsopløsning direkte fra måleren. I sådanne tilfælde er adgang til data med andre ord ikke en barriere.

Hvis det der imod ikke er muligt at anvende en fælles fysiske måler, er der behov for at kunne aflæse de individuelle målere i samme høje tidsopløsning. De individuelle målere bliver imidlertid aflæst på timebasis i dag. Da det samlede effekttræk kan variere inden for de enkelte timer, vurderes timebaseret data ikke at være tilstrækkeligt til at kunne påvise reducerede omkostninger i elnettet. Brug af individuelle målinger forudsætter derfor, at det bliver muligt for netbrugere at trække data ud direkte fra deres egne målere.

Det vurderes derfor hensigtsmæssigt at justere de regulatoriske rammer, så data kan gøres let og sikkert tilgængeligt gennem fjernadgang til målerdata og ikke kun adgang via direkte tilkobling af eksterne enheder til måleren. Den konkrete form for fjernadgang vil skulle specificeres, men kan fx være lokal trådløs adgang til data, hvor der sikres nødvendig sikkerhed om dataadgang mv. Der vurderes at være u hensigtsmæssigt store administrationsomkostninger forbundet med én central adgang via fx Datahub eller netvirksomhedernes egne IT-systemer.

Forbud mod geografisk differentiering

En anden væsentlig barriere for udviklingen af omkostningsægte lokal kollektiv tarifering er forbuddet mod geografisk differentiering, der i dag forhindrer Energinet og netvirksomhederne i at udvikle lokale kollektive tarifmetoder med udgangspunkt i det lokale netforhold. Da de lokale forhold kan variere meget inden for netområderne, er det kun meningsfuldt, hvis de enkelte lokale kollektive tariferingsaftaler kan afspejle de konkrete behov i tariffene.

Det vurderes derfor hensigtsmæssigt, at lokal kollektiv tarifering undtages fra forbuddet mod geografisk differentiering for at muliggøre tarifering med udgangspunkt i de lokale nettekniske forhold i elnettet. Det vil muliggøre mere omkostningsægte tariffer, der i højere grad afspejler de konkrete besparelser, de enkelte lokale sammenslutninger af netbrugere giver anledning til.

4.3 Vurdering af lokal kollektiv tarifering

I dette afsnit vurderes lokal kollektiv tarifering kvalitativt ud fra de samme parametre i tillægsbetænkningen, som i de andre analyser: samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovener og administrerbarhed.

Samfundsøkonomi

Analysen finder bl.a., at samtidighed mellem produktion og forbrug kan bidrage positivt til samfundsøkonomien. Lokal kollektiv tarifering kan også medføre en samfundsøkonomisk gevinst, hvis aktøren kan reducere effektbehovet i elnettet gennem udjævning af produktion eller forbrug og dermed reducere udbygnings- og forstærkningsbehovet i elnettet.

De mulige samfundsøkonomiske gevinster skal holdes op imod de omkostninger, der er forbundet med implementeringen af lokal kollektiv tarifering. Det kan fx være omkostninger forbundet med at sikre, at de lokale sammenslutninger af netbrugeres samlede, samtidige belastning af elnettet kan verificeres og sanktioneres. Dette beskrives nærmere under afsnittet "Administrerbarhed".

Det forventes alt andet lige, at bedre rammer for lokal kollektiv tarifering vil øge mængden af aftaler. Det har imidlertid ikke været muligt at kvantificere den konkrete efterspørgsel på lokal kollektiv tarifering fra netbrugerne. Det har derfor heller ikke været muligt at kvantificere den

forventede samfundsøkonomiske gevinst ved at forbedre rammerne for lokal kollektiv tarifering.

Fordelingseffekter

Det er en væsentlig forudsætning, at sammenslutningerne af lokale netbrugere rent faktisk aflaster elnettet. Hvis ikke dette er tilfældet, sker der blot en omfordeling, hvor de resterende el-kunder risikerer at skulle betale mere for det kollektive elnet.

Omfanget og karakteren af omfordelingseffekter afhænger af fastsættelsen af den lokale kollektive tarif, vist i tabel 16. Det skal understreges, at omkostningsægtighed og ikke-diskrimination, jf. kapitel 2, er vigtige hensyn for Forsyningstilsynet, når de skal godkende tarifmetoder.

