

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
29. oktober 2021

Forfatter:
HKS-CVT/HKS

NOTAT

KONSEKVENSANALYSE AF MULIGHED FOR DIREKTE LINJER PÅ TRANSMISSIONSNETTET

Indhold

| | |
|--|----|
| 1. Indledning..... | 3 |
| 2. Læsevejledning og generelle forbehold..... | 3 |
| 2.1 Læsevejledning | 3 |
| 2.2 Energinets forståelse af den stillede opgave | 3 |
| 2.3 Metode | 4 |
| 2.4 Generelle forbehold..... | 5 |
| 3. Analysedesign og antagelser for samfundsøkonomisk analyse | 6 |
| 3.1 Højere grad af samplacering kan reducere omkostninger til transmissionsnet ... | 6 |
| 3.2 "Marginalanalyse"-tilgang | 6 |
| 3.3 Områdetyper i et VE-baseret elsystem..... | 8 |
| 3.4 Skitse af analysedesign | 9 |
| 3.5 Antagelser om fordeling af vind, sol og forbrug i områdetyper | 10 |
| 3.6 Valg af modelleringsår og prisområde | 10 |
| 3.7 Valg af analyserede forbrugsteknologier | 11 |
| 3.8 Valg af analyserede VE-produktionsteknologier..... | 12 |
| 3.9 Forbrugskapacitet i "fulde scenarier" | 13 |
| 3.10 Endelige modelleringsskitser for de marginale scenarier..... | 15 |
| 3.11 Forudsætninger vedr. omkostninger til ny netkapacitet | 16 |
| 3.12 Antagelse om, at Direkte Linjer ikke må give anledning til mere net | 17 |
| 3.13 Den samfundsøkonomiske modellering er lavet uden tariffer | 17 |
| 4. Samfundsøkonomisk analyse af modellerede scenarier | 19 |
| 4.1 Nøgletal for forbrug og matchende vind/sol ved analyseret udbygning..... | 19 |
| 4.2 Samfundsøkonomiske resultater for analyseret udbygning | 20 |
| 4.3 De analyserede scenariers påvirkning af det omkringliggende elsystem | 26 |
| 4.4 Opsummering på den samfundsøkonomiske analyse | 29 |

| | |
|---|----|
| 5. Opstilling af forudsætninger for fordelingsmæssig analyse | 33 |
| 5.1 Forudsætninger om tarifieringsgrundlag for eksisterende forbrug og produktion..... | 33 |
| 5.2 Forudsætninger om investeringers tarifpåvirkning | 33 |
| 5.3 Forudsætninger vedr. tilslutningsvilkår – herunder afbrydelighed | 36 |
| 5.4 Forudsætninger om tarifmodeller | 37 |
| 6. Fordelingsanalyser under hhv. NUV. og mulige NYE tarif- og ramme- vilkår | 43 |
| 6.1 Overordnet beskrivelse af fordelingsmæssig analyse | 43 |
| 6.2 De analyserede scenarier..... | 44 |
| 6.3 CAPEX- og OPEX-påvirkninger..... | 45 |
| 6.4 Nye tariffer for eksisterende kunder som følge af dynamisk virkning af det nye forbrug og den nye produktion – ved hhv. nuv. og ny tarifmodel..... | 47 |
| 6.5 Samlet årlig betaling for nye netbrugere..... | 50 |
| 6.6 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem | 53 |
| 6.7 Opsummering på den fordelingsmæssige analyse | 56 |

Desuden er der medsendt følgende bilag som baggrundsmateriale

Bilag 1-3: Bilag vedr. den fordelingsmæssige analyse (samlet i én fil)

- Bilag 1: Årlig betaling fra nye forbrugs- og produktions-anlæg
- Bilag 2: Fordelingsanalyse under NUVÆRENDE tarif- og rammevilkår
- Bilag 3: Fordelingsanalyse under mulige NYE tarif- og rammevilkår

Bilag 4: Regneark til den samfundsøkonomisk analyse

Bilag 5: Regneark til den fordelingsmæssige analyse

1. Indledning

I tillægsbetænkningen af 16. december 2020 til lovforslag L67, har Klima, Energi og Forsyningsudvalget bl.a. bedt ministeren om at igangsætte et arbejde for at vurdere muligheder for, og konsekvenser ved øget mulighed for benyttelse af direkte linjer.

”Udvalget beder ministeren om at igangsætte et arbejde, hvor

1) ... [omhandler geografisk differentierede forbrugstariffer] 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 f.eks. borgerenergifællesskaber, og under hensyn til samfundsøkonomi, fordelingsvirkninger, statens afgiftsprovenu og administrerbarhed.

Arbejdet bør være færdigt i 2021”¹

Energistyrelsen har anmodet Energinet om at bidrage til dette arbejde med en analyse med vurdering af samfundsøkonomi samt fordelingsvirkninger (forstået som tarifvirkninger) ved indførelse af øgede muligheder for direkte linjer imellem forbrugs- og produktionsanlæg med tilslutning direkte i transmissionsnettet (dvs. det kollektive elforsyningsnet net med nominelle spændinger over 100 kV).

Dette notat er Energinets beskrivelse af de analyser, som Energinet har udført på baggrund af denne anmodning.

2. Læsevejledning og generelle forbehold

Dette notat er Energinets afrapportering af de mulige samfundsøkonomiske og tarifmæssige konsekvenser for nye forbrugs- og produktionsanlæg såvel som for de øvrige eksisterende kunder ved indførelse af direkte linjer.

2.1 Læsevejledning

I dette kapitel afgrænses og defineres Energinets analyse, og der redegøres for relevante forbehold i denne forbindelse.

Kapitel 3 beskriver analysedesign og forudsætningerne for den samfundsøkonomiske del af analysen, og kapitel 4 beskriver derefter resultaterne af den samfundsøkonomiske del af analysen. Tilsvarende beskriver kapitel 5 forudsætningerne for den fordelingsmæssige del af analysen, hvorefter kapitel 6 beskriver resultaterne af den fordelingsmæssige del af analysen.

Analyseresultaterne er opsummeret i afsnittene 4.4 og 6.7.

2.2 Energinets forståelse af den stillede opgave

Energinet har haft fokus på at belyse de opstillede scenarier og de konsekvenser - samfundsøkonomisk såvel som fordelingsmæssigt - som følger af disse scenarier under de forskellige antagne forudsætninger.

Energinet har således i denne analyse **ikke** forholdt sig til en række principielle spørgsmål, som det vil være naturligt at rejse i forlængelse af analyserne. Disse principielle spørgsmål omfatter bl.a.:

¹ Udsnit fra kap. 3: https://www.folketingstidende.dk/samling/20201/lovforslag/L67/20201_L67_tillaegsbetaenkning.pdf

- Hvor store net en eller flere private aktører må etablere bag et tilslutningspunkt til det kollektive net?
- Hvilken geografisk udstrækning et sådant net må have?
- Om et sådant net må være etableret parallelt med eksisterende (eller planlagt) kollektivt net?
- Om de må strække sig ud over et naturligt "opland" for eksisterende stationer – og i givet fald hvor mange stationer?
- Om det skal accepteres, at private aktører med direkte linjer kan etablere mere privat net "bag måleren" end de skulle etablere for at nettilslutte deres anlæg individuelt – og i givet fald hvor meget mere? (Skal de f.eks. have lov til etablere en lille smule mere eget kabel, hvis det har væsentlig betydning ift. deres forventede tariffbetaling?)
- Og i det hele taget hvordan den overordnede balance skal være imellem kollektivt net og private aktørers muligheder for at etablere eget net og derved undgå at bidrage til det kollektive net?

Denne analyse er derfor ikke udtryk for en holdning fra Energinets side ift. disse og relaterede principielle spørgsmål.

2.3 Metode

Analysen er udarbejdet som en konsekvensanalyse af antagne scenarier, hvor

- nye forbrugsanlæg med udvalgte forbrugsteknologier (elektrolyse, datacentre og centrale varmepumper) og nye VE-produktionsanlæg (vind og sol) med en tilsvarende mængde elproduktion på årsbasis er antaget tilsluttet det eksisterende kollektive elnet,
- geografisk placering og mængder af nye anlæg er baseret på antagelser om den adfærdsvirkning, som mulighed for direkte linjer vil medføre set ift. nuværende rammevilkår,
- de samfundsøkonomiske omkostninger til nødvendige netudbygninger som følge heraf er baseret på erfaringsbaserede gennemsnitsbetragtninger,
- og der i øvrigt er anlagt en 'alt-andet-lige'-betragtning, så der ses bort fra øvrig udvikling af forbrug og produktion i energisystemet.

I de antagne scenarier er de samfundsøkonomisk optimerede udbygninger af transmissionsnettet givet det antagne scenarie med ekstra ny produktion og ekstra nyt forbrug estimeret, og der er derefter foretaget en konsekvensanalyse af, hvad det vil betyde fordelingsmæssigt, dels ved den nuværende tarifieringsmodel, dels ved en mulig fremtidig tarifieringsmodel. På den baggrund kan de selskabsøkonomiske konsekvenser for de nye kommercielle aktører vurderes, hvilket giver et grundlag for at vurdere, hvorvidt scenariet er realistisk eller ej.

Med andre ord: Det er diskutabelt, om det er realistisk, at de antagne kommercielle anlægsinvesteringer i scenariet ville være blevet besluttet under de antagne rammevilkår.

Energinet har valgt denne tilgang, både af pragmatiske hensyn til, hvad der er praktisk muligt indenfor tidshorizonten, men også fordi det efter Energinets vurdering rent faktisk er det mest korrekte at gøre, når der skal laves en vurdering af de mulige langsigtede virkninger af at lave en væsentlig ændring af de gældende rammevilkår ift. nyt stort forbrug, som der p.t. er meget begrænsede erfaringer med.

2.4 Generelle forbehold

Når der foretages en analyse som denne, er det nødvendigt at lave meget specifikke antagelser om *alt*, som indgår i analysen. Dette omfatter alle de tekniske forudsætninger, såvel som definition af de i analysen anvendte tarifmodeller. Herved kommer resultaterne fra analysen helt automatisk til også at fremstå som meget præcise tal. Men da der er meget stor usikkerhed om inputtet til analysen, vil der være en tilsvarende stor usikkerhed på resultaterne fra analysen. Analysen kan derfor bedst beskrives som "*en præcis analyse på et upræcist grundlag*" – og resultaterne skal fortolkes og vurderes i det lys.

Analyserne er konsekvensanalyser af de samfundsøkonomiske og fordelingsmæssige effekter ved forskellige scenarier med tilslutning af nyt forbrug fra forskellige forbrugsteknologier (elektrolyse, datacentre, centrale varmepumper) og af VE-produktionsanlæg med en årlig elproduktion varende til dette forbrug. Scenarierne omfatter eksplicitte antagelser om placeringer og mængder af dette nye forbrug og den tilsvarende VE-produktion. Antagelser om mængder og placering af disse anlæg er således ikke et *output* fra analysen, men er derimod et eksogent *input* til analysen.

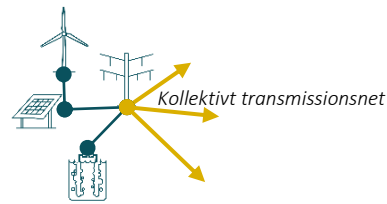
Scenarierne er opbygget ud fra en antagelse om, at muligheden for direkte linjer vil have en direkte adfærdsvirkning på de aktører, som skal træffe anlægsinvesteringer. Scenarierne er således en antagelse om denne adfærdsvirkning. (Det bemærkes, at det ikke vil være muligt at efterprøve denne antagelse, men mindre man har et detaljeret kendskab til aktørernes forretningsplaner samt deres muligheder for at vælge alternative placeringer udenfor DK.) Analyserne bliver derved en selvopfyldende profeti om at der er behov for mindre kollektivt net *ellers*, hvis et økonomisk incitament via mulighed for direkte linjer får nyt forbrug og ny VE-produktion til at samplacere sig bag måleren

Det skal understreges, at de samfundsøkonomiske analyser viser, at der i alle tilfælde skal etableres ekstra net, når der skal tilsluttes nyt forbrug og ny VE-produktion. Behovet for *ekstra* net er blot mindre, når aktørerne samplacere deres anlæg bag måleren, end når de tilslutter sig individuelt og med større geografisk afstand. Muligheden for at etablere direkte linjer *gør* altså ikke nyt net unødvendigt; det *gør* blot behovet mindre end det *ellers* ville være. Populært sagt vil der uden mulighed for direkte linjer blive behov for at etablere rigtig meget mere net, og med direkte linjer skal der blot etableres mere net, men ikke lige så meget mere.

Ud over de ovenfor nævnte konkrete usikkerheder skal det også påpeges, at de undersøgte antagne scenarier kun er belyst i 'alt-andet-lige'-situationer, hvor alt det nye forbrug og de tilhørende produktionsanlæg tilsluttes i det kollektive eltransmissionsnet. Dvs. der er set bort fra al øvrig udvikling af forbrug og produktion i energisystemet.

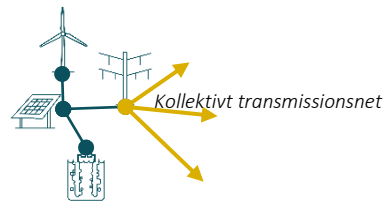
3. Analysedesign og antagelser for samfundsøkonomisk analyse

Aktørernes interesse for i højere grad at kunne koble elproduktion med forbrug med Direkte Linjer (bag måleren) er alt andet lige ud fra en forventning om at kunne spare transportbetaling (tariffer) til det kollektive transmissionsnet for det samplacerede og samtidige elforbrug, der ved en direkte linje ikke behøver at "komme ud at vende" i det kollektive transmissionsnet². Dette er en naturlig interesse for aktørerne for at forbedre deres businesscase – og hvis det er muligt at etablere en kostægte tarifiering i snitfladen til det kollektive elnet for både adgang til nettet og konkret brug af nettet, så kan der også argumenteres for rimeligheden heraf.



Figur 3-1 **Individuel Tilslutning (IT)** af hhv. produktion og forbrug.

Formålet med analysen her er dog at vurdere de samfundsøkonomiske effekter – og særligt evt. besparelser i transmissionsnettet ved øget mulighed for at benytte Direkte Linjer (DL) som på Figur 3-2 frem for fortsat påkrævet Individuel Tilslutning (IT) som på Figur 3-1. Lidt forenklet sagt giver forskel i tilslutningsmodel i sig selv ikke besparelser i det kollektive transmissionsnet, hvis forbrugs- og produktionsanlæggenes geografiske placering, tilslutningssted og driftsmønster er det samme. Set fra det kollektive net er netbehovet overordnet set det samme.



Figur 3-2 **Kobling af produktion og forbrug med Direkte Linje (DL).**

3.1 Højere grad af samplacering kan reducere omkostninger til transmissionsnet

Det der til gengæld ville kunne ændre på behovet for transmissionsnet er, hvis muligheden for at benytte Direkte Linjer (og de deraf aflede gevinster for aktørerne) giver et incitament til en højere grad af geografisk samplacering af ny forbrug/produktion i transmissionsnettet. En højere grad af samplacering af forbrug og produktion vil reducere behovet for lange effektransporter og vil dermed – alt andet lige – også reducere behovet for transmissionsinfrastruktur. Dette vil være tesen for denne analyse og det er konsekvenserne af en sådan antaget samplaceringseffekt ved mulighed for (i en vis grad) at benytte Direkte Linjer, der undersøges.

Udfordringen er så at opstille et analysedesign med et plausibelt scenarie for samplaceringseffekten afhængigt af tilslutningsmodel samt hvordan denne antagne samplaceringseffekt af ny forbrug/produktion skal undersøges i samspil med et eksisterende elsystem.

3.2 "Marginalanalyse"-tilgang

For at kunne undersøge en antaget samplaceringseffekt ved en udvidet mulighed for at benytte Direkte Linjer ift. til nuværende Individuel Tilslutning vælges et analysedesign, der baserer sig på en marginal/delta-tilgang, hvor investering i ny "marginal" transmissionsinfrastruktur oven på det eksisterende eltransmissionsnet skal forbinde ny "marginal" forbrug/produktion.

Et eksisterende, formasket eltransmissionsnet som det danske vil aldrig være fuldt udnyttet overalt. Transmissionsnettet udbygges i større klumper, hvor hvert udbygningsskridt tager en del år at gennemføre. Man kan sige, at hvis et nyt udbygningsskridt var fuldt udnyttet fra dag ét (i en aktuel megatrend med generel øget elektrificering), så ville der være bygget for lidt. Ligeledes er transmissionsnettet dimensioneret til spidsbelastninger, hvorfor der i en stor del af tiden vil være god plads i nettet.

² Aktørerne kan dog også have en interesse i at kunne dokumentere/forklare, at det direkte koblede og samtidige forbrug stammer fra Vedvarende Elproduktion fra specifikke, lokale VE-anlæg og ikke via et kollektivt elnet med et "blandet elmix".

Konsekvensanalysen her skal bruges til at vurdere hensigtsmæssigheden af en GENEREL regelændring: Afskaffelse/justering af de facto forbud mod Direkte linjer (her bredt forstået som direkte kobling mellem forbrug og produktion "bag måleren" ud over hvad der allerede i dag er tilladt ifm. ordningen som egenproducent i samme punkt/matrikel og med samme ejer).

Derfor vil en analyse af hvad omkostninger/gevinster er på specifikke placeringer i et eksisterende net på et givent tidspunkt (fx i dag) ikke være hensigtsmæssig. Resultaterne af en sådan konkret "netanalyse", vil forventeligt i høj grad blot afspejle, hvor meget "ledig plads" i nettet, der lige er på dette sted på det undersøgte tidspunkt.

Til formålet vurderes det derfor mest hensigtsmæssigt med en marginal analyse. Altså, en analyse af forskellen i de samlede omkostninger/gevinster, når en marginal/delta mængde ny forbrug/produktion og tilhørende optimeret mængde infrastruktur tilføjes – med de forskellige geografiske placeringer i transmissionsnettet som antages som følge af hhv. Individuel Tilslutning (IT) eller med mulighed for Direkte Linjer (DL) – til et eksisterende kollektivt transmissionsnet, der "er fuldt udnyttet" i den overordnede dimensionerende flowretning.

Der analyseres således på "marginale scenarier", der ligger "ovenpå" det eksisterende elsystem med det på analysetidspunktet eksisterende forbrug, produktion og netvolumen. Det eksisterende elsystem har en væsentlig værdi, fordi de analyserede "marginale scenarier" antages at kunne udnytte det eksisterende system i forhold til både redundans og som buffer for ikke samtidigt produktion/forbrug i de "marginale scenarier". Ligeledes antages det, at en "generel" ledig transmissionskapacitet modsat den overordnet dimensionerende flowretning kan udnyttes uden ny investering. De "marginale scenarier" må dog foretage en optimeret investering i *ekstra* transmissionskapacitet i den overordnet dimensionerende flowretning.

Det betyder alt i alt, at det eksisterende elsystem i den samfundsøkonomiske analyse antages at udgøre en form for "teknisk fundament" for det forbrug og produktion, der lægges ovenpå i de marginale scenarier – men uden at dette "fundament" direkte indgår i selve analysen. Det indgår således kun implicit som det nødvendige grundlag for de antagelser, som gøres i analysen.

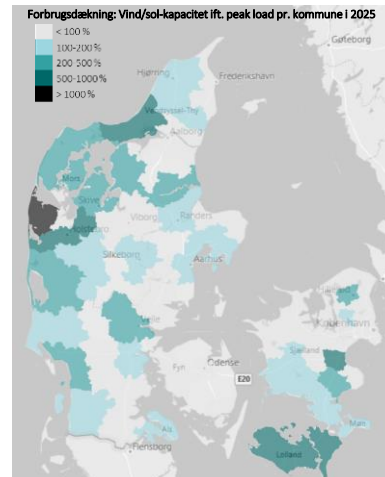
3.3 Områdetyper i et VE-baseret elsystem

For at kunne analysere en antaget samplaceringseffekt i samspil med et eksisterende elsystem må man prøve at afgrænse nogle geografiske områdetyper i elsystemet som kan forventes at være definerende for forholdet mellem forbrug og produktion over længere tid - og dermed også kendetegnende for den dimensionerede flowretning i elsystemet på længere sigt.

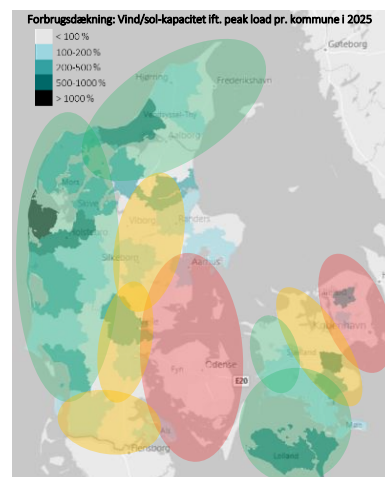
Her tages der udgangspunkt i kort over den forventede fremtidige geografiske forbrugsdækning af VE (vind/sol) i Danmark. Energinet laver sådanne kort³. Figur 3-3 er et eksempel på sådan et kort. Dette illustrerer tydeligt det, som de fleste allerede har en fornemmelse af. VE-produktionen fra vind og sol i Danmark ligger især i de mindre befolkede områder (med gode VE-ressourcer) som fx Nord- og Vestjylland, samt Sydjylland og Lolland/Falster, mens det store elforbrug alt andet lige ligger omkring de store byer i Østjylland og i Københavnsområdet. Dette er ikke en ny udvikling – og forventningen er, at denne udvikling alt andet lige vil fortsætte og forventeligt også forstærkes, hvis ikke det lykkes at få stort, nyt elforbrug til i højere grad at placere sig nær VE-ressourcerne.

Man kan således med baggrund i disse forbrugsdækningskort lidt groft opdele Danmark i forskellige områdetyper som illustreret på Figur 3-4. De grønne områder er (VE) Produktionsdominerede områder og de røde er Forbrugsdominerede områder. De gule områder illustrerer generelt mere neutrale områder – og er samtidig også der – især i Jylland – hvor de stærke knudepunkter i transmissionsnettet (herunder udlandsforbindelser) typisk er placeret.

Disse områdetyper karakteriserer således også det, som man kunne kalde den dimensionerede flowretning for vind/sol-elproduktion i det danske elsystem. Fra de grønne produktionsdominerede områder er det helt overvejende VE-elproduktionen, der er dimensionerende for transmissionsinfrastrukturen ind mod "de gule områder" og de stærke "backbones". Omvendt er det til de røde områder helt overvejende elforbruget, der er dimensionerende for transmissionsinfrastrukturen fra de "gule områder". Denne opdeling vurderes meningsfuldt at kunne bruges til en slag arketyrisk opdeling af det danske elsystem, hvorpå man kan vurdere samplaceringseffekter ved "marginale scenarier" med nyt elforbrug og tilhørende VE-elproduktion.



Figur 3-3 Forbrugsdækning: Vind/sol-kapacitet ift. peak load pr. kommune i 2025



Figur 3-4 Områdetyper

³ Se fx side 9 i dette materiale <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Kapacitetskort-2020>

3.4 Skitse af analysedesign

Med de foregående afsnits refleksioner omkring de grundlæggende forudsætninger for et brugbart analysedesign, begynder konturerne til en brugbar analysemodel at forme sig. På Figur 3-5 er illustreret en sådan overordnet skitse af analysemodellen.

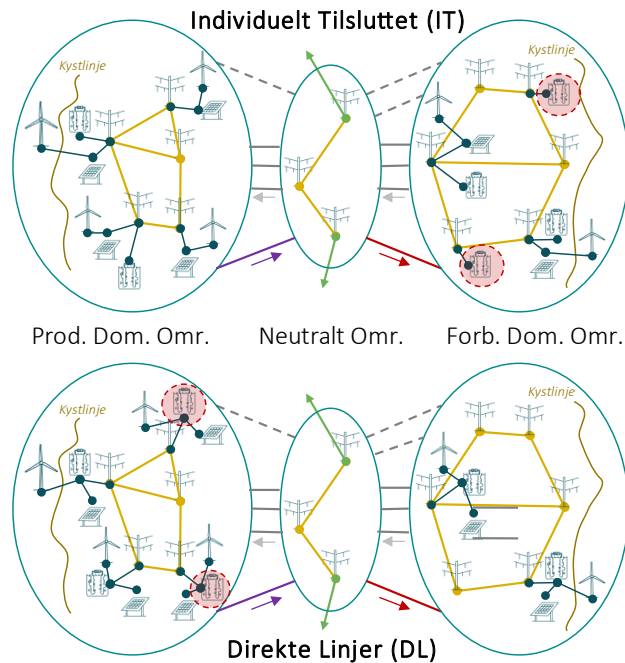
Her illustreres eksempler på to "marginale scenarier" med hhv. Individuel Tilslutning (IT) for oven og Direkte Linjer (DL) for neden. Mængden af VE-produktion (miks af vind og sol) bliver i de marginale scenarier sat til at matche forbruget i årsenergi. På skitsen matcher ét vind/sol-kombianlæg årsenergien til én forbrugsenhed. I begge scenarier – hhv. IT og DL – på skitsen er der således seks vind/sol-anlæg og seks forbrugsenheder.

Placeringen af hhv. forbrug og produktion i område-typer antages dog at afhænge af tilslutningsmodel, svarende til at muligheden eller en manglende mulighed for DL vil have en reel adfærdsvirkning på aktørernes beslutninger om investeringer og geografisk placering af nye anlæg. Dette illustreres i skitsen ved, at alle anlæg i det marginale scenarie nederst med mulighed for Direkte Linje (DL) har placeret sig som sådan med mest i det produktionsdominerede område, da det formentlig er VE-produktionen, der har "sværest" ved at flytte sig. Forskellen op til scenariet øverst med Individuel tilslutning (IT) er, at her ligger en større andel af forbruget (jf. de to forbrugsenheder markeret med rød på skitsen) netop i det forbrugsdominerede område, da der her ikke er et særligt incitament til at samplacere sig med VE-produktionen.

For ikke at komplicere analysen unødigt er der ikke lagt anden VE-produktion/forbrug ind i de marginale scenarier der undersøges. Dette antages inkluderet i det eksisterende elsystem, som de marginale scenarier spiller sammen med via det neutrale område (jf. de grønne pile).

De grå linjer illustrerer allerede etablerede transmissionsforbindelser i det eksisterende elsystem. De stiplede grå linjer illustrerer reservekapaciteten mellem områderne i det eksisterende elsystem (n-1 til produktion og n-2 til forbrug). De marginale scenarier kan som tidligere nævnt nyde godt af det eksisterende elsystem ved at redundansen (de stiplede linjer) allerede er til stede, samt – ikke mindst – at der er antaget ledig kapacitet modsat den dimensionerende flowretning. Det vil sige, at de marginale scenarier ikke behøver at investere i ny transmissionsinfrastruktur til forbrug, der skal importeres til de produktionsdominerede områder og heller ikke til produktion, der skal eksporteres fra forbrugsdominerede områder (altså i retningen fra højre mod venstre i skitsen). I den dimensionerende flowretning (fra venstre mod højre i skitsen) er den eksisterende kapacitet dog antaget opbrugt, hvorfor de marginale scenarier må lave en samfundsøkonomisk optimeret investering i ny infrastruktur til at give ekstra kapacitet i denne retning.

Den samfundsøkonomiske analyse går således i første gang ud på – givet en række antagelser og forudsætninger – at finde ud af, i hhv. de marginale DL og IT-scenarier, hvor meget transmissionskapacitet, der skal forstærkes med: Ud af det produktionsdominerede område (lilla linje) + ind til det forbrugsdominerede område (rød linje) + forstærkning af det kollektive



Figur 3-5 Grovskitse af analysemodel

transmissionsnet internt i områderne (de gule linjer) for at omkostningen til den nye kollektive infrastruktur (cost) matcher værdien for den nye produktion/forbrug (benefit).

3.5 Antagelser om fordeling af vind, sol og forbrug i områdetyper

For at lave modelanalysen skitseret i forrige afsnit kræver det nogle plausible antagelser om hvordan VE-produktionen og forbruget fordeler sig på områdetyper afhængigt af tilslutningsmodel. Dette gøres i dette afsnit.

Tabel 3-1 **Direkte Linjer (DL)** – fordeling på omr.typer

| Områdetype | Forbrug | Vind | Sol |
|------------------|---------|------|-----|
| Produktions Dom. | 80% | 80% | 80% |
| Forbrugs Dom. | 20% | 20% | 20% |

Princippet for placering af den ny forbrug/produktion i de marginale scenarier er, at hvis der incitament for samplacering (ved Direkte Linjer), så placerer forbrug/produktion sig sammen "bag måleren" koblet med en Direkte Linje jf. Figur 3-5 i forrige afsnit. Hvis der ikke er et incitament til samplacering med direkte kobling bag måleren, så antages en større del af forbruget at lægge sig i forbrugsområdet.

