



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp
Handelshøyskolen

Effekttariffer i distribusjonsnettet: En teoretisk gjennomgang

Power-based Tariffs: A theoretical review

Kristoffer Haugli Larsen
Samfunnsøkonomi

Forord

Med denne masteroppgaven avslutter jeg mine to år ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), og totalt fem år med studier innen samfunnsøkonomi, hvorav mine tre første år var ved Universitetet i Oslo (UiO).

Gjennom disse årene har jeg lært mye om både meg selv og den samfunnsøkonomiske teorien. Ved NMBU har jeg rettet studiene mot energiøkonomi, og utfordringene og mulighetene innen dette fagfeltet. Dette er et spennende felt i hurtig utvikling, som jeg er sikker på vil spille en viktig rolle i arbeidet mot et grønnere og mer bærekraftig samfunn.

Jeg ønsker med dette å takke min veileder Olvar Bergland for gode råd gjennom arbeidet. Å skrive en masteroppgave kan være utfordrende, men med god veiledning og nyttige innspill har han hjulpet meg gjennom prosessen fra start til slutt.

Jeg vil også rette en takk til familie og venner, spesielt mine foreldre for god støtte gjennom alle år med utdanning. Deres støtte og oppmuntring til å følge den veien jeg ønsker har gjort at jeg nå fullfører fem år med studier innen samfunnsøkonomi med denne oppgaven. Til slutt vil jeg også takke en annen viktig støttespiller gjennom de siste årene med utdannelse, min kjæreste Jennie, som har vært både tålmodig og støttende gjennom mange timer med lesing.

Nå er det på tide for meg å ta fatt på nye utfordringer og muligheter i arbeidslivet, og bygge videre på teorien jeg tar med meg fra studiene.

Alle feil er mitt fulle og hele ansvar.

Ås, 15. mai 2019

Kristoffer Haugli Larsen

Sammendrag

Dagens tariffstruktur avregner konsumentene etter deres energikonsum over tid. Overføringsnettet dimensjoneres imidlertid etter momentan belastning gjennom konsumentenes samlede effektuttak innenfor et område, og en avregning etter energikonsumet kan dermed gi feilaktige prissignaler om kostnadene de påfører nettet. En overgang fra dagens energibaserte avregning til ny tariffstruktur med effektbasert avregning kan dermed bidra til at tariffene i større grad reflekterer kostnadene konsumentene utløser med sitt konsum, som gjør at man kan oppnå en mer korrekt tilpasning fra konsumentene. Med bakgrunn i dette har jeg i denne oppgaven sett på Norges vassdrags- og energidirektorats (NVE) tre forslag til ny tariffstruktur: Målt effekt, tidsavhengig energiledd og abonnert effekt. Diskusjonen i oppgaven fokuserer på om de tre alternativene kan bidra til rettferdig kostnadsfordeling mellom konsumentene, og om de kan bidra til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, fra et samfunnsøkonomisk synspunkt.

Jeg finner at den viktigste betingelsen for effektiv utnyttelse og utvikling er at prisene reflekterer kostnadene konsumentene påfører på marginen gjennom sitt effektuttak. Dette betyr at dersom deres marginale betalingsvillighet overstiger kostnadene ved utvidelse av nettets kapasitet, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke kapasiteten, da dette vil øke det samfunnsøkonomiske overskuddet. Dersom derimot kostnadene overstiger betalingsvilligheten vil konsumentene ikke anse det verdt å betale denne prisen, og de vil dermed redusere sitt effektuttak. Dette vil dermed redusere eller utsette investeringsbehovet i nettet.

Modellen jeg anser som mest effektiv i henhold til samfunnsøkonomisk teori er abonnert effekt. Her har konsumentene et abonnement på effektuttak, og konsum utover dette utløser et overforbruksledd. I tillegg inneholder modellen et marginaltapsbasert energiledd. Incentivene konsumentene får gjennom prissignalene vil på kort sikt være å redusere effektuttaket for å unngå overforbruksleddet og på lang sikt vil det være lønnsomt å investere i teknologi og apparater som reduserer effektuttaket gjennom hele døgnet, slik at man kan redusere abonnementskostnadene. Den mest sentrale fordel med denne modellen er at sannsynligheten for at overforbruksleddet utløses er størst vinterstid, som også er perioden av året hvor effektuttaket som er dimensjonerende for nettet hender. Dette kan dermed utsette eller redusere investeringsbehovet i nettet, som på sikt vil gi konsumentene lavere tariffkostnader.

Abstract

Today's tariff system calculates the consumers' tariff costs based on energy consumption over time. The capacity of the transmission grid however depends on the instantaneous load through consumers' total power extraction within an area. Thus, calculating the tariffs based on energy consumption can give misleading price signals to the consumers regarding the costs they are inflicting on the grid. Hence, by transitioning from energy based tariffs to power based tariffs the prices can more accurately reflect the costs the consumers are inflicting on the grid through their consumption, and we can achieve an improvement in the consumers' adaptation. Based on this, I have in this thesis considered the three proposals to a new tariff system from The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE): Measured power extraction, time of use and subscribed power extraction. The thesis' discussion is focused on the alternatives' ability to achieve fair distribution of costs between consumers, and whether they can achieve efficient utilization and development of the grid, from a socio-economic point of view.

I find that the most important condition to achieve efficient utilization and development of the grid is that the prices reflect the costs the consumers are inflicting on the grid through their consumption. The results from this will be that if the consumers' marginal willingness to pay exceeds the marginal costs of expanding the capacity, it will be socio-economically profitable to increase the capacity as this will increase the socio-economic surplus. If however the costs exceed the consumers' marginal willingness to pay they will not consider it profitable to pay this price for consumption, and they will reduce their power extraction. This will reduce or delay investment needs in the grid.