Tabel 16 Oversigt over potentielle fordelings-effekter afhængig af fastsættelsen af den lokale kollektive tarif

Tarifniveau	Potentielle fordelings-effekter
For lav tarif	Fastsættes tariffen for lavt, sker der en omfordeling fra de øvrige forbrugere af det kollektive elnet til modtagerne af de lokale kollektive tariffer.
Omkostnings-ægte tarif	En omkostningsægte tarif vil bidrage til en mere effektiv udnyttelse af det kollektive elnet og belønne sammenslutningen af lokale netbrugere for de besparelser, de giver anledning til.
For høj tarif	Fastsættes tariffen for højt, sker der en omfordeling fra modtagerne af de lokale kollektive tariffer til de øvrige forbrugere af det kollektive elnet. I en sådan situation vil de kollektivt tariferede kunder dog næppe finde det attraktivt at deltage i ordningen.

Afgiftsprovener

Med lokal kollektiv tarifering vil elafgiften fortsat baseres på de individuelle målere. Derfor vil det alt andet lige ikke påvirke statens samlede afgiftsprovener. Forbruget forventes samlet set ikke at ændre sig væsentligt på grund af kollektiv tarifering.

Administrerbarhed

Lokal kollektiv tarifering vurderes at medføre en administrationsbyrde for både de lokale sammenslutninger af netbrugere og for Energinet og netvirksomhederne, der skal opvejes af de fordele, der kan opnås. Administrationsbyrden forventes alt andet lige at være mindre, såfremt den lokale kollektive tarifering kan beregnes på baggrund af en fælles fysisk måler frem for individuelle målere.

De lokale sammenslutninger af netbrugere vil skulle anvende systemer, der på baggrund af fysisk aflæst eller fjernaflæst målerdata kan styre og dokumentere deres samlede effekttæk. Det er forventningen, at sådanne styringssystemer findes på markedet. Der vil dog formentlig ligge en vis administrationsbyrde i at tilpasse disse til specifikke krav, der skal være opfyldt for, at Energinet og netvirksomheder kan godkende anvendelsen af systemet. Det kan fx være krav, der sikrer korrekt og sikker overlevering af oplysninger ligeså vel som krav, som forhindrer manipulation af data.

Energinet eller de pågældende netvirksomheder vil efterfølgende skulle verificere og få adgang til at efterprøve måler aflæsningerne for at sikre, at de lokale sammenslutninger af netbrugere overholder de konkrete aftaler, der giver anledning til eventuelle tarifreduktioner. Det giver også anledning til administrative omkostninger for Energinet og netvirksomhederne, som givetvis kan give anledning til at opkræve gebyrer hos det lokale fællesskab.

I og med at lokal kollektiv tarifering ikke har været anvendt tidligere, vurderes det også at kræve en særlig udviklingsindsats hos Energinet og netvirksomhederne for at fastsætte de konkrete metoder for lokal kollektiv tarifering.

4.4 Opsummering

Det vurderes samlet set at være fordelagtigt at fremme muligheden for lokal kollektiv tarifering for aktører på alle spændingsniveauer, herunder for fx borgerenergifællesskaber og større aktører som industrifællesskaber. Det skal understreges, at hvis modellen skal etableres i praksis, så kræver det, at både Energinet og netvirksomhederne arbejder proaktivt med konceptet og indgår i et samarbejde om kollektiv tarifering og samtidig går i dialog med de potentielle lokale sammenslutninger om at fastlægge de tekniske forudsætninger og de økonomiske fordele, der potentielt kan opnås.

Tabel 17 Oversigt over de samfundsøkonomiske, fordelingsmæssige, afgiftsmæssige og administrerbare hensyn

Vurderingsparameter	Vurdering
Samfundsøkonomi	Modellen kan potentielt have en samfundsøkonomisk positiv effekt. Det er dog uvist, om størrelsen på effekten vil være signifikant.
Fordelingseffekter	Anvendelsen af lokal kollektiv tarifering forventes ikke at medføre væsentlige fordelings effekter.
Afgiftsprovenu	Afgiftsprovenuet forventes ikke at ændre sig på grund af lokal kollektiv tarifering.
Administrerbarhed	Modellen forventes at være relativt administrerbar. Det afhænger dog af de konkrete metoder, som skal udvikles af netvirksomhederne og Energinet og godkendes af Forsyningstilsynet.