Tabel 3-2 **Ind. tilslutning (IT)** – fordeling på omr.typer

| Områdetype | Forbrug | Vind | Sol |
|------------------|---------|------|-----|
| Produktions Dom. | 40% | 80% | 80% |
| Forbrugs Dom. | 60% | 20% | 20% |

Jf. antagelserne om fordelingen af VE-produktion og forbrug mellem områdetyper afhængigt af tilslutningsmodel i Tabel 3-1 og Tabel 3-2, så er placeringen af VE-produktion fastholdt på 80 pct. i det produktionsdominerede område i både DL og IT. Dette er gjort ud fra en antagelse om, at det næsten uanset incitament er begrænset, hvor meget ny vind og sol, der kan stilles op i de forbrugsdominerede områder, der netop er kendetegnet ved store byer og høj befolkningstæthed. Der er desuden allerede et væsentligt incitament for at stille den mængde vind- og solkraft op i disse områder det er muligt, da de store byer typisk har højt fokus på at øge VE-andelen – og sænke CO₂-aftrykket inden for kommunegrænserne.

Antagelsen er således her, at det mellem tilslutningsmodellerne især er forbruget, der flytter sig. Således stiger andelen af forbrug i de produktionsdominerede områder fra 40% i IT til 80% i DL (fremhævet med gult). Denne forskydning i den geografiske placering af forbrug mellem tilslutningsmodellerne er således også eneste forskel mellem DL og IT-scenarierne, hvilket alt andet lige gør tolkningen af analyserne enklere.

Det kan bemærkes, at det ikke er specielt ekstreme forskydninger, der benyttes i antagelserne. Man kunne have valgt, at en endnu større del af forbruget i IT-scenarierne skulle komme i de forbrugsdominerede områder, da dette i væsentligt omfang har været den historiske tendens. Dels ønskes analysen ikke at være for optimistisk i forhold til samplaceringseffekten – og dels er der det seneste års tid fremlagt visioner fra nogle aktører om nyt, stort elforbrug i produktionsdominerede områder nærmere VE-kilderne.

3.6 Valg af modelleringsår og prisområde

De marginale scenarier, der bliver modelleret, er som beskrevet i afsnit 3.4 koblet til det eksisterende elsystem (og elmarked) via det "neutrale" område. Der skal således vælges et modelleringsår og prisområde som vil afgøre den elspot-timepriserie, som bliver den prisrand, som de marginale scenarier kan købe og sælge strøm til via det neutrale område.

Generelt tages der i analysen udgangspunkt i Analyseforudsætninger til Energinet 2020 (AF2020), hvortil der er modelleret timepris-serier for (bl.a.) de to danske elprisområder.

Som modelleringsår vælges 2030 (fra AF2020). På det tidspunkt forventes de undersøgte forbrugsteknologier (se næste afsnit) at være i fuld drift i større mængde. Samtidig er elprisen i modelleringen for 2030 (AF2020) begyndt at udvise en væsentlig korrelation med VE-elproduktioner fra vind og sol – jo mere vind- og solproduktion, jo lavere elpriser. Denne tendens ser vi allerede i dag og må forventes at blive stadig mere fremtrædende i det Nordeuropæiske elmarked i årene fremover med en forventet stadig større andel af vind- og solkraft i elsystemet. Samtidig er 2030 som analyseår stadig forholdsvis snart, hvorfor det vurderes analyse-mæssigt (og energipolitisk) interessant.

Som prisområde vælges DK1 (Vestdanmark). Dette er det største prisområde i Danmark og her der forventes mest VE-elproduktion og mest nyt, stort elforbrug fremadrettet. Ligeledes er DK1 stærkere koblet til naboelmarkederne, hvorfor modellerede pristimeserier for DK1 alt andet lige påvirkes mindre af særlige begivenheder (fx idriftsættelse af ny stor produktion eller forbrug). Derved kan en DK1-elpristimeserie forventes bedre at afspejle en generel udvikling. Det skal dog siges, at elpristimeserien for DK2 (Østdanmark) i meget høj grad ligner den for DK1, hvorfor analysen ikke ville få nævneværdige andre resultater, hvis den blev lavet med DK2 som prisområde.

3.7 Valg af analyserede forbrugsteknologier

I de marginale scenarier har det været ønsket især at undersøge det nye elforbrug, som forventes at komme i udbredt grad i de kommende år. Det er også netop det nye elforbrug, der har potentiale for at vælge geografisk placering (afhængigt af incitament). For denne analyse, som angår tilslutning på transmissionsniveau (>100 kV) skal det ligeledes være teknologier, der har potentiale for ganske store enhedsstørrelser. En tommelfingerregel er, at først med enhedsstørrelser på op mod 100 MW kan man være forholdsvis sikker på, at de vil blive anvist tilslutning i transmissionsnettet.

De forskellige nye forbrugstyper/teknologier, der kan forventes i transmissionsnettet i årene fremover, vil forventeligt også medvirke forskelligt investeringsbehov i transmissionsinfrastruktur. Dette skyldes, at de nye forbrugsteknologier forventes at få et væsentlig forskelligt driftsmønster – ikke mindst som følge af en antaget forskel i forbrugstypernes priselasticitet (prisfleksibilitet). Analysen skal derfor ideelt set gennemføres for hver af de store, nye forbrugsteknologier, som kan forventes at vil tilslutte sig på transmissionsniveau og benytte sig af mulighed for Direkte Linjer.

Valg af relevante forbrugsteknologier og antagelser for modellering af drift:

- **Elektrolyse (TILVALGT):** Har potentielt en meget høj prisfleksibilitet og desuden potentiale for at udgøre en meget væsentlig del af det fremtidige elforbrug i Danmark. I analysen her er elektrolysen modelleret som fuldt prisfleksibel med en brintpris på 2€/kg og en effektivitet på 50 kWh/kg. Dette flugter med nyeste tal for 2030 i teknologikataloget. Fuld prisfleksibilitet for elektrolyse kan måske virke en smule optimistisk. Men vurderingen er, at teknologien har potentialet hertil – og hvis det økonomiske incitament er der (varierende elpriser), så er det væsentlig billigere at etablere den nødvendige storskala fleksibilitet ud mod efterspørgslen på brintsiden (fx lager og infrastruktur) end det er på elsidens.
- **Datacentre (TILVALGT):** Har meget lav prisfleksibilitet. Som i Energinets Sifre-kørsel på baggrund af AF2020 er datacentre i analysen her modelleret med et konstant, fladt elforbrug.

- **Centrale varmpumper (TILVALGT):** Store centrale varmpumper i fjernvarmen er yderst effektive og har derfor en ret høj "kippris" – altså den elpris, hvor det vil være billigere at producere varmen med en alternativ teknologi – fx gaskedler. Da centrale varmpumper er investeringstunge, vil de typisk ikke blive dimensioneret større, end at de kan fungere som grundlast hele vinterhalvåret. I praksis betyder det, at centrale varmpumper må betragtes som "semifleksible". I vinterhalvåret kører de typisk på fuld kraft hele tiden (evt. undtaget enkelte timer med meget høje elpriser). I sommerhalvåret, hvor varmeefterspørgslen typisk er væsentlig mindre end varmpumpens kapacitet, kan de i langt højere grad prisfleksibelt "shoppe" efter de billige elpriser til at fylde på fjernvarmens lagertanke, der i sommerhalvåret typisk rækker til mange dages varmekonsum.
- I analysen her er driftsprofilen for de centrale varmpumper fremstillet ud fra et midlet driftsmønster for alle store varmpumper i DK1 i Energinets Sifre-kørsel på baggrund af AF2020.
- **Elkedler (FRAVALGT):** Store elkedler i fjernvarmen er meget prisfleksible, da de pga. langt lavere effektivitet end varmpumper har en relativt lav kippris. Elkedler i ligeledes relativt billige i investering, hvorfor der ofte også vil være rigelig kapacitet til at sikre en fleksibel drift. Analyse-mæssigt er udfordringen dog, at elkedler historisk kun i meget lav grad har kørt i elspotmarkedet. En meget stor del af de eksisterende elkedlers drift har ligget i systemydelses- og reguleringsmarkedet. Det gør, at det i analysemodellen vil være vanskeligt at lave et generisk driftsmønster som følge af elspotprisen, hvilket igen gør, at der ikke kan siges meget om elkedlens fremtidige driftsmønstre, da modellen benytter sig af en fremtidig modelleret elspottimeserie. Generelt kan man sige, at elkedlen er en billig og meget prisfleksibel elforbrugsteknologi, der i stadig højere grad vil indfinde sig i mange fjernvarmeområder. Det må dog forventes, at med et fremtidigt tarifdesign med større vægt på et kapacitets-element, så vil det forventeligt blive relativt dyrt at tilslutte elkedler i transmissionsnettet uden en eller anden form for afbrydelighedsaftale.

Det kan bemærkes, at der med tilvalget af de tre relevante forbrugsteknologier implicit fås en analyse, der også undersøger effekten af prisfleksibilitet. Som nævnt under elektrolyse ovenfor kan man argumentere for, at de valgte driftsmønstre for elektrolyse – og også datacentre – er lidt yderliggående med elektrolyse modelleret som fuldt prisfleksibelt og datacentre modelleret som fladt, konstant forbrug (fuldt "ufleksibelt"). Det vurderes dog fuldt brugbart i forhold til analysen, og rent praktisk ville det være svært at modellere anderledes uden en lang række antagelser, der indfører ny kompleksitet og usikkerhed. Gevinsten ved denne mere rene tilgang er også, at variationen på forbrugsteknologi i analysen bliver en variation på prisfleksibilitet med:

- Elektrolyse som fuldt prisfleksibel
- Datacentre som fuldt "pris-ufleksible"
- Centrale varmpumper som "semi-prisfleksible"

Hermed kommer variationen på forbrugsfleksibilitet i praksis til at afspejle fuld variation på graden af prisfleksibilitet i analysen.

3.8 Valg af analyserede VE-produktionsteknologier

I analysen er det valgt kun at kigge på vind- og solkraft som VE-produktionsteknologier. Det er disse to VE-elproduktionsteknologier, som i endnu højere grad end i dag forventes at blive de dominerende i Danmark fremadrettet, ikke mindst pga. de stadig faldende priser, der gør, at

de allerede i dag er de billigste elproduktionsteknologier – i den udstrækning at den ufleksible elproduktion kan nyttiggøres i elsystemet/markedet.

På bruttolisten over relevante vind- og solproduktionsprofiler fra AF2020, der samtidig er relevante tilslutning i transmissionsnettet) er valgt:

- **Ny Landvind (FRAVALGT)**, DK1, med ca. 3.400 fuldlasttimer (FLH)
- **Kystvind (FRAVALGT)**, DK1, (Vesterhav Nord), med ca. 4.650 FLH
- **Havvind (TILVALGT)**, DK1 (Thor), med ca. 4.500 FLH
- **PV markanlæg (TILVALGT)**, DK1, med ca. 1.500 FLH

For at reducere antallet af kombinationer er der kun udvalgt én vindprofil og én solprofil. Dette vurderes ikke at være et større problem, da forskellen i vindprofilerne for fx Landvind, Kystvind og Havvind på bruttolisten ovenfor ikke er så stor. Generelt set producerer vindprofilerne på "samme tidspunkt", men offshore-vindprofilerne med flere fuldlasttimer producerer relativt mere (i forhold til nominel kapacitet) end landvindprofilen i timer med lav/middelvind over (land i) Danmark. På transmissionsnettet forventes det, at det fortsat vil være havvind, der vil dominere, hvorfor denne er valgt.

For yderligere at reducere antal af kombinationer (og dermed modelkørsler) i analysen er der valgt at have et miks af vind- og solkraft i et samlet VE-anlæg til hver kørsel. Vind- og solkraft komplementerer hinanden rigtig godt, da der i størstedelen af tiden ikke er høj/peak-produktion fra de to teknologier samtidigt. I transmissionsnet, hvor de i stadig stigende grad er vind/sol-produktionen, der bliver dimensionerende for nettets kapacitet, har det derfor stor værdi med et sådan miks. For en aktør, der ønsker at have meget samtidig VE-produktion og elforbrug "bag måleren" bliver et sådan miks ekstra vigtigt.

I starten af selve den samfundsøkonomiske analyse i kapitel 0 ses hvordan det præcise miks af vind- og solkraft er implementeret i de forskellige marginale scenarier.

3.9 Forbrugskapacitet i "fulde scenarier"

I analysemodellen er der, jf. beskrivelser ovenfor, nu samlet set seks "marginale scenarier", der består af kombinationerne af tre forbrugsteknologier og to tilslutningsmodeller (der i analysen samtidig indeholder en forskel i placering i områdetyper for VE-produktion/forbrug):

De tre forbrugsteknologier

- Elektrolyse
- Datacenter
- Centrale Varmepumper i fjernvarmen

De to tilslutningsmodeller

- Direkte Linjer (DL)
- Individuel Tilslutning (IT).

I den samfundsøkonomiske analyse i kapitel 0 fastholdes samme forbrugskapacitet på tværs af de seks "marginale scenarier" for netop gennem analysen af kunne sammenligne på tværs af også forbrugsteknologier. Den "marginale" forbrugskapacitet på tværs af scenarierne er her fastsat til 1.000 MW – bestående af 10 forbrugsenheder på hver 100 MW.

For at kunne give et estimat på den samlede effekt ved "fuld udbygning" med disse nye forbrugsteknologier, skal der dog også fastsætte nogle "fulde scenarier" for hver produktionsteknologi. De fulde scenarier, der fastsættes her, benyttes kun til allersidst i den samfundsøkonomiske analyse, da det her er sammenligningen mellem scenarierne, der har fokus. Men til den fordelingsmæssige analyse i kapitel 5 og 6 er de fulde scenarier ret grundlæggende, da der her er ønsket en vurdering af effekten på den *absolutte* omfordeling mellem eksisterende forbrugere og ny forbrugere (afhængigt af tilslutningsmodel).

En antaget størrelse på forbrugskapaciteten i de fulde scenarier er selvfølgelig behæftet meget stor usikkerhed. Princippet, der er valgt, er at sætte de fulde scenarier til et vurderet realistisk men dog også højt niveau for forbrugsteknologiernes installerede effekt i hele Danmark omkring eller få år efter 2030 (dvs. ca. 10 år frem i tid). Til dette formål er der skelet stærkt til forudsætningerne i AF2020 (og udkast til AF2021) i perioden mellem 2030 og 2040 og herudfra sætte kapaciteterne i de fulde scenarierne i den høje ende - hvis ikke der har været særlig grunde til at afvige. For elektrolyse er der valgt at gå endnu højere end AF2020/2021. Da der allerede i dag er udmeldt visioner fra store aktører på elektrolysekapacitet til PtX-projekter i Danmark på samlet over 5 GW i 2030, er der vurderet, at de fulde scenarier ikke bør have lavere elektrolysekapacitet. Selvfølgelig er der stor sandsynlighed for, at ikke alle visioner bliver indfriet. Men omvendt kan der også komme flere til. Og det er vurderet, at analysen ikke bør sætte kapacitetsantagelserne i de fulde scenarier for lavt, da analysen også skal illustrere effekten ved indfrielse af potentialet for de forskellige teknologier.

Ud fra ovenstående refleksioner er de fulde scenarier fastsat til følgende forbrugskapaciteter:

Tabel 3-3 Antaget forbrugskapacitet pr. teknologi i de "fulde scenarier"

| Forbrugsteknologi | Antaget forbrugskapacitet i fulde scenarier |
|----------------------|---|
| Elektrolyse | 5 GW |
| Datacentre | 1 GW |
| Centrale Varmepumper | 0,5 GW |

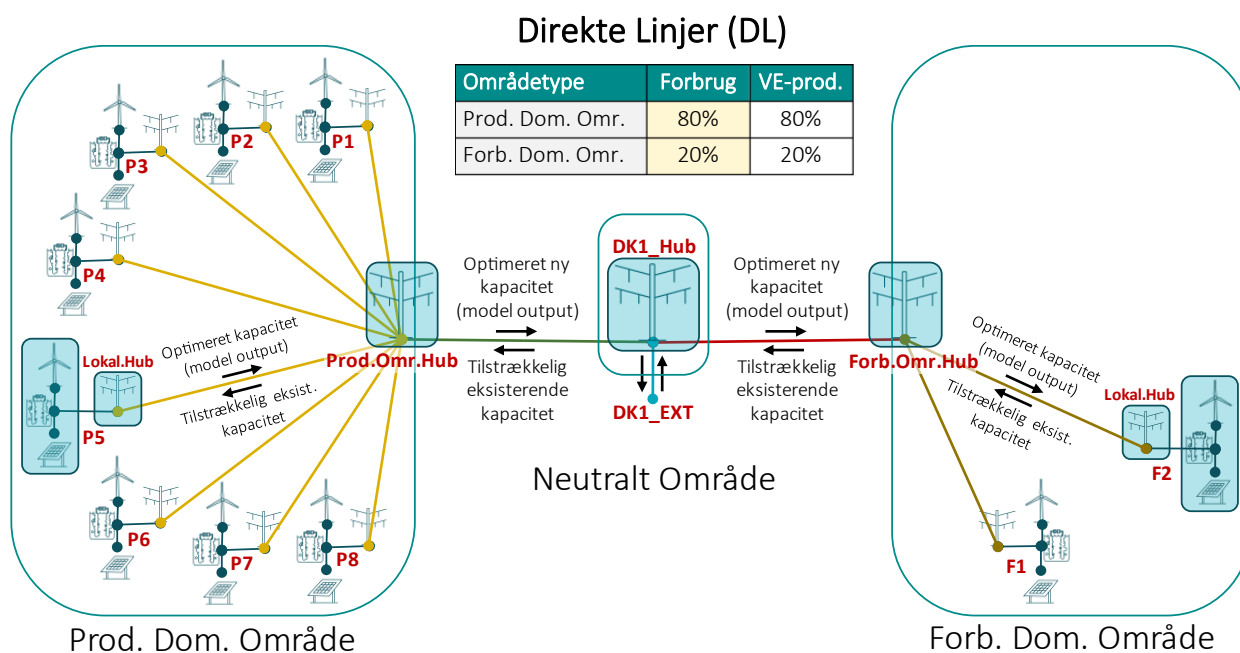
Det kan allerede her bemærkes, at der til den fordelingsmæssige analyse i kapitel 5 og 6 yderligere bliver analyseret på et antaget reduceret scenarie på 40 pct.⁴ af det fulde scenarie, som en mulig konsekvens, hvis der fremadrettet fortsat kun er mulighed for Individuel Tilslutning (IT). Dette ud fra en forventet dynamisk effekt om at: Hvis ikke de nye elforbrugsteknologier, der enten er internationalt konkurrenceudsatte eller konkurrenceudsatte fra alternative teknologier, får mulighed for en forbedret businesscase gennem Direkte Tilslutning (DL), så vil de – alt andet lige – ikke blive etableret i Danmark i samme omfang. Denne forventelige dynamiske effekt på mængden er vurderet både væsentlig og interessant at undersøge i den fordelingsmæssige analyse.⁵

⁴ I dette 40 pct.-scenarie er der antaget samme geografiske fordeling af forbrug og produktion som i 100 %-scenariet med Individuel tilslutning, jf. og Tabel 3 2 i afsnit 3.5.

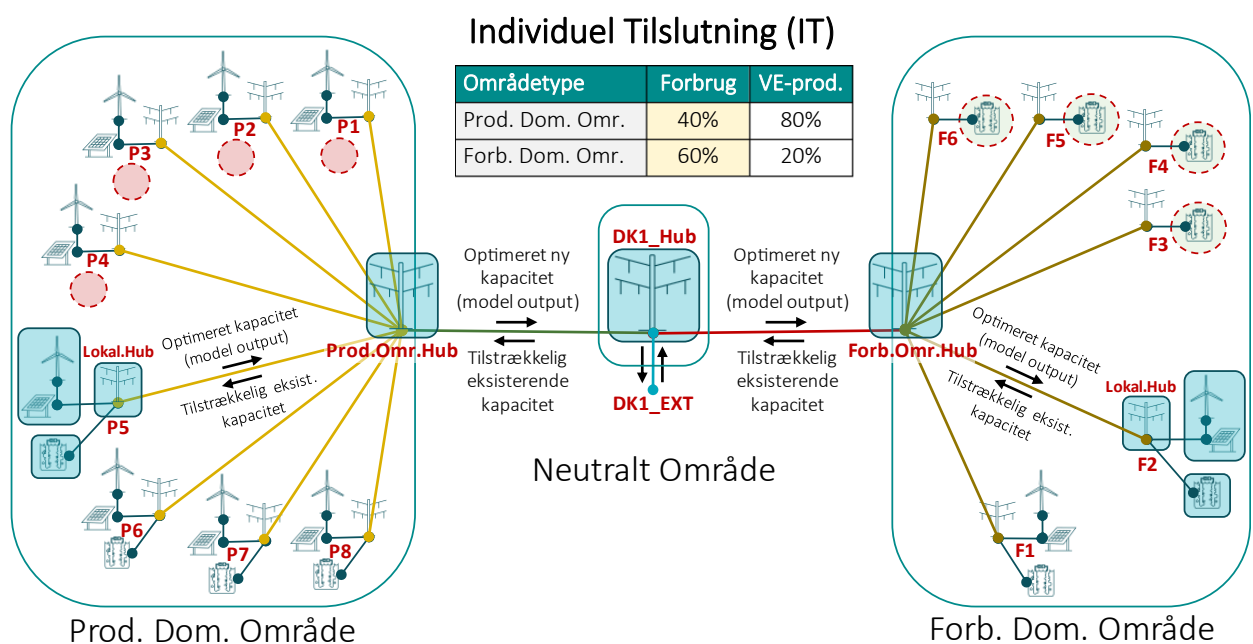
⁵ I den samfundsøkonomiske analyse er disse reducerede scenarier ikke bragt i spil. Dels fordi den samfundsøkonomiske analyse primært har fokus på sammenligningen gennem "lige store marginale scenarier", og dels fordi at de reducerede scenarier jo godt nok naturligt vil være billigere i ny infrastruktur absolut set ift. til de fulde scenarier, men jo kun fordi man tilsvarende får indpasset mindre nyt forbrug og ny VE-produktion. Og da der i den samfundsøkonomiske analyse kun ses på den marginale påvirkning baseret på en lineær omkostningsmodel, vil resultaterne for Individuel tilslutning med det fulde scenarie på 100 %, hhv. på 40 % af det fulde scenarie, give præcis de samme enhedsomkostninger.

3.10 Endelige modelleringsskitser for de marginale scenarier

Som opsummering og visualisering af de refleksioner og antagelser der er gjort i dette kapitel (særligt afsnit 3.2 til 3.5) omkring analysedesign, er nedenfor opstillet de endelige modelleringsskitser for modelkørsler af de marginale scenarier med 1.000 MW forbrugskapacitet fordelt på 10 forbrugsenheder og 10 VE-produktionsanlæg (miks af vind- og solkraft), der har årsmatch i energi. Som tidligere beskrevet ligger de marginale scenarier "ovenpå" det eksisterende elsystem/elmarked og kan udveksle el med det omgivne prisområde (DK1; 2030 jf. AF2020 som fast prisrand) via det "neutralt område" i midten af skitsen.



Figur 3-6 Endelig modelleringsskitse for de marginale scenarier med Direkte Linjer (DL)



Figur 3-7 Endelig modelleringsskitse for de marginale scenarier med Individuel Tilslutning (IT)

De marginale scenarier på modelleringsskitserne har desuden (jf. afsnit 3.4) samspil med det underliggende, eksisterende transmissionssystem på den måde, at der er antaget tilstrækkelig kapacitet (fra ”højre mod venstre” i skitsen) i den eksisterende transmissionsinfrastruktur modsat den dimensionerende flowretning for VE-elproduktion (fra det produktionsdominerede område til venstre mod det forbrugsdominerede område til højre).

Modelleringen af de marginale scenarier går således ud på at optimere mængden af ny transmissionskapacitet – fra venstre mod højre for – samfundsøkonomisk optimalt ift. både producent, forbruger og omkostninger til infrastruktur. Der bliver således kun investeret i ekstra transmissionsinfrastruktur, hvis værdien af den ekstra transporterede produktion (væk fra det produktionsdominerede område) kan betale for den ekstra transmissionsinfrastruktur. Og visa versa for transmissionsinfrastrukturen ind til det forbrugsdominerede område. Modelleringen laves i Energinets Sifre-Adapt-model.

Modelleringsskitserne repræsenterer naturligvis en markant forsimpning af virkelighedens transmissionsnet. Det kan fx bemærkes, at der inden for områdetyperne ikke er en formasket netstruktur (som illustreret på Figur 3-5 i afsnit 3.4). Disse radiale linjer (de gule/gulbrune linjer på skitserne) fra de enkelte stationer i områderne og ud til en ”områdehub” skal forstås som et gennemsnitlig forstærkningsbehov i det ”lokale” transmissionsnet – inden for områderne – for at muliggøre fx VE-elproduktion overhovedet at kunne transporteres ”ud af” det (eksempelvis) produktionsdominerede område for igen at kunne transporteres videre mellem områdetyper i det ”bagvedliggende” transmissionsnet (den grønne og røde linje på skitserne mellem områdetyperne).

Med modelleringsskitserne visualiseret ovenfor skal der nu fastsættes endnu en væsentlig forudsætning for at kunne lave en – overordnet og generisk forsimplet – modellering af det samfundsøkonomiske behov for ny transmissionsnet i de marginale scenarier: Antagne omkostninger til nyt transmissionsnet.

3.11 Forudsætninger vedr. omkostninger til ny netkapacitet

Dimensionering og budgettering af netomkostninger afhænger af rigtig mange faktorer og må gøre individuelt fra case til case. Til denne analyse skal der dog bruges nogle generiske gennemsnitsværdier for at kunne lave modelanalysen. Sådanne gennemsnitlige værdier er estimeret med udgangspunkt i erfaringer fra en række konkrete sager, uden at der skal laves detaljerede og tidskrævende netplanlægningsanalyser.

Der tages udgangspunkt i kabellagt transmissionsinfrastruktur (typisk 150 kV i DK1) med priser for etablering i ”åbent landskab”. Længderne på de ”lokale” strækninger (de gule/gulbrune på skitserne i forrige afsnit) vurderes til i gennemsnit ca. 30 km. Længden på det ”bagvedliggende net” i modellen (den røde og den grønne linje på skitserne) antages at være ca. 60 km hver. Da der antages samme kilometerpris for transmissionskabler for både det ”lokale” og ”bagvedliggende” net bliver hvert af de bagvedliggende strækninger (hhv. den grønne og den røde strækning) dobbelt så dyr pr. MW transmissionskapacitet som de interne strækninger (de gule).

De vurderede ovenfor strækninger – samlet set 90 km fra lokal station til neutralt område i midten – og altså 180 km. helt fra lokal station i produktionsdomineret området til lokal station i forbrugsdomineret område – kan måske synes i overkanten, når der sammenlignes med områdetyperne skitseret på et Danmarks kort (Figur). Man skal dog huske, at sådanne linjer ikke går i fugleflugt fra A til B (af mange forskellige årsager), samt at strækningerne repræsenterer

priser i "åbent land". I et tættere bebyggede områder eller ved krydsning af hav bliver det hurtigt væsentligt dyrere pr. km, hvilket gennemsnitlig vurderes at svare til de evt. tilsvarende kortere afstande i praksis.

De samlede vurderede gennemsnitlige kapacitetsomkostninger (CAPEX) til brug i modelleringen er jf. ovenstående betragtninger skønnet til 0,3 MDKK/MW for ny kapacitet i det "lokale net" (de gule/gulbrune linjer på skitsen) og til det dobbelte – 0,6 MDKK/MW – for ny kapacitet i hver de bagvedliggende forbindelser (altså for hhv. den grønne og den røde linje på skitsen). Der benyttes en samfundsøkonomisk diskonteringsrente på 3,5 pct, en gennemsnitlig "økonomisk" levetid for investeringen på 20 år⁶ og en årlig omkostning til D&V på 1,5 pct. af CAPEX.

Samlet giver det følgende kapacitetsomkostninger (CAPEX) og en heraf beregnet årlig omkostning til ny transmissionskapacitet (som benyttes i optimeringsmodel).