The alternative I consider the most efficient according to socio-economic theory is subscribed power extraction. In this model the consumer subscribes to a certain amount of power extraction, and consumption beyond this will trigger an overconsumption component. In addition, it also includes an energy based component, based on the marginal losses of transferring power. Consumers will in the short run be given incentives through the price signals to reduce the power extraction in order to avoid the overconsumption component. In the long run they will have incentives to reduce the overall power extraction in order to reduce the subscription costs. The probability of triggering the overconsumption component is largest at cold winter days, when also the strain to the grid is at its highest, and this is the model's biggest advantage. Reducing power extraction at this moment will reduce the investment needs in the grid, and in the long term reduce the consumers' tariff costs.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.1.1 Utløsende årsak til ny tariffstruktur	1
1.1.2 Definisjoner	3
1.1.3 Muliggjøring av ny tariffstruktur	3
1.2 Problemstilling og avgrensninger	4
1.3 Oppgavens oppbygning	5
2. Kraftsystemet	6
2.1 Rammeverk	6
2.1.1 Naturlig monopol	6
2.1.2 Overføringsnettet	8
2.1.3 Fordeling av priser	9
2.1.4 Regulering av bransjen	10
2.2 Dagens tariffstruktur	12
2.2.1 Rammeverk og utforming	12
2.2.2 Utløsende årsak til ny tariffstruktur	14
3. Forbruksmønster	15
3.1 Effektuttak gjennom året, og sammenheng med temperatur	16
3.2 Lastvarighetskurve	17
3.3 Hyppighet	18
3.4 Effektuttak gjennom døgnet	19
4. Effekttarifiering	21
4.1 Grunnleggende antakelser	21
4.1.1 Effektiv utnyttelse og utvikling	21
4.1.2 Kostnadsfordeling	22
4.1.3 Standarisering	23
4.2 Forbruksendring	24
4.2.1 Topplastreduksjon/forbruksforflytning	24
4.2.2 Fleksibilitet	26
4.3 Alternativene	28
4.3.1 Oppsummering av alternativene	28
4.3.2 Energiledd	29
4.3.3 Effektledd	29
4.3.4 Fastledd	30
4.3.5 Målt effekt	31
4.3.6 Abonnert effekt	32
4.3.7 Tidsavhengig energiledd	34

5. Teoretisk modell for tariffing	36
5.1 Grunnleggende teori	36
5.1.1 Én periode	36
5.1.2 Dagens praksis	41
5.2 Tidsavhengig energiledd	42
5.2.1 To perioder	42
5.2.2 Grunnleggende TOU-modell	43
5.2.3 Sammenligning av dagens struktur og TOU-modellen	47
5.2.4 Fleksibel etterspørsel under tidsavhengig energiledd	48
5.2.5 Stokastisk etterspørsel under tidsavhengig energiledd	52
5.3 Abonnert effekt	55
5.3.1 Modellen	55
5.3.2 Scenario 1	57
5.3.3 Scenario 2	58
5.3.4 Scenario 3	59
5.3.5 Diskusjon rundt modellens antakelser	59
5.4 Målt effekt	61
6. Diskusjon	62
6.1 Treffsikkerhet	62
6.1.1 Målt effekt	63
6.1.2 Abonnert effekt	64
6.1.3 Tidsavhengig energiledd	65
6.2 Prisdifferensiering	66
6.2.1 Sesongdifferensiering	66
6.2.2 Timesdifferensiering	67
6.2.3 Differensiering av marginaltapssatser	70
6.3 Avveining mellom investering og reduksjon i effektuttak	72
6.4 Kostnadsfordeling	74
6.5 Insentiver	75
6.5.1 Insentiver til forbruksendring	75
6.5.2 Investeringsavveininger hos konsumenten	77
7. Konklusjon	80
8. Referanser	82

Figurliste

Figur 2.1	Naturlig monopol	7
Figur 2.2	Årsaker til ny- og reinvesteringer i distribusjonsnett	9
Figur 2.3	Gjennomsnittlige priser i 2017	9
Figur 2.4	Energikonsum per husholdning (1993-2016)	10
Figur 2.5	Fordeling av fast- og energiledd for husholdningskunder per januar 2015	13
Figur 3.1	Effektuttak og temperatur gjennom året (1. januar - 31. desember 2015)	16
Figur 3.2	Lastvarighetskurve for en representativ konsument	17
Figur 3.3	Histogram	18
Figur 3.4	Gjennomsnittlig effektuttak gjennom døgnet for en representativ konsument	19
Figur 3.5	Gjennomsnittlig effektuttak gjennom døgnet basert på ukedager og fridager	20
Figur 4.1	Ubenyttet kapasitet gjennom året	22
Figur 4.2	Ubenyttet kapasitet gjennom døgnet	22
Figur 4.3	Opprinnelig etterspørsel gjennom døgnet	24
Figur 4.4	Høylastreduksjon	24
Figur 4.5	Lastflytting	24
Figur 4.6	Grunnlastreduksjon	24
Figur 4.7	Totalt energikonsum i Norge (juli 2017 - februar 2019)	27
Figur 4.8	Avregning av effektledd i målt effekt	31
Figur 4.9	Avregning av abonnement og overforbruksledd i abonnert effekt	33
Figur 4.10	Avregning av energiledd i tidsavhengig energiledd	35
Figur 5.1	Konsument- og produsentoverskudd	36
Figur 5.2	Effektuttak i lavlast- og høylastperioder	42
Figur 5.3	Ekvilibrium og optimal tariff i lavlastperioden	46
Figur 5.4	Ekvilibrium og optimal tariff i høylastperioden	46
Figur 5.5	Konsumenters tilpasning med dagens tariffstruktur	47
Figur 5.6	Endring i konsumenters tilpasning etter innføring av TOU tariffstruktur	47
Figur 5.7	Optimal prissetting med varierende etterspørsel	54
Figur 5.8	Ekvilibrium og prissetting under abonnert effekt	55
Figur 6.1	Flat Rate	67
Figur 6.2	Time of Use	67
Figur 6.3	Critical Peak Pricing	67
Figur 6.4	Real Time Pricing	67
Figur 6.5	Ekvilibrium og optimalt energiledd med stigende marginaltapssats	70