4.5 Cost-benefit analyse af distribuerede energiresourcer

Det fremgår af elmarkedsdirektivet 2019/944, at lovrammerne skal sikre mulighed for at foranstalte deling af elektricitet inden for borgerenergifællesskaber. Lovrammerne må dog ikke berøre gældende tariffer. Tariferingen skal bygge på en gennemsigtig cost-benefit analyse, der viser, at borgerenergifællesskaber tariferes omkostningsægte, når de deler elektricitet. Til brug herfor skal den nationale kompetente myndighed udarbejde en cost-benefit analyse af distribuerede energiresourcer, der kan indgå i netvirksomhedernes og Energinets overvejelser i forbindelse med deres metodeudvikling for tarifering. Med brugen af begrebet "distribuerede energiresourcer" lægges der i både elmarkeds- og VE-direktivet særlig vægt på decentral produktion, fleksibelt forbrug og lagring, der er tilsluttet distributionsnettet.

Nærværende rapport indebærer en samfundsøkonomisk vurdering af effekten ved geografisk differentiering af forbrugstariffen samt muligheden for at tage højde for det lokale samspil mellem forbrug og produktion i form af en lokal kollektiv tarif. Det er dermed et ud af to væsentlige led i en cost-benefit betragtning af distribuerede energiresourcer. Det andet led består i en vurdering af omkostninger og fordele i elnettet afhængig af tid. Energistyrelsen har i den forbindelse i foråret 2021 bedt konsulentfirmaet Utiligize udarbejde en analyse af distribuerede energiresourcers påvirkning af elnettet. Analysen fra Utiligize, som er tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside, betragter fordele og omkostninger ved distribuerede energires-

sourcer i forhold til både tid og geografi. Denne analyse har bidraget til Energistyrelsens arbejde med vurderingen af de samfundsøkonomiske fordele og ulemper, distribuerede energiresourcer kan bidrage med.

Nærværende rapport anbefaler i højere grad at gøre brug af geografisk differentiering og kollektiv tarifering for at udnytte det fulde samfundsøkonomiske potentiale. En yderligere vurdering af de konkrete fordele og omkostninger vil skulle foretages af den pågældende netvirksomhed eller Energinet ved udarbejdelse af tarifmetoder og skal godkendes af Forsyningstilsynet.

Det vurderes, at den foreliggende anbefaling i rapporten kan indgå i netvirksomhedernes og Energinets overvejelser i forbindelse med deres fastsættelse af tariffer og dermed opfylder el-markedsdirektivets krav om en cost-benefit analyse af distribuerede energiresourcer.

KAPITEL 5: SAMMENHÆNG MELLEM LØSNINGERNE

Dette kapitel giver et overblik over, hvordan geografisk differentieret forbrugstariffer, direkte linjer og lokal kollektiv tarifiering sammen og hver for sig kan sikre en mere effektiv udnyttelse af elnettet og understøtte den grønne omstilling.

Geografisk differentierede forbrugstariffer er et bredt værktøj, der kan sende geografiske signaler på tværs af landet og inden for hvert netområde. Direkte linjer og lokal kollektiv tarifiering er derimod værktøjer, der rammer specifikke, lokale "punkter" i elnettet.

Alle tre værktøjer har samme formål: at fremme samplacering mellem forbrug og produktion med henblik på at sikre en hensigtsmæssig udnyttelse og udbygning af elnettet og dermed understøtte en omkostningseffektiv grøn omstilling.

De tre værktøjer komplementerer hinanden, da de kan anvendes i forskellige situationer og af forskellige aktører:

- Geografisk differentierede forbrugstariffer udsender prissignaler, som skaber incitament til, at nyt forbrug placerer sig der, hvor der er ledig kapacitet i elnettet. Dette er alt andet lige generelt i produktionsdominerede områder. Derudover kan geografisk differentierede forbrugstariffer tilskynde til en mere hensigtsmæssig brug af elnettet for eksisterende elkunder. Geografisk differentierede forbrugstariffer kan bidrage med samfundsøkonomiske gevinster, hvis det medfører undgåede eller udskudte investeringer i elnettet.
- Direkte linjer kan være samfundsøkonomisk fordelagtigt, da de kan give aktører et incitament til at samplacere forbrug og produktion. Direkte linjer kan være relevante, når forbruget ikke kan flytte sig eller tilpasse sin forbrugsadfærd efter en geografisk differentieret forbrugstarif.
- Lokal kollektiv tarifiering kan øge incitamentet til mere lokal samplacering og fremme deling af elektricitet via det kollektive elnet. For mindre aktører kan lokal kollektiv tarifiering i

nogle tilfælde være et alternativ til direkte linjer, da det kan reducere tariffbetalingerne svarende til de fordele, som aktørerne bidrager med til elnettet. Derudover giver lokal kollektiv tarifiering mulighed for, at aktørerne kan gå sammen i større fællesskaber.