Tabel 3-4 CAPEX og årlige omkostninger til ny transmissionskapacitet i analyse

| Strækninger jf. Figur og Figur | Kapacitetsomkostning (CAPEX) til ny transmissionskapacitet MDKK/MW | Årlig omkostning til ny transmissionskapacitet DKK/MW |
|--|--|---|
| Lokalt net (hver af de gule/gulbrune linjer) | 300.000 | 27.108 |
| Bagvedliggende net (hhv. den grønne og den røde linje) | 600.000 | 54.217 |

Det skal understreges, at der kun er tale om generelle og groft anslåede omkostningerne, men de er baseret på generelle erfaringer, hvilket sikrer at størrelsesordenen er rigtig.

3.12 Antagelse om, at Direkte Linjer ikke må give anledning til mere net

Det er i den samfundsøkonomiske analyse antaget, at omkostningen til infrastruktur for de direkte linjer – her primært forstået som mængde/længde af kabler frem til det kollektive transmissionsnet – i gennemsnit ikke bliver større, end hvis VE-produktion og forbrug var tilsluttet individuelt. Hermed kan der i den samfundsøkonomiske analyse set bort fra omkostningen til "privat infrastruktur" før tilslutningen til det kollektive transmissionsnet.

Det vurderes at være en rimelig antagelse, da forventningen er, at man ikke ønsker at give mulighed for en udstrakt grad af privat linjeføring parallelt med den kollektive.

3.13 Den samfundsøkonomiske modellering er lavet uden tariffer

Den samfundsøkonomiske analyse er foretaget uden tariffer. Begrundelsen for dette er, at tariffer grundlæggende opkræves til dækning af de samfundsøkonomiske omkostninger ved energitransport, og da fokus hér er på de konkrete anlægsomkostninger for nye kabler f.eks. i den samfundsøkonomiske analyse, er omkostningerne allerede indregnet. Nettariffen dækker netop omkostninger til bl.a. forrentning og afskrivning af infrastrukturen, så hvis tariffen også indgik i den samfundsøkonomiske analyse, ville man ende med at tage de samme netomkostninger med 2 gange.

⁶ Levetiden på 20 år kan umiddelbart virke noget konservativ, men dels påvirker levetider over 20 år ikke det store på resultatet ved en diskonteringsrate på 3,5 pct. p.a. og dels er der i modellen antaget fuld kapacitetsudnyttelse fra dag 1 af det nye net, hvilket i praksis nærmest aldrig vil være tilfældet, da netudbygninger sker i større skridt ad gangen. En ikke fuldt udnyttet kapacitet – og dermed reducerede transportindtægter især i starten af levetiden – vil trække relativt meget i resultatet pga. diskonteringen.

Den samfundsøkonomiske optimering, som foretages i Sifre, fastlægger den marginale mængde nyt net, som det giver samfundsøkonomisk merværdi at investere i, ift. en samlet set bedre udnyttelse af de nye produktions- og forbrugs-anlæg, som er forudsat i de enkelte scenarier. Hvis net til en ekstra MW indføddning eller udtag koster mere end den nytteværdi, som den ekstra MW giver mulighed for at opnå fra de nye anlæg, skal der ikke investeres i den. Det ligger dermed som en implicit forudsætning i denne analyse, at der ikke er noget, der forvrider driftstilstanden væk fra den samfundsøkonomisk optimale udnyttelse af det samlede energisystem.

Hvis tarifmodellen er helt omkostningsægte både ift. kortsigtede og langsigtede marginalomkostninger, vil der ikke opstå sådanne forvriddinger; dvs. at der ikke vil være nogen "samfundsøkonomiske forvriddningstab" pga. tariferingen. Og omvendt, hvis der er en ikke-omkostningsægte tarifering, så vil der opstå samfundsøkonomiske forvriddningstab.

Ift. den samfundsøkonomiske analyse er det derfor implicit antaget, at tarifmodellen er omkostningsægte både ift. kortsigtede og langsigtede marginalomkostninger. Hvis denne forudsætning ikke er opfyldt, vil det påvirke det reelle driftsmønster for prisfleksibelt forbrug.

I denne analyse har det primært betydning ift. elektrolyse, hvor den samlede elpris inkl. tariffer skal holdes op imod kipprisen for brint. Hvis der i tariffen er et ekstra ikke-omkostningsægte tillæg på marginalprisen, vil det medføre, at et elektrolyseanlæg kører mindre end det samfundsøkonomisk set burde gøre. Derimod vil det ikke have betydning ift. datacentre, som er antaget ikke-fleksible og derfor ikke reagerer på prissignaler. Og det vil heller ikke have betydning ift. centrale varmepumper, som godt nok er antaget semi-fleksible, men kun i den form, at de i sommerhalvåret vil lægge deres nødvendige energiforbrug i de billigste timer. Men da varmebehovet er det samme, vil det samlede forbrug fra varmepumpen ikke blive ændret.

I det omfang tariferingsmodellen giver anledning til samfundsøkonomiske forvriddningstab, så er det noget, der skal håndteres ved et ændret design af tariferingsmodellen; jf. afsnittene 5.4.1 og 5.4.2 om nuværende, hhv. en mulig fremtidig tarifmodel. I den samfundsøkonomiske analyse er det derfor blot antaget, at reguleringen er indrettet, så den ikke giver anledning til samfundsøkonomiske forvriddningstab. Denne analyse er ikke en tarifanalyse, hvorfor dette ikke vil blive analyseret og diskuteret videre.

4. Samfundsøkonomisk analyse af modellerede scenarier

4.1 Nøgletal for forbrug og matchende vind/sol ved analyseret udbygning

I Tabel 4-1 ses nøgletal for installeret forbrugskapacitet og VE-produktionskapacitet i seks forskellige scenarier, samt for den resulterende modellerede energiforbrug/produktion. De seks analysescenarier er grundlæggende ens opsat med variation på:

Forbrugsteknologi

- Elektrolyse
- Datacenter
- Centrale Varmepumper i fjernvarmen (blot kaldet "Varme" eller "Varmepumper")

Tilslutningsmodel (og følgende antaget forskel i geografisk placering) for produktion/forbrug)

- Direkte Linjer (DL)
- Individuel Tilslutning (IT).

For at kunne sammenligne på tværs af teknologier er forbrugskapaciteten i alle analysescenarierne i dette kapitel med den samfundsøkonomiske analyse normeret til 1.000 MW forbrugskapacitet (10 forbrugsenheder af 100 MW jf. modelskitserne på Figur 3-6 og 3-7 i afsnit 3.10).

I scenarierne er der installeret ny VE-kapacitet (miks af havvind og store solcelleanlæg), så årsproduktion ca. matcher årsforbruget. Der er dog fastholdt samme VE-kapacitet inden for samme forbrugsteknologi, så det ikke varierer mellem tilslutningsmodel – DL eller IT. Dette medfører, at der ikke er præcist match i årsenergi mellem forbrug og produktion, da driftsmønstret for forbruget (kun ved elektrolyse) og mængden af curtailed VE-produktion (ved alle forbrugsteknologier) er en smule forskelligt afhængigt af tilslutningsmodel. De mindre forskelle i match i årsenergi kan ses i sidste række i Tabel 4-1. Kapacitetsforholdet mellem sol og vind er sat til 2:1 for Elektrolyse og Datacentre, da dette overordnet giver et fornuftigt match mellem produktionsprofil og forbrugsprofil. For varmepumpe-scenarierne er forholdet mellem sol og vind sat til 1:1, da varmepumperne kører væsentlig mere i vinterhalvåret end i sommerhalvåret, hvor solcelleproduktionen er højest⁷.

Tabel 4-1 Nøgletal for elforbrug og VE-elproduktion i de seks forskellige analysescenarier (normeret til 1.000 MW forbrugskapacitet)

| | DL Elektrolyse | IT Elektrolyse | DL Datacenter | IT Datacenter | DL Varme | IT Varme |
|--|----------------|----------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| Forbrug | | | | | | |
| Forbrugskapacitet (MW) | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 |
| Modelleret elforbrug (TWh/år) | 5,75 | 5,67 | 8,76 | 8,76 | 4,82 | 4,82 |
| Antal fuldlasttimer (forbrug) | 5.745 | 5.666 | 8.760 | 8.760 | 4.821 | 4.821 |
| Produktion | | | | | | |
| Vind (MW) Havvind, ca. 4.500 fuldlasttimer | 830 | 830 | 1.285 | 1.285 | 880 | 880 |
| Sol (MW) Markanlæg, ca. 1.500 fuldlasttimer | 1.660 | 1.660 | 2.570 | 2.570 | 880 | 880 |
| Total VE-kapacitet (MW) | 2.490 | 2.490 | 3.855 | 3.855 | 1.760 | 1.760 |
| Modelleret VE-elproduktion (TWh/år) | 5,71 | 5,87 | 8,78 | 8,97 | 4,80 | 4,98 |
| Antal fuldlasttimer (VE-produktion, vægtet) | 2.293 | 2.357 | 2.277 | 2.327 | 2.728 | 2.831 |
| <i>Match i årsenergi? VE-prod. ift. forbrug i pct.</i> | <i>99,4%</i> | <i>103,6%</i> | <i>100,2%</i> | <i>102,4%</i> | <i>99,6%</i> | <i>103,4%</i> |

⁷ Det er ikke vurderet nødvendigt/hensigtsmæssigt med en mere specifik optimering af forholdet mellem vind og sol, da en sådan optimering også afhænger af fx vind/solforholdet i det omgivne elsystem i Danmark og nabolande (elprisdannelsen) i det specifikke analyseår.

Som det fremgår af Tabel 4-1, så kræver det for de her analyserede forbrugsteknologier med mange fuldlasttimer væsentlig mere samlet VE-kapacitet (miks af vind og sol) end forbrugskapacitet, for at have et match i årsenergi. Allerede her indikeres det således, at i et vind/sol-baseret elsystem med nogenlunde balance mellem årlig elproduktion og årligt elforbrug, kan det hurtigt blive VE-produktionen, der mange steder bliver dimensionerende for netudbygningen. Især hvis man dimensionerer nettet til den fulde peak VE-produktion.

4.2 Samfundsøkonomiske resultater for analyseret udbygning

Som beskrevet i afsnit 3.10 så optimerer modellen, hvor meget ny "marginal" netkapacitet det samlet set kan svare sig at investere i ift. værdien af hhv. den nye VE-produktion og det nye elforbrug i scenarierne. De resulterende nye netinvesteringer er angivet som en årlig omkostning (afskrivning)⁸ og kan derved sammenholdes med den årlige værdi af VE-produktion og elforbruget, hvorved der kan laves en samfundsøkonomisk opstilling, der inkluderer de vurderede væsentligste effekter.

Tabel 4-2 Opgørelse af årlig samfundsøkonomisk gevinst pr. 1.000 MW installeret forbrugskapacitet ved DL-scenariet (Direkte Linjer) ift. til IT-scenariet (Individuel Tilslutning som i dag) ved de forskellige forbrugsteknologier.

| | DL Elek- troylse | IT Elek- troylse | +/- | DL Data- center | IT Data- center | +/- | DL Varme | IT Varme | +/- |
|--|---------------------|---------------------|-------------|--------------------|--------------------|------------|---------------|---------------|-------------|
| Transportomkostning, hvis der skulle investeres til nominal kapacitet af VE-produktion og forbrug (til sammenligning) | | | | | | | | | |
| Omk. Til nyt net til forbrug (MDKK/år) | 16 | 49 | | 16 | 49 | | 16 | 49 | |
| Omk. Til nyt net til produktion (MDKK/år) | 162 | 162 | | 251 | 251 | | 115 | 115 | |
| Total omkostning til nyt net (MDKK/år) | 178 | 211 | | 267 | 300 | | 131 | 163 | |
| Ekstra Transportomkostninger (optimeret i model) | | | | | | | | | |
| Omk. til nyt net til forbrug (MDKK/år) | 7,5 | 40 | | 16 | 49 | | 16 | 49 | |
| Omk. til nyt net til produktion (MDKK/år) | 46 | 74 | | 93 | 125 | | 64 | 68 | |
| Total omkostning til nyt net (MDKK/år) | 53 | 114 | 60 | 109 | 174 | 65 | 80 | 117 | 37 |
| Forbrug: Optimeret tilsluttet ny netkapacitet ift. til nominal (fuld) forbrugskapacitet | 46% | 82% | | 100% | 100% | | 100% | 100% | |
| Produktion: Optimeret tilsluttet ny netkapacitet ift. til nominal (fuld) VE-kapacitet | 28% | 47% | | 37% | 50% | | 56% | 61% | |
| Producentoverskud | | | | | | | | | |
| Mistet værdi pga. VE-curtailment (MDKK/år) | 8,8 | 12,9 | | 24,3 | 24,3 | | 13,8 | 13,0 | |
| Værdi af VE-produktion (MDKK/år)¹ | 1.243 | 1.239 | 4,1 | 1.914 | 1.914 | 0,0 | 1.044 | 1.045 | -0,8 |
| Curtailed VE-værdi i pct. | 0,7% | 1,0% | | 1,3% | 1,3% | | 1,3% | 1,2% | |
| Forbrugeroverskud | | | | | | | | | |
| Omkostning til elforbrug (MDKK/år) | 1.042 | 1.015 | | 2.169 | 2.169 | | 958 | 958 | |
| Forbrugerens "dækningsbidrag" (MDKK/år)² | 664 | 668 | -3,2 | Ukendt | Ukendt | 0,0 | Ukendt | Ukendt | 0,0 |
| Årlig samfundsøkonomisk gevinst ved DL frem for IT (MDKK/år) | | | 61 | | | 65 | | | 36 |

Note 1: Producentoverskuddet fastsættes her til værdien af VE-produktionen, da de variable omkostninger for vind- og solkraft sættes til 0. Omkostninger til afskrivninger er ens mellem DL og IT (samme installerede VE-kapacitet).

⁸ Der er benyttet en samfundsøkonomisk diskonteringsrente på 3,5 pct. p.a. og en levetid på 20 år. Levetiden kan umiddelbart virke noget konservativ, men dels påvirker levetider over 20 år ikke det store på resultatet ved en diskonteringsrate på 3,5 pct. p.a. og dels er der i modellen antaget fuld kapacitetsudnyttelse fra dag 1 af det nye net, hvilket sjældent vil være tilfældet. En ikke fuldt udnyttet kapacitet – og dermed reducerede transportindtægter især i starten af levetiden - vil trække relativt meget i resultatet pga. diskonteringen.

Note 2: Forbrugeroverskuddet kan for elektrolyse regnes ud som et dækningsbidrag, da værdien af Elektrolysens elforbrug er kendt jf. en antaget konstant afsætningspris for brinten. For Datacenter og Varme er der ikke forsøgt at angive et absolut dækningsbidrag/forbrugeroverskud. Men da forbrugsmønstret er identisk mellem DL og IT i både Datacenter og Varme-modelleringerne, kan forskellen i forbrugeroverskud sættes til 0.

Ekstra transportomkostninger

De årlige omkostninger til den ekstra kollektive transmissionsinfrastruktur som modellen investerer i, er i den samfundsøkonomiske opgørelse i Tabel 4-2 opgjort selvstændigt som "Ekstra Transportomkostninger". Det kan være en større energipolitisk diskussion, hvordan denne post bør fordeles mellem producenter og forbrugere. Men uanset hvem der skal dække disse omkostninger, så er en samlet set mindre omkostning til den ekstra krævede eltransport (netinvestering og drift) alt andet lige en gevinst i det samfundsøkonomiske regnestykke. Ved alle teknologier er den ekstra transportomkostning – ganske logisk – markant lavere ved DL-tilslutningen, hvor forbrug og produktion i højere grad er samplacert. Den relative netbesparelse ved DL frem for IT er størst ved den fleksible elektrolyse, som i højere grad end de andre teknologier kan høste gevinsten ved at være samplacert med den uflexible, volatile VE-produktion.

For alle tre teknologier er det værd at bemærke, at omkostningen til den optimerede ekstra netudbygning i langt højere grad skyldes den ny produktion frem for det nye forbrug. Dette skyldes dels, at VE-produktionskapaciteten er væsentlig højere end forbrugskapaciteten for at kunne matche i årsenergi, men også, at det er antaget, at VE-produktionen i både DL- og IT-scenarierne hovedsageligt (80 pct.) ligger i et allerede produktionsdomineret område, hvor der skal bygges nyt net til al eksport af produktion, mens der jf. afsnit 3.4 er antaget plads i det eksisterende net til al import af forbrug (omvendt for forbrugsdominerede områder).

Hvis der blev investeret net til den fulde nominelle kapacitet af den ekstra VE-produktion, ville omkostningerne til net jf. de nedtonede rækker øverst i Tabel 4-2 være markant højere. Specielt for produktionsdelen ville nettet blive dimensioneret langt stærkere end hvad VE-produktionsspidsen er værd. Dette skyldes, at vind og sol generelt komplementerer hinanden rigtig godt – men i nogle få hundrede timer om året (typisk skyfrie, blæsende forårsdage) vil der være fuld produktion fra både vind og sol. Denne VE-peak – hvor elprisen typisk er helt i bund pga. det store VE-udbud – kan det samfundsøkonomisk slet ikke betale sig at dimensionere net til, hvis det ikke allerede er etableret pga. forbrug.

I forhold til forbruget er det kun den meget fleksible elektrolyse, det i den samfundsøkonomiske modellering ikke kan svare sig at investere fuld netkapacitet til ind til det forbrugsdominerede område, så længe der er en del lokal VE-produktion, der i en stor del af tiden kan udnyttes. Elektrolysen er således fleksibel ikke blot ift. driftssituationen, men også set ift. kravene til netdimensionering.

Datacentre og Centrale Varmepumper har så stor værdi af elproduktionen, at selvom der er lokal VE-produktion, så kan det stadig betale sig at etablere fuld netkapacitet ind til området, så der også kan forbruges med fuld kapacitet i de perioder, hvor der ingen lokal VE-produktion finder sted. Datacentre og Centrale varmpumper er således ikke fleksible ift. kravene til netdimensionering, uanset at de centrale varmpumper er semifleksible ift. driftssituationen halvdelen af året.

Producentoverskud

Under "Producentoverskud" i Tabel 4-2 ses værdien af den curtailede VE-produktion i både absolute størrelser og relativt ift. til den samlede værdi af VE-produktionen⁹. Her bliver pointen fra forrige afsnit, med at det ikke kan betale sig at udbygge net til den fulde VE-kapacitet, tydeliggjort. Selvom det for elektrolyse kun er hhv. 28% (DL) og 47% (IT) af ny netudbygning ift. til en udbygning til nominel (fuld) VE-kapacitet, der bliver foretaget i optimeringen, så bliver der stadig kun curtailed 0,7% (DL) og 1,0% (IT) af den potentielle værdi fra VE-produktionen.

Selvom den curtailede andel er en anelse større for datacentre og centrale varmepumper, så er det stadig kun en relativt lille andel af værdien, som det kan svare sig at curtaile (ikke bygge net til), men denne lille andel af VE-værdien har som det ses stor effekt for udbygningsbehovet!

Som beskrevet i Note 1 til Tabel 4-2 kan værdien af VE-produktionen betragtes som producentoverskuddet i det samfundsøkonomiske regnestykke. Forskellen i værdien af VE-produktionen for en given produktionsteknologi mellem DL og IT – som er lig med forskellen i værdien af den curtailede VE-produktion – giver således den samfundsøkonomiske gevinst ved DL-modellen frem for IT-modellen. For elektrolyse er denne forskel i producentoverskud positiv (4,1 MDKK/år). For datacenter der den neutral (0,0 MDKK/år) og for centrale varmepumper er der et lille tab i producentoverskud (-0,8 MDKK/år). På tværs af de tre forbrugsteknologier er det dog kun små ændringer i producentoverskuddet ift. gevinsten ved sparet netudbygning ved DL-scenarierne frem for IT-scenarierne.

Forbrugeroverskud

Driftsmønstrene for hhv. datacentre og centrale varmepumper er identiske uanset tilslutningsmodel. Derfor kan det jf. Note 2 til Tabel 4-2 fastsættes, at forskellen i forbrugeroverskud mellem DL og IT for hhv. datacentre og centrale varmepumper er 0.

For elektrolyse, hvor det absolutte forbrugeroverskud for både DL og IT kan udregnes som et dækningsbidrag (jf. Note 2), er der en faktisk forskel i driftsmønster mellem DL og IT og dermed også i forbrugeroverskud. Umiddelbart kan det virke underligt, at forbrugeroverskuddet er en smule større for IT-modellen, selvom antallet af fuldlasttimer er mindre. Dette skyldes dog, at den større investerede netkapacitet i IT-modellen muliggør, at en stor del af elektrolysen kan køre "i billigere timer" end ved DL-modellen.

Elektrolyse har således et lille tab i forbrugeroverskud ved DL-modellen ift. IT-modellen. Tabet i forbrugeroverskud er dog ganske lille ift. gevinsten ved reduceret netinvestering.

Samlet samfundsøkonomisk gevinst ved DL frem for IT

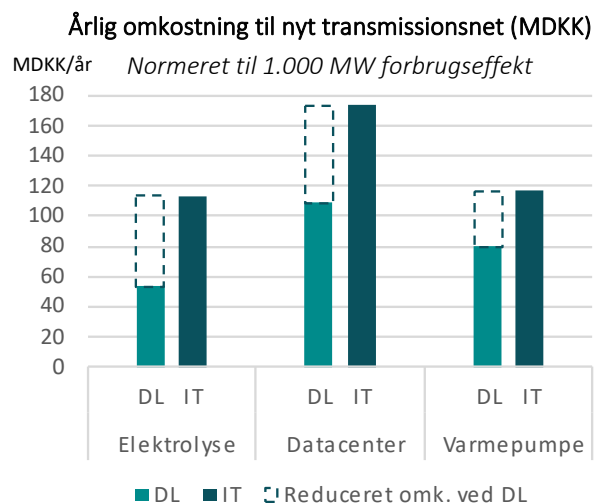
Som det ses nederst i Tabel 4-2, så er samlet set – på tværs af teknologier – en entydig samfundsøkonomisk gevinst ved DL-tilslutning frem for IT. Altså ved mulighed for Direkte Linjer ift. Individuel Tilslutning som i dag. Denne gevinst skyldes næsten udelukkende de reducerede netomkostninger ved DL-modellen. Jf. afsnit 3.4, så er det vigtigt at have antagelserne for analysen in mente, når der tolkes på dette resultat. Det er således IKKE tilslutningsmetoden i sig selv, der skaber reduktionen i netomkostninger i det kollektive transmissionsnet ved DL-modellen. Det er de antagne adfærdseffekter – altså at en større andel af forbruget vil placeres sig ved produktionen i produktionsdominerede områder, hvis der er en brugbar mulighed for at benytte direkte linjer og derved "komme bag" måleren med de økonomiske – og "grøn værdi"-dokumentationsmæssige – fordele dette kan give. I dette analysedesign – i et antaget elmarked med fuld effektiv konkurrence og alle efficiente markedsbaserede værktøjer til rådighed – er der groft sagt ingen samfundsøkonomisk forskel afhængigt af tilslutningsmodellen i sig selv.

⁹ Opgjort som den samlede potentielle værdi af VE-produktionen, hvis der ikke havde været curtailment)

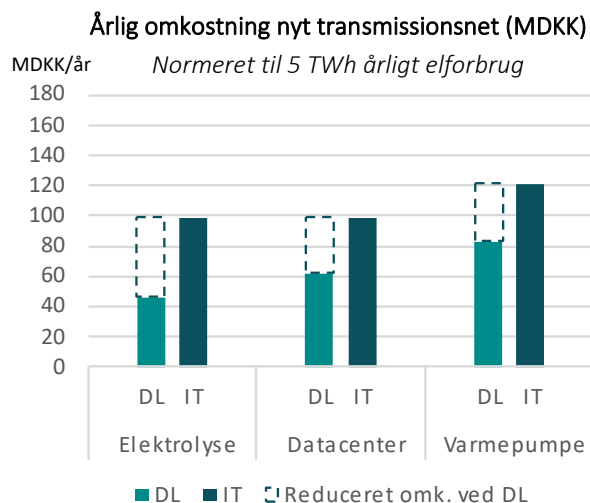
I analysedesignet her er det altså udelukkende den antagne samplaceringseffekt ved at aktørerne gennem en "udvidet bag-måleren" tilslutningsmodel får bedre og mere kostægte incitamenter til at "placere sig geografisk mere rigtigt", der skaber den samfundsøkonomiske gevinst. Da der er antaget (jf. afsnit 3.12), at en tilslutningsmodel med Direkte Linjer (DL) ikke giver anledning til flere omkostninger for infrastruktur frem til tilslutningspunkt i det kollektive net, så er dette udeladt af den samfundsøkonomiske analyse.

Samlet set er det i den samfundsøkonomiske opgørelse i Tabel 4-2 tydeligt, at den samfundsøkonomiske gevinst ved DL frem for IT tilnærmelsesvis er identisk med den sparede årlige omkostning til nyt transmissionsnet. I figurerne nedenfor er den årlige omkostning til nyt transmissionsnet for de tre teknologier og to tilslutningsmodeller visualiseret. Figur 4-1 sammenligner som Tabel 4-2 mellem teknologier, hvor der er installeret 1.000 MW forbrugskapacitet. Dette vil ofte være det mest relevante sammenligningsgrundlag i en netmæssig analyse. I Figur 4-2 er netomkostningerne i stedet normeret til 5 TWh årligt elforbrug (og ca. samme årlige VE-elproduktion jf. søgt match i årsenergi). Ved denne normering bliver omkostningerne til net til fx datacentre relativt "mindre" i sammenligningen, hvilket skyldes datacenterets mange fuldlasttimer. Elektrolysen træder i sammenligningen her endnu mere tydeligt frem som den teknologi, der har ikke bare den relativt største netbesparelse ved DL ift. IT, men også den absolut største netbesparelse ift. elforbrug.

Det skal understreges, at disse netbesparelser *ikke* er et udtryk for, at der *ikke* skal etableres nyt net. Som figurerne herunder tydeligt viser, skal der i alle tilfælde etableres mere nyt net, men ved IT skal der blot etableres endnu mere net end ved DL.



Figur 4-1



Figur 4-2

Som relevant refleksion i afsnittet her omkring de samfundsøkonomiske gevinster, er at overveje om netbesparelser i størrelsesordenen 60 MDKK/år for tilslutning af fx 1.000 MW ny elektrolyse og de tilhørende ca. 2.500 MW ny vind/sol er meget eller lidt. I forhold til en årlig værdi jf. Tabel 4-2 af VE-produktionen på ca. 1.250 MDKK/år og ca. 650-700 MDKK/år i værdi (dækningsbidrag) for elektrolysen, så kan en gevinst på ca. 60 MDKK/år måske synes beskednen – og måske endog usikker at forfølge (selvom dem, der får regningen, som regel synes, at den er rigtig høj). Umiddelbart kan dette virke som en helt relevant overvejelse.

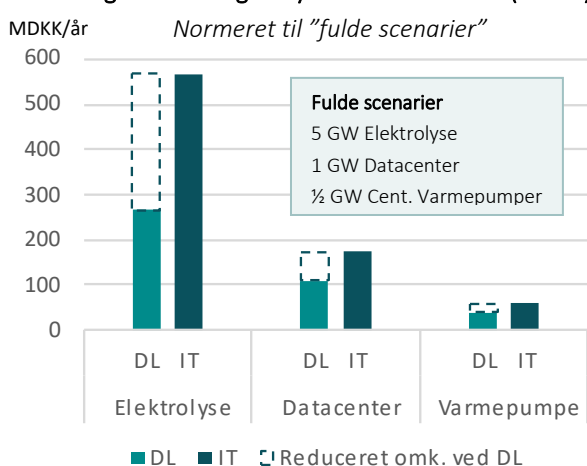
Her skal de videre perspektiv omkring netudbygning dog tages med i ligningen. De ca. 60 MDKK/år i sparet netudbygning for elektrolyse ved DL svarer til mere end 50 pct. reduktion i netudbygningsbehov ift. IT. Nu er dette en marginalanalyse oven på et eksisterende net, der antages fyldt i den dimensionerende flowretning – men pointen er jo stadig gældende for det eksisterende net også. Hvis den plads, der mange steder stadig findes i det allerede etablerede net, kan række i størrelsesordenen ”dobbel så langt” i forhold til udbygning med ny vind/sol og elektrolyse, så giver ”den sparede” etableringstid af nyt net en markant gevinst. Allerede i dag er netudbygningen mange steder den begrænsende faktor for VE-udbygning – og måske snart også for elektrolyse. Hele processen omkring etablering af nyt transmissionsnet tager hurtigt 5-10 år. Hvis pladsen i det eksisterende net med nogle hensigtsmæssige samplace-ringstiltag kunne række fx dobbelt så langt i de kommende 5-10 år med en forventet accelereret elektrificering – så vil samfundsgevinsterne fra dobbelt så meget vind/sol og elektrolyse i denne periode jo tælle med på den samfundsøkonomiske konto, mens der planlægges, debatteres, godkendes og udbygges tilpasset med elnet til en grøn, elektrificeret fremtid.