Tabelliste

Tabell 4.1 Oppsummering av alternativenes tariffledd

28

Forkortelser

NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
TOU	Time of use
AMS	Avanserte Måle- og Styringssystemer
kW	Kilowatt (1 kW = 1.000 W)
kWh	Kilowatttimer
HAN	Home Area Network
CPP	Critical Peak Pricing
RTP	Real Time Pricing

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Samfunnets elektrisitetskonsum er i stadig endring og man ser en vekst i konsumet - en vekst man forventer at tiltar (Ødegården & Bhandana, 2018, s. 11). I tillegg peker NVE på at «en økende andel av kraftproduksjonen skjer med fornybare teknologier som ikke kan styres etter behovet for kraft. Samtidig blir forbruket av kraft mer energieffektivt, men mer effektkrevende.» (Andersen & Mook, 2015, s. 4). Andersen & Mook (2017) påpeker at man ser en tendens til at effektuttaket øker mer enn energikonsumet, fordi mange energieffektive apparater har høyere effektuttak enn tradisjonelle apparater med høyere energikonsum. Jeg vil i denne oppgaven fokusere på andre del av sitatet, som er rettet mot konsumentens side av markedet. Elektrisitet som gode er spesielt ved at man ikke kan lagre det, og man må dermed produsere og overføre elektrisiteten samtidig som den konsumeres.¹ Man er dermed avhengig av tilstrekkelig kapasitet i både produksjon og overføringsnett for å kunne levere elektrisiteten når kunden «skrur på bryteren». I distribusjonen er man avhengig av tilstrekkelig kapasitet for å kunne overføre elektrisiteten som produseres til stedet den konsumeres. Man må dermed bygge ut nettet etter dimensjonerende last som er maksimalt momentant effektuttak, også kalt topplast. En økning i effektuttaket vil dermed gi økt investeringsbehov i nettet, og blant annet dette har gjort at NVE nå ser behov for ny tariffstruktur.

1.1.1 Utløsende årsak til ny tariffstruktur

Det er spesielt to ting som vil øke investeringsbehovet i nettet. Den ene er tilkobling av nye konsumenter, for eksempel som følge av utbygging av et nytt boligfelt. Kostnadene disse påfører nettet ved at det er økt behov for overføring av elektrisitet dekkes gjennom anleggsbidrag (Andersen & Mook, 2015, s. 10). Den andre er økning hos eksisterende konsumenter, som enten øker effektuttaket innenfor sikringsstørrelsen eller overgår denne og har behov for mer kapasitet. «Så lenge kunden holder sitt totale effektforbruk under sikringsstørrelsen vil nettselskapet måtte ta denne kostnaden, ved behov utover dette vil kostnaden bli dekket gjennom anleggsbidraget.» (Grimstad, 2014, s. 2). Økning innenfor sikringsstørrelsen vil dermed måtte dekkes gjennom tariffene, dersom dette fører til økt investeringsbehov.

Dagens tariffstruktur avregner konsumentenes tariff etter energikonsum over tid, og man kan dermed se at konsumenter som investerer i energieffektive apparater, men som har et høyere effektuttak, dekker en mindre andel av kostnadene de påfører nettet enn de som har lavere effektuttak, men høyere energibruk over tid.

¹ Dette er gitt at man ser bort fra lagring i batterier, som i stor skala har en kostnad som gjør det ulønnsomt.

Seljeseth, Sand & Solvang (2012) trekker fram spesielt fire elektriske apparater som bidrar til denne utviklingen:

1. Gjennomstrømningsvannvarmere (i stedet for akkumulerende varmtvannsberedere)
2. Varmepumper med direkte startet asynkronmotor
3. Lading av elektriske biler
4. Induksjonskomfyrer

Tradisjonelle akkumulerende varmtvannsberedere varmer opp vannet i en stor tank, som man taper av når man har behov for varmt vann, og har dermed et jevnt effektuttak. Gjennomstrømningsvannvarmere har derimot en svært liten tank, men er installert med svært kraftige varmeelementer som kan varme opp vannet momentant ved behov. Det samme gjelder for induksjonskomfyrer, som har et høyere effektuttak enn tradisjonelle koketopper. Konsumenter som investerer i denne typen apparater kan dermed ende opp med å få lavere nettleie, samtidig som de belaster nettet mer. NVE har dermed foreslått å endre tariffstrukturen fra energi- til effektbasert avregning, og kom i 2015 med en konsepthøring hvor de foreslo avregningmetodene målt effektuttak i fastsatte referansetider, kundens sikringsstørrelse eller abonnert effekt (Andersen & Mook, 2015, s. 4). Etter høringsinnspillene ble derimot de foreslåtte modellene revidert, og i 2017 kom en ny høring med de tre foreslåtte modellene målt effekt, abonnert effekt og tidsavhengig energiledd (Andersen & Mook, 2015, s. 10).² Det er disse modellene jeg vil ta for meg videre i oppgaven. NVE legger i høringsdokumentet fra 2017 opp til at ny tariffstruktur skal innføres fra 2021, slik at aktørene har tilgang til data fra nye målere en periode i forkant av innføringen (Hansen, Jonassen, Løchen & Mook, 2017, s. 8).

