

Energinet
 Tonne Kjærsvej 65
 DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
 info@energinet.dk
 CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:
 29. oktober 2021

Forfatter:
 HKS/HKS

NOTAT

BILAG 1-3 TIL - KONSEKVENSANALYSE AF MULIGHED FOR DIREKTE LINJER PÅ TRANSMISSIONSNETTET

Indhold

1. Bilag 1: Årlig betaling fra nye forbrugs- og produktions-anlæg.....	3
2. Bilag 2: Fordelingsanalyse under NUVÆRENDE tarif- og ramme-vilkår	
.....	6
2.1 Elektrolyseanlæg.....	7
2.1.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger	7
2.1.2 Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion	9
2.1.3 Samlet årlig betaling for nye kunder	10
2.1.4 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem	12
2.2 Datacentre	13
2.2.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger	13
2.2.2 Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion	15
2.2.3 Samlet årlig betaling for nye kunder	16
2.2.4 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem	18
2.3 Centrale varmepumper.....	19
2.3.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger	19
2.3.2 Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion	20
2.3.3 Samlet årlig betaling for nye kunder	22
2.3.4 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem	23
3. Bilag 3: Fordelingsanalyse under mulige NYE tarif- og ramme-vilkår	
.....	24
3.1 Elektrolyseanlæg.....	24
3.1.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger	24

3.1.2	Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion	25
3.1.3	Samlet årlig betaling for nye kunder	27
3.1.4	Udnyttelsesgrad af transmissionssystem	30
3.2	Datacentre	32
3.2.1	CAPEX- og OPEX-påvirkninger	32
3.2.2	Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion	32
3.2.3	Samlet årlig betaling for nye kunder	34
3.2.4	Udnyttelsesgrad af transmissionssystem	37
3.3	Centrale varmepumper.....	38
3.3.1	CAPEX- og OPEX-påvirkninger	39
3.3.2	Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion	39
3.3.3	Samlet årlig betaling for nye kunder	41
3.3.4	Udnyttelsesgrad af transmissionssystem	43

1. Bilag 1: Årlig betaling fra nye forbrugs- og produktions-anlæg.

Jf. forklaringen i afsnit 6.5 i hovedrapporten er analysen 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.

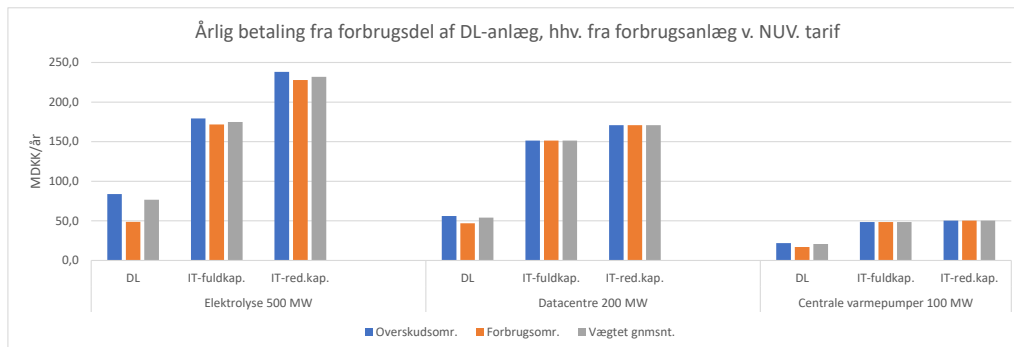
I dette bilag er der vist den samlede årlige betaling for et matchende sæt af et nyt forbrugsanlæg og det tilhørende produktionsanlæg. Der er vist både de separate årlige betalinger for hhv. forbrugs-/udtags-delen og produktions-/indfødning-delen af disse anlæg samt den samlede betaling for udtags- og indfødning-delene tilsammen.

I dette bilag er der desuden vist den spredning, der – ved ny tarifmodel – vil være på den samlede årlige betaling pr. anlæg pga. den antagne geografisk differentierede tilslutningsbidrag for produktion.

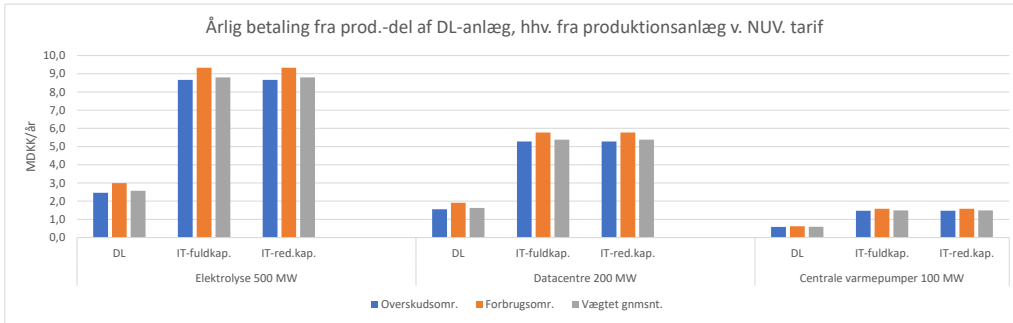
Bemærk, at da der er taget udgangspunkt i den antagne typiske enhedsstørrelse for hvert af forbrugsanlæggene, og da der er en faktor 5 imellem største og mindste anlægsstørrelse på tværs af teknologierne, er størrelsesordenen af den årlige betaling selvfølgelig tilsvarende forskellig. Der skal derfor normeres enten ift. effekt (MW) eller energi (MWh), hvis tallene skal være direkte sammenlignelige på tværs af teknologierne.

Dette er gjort i afsnit 6.5 i hovedrapporten, og det er altså disse figurer i dette bilag, som udgør grundlaget for at beregne de enhedsomkostninger pr. energienhed, som er vist der. Derudover er disse figurer i dette bilag egl. ikke interessante i sig selv. Der forklares og kommenteres derfor kun ganske kort på disse figurer.

Årlig betaling fra forbrugsdel af samlet sæt af anlæg; opdelt på områdetyper samt med et vægтет gennemsnit:



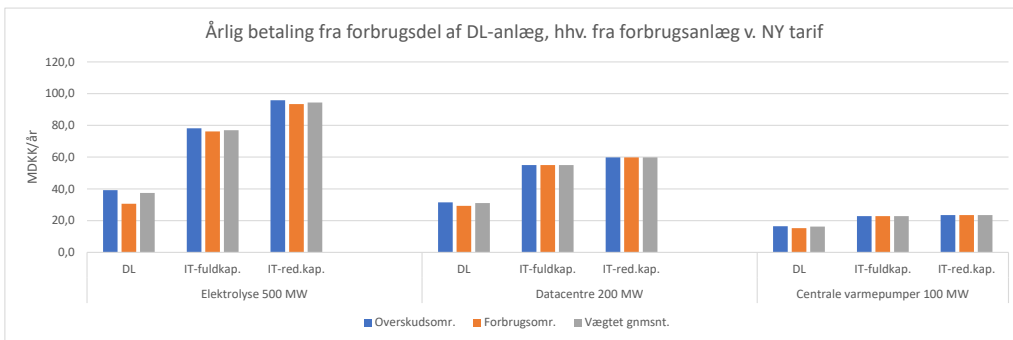
Figur 1-1 Årlig betaling fra forbrugs-/udtags-del af nye anlæg ved nuv. tarif.



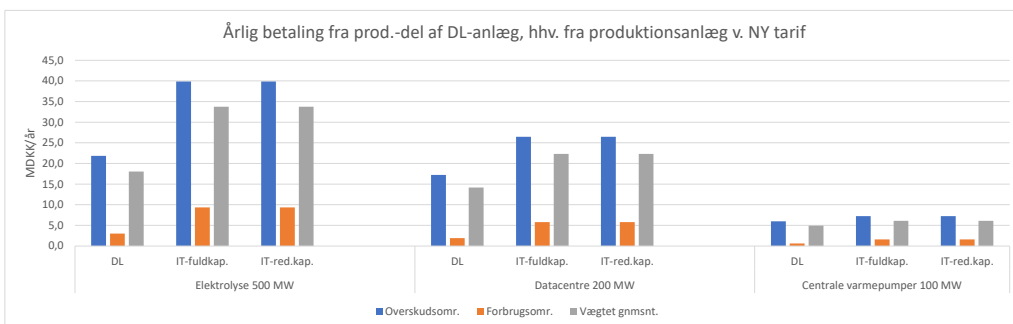
Figur 1-2 Årlig betaling fra forbrugs-/udtags-del af nye anlæg ved mulig ny tarif.

De små forskelle imellem områdetyperne ved både nuv. og mulig ny tarif skyldes, at der pga. metoden i den samfundsøkonomiske analyse er mindre forskelle i antallet af driftstimer afh. af områdetype. Fsva. den nye tarif er der ikke antaget nogen geografisk differentiering på forbrugssiden.

Årlig betaling fra produktionsdel af samlet sæt af anlæg; opdelt på områdetyper samt med et vægtet gennemsnit:



Figur 1-3 Årlig betaling fra produktions-/indfødnings-del af nye anlæg ved nuv. tarif.



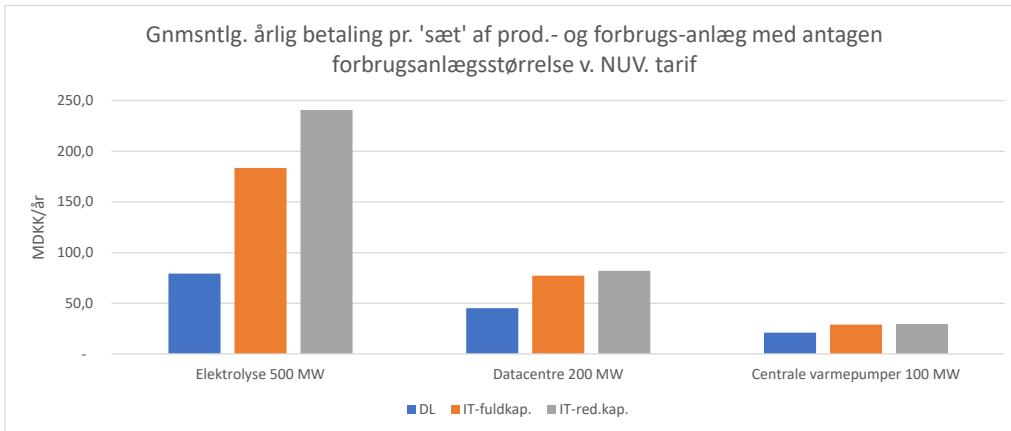
Figur 1-4 Årlig betaling fra produktions-/indfødnings-del af nye anlæg ved mulig ny tarif.

De små forskelle imellem områdetyperne - ved nuv. tarif - skyldes, at der pga. metoden i den samfundsøkonomiske analyse er mindre forskelle i antallet af driftstimer afh. af områdetype.

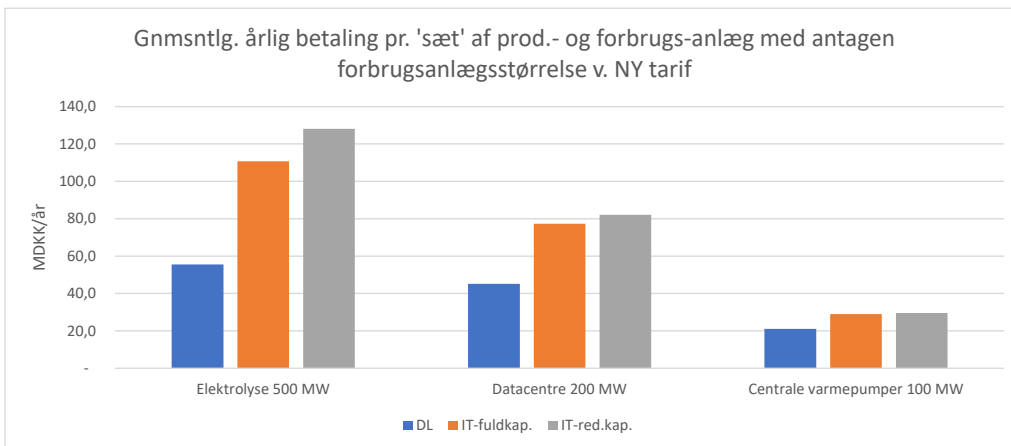
De store forskelle imellem områdetyperne ved en mulig ny tarif skyldes, at der er antaget et geografisk differentieret tilslutningsbidrag for produktion med en mærkbar betaling i

overskudsområder. Derudover er der fsva. den nye tarif ikke antaget nogen geografisk differenciering på den løbende betaling.

Gennemsnitlig årlig betaling pr. 'sæt' af samlet sæt af anlæg, kun det vægtede gennemsnit:



Figur 1-5 Vægtet gennemsnitlig årlig betaling pr. 'sæt' af nyt forbrugsanlæg og tilhørende produktionsanlæg ved nuv. tarif.



Figur 1-6 Vægtet gennemsnitlig årlig betaling pr. 'sæt' af nyt forbrugsanlæg og tilhørende produktionsanlæg ved mulig ny tarif.

2. Bilag 2: Fordelingsanalyse under NUVÆRENDE tarif- og ramme-vilkår

Bemærk: I dette bilag er der - på alle figurerne - anvendt betegnelsen "Udv. EP" (=udvidet egen-producent"), da det er Energinets interne terminologi for anvendelse af "DL" (=direkte linjer) til at forbinde produktions- og forbrugs-anlæg bag måleren. Figurerne blev udarbejdet i separat regneark, inden det var klart for Energinet, at Energistyrelsen anvender en anden terminologi for dette. Figurerne er opdateret i det bagvedliggende regneark, men de er pga. tidspres ikke opdateret i dette bilag, da det vil være en tidskrævende manuel proces.

De fordelingsmæssige aspekter ved de antagne scenarier for hver af de tre forbrugsteknologier og under antagelse af de NUVÆRENDE 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 tilslutningspunkt¹
- det samlede nye provenubehov for Energinets tarifiering efter omkostninger til netforstærkninger, og det samlede nye tarifieringsgrundlag inkl. det nye forbrug,
- den forventede årlige tarifbetaling fra de nye forbrugere 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 den nye forbruger.

Referencen for dette vil i alle tilfælde være situationen, hvor den nye kunde *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 tarifvirkningen.

Denne del af analysen belyser derfor de tarifmæssige konsekvenser af hvad der sker i hvert af scenarierne under de forskellige tarif- og rammevilkår. Det skal derfor bemærkes, at de beregnede konsekvenser er under forudsætning af, at kunden har truffet en investeringsbeslutning for sine forbrugs- og produktions-anlæg med de antagne lokationer, med de antagne tilslutningsformer – altså med Direkte Linjer (DL) eller med Individuel Tilslutning (IT) – og med de antagne kapaciteter – altså med fuld kapacitet (fuld kap.) eller reduceret kapacitet (red.kap.).

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 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:

¹ 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 linier vs. individuel tilslutning indgår dermed ikke i analysen. Dette vurderes kvalitativt i et separat kapitel. Det betragtes dermed blot som en del af den samlede investering, som kunderne laver i deres egne forbrugs- og produktions-anlæg.

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

Analysen kan altså kun opgøre det økonomiske incitament for kunden ved tilslutning med direkte linjer vs. individuel tilslutning for de antagne scenarier *ved de nuværende tarif- og ramme-vilkår*.

2.1 Elektrolyseanlæg

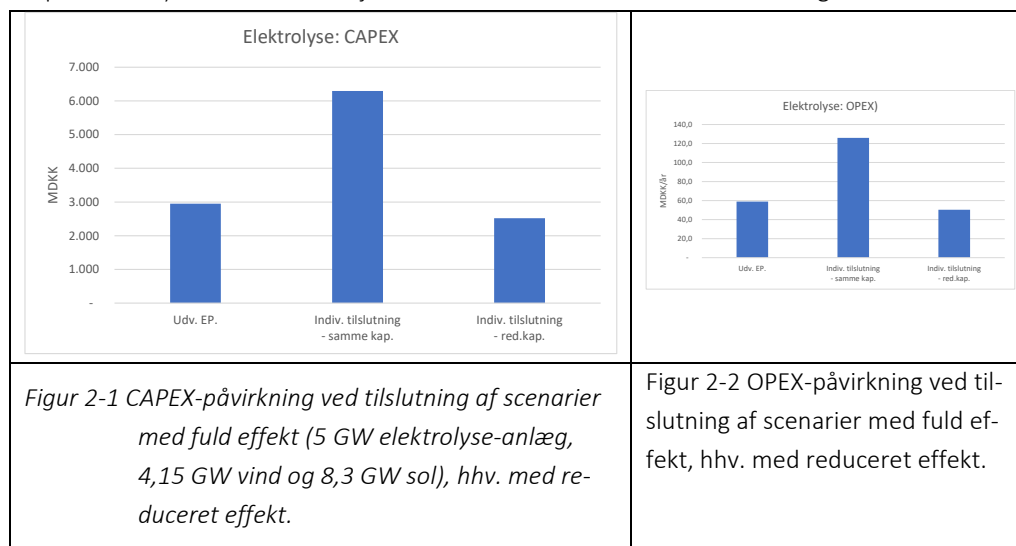
Der er for elektrolyseanlæg opstillet en samlet analysemodel med de 3 forskellige tilslutnings-scenarier. Der tages udgangspunkt i nettilslutning af:

- I alt 5 GW elektrolyseanlæg, samt tilhørende VE-elproduktionsanlæg (vind og sol i forholdet 1:2) med en elproduktion svarende til forbruget (svarende til 4,15 GW vind og 8,3 GW sol), og med en antaget enhedstørrelse af elektrolyseanlæggene på 500 MW.
- Med tilslutning med direkte linjer (DL), hhv. med 2 forskellige scenarier for individuel tilslutning (IT), og hvor der ved det første scenarie for IT er antaget, at 40 % af forbrugsanlæggene ikke længere placeres i nærheden af den tilhørende produktionskapacitet (dvs. med en lavere grad af samplacering).
- Og hvor der ved det andet scenarie for IT desuden antages, at kun 40 % af den antagne forbrugskapacitet og de tilhørende VE-produktionsanlæg etableres.

Dvs. i alt 3 scenarier – 'EP', 'IT-fuld kap.' og 'IT-Red.kap.'.

2.1.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

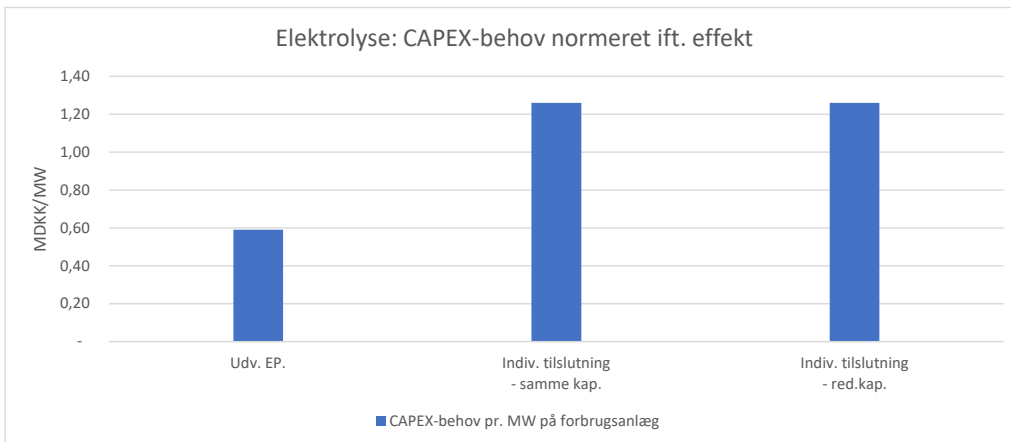
Behovet for ekstra CAPEX til anlægsinvesteringer som følge af nettilslutning i hvert af de to scenarier med fuld effekt (dvs. de 5 GW elektrolyseanlæg og de tilhørende 4,15 + 8,3 = 12,45 GW VE-produktion) samt for det tredje scenarie med reduceret effekt er vist i Figur 2-1 herunder.



De tilsvarende OPEX-niveauer er vist i Figur 2-2 ovenfor. Da der som nævnt i afsnit 5.2.1 i hovedrapporten er fuldstændig proportionalitet imellem OPEX og CAPEX, er figurerne visuelt ens; det er kun akseenheder og størrelsesorden af tallene, der er forskellige.