Samfundsøkonomi for de fulde scenarier

Alle opstillinger og sammenligninger mellem de forskellige teknologier i dette kapitel omkring de samfundsøkonomiske effekter, har indtil nu været med et sammenligningsgrundlag på 1.000 MW forbrugskapacitet for hvert af de tre forbrugsteknologier: Elektrolyse, Datacentre og Centrale Varmepumper. På Figur 2 ovenfor blev der dog perspektiveret til et sammenligningsgrundlag (normering) mellem forbrugsteknologierne på 5 TWh årligt elforbrug.

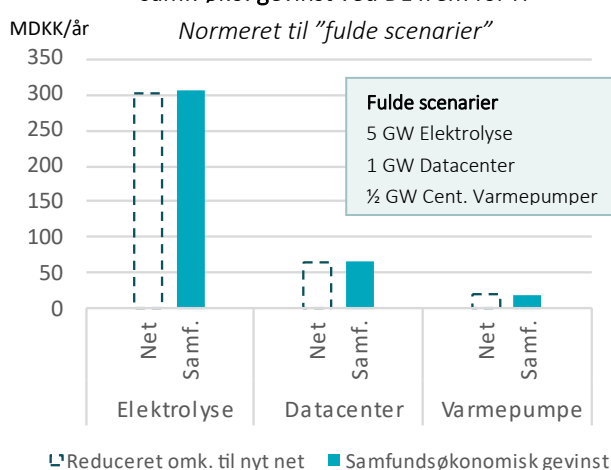
I forhold til samfundsøkonomien ved mulighed for Direkte Linjer (DL) ift. til Individuel Tilslutning (IT) bliver der i dette afsnit lavet en normering til de ”fulde scenarier”. Altså – hvad er netbesparelsen og den samfundsøkonomiske effekt, hvis forbrugsteknologierne (og den tilhørende VE-elproduktion) kommer med den antagne fulde effekt (jf. afsnit 3.9) på 5 GW Elektrolyse, 1 GW Datacentre, ½ GW Centrale Varmepumper.

Årlig omkostning til nyt transmissionsnet (MDKK)



Figur 4-3

Årlig reduceret netomkostning og samf. øko. gevinst ved DL frem for IT



Figur 4-4

På Figur 4-3 er de samlede omkostninger til transmissionsnet således normeret til de fulde scenarier i stedet for i sammenlignelige størrelser på tværs af teknologi som i de tilsvarende Figur 4-1 og 4-2. Her ses det tydeligt, at elektrolysen med sin langt større kapacitet i de fulde scenarier end for Datacenter og Centrale Varmepumper bliver helt dominerende ift. potentialet for netbesparelser ved DL ift. IT.

På Figur 4-4 er der fokuseret ind på netbesparelsen ved DL ift. IT i de fulde scenarier fra Figur 4-3 (den stiplede søjle). Ved siden af netbesparelsen for hver teknologi er indsat den samfundsøkonomiske gevinst ved DL ift. IT for hver teknologi i de fulde scenarier. Her ses tydeligt pointen fra tidligere om, at den samlede samfundsøkonomiske gevinst – altså netbesparelse + ændring i hhv. producent og forbrugeroverskud – ved DL ift. IT er nærmest identisk med netbesparelsen. Fordi ændringerne – som tidligere beskrevet – i producent- og forbrugeroverskud mellem DL og IT er minimale ift. netbesparelsen.

Samlet set bliver den samfundsøkonomiske gevinst givet analysens (usikre) antagelser ved at have mulighed for Direkte Linjer (DL) frem for blot Individuel Tilslutning (IT) som i dag på:

- Ca. 300 MDKK/år for Elektrolyse (samlet 5 GW Elektrolyse og 12,5 GW vind/sol)
- Ca. 60 MDKK/år for Datacentre (samlet 1 GW Datacentre og 3,9 GW vind/sol)
- Ca. 20 MDKK/år for Cent. Varmepumper (samlet ½ GW Cent. VP og 0,9 GW vind/sol)

Også her er det værd at bemærke, at disse potentielle samfundsøkonomiske gevinster som kommer fra besparelsen til nyt transmissionsnet netop *ikke* er et udtryk for, at der *ikke* skal etableres nyt net. Som specielt figur 4-3 ovenfor viser, skal der i alle tilfælde etableres mere nyt net, men ved Individuel Tilslutning (IT) skal der blot etableres endnu mere net end ved Direkte Linjer (DL).

Lidt forenklet kan man sige, at givet kapacitetsantagelserne i de fulde scenarier, så er det overordnet muligheden for at få samplaceret storskala elektrolyse med VE-produktionen, der har den helt afgørende absolutte effekt på både reduktionen af ekstra omkostninger til netudbygninger i transmissionsnettet og på den samfundsøkonomiske gevinst. I nogen grad fordi den relative gevinst ved samplacering (DL ift. IT) er klart størst ved Elektrolysen (jf. Figur 4-1 og 4-2), men helt overvejende fordi, at det antagne ganske betydelige potentiale i de fulde scenarier, er langt større for Elektrolyse, end for Datacentre og Centrale Varmepumper.

Bemærkninger til de samfundsøkonomiske resultater

Ved opgørelsen af den samlede samfundsøkonomiske gevinst i dette kapitel er der ikke taget hensyn til, om det er realistisk, at det fulde scenarie kan nås, uanset om aktørerne har mulighed for Direkte Linjer (og den dertil hørende forventede bedre businesscase) eller ej. Det er meget plausibelt, at der ikke vil komme lige så meget ny forbrug/produktion, hvis ikke der er mulighed for Direkte Linjer. Herved bliver de reducerede omkostninger til nyt transmissionsnet netbesparelsen ved DL ift. IT selvfølgelig mindre i absolutte størrelser – men der vil så også blive tilsluttet tilsvarende mindre nyt forbrug og ny VE-produktion. Denne dynamiske effekt bliver dog diskuteret og analyseret i den efterfølgende fordelingsanalyse i Kap. 5 og Kap. 6.

Det skal også bemærkes, at analysen er lavet som partielle analyser for hver teknologi. De samfundsøkonomiske gevinster ved de fulde scenarier kan således ikke "bare lægges sammen" på tværs af teknologer, da der vil være en vis grad af samspilseffekter mellem forbrugsteknologierne, da de har forskelligt driftsmønster. Dette ville være for omfattende at undersøge i denne analyse, med vurderes ikke at ville ændre nævneværdigt på effekterne og konklusionerne. De skyldes dels, at det er VE-produktionen (der i har samme driftsmønster på tværs af forbrugsteknologierne), der særligt driver omkostningerne, og dels – ift. de fulde scenarier – at den betydelig forskel i mængde gør at Elektrolysen i høj grad dominerer mulige samspilseffekter.

Det skal også huskes, at denne analyse er en forenklet og generisk analyse, der IKKE er specifik på konkrete, lokale netforhold. Det er således en forenkling, når der antages, at der aldrig skal

forstærkes modsat dominerende flowretning. Særligt meget store enheder placeret ved en specifik station kan kræve ekstra lokal netforstærkning også modsat dominerende flowretning. Det vurderes dog ikke at disse specifikke situationer overordnet vil ændre analysen pointer.

4.3 De analyserede scenariers påvirkning af det omkringliggende elsystem

Sidste del af den samfundsøkonomisk analyse vil omhandle de lidt mere perspektiverende systempåvirkninger, som ikke er medtaget i den mere kvantificerbare samfundsøkonomiske opgørelse i det forrige afsnit. I dette afsnit er det især forskellene mellem forbrugsteknologierne og deres forskellige prisfleksibilitet, som kommer i fokus.

I analysedesignet er der antaget en "fast prisrand" for det "marginale" ny elforbrug og den tilhørende VE-elproduktion, der analyseres. Således er der jf. afsnit 3.6 benyttet DK1-elprisen i 2030 (jf. AF2020) som fast prisrand. Det analyserede nye forbrug og produktion har således kunnet eksportere og importere el til DK1-timepriser i den udstrækning, der har været tilstrækkelig netkapacitet ud til "det neutrale område" jf. modelleringsskitserne i afsnit 3.10. Dette setup gør analysen håndterbar – og også tilstrækkelig – når det primært er en "marginal analyse", hvor det ny forbrug og produktion ikke antages at påvirke det omgivne elsystem/elmarked i nogen mærkbar grad.

Analysen arbejder dog med nogle ganske betydelige "marginale" udbygninger. For elektrolyse er den analyserede størrelse i modellerne samlet på 1.000 MW elforbrug og ca. 2.500 MW VE-elproduktion. En ganske betragtelig mængde i DK1. Og jf. afsnit 3.9 er de fulde scenarier for hver produktionsteknologi i Danmark ganske markante med fx 5 GW elektrolyse og tilhørende 12,5 GW vind/sol inden for måske en 10-års horisont. Det er derfor ikke uvæsentligt, hvordan de analyserede teknologier – og deres placering i systemet (som i analysen her afhænger af tilslutningsmodellen) påvirker det omgivende elsystem. Centrale resultater fra analysen til at beskrive dette, er opstillet i Tabel 4-3 nedenfor.

Tabel 4-3 De analyserede scenariers påvirkning af det omgivende elsystem (scenarier normeret til 1.000 MW forbrugskapacitet)

| | DL Elek- Troylse | IT Elek- troylse | DL Data- center | IT Data- center | DL Varme | IT Varme |
|--|------------------------|---------------------|------------------------|--------------------|------------------------|-------------|
| Eksport til DK1 | | | | | | |
| Værdi af eksport til DK1 (MDKK/år) | 495 | 518 | 516 | 515 | 538 | 539 |
| Energimængde eksporteret til DK1 (TWh/år) | 1,69 | 1,74 | 2,63 | 2,63 | 1,96 | 1,96 |
| Middelpris for eksport (DKK/MWh) | 293 | 297 | 196 | 196 | 274 | 275 |
| Middelpris i DK1 i modelår 2030 (DKK/MWh) | ----- 248 ----- | | ----- 248 ----- | | ----- 248 ----- | |
| Import fra DK1 | | | | | | |
| Værdi af import fra DK1 (MDKK/år) | 294 | 294 | 770 | 770 | 452 | 452 |
| Energimængde importeret fra DK1 (TWh/år) | 1,72 | 1,54 | 2,61 | 2,41 | 1,98 | 1,80 |
| Middelpris for import (DKK/MWh) | 170 | 191 | 295 | 319 | 228 | 251 |
| Forskel i værdi af eksport og import til DK1. Korr. for over-/underproduktion (MDKK/år) | 212 | 164 | -258 | -296 | 91 | 43 |

Som det fremgår af tabellen, er de analyserede "marginale" scenariers netto-energiudveksling med det omgivende elsystem ganske betragtelig. Det er således i størrelsesordenen 30-40 pct.

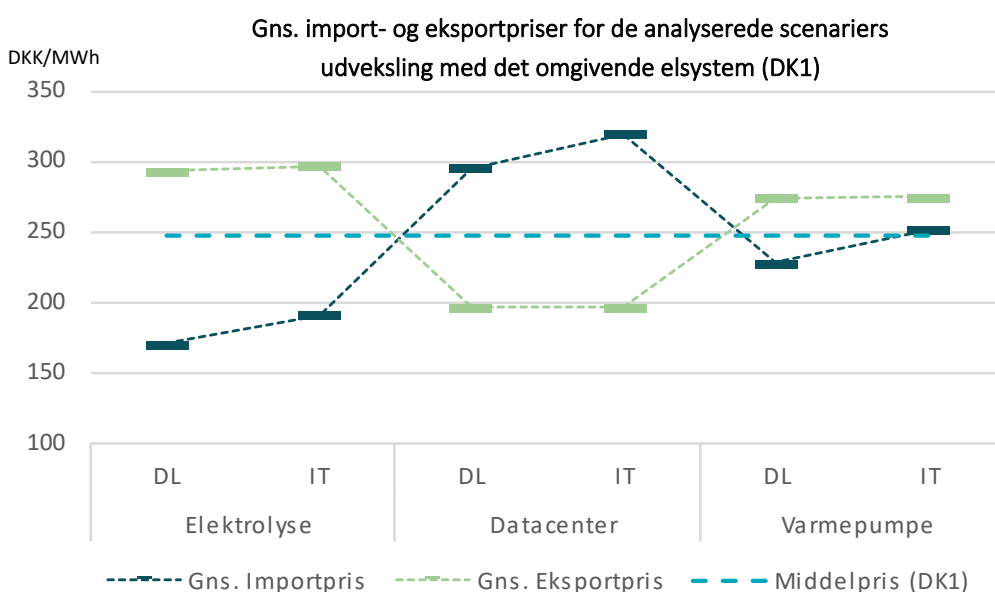
af den producerede/forbrugte energi i hvert af de analyserede scenarier, der bliver eksporteret/importeret til/fra DK1. Altså hvor det omgivende elsystem (DK1) bliver brugt som buffer for det ny forbrug i scenarierne, der ikke sker samtidigt med den nye VE-elproduktioner (der matcher i årsenergi, men ikke i driftsmønster).

De gennemsnitlige middelpriiser for import og eksport er typisk et godt sted at starte, når man vil vurdere påvirkningen af det omkringlæggende el(spot)marked. Her ses det, at den meget prisfleksible elektrolyse eksporterer relativt dyr strøm til DK1 (middelpriis på knap 300 DKK/MWh mod en middelpriis i DK1 omkring 250 DKK/MWh) og samtidig importere en tilsvarende mængde strøm billigt (middelpriis på 170-190 DKK/MWh).

Med Datacentre er det lige modsat. De har et fuldstændigt fladt elforbrug, så VE-produktionens "ufleksibilitet" går så at sige lige igennem. Her importeres der dyr strøm fra det omgivende elsystem og eksporteres billig strøm.

De "semifleksible" Centrale Varmepumper ligger i den bløde midte med lidt dyrere el eksport end middelpriisen i DK1 og el import omkring middelpriisen eller en smule lavere. Årsagen til, at de centrale varmpumper kun er "semifleksible", er primært, at deres meget høje varmeeffektivitet gør, at de – så længe der er tilstrækkelig varmeefterspørgsel – kører med fuld kapacitet helt op til en elpris omkring 1.500 DKK/MWh, før det er billigere med fx en gaskedel. Det medfører i praksis, at de store varmpumper nærmest kører 100 pct. hele vinterhalvåret, mens fleksibiliteten først kommer om sommeren, hvor den begrænsede varmeefterspørgsel gør, at de har fleksibilitet til at "shoppe" efter de billigste elpriser, da fjernvarmen typiske har bufferlagre til en del dages forbrug i sommerhalvåret,

Generelt giver DL-tilslutningsmodellen på tværs af forbrugsteknologier en smule mere positivt "spread" mellem eksportpris og importpris. Dette skyldes, at der i DL-modellen investeres mindre i netkapacitet pga. højere lokal udnyttelse af elproduktionen. Det medfører videre, at særligt de meget lave VE-elpriser curtailes (da de ikke har høj nok værdi til at retfærdiggøre yderligere netudbygning). Men det generelle billede på tværs af de seks analyserede scenarier er, at det helt overvejende er forbrugsteknologiens fleksibilitet, der slår igennem på hvor "positiv" scenariets samhandel med det omgivende elsystem er.



Figur 4-5

Variationen i middelpriisen for nettoimport og nettoeksport fra de analyserede scenarier fra Tabel 4-3 er illustreret i Figur 4-5 ovenfor. Her ses det tydeligt, at de fleksible Elektrolyse-scenarier har en stor positiv "arbitrageeffekt" (køber billigt og sælger dyrt) på nettoudvekslingen med det omgivende elsystem, mens det er lige modsat for de ufleksible Datacentre-scenarier, der bruger det omgivende elsystem som lager og har en "negativ arbitrageeffekt" (sælger billigt og køber dyrt). De semifleksible Varmepumpe-scenarier ligger midt i mellem og har en neutral til let positiv "arbitrageeffekt".

De ovenstående betragtninger går på middelpriiser for import og eksport. Men hvad med samlede mængder – hvor meget påvirkes det omgivende system? Her kan man få en fornemmelse ved at kigge på nederste række i Tabel 4-3 med de enkelte scenariers årlige "arbitrage-overskud" eller "nettoudvekslingsoverskud" i MDKK ved udvekslingen med DK1 (korrigeret, så der er fuldt match mellem importeret og eksporteret mængde). Her har DL-Elektrolyse-scenariet med de 1.000 MW fuldt fleksibel elektrolyse og de tilhørende 2.500 MW "ufleksibel" vind/sol et "udvekslings-overskud" på godt 200 MDKK/år. Hvorimod 1.000 MW Datacenter-scenariet har et "udvekslings-underskud" på 260-300 MDKK/år. Dette er altså netto-påvirkningen af det omgivende elsystem/elmarked, for den del af de analyserede scenarier (forbrug med match af VE-produktion i årsenergi), som ikke kan balancere sig selv.

Lidt forenklet kan man sige, at DL-Elektrolyse-scenariet leverer for godt 200 MDKK/år "fleksibilitet" eller "VE-integrations-effekt" ind til omgivende elsystem, mens det fuldt ufleksible datacenter lader vind/solens "ufleksibilitet" gå direkte igennem og "dræner" det omgivende elsystem for op mod 300 MDKK/år fleksibilitet – ca. det samme som den tilsvarende mængde vind/sol (knap 4 GW) vil påvirke det omgivende elsystem/marked, hvis der ikke havde været noget nyt forbrug – altså presse afregningspriserne for VE nedad.

Man skal passe på med at sammenligne disse udvekslings-overskud/underskud – eller "fleksibilitets-millioner" – med samfundsmæssige værdier. For nogle vil stærkt varierende elpriser jo være en gevinst! (Fx fleksibel elektrolyse og billige, fleksible elkedler). Men generelt er vurderingen dog, at især de store mængder ufleksibel VE (vind/sol) vi ønsker i vores elsystem, samtidig med at store samfundsværdier findes bag store mængder ret ufleksibelt elforbrug (klassisk elforbrug), øger systemets behov for fleksibelt elforbrug. Værdien af denne fleksibilitet kan ikke retvisende opgøres som "udvekslings-over/underskud" – men skal nærmere opgøres som ekstraomkostningen ved at etablere denne fleksibilitet (batterier, spidslastproduktion osv.), hvis det almindelige "værdiskabende" elforbrug (eller elproduktion) ikke selv gør det. Pointen er dog, at fleksibelt (og samtidigt selvstændigt værdiskabende) elforbrug som fx elektrolyse har en væsentlig værdi for resten af elsystemet (eller rettere, for de ikke-fleksible elforbrugere og VE-producenter), som ikke direkte er kvantificeret i denne analyse – men forsøgt anskueliggjort i dette afsnit.

4.4 Opsummering på den samfundsøkonomiske analyse

I dette afsnit bliver der kort opsummeret princippet i designet for analysen, de mest centrale hovedantagelser, samt hovedresultater. For fuld indsigt i analysedesign og resultater bør Kapitel 3 (analysedesign og antagelser) samt Kapitel 4 (samfundsøkonomisk analyse og resultater) læses.

4.4.1 Opsummering af metode og analysedesign

Der er i analysen undersøgt om en (vis) mulighed for at koble nyt forbrug og VE-produktion på transmissionsniveau med Direkte Linjer (DL) kan forventes at give dels en besparelse i udbygning af transmissionsnettet og dels en samfundsøkonomisk besparelse i forhold til fortsat generelt krav om Individuel Tilslutning (IT).

Analysen er udført som en *generisk konsekvensanalyse af antagede scenarier* (se begrundelse herfor i afsnit 3.2 og 3.3), hvor der for en række marginale scenarier modelleres et samfundsøkonomisk optimeret behov for ny transmissionsnetkapacitet som følge af nyt forbrug og tilsvarende ny VE-elproduktion i årsenergi, og hvor placeringen af forbrug og produktion i forskellige generiske områdetyper afhænger af tilslutningsmodel: Individuelt Tilsluttet (IT) eller Direkte Linjer (DL).

Det er netop en selvstændig pointe, at tilslutningsform *i sig selv* ikke kan forventes at have en (væsentlig) betydning for det samfundsøkonomiske behov for ny transmissionsnetkapacitet. Det er derimod en antaget afledt samplaceringseffekt mellem forbrug og produktion, der kan give en effekt: Hvis en aktør har et incitament, som fx sparet tariffbetaling ved at komme "bag måleren" med Direkte Linjer, til at samplacere nyt forbrug/VE-produktion, så antages i scenarierne en vis samplaceringseffekt, som bliver undersøgt og sammenlignet (se afsnit 3.4 og 3.5).

Der er udover de to tilslutningsformer IT og DL undersøgt tre forskellige forbrugsteknologier – Elektrolyse (PtX), Datacentre og Centrale Varmepumper – som forventes at udgøre størstedelen af det nye elforbrug på transmissionsnettet i årene fremover. Disse tre forbrugsteknologier varierer desuden markant i forventet grad af fleksibilitet, hvorfor prisfleksibilitet implicit bliver en faktor, der bliver undersøgt i analysen. Samlet set giver dette seks scenarier, som bliver modelleret og analyseret. Modelkørslerne laver en samfundsøkonomisk optimering af, hvor meget ny "marginal" netkapacitet det samlet set kan svare sig at investere i ift. værdien af hhv. den nye VE-produktion og det nye elforbrug i scenarierne (se afsnit 3.10).

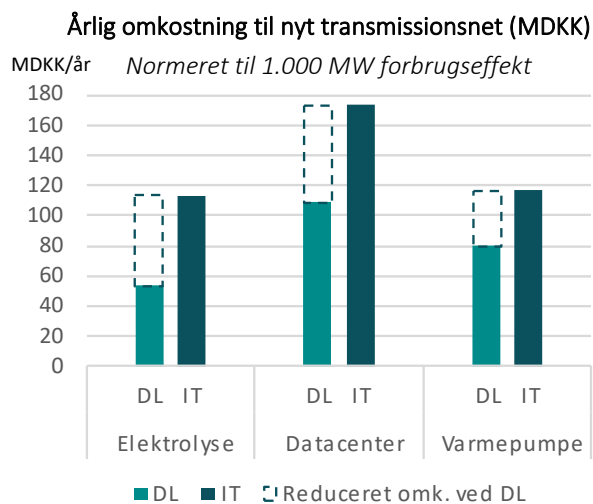
4.4.2 Opsummering af analyse og resultater

I den samfundsøkonomiske analyse sættes alle seks "marginale scenarier" som udgangspunkt til hver at have en ny forbrugskapacitet på 1.000 MW (fordelt på 10 forbrugsenheder a 100 MW), hvorved der kan sammenlignes på tværs af forbrugsteknologier. I scenarierne indsættes et miks af ny vind og sol, så det matcher forbruget i årsenergi. Herved fås nogle "årsbalance-rede" marginale scenarier, som kan "lægges oven på" det eksisterende elsystem og analyseres ift. behov for ny transmissionskapacitet og samlet samfundsøkonomi – mens også fx nettoudvekslingsbehov med det eksisterende elsystem.

I selve den samfundsøkonomiske analyse i Tabel 4-2 i afsnit 4.2 vises det, at den samlede samfundsøkonomiske gevinst ved DL-scenariet (Direkte Linjer) ift. IT-Scenariet (Individuel Tilslutning) ved alle tre forbrugsteknologier tilnærmelsesvist er identisk med besparelsen i ny transmissionsnetkapacitet ved DL fremfor IT.

De årlige omkostninger og besparelser til ny transmissionsnetkapacitet (tilnærmelsesvist lig den samfundsøkonomiske gevinst) ved DL frem for IT er illustreret på Figur 4-6.

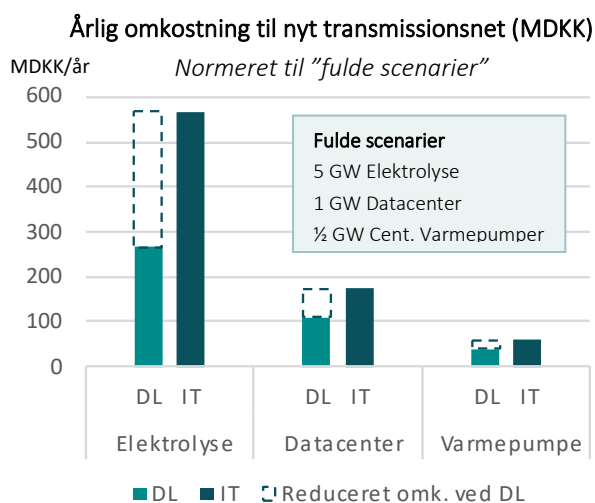
Her ses det tydeligt, at der – givet de antagne scenarier – er en markant årlig besparelse på ny transmissionsnetkapacitet ved Direkte Linjer (DL) ift. Individuel Tilslutning (IT) på tværs af alle tre produktionsteknologier. Både den absolute omkostning til nyt net og ikke mindst den relative besparelse er størst ved den fuldt fleksible elektrolyse. For elektrolyse er besparelsen til nyt net ved DL mere end 50 pct. lavere end ved IT. Igen skal det dog bemærkes, at denne gevinst hviler på den antagne adfærdseffekt, hvor det forventes, at flere aktører vil placere deres ny forbrug nærmere VE-produktionen, hvis de har et relativt stærkt incitament til samplacering som muligheden for Direkte Linjer forventes at være.



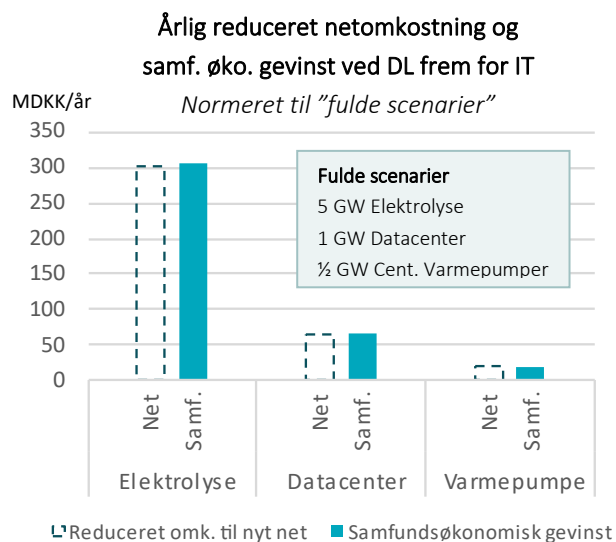
Figur 4-6

I den samfundsøkonomiske analyse er besparelserne – og de samfundsøkonomiske gevinster – ved DL ift. IT forlænget til nogle antagne "fulde scenarier". I afsnit 3.9 er der fastsat nogle "fulde scenarier" for de forskellige nye forbrugstyper/teknologier. De fulde scenarier angiver et vurderet realistisk niveau – i den høje ende – for de forskellige forbrugsteknologiers installerede effekt i Danmark omkring eller få år efter 2030. Den samlede installerede effekt i disse fulde scenarier er centralt for at kunne lave fordelingsanalysen i Kapitel 5 og 6.

I den samfundsøkonomiske analyse er de fulde scenarier brugt til sidst for at give en estimeret størrelsesorden på den samlede samfundsøkonomiske effekt ved mulighed for Direkte Linjer (DL) ift. Individuel Tilslutning (IT) på transmissionsnettet givet de beskrevne antagelser, herunder en faktisk indfrielse af de fulde scenarier. Dette er illustreret på Figur 4-7 og Figur 4-8 nedenfor. Figur 4-7 viser de samlede årlige omkostninger til ny transmissionsnetkapacitet ved indfrielse af de fulde scenarier. Figur 4-8 fokuserer ind på besparelsen til ny transmissionsnetkapacitet ved DL ift. IT (den stiplede boks i både Figur 4-7 og Figur 4-8) og sammenholder den med den fulde samfundsøkonomiske gevinst ved DL ift. IT (hvor også forskel i producent- og forbrugeroverskud er medregnet). På Figur 4-8 ses tydeligt, at besparelsen til ny transmissionsnetkapacitet tilnærmelsesvis svarer til den samfundsøkonomiske gevinst.