De tre værktøjer giver med andre ord aktører hensigtsmæssige valgmuligheder afhængigt af, hvilket behov de har, og hvilken situation de er i.

Eksempel på sammenhæng mellem geografisk differentierede forbrugstariffer og direkte linjer

Scenarie 1: Forbrug kan flyttes: Geografiske differentierede forbrugstariffer er særligt henvendt til forbrugssiden og kan give incitament til, at forbrugsanlæg placerer sig hensigtsmæssigt i elnettet. Det forventes især at være et relevant for fremtidige forbrugsanlæg, der endnu ikke har truffet en beslutning om placering, som fx PtX-anlæg.

Scenarie 2: Forbrug kan ikke flyttes: Hvis et forbrugsanlæg, fx en stor varmepumpe, ikke har mulighed for at flytte lokation eller på anden vis reagere på prissignaler fra forbrugstarifferne, vil geografiske differentierede forbrugstariffer have mindre effekt. Her kan en direkte linje alternativt anvendes til at opnå samfundsøkonomiske gevinster ved at forbrug og produktion tilsluttes direkte uden om det kollektive elne. Det kan fx ske med reduceret udvekslingskapacitet til det kollektive elnet.

Overblik over modeller

I tabel 18 nedenfor oplistes de forskellige modeller for geografisk differentierede forbrugstariffer, direkte linjer og lokal kollektiv tarifiering, herunder hvilket spændingsniveau modellerne kan omfatte. I tabel 19 oplistes en kvalitativ beskrivelse af konsekvensvurderingerne i forhold til samfundsøkonomi, fordelingseffekter, effekt på statens afgiftsprovener og administrerbarhed.

For geografisk differentierede forbrugstariffer og direkte linjer vurderes det hensigtsmæssigt kun at tillade disse muligheder for tilslutninger på 10 kV-nettet og derover, da fordelingseffekterne og de administrative byrder på 0,4 kV vurderes at være for store i forhold til de potentielle samfundsøkonomiske gevinster. Det vil dog fortsat være muligt for alle kundetyper at anlægge interne net, såfremt de opfylder betingelserne for at være egenproducent, ligesom det vurderes, at lokal kollektiv tarifiering kan være relevant for alle kundegrupper.

KAPITEL 5: SAMMENHÆNG MELLEM LØSNINGERNE

Tabel 18 De forskellige modeller omfatter en række kundegrupper, men ikke alle grupper

Spændingsniveau	Antal elkunder (ca.)	Standard kWh/år pr. elkunde (ca.)	Forbrugstyper	Geografisk differentierede forbrugstariffer			Direkte linjer		Interne net (egenproducenter)	Lokal kollektiv tarifiering
				Fuld åbning	Afgrænsning pba. spændingsniveau (afgrænsning ved 10 kV)	Begrænsning af mulige tarifforskelle	Justeringsmodel	Afskaffelsesmodel		
0,4 kV	3,2 mio.	4.000	Husholdninger, små erhverv, individuelle varmepumper	x		x		x	x	x
0,4 kV (direkte tilsluttet i 10/0,4kV-transformerstation)	36.000	250.000	Mindre erhverv, fx landbrug	x		x		x	x	x
10 kV	1.500	1.000.000	Større erhverv, fx slagterier	x	x	x	x	x	x	x
10 kV (direkte tilsluttet i 30-50-60/10 kV transformerstation)	250	1.000.000	Større produktionsvirksomheder (centrale varmepumper / elpatroner i fjernvarme vil nogle gange findes i denne gr.)	x	x	x	x	x	x	x
30-50-60 kV	30	25.000.000	Cement, stål, mv.	x	x	x	x	x	x	x
132-150-400 kV (TSO)	20	50.000.000	Datacentre, Bandedanmark, (fremtidige) PtX-anlæg	x	x	x	x	x	x	x