Det noteres, at CAPEX-behovet er omtrent det samme ved nettilslutning som DL og ved IT-red.kap., mens CAPEX-behovet er ca. dobbelt så stort ved IT-fuld kap. *Det viser, at den samme*

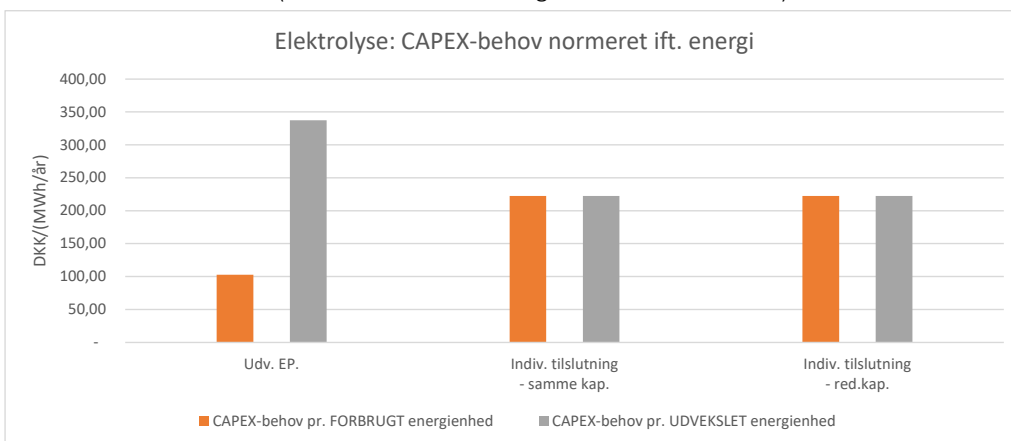
netudbygning kan understøtte ca. dobbelt så meget ny forbrugs- og produktions-kapacitet ved DL-tilslutning ift. ved IT. Dette resultat fremgår tydeligere i Figur 2-3 nedenfor, hvor de nødvendige omkostninger pr. MW ny forbrugskapacitet er illustreret.



Figur 2-3 Elektrolyse-anlæg - CAPEX-behov normeret pr. MW

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.

Enhedsomkostninger pr. kapacitetsenhed er relevant ift. transmissionsnettets omkostninger. Men 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 identiske.)

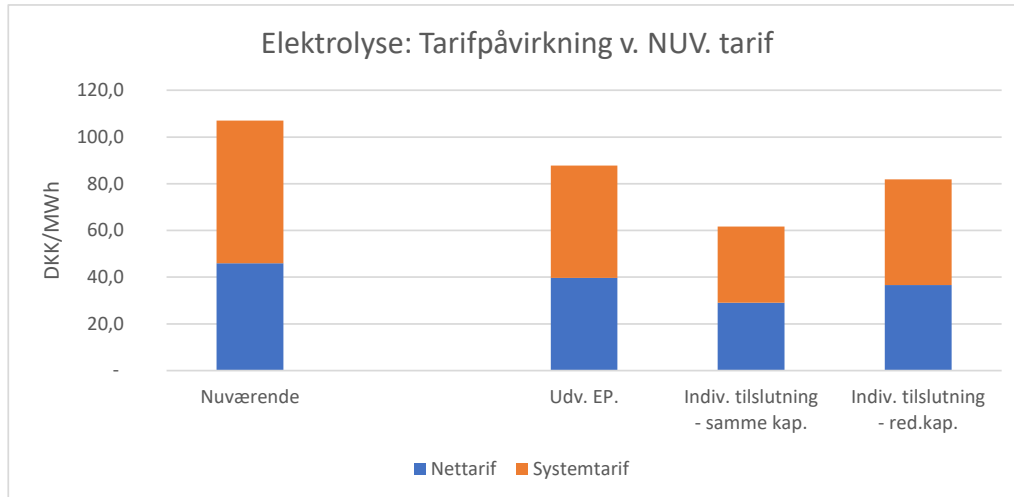


Figur 2-4 Elektrolyse-anlæg - CAPEX-behov normeret pr. FORBRUGT, hhv. pr. UDVEKSLET energienhed (MWh/år)

Figur 2-4 illustrerer enhedsomkostningerne ift. energi. 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.

2.1.2 Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion

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 beregnes som det nødvendige provenu divideret med tarifgrundlaget, kan der for hvert af de tre scenarier beregnes hvad den resulterende tarif ville blive i det antagne scenarie. Dette er illustreret i Figur 2-5 herunder, hvor påvirkningen af hhv. nettatarif og systemtarif er vist.



Figur 2-5 Elektrolyse-anlæg - Tarifpåvirkning ved nuværende tarifmodel

Det ses, at tariffen i alle tilfælde reduceres mærkbart ift. den nuværende tarif, uanset om der tilsluttes som DL eller som IT. Da der er tale om en ren volumentarif, gælder det for det eksisterende forbrug såvel som for det nye forbrug.

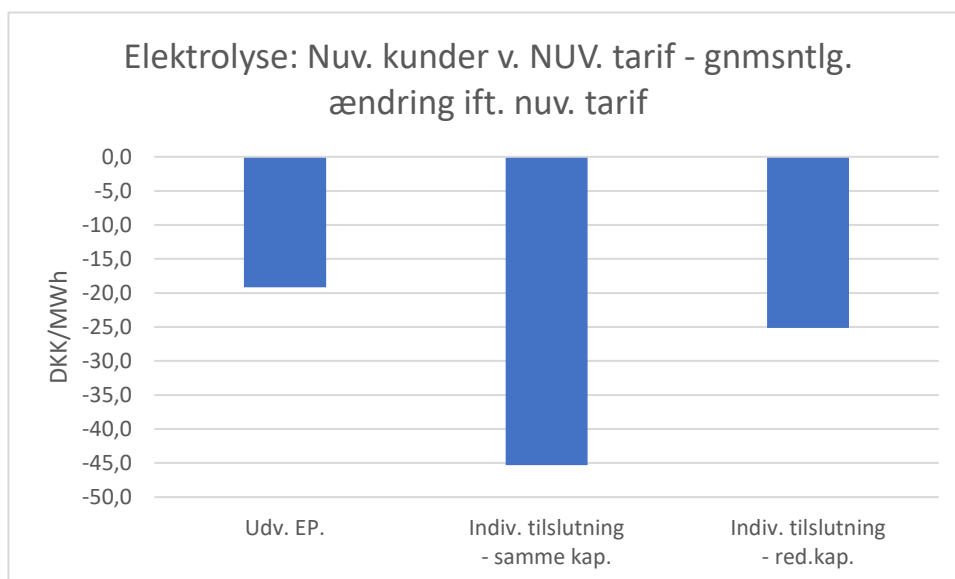
Dette afspejler, at marginalomkostningerne til at understøtte det nye forbrug med den tilhørende produktion er lavere end gennemsnitsomkostningerne i det eksisterende system. Der bliver altså i alle tilfælde tale om en win-win-situation, hvor både de eksisterende og de nye forbrugere får en lavere tarif.

Forskellene ved de forskellige tilslutningsformer afspejler dermed, hvordan den besparelse ved lavere gennemsnitsomkostninger fordeles ud imellem de eksisterende og de nye forbrugere.

Det ses specielt, at en stor del af reduktionen ligger på systemtariffen. Omkostningerne, der skal dækkes af systemtariffen, er antaget uændrede. Den reducerede systemtarif afspejler derfor direkte, at der transporteres flere MWh og at enhedsomkostningen derfor reduceres.

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.

Nettariffen reduceres også, men relativt set ikke lige så meget som systemtariffen. Det skyldes, at omkostningerne er steget, men at de er steget mindre end tarifgrundlaget er steget. Derved falder nettatariffen alt i alt.



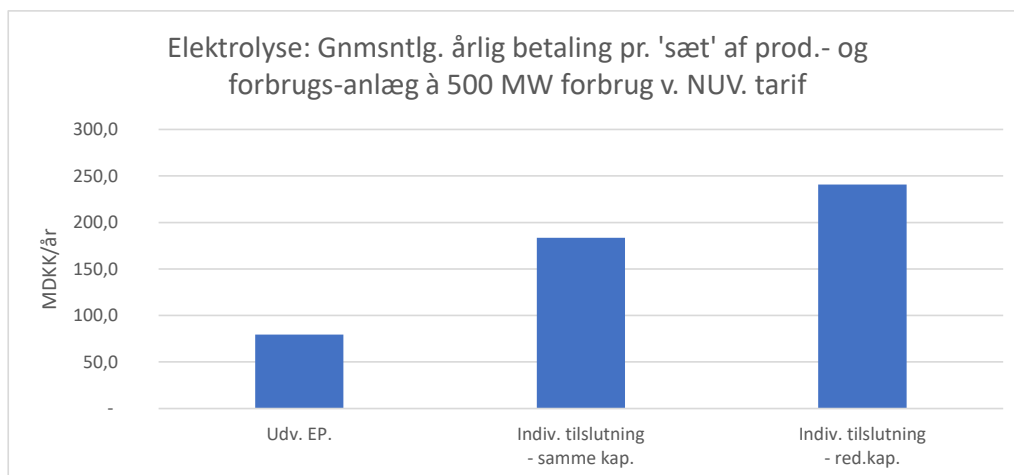
Figur 2-6 Elektrolyse-anlæg - Gennemsnitlig ændring i samlet tarifbetaling pr. MWh ved nuværende tarifmodel

Hvis der i stedet betragtes ændringen i nettarif, så bliver det mere tydeligt, at der i alle tre scenarier opnås en væsentlig reduktion af tariffen. Dette er illustreret i Figur 2-6 herover. Det bemærkes specielt, at tarifreduktionen ved IT-red. er omtrent det samme som ved EP, hvor der tilsluttes mere end dobbelt så meget nyt elektrolyseforbrug.

2.1.3 Samlet årlig betaling for nye kunder

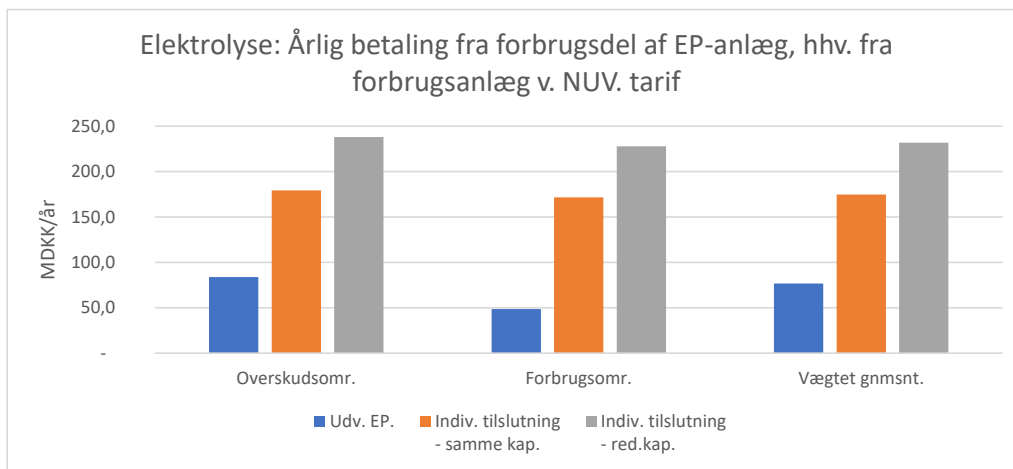
Set fra kundernes synsvinkel er det den samlede tarifomkostning for et samlet anlæg, som er interessant ift. investeringsbeslutninger. Figur 2-7 herunder viser den samlede årlige betaling for et sæt af et elektrolyse-anlæg på 500 MW og de tilhørende VE-produktions-anlæg. Dette illustrerer tydeligt, at det vil have væsentlig økonomisk betydning for en aktør, om der tillades DL-tilslutning eller om der fortsat kun er mulighed for IT.

Det ses også, at den samlede betaling er størst ved IT-red., hvilket samtidig illustrerer, at den samlede mængde af nyt forbrug er så stor, at det har mærkbar betydning i en dynamisk beregning af for hvor meget tariffen bliver reduceret ved indregning af det nye tarifgrundlag. Dette illustrerer, at det er betalingen fra det nye forbrug, som giver grundlaget for at reducere tariffen for alle forbrugere – nye såvel som eksisterende.

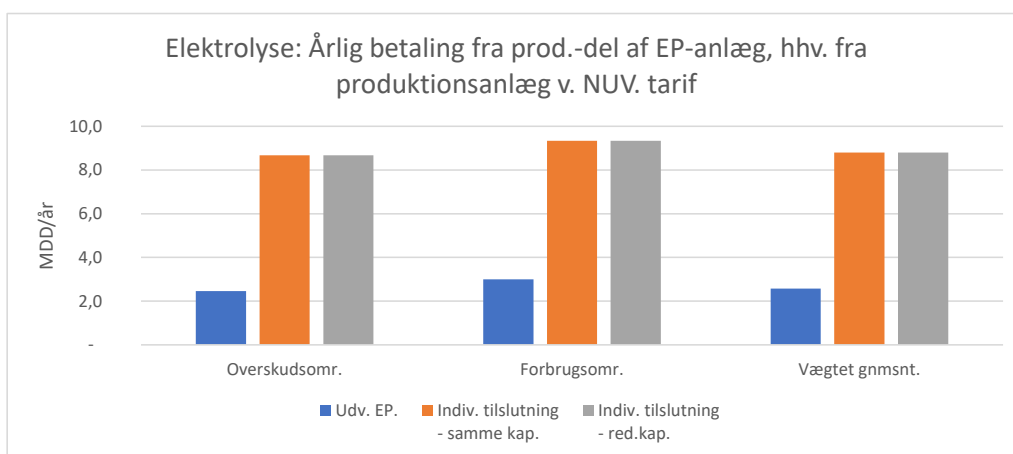


Figur 2-7 Samlet årlig betaling for et 500 MW elektrolyseanlæg og tilhørende VE-produktionsanlæg ved nuværende tarifmodel.

Figur 2-8 og Figur 2-9 herunder illustrerer, hvordan den samlede betaling er fordelt imellem forbrugs-/udtags-delen af anlæggene og produktions-/indfødnings-delen af anlæggene. Som det ses, er det forbrugstarifieringen, der leverer langt størstedelen af den samlede betaling.



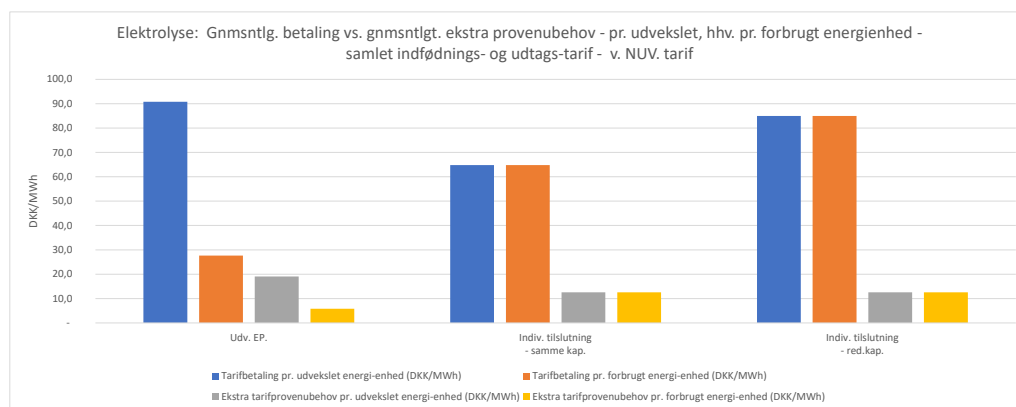
Figur 2-8 Samlet årlig betaling fra forbrugsdelen for et 500 MW elektrolyseanlæg og tilhørende VE-produktionsanlæg ved nuværende tarifmodel.



Figur 2-9 Samlet årlig betaling fra produktionsdelen for et 500 MW elektrolyseanlæg og tilhørende VE-produktionsanlæg ved nuværende tarifmodel.

Figur 2-10 herunder er formentlig den allervigtigste figur i denne fordelingsanalyse.

Den viser den gennemsnitlige betaling pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh set i forhold til det ekstra provenu-behov, som de nye forbrugs- og produktions-anlæg giver anledning til. Denne figur viser klart, at de nye store kunder – med den nuværende tarifmodel og uanset tilslutningsform – kommer til at lægge ca. 5 gange mere i fælleskassen end de ekstra omkostninger, som de reelt giver anledning til. Der er selvfølgelig ingen kunder (med fuld netadgang), som kun skal betale marginalomkostninger, for så vil de faste omkostninger skulle betales af alle de øvrige kunder. Men omvendt er det heller ikke rimeligt, hvis en kunde pga. tarifieringsmodellen kommer til at betale en urimeligt stor andel af de faste omkostninger, og dette resultat indikerer, at elektrolyseanlæg med individuel tilslutning (IT) vil komme til at betale en uforholdsmæssigt stor andel af de faste omkostninger.



Figur 2-10 Elektrolyseanlæg – Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved nuværende tarifmodel

Det bemærkes specielt, at når der ses på tariffbetaling vs. provenubehov pr. forbrugt energienhed (altså de orange og gule søjler), så er *forskellen* i absolut niveau (DKK/MWh) mindst i DL-tilslutningen. Det viser, dels at elektrolyseanlæg tilsluttet sammen med produktionsanlæg med direkte linjer selv med den nuværende tarifmodel reelt ikke vil føre til, at de tørrer en del af sine omkostninger af på andre forbrugere – faktisk tværtimod - og dels at mulighed for direkte linjer vil have meget stor økonomisk betydning for investeringsbeslutninger i elektrolyseanlæg.

2.1.4 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

Som beskrevet i afsnit 5.4.2.1 i hovedrapporten 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. Mængden af udtrækskapacitet vil være – og *skal* være – eksplicit tilgængelig som tarifieringsgrundlag i en fremtidig tarifiering med en andel af kapacitetsbetaling. Så selv om der i den samfundsøkonomiske analyse i kapitel 4 i hovedrapporten er fastlagt de udtagkapaciteter, som nettet udbygges efter, så er de kapaciteter ikke direkte anvendelige som *med kunderne aftalte* udtagkapaciteter i en beregning af udnyttelsesgrad.

Beregningen af en udnyttelsesgrad udføres derfor først i afsnit 3.1.4, hvor fordelingsanalysen udføres under antagelse af en fremtidig tarifmodel. Bemærk dog, at da der er tale om samme tekniske forudsætninger om ny produktions- og forbrugskapacitet og tilhørende nyt net baseret på en samfundsøkonomisk analysetilgang – jf. kapitel 4 i hovedrapporten – så vil resultaterne i afsnit 3.1.4 (i bilag 3) faktisk også gælde for denne del af analysen med den nuværende tarifmodel.

2.2 Datacentre

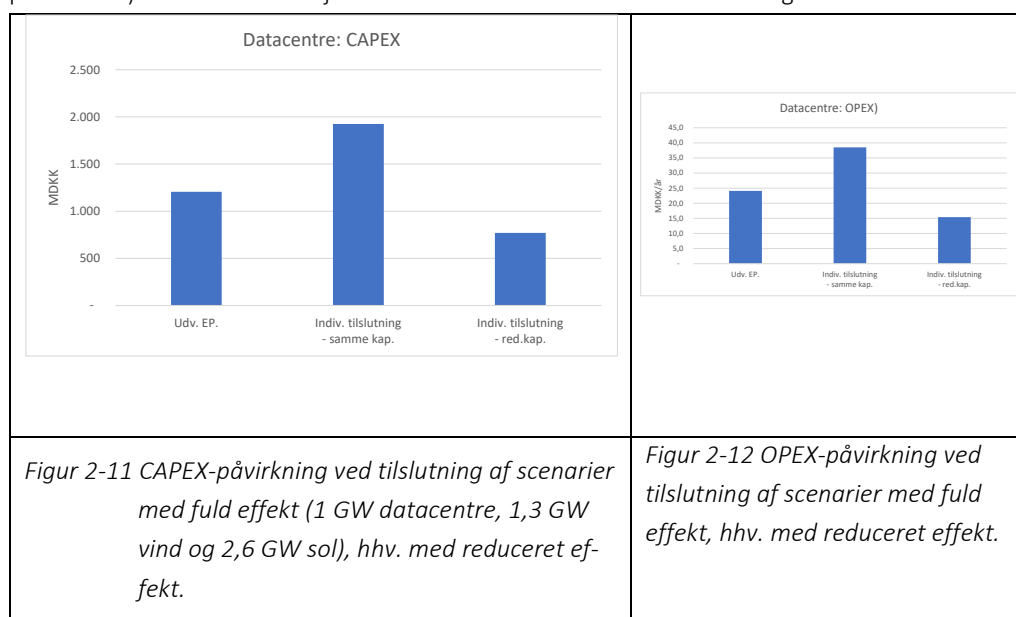
Ligesom for elektrolyseanlæg er der for datacentre opstillet en samlet analysemodel med de 3 forskellige tilslutningsscenarier. Der tages udgangspunkt i nettilslutning af:

- I alt 1 GW datacentre samt tilhørende VE-elproduktionsanlæg (vind og sol i forholdet 1:2) med en elproduktion svarende til forbruget (svarende til 1,3 GW vind og 2,6 GW sol), og med en antaget enhedsstørrelse af datacentrene på 200 MW. Den relativt større mængde VE-produktion ift. datacenter-kapaciteten set ift. hvad der er af VE-kapacitet i scenarierne med datacentre skyldes, at datacentre har flere fuldlasttimer end elektrolyseanlæg, og derfor har behov for en større mængde VE-produktionskapacitet for at sikre balance på års-energien.
- Med tilslutning med direkte linjer (DL), hhv. med 2 forskellige scenarier for individuel tilslutning (IT), og hvor der ved det første scenarie for IT er antaget, at 40 % af forbrugsanlæggene ikke længere placeres i nærheden af den tilhørende produktionskapacitet (dvs. med en lavere grad af samplacering).
- Og hvor der ved det andet scenarie for IT desuden antages, at kun 40 % af den antagne forbrugskapacitet og de tilhørende VE-produktionsanlæg etableres.

Dvs. i alt 3 scenarier – 'EP', 'IT-fuld kap.' og 'IT-Red.kap.'.