Figur 4-7



Figur 4-8

Samlet set bliver den samfundsøkonomiske gevinst givet analysens (usikre) antagelser ved at have mulighed for Direkte Linjer (DL) frem for blot Individuel Tilslutning (IT) på:

- Ca. 300 MDKK/år for Elektrolyse (samlet 5 GW Elektrolyse og 12,5 GW vind/sol)
- Ca. 60 MDKK/år for Datacentre (samlet 1 GW Datacentre og 3,9 GW vind/sol)
- Ca. 20 MDKK/år for Cent. Varmepumper (samlet ½ GW Cent. VP og 0,9 GW vind/sol)

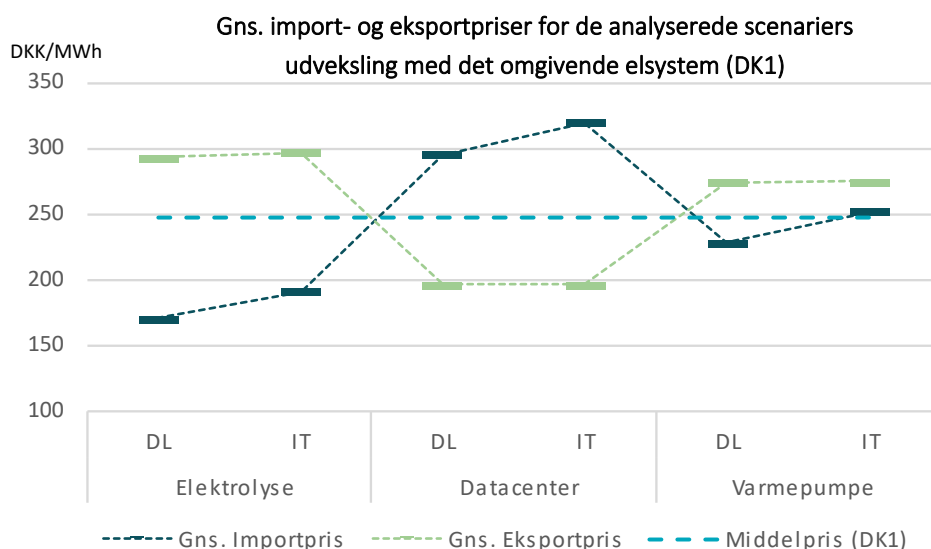
Analysen er lavet som partielle analyser for hver teknologi. De samfundsøkonomiske gevinster ved de fulde scenarier kan således ikke "bare lægges sammen" på tværs af teknologer, da der vil være en vis grad af samspilseffekter mellem forbrugsteknologierne, da de har forskelligt driftsmønster.

Lidt forenklet kan man dog sige, at givet kapacitetsantagelserne i de fulde scenarier, så er det overordnet muligheden for at få samplaceret storskala elektrolyse med VE-produktionen, der har den helt afgørende absolutte effekt på reduktionen i omkostninger til nyt transmissionsnet og dermed på den samfundsøkonomiske gevinst.

Det vigtigt at pointere, at disse potentielle samfundsøkonomiske gevinster som kommer fra besparelsen til nyt transmissionsnet netop *ikke* er et udtryk for, at der *ikke* skal etableres nyt transmissionsnet. Som specielt figur 4-7 ovenfor viser, skal der i alle tilfælde etableres væsentlig mere nyt transmissionsnet, men ved mulighed for Direkte Linjer (DL) skal der ikke etableres nær så meget nyt transmissionsnet som ved Individuel Tilslutning (IT).

4.4.3 Perspektivering

Afslutningsvis i denne opsamling skal der perspektiveres til de analyserede scenarier påvirkning af det omkringliggende elsystem (jf. afsnit 4.3). Denne påvirkning er ikke inkluderet i den mere kvantificerbare net- og samfundsøkonomiske opgørelse ovenfor. I analysen af de marginale scenarier fungerer det omgivne elsystem som "fast prisrand", hvor der kan nettoudveksles energi til "de faste elpriser" i omgivelserne. Men når de analyserede "marginale scenarier" bliver store (som fx i de fulde scenarier), så har deres nettoudveksling med det omgivne elsystem en signifikant påvirkning af dette. Denne påvirkning illustreres bedst ved at kigge på de gennemsnitlige elpriser for hhv. eksporten og importen til/fra det omgivne elsystem i de forskellige scenarier. Tallene herfor kan findes i Tabel 4-3, men er også illustreret i Figur 4-9 nedenfor.



Figur 4-9

På tværs af de seks analyserede scenarier, er det i størrelsesordenen 30-40 pct. af elforbruget – og dermed også elproduktionen jf. årsbalancen i scenarierne – der udveksles med det omgivne elsystem over et år. Det omgivne elsystem fungerer således som en ganske markant buffer for timebalanceringen af produktion og forbrug i scenarierne. Figur 4-9 opsummerer, hvordan denne buffer benyttes i de forskellige scenarier.

Her ses det, at den meget prisfleksible elektrolyse eksportere relativ dyr strøm til DK1 (middelpris på knap 300 DKK/MWh mod en middelpris i DK1 omkring 250 DKK/MWh) og samtidig importere tilsvarende mængde strøm billigt (middelpris på 170-190 DKK/MWh). Med Datacentre er det lige modsat. De har et fuldstændigt fladt elforbrug, så VE-produktionens "ufleksibilitet" slår fuldt igennem. Her importeres der dyr strøm fra det omgivende elsystem og eksporteres billig strøm. De "semifleksible" Centrale Varmepumper ligger i den bløde midte med lidt dyrere el eksport end middelprisen i DK1 og el import omkring middelprisen eller en smule lavere.

DL-tilslutningsmodellen giver for alle tre forbrugsteknologier en smule mere positivt "spread" mellem eksportpris og importpris end IT, men det generelle billede på tværs af de seks analyserede scenarier er, at det helt overvejende er forbrugsteknologiens og dens prisfleksibilitet, der slår igennem på hvor "positivt" scenariets samhandel med det omgivende elsystem er.

Man kan lidt forenklet sige, at det prisfleksible elforbrug som fx elektrolyse, der har en stor positiv gevinst på samhandlen (bufferingen) i det omgivne elsystem har en udglattende effekt på variationerne i elpriserne hen over året. Mens uflexibelt elforbrug – som fx datacentre i de modellerede scenarier – lader den prisvariations-øgende effekt fra vind- og solkraft gå lige igennem til det omgivne elsystem. Prisfleksibelt elforbrug har således en stærkt integrerende effekt på den pris-ufleksible elproduktion fra vind og sol, der får bedre afsætning i perioder med rigelig VE-produktion – samtidig med, at det meget prisfleksible elforbrug kan have en betydelig gevinst ved netop store prisvariationer, hvor det kan nyttiggøre VE-elproduktion i perioder med meget lave elpriser.

Opsummerende kan man – med forsigtighed over for de mange usikre antagelser – konkludere, at Direkte Linjer på transmissionsniveau kan være en mulighed for at reducere de ganske væsentlige omkostningerne til ny transmissionsnetkapacitet til det nye elforbrug, som vi "risikerer" at få meget mere af på transmissionsniveau. Samtidig kan det antagede incitament ved Direkte Linjer, i form af reducerede udgifter til tarifer for aktørerne, medvirke til at især det prisfleksible (og dermed også meget prisfølsomme) nye elforbrug rent faktisk kommer og generelt medvirker til øget integration af VE på markedsvilkår.

5. Opstilling af forudsætninger for fordelingsmæssig analyse

5.1 Forudsætninger om tarifieringsgrundlag for eksisterende forbrug og produktion.

Energinet har tidligere udarbejdet detaljerede udtræk af forbrugsdata for år 2018 til brug for arbejde med tarifieringsmodeller og brugt disse data til at evaluere forskellige mulige tarifieringsmodeller. Det er en omstændelig proces at udtrække og aggregere forbrugsdata for kunderne i elsystemet til dette formål, og samtidig ændrer energiforbruget sig ikke voldsomt meget fra år til år. Det vurderes derfor, at det ikke vil have væsentlig betydning ift. disse overordnede analyser, om der tages udgangspunkt i forbrugsdata for det seneste hele år eller et af de foregående. Der tages derfor udgangspunkt i dataudtrækket for 2018 som forbrugsgrundlag i denne analyse.

Forbrugs- og indfødnings-tarifgrundlaget for 2018 er vist i tabellerne i Figur 5-1 og Figur 5-2.

| | 2018 | | |
|-------|------------|----------------|---------------------|
| | MWH/år | Heraf elkedler | %-del på net-niveau |
| DSO | 32.222.290 | 221.381 | 0,69% |
| TSO | 439.174 | 90.020 | 20,50% |
| I alt | 32.661.464 | 311.401 | 0,95% |
| | | | |
| % DSO | 98,7% | 71,1% | |
| % TSO | 1,3% | 28,9% | |

Figur 5-1 Forbrugs-tarifgrundlag 2018

| | 2018 | | |
|-------|------------|--------------------------------------|----------------|
| | MWH/år | Heraf fritaget for indfødningsstarif | %-del fritaget |
| DSO | 15.725.238 | 607.321 | 3,86% |
| TSO | 12.780.597 | - | 0,00% |
| I alt | 28.505.835 | 607.321 | 2,13% |
| | | | |
| % DSO | 55,2% | 100,0% | |
| % TSO | 44,8% | 0,0% | |

Figur 5-2 Indfødnings-tarifgrundlag 2018

5.2 Forudsætninger om investeringers tarifpåvirkning

De forventede nødvendige følgeomkostninger til investeringer i netudvidelser ved nettilslutning af nyt stort forbrug med fuld netadgang samt tilhørende produktionsanlæg med fuld netadgang er beskrevet i afsnit 3.11. Dette beskriver altså den nødvendige CAPEX.

Til brug for den fordelingsmæssige del af denne analyse skal dette kunne omsættes til en årlig tariffvirkning, hvor der både inkluderes forrentning og afbetaling af denne CAPEX samt inkluderes det OPEX-element, som må forventes at følge med en anlægsinvestering.

5.2.1 Påvirkning af forbrugstariffen

En investering på 1 mia. kr. til anlæg, som skal finansieres via forbrugstarifferne, giver efter Energinets vurdering typisk anledning til en tariffstigning på 0,1-0,2 øre/kWh. Dette vil blive brugt som sanity check på den tariffvirkning, som opstilles her.

Tillægget til det nødvendige tarifprovenu for faste omkostninger i nettariiffene regnes som en annuitetsbetaling over 40 år og med en finansierings-/låne-rente på 2 % p.a. Dvs. at der anvendes en markedsrente til finansiering, *idet dette er det relevante ift. tarifering, hvor Energinet skal viderefakturere sine virksomhedsøkonomiske omkostninger til brugerne af elsystemet.* (Finansministeriets samfundsøkonomiske forrentningskrav på 3,5 % p.a. er ikke relevant i denne sammenhæng, da den i stedet tjener til at træffe investeringsbeslutninger ud fra langsigtede samfundsøkonomiske betragtninger, også jf. at der i den samfundsøkonomiske analyse i kapitel 4 er anvendt et samfundsøkonomisk forrentningskrav på 3,5 %, som beskrevet i afsnit 3.11)

Desuden antages det, at OPEX kan anslås som 2 % pr. år af CAPEX. Dette anvendes direkte som tillægget til tarifprovenu for de variable omkostninger. Idet der således er antaget et fast %-tal, vil OPEX for nye anlæg i denne analyse i alle tilfælde variere proportionalt med CAPEX for de tilsvarende anlægsinvesteringer.

Med de forudsætninger, så bliver forøgelsen af det nødvendige tarifprovenu pr. investeret mio. DKKK som anført i Tabel 5-1 herunder.

Tabel 5-1 Forøgelse af tarifprovenu ved anlægsinvesteringer.

| Tarifelement | Ændring af nettarifprovenu pr. år pr. MDKK CAPEX |
|---|--|
| Nettarif-provenu til faste kapacitetsomkostninger | 0,037 MDKK/år |
| Nettarif-provenu til variable omkostninger | 0,020 MDKK/år |
| I alt | 0,057 MDKK/år |

Sanity check udføres ved at dividere ændringen af tarifprovenu for en investering på 1 mia. kr. med det samlede årsforbrug (32.661.464 MWh/år) for samtlige kunder; se afsnit 5.1. Det ses af Tabel 5-2, at tariffpåvirkningen stemmer overens med den typiske vurdering.

Tabel 5-2 Tariffpåvirkning ved anlægsinvesteringer – kontrol af forventet niveau.

| Tarifelement | Ændring af tarifprovenu pr. år pr. mia. kr. CAPEX | Tariffpåvirkning pr. mia. kr. CAPEX |
|---|---|-------------------------------------|
| Nettarif til faste kapacitetsomkostninger | 36,6 MDKK/år | 0,11øre/kWh |
| Nettarif til variable omkostninger | 20,0 MDKK/år | 0,06 øre/kWh |
| I alt | 56,6 MDKK/år | 0,17 øre/kWh |

5.2.2 Betragtninger vedr. evt. producentbetaling

Energinet er i p.t. færd med at undersøge mulighederne for at indføre et geografisk differentieret tilslutningsbidrag for ny produktion samt en geografisk differentiering af indfødningsstariffen. Det sker i forlængelse af klimaaftalen af 22. juni 2020, hvor der er varslet en række ændringer i lovgrundlaget. Formålet med ændringerne er, at en større del af omkostningerne i nettet, som udbygningen af vedvarende energi giver anledning til, skal afholdes af producenterne selv.

”Der er desuden enighed om, at der indføres den nødvendige lovgivning, der muliggør indførelsen af et geografisk differentieret tilslutningsbidrag og indfødnings-tariffer for producenter på både distributions- og transmissionsniveau samt en ændring af Energinets kompensationsforpligtelse. Tiltagene skal bl.a. dække net-selskabernes og Energinets omkostninger i forbindelse med udbygningen af vedvarende energi, som hidtil har været dækket af udligningsordningen. Ændringerne vil understøtte, at en større del af omkostningerne i nettet, som udbygningen af vedvarende energi giver anledning til, afholdes af producenterne selv. Tiltagene giver desuden økonomisk incitament til, at nye VE-anlæg placeres der, hvor elnettet bedst kan håndtere det og skærmer forbrugerne mod prisstigninger som følge af stigende omkostninger i lokale net. Den konkrete udmøntning af metoden fastsættes af branchen og godkendes af Forsyningstilsynet efter de gældende regler. Partierne vil blive orienteret inden ikrafttræden.”

Kilde: Klimaaftalen af 22. juni 2020, s. 5

Omkostninger til selve den fysiske nettilslutning af et anlæg vil – gennemsnitligt set – være de samme uanset hvor i nettet et anlæg skal nettilsluttes. En geografisk differentiering af tilslutningsbidrag såvel som af den løbende tariffbetaling vil derfor vedrøre det bagvedliggende net.

Som der er redegjort for i afsnit 3.4 og afsnit 3.10 vil nettilslutning af ekstra produktionsanlæg give anledning til ekstra kapacitetsomkostninger til forbindelser ud af overskudsområderne og internt i overskudsområderne. Og på samme måde vil nettilslutning af ekstra forbrugsanlæg i forbrugsområder også vil give anledning til ekstra kapacitetsomkostninger til forbindelser ind til forbrugsområderne og internt i forbrugsområderne.

Det vil derfor – i denne generiske modelanalyse og ift. en evt. fremtidig producentbetaling med et geografisk differentieret tilslutningsbidrag – give mening at antage, at alle omkostningerne til netforstærkninger internt i overskudsområder såvel som fra overskudsområdet til det neutrale område skal pålignes de nye producenter. Det kunne i modelanalysen gøres som et eksplicit investeringsbidrag pr. MW indfødningsret.

Men af hensyn både til at holde modelanalysen så simpel som mulig og også for efterfølgende at kunne angive meningsgivende gennemsnitsomkostninger er det – *til brug for denne analyse* – valgt i stedet at inkludere dette i form af en *ækvivalent* kapacitetsbetaling pr. MW pr. år.

Dette giver samtidig mulighed for at angive en afskrivningsperiode for dette tilslutningsbidrag, som svarer til producenternes afskrivningsperiode for deres kommercielle investeringer. Tarifprovenuet for denne *ækvivalente* kapacitetsbetaling for ny produktion i overskudsområder er derfor i denne analyse regnet som en annuitetsbetaling over 20 år og med en finansierings-/låne-rente på 2 % p.a. Dvs. at der anvendes en anslået markedsrente og afskrivningsperiode til finansiering, *idet dette er det relevante ift. eksterne aktørers forretningsplaner.*

Det skal understreges, at der er tale om en *ækvivalent* kapacitetsbetaling, der repræsenterer et tilslutningsbidrag for ny produktion. Det er derfor kun den nye produktion, der i analysen pålignes denne ækvivalente kapacitetsbetaling.

Med de forudsætninger, så bliver forøgelsen af det nødvendige ækvivalente tarifprovenu fra nye produktionsanlæg i overskudsområder pr. investeret mio. DKKK som anført i Tabel 5-3 herunder.

Tabel 5-3 Ækvivalent tarifprovenu svarende til tilslutningsbidrag for produktion i overskudsområder.

| Tarifelement | Ændring af nettarifprovenu pr. år pr. MDKK CAPEX |
|--|--|
| Ækvivalent tarif-provenu til faste kapacitetsomkostninger fra nye produktionsanlæg | 0,061 MDKK/år |

OPEX-omkostningerne er også for disse anlæg antaget at være 2 % af CAPEX, da der er tale om almindelige netanlæg.

Fsva. OPEX-omkostningerne ville det både modelteknisk og ift. omkostningsfordelingsmæssigt ift. hvilke omkostninger hvilke netbrugere giver anledning til egentlig være mest konsistent også at påligne dem på en indfødningsstarif i form af en geografisk differentieret indfødningsstarif, hvor indfødningsstariffen forøges geografisk i overskudsområder.

Ift. denne analyse ville det dog nødvendiggøre, at al eksisterende produktion i analysen ligeledes skulle fordeles ud på områdeniveau, idet al produktion i et område skal have samme løbende indfødningsstarif, hvis der ikke skal være tale om diskriminerende behandling. Men der foreligger ikke geografisk opdelte data for indfødningsstariffen, og det er - indenfor tidsrammen for denne analyse - ikke muligt at opstille et sådant datagrundlag.

Da tilslutningsbidraget (=den ækvivalente kapacitetsbetaling) for ny produktion i analysen i forvejen indebærer et mærkbart geografisk incitament for valg af placering af nye produktionsanlæg, da dette ikke er en egl. tarifanalyse, og da der i øvrig i transmissionsafgiftsforordningen er en øvre grænse for indfødningsstariffen, er det i denne analyse valgt ikke at foretage en egl. geografisk differentiering af indfødningsbetalingen.

Det vurderes, at dette simplificerer analysen, uden at det vil have væsentlig betydning ift. de forhold, som analysen skal belyse.

Som det vil blive beskrevet nedenfor i afsnit 5.4.2.3 om en mulig fremtidig tarifering, bliver der fsva. forbrugstarifferne også set bort fra en fremtidig mulighed for geografisk differentiering. Valget om at se bort fra en geografisk differentiering af indfødningsstariffen i denne analyse er derfor konsistent med det tilsvarende valg fsva. forbrugstariffen. Dette er også rimeligt, idet der ud fra en symmetribetragtning bør være en korrelation imellem en forøget (hhv. en evt. reduceret) indfødningsstarif og en reduceret (hhv. en evt. forøget) forbrugstarif i et geografisk område

5.3 Forudsætninger vedr. tilslutningsvilkår – herunder afbrydelighed

Den samfundsøkonomiske analyse fastlægger det samfundsøkonomisk optimale udbygningsbehov af nettet, og i den forbindelse indgår anlæggenes tilslutningsvilkår ikke. Det ligger også implicit i den anvendte metode for den samfundsøkonomiske analyse, at det øvrige elsystem har samme ledige kapacitet/redundans i "nødsporet", uanset om der tilsluttes ekstra forbrug og tilhørende VE eller ej.

Det betyder specifikt, at der i den samfundsøkonomiske analyse ikke er opereret med begreber som "fuld netadgang" eller "begrænset netadgang" hverken for produktion eller forbrug.

Dette er det mest hensigtsmæssige i hele denne analyse, idet der undersøges for så store ekstra forbrugsmængder, at en evt. ledig kapacitet/reduktion i transmissionssystemet alligevel skal fordeles ud på mange nye anlæg og derfor formentlig ikke vil have væsentlig betydning for de enkelte anlæg i de scenarier, som belyses i denne analyse.

”Begrænset netadgang” eller ”afbrydelighed” vedrører i den forbindelse udelukkende aftalevilkårene imellem Energinet og aktørerne. Aftalevilkårene er afgørende for, hvad der skal betales for adgang til og brug af nettet – dvs. tariferingen – og dermed også for evt. kompensationer hvis en aftalt netadgang ikke kan opfyldes i en antaget driftssituation. Det sidste er specielt relevant ift. kompensation for nedregulering af forbrug pga. manglende netkapacitet.

Tilslutningsvilkår om afbrydelighed vedrører dermed udelukkende betaling for brug af nettet og evt. kompensation for manglende adgang til en aftalt netadgang – dvs. omfordeling imellem aktører, uden en egl. samfundsøkonomisk betydning ift. hvad der er samfundsøkonomisk optimalt ift. netudbygninger.

Afbrydelighed vil selvfølgelig i praksis udgøre en ekstra optimeringsmulighed, så længe der stadig er relativt god plads i nødsporet, hvilket formentlig vil være tilfældet for de første par GW af nyt fleksibelt forbrug/elektrolyse. Og for datacentre og centrale varmpumper er afbrydelighed formentlig ikke særlig relevant, da værdien af at køre med anlæggene, når der er behov for det, er forholdsvis høj. Afbrydelighed er desuden heller ikke den eneste mulighed for netprodukter; der kan til således altid overvejes muligheder for videreudvikling af netprodukter, hvis der bliver behov for det; f.eks. form af et ”fuld netadgang ved intakt net”-produkt eller lignende.

Af disse årsager har Energinets valgt ikke at inddrage det konkrete forslag om begrænset netadgang, som p.t. ligger til godkendelse hos Forsyningstilsynet, i denne analyse. Det vil blot komplicere både analysen og fortolkningen af resultaterne, og vil derfor gøre det vanskeligere at uddrage de vigtigste konklusioner, uden samtidig at bidrage med andre væsentlige aspekter.

5.4 Forudsætninger om tarifmodeller

Det bemærkes indledningsvis, at der i det følgende er set bort fra balancetariffer for forbrug og produktion. Det vil blot være et ekstra lille tarif-element, som ikke har væsentlig betydning ift. analysens formål, og det vil samtidig være et ekstra element, som vil komplicere både opbygningen af analysemodellen og også formidlingen af resultaterne.

Det bemærkes også, at de samfundsøkonomiske analyser foretages uden indregning af den adfærdspåvirkning, som forskellige tariffer i praksis vil have på driftsmønstret for pris-følsomme forbrugs- og produktions-anlæg. Der er altså tale om en to-trins-analyse, hvor der først er set på samfundsøkonomisk optimalitet, og hvor der derefter ses på, hvordan omkostningerne – alt-andet-lige – derefter skal fordeles.

5.4.1 Nuværende tarif- og ramme-vilkår

Fsva. analysen med indførelse af øgede muligheder for at anvende direkte linjer forudsættes det, at denne mulighed indføres, uden at der samtidig ændres i andre rammevilkår. Det vil specielt sige, at der tariferes med en fast energibaseret tarif for udtag fra, hhv. indførelse til, transmissionsnettet.

Indfødningsstariffen har ligget fast på 3 DKK/MWh siden 2011¹⁰. Denne tarif fastholdes i denne analyse.

Idet der kommer ekstra produktionsanlæg og dermed også ekstra indfødnings i elsystemet, vil dette give anledning til et ekstra provenu. Dette ekstra provenu modregnes i den tarifbetaling, som opkræves på forbrugssiden. Dette er den tilgang, der i forvejen anvendes for provenuet fra indfødningsstarifferne.

Det er – selvfølgelig – et krav i denne analyse, at Energinet via tarifieringen skal have et provenu til netop at dække sine omkostninger. For simpelheds skyld antages det i denne analyse, at det nuværende provenu-behov for det eksisterende transmissionssystem kan opgøres ved at tarifere forbrugs- og produktions-grundlaget fra 2018 (som beskrevet i afsnit 5.1 ovenfor) med system- og net-tarifferne fra 2021. Her anvendes altså den nyeste tarif for 2021: Systemtarif 61 DKK/MWh og nettarif (for TSO-tilsluttede kunder) 46 DKK/MWh samt indfødningsstarif 3 DKK/MWh.

Tabel 5-4 Tarif-niveau og -provenu

| Tarif-type | Tarif-niveau (DKK/MWh) | Tarif-provenu (MDKK/år) |
|--------------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Forbrugstarif: | | |
| Systemtarif | 61 | 1.992 |
| Nettarif i alt | 46 | 1.502 |
| – heraf til faste omkostninger | - 25 | - 817 |
| – heraf til variable omkostninger | - 21 | - 686 |
| Energinet system- og net-tarif i alt | 107 | 3.070 |
| Indfødningsstarif: | | |
| Indfødningsstarif | 3 | 86 |

Energinets omkostninger til forbrugsnettariffen kan desuden opdeles i betaling til kapacitetsomkostninger til forrentning og afskrivning, som betragtes som faste omkostninger, samt omkostninger til drift og vedligehold samt nettab, som betragtes som variable omkostninger. Der er netop foretaget en sådan opdeling for 2019- og 2020-tariffen ifm. arbejdet med netprodukter for at kunne fastlægge tariffen for begrænset netadgang. Denne opdeling resulterede for både 2019 og 2020 i, at en afbrydelig kunders andel af de variable omkostninger på 21 DKK/MWh. Der er ikke foretaget en tilsvarende opdeling for nettariffen for 2021, men da værdien var den samme for 2019 og 2020, er det rimeligt at antage, at den ligger på samme niveau i 2021. Denne opdeling anvendes derfor. Opdelingen er vist i Tabel 5-4 ovenfor og er i det følgende anvendt som forudsætning for analysen.

5.4.2 Muligt fremtidige tarif- og ramme-vilkår

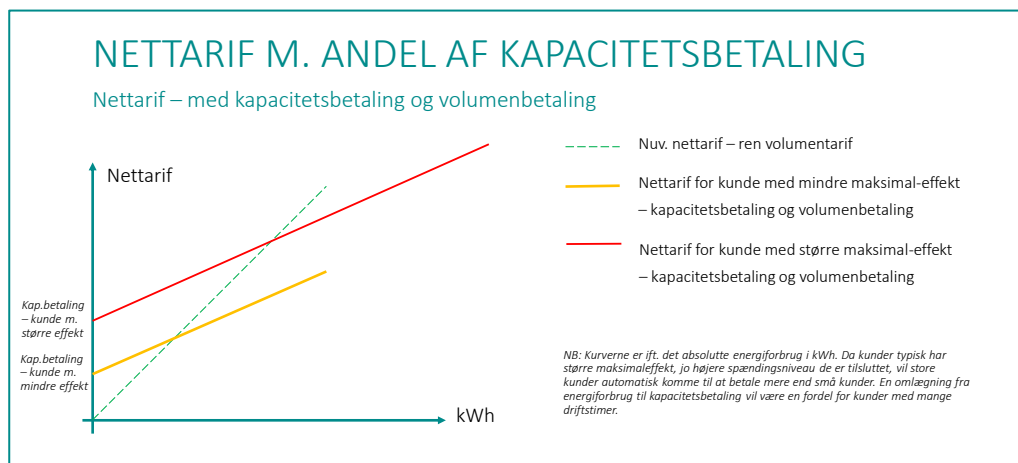
5.4.2.1 Nettarif – med andel af kapacitetsbetaling

Energinet overvejer at indføre en ny opkrævningsmodel for nettariffen. Kort fortalt overvejes det – fsva. store kunder tilsluttet på TSO-niveau¹¹ – at indføre en delvis kapacitetsbetaling for

¹⁰ Før 2011 det lå den fast på 2 DKK/MWh i DK1, hhv. 4 DKK/MWh i DK2 hhv i hvert fald siden 2005. Forfatterne af denne rapport ved ikke umiddelbart, hvad de var før det, og hvornår det blev indført – og det er i øvrigt uden betydning ift. den aktuelle analyse.