Ved å endre tariffstrukturen til å beregnes ut fra effektuttak i stedet for energiforbruk søker NVE å skape en mer rettferdig fordeling av kostnadene mellom konsumentene, ved at denne formen for tariffing «gjenspeiler at kundebeslutninger og forbruksmønster kan ha betydning for utbygging og dimensjonering av nettet.» (Andersen & Mook, 2015, s. 4). Med rettferdig fordeling mener jeg at konsumentenes tariffkostnad skal reflektere kostnadene de påfører nettet. En konsument med høyt effektuttak i perioder med høy belastning bør dermed dekke en større andel av kostnadene enn en konsument med lavere effektuttak, da førstnevnte bidrar til økt investeringsbehov og dermed også økte kostnader.

² Med bakgrunn i tilbakemeldinger til høringen fra 2017 legger NVE opp til ny høring høsten 2019 (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019e).

NVE har som reguleringsmyndighet ansvar for at regelverket for utforming av tariffen bidrar til samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Tariffene skal så langt som mulig bidra til å sikre at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte. (Andersen & Mook, 2015, s. 5).

Sitatet over bygger på Forskrift om kontroll av nettvirksomhet (1999) § 13-1 d, og trekker fram to viktige hovedpunkter tariffene skal bidra til; effektiv utnyttelse av eksisterende nett og effektiv utvikling av nettet over tid. Økning i effektuttaket fører til økt behov for kapasitet i nettet, og dermed investeringskostnader. Det er dermed en avveining mellom økt nytte for konsumenten og kostnader for økt kapasitet. Optimal utbygging bør etter samfunnsøkonomisk teori skje inntil økningen i marginal nytte for konsumenten tilsvarer marginale kapitalkostnader. Dersom konsumentenes nytte ved økt kapasitet overgår kostnadene, vil man få økt samfunnsøkonomisk overskudd ved å bygge ut, men dersom kostnadene er høyere enn nytten, vil man få et samfunnsøkonomisk tap ved utbygging av mer kapasitet. I tillegg vil det være rasjonelt å utnytte kapasiteten allerede tilgjengelig i størst mulig grad, der dette er mulig, for eksempel ved å flytte noe av konsumet fra perioder med høy belastning til perioder med lav belastning.

1.1.2 Definisjoner

Elektrisitetskonsumet har ofte en karakteristisk profil gjennom døgnet, som jeg vil vise i kapittel 3.4. Forenklet sett kan man dele konsumet inn i perioder etter gjennomsnittlig effektuttak, og jeg vil videre i oppgaven henviser til perioder med typisk lavt effektuttak som lavlastperiode, perioder med høyt effektuttak som høylastperiode og til slutt perioder med maksimalt effektuttak gjennom avregningsperioden som topplastperiode.

Det er viktig å skille mellom effektuttak og energikonsum når man snakker om elektrisitet. Effektuttak er definert som momentan belastning i nettet, og måles i kilowatt (kW), mens energikonsum er konsum over et tidsrom, for eksempel dag eller måned, og måles i kilowatttimer (kWh) (Andersen & Mook, 2015, s. 5). Det er dermed effektuttaket som er dimensjonerende for nettet, da er momentanbelastningen som avgjør kapasitetsbehovet i nettet.

1.1.3 Muliggjøring av ny tariffstruktur

Den viktigste barrieren for at det ikke har blitt innført ny tariffmodell tidligere har vært måleapparatet man har lest av konsumet med. Denne har målt energikonsumet over en periode, vanligvis en måned, men man har nå muligheten til hyppigere avlesning, helt ned på timesbasis. Dette gjøres mulig av nye Avanserte Måle- og Styringssystemer, vanligvis referert til som AMS-målere. I følge Norges vassdrags- og energidirektorat (2018b) skal alle kunder ha fått installert disse

innen 1. januar 2019.³ Disse målerne leser av konsumet per time, som sendes automatisk til nettselskapet. I tillegg til at nettselskapet dermed kan fakturere et mer korrekt konsum av elektrisitet åpner dette opp for at konsumenten får bedre oversikt over sitt konsum, og dermed kan tilpasse sin forbruksprofil til prissignalene fra markedet. Siden man fremover vil få tilgang til timesbasert avregning, vil nettselskapene få mulighet til å beregne tariffen etter timesbasert energikonsum. Videre i oppgaven vil jeg derfor henvise til effektuttak som kWh/h, altså antall kilowattimer konsumert per time som vil gi en indikasjon på gjennomsnittlig effektuttak i timen. Dette gir derimot ikke korrekt informasjon om konsumentenes momentane belastning på nettet gjennom effektuttaket, men timesvis energikonsum gir allikevel mer korrekt indikasjon på effektuttaket enn dagens avregning.

1.2 Problemstilling og avgrensninger

Med bakgrunn i problemstillingene som nevnt ovenfor vil jeg i denne oppgaven belyse tre sentrale momenter ved utvikling av ny tariffstruktur. Disse følger av Energilovforskriften hvor det heter at «Tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet.» (Energilovforskriften, 1990, § 4-4 d). I tillegg trekker Sandbakken & Bjørndalen (2014) fram at en ny tariffmodell bør bidra til en mer rettferdig fordeling av kostnadene mellom konsumentene.