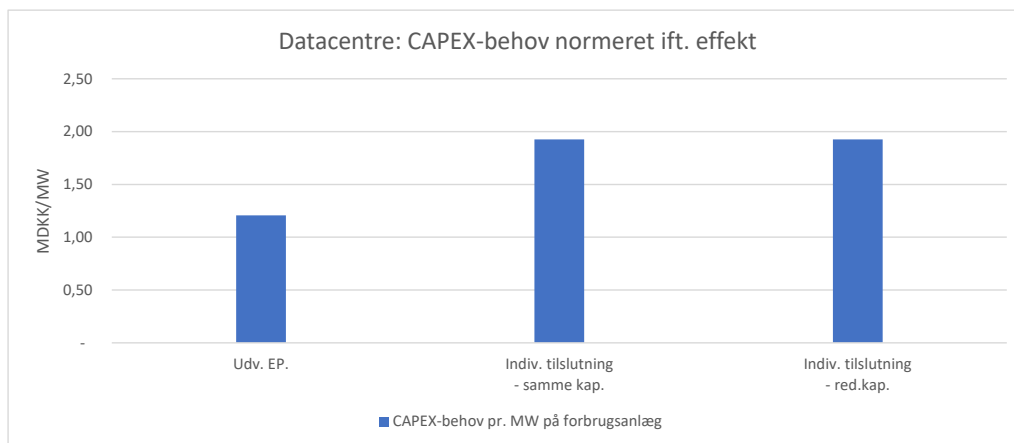
2.2.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

Behovet for ekstra CAPEX til anlægsinvesteringer som følge af nettilslutning i hvert af de to scenarier med fuld effekt (dvs. de 1 GW datacentre og de tilhørende 1,3 + 2,6 = 3,9 GW VE-produktion) samt for det tredje scenarie med reduceret effekt er vist i Figur 2-11 herunder.



De tilsvarende OPEX-niveauer er vist i Figur 2-12 ovenfor. Da der som nævnt i afsnit 5.2.1 i hovedrapporten er fuldstændig proportionalitet imellem OPEX og CAPEX, er figurerne visuelt ens; det er kun akseenheder og størrelsesorden af tallene, der er forskellige.

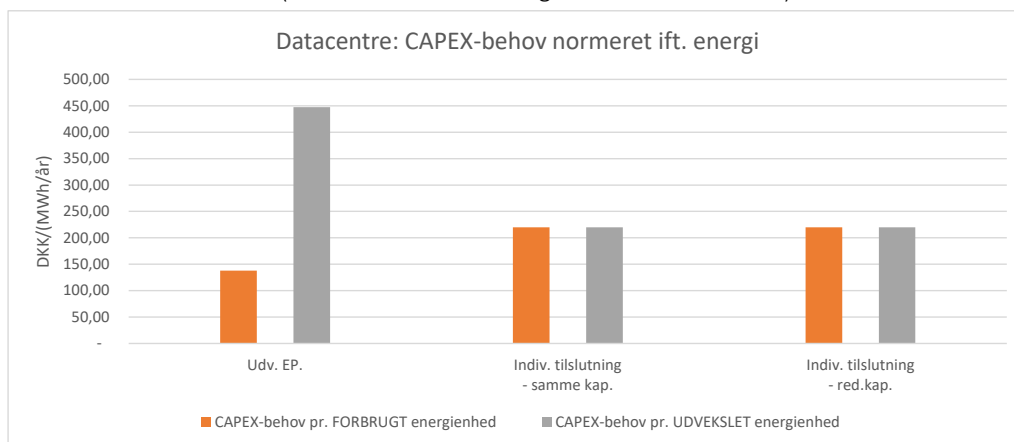
Det noteres, at CAPEX-behovet er knap dobbelt så stort ved nettilslutning som DL ift. ved IT-red.kap., mens CAPEX-behovet til gengæld er ca. en halv gang større ved IT-fuld kap. ift. ved EP. Det viser, at den samme forbrugskapacitet med tilhørende VE-produktionskapacitet kræver en halv gang mere netudbygning i det bagvedliggende net ved IT-tilslutning fremfor ved DL-tilslutning. Dette resultat fremgår tydeligere i Figur 2-13 nedenfor, hvor de nødvendige omkostninger pr. MW ny forbrugskapacitet er illustreret.



Figur 2-13 Datacentre - CAPEX-behov normeret pr. MW

Dette resultat skyldes igen - 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, og det viser derfor også for store datacentre betydningen af at sikre *samplacering* imellem ny VE-produktion og nyt, stort forbrug.

Enhedsomkostninger pr. kapacitetsenhed er relevant ift. transmissionsnettets omkostninger. Men 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 identiske.)

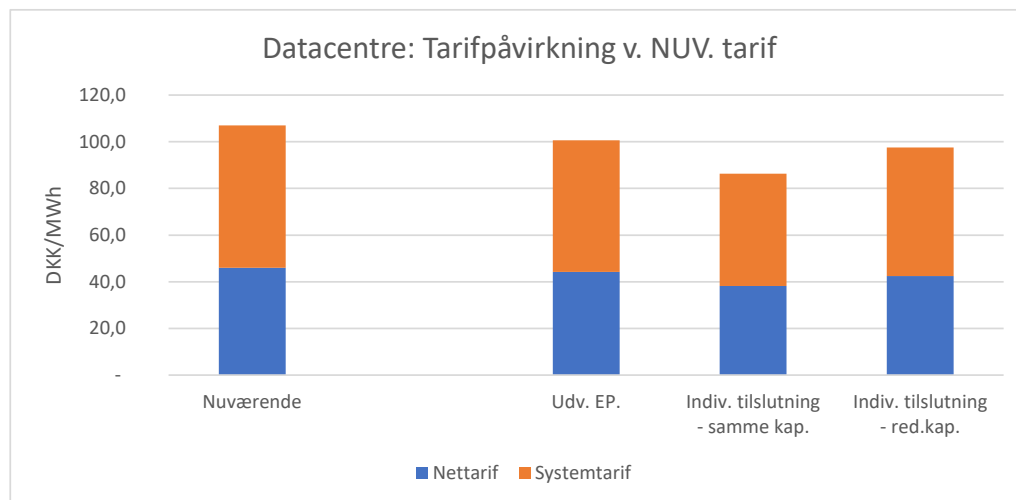


Figur 2-14 Datacentre - CAPEX-behov normeret pr. FORBRUGT, hhv. pr. UDVEKSLET energienhed (MWh/år)

Figur 2-14 illustrerer enhedsomkostningerne ift. energi. 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. Set ift. det tilsvarende billede for elektrolyseanlæg (se Figur 2-4 i afsnit 2.1.1) er det dog bemærkelsesværdigt, at CAPEX-behovet pr. forbrugt og pr. udvekslet energienhed for DL-tilslutning er ca. 1/3 større ved datacentre end ved elektrolyseanlæg, mens det er det ca. samme for IT-tilslutning. Det afspejler formentlig forskellen i fuldlasttider for hver af de to forbrugstyper.

2.2.2 Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion

Den resulterende tarif er beregnet for hvert af de tre scenarier under hensyntagen til ekstra omkostninger såvel som et forøget tarifgrundlag. Dette er illustreret i Figur 2-15 herunder, hvor påvirkningen af hhv. nettarif og systemtarif er vist.

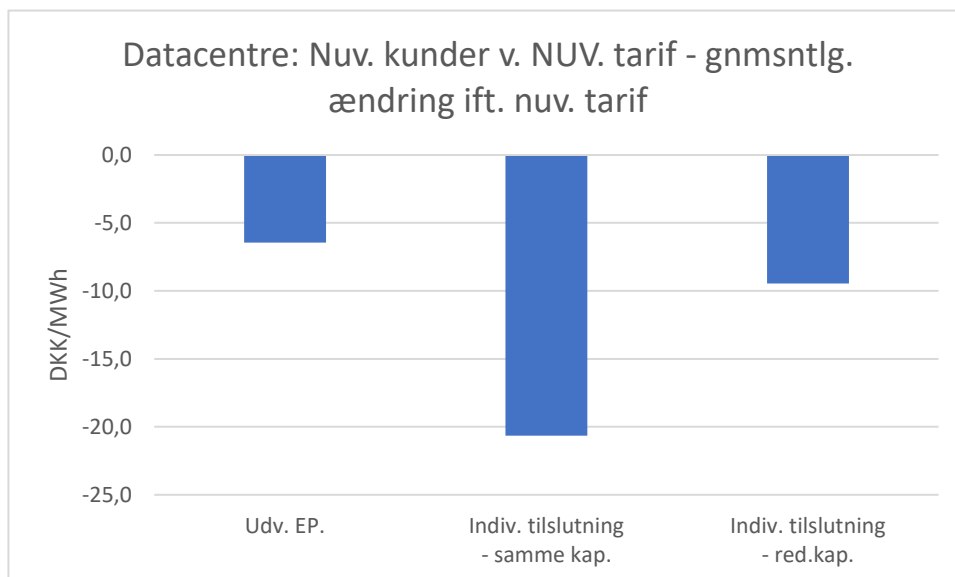


Figur 2-15 Datacentre - Tarifpåvirkning ved nuværende tarifmodel

Det ses, at tariffen i alle tilfælde reduceres noget ift. den nuværende tarif, uanset om der tilsluttes som DL eller som IT. Da der er tale om en ren volumentarif, gælder det for det eksisterende forbrug såvel som for det nye forbrug.

Der bliver altså i alle tilfælde også her tale om en win-win-situation, hvor både de eksisterende og de nye forbrugere får en lavere tarif. Men forskellen er dog markant mindre end den tilsvarende reduktion ved elektrolyseanlæg (se Figur 2-5 i afsnit xx). Det skyldes dels, at datacentre har behov for konstant forsyning, hvorfor der skal etableres mere net til at forsyne dem ved IT-tilslutning og mere net til at føre overskudsproduktion væk fra anlæggene ved DL-tilslutning, og dels, at der i datacenter-scenarierne er tale om en 5 gange mindre installeret ny forbrugskapacitet. Alene pga. mængden vil tarifpåvirkningen blive mindre.

Den procentvise reduktion er også her størst på systemtariffen. Det skyldes, at omkostningerne, der skal dækkes af systemtariffen, er antaget uændrede, mens der kommer ekstra omkostninger til for nettariffen. Derfor falder nettariffen ikke lige så meget som systemtariffen.



Figur 2-16 Datacentre - Gennemsnitlig ændring i samlet tariffbetaling pr. MWh ved nuværende tarifmodel

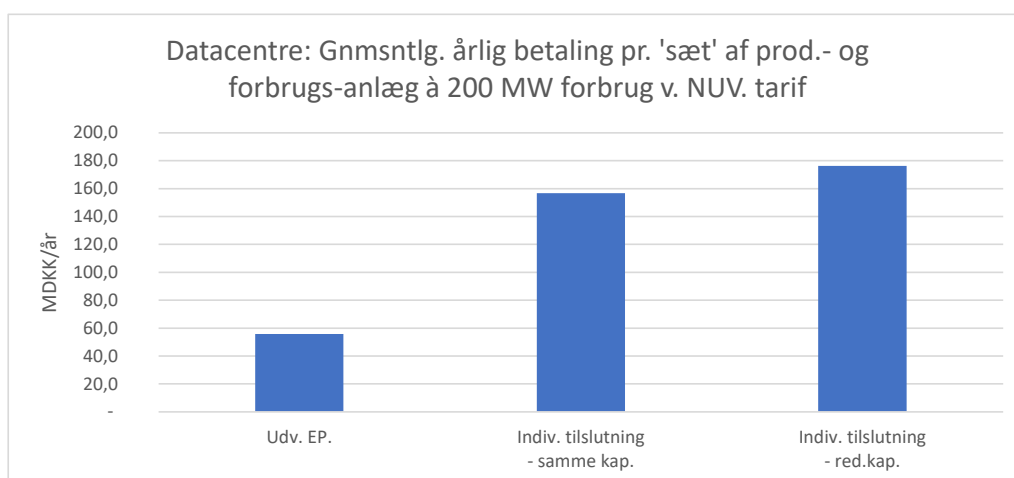
Når ændringen i nettarif betragtes, så bliver det mere tydeligt, at der i alle tre scenarier opnås en vis reduktion af tariffen. Dette er illustreret i Figur 2-16 herover.

Det bemærkes specielt,

- at tariffreduktionen ved IT-red. er ca. en halv gang større end ved EP, hvor der vel at mærke tilsluttes mere end dobbelt så meget nyt datacenterforbrug,
- og at tariffreduktionen er ca. 3 gange større ved IT-fuld.kap. end ved EP, hvor der tilsluttes samme mængde nyt forbrug.

2.2.3 Samlet årlig betaling for nye kunder

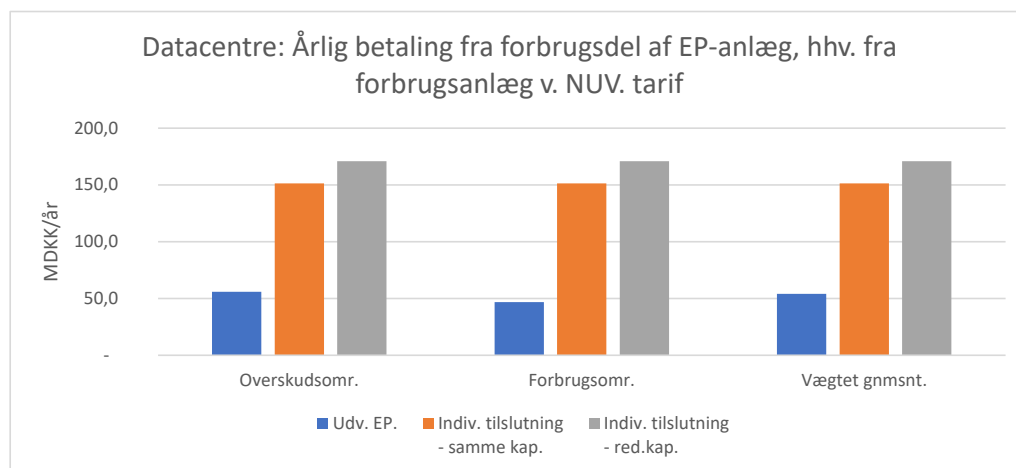
Set fra kundernes synsvinkel er det den samlede tarifomkostning for et samlet anlæg, som er interessant ift. investeringsbeslutninger. Figur 2-17 herunder viser den samlede årlige betaling for et sæt af et datacenter på 200 MW og de tilhørende VE-produktions-anlæg. Dette illustrerer tydeligt, at det også for datacentre vil have væsentlig økonomisk betydning, om der tillades DL-tilslutning eller om der fortsat kun er mulighed for IT.



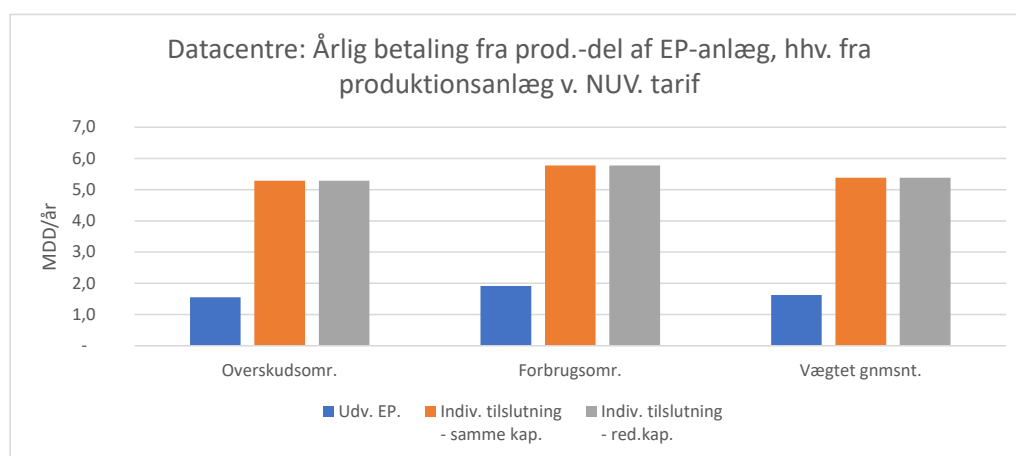
Figur 2-17 Samlet årlig betaling for et 200 MW datacenter og tilhørende VE-produktionsanlæg ved nuværende tarifmodel.

Figur 2-18 og Figur 2-19 herunder illustrerer, hvordan den samlede betaling er fordelt imellem forbrugs-/udtags-delen af anlæggene og produktions-/indfødnings-delen af anlæggene. Som

det ses, er det også her forbrugstarifereringen, der leverer langt størstedelen af den samlede betaling.

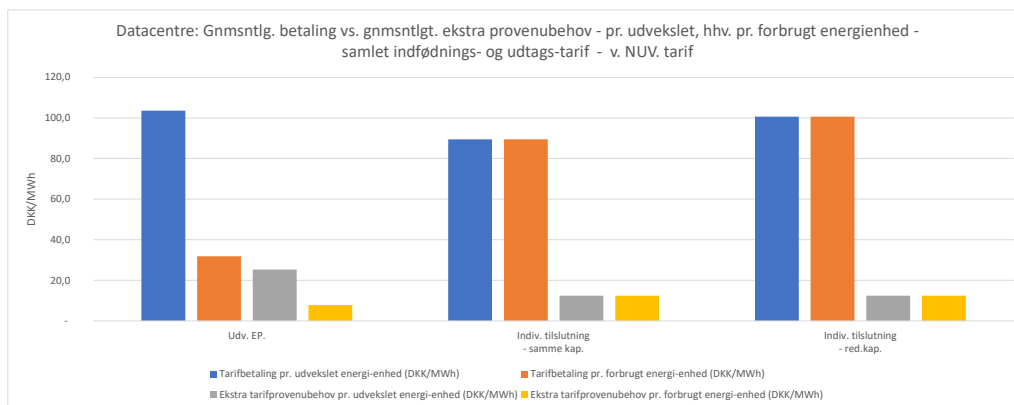


Figur 2-18 Samlet årlig betaling fra forbrugsdelen for et 200 MW datacenter og tilhørende VE-produktionsanlæg ved nuværende tarifmodel.



Figur 2-19 Samlet årlig betaling fra produktionsdelen for et 200 MW datacenter og tilhørende VE-produktionsanlæg ved nuværende tarifmodel.

Figur 2-20 viser den gennemsnitlige betaling pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh set i forhold til det ekstra provenu-behov, som de nye forbrugs- og produktions-anlæg giver anledning til. Denne figur viser klart, at de nye store kunder – med den nuværende tarifmodel og uanset tilslutningsform – kommer til at lægge fra ca. 4 gange (for EP) og op til 7-8 gange (for IT) mere i fælleskassen end de ekstra omkostninger, som de reelt giver anledning til.



Figur 2-20 Datacentre – Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved nuværende tarifmodel

Også her kan det bemærkes, at når der ses på tariffbetaling vs. provenubehov pr. forbrugt energienhed (altså de orange og gule søjler), så er forskellen i absolut niveau (DKK/MWh) mindst i DL-tilslutningen.

Det viser igen, dels at datacentre tilsluttet sammen med produktionsanlæg med direkte linjer selv med den nuværende tarifmodel reelt ikke vil føre til, at de tørrer en del af sine omkostninger af på andre forbrugere, og dels at mulighed for direkte linjer vil have forholdsvis stor økonomisk betydning for investeringsbeslutninger i datacentre.

2.2.4 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

Jf. begrundelsen i beskrivelsen i afsnit 2.1.4 (for scenariet med elektrolyseanlæg) udføres beregningen af en udnyttelsesgrad for scenariet med datacentre først i afsnit 3.2.4, hvor fordelingsanalysen udføres under antagelse af en fremtidig tarifmodel.