¹¹ Det overvejes samtidig at indføre en såkaldt TSO-DSO-model for tarifiering, hvor Energinet tariferer netselskaberne i stedet for som nu at tarifere alle de enkelte slutkunder tilsluttet i netselskabernes net. Netselskaberne skal så viderefakturere denne omkostning til deres kunder.

forbrug. Det forventes, at en ny tarifieringsmodel med en andel af kapacitetsbetaling kan blive indført indenfor få år. Denne model er illustreret i Figur 5-3 herunder.



Figur 5-3 Mulig ny tarifmodel for nettariffen

Det følgende kun er resultatet fra nogle indledende analyser om indførelse af en kapacitetsbetaling. Det vurderes dog, at det er brugbart ift. denne overordnede analyse til at illustrere konsekvenserne af en fremtidig tarifiering med en andel af kapacitetsbetaling. Det er en grundlæggende forudsætning, at en sådan omlægning skal være provenu-neutral for Energinet.

Det skal specielt understreges, at dette dermed ikke skal opfattes som et konkret forslag til hvordan en tarifieringsmodel med kapacitetsbetaling vil se ud og heller ikke som en indikation af hvad en fremtidig kapacitetsbetaling vil udgøre. Det er udelukkende en illustration af, hvordan det kan se ud, såfremt Energinet skulle opkræve alle de faste omkostninger i nettariffen som en ren kapacitetsbetaling.

Der er lavet en tilsvarende opstilling af en model med kapacitetsbetaling i notatet 18/08139-116 "Netprodukter – Konsekvensanalyse til FSTS". For nemheds skyld – og under hensyntagen til tidshorizonten for denne analyse – genanvendes de centrale resultater herfra uden uddybende forklaringer.

Som det er beskrevet i det notat, ville en antaget ækvivalent sum af forbrugskapaciteter på 10.576 MW give samme tarifprovenu til de faste omkostninger, som de eksisterende kunder skal betale ved den nuværende rene volumenbetaling. (NB: Denne tilgang sikrede samtidig, at der ikke ville ske en omfordeling imellem gruppen af C og B-kunder ift. gruppen af A-kunder.)

De variable omkostninger kunne tilsvarende sættes til 21 DKK/MWh, hvilket svarer til hvad der er beregnet som tarif for begrænset netadgang for 2019 og 2020. Da dette tal var uændret i to på hinanden følgende år, anvendes værdien også i denne analyse. (Dette er også beskrevet i afsnit 5.4.1.)

Såfremt de 817 MDKK/år i Tabel 5-4 ovenfor skulle opkræves som en kapacitetsbetaling, ville det svare til $(817 \text{ MDKK/år} / 10.576 \text{ MW}) = 77.207 \text{ DKK/MW/år}$.

En fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling fra store kunder – og hvor store kunder altså betaler deres andel af de faste omkostninger *udelukkende* som en kapacitetsbetaling – kunne altså se således ud.

Tabel 5-5 Mulig fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling fra store kunder

| Tarif-element | Tarif-niveau |
|---|------------------|
| Kapacitetsbetaling (faste omkostninger) | 77.207 DKK/MW/år |
| Volumenbetaling (variable omkostninger) | 21 DKK/MWh. |

Det skal bemærkes, at dette er baseret på en antagelse om, at man – fsva. de store kunder – i videst muligt omfang vælger at opkræve så stor en del af tariffen for de faste omkostninger som en kapacitetsbetaling. Der er endnu ikke foretaget vurderinger af, hvor stor en andel af de faste omkostninger, som i givet fald vil blive opkrævet som en kapacitetsbetaling. Dvs. at dette som nævnt ovenfor repræsenterer et maksimalt yderpunkt for en kapacitetsbetaling.

Det skal derfor også bemærkes, at såfremt en kapacitetsbetaling skulle udgøre en mindre andel, ville den volumenbaserede tarif selvfølgelig stige tilsvarende.

De eksisterende kunder på DSO-niveau (små, mellemstore og store) skal i denne analyse fortsat betale deres rimelige andel af de faste omkostninger.

For at holde modelanalysen så simpel som mulig repræsenteres alle de enkelte kunders maksimalforbrug derfor med en *ækvivalent* sum af de enkelte kunders maksimalforbrug på de anførte 10.576 MW.

Denne værdi kan – i analysen af tariffirkningen i en fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling – anvendes som tarifgrundlag for det eksisterende forbrug. Dette er udelukkende en modelmæssig simplifikation til brug for denne analyse. Simplifikationen sikrer, at de kundegrupper fortsat skal betale deres rimelige andel af kapacitetsomkostningerne, samtidig med at der i analysen ikke skal opereres med to forskellige tarifmodeller for hhv. små/mellemstore kunder og for store kunder. Da der i denne analyse antages alt-andet-lige for det eksisterende forbrug, er denne antagelse blot en pragmatisk måde at sikre dette på.

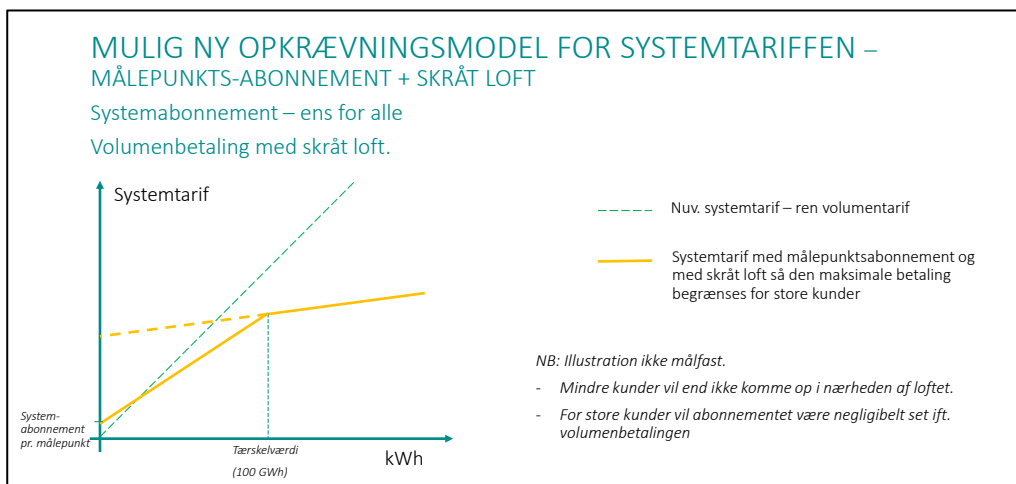
En afledt virkning af at definere en samlet forbrugskapacitet er, at den kan anvendes til at beregne en udnyttelsesgrad af det samlede, eksisterende eltransmissionssystem i form af et ækvivalent antal fuldlasttimer (FLH). Den beregnes som det årlige energiforbrug divideret med den *ækvivalente* sum af kunders maksimalforbrug; dvs. $32.661.464 \text{ MWh/år} / 10.576 \text{ MW} = 3.088 \text{ FLH/år}$.

Dette tal vil kunne anvendes som sammenligningsgrundlag for at vise, om tilførsel af nyt forbrug med forskellige forbrugsmønstre, forøger eller reducerer udnyttelsen af det samlede eltransmissionsnet. Denne udnyttelsesgrad vil derfor blive brugt i det følgende til brug for perspektivering af nogle af analyseresultaterne.

5.4.2.2 Systemtarif – med fast abonnement og med lavere tarif over en "knæk"-værdi.

Energinet arbejder p.t. med en ny opkrævningsmodel for systemtariffen. Kort fortalt overvejes der at indføre et fast abonnement pr. målepunkt (dvs. det samme uanset spændingsniveau og energiforbrug) samt en degression, så forbrug over en vis tærskelværdi tariferes med en lavere marginalomkostning end forbrug under tærskelværdien. Denne model er illustreret i Figur 5-4

herunder. Det er også her en grundlæggende forudsætning, at en sådan omlægning skal være provenu-neutral for Energinet.



Figur 5-4 Mulig ny tarifmodel for systemtariffen

Det er pga. abonnementsdelen og tærskelværdien (eller ”knækket”) en ikke-lineær tarifmodel, hvilket indebærer, at den er lidt vanskelig at implementere på simpel vis i denne reducerede analyse. Specielt fordi datagrundlaget fsva. de eksisterende kunder ikke indeholder information om de enkelte kunder men kun aggregerede tal, og også fordi de nye store kunder, som belyses i denne analyse, vil have et forbrug, som ligger over det viste knæk-punkt.

Der er derfor – i denne analyse – i implementeringen af denne tarifmodel for systemtariffen lavet nogle work-arounds, som sikrer, at modellen passer ind i analysens struktur *uden* at forvråde resultaterne. Af hensyn til forståelsen af nogle af resultaterne beskrives det kort her.

Abonnementet antages i denne analyse at skulle dække ca. knap 30 % af Energinets provenu-behov til systemtariffen. Den er i denne analyse sat til 28,9 %, hvorved abonnementsdelen bliver et ”pænt, rundt tal” på 180 DKK/målepunkt/år, når der antages 3,2 mio. målepunkter. Når dette beløb trækkes ud af systemtariffen, bliver den nødvendige marginalpris reduceret tilsvarende. Hvis den nuværende systemtarif på 61 DKK/MWh reduceres med 28,9 %, ender den på 43,4 DKK/MWh.

Abonnementsbetalingen for alle de mange *eksisterende* kunder er i denne analyse indregnet som en *ækvivalent* kapacitetsbetaling. Denne ækvivalente kapacitetsbetaling er tilpasset i størrelse, så den giver præcis det samme tarifprovenu, som de eksisterende kunder skulle betale som abonnement. Den må derfor ikke forveksles med en egl. kapacitetsbetaling for systemtariffen, som der vel at mærke *ikke* er nogen overvejelser om.

Fsva. den variable betaling får alle de eksisterende kunder den marginaltarif, der svarer til hældningen af tarifkurven *før knækket* i Figur 5-4. Med det nuværende tarifgrundlag vil det svare til de omtalte 43,4 DKK/MWh.

Fsva. de nye store kunder, så antages det, at deres træk fra nettet ligger over knækket i Figur 5-4.

Fsva. den variable betaling får de nye store kunder derfor den marginaltarif, der svarer til hældningen af tarifkurven *efter knækket* i Figur 5-4. Denne hældning er på 10 % af hældningen før knækket; dvs. 4,3 DKK/MWh. Knækket er i denne analyse sat ved 100 GWh/år; denne værdi er valgt, da det i sin tid var grænsen for PSO-fritagelse.

Dette efterlader en ikke-betalt tarif svarende til skæringspunktet imellem den stiplede linje og 2. akse i Figur 5-4. Denne tarifbetaling opkræves i stedet som en *ækvivalent* kapacitetsbetaling for det nye forbrug, og den tilpasses, så den giver præcis det korrekte tarifprovenu. Den må derfor heller ikke forveksles med en egl. kapacitetsbetaling for systemtariffen, som der ikke er nogen overvejelser om.

Endelig er der – i denne analyse – for de nye store kunder set bort fra abonnementsdelen, da det alligevel vil være negligibelt ift. deres samlede betaling.

5.4.2.3 Overvejelser vedr. geografisk differentiering af indfødnings og forbrugs-tariffer

Det vurderes umiddelbart, at en geografisk differentiering af forbrugstariffen ikke vil kunne være et særlig stærkt lokaliseringssignal for nyt forbrug, hvis det skal sættes på en rimelig værdi indenfor de hensyn, som ligger i Elforsyningslovens regler om prisfastsættelse efter en evt. ophævelse af forbuddet imod geografisk differentiering.

Da det samtidig vil komplicere analysen, og da der bl.a. ikke foreligger en geografisk opdeling af det eksisterende forbrug og produktion, har Energinet i denne analyse valgt at se bort fra geografisk differentiering af forbrugstarifferne.

Fsva. en geografisk differentiering af indfødningsstariffen så vurderes det også her, at det ikke vil være et særlig stærkt lokaliseringssignal for ny produktion. Som beskrevet i afsnit 5.4.2.4 lige herefter kan der i stedet gives et kraftigt lokaliseringssignal for ny produktion via et geografisk differentieret tilslutningsbidrag, som i denne analyse repræsenteres ved en ækvivalent årlig kapacitetsbetaling for indfødningsret.

Da det samtidig vil komplicere analysen, og da der bl.a. ikke foreligger en geografisk opdeling af det eksisterende forbrug og produktion, har Energinet i denne analyse valgt at se bort fra geografisk differentiering af både forbrugs- og indfødningsstarifferne.

Udover et geografisk differentieret tilslutningsbidrag er det desuden i denne analyse valgt ikke at ændre på den principielle betalingsfordeling imellem forbrug og produktion. Det betyder, at indfødningsstariffen derfor i denne analyse med en mulig fremtidig tarifmodel fastholdes på de nuværende 3 DKK/MWh, mens den faste og variable del af forbrugstariffen justeres ift. ændringerne i CAPEX og OPEX.

5.4.2.4 Geografisk differentieret tilslutningsbidrag for produktionsanlæg

Som der er redegjort for i afsnit 5.2.2, er der overvejelser om at indføre et geografisk differentieret tilslutningsbidrag for produktion.

Da der i den samfundsøkonomiske del af denne analyse foretages beregninger på årlige omkostninger, er de CAPEX-omkostninger til forstærkninger af lokalt og af bagvedliggende net, som skal henføres til produktionsanlæg, omregnet til et årligt provenubehov fordelt ud over en antagen afskrivningshorisont på 20 år for en ekstern aktør. Dette provenubehov er i denne analyse med en mulig fremtidig tarifmodel repræsenteret ved en ækvivalent årlig kapacitetsbetaling.

Mængden af nødvendigt net afhænger af de enkelte scenarier og den ækvivalente kapacitetsbetaling beregnes derfor først i selve analysen.

6. Fordelingsanalyser under hhv. NUV. og mulige NYE tarif- og rammevilkår

6.1 Overordnet beskrivelse af fordelingsmæssig analyse

De fordelingsmæssige aspekter for hver af de tre forbrugsteknologier ved de tre antagne scenarier og under antagelse af hhv. de nuværende og muligt nye tarif- og rammevilkår er beskrevet i det følgende.

Analysen opsummerer:

- de forventede ændringer i omkostninger til bagvedliggende net
- de forventede omkostninger til netforstærkning i det lokale/nære net bagved kundens tilslutningspunkt¹²
- det samlede nye provenubehov for Energinets tarifiering efter omkostninger til netforstærkninger, og det samlede nye tariferingsgrundlag inkl. det nye forbrug/udtag og produktion/indfødning,
- den forventede årlige tarifbetaling fra de nye netbrugere afhængig af deres tilslutningsvilkår og dermed deres tarifgrundlag,
- og med den forventede årlige tarifpåvirkning for øvrige forbrugere som følge af dels ændringen af kapacitetsomkostninger i det bagvedliggende net og omkostninger til netforstærkning i det lokale net, og dels tarifbetalingen fra de nye netbrugere.

Referencen for dette vil i alle tilfælde være situationen, hvor den nye netbruger *ikke* kommer.

Bemærk, at da der i denne del af analysen skal foretages en vurdering af de tarifmæssige konsekvenser for de øvrige forbrugere, er de *absolutte* størrelser af nyt forbrug og ny produktion af betydning. Det skyldes, at det er kapaciteten af nye anlæg set ift. kapaciteten af alle de eksisterende anlæg i elsystemet, som vil afgøre hvor stor *vægt* de nye anlæg har ift. de eksisterende anlæg – og dermed den resulterende tarifvirkning.

Dette kan nemt ses, ud fra at tariffen for et hvilket som helst tarifelement kan beregnes som provenubehovet for tarifelementet divideret med det tilsvarende tarifgrundlag.

- Hvis det nye forbrug/produktion er meget småt ift. alt det eksisterende, kan det stort set ikke ændre den samlede tarif.

$$\text{Tarif} = \frac{X0 + x1}{Y0 + y1} \approx \frac{X0}{Y0}$$

- Hvis det nye forbrug/produktion er sammenligneligt i størrelse med det eksisterende, vil de have omtrent lige stor vægt.

$$\text{Tarif} = \frac{X0 + X1}{Y0 + Y1}$$

- Og hvis det nye forbrug/produktion er markant større end alt det eksisterende, vil det i alt væsentligt være det nye, som vil afgøre den resulterende tarif for det eksisterende forbrug/produktion.

$$\text{Tarif} = \frac{x0 + X1}{y01 + Y1} \approx \frac{X1}{Y1}$$

¹² NB: Der er ikke medtaget selve nettilslutningsomkostningen for kundens anlæg i en station, da dette er kundens egen omkostning. Forskelle i nettilslutningsomkostninger pga. tilslutning sammen med produktionsanlæg med direkte linjer vs. individuel tilslutning indgår dermed ikke i analysen. Dette er vurderet separat og på kvalitativt niveau i kapitel **Fejl! Henvsningskilde ikke fundet.** Det betragtes dermed blot som en del af den samlede investering, som kunderne laver i deres egne forbrugs- og prpduktions-anlæg.

Denne del af analysen belyser derfor de tarifmæssige konsekvenser af hvad der sker i hvert af scenarierne under de forskellige tarif- og rammevilkår og under antagelse af de antagne mængder af ny kapacitet for hver teknologi samt under antagelse af, at disse anlæg drives samfundsøkonomisk optimalt, som antaget i den samfundsøkonomiske analyse (jf. afsnit 3.12).

Det skal derfor understreges, at de her beregnede fordelingsmæssige konsekvenser er under forudsætning af, at kunden har truffet en investeringsbeslutning for sine forbrugs- og produktions-anlæg i de antagne tilslutnings-scenarier (dvs. med de antagne lokationer, med de antagne tilslutningsformer – Direkte Linjer (DL) eller Individuel Tilslutning (IT), og med de antagne kapaciteter – fuld kapacitet (fuld kap.) eller reduceret kapacitet (red.kap.)). Og det er også under forudsætning af, at kunden driver sine anlæg samfundsøkonomisk optimalt, uanset hvilken marginalpris de nye anlæg i øvrigt betaler på tariffen. Den sidste antagelse om et samfundsøkonomisk optimalt driftsmønster har formentlig størst betydning for elektrolyseanlæg, hvor marginalprisen på den samlede energiregning (energi plus transport) holdes op imod anlæggets kip-pris, som primært afhænger af brint-prisen.

Det betyder specielt, at disse fordelings-analyser dermed ikke giver informationer om, hvorvidt rammevilkårene og de tilhørende tarifieringer har *afgørende betydning* for, om en kunde træffer en investeringsbeslutning eller ej. Analysen kan heller ikke give informationer om, hvorvidt scenariet i sig selv er realistisk eller ej. Det må i stedet vurderes *efterfølgende* på baggrund af de økonomiske incitamenter, som kunden dermed bliver stillet overfor.

Det er væsentligt at gøre dette klart, for det betyder, at det ikke er muligt at sige, om det relevante referencegrundlag for en tarifvirkning for øvrige forbrugere for DL ift. en IT er:

- om kunderne under alle omstændigheder ville tilslutte sine anlæg de samme steder og med samme anlægskapacitet,
- om kunderne vil tilslutte sine anlæg med samme anlægskapacitet men med andre placeringer,
- eller om kunderne i stedet tilslutter anlæg både med andre placeringer og med en reduceret anlægskapacitet; eller evt. slet ikke komme.

Analyserne kan altså kun opgøre det økonomiske incitament for kunderne ved tilslutning med direkte linjer vs. individuel tilslutning for de antagne scenarier og ved de antagne tarif- og rammevilkår – altså de nuværende eller de muligt nye.

6.2 De analyserede scenarier

Der er – som beskrevet i afsnit 3.9 – for hver teknologi opstillet en samlet analysemodel med de 3 forskellige tilslutningsscenarier. Tabel 6-1 herunder giver en oversigt over præcist hvad der er belyst i denne del af analysen.

Tabel 6-1 Belyste teknologier og scenarier

| Forbrugs-Teknologi | Scenarie | Ekstra forbrugs-kapacitet (GW) | Ekstra vind (GW) | Ekstra sol (GW) | Enhedsstørrelse af forbrugsanlæg (MW) |
|--------------------|-------------|--------------------------------|------------------|-----------------|---------------------------------------|
| Elektrolyse | DL | 5 | 4,15 | 8,3 | 500 |
| | IT-fuldkap. | 5 | 4,15 | 8,3 | |
| | IT-red.kap. | 2 | 1,66 | 3,32 | |
| | | | | | |
| Datacentre | DL | 1 | 1,285 | 2,57 | 200 |

| | | | | | |
|---------------------------|-------------|-----|-------|-------|-----|
| | IT-fuldkap. | 1 | 1,285 | 2,57 | |
| | IT-red.kap. | 0,4 | 0,514 | 1,028 | |
| | | | | | |
| Centrale var- mepumper | DL | 0,5 | 0,44 | 0,44 | 100 |
| | IT-fuldkap. | 0,5 | 0,44 | 0,44 | |
| | IT-red.kap. | 0,2 | 0,176 | 0,176 | |

Dvs. at der er belyst i alt 3 teknologier – elektrolyse, datacentre og centrale varmepumper – og 3 scenarier – 'EP', 'IT-fuld kap.' og 'IT-Red.kap.'. Som beskrevet i afsnit 3.9 er der ved scenarierne med reducerede kapaciteter antaget, at der pga. adfærdsvirkningen kun kommer 40 pct. af den mængde ny forbrugskapacitet, som er antaget i de fulde scenarier.

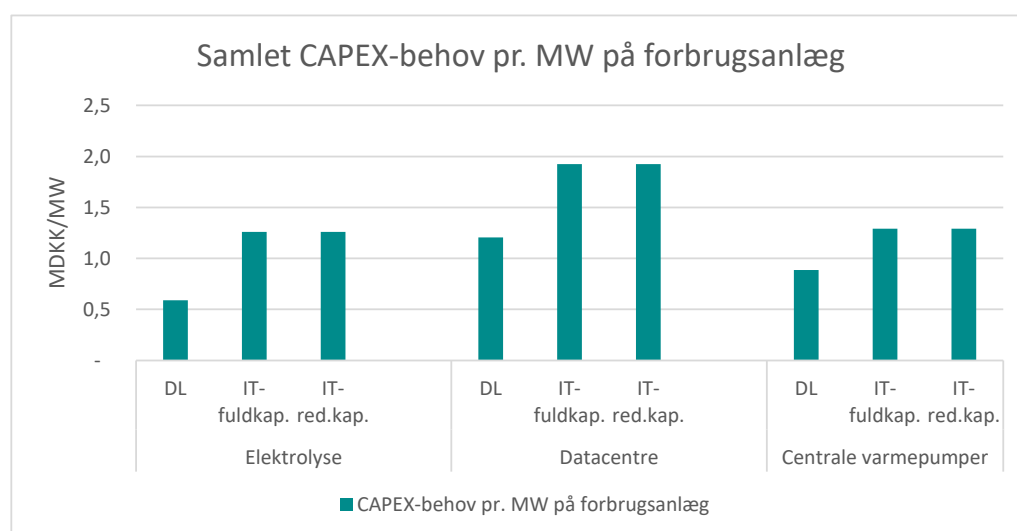
6.3 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

Behovet for ekstra CAPEX til netudbygninger som følge af nettilslutning af de antagne forbrugskapaciteter med tilhørende produktionsanlæg i hvert af scenarier er fastlagt i den samfundsøkonomiske analyse. I den samfundsøkonomiske analyse, se afsnit 4.2, er der regnet på en årlige omkostning svarende til den samfundsøkonomisk optimale mængde af ny netkapacitet, men analysen har dermed også fastlagt selve den ekstra netkapacitet, som bør etableres. Med de i afsnit 3.11 angivne enhedspriser kan det omsættes direkte til den tilsvarende CAPEX.

Da der som nævnt i afsnit 5.2.1 er antaget proportionalitet imellem OPEX og CAPEX, vil OPEX variere direkte proportionalt med CAPEX. OPEX berøres derfor ikke nærmere i det følgende, men indgår selvfølgelig i alle dele af analysen.

Der er antaget forskellige mængder af ny forbrugskapacitet for hver af teknologierne, og behovet for ekstra net pr. MW varierer også pr. forbrugsteknologi. Set ift. transmissionsnettets omkostninger er det enhedsomkostningerne (MDKK) pr. kapacitetsenhed (MW), som er mest relevant.

Figur 6-1 herunder viser derfor det samlede CAPEX-behov pr. MW ny forbrugskapacitet for de 3 forbrugsteknologier og for hvert af de 3 scenarier. (Da der lige her udelukkende ses på behovet for nyt net, bliver enhedsomkostningen den samme for de to IP-tilslutninger med fuld, hhv. red. kapacitet.)



Figur 6-1 CAPEX-behov normeret pr. MW

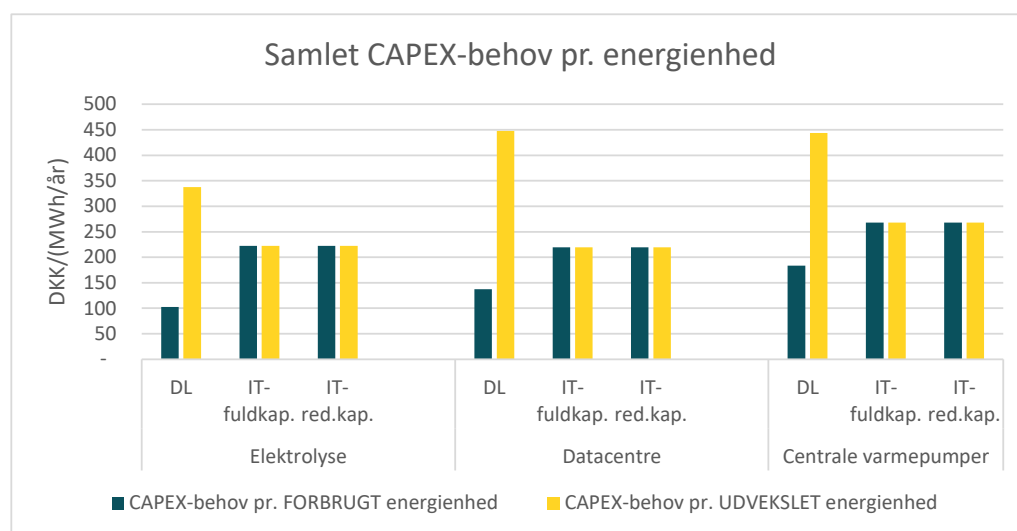
Det noteres, at CAPEX-behovet for alle forbrugsteknologier er markant lavere ved DL-nettilslutning ift. IT-nettilslutning. For elektrolyse er det endda under halvdelen. Dvs. at den samme udbygning af transmissionsnettet – alt-andet-lige – vil muliggøre nettilslutning af ca. dobbelt så meget elektrolysekapacitet med DL-nettilslutning ift. med IT-tilslutning.

Det viser, at den samme netudbygning f.eks. elektrolyse kan understøtte ca. dobbelt så meget ny forbrugs- og produktions-kapacitet ved DL-tilslutning ift. ved IT. For de 2 øvrige teknologier er det ca. halvanden gang så meget.

Dette resultat skyldes - selvfølgelig - primært, at der i antagelserne om geografiske placeringer eksplicit er antaget, at der vil ske en væsentligt lavere grad af samplacering ved IT, hvis der *ikke* er et rammevilkår, som giver producenter og forbrugere økonomiske incitamenter til at lægge vægt på samplacering. Det er derfor – i denne analyse – en selvopfyldende antagelse, at der ved IT skal etableres væsentligt mere net til at transportere store mængder energi fra overskudsområder til forbrugsområder. MEN det illustrerer samtidig meget tydeligt betydningen af at sikre *samplacering* imellem ny VE-produktion og nyt, stort forbrug, og dermed også at sikre, at kunderne har økonomiske incitamenter til at gøre det.

Set fra kundernes synsvinkel er enhedsomkostningerne pr. energienhed ofte mere relevante. Når der ses på enhedsomkostningerne pr. energienhed, er det – for DL – nødvendigt at skelne imellem, om det er en MWh forbrugt i forbrugsanlægget, eller om det er en MWh trukket fra det kollektive net. (Ved individuel tilslutning er de to tal selvfølgelig identiske.)

Figur 6-2 herunder viser derfor det samlede CAPEX-behov ift. energi for de 3 forbrugsteknologier og for hvert af de 3 scenarier.



Figur 6-2 CAPEX-behov normeret pr. FORBRUGT, hhv. pr. UDVEKSLET energienhed (MWh/år)

Her ses det – ikke overraskende – at enhedsomkostningen pr. *forbrugt* MWh er lavere end pr. *udvekslet* MWh for DL-tilslutning, samt at enhedsomkostningen for IT-tilslutning ligger derimellem. Det afspejler blot, at en DL-kunde får dækket en betydelig del af sit energibehov via egne produktionsanlæg bag måleren.