Gjennom denne oppgaven vil jeg dermed forsøke å besvare følgende tre problemstillinger:

1. Vil effekttariffer bidra til mer effektiv utnyttelse av eksisterende nett?
2. Vil effekttariffer bidra til mer effektiv utvikling av nettet?
3. Vil effekttariffer kunne bidra til en mer rettferdig fordeling av kostnader?

Med effektiv utnyttelse og utvikling mener jeg at tariffene skal bidra til å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet, gitt knapphet i ressursene. Effektiv utnyttelse betyr dermed at vi utnytter det eksisterende nettet maksimalt for å maksimere avkastningen av investeringene, gitt konsumentenes nyttefunksjon og inntektsbeskrankning. Dette er dermed et samfunnsøkonomisk maksimeringsproblem på kort sikt. På samme måte vil effektiv utvikling bety at vi maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet ved nye investeringer i nettet. Dette vil dermed være et maksimeringsproblem på lang sikt, med avveining mellom økt nytte for konsumentene og investeringskostnadene.

³ Med noen unntak: Nettselskapene er ikke pliktig å installere AMS dersom konsumet er lavt og forutsigbart, eller dersom installasjonen av målerne fører til «vesentlig og dokumenterbar ulempe for sluttbruker.» (Andersen & Mook, 2015, s. 6).

Tariffinntektene skal dekke nettselskapenes kostnader innenfor inntekstrammen som settes av NVE (Hansen et al., 2017, s. 4). En fordeling av disse kostnadene mellom konsumentene bør dermed avspeiles i kostnadene hver enkelt av konsumentene påfører nettet med sitt konsum, og konsumenter med høyt topplastuttak bør dermed dekke en større andel av disse kostnadene enn konsumenter med lavt topplastuttak. I dette legger jeg at tariffene skal bidra til en rettferdig fordeling mellom konsumentene.

Tariffer er som kjent et synonym til nettleie, og dette representerer konsumentenes kostnader til kraftdistribusjon. Overføring og produksjon av elektrisitet henger derimot sammen da begge omhandler samme gode, og jeg vil derfor i blant også komme innom produksjonen av elektrisitet. Innenfor kraftdistribusjon vil jeg fokusere på husholdningene, som i følge Andersen & Mook (2015) dekker den største andelen av nettselskapenes tariffinntekter, og ser bort fra blant annet næringsliv, industri og fritidsboliger, på tross av at disse også bidrar til investeringsbehov i nettet.

1.3 Oppgavens oppbygning

Jeg vil i neste kapittel gå nærmere inn på grunnleggende kjennetegn og utviklingstrekk i kraftbransjen. I kapittel 3 vil jeg se på konsumenters effektuttak og definere en representativ konsument. Kapittel 4 vil ta for seg grunnleggende antakelser bak effekttariffering, og gå nærmere inn på de tre modellene foreslått av NVE, før jeg i kapittel 5 vil gjøre en matematisk og grafisk gjennomgang av modellene abonnert effekt og tidsavhengig energiledd. I kapittel 6 vil jeg diskutere de tre modellene i lys av oppgavens hovedproblemstilling, før jeg oppsummerer og konkluderer i kapittel 7.

2. Kraftsystemet

2.1 Rammeverk

2.1.1 Naturlig monopol

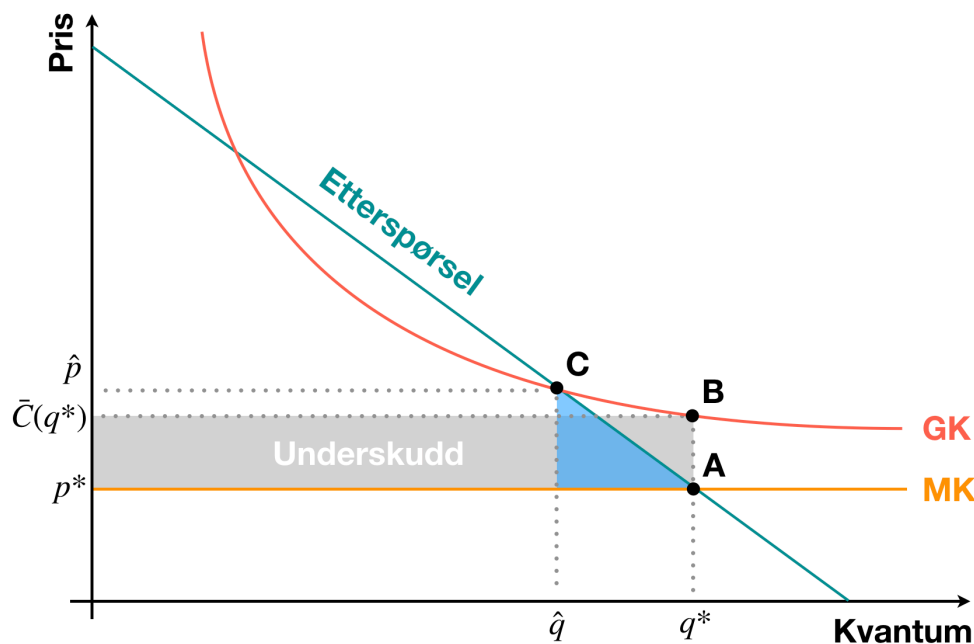
Kraftnettet er kjennetegnet som et naturlig monopol, ved at nettselskapet står ovenfor en subadditiv kostnadsfunksjon. Dette betyr at gjennomsnittskostnaden per produserte enhet er fallende på grunn av høye investeringskostnader og lave marginalkostnader, som betyr at desto høyere produksjon (i dette tilfellet overføring), desto lavere vil gjennomsnittskostnaden være. Det vil dermed være mer lønnsomt å ha ett stort nettselskap som dekker et område, enn flere som konkurrerer mot hverandre. For å illustrere dette kan vi tenke oss m antall nettselskaper, som hver overfører q_1, q_2, \dots, q_m enheter elektrisitet. Total overføring er dermed gitt av $Q = \sum_{i=1}^m q_i$, og vi kan for enkelhets skyld anta lik produksjonsteknologi for alle produsenter, som betyr en lik kostnadsfunksjon $C(q_i)$. Det vil dermed være stordriftsfordeler, og dermed mer lønnsomt med én produsent, dersom følgende betingelse er møtt:

$$(2.1) \quad C(Q) < C(q_1) + C(q_2) + \dots + C(q_m)$$

Vi kan tenke oss en situasjon hvor man ønsket å fremme konkurranse i bransjen for å oppnå samfunnsøkonomisk effektive priser, og man tillater dermed to nettselskaper å bygge overføringsnett i et område. Dette ville bety at nettselskapene måtte bygge ut nett tilnærmet parallelt med hverandre, og man ville dermed hatt dobbelt så høye kostnader. Betingelse (2.1) over er dermed oppfylt, ved at $C(Q) < C(q_1) + C(q_2)$. Man har dermed stordriftsfordeler og det ville da være mer lønnsomt å øke kapasiteten i ett av nettene, og kun ha dette som tilbyder. I tillegg til fallende gjennomsnittskostnader er det viktig å legge til at kapitalen er immobil og at det er lang tidshorisont for investeringen (Decker, 2015, s. 16). Dette er naturlig nok situasjonen for nettselskapene, hvor overføringsnettet ikke enkelt kan demonteres og flyttes når det er satt opp, og det er dermed bygget med lang tidshorisont.

Kjennetegnene til et naturlig monopol er illustrert grafisk i Figur 2.1 under. Marginalkostnadene (MK) i bransjen, altså kostnader som varierer med konsum, er lave eller tilnærmet ubetydelige i forhold til faste kostnader, som investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader. I tillegg har jeg antatt at disse er konstante, og er dermed representert ved oransje kurve i diagrammet. Gjennomsnittskostnadene (GK) er i figuren illustrert av rød kurve, og er som man kan se fallende i diagrammet. Gjennomsnittskostnadene defineres som totale kostnader (investeringskostnader + marginalkostnader) dividert med antall enheter produsert, og gir dermed en fallende kurve. Dette kommer av at få enheter produsert gir svært høye kostnader per enhet, på grunn av høye

investeringskostnader, mens man for høyere produksjon vil fordele disse kostnadene utover flere enheter, som dermed gjør at gjennomsnittskostnadene synker.



Figur 2.1 Naturlig monopol.

Normalt vil samfunnsøkonomisk optimal løsning i et marked med fullkommen konkurranse være hvor marginal betalingsvillighet, representer ved blå-grønn etterspørselskurve, tilsvarer marginalkostnaden. I tilfellet med konstant marginalkostnad, som her, vil dermed prisen tilsvare marginalkostnaden for alle produserte enheter. Dette er i figuren markert i punkt A, med produksjon og konsum lik q^* , og pris p^* , og er definert som «first-best» pris og produksjon (Decker, 2015, s. 73). På grunn av høyere gjennomsnittskostnader enn marginalkostnader, vil produksjon lik q^* føre til høyere gjennomsnittskostnader enn prisen $\bar{C}(q^*) > p^*$, som vi finner i punkt B. Dette fører dermed til et underskudd ved at kostnadene er høyere enn prisen, og dette underskuddet er markert ved grått felt i figuren. Underskuddet blir dermed lik $(\bar{C}(q^*) - p^*)q^*$ og må dekkes for at driften skal være levedyktig. Dette representerer dermed et residualt inntektsbehov, «det vil si den andelen av nettselskapenes tillatte inntekter som ikke dekkes av tariffene som gir prissignaler» (Jenssen, Harsem & Tennbakk, 2013, s. 6). For å dekke dette inntektsbehovet er det dermed viktig at tariffene gir minst mulig vridning i konsumet, for å redusere det samfunnsøkonomiske tapet som kommer av priser som ikke lenger reflekterer marginalkostnaden.

En mulig prismodell for å dekke inn nettselskapenes totale kostnader er å øke prisen inntil den tilsvarer gjennomsnittskostnadene, som i punkt C i figuren. Dette representerer derimot ikke en prismodell som gir minst mulig vridning i konsumet. Vi får dermed pris lik \hat{p} , som vil gi konsum lik \hat{q} i henhold til konsumentenes marginale betalingsvillighet. Dette er dermed ofte referert til som «second-best» pris og produksjon (Decker, 2015, s. 73). Denne løsninger finner vi når vi maksimerer

det samfunnsøkonomiske overskuddet, gitt ikke-negativ profitt til produsentene. Profitten med denne løsningen vil dermed være lik null, da produsentene får dekket alle sine kostnader. Dette fører derimot til at konsumentene med lavere betalingsvillighet enn \hat{p} ikke vil konsumere godet, som betyr at vi får et samfunnsøkonomisk tap, markert ved blå triangel, i forhold til situasjonen med «first-best» prising. En slik prismodell vil derimot gi betydelig vridning i konsumet, og medfører dermed et effektivitetstap.