2.3 Centrale varmepumper

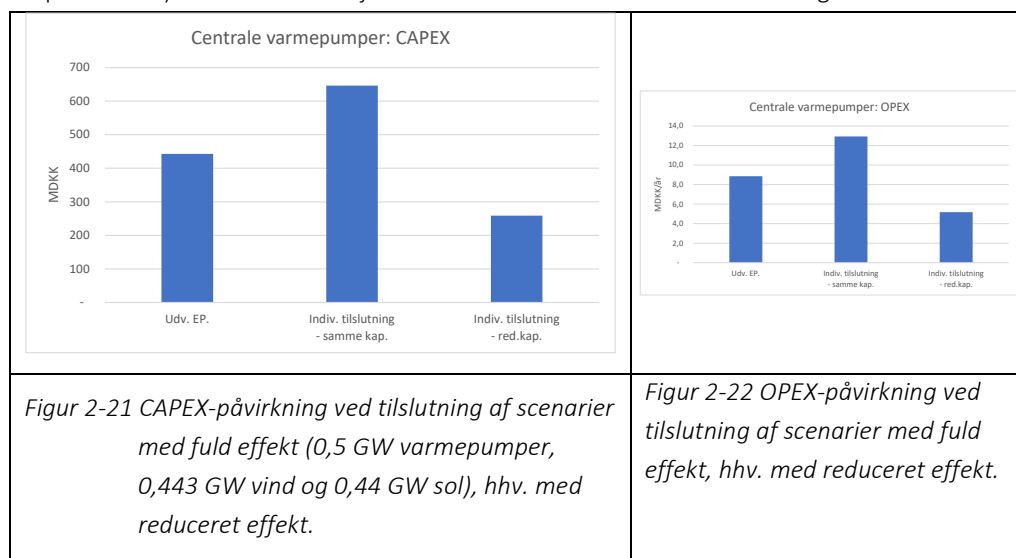
Her opstilles også de 3 forskellige tilslutningsscenarier for varmepumper. Der tages udgangspunkt i nettilslutning af:

- I alt 0,5 GW (=500 MW) centrale varmepumper samt tilhørende VE-elproduktionsanlæg (vind og sol i forholdet 1:1) med en elproduktion svarende til forbruget (svarende til 0,44 GW vind og 0,44 GW sol), og med en antaget enhedsstørrelse af varmepumperne på 100 MW. Den relativt mindre mængde VE-produktion set relativt ift. elektrolyseanlæg- og datacenter-scenarierne skyldes, at varmepumperne har lidt færre fuldlasttimer end elektrolyseanlæg og meget mindre end datacentre, samt at et forhold med 1:1 iml. sol og vind giver et bedre match imellem tidspunkter for VE-produktion og varmebehov.
- Med tilslutning med direkte linjer (DL), hhv. med 2 forskellige scenarier for individuel tilslutning (IT), og hvor der ved det første scenarie for IT er antaget, at 40 % af forbrugsanlæggene ikke længere placeres i nærheden af den tilhørende produktionskapacitet (dvs. med en lavere grad af samplacering).
- Og hvor der ved det andet scenarie for IT desuden antages, at kun 40 % af den antagne forbrugskapacitet og de tilhørende VE-produktionsanlæg etableres.

Dvs. i alt 3 scenarier – 'EP', 'IT-fuld kap.' og 'IT-Red.kap.'.

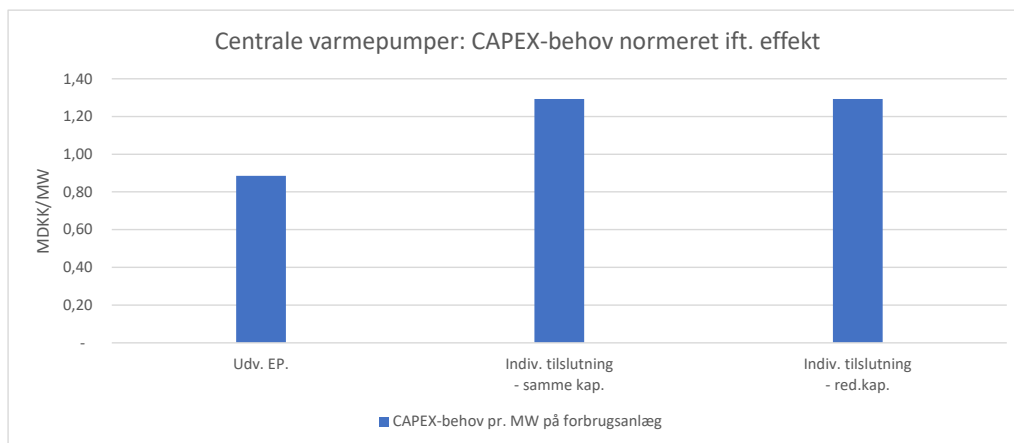
2.3.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

Behovet for ekstra CAPEX til anlægsinvesteringer som følge af nettilslutning i hvert af de to scenarier med fuld effekt (dvs. de 0,5 GW varmepumper og de tilhørende 0,44 + 0,44 = 0,88 GW VE-produktion) samt for det tredje scenarie med reduceret effekt er vist i Figur 2-21 herunder.



De tilsvarende OPEX-niveauer er vist i Figur 2-22 ovenfor. Da der som nævnt i afsnit 5.2.1 i hovedrapporten er fuldstændig proportionalitet imellem OPEX og CAPEX, er figurerne visuelt ens; det er kun akseenheder og størrelsesorden af tallene, der er forskellige.

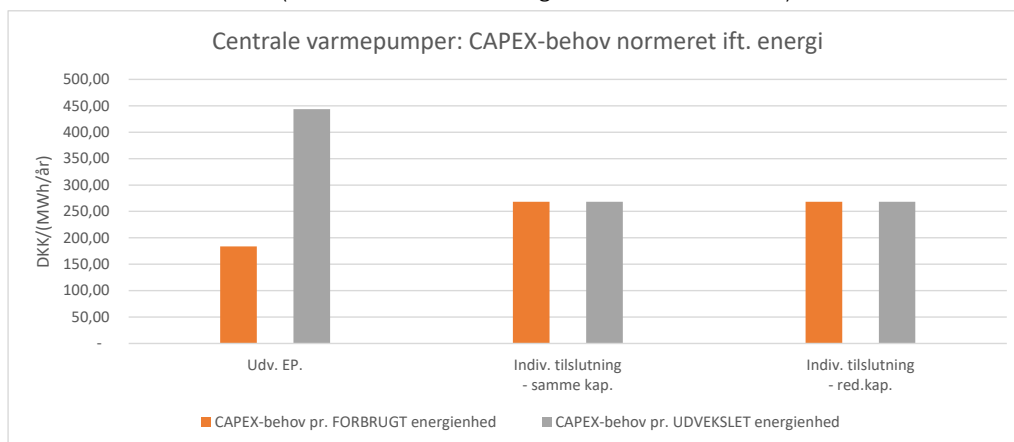
Det noteres, at CAPEX-behovet er knap dobbelt så stort ved nettilslutning som DL ift. ved IT-red.kap., mens CAPEX-behovet til gengæld er ca. en halv gang større ved IT-fuld kap. ift. ved EP. Det viser, at den samme forbrugskapacitet med tilhørende VE-produktionskapacitet kræver en halv gang mere netudbygning i det bagvedliggende net ved IT-tilslutning fremfor ved DL-tilslutning. Dette resultat fremgår tydeligere i Figur 2-23 nedenfor, hvor de nødvendige omkostninger pr. MW ny forbrugskapacitet er illustreret.



Figur 2-23 Varmepumper - CAPEX-behov normeret pr. MW

Dette resultat skyldes igen - 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, og det viser derfor også for store varmepumper betydningen af at sikre *samplacering* imellem ny VE-produktion og nyt, stort forbrug.

Enhedsomkostninger pr. kapacitetsenhed er relevant ift. transmissionsnettets omkostninger. Men 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 identiske.)

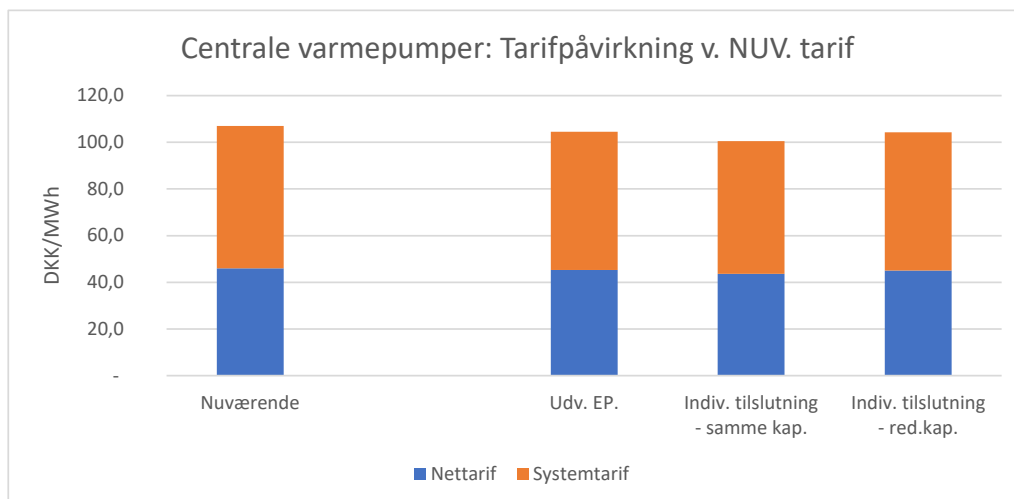


Figur 2-24 Varmepumper - CAPEX-behov normeret pr. FORBRUGT, hhv. pr. UDVEKSLET energienhed (MWh/år)

Figur 2-24 illustrerer enhedsomkostningerne ift. energi. 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.

2.3.2 Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion

Den resulterende tarif er beregnet for hvert af de tre scenarier under hensyntagen til ekstra omkostninger såvel som et forøget tarifgrundlag. Dette er illustreret i Figur 2-25 herunder, hvor påvirkningen af hhv. nettarif og systemtarif er vist.

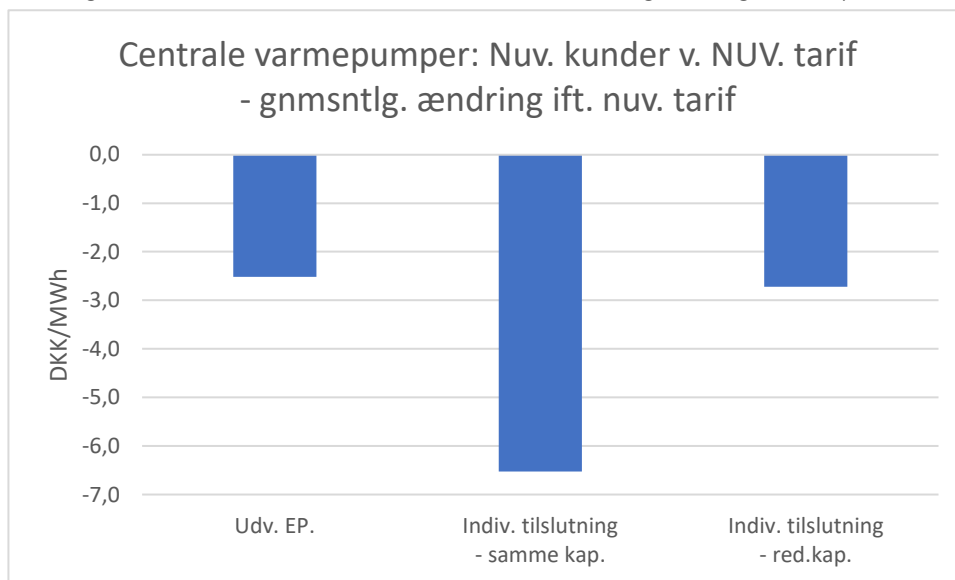


Figur 2-25 Varmepumper - Tarifpåvirkning ved nuværende tarifmodel

Det ses, at tariffen i alle tilfælde reduceres en smule ift. den nuværende tarif, uanset om der tilsluttes som DL eller som IT. Da der er tale om en ren volumentarif, gælder det for det eksisterende forbrug såvel som for det nye forbrug.

Der bliver altså i alle tilfælde også her tale om en win-win-situation, hvor både de eksisterende og de nye forbrugere får en lavere tarif. Men forskellen er dog markant mindre end den tilsvarende reduktion ved elektrolyseanlæg (se Figur 2-5 i afsnit xx). Det skyldes primært dels, at der i varmepumpe-scenarierne er tale om en 10 gange mindre installeret ny forbrugskapacitet. Med så lille en mængde nyt forbrug vil tarifpåvirkningen aldrig kunne blive ret stor.

Den procentvise reduktion er også her størst på systemtariffen. Det skyldes, at omkostningerne, der skal dækkes af systemtariffen, er antaget uændrede, mens der kommer ekstra omkostninger til for nettariffen. Derfor falder nettariffen ikke lige så meget som systemtariffen.



Figur 2-26 Varmepumper - Gennemsnitlig ændring i samlet tariffbetaling pr. MWh ved nuværende tarifmodel

Når ændringen i nettarif betragtes, så bliver det mere tydeligt, at der i alle tre scenarier opnås en vis reduktion af tariffen. Dette er illustreret i Figur 2-26 herover.

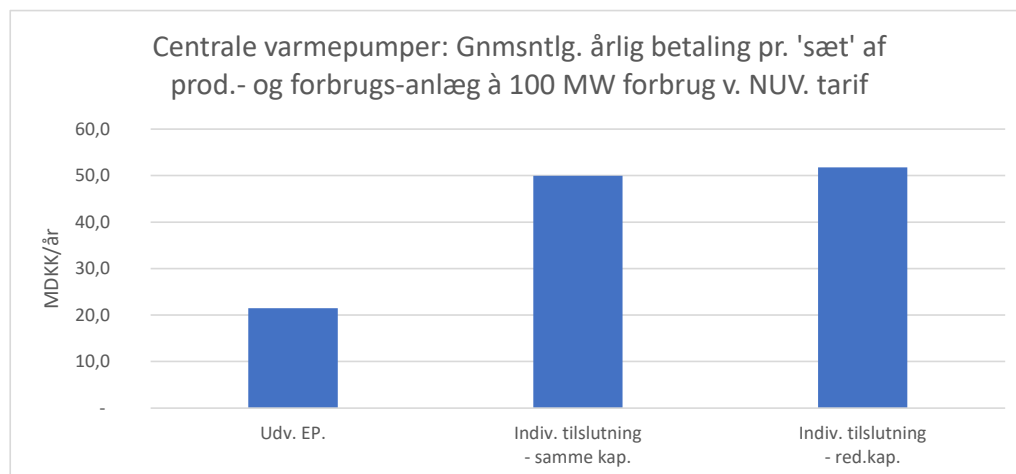
Det bemærkes specielt,

- at tarifreduktionen ved IT-red. er ca. det samme som ved EP, hvor der vel at mærke tilsluttes mere end dobbelt så meget nyt varmepumpeforbrug,

- og at tarifreduktionen er ca. 2½ gange større ved IT-fuld.kap. end ved EP, hvor der tilsluttes samme mængde nyt forbrug.

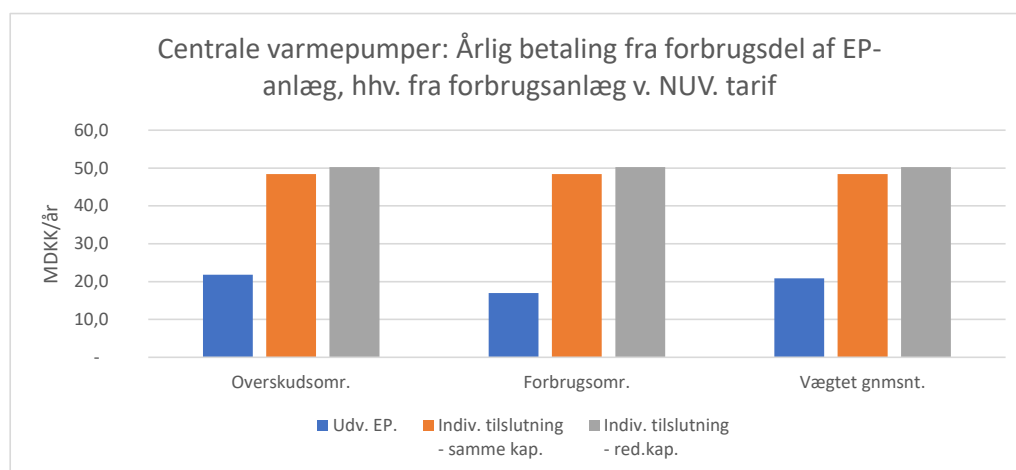
2.3.3 Samlet årlig betaling for nye kunder

Set fra kundernes synsvinkel er det den samlede tarifomkostning for et samlet anlæg, som er interessant ift. investeringsbeslutninger. Figur 2-27 herunder viser den samlede årlige betaling for et sæt af et datacenter på 200 MW og de tilhørende VE-produktions-anlæg. Dette illustrerer tydeligt, at det også for datacentre vil have væsentlig økonomisk betydning, om der tillades DL-tilslutning eller om der fortsat kun er mulighed for IT.

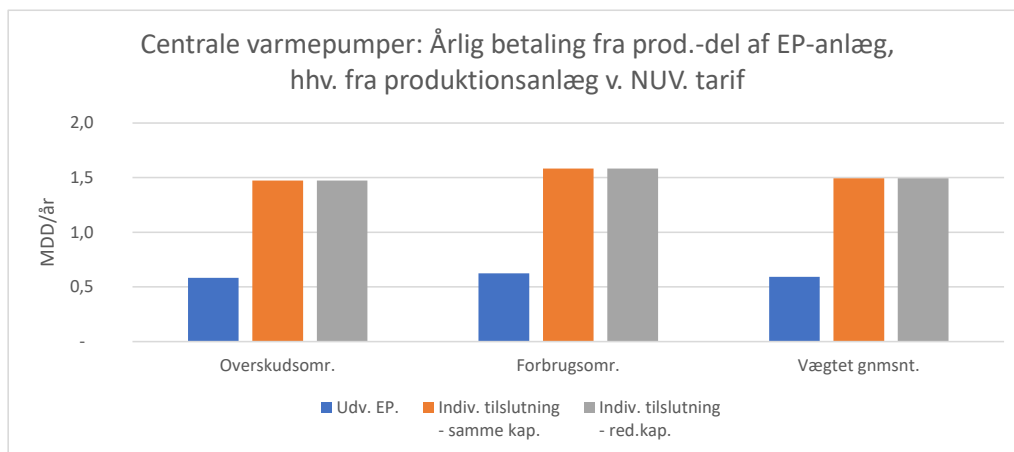


Figur 2-27 Samlet årlig betaling for en 100 MW varmepumpe og tilhørende VE-produktionsanlæg ved nuværende tarifmodel.

Figur 2-28 og Figur 2-29 herunder illustrerer, hvordan den samlede betaling er fordelt imellem forbrugs-/udtags-delen af anlæggene og produktions-/indfødnings-delen af anlæggene. Som det ses, er det også her forbrugstarifieringen, der leverer langt størstedelen af den samlede betaling.

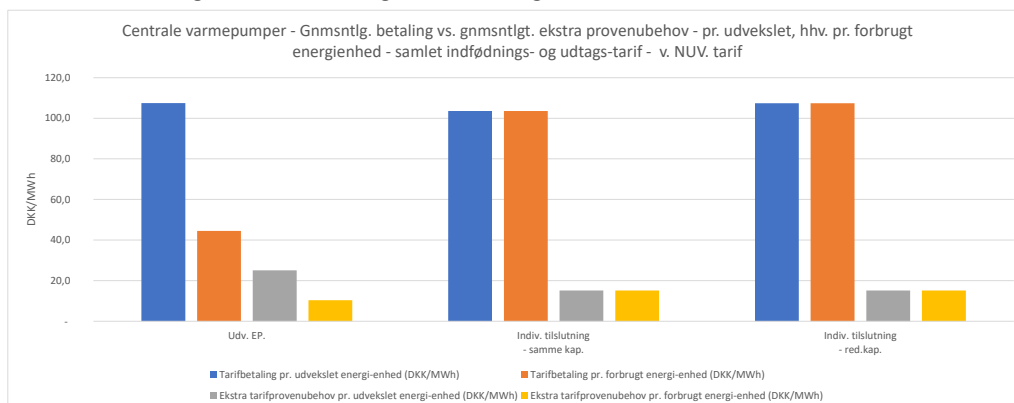


Figur 2-28 Samlet årlig betaling fra forbrugsdelen for en 100 MW varmepumpe og tilhørende VE-produktionsanlæg ved nuværende tarifmodel.



Figur 2-29 Samlet årlig betaling fra produktionsdelen for en 100 MW varmepumpe og tilhørende VE-produktionsanlæg ved nuværende tarifmodel.

Figur 2-30 viser den gennemsnitlige betaling pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh set i forhold til det ekstra provenubehov, som de nye forbrugs- og produktions-anlæg giver anledning til. Denne figur viser igen klart, at de nye store kunder – med den nuværende tarifmodel og lidt afhængig af tilslutningsform – kommer til at lægge ca. 4-6 gange mere i fælleskassen end de ekstra omkostninger, som de reelt giver anledning til.



Figur 2-30 Varmepumper – Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved nuværende tarifmodel

Også her kan det bemærkes, at når der ses på tarifbetaling vs. provenubehov pr. forbrugt energienhed (altså de orange og gule søjler), så er forskellen i absolut niveau (DKK/MWh) mindst i DL-tilslutningen.

Det viser igen, dels at varmepumper tilsluttet sammen med produktionsanlæg med direkte linjer selv med den nuværende tarifmodel reelt ikke vil føre til, at de tørrer en del af sine omkostninger af på andre forbrugere, og dels at mulighed for direkte linjer vil have forholdsvis stor økonomisk betydning for investeringsbeslutninger i varmepumper.

2.3.4 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

Jf. begrundelsen i beskrivelsen i afsnit 2.1.4 (for scenariet med elektrolyseanlæg) udføres beregningen af en udnyttelsesgrad for scenariet med centrale varmepumper først i afsnit 3.3.4, hvor fordelingsanalysen udføres under antagelse af en fremtidig tarifmodel.

3. Bilag 3: Fordelingsanalyse under mulige NYE tarif- og ramme-vilkår

Bemærk: I dette bilag er der - på alle figurerne - anvendt betegnelsen "Udv. EP" (=udvidet egen-producent"), da det er Energinets interne terminologi for anvendelse af "DL" (=direkte linjer) til at forbinde produktions- og forbrugs-anlæg bag måleren. Figurerne blev udarbejdet i separat regneark, inden det var klart for Energinet, at Energistyrelsen anvender en anden terminologi for dette. Figurerne er opdateret i det bagvedliggende regneark, men de er pga. tidspres ikke opdateret i dette bilag, da det vil være en tidskrævende manuel proces.