Tabel 19 Vurdering af modeller

	Model	Samfundsøkonomi	Fordelingseffekter	Afgiftsprovenu	Administrerbarhed
Geografisk differentierede forbrugstariffer	Fuld åbning	Ved en fuld åbning kan det fulde samfundsøkonomiske potentiale udnyttes.	Der forventes at opstå omfordelingseffekter mellem kunder afhængigt af, i hvilket omfang Energinet og netvirksomhederne udnytter muligheden for geografisk differentiering, og om der differentieres på tilslutningsbidraget eller den løbende tarif.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at blive påvirket negativt.	Modellen vurderes at være en enkel og administrerbar model for Energinet, netvirksomhederne og Forsyningstilsynet.
	Afgrænsning pba. spændingsniveau	Størrelsen på de samfundsøkonomiske gevinster afhænger af det valgte spændingsniveau.	Ingen fordelingseffekter for husholdninger og virksomheder tilsluttet under det valgte spændingsniveau. Der kan opstå omfordelingseffekter mellem virksomheder tilsluttet over det valgte spændingsniveau afhængigt af, i hvilket omfang Energinet og netvirksomhederne udnytter muligheden for geografisk differentiering, og om der differentieres på tilslutningsbidraget eller den løbende tarif.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at blive påvirket negativt.	Modellen vurderes at være en forholdsvis enkel og administrerbar model for Energinet, netvirksomhederne og Forsyningstilsynet.
	Begrænset tarifforskelle	Størrelsen på de samfundsøkonomiske gevinster afhænger af den valgte grænse for tarifforskelle.	Der forventes at opstå omfordelingseffekter mellem kunder afhængigt af, i hvilket omfang Energinet og netvirksomhederne udnytter muligheden for geografisk differentiering, og om der differentieres på tilslutningsbidraget eller den løbende tarif. Modellen sætter en valgt grænse for den maksimale tilladte omfordeling.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at blive påvirket negativt.	Modellen vurderes at være forholdsvis kompleks at implementere i praksis.
Direkte linjer	Fastholdelse	Modellen har begrænset effekt.	Ingen effekt.	Ingen effekt.	Ingen udfordringer, da nuværende regler fastholdes.
	Justering	Modellen kan medføre samfundsøkonomiske gevinster under visse objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier for etablering af direkte linjer.	Fordelingseffekter begrænses via objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier for etablering af direkte linjer, men det kan ikke udelukkes, at der forekommer en omfordeling.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at blive påvirket negativt som følge af en justering af gældende regler for direkte linjer.	Der implementeres både en standardiseret (automatisk) ansøgningsproces og individuel sagsbehandling. Modellen vurderes at være administrerbar både for ansøgere, Energinet, netvirksomheder og Energistyrelsen.
	Afskaffelse	Modellen kan kun i et begrænset omfang sikre samfundsøkonomiske gevinster, idet der ikke opstilles objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier for etablering af direkte linjer.	Det vurderes sværere at begrænse de fordelingsmæssige konsekvenser, da der kun opstilles få objektive og ikke-forskelsbehandlende kriterier for etablering af direkte linjer.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at blive påvirket negativt som følge af en justering af gældende regler for direkte linjer.	Der implementeres både en standardiseret (automatisk) ansøgningsproces og individuel sagsbehandling. Modellen vurderes at være administrerbar både for ansøgere, Energinet, netvirksomheder og Energistyrelsen.
Lokal kollektiv tarifiering	Modellen kan potentielt have en samfundsøkonomisk positiv effekt. Det er dog uvist, om størrelsen på effekten vil være signifikant.	Modellen forventes ikke at medføre væsentlige fordelingseffekter. Det afhænger dog i sidste ende af den konkrete metode.	Modellen forventes ikke at medføre væsentlige fordelingseffekter. Det afhænger dog i sidste ende af den konkrete metode.	Afgiftsprovenuet forventes ikke at blive påvirket som følge af lokal kollektiv tarifiering.	Modellen forventes at være relativt administrerbar. Det afhænger dog af de konkrete metoder, som skal udvikles af netvirksomhederne og Energinet og godkendes af Forsyningstilsynet.