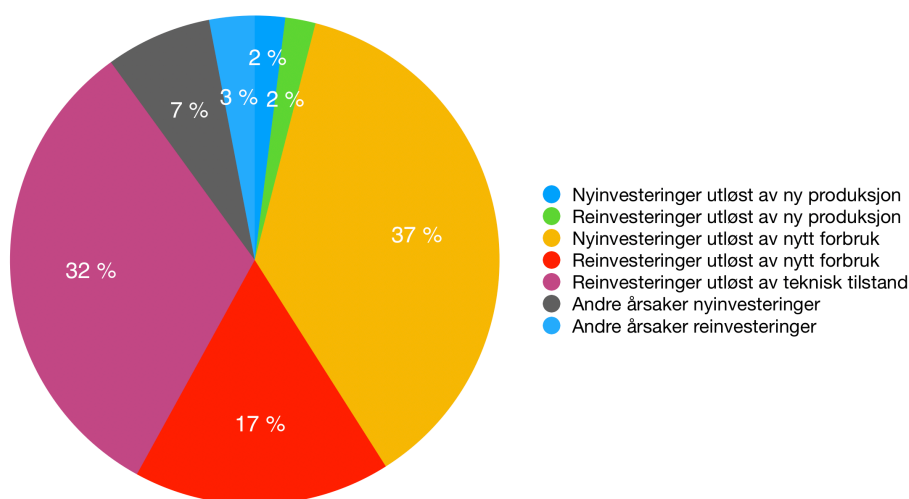
2.1.2 Overføringsnettet

Overføringsnettet kan deles inn i tre segmenter etter spenningsnivå. Sentralnettet, ofte kalt transmisjonsnettet, opereres av Statnett og binder store produsenter og forbrukere sammen i et landsdekkende nett, i tillegg til utenlandsforbindelser (Olje- og energidepartementet, 2019). Under sentralnettet finner vi regionalnettet, med noe lavere spenning. Dette binder sentral- og distribusjonsnettet sammen, og dekker en region (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2015). Distribusjonsnettet er lokale kraftnett som distribuerer kraft til sluttbrukere som husholdninger, fritidsboliger og næringsliv, og deles inn i høyspent- og lavspentnett, etter spenningen i nettet (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2015). Disse distribusjonsnettene er eid og driftet av lokale nettselskap, med godkjenning til monopolrettigheter på grunn av kjennetegnene til et naturlig monopol, som nevnt over (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2015). Det er disse nettselskapene som avregner tariffen og jeg vil dermed fokusere på distribusjonsnettet videre i denne oppgaven. Selv om det er distribusjonsnettet som avregner tariffen, vil lavere belastning på nettet gjennom redusert effektuttak også redusere det totale kostnadsnivået til alle tre nett.⁴

Et viktig begrep når man snakker om kraftoverføring er marginaltapet i nettet. Desto mer kraft som overføres, desto mer varme skapes, noe som gjør at en andel av kraften går tapt (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019d). Om man mater inn q watt ved et innmatingspunkt vil man dermed kunne ta ut $(1 - x)q$ watt ved uttakspunktet, hvor x representerer marginaltapet i pst. Dette marginaltapet belastes gjennom tariffen, rettere sagt energileddet.

I følge NVE er forventede investering for de neste ti årene (2018-2027) estimert til litt over 50 milliarder kroner for lavspent- og høyspent distribusjonsnett (Ødegården & Bhandana, 2018, s. 28). Figur 2.2 viser utløsende årsaker til investeringer i distribusjonsnettet fra NVEs sammenstilling av data fra kraftsystemutredningene for 2018. Som man kan se står nytt konsum for 54 pst. av investeringsbehovet til sammen, altså rundt 27 milliarder kroner av 50 milliarder kroner totalt. Totalt for hele perioden forventer NVE investeringer for 135 milliarder kroner i hele nettet (Ødegården & Bhandana, 2018, s. 30). Om tariffene reduksjon i dimensjonerende last i nettet vil investeringsbehovet kunne utsettes eller reduseres, og det er dermed potensiale for store

⁴ Tariffen inkluderer også kostnadene nettselskapene har til overliggende nett.

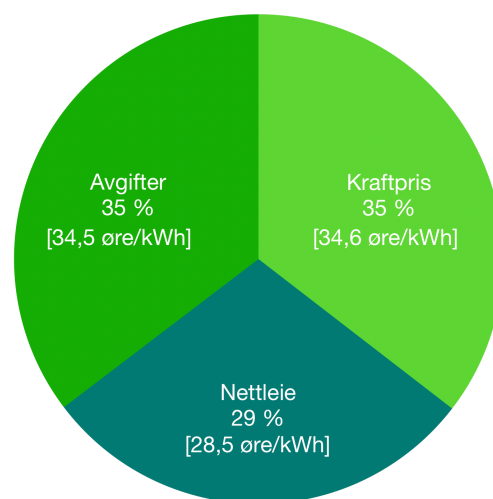


Figur 2.2 Årsaker til ny- og reinvesteringer i distribusjonsnettet. (Ødegården & Bhantana, 2018, s. 30).

kostnadsbesparelser. Som jeg vil komme tilbake til vil dette imidlertid være en avveining mot konsumentenes nytte av disse investeringene.

2.1.3 Fordeling av priser

Konsumentene betaler i dag tre deler for sitt kraftkonsum: Kraftpris, nettleie og avgifter. En oversikt over fordelingen mellom de tre leddene kan sees i Figur 2.3 til høyre. Totalt betalte konsumentene i gjennomsnitt 97,6 øre/kWh i 2017, i følge Statistisk sentralbyrå (2018). Som det kommer fram av figuren fordeles kostnadene mellom de tre delene omtrent likt, hvor kraftprisen⁵ går til kraftprodusentene, nettleien går til nettselskapene og avgiftene går til staten. Sistnevnte består av merverdiavgift⁶ (25 pst.), forbruksavgift⁷ (16,32 øre/kWh [Finansdepartementet, 2016]) og tilskudd til Enova (1 øre/kWh [Statistisk sentralbyrå, 2019]).⁸



Figur 2.3 Gjennomsnittlige priser i 2017 (Statistisk sentralbyrå, 2018).