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

Analysen opsummerer de samme nøgletal som ved den tilsvarende analyse for de nuværende tarif- og ramme-vilkår, som beskrevet i kapitel 0:

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

Også her er de beregnede konsekvenser er under forudsætning af, at kunden har truffet en investeringsbeslutning for sine forbrugs- og produktions-anlæg med de antagne lokationer, med de antagne tilslutningsformer – altså med Direkte Linjer (DL) eller med Individuel Tilslutning (IT) – og med de antagne kapaciteter – altså med fuld kapacitet (fuld kap.) eller reduceret kapacitet (red.kap.). Analysen opgør altså kun det økonomiske incitament for kunden ved tilslutning med direkte linjer vs. individuel tilslutning for de antagne scenarier *ved de antagne nye tarif- og ramme-vilkår*.

3.1 Elektrolyseanlæg

Der er for elektrolyseanlæg opstillet en samlet analysemodel med de 3 forskellige tilslutnings-scenarier. Der tages udgangspunkt i nettilslutning af:

- I alt 5 GW elektrolyseanlæg, samt tilhørende VE-elproduktionsanlæg (vind og sol i forholdet 1:2) med en elproduktion svarende til forbruget (svarende til 4,15 GW vind og 8,3 GW sol), og med en antaget enhedsstørrelse af elektrolyseanlæggene på 500 MW.
- Med tilslutning med direkte linjer (DL), hhv. med 2 forskellige scenarier for individuel tilslutning (IT), og hvor der ved det første scenarie for IT er antaget, at 40 % af forbrugsanlæggene ikke længere placeres i nærheden af den tilhørende produktionskapacitet (dvs. med en lavere grad af samplacering).
- Og hvor der ved det andet scenarie for IT desuden antages, at kun 40 % af den antagne forbrugskapacitet og de tilhørende VE-produktionsanlæg etableres.

Dvs. i alt 3 scenarier – 'EP', 'IT-fuld kap.' og 'IT-Red.kap.'.

3.1.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

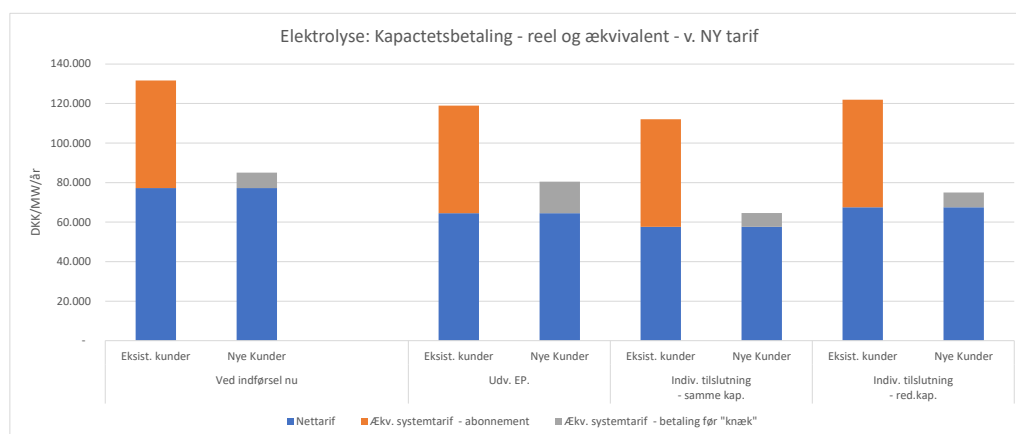
Behovet for ekstra CAPEX til anlægsinvesteringer som følge af nettilslutning i hvert af de to scenarier med fuld effekt (dvs. de 5 GW elektrolyseanlæg og de tilhørende 4,15 + 8,3 = 12,45 GW VE-produktion) samt for det tredje scenarie med reduceret effekt er baseret på en samfundsøkonomisk optimal netudbygning til at understøtte den antagne mængde nyt forbrug og ny produktion med de antagne placeringer. Dette er uafhængigt af det antagne tarif-regime, og resultaterne er derfor identisk med hvad der er beskrevet i afsnit 2.1.1.

3.1.2 Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion

Ligesom ved den nuværende tarifmodel – som beskrevet i afsnit 2.1.2 – giver det også anledning til et ændret tarifgrundlag, når der tilsluttes større mængder nyt forbrug og ny produktion. I en ny tarifmodel er der dog mere end ét tarifgrundlag, idet der er et tarifgrundlag for kapacitet såvel som for energiudveksling.

Den grundlæggende beregning er dog det samme; at den del af det samlede provenu, som skal opkræves på baggrund af enten kapacitet eller energiudveksling, blot skal divideres med det relevante tarifgrundlag. Derfor kan det – for hvert tarif-element og for hvert af de tre scenarier – nemt beregnes hvad den resulterende tarif vil blive for hvert tarif-element i hvert af de antagne scenarier. Dette er illustreret i Figur 3-1 og Figur 3-2 herunder for kapacitetsbetaling, hhv. volumenbetaling, og hvor påvirkningen af hhv. nettarif og systemtarif er vist.

Bemærk, at da der nu er tale om en *kombineret* tarif med både kapacitetsbetaling og volumenbetaling, og da der pga. de ækvivalente kapacitetsbetalinger for systemtariffen, (som er anvendt i denne modelanalyse,) samt for den degressive systemtarif, vil påvirkningen være forskellig for eksisterende og nye forbrugere.

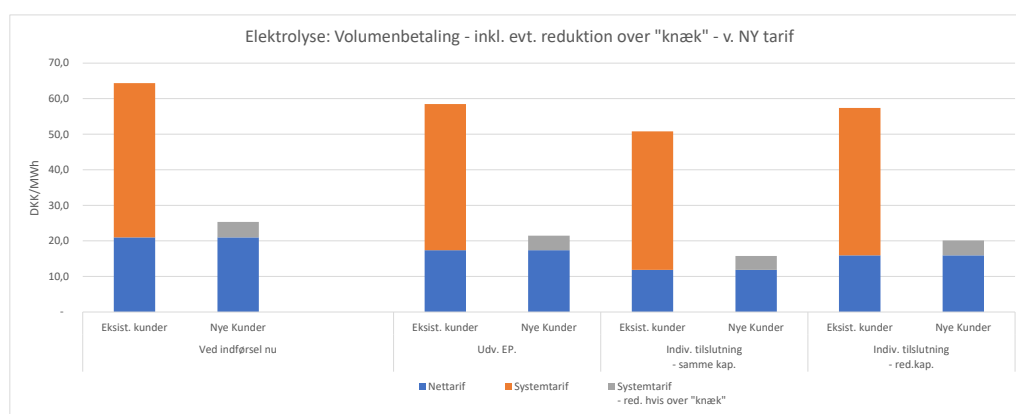


Figur 3-1 Elektrolyseanlæg - Tarifpåvirkning af kapacitetsbetaling – reel og ækvivalent - ved mulig ny tarifmodel

Fsva. kapacitetsbetalingen ses det af Figur 3-1, at kapacitetsbetalingen i alle tilfælde reduceres noget for de eksisterende forbrugere, uanset om det nye forbrug tilsluttes som DL eller som IT.

- Figur 3-1 er direkte retvisende fsva. kapacitetsbetalingen for nettariffen.
- Kapacitetsbetalingen for systemtariffen er derimod en *ækvivalent* kapacitetsbetaling, som repræsenterer hver sit betalingselement for hhv. eksisterende og nye kunder, så de kan ikke sammenlignes direkte. Her skal der i stedet ses på ændringen i den resulterende gennemsnitlige tarifbetaling; se Figur 3-3 nedenfor.

Reduktionen af kapacitetsbetalingen af nettariffen ift. den kapacitetsbetaling, som der ellers ville være, afspejler også her, at marginalomkostningerne til at understøtte det nye forbrug med den tilhørende produktion er lavere end gennemsnitsomkostningerne i det eksisterende system. Der bliver altså også her tale om en win-win-situation, hvor både de eksisterende og de nye forbrugere får en lavere tarif.



Figur 3-2 Elektrolyseanlæg - Tarifpåvirkning af volumenbetaling ved mulig ny tarifmodel

Fsva. volumenbetalingen ses det af Figur 3-2, at kapacitetsbetalingen i alle tilfælde reduceres også for de eksisterende forbrugere, uanset om det nye forbrug tilsluttes som DL eller som IT.

- Ligesom for kapacitetsbetalingen er Figur 3-2 direkte retvisende fsva. volumenbetalingen for nettariffen.
- Volumenbetalingen for systemtariffen er derimod ikke sammenlignelig iml.eksisterende og nye forbrugere, da der for de nye, hhv. de eksisterende, forbrugere er tale om marginaltariffen over, hhv. under, knækpunktet for systemtariffen. De kan derfor ikke sammenlignes direkte. Se også den resulterende tarifbetaling; se Figur 3-3 nedenfor.

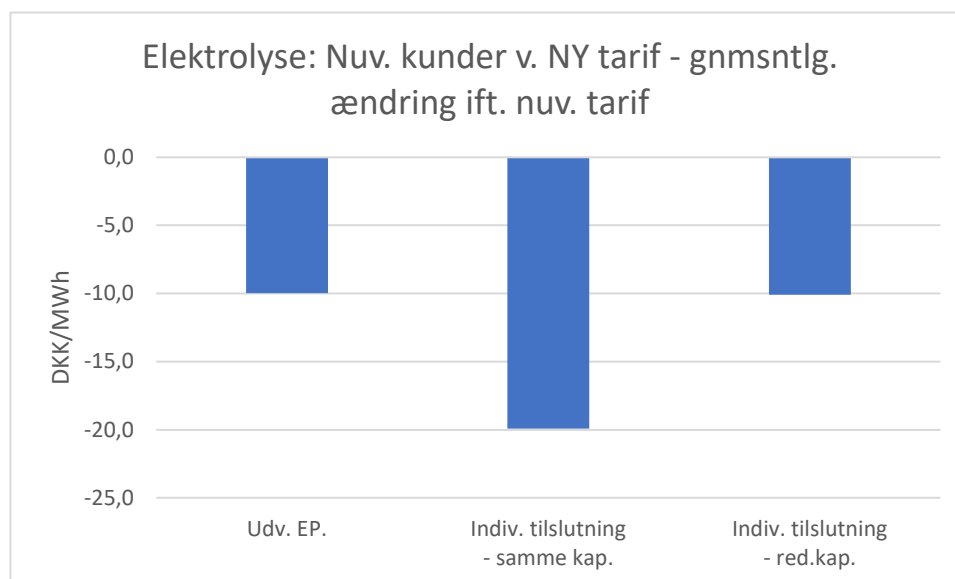
Reduktionen af volumenbetalingen af nettariffen ift. den volumenbetaling, som der ellers ville være, afspejler også her, at marginalomkostningerne til at understøtte det nye forbrug med den tilhørende produktion er lavere end gennemsnitsomkostningerne i det eksisterende system. Der bliver altså også her tale om en win-win-situation, hvor både de eksisterende og de nye forbrugere får en lavere tarif. Det bemærkes også her, at den relative forskel er mindre end den samme forskel ved den nuværende tarifbetaling, som vist i afsnit 2.1.2.

Forskellene ved de forskellige tilslutningsformer afspejler dermed, hvordan den besparelse ved lavere gennemsnitsomkostninger fordeles ud imellem de eksisterende og de nye forbrugere.

Det ses specielt, at samtidig med at den samlede forskel er mindre iml. de forskellige tilslutningsformer, så er det nu nettariffen, der foranlediger den største del af forskellen. Det skyldes, at de variable omkostninger er steget, men at de er steget mindre end tarifgrundlaget (MWh-trækket fra nettet) er steget. Derved falder volumenbetalingen af nettariffen alt i alt.

Fsva. systemtariffen er der kun en meget lille relativ forskel for de eksisterende kunder, hhv. for de nye kunder. Og den store forskel (på en faktor 10), der er imellem *nye* og *eksisterende* kunder, er modelmæssig og skyldes udelukkende, at forbruget for de eksisterende kunder ligger *under* knækpunktet, mens det for de nye kunder ligger *over* knækpunktet for systemtariffen. Derfor er marginaltariffen for nye kunder 10 % af marginaltariffen for eksisterende kunder – altså netop den faktor 10, der kan observeres.

Dette indikerer, at den i denne analyse anvendte tarifmetode for systemtariffen formentlig er væsentlig mere omkostningsægte end den nuværende opkrævningsmodel for systemtariffen.



Figur 3-3 Elektrolyseanlæg - Gennemsnitlig ændring i samlet tariffbetaling pr. MWh ved mulig ny tarifmodel.

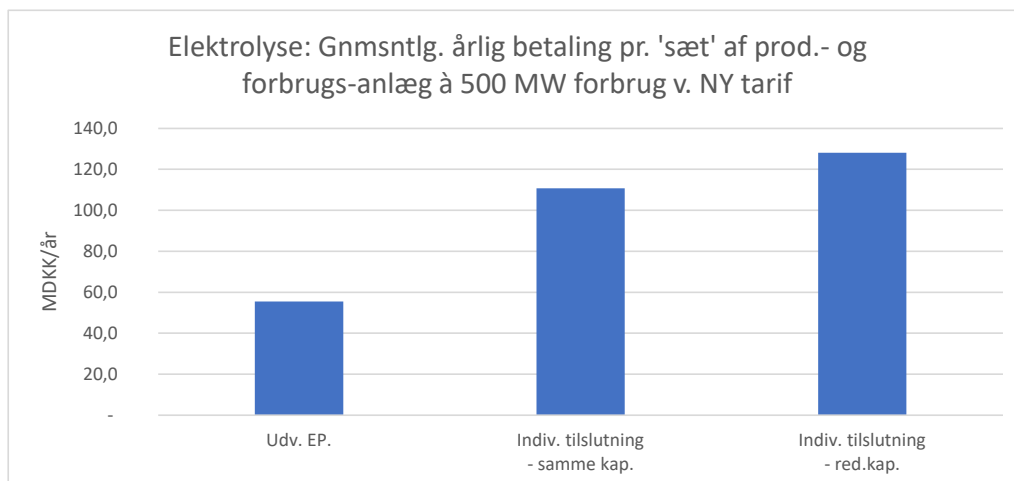
Hvis der i stedet betragtes ændringen i den gennemsnitlige nettarif (dvs. inkl. kapacitetsbetalingen fordelt ud på energitrækket fra nettet), så bliver det mere tydeligt, at der i alle tre scenarier opnås en væsentlig reduktion af tariffen. Dette er illustreret i Figur 3-2 herover. Det bemærkes specielt, at tariffreduktionen ved IT-red. er omtrent det samme som ved EP, hvor der tilsluttes mere end dobbelt så meget nyt elektrolyseforbrug.

3.1.3 Samlet årlig betaling for nye kunder

Set fra kundernes synsvinkel er det den samlede tarifomkostning for et samlet anlæg, som er interessant ift. investeringsbeslutninger. Figur 3-4 herunder viser den samlede årlige betaling for et sæt af et elektrolyse-anlæg på 500 MW og de tilhørende VE-produktions-anlæg. Dette illustrerer tydeligt, at det – også med en ny og mere omkostningsægte tarifmodel – vil have væsentlig økonomisk betydning for en aktør, om der tillades DL-tilslutning eller om der fortsat kun er mulighed for IT.

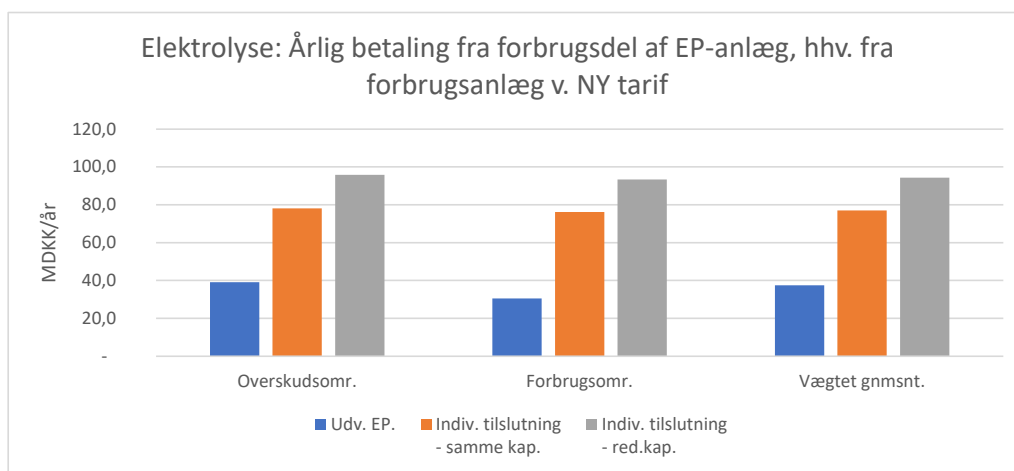
Ved sammenligning med den tilsvarende Figur 2-7 i afsnit 2.1.3 ses det dog også, at den samlede betaling ved en ny tarifmodel er næsten halveret ift. ved den nuværende tarifmodel. I det principperne for en ny tarifmodel netop er baseret på, at de er mere omkostningsægte, viser dette i sig selv, at *meget store* forbrugskunder med individuel tilslutning med den nuværende tarifmodel kommer til at betale meget mere end de omkostninger, som de giver anledning til.

Det ses også her, at den samlede betaling er størst ved IT-red., hvilket samtidig illustrerer, at den samlede mængde af nyt forbrug er så stor, at det har mærkbar betydning i en dynamisk beregning af for hvor meget tariffen bliver reduceret ved indregning af det nye tarifgrundlag. Dette illustrerer, at det er betalingen fra det nye forbrug, som giver grundlaget for at reducere tariffen for alle forbrugere – nye såvel som eksisterende – selv med en ny og mere omkostningsægte tarifmodel.

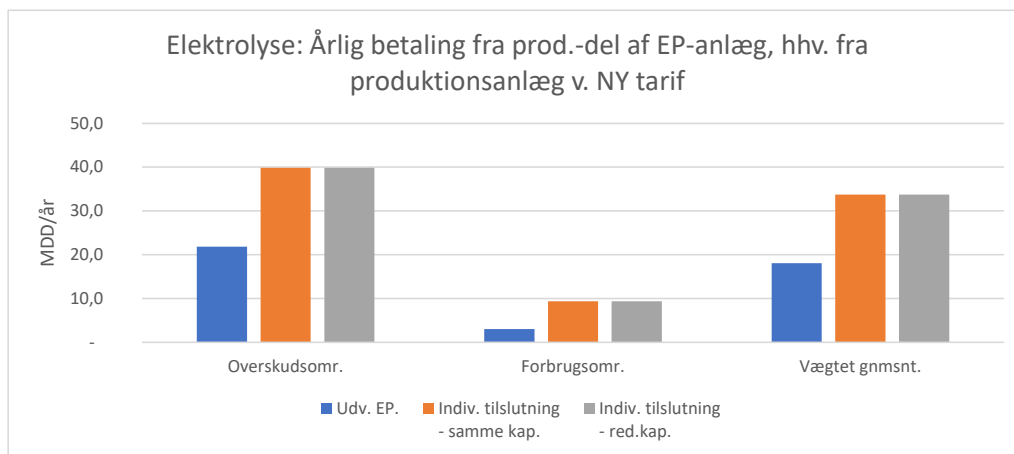


Figur 3-4 Samlet årlig betaling for et 500 MW elektrolyseanlæg og tilhørende VE-produktionsanlæg ved mulig ny tarifmodel.

Figur 3-5 og Figur 3-6 herunder illustrerer, hvordan den samlede betaling er fordelt imellem forbrugs-/udtags-delen af anlæggene og produktions-/indfødnings-delen af anlæggene. Som det ses, er det fortsat forbrugstarifieringen, der leverer den største del af den samlede betaling, men producentbetalingen giver nu et større bidrag pga. det tilslutningsbidrag, som er forudsat i overskudsområder.

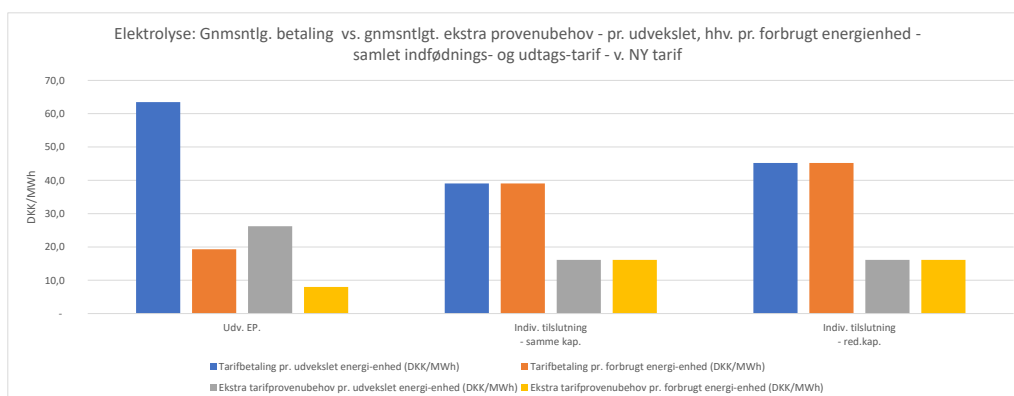


Figur 3-5 Samlet årlig betaling fra forbrugsdelen for et 500 MW elektrolyseanlæg og tilhørende VE-produktionsanlæg ved mulig ny tarifmodel.