Hvad angår enhedsprisen pr. *forbrugt* MWh – som formentlig er det mest relevante ift. kunders investeringsbeslutninger – så er den lavere ved DL-tilslutning end ved IT-tilslutning, og med ca. samme forhold som kapacitetsomkostningerne vist i Figur 6-1. Det betyder, at hvis den samlede energipris inkl. transportomkostningen til nettet har stor betydning for kundens samlede forretningsplan, så vil en mulighed for DL-tilslutning dermed også have stor betydning.

6.4 Nye tariffer for eksisterende kunder som følge af dynamisk virkning af det nye forbrug og den nye produktion – ved hhv. nuv. og ny tarifmodel

Når større mængder nyt forbrug og ny produktion bliver nettilsluttet, påvirker det ikke blot omkostningerne til nyt net. Det giver også anledning til et ændret tarifgrundlag, idet der udveksles mere energi med det kollektive net.

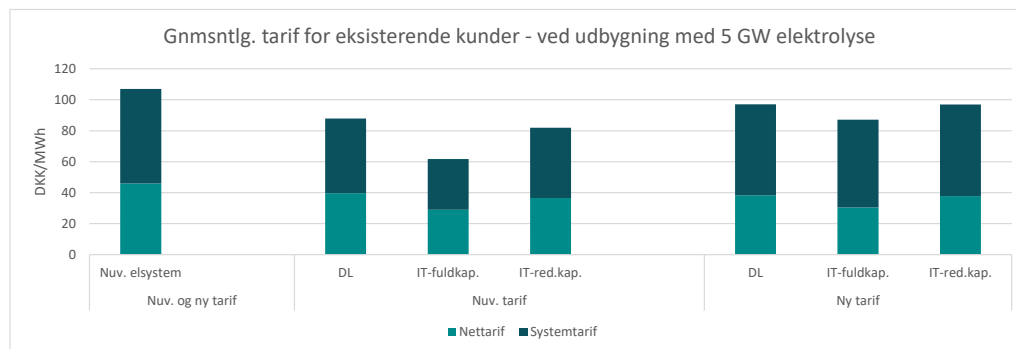
Idet tarifferne – som beskrevet i indledningen af dette kapitel – beregnes som det nødvendige provenu divideret med tarifgrundlaget, kan der for hver af forbrugsteknologierne i hvert af de tre scenarier beregnes, hvad den resulterende tarif ville blive i det antagne scenarie.

Det beskrives i det følgende for hver enkelt forbrugsteknologi separat, idet mængden af nyt forbrug set ift. det eksisterende forbrug er markant forskellig for hver enkelt af de 3 forbrugsteknologier.

6.4.1 Elektrolyse

Figur 6-3 herunder viser hvordan den *gennemsnitlige* tarif (beregnet som DKK/MWh) må forventes at udvikle sig for de eksisterende kunder ved en alt-andet-lige-betragtning ved nettilslutning af 5 GW elektrolyse i de forskellige tilslutningsscenarier og ved nuværende og mulig ny tarifmodel.

Ved 5 GW nyt forbrug og med et årligt energiforbrug på ca. 28 TWh er dette forbrug sammenligneligt med det samlede forbrug i det eksisterende energisystem. Der må derfor forventes en omtrent ligelig betydning af det eksisterende og det nye forbrug i beregningen af en ny tarif for de eksisterende kunder.



Figur 6-3 Gennemsnitlig tarifpåvirkning for eksist. kunder ved udbygning med 5 GW elektrolyse

Den samlede tarif er opdelt i nettarif og systemtarif. Påvirkningen på hver af de to dele af tariffen gennemgås separat, da der er tale om to ret forskellige mekanismer.

Påvirkning på nettariffen:

- Påvirkningen på nettariffen for de eksisterende kunder er omtrent den samme for hvert tilslutningsscenarie uanset om der er tale om nuværende eller ny tarifmodel. (Dvs. at de grønne søjler parvist er ca. lige høje i Figur 6-3.) Det indikerer, at tarifmodellen for nettariffen alt-andet-lige ikke har væsentlig betydning ift. hvor meget de bidrager *ekstra* med til dækning af de samlede omkostninger set ift. hvor mange *ekstra* omkostninger de giver anledning til ved de forskellige tilslutningsmodeller. Tarifpåvirkningen for de øvrige kunder er i hvert fald ca. den samme.

Dette kunne umiddelbart tolkes som om opkrævningsmodellen for nettariffen dermed ikke har væsentlig betydning i det hele taget. Men elektrolyse er en kundetype med et stort energiforbrug ift. deres kapacitetsbehov – dvs. at de har mange driftstimer – således at kapacitetsomkostningerne i en ny tarifmodel fordeles ud over mange driftstimer. Og da kapacitetsselementet i en ny tarifmodel for nettariffen netop skal sikre omkostningsdækning fra store kunder med få driftstimer, er resultatet ved nærmere eftertanke ikke overraskende.

Ved stort energiforbrug og med IT-tilslutning kommer det nye forbrug dog til at betale en betydelig andel af de samlede omkostninger til nettariffen, hvorved nettariffen for de eksisterende kunder reduceres mest i det tilfælde. Dette ses mest tydeligt ved søjlen for IT-fuldkap.

Dette er ved nærmere eftertanke ret bemærkelsesværdigt. For jf. afsnit 6.3 var CAPEX-behovet pr. MW ny forbrugskapacitet og pr. MWh *forbrugt* energi ca. det halve ved DL-tilslutning frem for ved IT-tilslutning. Så den tilslutningsform, der giver anledning til størst CAPEX, giver samtidig anledning til størst tarifreduktion for de eksisterende kunder. Så *såfremt* det var et selvstændigt formål at holde tarifferne så lave som muligt *alene for de eksisterende kunder*, så ville dette reelt tilsige, at man skulle gå efter rammevilkår, der giver anledning til større samlede omkostninger. Det virker umiddelbart paradoksalt.

Dette kan indikere, at de nye netbrugere ved IT-tilslutning kommer til at betale en uforholdsmæssig stor andel af omkostningerne i nettariffen, samtidig med at det giver anledning til samlet set større omkostninger.

Påvirkning på systemtariffen:

- Nuværende tarifmodel: Fsva. systemtariffen så er provenubehovet i denne analyse antaget uændret. Det betyder, at ændringer i systemtariffen er forårsaget af forøgelsen af udvekslede MWh med nettet, så omkostningerne fordeles ud på flere MWh. Og da det nye forbrug er forholdsvis stort, bidrager de nye netbrugere derfor i betydelig grad til at reducere systemtariffen for de eksisterende kunder. Dette ses igen mest tydeligt ved søjlen for IT-fuldkap. ved nuv. tarifmodel. Det kan i den forbindelse bemærkes, at hvis der var en egl. omkostningsægte tarifiering af systemtariffen, så burde en forøgelse eller formindskelse af tarifgrundlaget ikke påvirke tariffen i væsentlig grad, idet en ændring i tarifbetalingen fra én kunde modsvarer de ændringer i omkostninger, som den samme kunde giver anledning til. Dette resultat afspejler derfor, at der er grund til at se på opkrævningsmodellen for systemtariffen – og det arbejde pågår netop nu.
- Ved mulig ny tarifmodel: Fsva. systemtariffen så er den muligt nye tarifmodel som udgangspunkt designet til at være provenuneutral ift. alle de eksisterende kunder under ét. Derudover er den også designet med en "mængderabat" for meget store kunder, samtidig med at den fortsat også er provenuneutral ift. alle kunder, når der kommer flere netbrugere til. De nye store kunders energiforbrug giver derfor anledning til lille reduktion af systemtariffen for de eksisterende kunder, men ikke nær så markant som ved den nuværende tarifmodel.

Den overordnede observation fsva. den dynamiske påvirkning af den samlede tarif for de eksisterende kunder er, at det – uanset tilslutningsscenario - i alle tilfælde giver anledning til en lavere samlet tarif, og at der – når der som ved elektrolyse er tale om store mængder nyt forbrug – endda er tale om en mærkbar reduktion for de eksisterende kunder ift. den nuværende tarif. Dvs. at det uanset hvad vil være en win-situation for de eksisterende kunder. Der er altså tale om en synergi-gevinst, hvor de eksisterende kunder i alle tilfælde får en andel af denne synergi-gevinst – og i nogle tilfælde endda en betydelig andel. Men det skal bemærkes, at denne

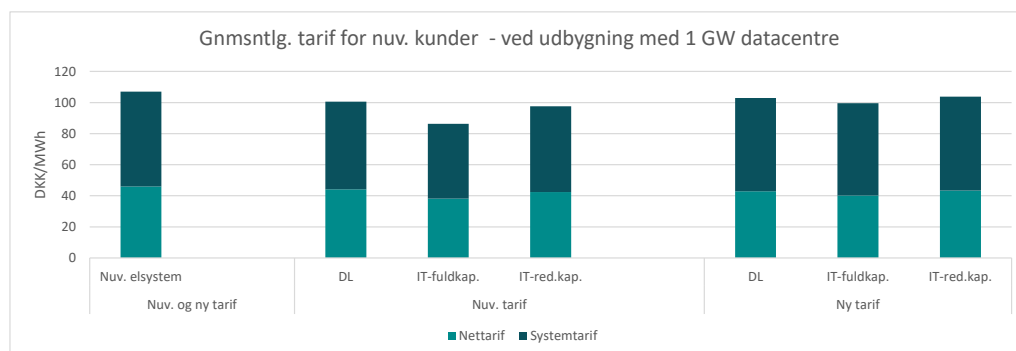
gevinst er afhængig af, at det nye forbrug rent faktisk kommer – og hvis det ikke kommer, så kommer synergigevinsten heller ikke.

Så lige som man ikke skal "sælge skindet, før bjørnen er skudt", så skal man heller ikke indregne en mulig tarifreduktion, før de kommercielle aktørers investeringsbeslutninger rent faktisk er truffet.

6.4.2 Datacentre

Figur 6-4 herunder viser hvordan den *gennemsnitlige* tarif (beregnet som DKK/MWh) må forventes at udvikle sig for de eksisterende kunder ved en alt-andet-lige-betragtning ved nettilslutning af 1 GW datacentre i de forskellige tilslutningsscenarier og ved nuværende og mulig ny tarifmodel.

Ved 1 GW nyt forbrug og med et årligt energiforbrug på ca. 8,8 TWh nærmer dette forbrug sig den samme størrelsesorden som det samlede forbrug i det eksisterende energisystem. Der kan derfor forventes en mærkbar men ikke voldsom påvirkning af tariffen for de eksisterende kunder.



Figur 6-4 Gennemsnitlig tarifpåvirkning for eksist. kunder ved udbygning med 1 GW datacentre

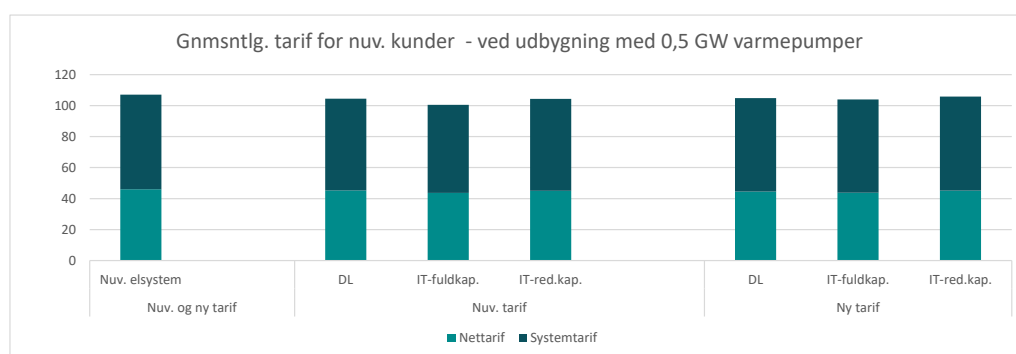
Helt overordnet er der den samme tendens som ved elektrolyseanlæg.

- Dvs. at nettariffen parvist er den samme ved nuv. og ny tarifmodel, og at reduktionen af nettariffen er størst ved IT-fuldkap. Da der er tale om en væsentlig mindre mængde nyt forbrug og produktion, er den absolutte påvirkning på tariffen for de eksisterende kunder dog tilsvarende mindre.
- Fsva. systemtariffen er der også tale om samme tendens med at de eksisterende kunder får en betydelig del af synergigevinsten ved den nuværende tarifmodel. Det ses igen ved IT-fuldkap. Og ved en mulig ny tarifmodel giver datacentrenes energiforbrug også her anledning til lille reduktion af systemtariffen for de eksisterende kunder, men ikke nær så markant som ved den nuværende tarifmodel.

6.4.3 Centrale varmepumper

Figur 6-5 herunder viser hvordan den *gennemsnitlige* tarif (beregnet som DKK/MWh) må forventes at udvikle sig for de eksisterende kunder ved en alt-andet-lige-betragtning ved nettilslutning af 0,5 GW centrale varmepumper i de forskellige tilslutningsscenarier og ved nuværende og mulig ny tarifmodel.

Ved 0,5 GW nyt forbrug og med et årligt energiforbrug på ca. 2,4 TWh er dette forbrug væsentligt mindre end det samlede forbrug i det eksisterende energisystem. Den samlede påvirkning på tariffen for de eksisterende kunder vil derfor være meget begrænset.



Figur 6-5 Gennemsnitlig tariffårvirkning for eksist. kunder ved udbygning med 1GW varmepumper

Helt overordnet er der den samme tendens som ved elektrolyseanlæg og datacentre, men da der er en relativt lille mængde ny forbrugskapacitet, er den absolutte påvirkning af tariffen for de eksisterende kunder meget lille. Også her er tendensen mest synlig ved IT-fuldkap.

6.5 Samlet årlig betaling for nye netbrugere

Evalueringen af tariffårvirkningen for de eksisterende kunder leder direkte over i spørgsmålet om, hvordan billedet ser ud for de nye netbrugere, og om de kommer til at betale en rimelig og omkostningsægte andel af de omkostninger, som de giver anledning til. Og det er specielt interessant, om de nye netbrugere kommer til at betale en uforholdsmæssig stor andel af de samlede omkostninger ift. de omkostninger, som de giver anledning til, således at de kun får en meget lille andel af den synergigevinst, som de foranlediger. Det må antages, at dette kan have meget stor betydning for, om de i det hele taget kommer eller ikke. Dette belyses herunder.

Hele analysen – både den samfundsøkonomiske og den fordelingspolitiske – er som tidligere nævnt bygget op omkring nye forbrugs- og produktions-anlæg med *matchende* års-forbrug og års-produktion af energi, og med en *typisk enhedsstørrelse* for forbrugsanlægget for hver af teknologierne.

I dette afsnit ses der på den *gennemsnitlige samlede* årlige betaling for ét sådant forbrugsanlæg (med den antagne enhedsstørrelse for forbrugsanlægget for de enkelte forbrugsteknologier) og de tilhørende produktionsanlæg.

Det skal bemærkes, at denne *gennemsnitlige* samlede årlige betaling gennemsnittet dækker over, at der ved ny tarifiering – pga. det antagne geografisk differentierede tilslutningsbidrag for produktion – vil være en betydelig spredning på den årlige betaling afhængig af hvilke områder de enkelte anlæg er antaget tilsluttet i. Dette er *ikke* medtaget i denne opsummering. Ligeledes er der her ikke gengivet noget om *fordelingen* imellem hvilken del af betalingen, der hidrører fra forbrugs-/indfødnings-delen, hhv. fra produktions-/udtags-delen af det samlede anlæg¹³.

Af hensyn til at kunne foretage en rimelighedsvurdering af, om de nye netbrugere kommer til at betale en rimelig andel af de samlede omkostninger, er der desuden beregnet det ekstra provenubehov, som opstår pr. anlæg som følge af de nye netbrugeres tilstedeværelse.

I dette afsnit ses der kun på den gennemsnitlige betaling *pr. energienhed* – enten udvekslet eller forbrugt – for disse nye forbrugsanlæg og med de tilhørende produktionsanlæg, idet dette

¹³ Energinet har vurderet, at fordelingen af de årlige betalinger imellem produktion/indfødnings og forbrug/udtag samt den geografiske forskel ved ny tarifiering pga. det antagne geografisk differentierede tilslutningsbidrag for produktion i sig selv ikke er relevant ift. denne analyse. Alle disse resultater er derfor lagt i et separat bilag 1.

er relevant ift. nye netbrugeres investeringsbeslutninger. Dvs. at der er tale om den *samlede* indfødnings- og udtags-betaling for disse kombinationer af forbrugs- og produktions-anlæg afhængig af deres tilslutningsform og relative geografiske placering, og altså *ikke* kun om en betaling for forbrug eller udtag.

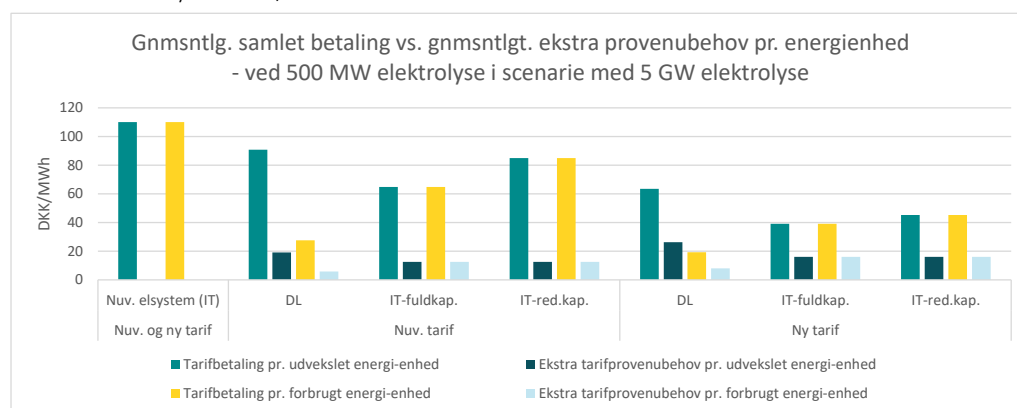
Af hensyn til at kunne foretage en rimelighedsvurdering af, om det nye forbrug kommer til at betale en rimelig andel af de samlede omkostninger, er der desuden beregnet hvor stort det ekstra provenubehov er pr. energienhed.

Det beskrives i det følgende for hver enkelt forbrugsteknologi separat, idet mængden af nyt forbrug set ift. det eksisterende forbrug er forskellig for hver enkelt af de 3 forbrugsteknologier.

6.5.1 Elektrolyse

Figur 6-6 herunder viser de gennemsnitlige betalinger, hhv. ekstra provenubehov, pr. energienhed for de nye netbrugere ved en alt-andet-lige-betragtning ved nettilslutning af 5 GW elektrolyse i de forskellige tilslutningsscenarier og ved nuværende og mulig ny tarifmodel.

Det kan indledningsvis nævnes, at de gennemsnitlige *betalinger* pr. energienhed ved den *nuværende* tarifmodel svarer til det billede, som blev vist for tarifpåvirkningen for eksisterende kunder i afsnit 6.4. Den væsentligste forskel er, at indfødningsstariffen er regnet med, fordi der her ses på den *samlede* betaling fra produktion og forbrug for brug af nettet, hvilket gør, at de her er ca. 3 DKK/MWh større.



Figur 6-6 Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved udbygning med 5 GW elektrolyse

Figur 6-6 viser, at elektrolyseanlæg med den *nuværende tarif* i alle tilfælde kommer til at betale *meget* mere pr. anlæg end de ekstra omkostninger, som de giver anledning til. (Sammenlign blålige søjler med de grønne og de lyseblå søjler med de gule.)

Det er der ikke nødvendigvis noget odiøst i, for hvis alle netbrugere kun betalte marginalomkostningerne, ville der ikke være nogen indbetalinger til at dække de faste omkostninger.

Så det egentlige spørgsmål er, om elektrolyseanlæggene med den *nuværende tarifmodel* kommer til at betale væsentligt mere end hvad der er rimeligt ift. de eksisterende kunder. Og – ift. det overordnede formål med denne analyse vedr. direkte linjer – om det er rimeligt *ikke* at give de nye store anlæg en valgmulighed til at vælge en mere favorabel tilslutningsform med DL-tilslutning, når det som vist i afsnit 6.4 under alle omstændigheder giver anledning til reducerede tariffer for de eksisterende kunder. Der skal være et win for de eksisterende kunder, hvis der opstår en synergi-gevinst, men det skal gerne være en win-win-situation også for de nye netbrugere, så de ikke kommer til at betale en meget stor andel af det samlede tarifprovenu

ift. de ekstraomkostninger, som de nye netbrugere reelt giver anledning til, for at give de eksisterende kunder en meget stor reduktion af tariffen.

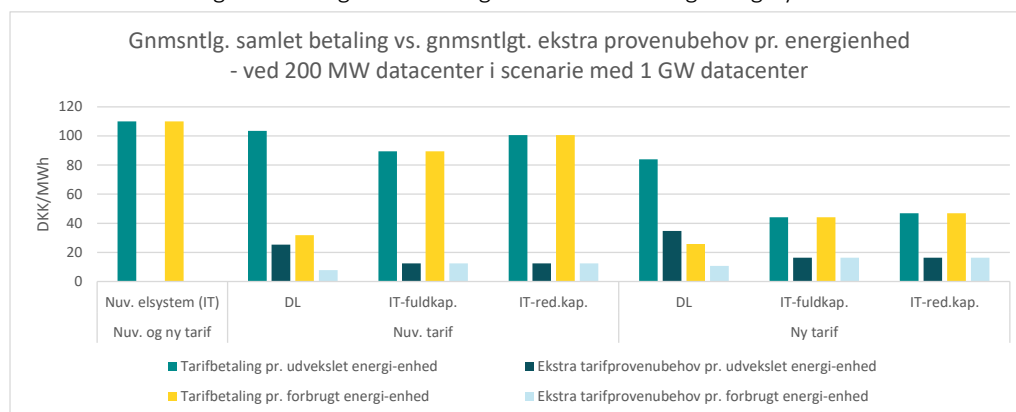
Figur 6-6 viser, at elektrolyseanlæggene også ved en mulig ny tarifmodel i alle tilfælde kommer til at betale meget mere pr. anlæg end de ekstra omkostninger, som de giver anledning til. Men pga. den nye tarifmodel er *forskellen* imellem tarifbetalingen og det ekstra provenubehov dog blevet væsentligt reduceret, og som vist i afsnit 6.4 er der også her fortsat tale om en reduceret tarifbetaling for de eksisterende kunder. Så de nye forbrugsanlæg lægge stadig flere penge i tarifbetaling end hvad de giver anledning til af ekstra omkostninger, hvorved tarifbetalingen stadig kan reduceres for de eksisterende kunder.

Det ses også, at tarifbetalingen uanet tilslutningsform – DL, IT-fuldkap. eller IT-red.kap. – er markant lavere ved en ny tarifmodel end ved den nuværende. Den væsentligste årsag til dette er den antagne ændring af opkrævningsmodellen for systemtariffen, så den store ændring for alle tilslutningsformerne er altså uafhængig af, om der indføres mulighed for nettilslutning med direkte linjer eller ej. Det er selvfølgelig kun *forskellene* imellem DL og IT ved ny tarif, som kan tilskrives muligheden for at anvende direkte linjer.

De væsentligste observationer i Figur 6-6 ved den nye tarif er dog, hvordan tarifbetalingen og det ekstra provenubehov pr. *forbrugt* energienhed er. Selv med DL-tilslutning dækker de nye netbrugere en del mere end de ekstra omkostninger, som de giver anledning til, samtidig med at det som vist i afsnit 6.3 samlet set giver et mindre CAPEX-behov. Dvs. at der ved DL-tilslutning opnås den mest effektive udnyttelse af det eksisterende net og de ekstra netinvesteringer, samtidig med at det stadig giver anledning til samlet set reducerede tariffer også for de eksisterende kunder.

6.5.2 Datacentre

Figur 6-7 herunder viser de gennemsnitlige betalinger, hhv. ekstra provenubehov, pr. energienhed for de nye netbrugere ved en alt-andet-lige-betragtning ved nettilslutning af 1 GW datacentre i de forskellige tilslutningsscenarier og ved nuværende og mulig ny tarifmodel.



Figur 6-7 Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved udbygning med 1 GW datacentre

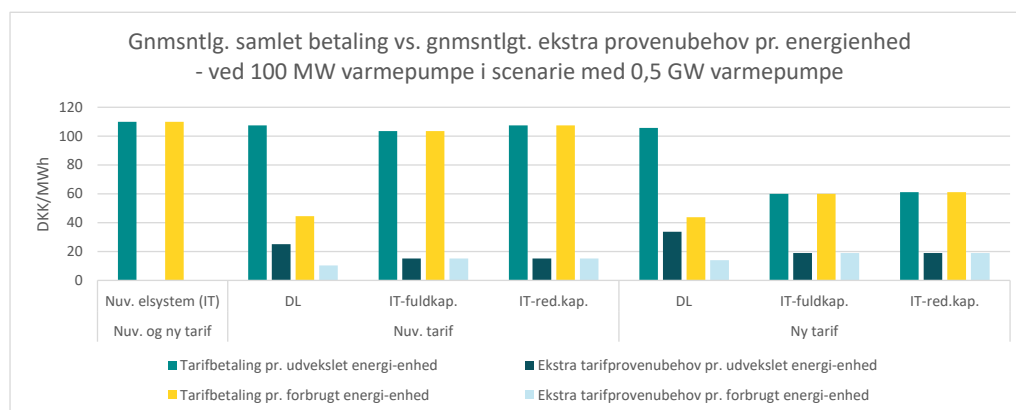
Her er grundlæggende tale om de samme observationer som for elektrolyseanlæg.

- Ved nuværende tarifering har betalingen den samme form som for de eksisterende kunder.
- De nye, store kunder betaler ved nuværende tarifering i alle tilfælde meget mere end de ekstra omkostninger, som de giver anledning til.
- Tarifbetalingen er i alle tilfælde lavere ved ny tarifmodel end ved den nuværende. Det skyldes primært den anvendte nye tarifmodel for systemtariffen.

- *Forskellen* imellem tarifbetaling og ekstra omkostninger bliver mindre ved ny tarifmodel, men det nye forbrug betaler fortsat mere end de ekstra omkostninger, som de giver anledning til.

6.5.3 Centrale varmepumper

Figur 6-8 herunder viser de gennemsnitlige betalinger, hhv. ekstra provenubehov, pr. energienhed for de nye netbrugere ved en alt-andet-lige-betragtning ved nettilslutning af 0,5 GW centrale varmepumper i de forskellige tilslutningsscenarier og ved nuværende og mulig ny tarifmodel.



Figur 6-8 Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved udbygning med 0,5 GW centrale varmepumper

Også her er der grundlæggende tale om de samme observationer som for elektrolyseanlæg og datacentre.

- Ved nuværende tarifiering har betalingen den samme form som for de eksisterende kunder. (Pga. den lille mængde nyt forbrug er forskellene nærmest usynlige i Figur 6-8.)
- De nye, store kunder betaler ved nuværende tarifiering i alle tilfælde meget mere end de ekstra omkostninger, som de giver anledning til.
- Tarifbetalingen er i alle tilfælde lavere ved ny tarifmodel end ved den nuværende. Det skyldes primært den anvendte nye tarifmodel for systemtariffen.
- *Forskellen* imellem tarifbetaling og ekstra omkostninger bliver mindre ved ny tarifmodel, men det nye forbrug betaler fortsat mere end de ekstra omkostninger, som de giver anledning til.

6.6 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

Som beskrevet i afsnit 5.4.2.1 er det muligt at beregne en form for et antal ækvivalente fuldlasttimer for det samlede system, når man ved hvor meget energi der går til forbrug i systemet og samtidig ved hvor meget udtrækskapacitet, systemet skal kunne understøtte.

Som det fremgår af afsnit 5.4.2.1 er den ækvivalente sum af de eksisterende kunders maksimalforbrug og de ækvivalente fuldlasttimer for det nuværende eltransmissionsnet i en tidligere analyse opgjort til hhv. 10.576 MW og $(32.661.464 \text{ MWh/år} / 10.576 \text{ MW} =) 3.088 \text{ FLH/år}$. Disse ækvivalente fuldlasttimer kan betragtes som et mål for - eller i hvert fald som en indikator for - i hvor høj grad energisystemet er udnyttet.