Figur 3-6 Samlet årlig betaling fra produktionsdelen for et 500 MW elektrolyseanlæg og tilhørende VE-produktionsanlæg ved mulig ny tarifmodel.

Figur 3-7 herunder viser den gennemsnitlige betaling pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh set i forhold til det ekstra provenubehov, som de nye forbrugs- og produktions-anlæg giver anledning til med den nye tarifmodel. Denne figur viser klart, at de nye store kunder – med den anvendte nye tarifmodel og uanset tilslutningsform – vil komme til at lægge ca. 2½ gange mere i fællesskassen end de ekstra omkostninger, som de reelt giver anledning til. Som beskrevet i afsnit 2.1.3 var det ca. 5 gange mere ved den nuværende tarifmodel, hvilket bekræfter, at den foreslåede tarifmodel formentlig vil være mere omkostningsægte end den nuværende tarifmodel er.



Figur 3-7 Elektrolyseanlæg – Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved mulig ny tarifmodel

Det bemærkes specielt, at når der ses på tarifbetaling vs. provenubehov pr. forbrugt energienhed (altså de orange og gule søjler), så er *forskellen* i absolut niveau (DKK/MWh) mindst i DL-tilslutningen. Det viser, dels at elektrolyseanlæg tilsluttet sammen med produktionsanlæg med direkte linjer også ved en ny tarifmodel reelt ikke vil føre til, at de tørrer en del af sine omkostninger af på andre forbrugere, og dels at mulighed for direkte linjer stadig vil have en væsentlig økonomisk betydning for investeringsbeslutninger i elektrolyseanlæg, som er meget prisfølsomme på den samlede energipris.

3.1.4 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

Som beskrevet i afsnit 5.4.2.1 i hovedrapporten 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 i hovedrapporten 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 MWh/år / 10.576 MW =) 3.088 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 det samlede forbrug i hele systemet.

Som det fremgår af afsnit 5.4.1 i hovedrapporten 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 provenubehov² 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 3-1 herunder.

Tabel 3-1 Elektrolyse - Ændringer af system-udnyttelsesgrad

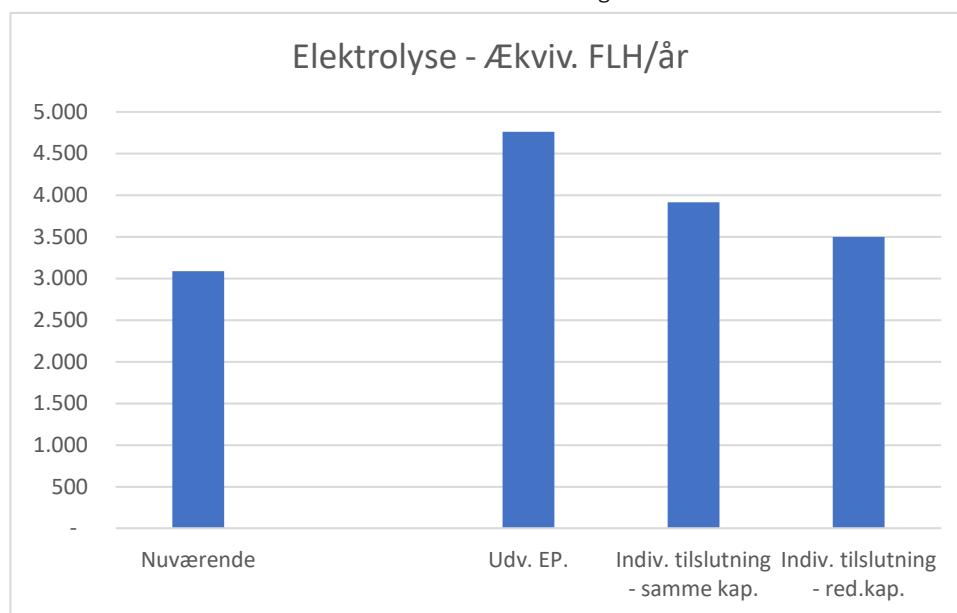
	Kun nuv. elsystem	Udv. EP	IT-fuld	IT-red.
Nuv. elsystem				
Årligt energiforbrug (MWh/år)	32.661.464	32.661.464	32.661.464	32.661.464
Ækviv. Sum af maksimaleffekter (MW)	10.576	10.576	10.576	10.576
Ekstra forbrug og produktion fra scenarier				
Ekstra energiforbrug (MWh/år)	0	28.725.573	28.329.153	11.331.661
Ekstra dimensionerende forbrugskapacitet (MW)	0	2.317	5.000	2.000
Ækvivalente fuldlasttimer, FLH	3.088	4.761	3.916	3.498

² 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.

%-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%

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

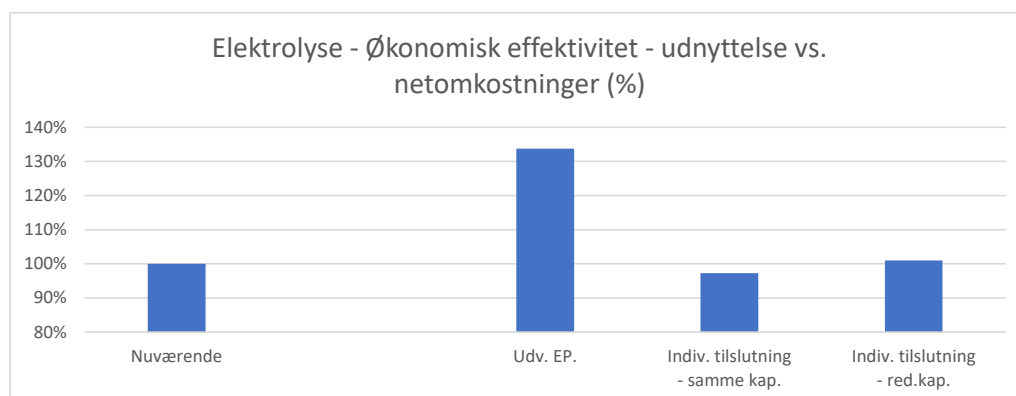
Variationen i ækvivalente fuldlasttimer er illustreret i Figur 3-8 herunder.



Figur 3-8 Elektrolyse - Ækvivalente fuldlasttimer for 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 faktisk er tale om en stort set uændret økonomisk effektivitet, idet forøgelsen af udnyttelsesgrad modsvars af omkostningsstigningerne i det kollektive net.

Den økonomiske effektivitet set relativt til det nuværende elsystem er illustreret i Figur 3-9 herunder



Figur 3-9 Elektrolyse - Økonomisk effektivitet af samlet elsystem

3.2 Datacentre

Der er for datacentre opstillet en samlet analysemodel med de 3 forskellige tilslutningsscenarier. Der tages udgangspunkt i nettilslutning af:

- I alt 2 GW datacentre samt tilhørende VE-elproduktionsanlæg (vind og sol i forholdet 1:2) med en elproduktion svarende til forbruget (svarende til 1,3 GW vind og 2,6 GW sol), og med en antaget enhedsstørrelse af datacentrene på 200 MW.
- Med tilslutning med direkte linjer (DL), hhv. med 2 forskellige scenarier for individuel tilslutning (IT), og hvor der ved det første scenarie for IT er antaget, at 40 % af forbrugsanlæggene ikke længere placeres i nærheden af den tilhørende produktionskapacitet (dvs. med en lavere grad af samplacering).
- Og hvor der ved det andet scenarie for IT desuden antages, at kun 40 % af den antagne forbrugskapacitet og de tilhørende VE-produktionsanlæg etableres.

Dvs. i alt 3 scenarier – 'EP', 'IT-fuld kap.' og 'IT-Red.kap.'.

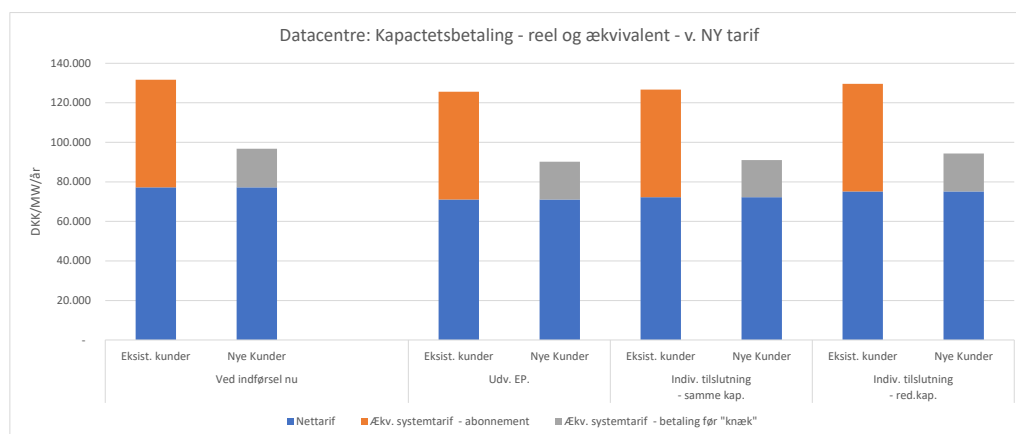
3.2.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

Behovet for ekstra CAPEX til anlægsinvesteringer som følge af nettilslutning i hvert af de to scenarier med fuld effekt (dvs. de 1 GW datacentre og de tilhørende 1,3 + 2,6 = 3,9 GW VE-produktion) samt for det tredje scenarie med reduceret effekt er baseret på en samfundsøkonomisk optimal netudbygning til at understøtte den antagne mængde nyt forbrug og ny produktion med de antagne placeringer. Dette er uafhængigt af det antagne tarif-regime, og resultaterne er derfor identisk med hvad der er beskrevet i afsnit 2.2.1.

3.2.2 Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion

Den resulterende tarif for hvert tarifelement og for hvert af de tre scenarier er beregnet under hensyntagen til ekstra omkostninger såvel som et forøget tarifgrundlag. Dette er illustreret i Figur 3-10 og Figur 3-11 herunder for kapacitetsbetaling, hhv. volumenbetaling, og hvor påvirkningen af hhv. nettarif og systemtarif er vist.

Bemærk, at da der nu er tale om en *kombineret* tarif med både kapacitetsbetaling og volumenbetaling, og da der pga. de ækvivalente kapacitetsbetalinger for systemtariffen, (som er anvendt i denne modelanalyse,) samt for den degressive systemtarif, vil påvirkningen være forskellig for eksisterende og nye forbrugere.



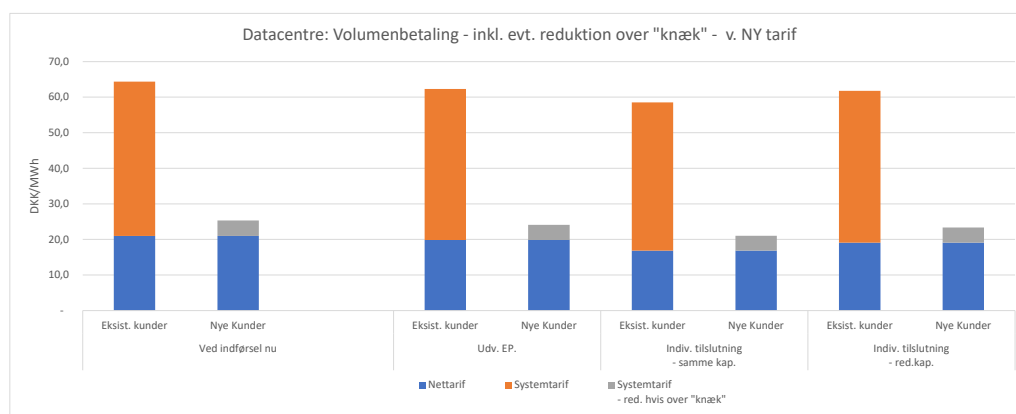
Figur 3-10 Datacentre - Tariffpåvirkning af kapacitetsbetaling – reel og ækvivalent - ved mulig ny tarifmodel

Fsva. kapacitetsbetalingen ses det af Figur 3-10, at kapacitetsbetalingen i alle tilfælde reduceres lidt for de eksisterende forbrugere, uanset om det nye forbrug tilsluttes som DL eller som IT.

Selvom forskellen ikke er ret stor, bemærkes det specielt, at kapacitetsbetalingen faktisk reduceres *mest* ved DL-tilslutning. Det skyldes formentlig, at der ved IT-tilslutning – jf. de forudsatte antagelser – kommer mere forbrug i forbrugsområderne, hvorved der bliver behov for mere net, som skal lægges på forbrugstariffen.

- Figur 3-10 er direkte retvisende fsva. kapacitetsbetalingen for nettariffen.
- Kapacitetsbetalingen for systemtariffen er derimod en *ækvivalent* kapacitetsbetaling, som repræsenterer hver sit betalingselement for hhv. eksisterende og nye kunder, så de kan ikke sammenlignes direkte. Her skal der i stedet ses på den resulterende tariffbetaling; se Figur 3-12 nedenfor.

Reduktionen af kapacitetsbetalingen af nettariffen ift. den kapacitetsbetaling, som der ellers ville være, afspejler også her, at marginalomkostningerne til at understøtte det nye forbrug med den tilhørende produktion er lavere end gennemsnitsomkostningerne i det eksisterende system. Der bliver altså også her tale om en win-win-situation, hvor både de eksisterende og de nye forbrugere får en lavere tarif. Det bemærkes dog, at den *relative* forskel er mindre end den samme forskel ved den nuværende tariffbetaling, som vist i afsnit 2.2.2.



Figur 3-11 Datacentre - Tarifpåvirkning af volumenbetaling ved mulig ny tarifmodel

Fsva. volumenbetalingen ses det af Figur 3-11, at kapacitetsbetalingen i alle tilfælde reduceres også for de eksisterende forbrugere, uanset om det nye forbrug tilsluttes som DL eller som IT.

- Ligesom for kapacitetsbetalingen er Figur 3-11 direkte retvisende fsva. volumenbetalingen for nettariffen.
- Volumenbetalingen for systemtariffen er derimod ikke sammenlignelig iml.eksisterende og nye forbrugere, da der for de nye, hhv. de eksisterende, forbrugere er tale om marginaltariffen over, hhv. under, knæpunktet for systemtariffen. De kan derfor ikke sammenlignes direkte. Se også den resulterende tariffbetaling; se Figur 3-12 nedenfor.

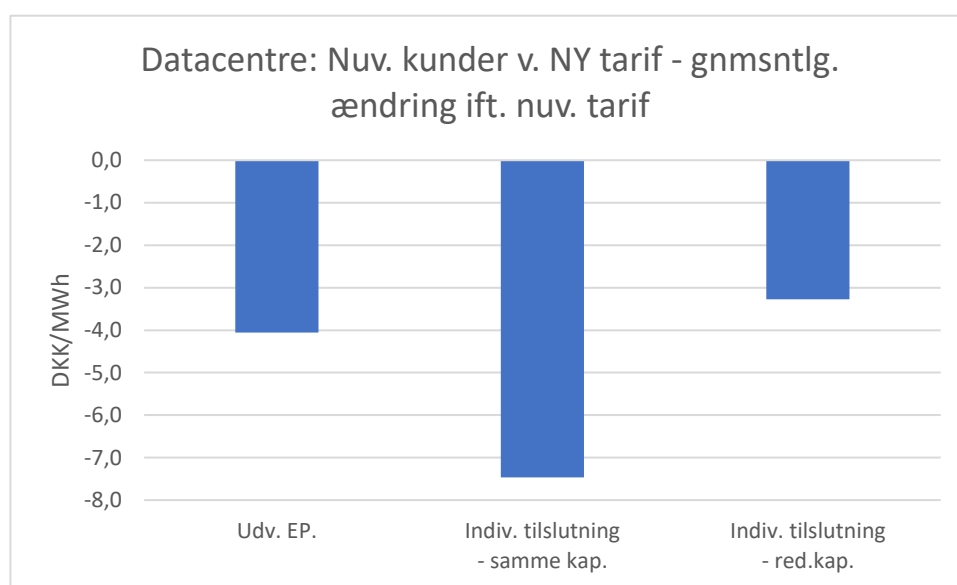
Reduktionen af volumenbetalingen af nettariffen ift. den volumenbetaling, som der ellers ville være, afspejler også her, at marginalomkostningerne til at understøtte det nye forbrug med den tilhørende produktion er lavere end gennemsnitsomkostningerne i det eksisterende system. Der bliver altså også her tale om en win-win-situation, hvor både de eksisterende og de nye forbrugere får en lavere tarif. Det bemærkes også her, at den relative forskel er mindre end den samme forskel ved den nuværende tariffbetaling, som vist i afsnit 2.2.2.

Forskellene ved de forskellige tilslutningsformer afspejler dermed, hvordan den besparelse ved lavere gennemsnitsomkostninger fordeles ud imellem de eksisterende og de nye forbrugere.

Det ses specielt, at samtidig med at den samlede forskel er mindre iml. de forskellige tilslutningsformer, så er det nu nettariffen, der foranlediger den største del af forskellen. Det skyldes, at de variable omkostninger er steget, men at de er steget mindre end tarifgrundlaget (MWh-trækket fra nettet) er steget. Derved falder volumenbetalingen af nettariffen alt i alt.

Fsva. systemtariffen er der kun en meget lille relativ forskel for de eksisterende kunder, hhv. for de nye kunder. Og den store forskel (på en faktor 10), der er imellem *nye* og *eksisterende* kunder, er modelmæssig og skyldes udelukkende, at forbruget for de eksisterende kunder ligger *under* knæpunktet, mens det for de nye kunder ligger *over* knæpunktet for systemtariffen. Derfor er marginaltariffen for nye kunder 10 % af marginaltariffen for eksisterende kunder – altså netop den faktor 10, der kan observeres.

Dette indikerer, at den i denne analyse anvendte tarifmetode for systemtariffen formentlig er væsentlig mere omkostningsægte end den nuværende opkrævningsmodel for systemtariffen.



Figur 3-12 Datacentre - Gennemsnitlig ændring i samlet tariffbetaling pr. MWh ved mulig ny tarifmodel

Hvis der i stedet betragtes ændringen i den gennemsnitlige nettarif (dvs. inkl. kapacitetsbetalingen fordelt ud på energitrukket fra nettet), så bliver det mere tydeligt, at der i alle tre scenarier opnås en vis reduktion af tariffen. Dette er illustreret i Figur 3-12 herover. Det bemærkes specielt, at tariffreduktionen ved IT-red. er omtrent det samme som ved EP, hvor der tilsluttes mere end dobbelt så meget nyt elektrolyseforbrug.

3.2.3 Samlet årlig betaling for nye kunder

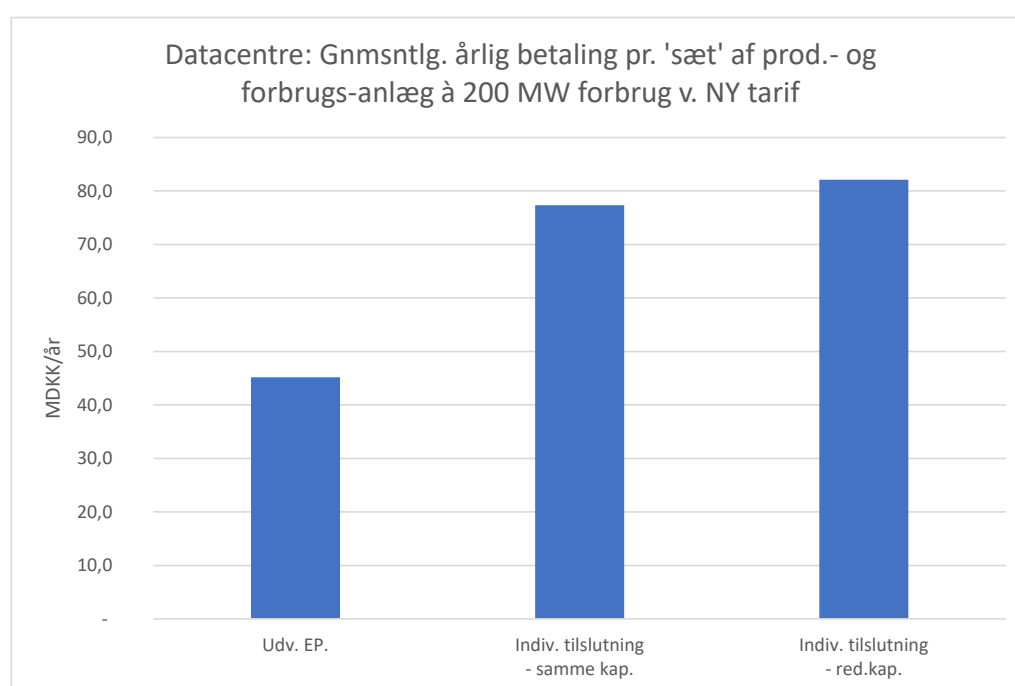
Set fra kundernes synsvinkel er det den samlede tarifomkostning for et samlet anlæg, som er interessant ift. investeringsbeslutninger. Figur 3-13 herunder viser den samlede årlige betaling for et sæt af et datacenter på 200 MW og de tilhørende VE-produktions-anlæg. Dette illustrerer tydeligt, at det – også med en ny og mere omkostningsægte tarifmodel – vil have væsentlig økonomisk betydning for en aktør, om der tillades DL-tilslutning eller om der fortsat kun er mulighed for IT.