Det skal bemærkes, at denne tilgang indebærer, at forbrug "bag måleren", som aldrig transporteres igennem det kollektive net, derved medregnes i det samlede forbrug, som indgår i beregningen, mens det kun er den udtags-kapacitet, som kunderne rent faktisk har aftalt, der indgår i

beregningen. Set i helikopterperspektiv giver det dog mening, idet omkostningerne i det kollektive net afhænger af den dimensionerende udtags-kapacitet, mens det kollektive net samtidig udgør det nødvendige fundament for den samlede forbrugskapacitet i hele systemet, uanset om det er tilsluttet individuelt eller om det er tilsluttet sammen med produktionskapacitet "bag måleren".

Som det fremgår af afsnit 5.4.1 er det nuværende provenubehov til nettariffen på 1.502 MDKK/år. Provenubehovet pr. år anses i denne sammenhæng at være et mål for det samlede netvolumen.

Forholdet iml. fuldlasttimer og provenubehov¹⁴ er derfor et mål for – eller i hvert fald give en indikation af – den økonomiske effektivitet af det samlede system; altså udnyttelsesgrad ift. omkostninger.

Med udgangspunkt i disse basistal for det eksisterende system og med tilføjelse af det ekstra energiforbrug pga. de nye forbrugsanlæg, samt det tilhørende ekstra provenubehov til netudbygninger kan de samme nøgletal beregnes for hvert af scenarierne. Dette er gjort i Tabel 6-2 herunder for elektrolyse.

Tabel 6-2 Ændringer af system-udnyttelsesgrad – for elektrolyse

| | Kun nuv. elsystem | Udv. EP | IT-fuld | IT-red. |
|---|-------------------|------------|------------|------------|
| Nuv. elsystem | | | | |
| Årligt energiforbrug (MWh/år) | 32.661.464 | 32.661.464 | 32.661.464 | 32.661.464 |
| Ækviv. Sum af maksimaleffekter (MW) | 10.576 | 10.576 | 10.576 | 10.576 |
| Ekstra forbrug og produktion fra scenarier | | | | |
| Ekstra energiforbrug (MWh/år) | 0 | 28.725.573 | 28.329.153 | 11.331.661 |
| Ekstra dimensionerende forbrugskapacitet (MW) | 0 | 2.317 | 5.000 | 2.000 |
| Ækvivalente fuldlasttimer, FLH | 3.088 | 4.761 | 3.916 | 3.498 |
| %-vis ændring af FLH ift. nuv. system | 0% | 54% | 27% | 13% |
| Provenu-behov nettarif (MDKK/år) | 1.502 | 1.732 | 1.959 | 1.685 |
| Ændring af provenubehov nettarif | 0% | 15% | 30% | 12% |
| Ændring FLH vs. ændring af provenubehov | 100% | 134% | 97% | 101% |

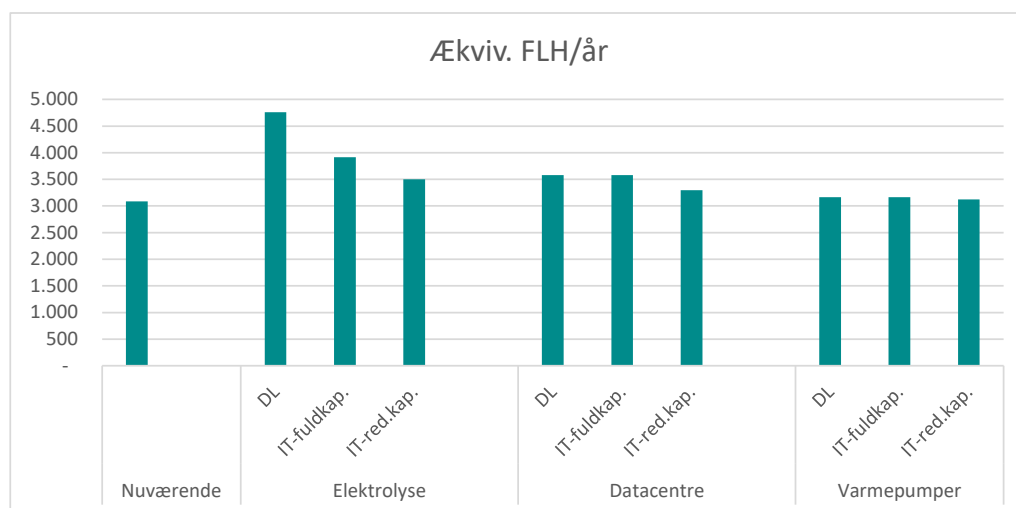
Variationen i ækvivalente fuldlasttimer er illustreret i Figur 6-9 herunder for alle de tre forbrugsteknologier i de opstillede tilslutningsscenarier.

Det ses, at der opnås en markant forøgelse af udnyttelsesgraden ved DL-tilslutning, både ift. det nuværende system og også ift. de to scenarier med IT-tilslutning, når det er elektrolyse-scenarierne, der betragtes.

¹⁴ Ud fra en mere ideel betragtning skulle en økonomisk effektivitet formentlig beregnes på baggrund af genanskaffelsesomkostningerne for det eksisterende net samt CAPEX for de nødvendige netudbygninger. Men genanskaffelsesomkostningerne for det eksisterende net er ikke umiddelbart tilgængelige. Derfor anvendes provenu-behovet som proxy for disse omkostninger. Det medfører, at de nødvendige netudbygninger også skal repræsenteres af det provenubehov, som de giver anledning til, idet der selvfølgelig skal anvendes sammenlignelige tal.

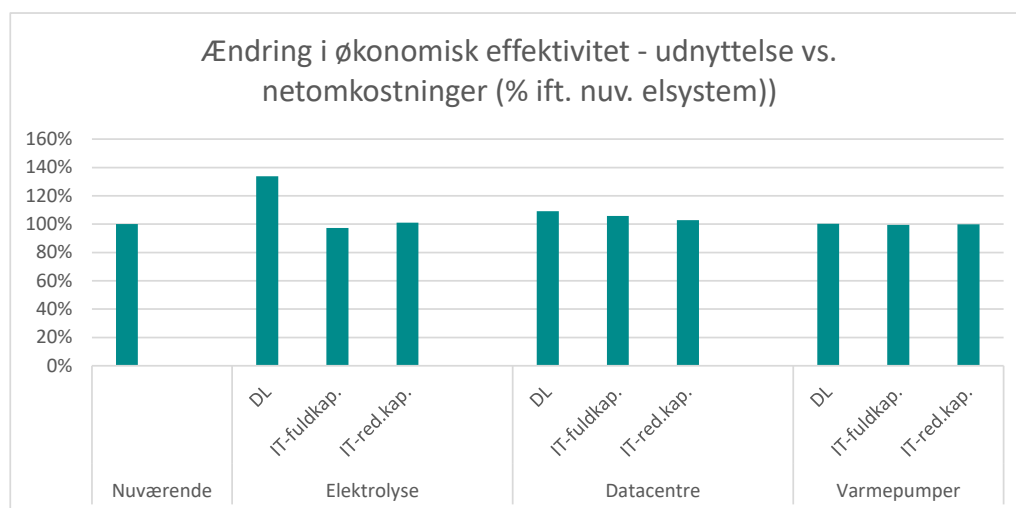
Ved datacentre og ved varmepumper er forøgelsen mindre, men der er, jf. analyseforudsætningerne også tale om en mindre mængde ny forbrugskapacitet. Det bemærkes også, at der ved datacentre og ved varmepumper desuden ikke er nogen forskel i udviklingen af udnyttelsesgraden imellem DL-tilslutning og IT-tilslutning.

Denne forskel i udnyttelsesgraden må tilskrives den uflexible natur af datacentre og varmepumper – i modsætning til elektrolysen, hvor forbruget er antaget fleksibelt, og hvor der derfor ikke udbygges net til den fulde forbrugskapacitet ved DL-tilslutning.



Figur 6-9 Ækvivalente fuldlasttimer for samlet elsystem

Den økonomiske effektivitet set relativt til det nuværende elsystem er illustreret i Figur 6-10 herunder.



Figur 6-10 Økonomisk effektivitet af samlet elsystem

Når der tages højde for ændringerne i omkostninger, så ses det, at der ved DL-tilslutning af elektrolyseanlæg stadig opnås en markant forøgelse af den økonomiske effektivitet af det samlede system, mens der ved IT-tilslutning af elektrolyseanlæg faktisk er tale om en stort set uændret økonomisk effektivitet, idet forøgelsen af udnyttelsesgrad modsvarer af omkostningsstigningerne i det kollektive net.

Fsva. datacentre og centrale varmepumper er der derimod ikke nogen væsentlig forskel i den økonomiske effektivitet. Ved datacentre er der en vis forbedring af den økonomiske effektivitet, mens der reelt ikke er en forskel for centrale varmepumper. Det afspejler igen den – ift.

netdimensioneringen til de ekstra netbrugere – uflexible natur af datacentre og varmepumper i modsætning til den mere fleksible elektrolyse. (Bemærk dog, at da varmepumper er driftsmæssigt fleksible i sommerhalvåret, kan det net, som dimensioneres af hensyn til dem, alt-andet-lige give rum for indpasning af anden volatil produktion samt andet fleksibelt forbrug.)

Det er derfor værd at bemærke, at DL-tilslutning af elektrolyseanlæg resulterer i en bedre økonomisk effektivitet ift. IT-tilslutning, mens det ift. økonomisk effektivitet fsva. datacentre og centrale varmepumper ikke gør nogen væsentlig forskel, om der er tale om DL-tilslutning eller IT-tilslutning. DL-tilslutning giver altså mulighed for en bedre økonomisk effektivitet af det samlede elsystem, når der er tale om fleksible forbrugsanlæg, og forårsager enten en bedre eller i hvert fald ikke en dårligere økonomisk effektivitet, når der er tale om ikke-fleksible forbrugsanlæg.

6.7 Opsummering på den fordelingsmæssige analyse

De vigtigste resultater af de fordelingsmæssige analyser ses i afsnittene 6.4 og 6.5, som viser tariffpåvirkningen for de eksisterende kunders tariffbetaling pga. de ekstra omkostninger og det ekstra tarifgrundlag, som de nye netbrugere foranlediger, hhv. hvordan betalingen fra de nye netbrugere ser ud set ift. de ekstra omkostninger, som de giver anledning til.

De centrale figurer og forklaringer fra disse afsnit er gengivet i denne opsummering i afsnit 6.7.1, så det er kun nødvendigt at gå tilbage til afsnittene 6.4 og 6.5 for ekstra uddybning af resultaterne.

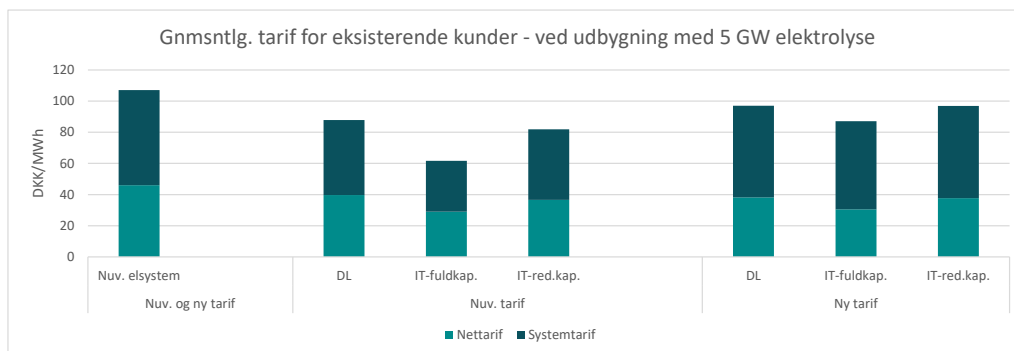
Derudover er der nogle interessante observationer om behov for netudbygninger ift. mængden af ny forbrugskapacitet i afsnit 6.3, samt om udnyttelsesgrad og (relativ) økonomisk effektivitet i afsnit 6.6, ved sammenligning imellem DL-nettilslutning og IT-nettilslutning.

De centrale figurer og forklaringer fra disse afsnit er ligeledes gengivet i denne opsummering i afsnit 6.7.2 nedenfor, så det er også her kun nødvendigt at gå tilbage til afsnittene 6.3 og 6.6 for ekstra uddybning af disse resultater.

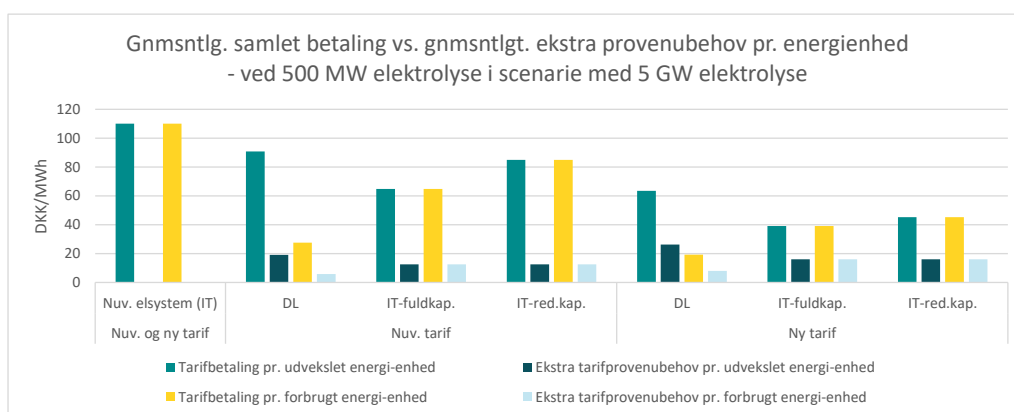
6.7.1 Hovedresultater fra fordelingsmæssige analyser

I det følgende er der fokuseret på resultaterne ved udbygning med elektrolyseanlæg; jf. beskrivelse i afsnit 6.4.1 og 6.5.1. Der er de samme tendenser for datacentre (afsnit 6.4.2 og 6.5.2) og for centrale varmepumper (afsnit 6.4.3 og 6.5.3), men der er den fordelingspolitiske virkning på eksisterende kunder mindre, da der er tale om mindre mængder nyt forbrug. De økonomiske incitamentet ved forskellige nettilslutningsformer er dog de samme for de nye netbrugere, uanset om der kommer lidt eller meget af det nye forbrug.

Figur 6-11 herunder er den samme som Figur 6-3 i afsnit 6.4.1, og Figur 6-12 herunder er den samme som Figur 6-6 i afsnit 6.5.1. De er gengivet her af hensyn til overblikket i opsummeringen.



Figur 6-11 Gennemsnitlig tarifpåvirkning for eksist. kunder ved udbygning med 5 GW elektrolyse (identisk med Figur 6-3)



Figur 6-12 Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved udbygning med 5 GW elektrolyse (identisk med Figur 6-6)

Figur 6-11 viser, at de eksisterende kunder i alle tilfælde – uanset tilslutningsform (DL, IT-fuldkap., IT-red.kap) og uanset ny eller nuv. tarifmodel – får en lavere tarif. Dette afspejler, at de nye netbrugere i alle tilfælde kommer til at betale både for alle de marginalomkostninger, som de giver anledning til, og derudover også betaler mere til at dække en andel af de faste omkostninger. Indtægterne fra de nye netbrugere overstiger altså i alle tilfælde de ekstra omkostninger, som de giver anledning til – for hvis de ikke gjorde det, ville tarifferne jo ikke falde for de eksisterende kunder.

- Ved *nuv.* tarif og IT-tilslutning får de eksisterende kunder den største tarifreduktion. Reduktionen er forårsaget af den meget store forøgelse af tarifgrundlaget – altså de forbrugte MWh – som de nye elektrolyseanlæg vel at mærke selv ”kommer med”. Figur 6-12 viser samtidig, at i den situation betaler elektrolyseanlæg meget mere end de ekstra omkostninger, som de reelt giver anledning til. Dette indikerer, at det nye forbrug ved den nuværende tarifiering og IT-tilslutning kommer til at bidrage med en betydelig betaling ud over de marginale omkostninger, således at det primært er alle de eksisterende kunder, som høster synergiværdien af at få mere forbrug igennem elsystemet.
- Ved *ny* tarif og IT-tilslutning er der stadig tale om en *markant* tarifreduktion for de eksisterende kunder. Også her viser Figur 6-12, at det nye forbrug i den situation fortsat betaler en del mere end de ekstra omkostninger, som de reelt giver anledning til. Dette indikerer, at det nye forbrug selv med en ny tarifmodel og IT-tilslutning fortsat vil komme til at bidrage med en betydelig betaling ud over de marginale omkostninger set ift. de ekstraomkostninger, som de reelt giver anledning til.

- Ved sammenligning iml. DL- og IT-tilslutning ses det, at det nye forbrug (figur 6-12) selv ved DL-tilslutning fortsat betaler mere end de omkostninger, som de giver anledning til, samtidig med at provenubehovet pr. MWh er mindre ved DL-tilslutning end ved IT. Denne observation gælder for nuv. såvel som for ny tarifmodel. Dette indikerer, at det fortsat vil være til fordel også for de eksisterende kunder, selv hvis nye anlæg tilsluttes med DL, hvor de relativt set lægger mindst i tarifbetaling, samtidig med at der i DL-tilslutningerne fortsat er en rimelig samlet tarifbetaling fra det nye forbrug set ift. de omkostninger, som de giver anledning til.
- Den største del af *forskellen* i aktørbetalingen imellem nuv. og ny tarifmodel er forårsaget af en ny model for systemtarif. Dette er stort set uafhængigt af tilslutningsformen. Denne ændring af systemtariffen har derfor ikke betydning ift. denne analyse, men den er medtaget for at give et mere retvisende samlet billede. Og ved den nye tarif er det selvfølgelig de ovenfor beskrevne *forskelle* i betalingerne imellem de forskellige tilslutningsformer, som er relevante at betragte.
- Det skal erindres, at de antagne mængder af ny forbrugskapacitet er *antagelser* i denne analyse, og at der ikke er nogen som helst sikkerhed for, at de vil komme i praksis og uafhængigt af rammevilkårene. Da elektrolyseanlæg er meget prisfølsomme, kan disse prisforskelle meget vel være afgørende for, om anlæggene i det hele taget kommer.
Man kan derfor ikke uden videre anlægge en betragtning om, at mere fordelagtige rammevilkår vil stille de eksisterende kunder ringere – for i praksis kan valget være imellem at få nyt stort forbrug ind på favorable vilkår, som også giver bedre vilkår for de eksisterende kunder, og at fastholde de nuværende rammevilkår og så enten slet ikke få noget af det nye forbrug eller måske få en væsentlig mindre andel af det nye forbrug, så de eksisterende kunder alligevel ikke bliver stillet bedre.
Så lige som man ikke skal "sælge skindet, før bjørnen er skudt", så skal man heller ikke indregne en mulig tarifreduktion, før de kommercielle aktørers investeringsbeslutninger rent faktisk er truffet.
- Dette forhold er også illustreret i Figur 6-11 og Figur 6-12. Det er i analysen antaget, at der kun vil komme 40 % ved IT-tilslutning ift. hvad der ellers ville komme af nyt forbrug, hvis der var mulighed for DL-tilslutning. Dette repræsenterer altså et *gæt* på en sandsynlig adfærdsvirkning ved forskelle i rammevilkår og økonomiske incitamerter. Det fremgår af Figur 6-11, at der ved IT-red.kap. opnås samme tarifreduktion for de eksisterende kunder men altså kun 40 % af elektrolyseudbygningen ift. ved DL-tilslutning.

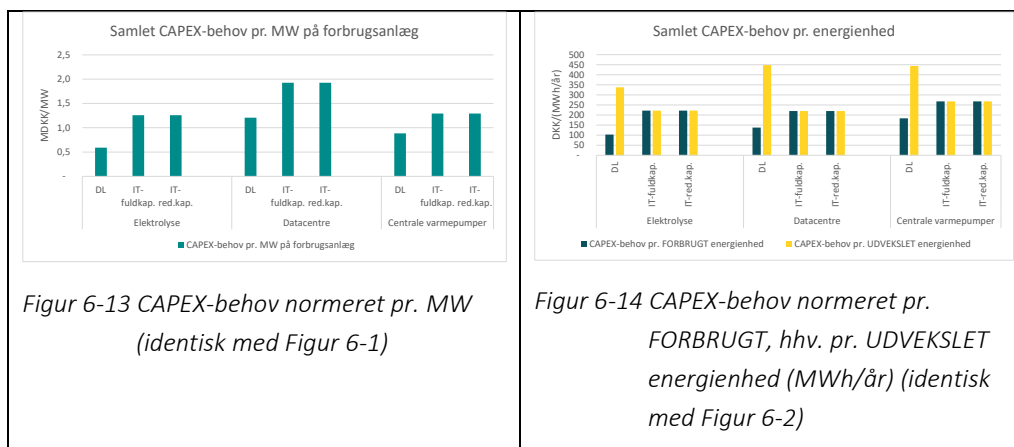
Fsva. datacentre og centrale varmepumper er der de samme observationer. Påvirkningerne i absolutte størrelser er blot mindre markante, da der er tale om en mindre mængde af nyt forbrug, hvorfor det nye forbrug og produktion ikke vægter lige så kraftigt ift. de eksisterende kunder.

6.7.2 CAPEX-behov, udnyttelsesgrad og økonomisk effektivitet

Figur 6-13 og Figur 6-14 herunder er de samme som Figur 6-1 og Figur 6-2 i afsnit 6.3, og Figur 6-15 og Figur 6-16 herunder er de samme som Figur 6-9 og Figur 6-10 i afsnit 6.6. De er gengivet her af hensyn til overblikket i opsummeringen. Disse figurer illustrerer nogle interessante observationer om behov for netudbygninger ift. mængden af ny forbrugskapacitet, samt om udnyttelsesgrad og (relativ) økonomisk effektivitet, ved sammenligning imellem DL-nettilslutning og IT-nettilslutning.

Figur 6-13 herunder viser det samlede CAPEX-behov pr. MW ny forbrugskapacitet for de 3 forbrugsteknologier og for hvert af de 3 scenarier. Dette er interessant ift. Energinet, hvor det er kapacitetsbehovet i MW, som er drivende for omkostningerne til net.

Figur 6-14 herunder viser derfor det samlede CAPEX-behov ift. energi for de 3 forbrugsteknologier og for hvert af de 3 scenarier. Dette er interessant for eksterne aktører, idet enhedsomkostningerne pr. energienhed ofte er mere relevante set fra kundernes synsvinkel. Bemærk at når der ses på enhedsomkostningerne pr. energienhed, er det – for DL – nødvendigt at skelne imellem, om det er en MWh *forbrugt* i forbrugsanlægget, eller om det er en MWh *udvekslet* med det kollektive net. (Ved individuel tilslutning er de to tal selvfølgelig identiske.)



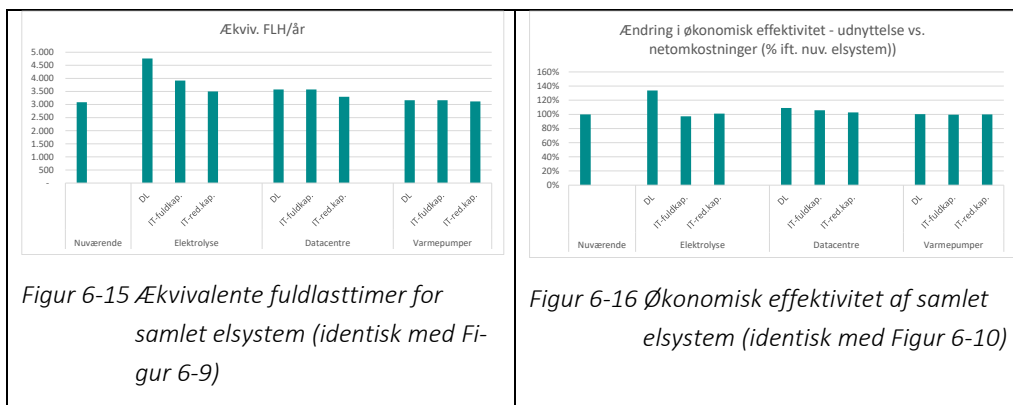
Figur 6-13 CAPEX-behov normeret pr. MW (identisk med Figur 6-1)

Figur 6-14 CAPEX-behov normeret pr. FORBRUGT, hhv. pr. UDVEKSLET energienhed (MWh/år) (identisk med Figur 6-2)

Set ift. samfundsøkonomisk effektivitet er det interessant, at Figur 6-13 og Figur 6-14 viser, at der for elektrolyse kan indpasses ca. dobbelt så meget ny forbrug for samme udbygningsbehov, mens det for datacentre og centrale varmepumper er ca. halvanden gang så meget. Dette resultat skyldes - selvfølgelig - primært, at der i antagelserne om geografiske placeringer eksplicit er antaget, at der vil ske en væsentligt lavere grad af samplacering ved IT, hvis der ikke er et rammevilkår, som giver producenter og forbrugere økonomiske incitamentter til at lægge vægt på samplacering. Det er derfor – i denne analyse – en selvopfyldende antagelse, at der ved IT skal etableres væsentligt mere net til at transportere store mængder energi fra overskudsområder til forbrugsområder. MEN det illustrerer samtidig meget tydeligt betydningen af at sikre *samplacering* imellem ny VE-produktion og nyt, stort forbrug, og dermed også at sikre, at kunderne har økonomiske incitamentter til at gøre det.

Variationen i ækvivalente fuldstimer – omtrent svarende til en udnyttelsesgrad af det samlede system – er illustreret i Figur 6-15 herunder for alle de tre forbrugsteknologier i de opstillede tilslutningsscenarier.

En teknisk udnyttelsesgrad siger i sig selv ikke noget om, hvorvidt det har været dyrt eller billigt at anskaffe det tekniske system, som man benytter sig af. Det er derfor også relevant at se på et mål for udviklingen i økonomisk effektivitet set relativt til det nuværende elsystem. Dette er illustreret i Figur 6-16 herunder.



Figur 6-15 viser, at der opnås en markant forøgelse af udnyttelsesgraden ved DL-tilslutning, både ift. det nuværende system og også ift. de to scenarier med IT-tilslutning, når det er elektrolyse-scenarierne, der betragtes.

Ved datacentre og ved varmpumper er forøgelsen mindre, men der er, jf. analyseforudsætningerne også tale om en mindre mængde ny forbrugskapacitet. Det bemærkes også, at der ved datacentre og ved varmpumper desuden ikke er nogen forskel i udviklingen af udnyttelsesgraden imellem DL-tilslutning og IT-tilslutning.

Denne forskel i udnyttelsesgraden må tilskrives den uflexible natur af datacentre og varmpumper – i modsætning til elektrolysen, hvor forbruget er antaget fleksibelt, og hvor der derfor ikke udbygges net til den fulde forbrugskapacitet ved DL-tilslutning.

Figur 6-16 viser, at når der tages højde for ændringerne i omkostninger, så ses det, at der ved DL-tilslutning af elektrolyseanlæg stadig opnås en markant forøgelse af den økonomiske effektivitet af det samlede system, mens der ved IT-tilslutning af elektrolyseanlæg faktisk er tale om en stort set uændret økonomisk effektivitet, idet forøgelsen af udnyttelsesgrad modsvarer af omkostningsstigningerne i det kollektive net.

Fsva. datacentre og centrale varmpumper er der derimod ikke nogen væsentlig forskel i den økonomiske effektivitet. Ved datacentre er der en vis forbedring af den økonomiske effektivitet, mens der reelt ikke er en forskel for centrale varmpumper. Det afspejler igen den – ift. netdimensioneringen til de ekstra netbrugere – uflexible natur af datacentre og varmpumper i modsætning til den mere fleksible elektrolyse. (Bemærk dog, at da varmpumper er driftsmæssigt fleksible i sommerhalvåret, kan det net, som dimensioneres af hensyn til dem, alt-andetlige give rum for indpasning af anden volatil produktion samt andet fleksibelt forbrug.)

Det er derfor værd at bemærke, at DL-tilslutning af elektrolyseanlæg resulterer i en bedre økonomisk effektivitet ift. IT-tilslutning, mens det ift. økonomisk effektivitet fsva. datacentre og centrale varmpumper ikke gør nogen væsentlig forskel, om der er tale om DL-tilslutning eller IT-tilslutning. DL-tilslutning giver altså mulighed for en bedre økonomisk effektivitet af det samlede elsystem, når der er tale om fleksible forbrugsanlæg, og forårsager enten en bedre eller i hvert fald ikke en dårligere økonomisk effektivitet, når der er tale om ikke-fleksible forbrugsanlæg. De her viste resultater er udarbejdet under forudsætning af de antagne scenarier. Såfremt der kommer andre mængder af ny kapacitet, vil tallene selvfølgelig ændre sig, men tendensen – altså retningen af ændringerne – vil være den samme.