Ved sammenligning med den tilsvarende Figur 2-17 i afsnit 2.2.3 ses det dog også, at den samlede betaling ved IT-tilslutning ved en ny tarifmodel er næsten halveret ift. ved den nuværende tarifmodel. Idet principperne for en ny tarifmodel netop er baseret på, at de er mere omkostningsægte, viser dette i sig selv, at *meget store* forbrugskunder med individuel tilslutning med

den nuværende tarifmodel kommer til at betale meget mere end de omkostninger, som de giver anledning til.

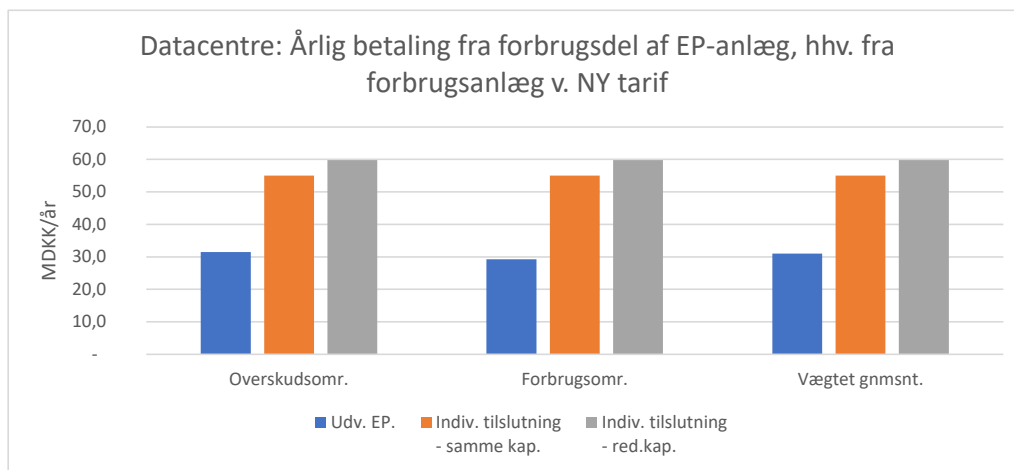
For DL-tilsluttede kunder er reduceres betalingen derimod kun med ca. en femtedel. Dette indikerer, at de pga. DL-tilslutning allerede har fået det meste af besparelsen, og at en yderligere justering af tarifieringen til noget mere omkostningsægte derfor ikke giver dem yderligere en stor besparelse. Det ses også af, at den absolutte forskel imellem at være DL- og IT-tilsluttet nu er væsentligt reduceret.

Det ses også her, at den samlede betaling er størst ved IT-red., hvilket samtidig illustrerer, at den samlede mængde af nyt forbrug er så stor, at det har mærkbar betydning i en dynamisk beregning af for hvor meget tariffen bliver reduceret ved indregning af det nye tarifgrundlag. Dette illustrerer, at det er betalingen fra det nye forbrug, som giver grundlaget for at reducere tariffen for alle forbrugere – nye såvel som eksisterende – selv med en ny og mere omkostningsægte tarifmodel.

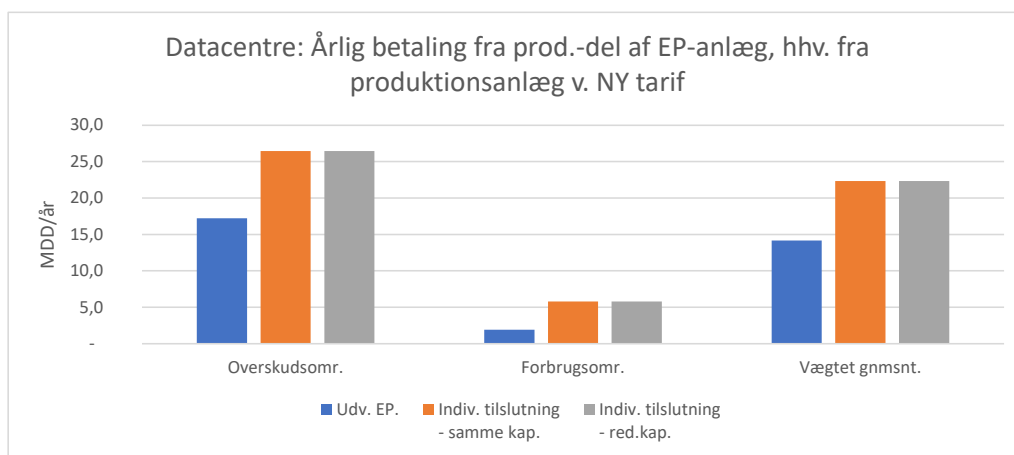


Figur 3-13 Samlet årlig betaling for et 200 MW datacenter og tilhørende VE-produktionsanlæg ved ny tarifmodel.

Figur 3-14 og Figur 3-15 herunder illustrerer, hvordan den samlede betaling er fordelt imellem forbrugs-/udtags-delen af anlæggene og produktions-/indfødnings-delen af anlæggene. Som det ses, er det fortsat forbrugstarifieringen, der leverer den største del af den samlede betaling, men producentbetalingen giver nu et større bidrag pga. det tilslutningsbidrag, som er forudsat i overskudsområder.

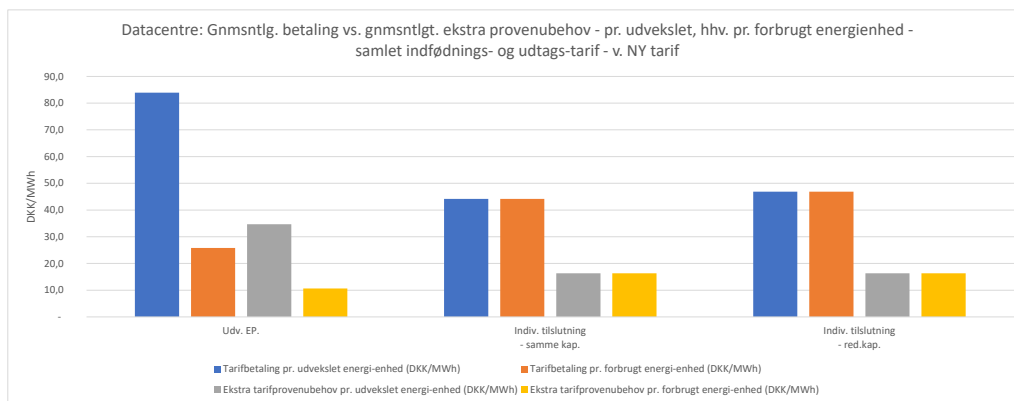


Figur 3-14 Samlet årlig betaling fra forbrugsdelen for et 200 MW datacenter og tilhørende VE-produktionsanlæg ved ny tarifmodel.



Figur 3-15 Samlet årlig betaling fra produktionsdelen for et 200 MW datacenter og tilhørende VE-produktionsanlæg ved ny tarifmodel.

Figur 3-16 herunder viser den gennemsnitlige betaling pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh set i forhold til det ekstra provenu-behov, som de nye forbrugs- og produktions-anlæg giver anledning til med den nye tarifmodel. Denne figur viser klart, at de nye store kunder – med den anvendte nye tarifmodel og uanset tilslutningsform – vil komme til at lægge ca. 2½ gange mere i fælleskassen end de ekstra omkostninger, som de reelt giver anledning til. Som beskrevet i afsnit 2.2.3 var det fra ca. 4 gange og op til 7-8 gange mere ved den nuværende tarifmodel, hvilket bekræfter, at den foreslåede tarifmodel formentlig vil være mere omkostningsægte end den nuværende tarifmodel er.



Figur 3-16 Datacentre – Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved ny tarifmode

Det bemærkes specielt, at når der ses på tariffbetaling vs. provenubehov pr. forbrugt energienhed (altså de orange og gule søjler), så er forskellen i absolut niveau (DKK/MWh) mindst i DL-tilslutningen. Det viser, dels at elektrolyseanlæg tilsluttet sammen med produktionsanlæg med direkte linjer også ved en ny tarifmodel reelt ikke vil føre til, at de tømmer en del af sine omkostninger af på andre forbrugere, og dels at mulighed for direkte linjer stadig vil have en væsentlig økonomisk betydning for investeringsbeslutninger i datacentre.

3.2.4 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

De ækvivalente fuldlasttimer – eller udnyttelsesgraden – samt den økonomiske effektivitet beregnes for datacenter-scenarierne på samme måde, som det blev gjort for elektrolyse-scenarierne som beskrevet i afsnit 3.1.4

Med udgangspunkt i basistallene 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 3-2 herunder.

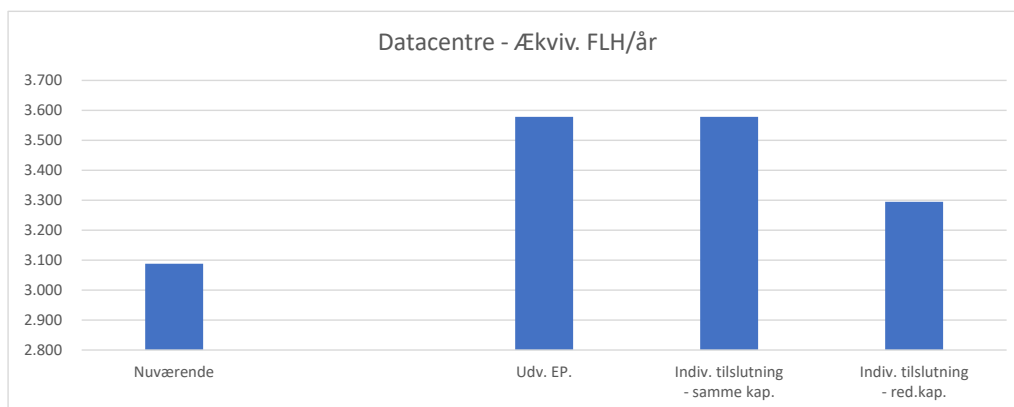
Tabel 3-2 Datacentre - Ændringer af system-udnyttelsesgrad

	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	8.760.000	8.758.926	3.503.570
Ekstra dimensionerende forbrugskapacitet (MW)	0	1.000	1.000	400
Ækvivalente fuldlasttimer, FLH	3.088	3.578	3.578	3.295
%-vis ændring af FLH ift. nuv. system	0%	16%	16%	7%
Provenu-behov nettarif (MDKK/år)	1.502	1.596	1.645	1.560
Ændring af provenubehov nettarif	0%	6%	10%	4%

Ændring FLH vs. ændring af provenu-behov	100%	109%	106%	103%
--	------	------	------	------

Det ses, at der opnås en vis forøgelse af udnyttelsesgraden ved tilslutning af datacentre ift. det nuværende system. Der er dog ingen forskel imellem scenariet med DL-tilslutning og scenariet med IT-tilslutning med samme kapacitet. Det er kun ved scenariet med IT-tilslutning med reduceret mængde, at der er tale om en lavere udnyttelsesgrad end ved de scenarier med fuld kapacitet. Det indikerer, at indvirkningen på udnyttelsesgraden for datacentre er uafhængig af tilslutningsformen og kun afhænger af kapaciteten af det nye forbrug. Dette giver god mening, idet datacentre pga. deres afhængighed af en høj forsyningsikkerhed forventes ikke at reducere sin udtagkapacitet blot fordi de har nogle VE-anlæg bag måleren.

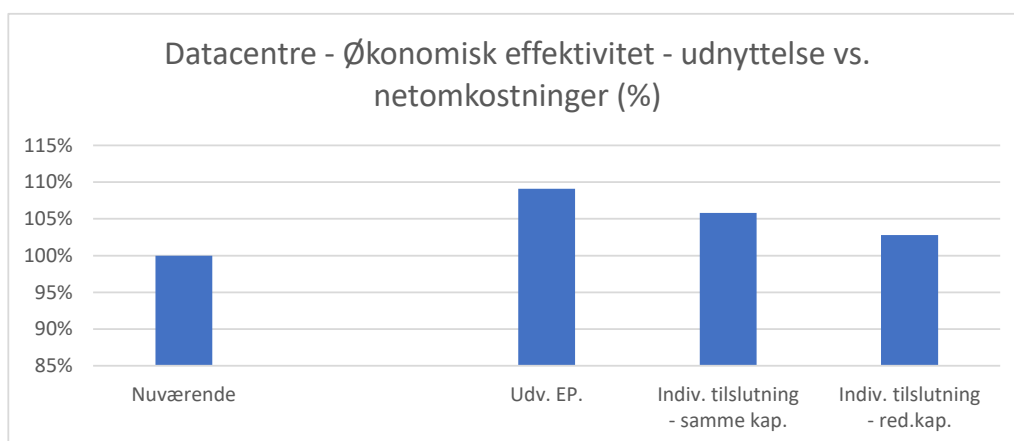
Variationen i ækvivalente fulldastimer er illustreret i Figur 3-17 herunder.



Figur 3-17 Datacentre - Ækvivalente fulldastimer for samlet elsystem

Når der tages højde for ændringerne i omkostninger, så ses det, at der ved DL-tilslutning af datacentre opnås en lille forøgelse af den økonomiske effektivitet af det samlede system ift. IT-tilslutning. Dette afspejler de forudsatte forskellige placeringer af forbrugsanlæggene i de to scenarier.

Den økonomiske effektivitet set relativt til det nuværende elsystem er illustreret i Figur 3-18 herunder



Figur 3-18 Datacentre - Økonomisk effektivitet af samlet elsystem

3.3 Centrale varmepumper

Der er for centrale varmepumper opstillet en samlet analysemodel med de 3 forskellige tilslutningsscenarier. Der tages udgangspunkt i nettilslutning af:

- I alt 0,5 GW (= 500 MW) datacentre samt tilhørende VE-elproduktionsanlæg (vind og sol i forholdet 1:1) med en elproduktion svarende til forbruget (svarende til 0,44 GW vind og 0,44 GW sol), og med en antaget enhedsstørrelse af datacentrene på 100 MW.
- Med tilslutning med direkte linjer (DL), hhv. med 2 forskellige scenarier for individuel tilslutning (IT), og hvor der ved det første scenarie for IT er antaget, at 40 % af forbrugsanlæggene ikke længere placeres i nærheden af den tilhørende produktionskapacitet (dvs. med en lavere grad af samplacering).
- Og hvor der ved det andet scenarie for IT desuden antages, at kun 40 % af den antagne forbrugskapacitet og de tilhørende VE-produktionsanlæg etableres.

Dvs. i alt 3 scenarier – 'EP', 'IT-fuld kap.' og 'IT-Red.kap.'.

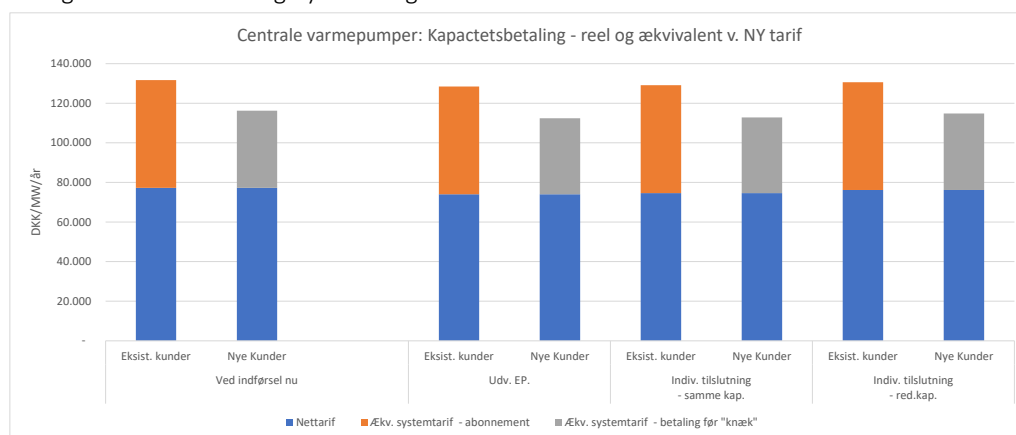
3.3.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

Behovet for ekstra CAPEX til anlægsinvesteringer som følge af nettilslutning i hvert af de to scenarier med fuld effekt (dvs. de 0,5 GW datacentre og de tilhørende 0,44 + 0,44 = 0,88 GW VE-produktion) samt for det tredje scenarie med reduceret effekt er baseret på en samfundsøkonomisk optimal netudbygning til at understøtte den antagne mængde nyt forbrug og ny produktion med de antagne placeringer. Dette er uafhængigt af det antagne tarif-regime, og resultaterne er derfor identisk med hvad der er beskrevet i afsnit 2.3.1.

3.3.2 Nye tariffer for alle kunder – eksisterende og nye – som følge af det nye forbrug og den nye produktion

Den resulterende tarif for hvert tarifelement og for hvert af de tre scenarier er beregnet under hensyntagen til ekstra omkostninger såvel som et forøget tarifgrundlag. Dette er illustreret i Figur 3-19 og Figur 3-20 herunder for kapacitetsbetaling, hhv. volumenbetaling, og hvor påvirkningen af hhv. nettarif og systemtarif er vist.

Bemærk, at da der nu er tale om en *kombineret* tarif med både kapacitetsbetaling og volumenbetaling, og da der pga. de ækvivalente kapacitetsbetalinger for systemtariffen, (som er anvendt i denne modelanalyse,) samt for den degressive systemtarif, vil påvirkningen være forskellig for eksisterende og nye forbrugere.



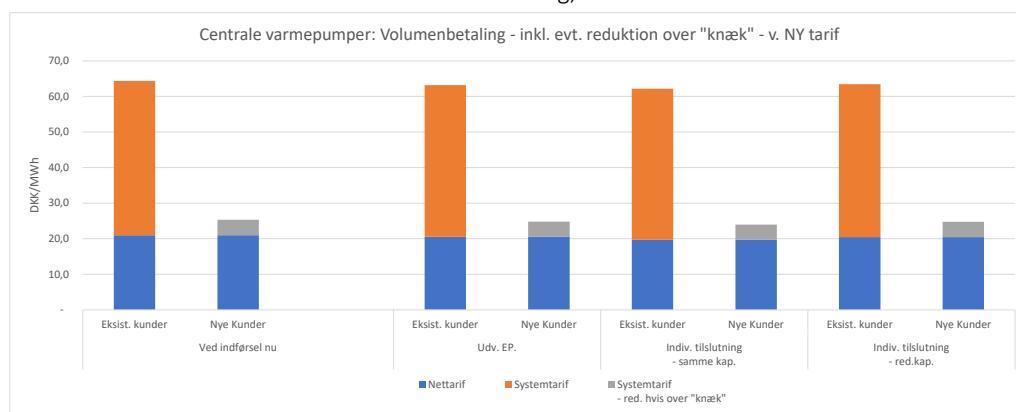
Figur 3-19 Varmepumper - Tarifpåvirkning af kapacitetsbetaling – reel og ækvivalent - ved mulig ny tarifmodel

Fsva. kapacitetsbetalingen ses det af Figur 3-19, at kapacitetsbetalingen i alle tilfælde reduceres en lille smule for de eksisterende forbrugere, uanset om det nye forbrug tilsluttes som DL eller som IT.

- Figur 3-19 er direkte retvisende fsva. kapacitetsbetalingen for nettariffen.

- Kapacitetsbetalingen for systemtariffen er derimod en *ækvivalent* kapacitetsbetaling, som repræsenterer hver sit betalingselement for hhv. eksisterende og nye kunder, så de kan ikke sammenlignes direkte. Her skal der i stedet ses på den resulterende tariffbetaling; se Figur 3-21 nedenfor.

Reduktionen af kapacitetsbetalingen af nettarriffen ift. den kapacitetsbetaling, som der ellers ville være, afspejler også her, at marginalomkostningerne til at understøtte det nye forbrug med den tilhørende produktion er lavere end gennemsnitsomkostningerne i det eksisterende system. Der bliver altså også her tale om en win-win-situation, hvor både de eksisterende og de nye forbrugere får en lavere tarif. Det bemærkes dog, at den *relative* forskel er mindre end den samme forskel ved den nuværende tariffbetaling, som vist i afsnit 2.3.2.



Figur 3-20 Varmepumper - Tariffårvirkning af volumenbetaling ved mulig ny tarifmodel

Fsva. volumenbetalingen ses det af Figur 3-20, at kapacitetsbetalingen i alle tilfælde reduceres også for de eksisterende forbrugere, uanset om det nye forbrug tilsluttes som DL eller som IT.

- Ligesom for kapacitetsbetalingen er Figur 3-20 direkte retvisende fsva. volumenbetalingen for nettarriffen.
- Volumenbetalingen for systemtariffen er derimod ikke sammenlignelig iml.eksisterende og nye forbrugere, da der for de nye, hhv. de eksisterende, forbrugere er tale om marginaltariffen over, hhv. under, knæpunktet for systemtariffen. De kan derfor ikke sammenlignes direkte. Se også den resulterende tariffbetaling; se Figur 3-21 nedenfor.

Reduktionen af volumenbetalingen af nettarriffen ift. den volumenbetaling, som der ellers ville være, afspejler også her, at marginalomkostningerne til at understøtte det nye forbrug med den tilhørende produktion er lavere end gennemsnitsomkostningerne i det eksisterende system. Der bliver altså også her tale om en win-win-situation, hvor både de eksisterende og de nye forbrugere får en lavere tarif. Det bemærkes også her, at den relative forskel er mindre end den samme forskel ved den nuværende tariffbetaling, som vist i afsnit 2.3.2.

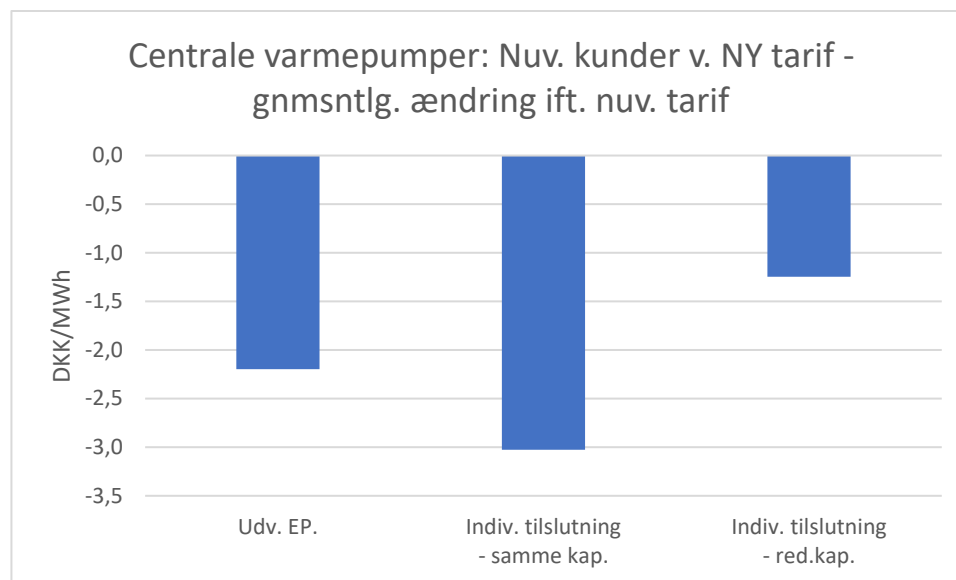
Forskellene ved de forskellige tilslutningsformer afspejler dermed, hvordan den besparelse ved lavere gennemsnitsomkostninger fordeles ud imellem de eksisterende og de nye forbrugere.

Det ses specielt, at samtidig med at den samlede forskel er mindre iml. de forskellige tilslutningsformer, så er det nu nettarriffen, der foranlediger den største del af forskellen. Det skyldes, at de variable omkostninger er steget, men at de er steget mindre end tarifgrundlaget (MWh-trækket fra nettet) er steget. Derved falder volumenbetalingen af nettarriffen alt i alt.

Fsva. systemtariffen er der kun en meget lille relativ forskel for de eksisterende kunder, hhv. for de nye kunder. Og den store forskel (på en faktor 10), der er imellem *nye* og *eksisterende* kunder, er modelmæssig og skyldes udelukkende, at forbruget for de eksisterende kunder

ligger *under* knæpunktet, mens det for de nye kunder ligger *over* knæpunktet for systemtariffen. Derfor er marginaltariffen for nye kunder 10 % af marginaltariffen for eksisterende kunder – altså netop den faktor 10, der kan observeres.

Dette indikerer, at den i denne analyse anvendte tarifmetode for systemtariffen formentlig er væsentlig mere omkostningsægte end den nuværende opkrævningsmodel for systemtariffen.



Figur 3-21 Varmepumper - Gennemsnitlig ændring i samlet tariffbetaling pr. MWh ved mulig ny tarifmodel

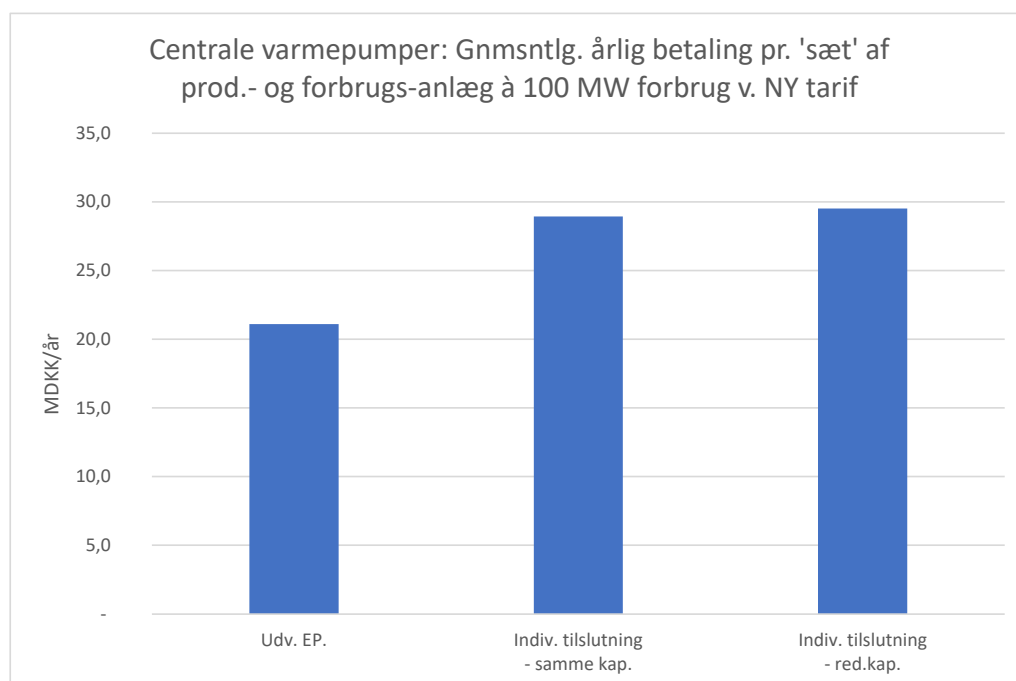
Hvis der i stedet betragtes ændringen i den gennemsnitlige nettarif (dvs. inkl. kapacitetsbetalingen fordelt ud på energitrækket fra nettet), så bliver det mere tydeligt, at der i alle tre scenarier opnås en væsentlig reduktion af tariffen. Dette er illustreret i Figur 3-21 herover. Det bemærkes specielt, at tariffreduktionen ved IT-fuld er lidt større end ved EP, og at den er på lidt under halvdelen ved IT-red. ift. EP.

3.3.3 Samlet årlig betaling for nye kunder

Set fra kundernes synsvinkel er det den samlede tarifomkostning for et samlet anlæg, som er interessant ift. investeringsbeslutninger. Figur 3-22 herunder viser den samlede årlige betaling for et sæt af en varmepumpe på 100 MW og de tilhørende VE-produktions-anlæg. Dette illustrerer tydeligt, at det – også med en ny og mere omkostningsægte tarifmodel – vil have en vis økonomisk betydning for en aktør, om der tillades DL-tilslutning eller om der fortsat kun er mulighed for IT.

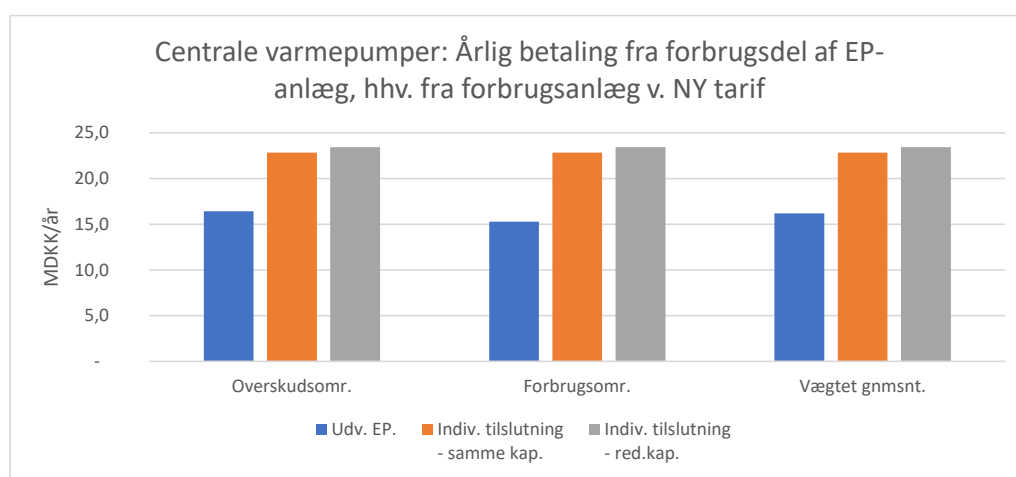
Ved sammenligning med den tilsvarende Figur 2-27 i afsnit 2.3.3 ses det dog også, at den samlede betaling ved IT-tilslutning ved en ny tarifmodel er reduceret med næsten 40 % ift. ved den nuværende tarifmodel. Idet principperne for en ny tarifmodel netop er baseret på, at de er mere omkostningsægte, viser dette i sig selv, at *meget store* forbrugskunder med individuel tilslutning med den nuværende tarifmodel kommer til at betale meget mere end de omkostninger, som de giver anledning til.

Ved DL-tilslutning giver en ny tarifmodel derimod anledning til en forøget betaling. Dette afspejler formentlig, dels at en varmepumpe med egne produktionsanlæg bag måleren ikke trækker lige så meget energi fra nettet pr. år som de to andre belyste teknologier, samtidig med at de stadig har et stort behov for at sikre sig kapacitet, hvorfor ulempen ved en forøget kapacitetsbetaling derfor overstiger fordelene ved en reduceret marginalbetaling, og dels at der er en øget betaling for tilslutningsbidrag for produktionsbidrag i overskudsområder.

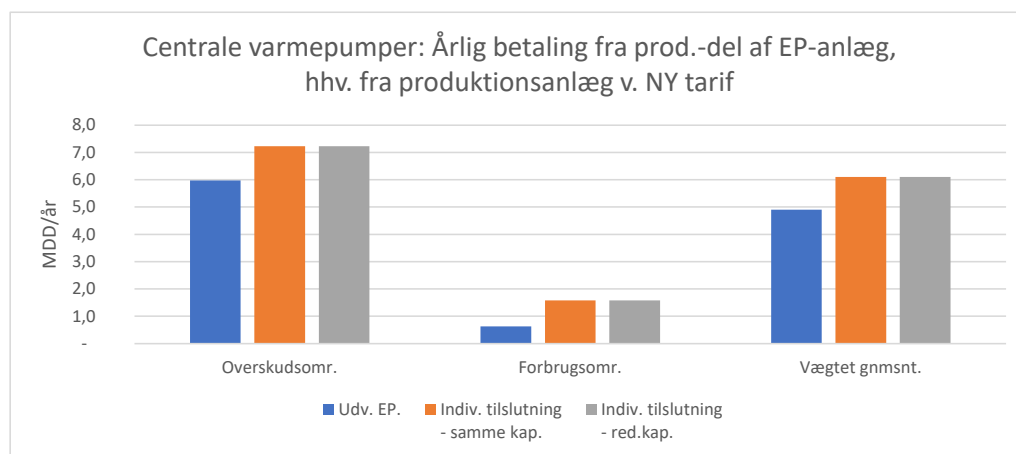


Figur 3-22 Samlet årlig betaling for en 100 MW varmepumpe og tilhørende VE-produktionsanlæg ved ny tarifmodel.

Figur 3-23 og Figur 3-24 herunder illustrerer, hvordan den samlede betaling er fordelt imellem forbrugs-/udtags-delen af anlæggene og produktions-/indfødnings-delen af anlæggene. Som det ses, er det fortsat forbrugstarifieringen, der leverer den største del af den samlede betaling, men forskellen er væsentlig mindre end for de øvrige teknologier, og producentbetalingen giver nu et markant større bidrag pga. det tilslutningsbidrag, som er forudsat i overskudsområder.

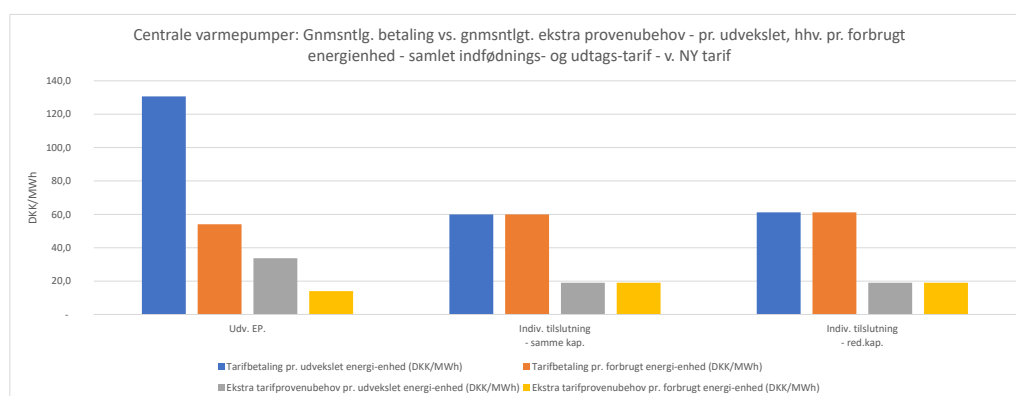


Figur 3-23 Samlet årlig betaling fra forbrugsdelen for en 100 MW varmepumpe og tilhørende VE-produktionsanlæg ved ny tarifmodel.



Figur 3-24 Samlet årlig betaling fra produktionsdelen for en 100 MW varmepumpe og tilhørende VE-produktionsanlæg ved ny tarifmodel.

Figur 3-25 herunder viser den gennemsnitlige betaling pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh set i forhold til det ekstra provenubehov, som de nye forbrugs- og produktions-anlæg giver anledning til med den nye tarifmodel. Denne figur viser klart, at de nye store kunder – med den anvendte nye tarifmodel og uanset tilslutningsform – vil komme til at lægge ca. 3-4 gange mere i fælleskassen end de ekstra omkostninger, som de reelt giver anledning til. Som beskrevet i afsnit 2.3.3 var det ca. 4-7 gange mere ved den nuværende tarifmodel, hvilket bekræfter, at den foreslåede tarifmodel formentlig vil være mere omkostningsægte end den nuværende tarifmodel er.



Figur 3-25 Varmepumper - Gennemsnitlig betaling vs. ekstra provenubehov - pr. udvekslet, hhv. pr. forbrugt MWh ved ny tarifmode

Det bemærkes specielt, at når der ses på tarifbetaling vs. provenubehov pr. forbrugt energienhed (altså de orange og gule søjler), så er *forskellen* i absolut niveau (DKK/MWh) mindst i DL-tilslutningen. Det viser, dels at elektrolyseanlæg tilsluttet sammen med produktionsanlæg med direkte linjer også ved en ny tarifmodel reelt ikke vil føre til, at de tørrer en del af sine omkostninger af på andre forbrugere, og dels at mulighed for direkte linjer stadig vil have en væsentlig økonomisk betydning for investeringsbeslutninger i elektrolyseanlæg, som er meget prisfølsomme på den samlede energipris.

3.3.4 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

De ækvivalente fuldlasttimer – eller udnyttelsesgraden – samt den økonomiske effektivitet beregnes for centrale varmepumpe-scenarierne på samme måde, som det blev gjort for elektrolyse-scenarierne som beskrevet i afsnit 3.1.4

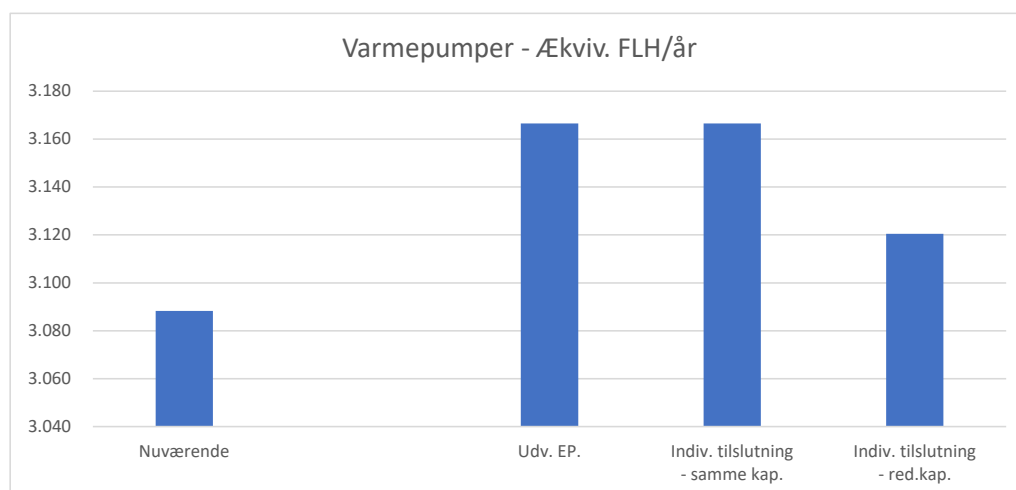
Med udgangspunkt i basistallene for det eksisterende system og med tilføjelse af det ekstra energiforbrug pga. de nye forbrugsanlæg, samt det tilhørende ekstra provenubehov til netudbygninger kan de samme nøgletal beregnes for hvert af scenarierne. Dette er gjort i Tabel 3-3 herunder.

Tabel 3-3 Varmepumper - Ændringer af system-udnyttelsesgrad

	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	2.410.452	2.410.452	964.181
Ekstra dimensionerende forbrugskapacitet (MW)	0	500	500	200
Ækvivalente fuldlasttimer, FLH	3.088	3.166	3.166	3.120
%-vis ændring af FLH ift. nuv. system	0%	3%	3%	1%
Provenu-behov nettarif (MDKK/år)	1.502	1.536	1.548	1.521
Ændring af provenubehov nettarif	0%	2%	3%	1%
Ændring FLH vs. ændring af provenubehov	100%	100%	99%	100%

Det ses, at der også opnås en vis forøgelse af udnyttelsesgraden ved tilslutning af centrale varmpumper ift. det nuværende system. Virkningen er dog meget begrænset, hvilket formentlig skyldes, at den antagne samlede kapacitet af nyt forbrug er så lille ift. det eksisterende forbrug, at det i praksis ikke kan ændre det samlede billede ret meget. Ligesom for datacentre er der ingen forskel imellem scenariet med DL-tilslutning og scenariet med IT-tilslutning med samme kapacitet. Det er kun ved scenariet med IT-tilslutning med reduceret mængde, at der er tale om en lavere udnyttelsesgrad end ved de scenarier med fuld kapacitet. Det indikerer ligesom for datacentre, at indvirkningen på udnyttelsesgraden for centrale varmpumper er uafhængig af tilslutningsformen og kun afhænger af kapaciteten af det nye forbrug. Dette giver god mening, idet varmpumper – ligesom datacentre – pga. deres afhængighed af en høj forsyningsikkerhed forventes ikke at reducere sin udtagskapacitet blot fordi de har nogle VE-anlæg bag måleren. (NB: Hvis en varmpumpe kombineres med et varmelager, vil der måske være større mulighed for ikke at købe til den fulde forbrugskapacitet, men det går ud over hvad der er belyst i denne analyse.)

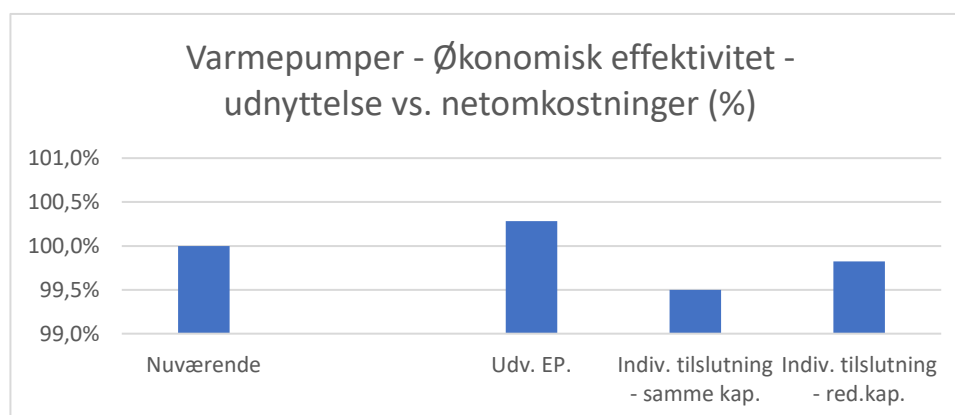
Variationen i ækvivalente fuldlasttimer er illustreret i Figur 3-26 herunder.



Figur 3-26 Varmepumper- Ækvivalente fuldlasttimer for samlet elsystem

Når der tages højde for ændringerne i omkostninger, så ses det, at den økonomiske effektivitet af det samlede system er en lille smule højere ved DL-tilslutning af varmepumper end ift. IT-tilslutning. Dette afspejler igen de forudsatte forskellige placeringer af forbrugsanlæggene i de to scenarier.

Den økonomiske effektivitet set relativt til det nuværende elsystem er illustreret i Figur 3-27 herunder



Figur 3-27 Varmepumper - Økonomisk effektivitet af samlet elsystem