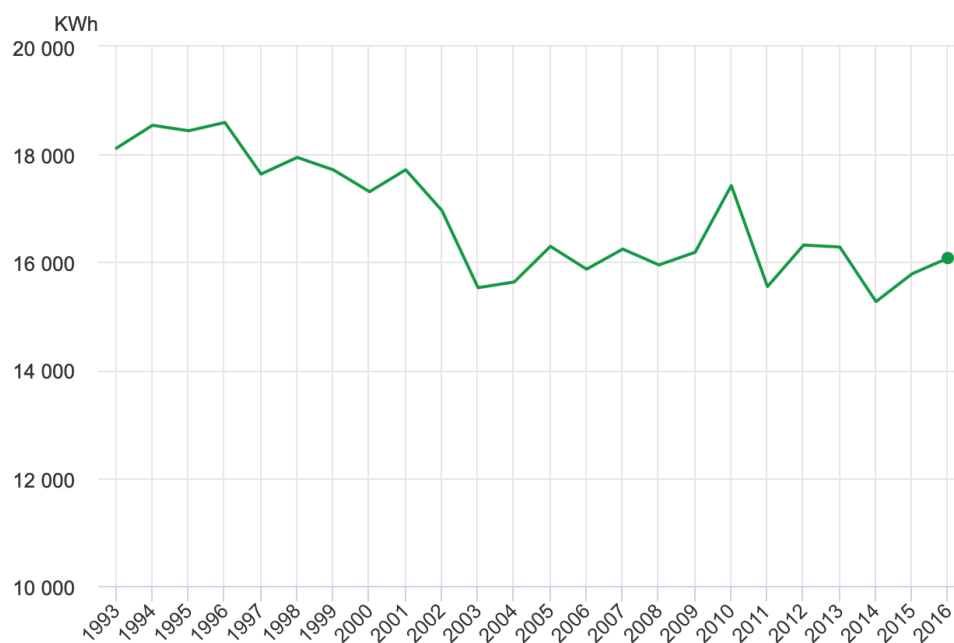
⁵ Kraftprisen inkluderer elsertifikatkostnaden, som til 2015 var forventet å ligge mellom 1,7 og 2,1 øre/kWh (Andersen & Mook, 2015, s. 11).

⁶ Nordland, Troms og Finnmark er fritatt for merverdiavgiften (Statistisk sentralbyrå, 2019).

⁷ Alle kommuner i Finnmark og noen kommuner i Troms er fritatt for forbruksavgiften (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019b).

⁸ Oppgitte avgiftssatser gjelder for husholdningskunder, andre satser gjelder for blant annet industri.

Nettleien består i dag for de fleste husholdninger, fritidsboliger og mindre næringskunder av to ledd: Fastledd og energiledd (Andersen & Mook, 2015, s. 11). I følge Norges vassdrags- og energidirektorat (2019b) er gjennomsnittlig fastledd lik 2.030,52 kr/kunde og gjennomsnittlig energiledd lik 20,24 øre/kWh per 1. januar 2019. Om vi tar utgangspunkt i gjennomsnittlig elektrisitetsforbruk, som i 2016 var 16.079 kWh (Fredriksen, 2018), vil totalkostnaden til energileddet bli lik 3.254,4 kr. Dette vil si at fastleddet står for rundt 38 pst. og energileddet står for 62 pst. av konsumentenes kostnader til nettleie. Energikonsumet per husholdning er som man kan se i Figur 2.4 fallende, som vil si at inntektene fra energileddet faller, gitt konstante priser. Nettselskapenes kostnader må dermed dekkes enten gjennom økt energiledd eller økt fastledd.



Figur 2.4 Energikonsum per husholdning (1993-2016) (Fredriksen, 2018).

2.1.4 Regulering av bransjen

I henhold til kjennetegnene ved et naturlig monopol, og påfølgende godkjenning for monopolrettigheter for nettselskapene, er bransjen regulert for å sikre at monopolisten på den ene siden ikke utnytter sin posisjon, samtidig som de får dekket sine kostnader. Nettselskapenes tillatte inntekt reguleres av NVE og består av blant annet kostnader nettselskapene har til overliggende nett, FoU-prosjekter og inntektsrammen (Norges vassdrags- og energidirektoratet, 2018a). Sistnevnte settes hvert år av NVE og baserer seg på nettselskapenes kostnader to år tidligere (Norges vassdrags- og energidirektoratet, 2018a). Inntektsrammen er i Forskrift om kontroll av nettvirksomhet definert som: «Årlig inntektsramme fastsettes slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.» (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 7-2). NVE fastsetter inntektsrammen (*IR*) ved å tillegge selskapets eget kostnadsgrunnlag to år tilbake i tid (\hat{K}) 40 pst.

vekt, og kostnadsnormen (\bar{K}) 60 pst. vekt (Norges vassdrags- og energidirektoratet, 2018a), i henhold til følgende ligning:

$$(2.2) \quad IR = 0,4\hat{K} + 0,6\bar{K}$$

Kostnadsgrunnlaget \hat{K} er beregnet ut fra blant annet drifts- og vedlikeholdskostnader, marginaltapet i nettet og avkastkastningsgrunnlaget, hvorav sistnevnte multipliseres med referanserenten som fastsettes av NVE: «NVE regulerer nettselskapene slik at selskapene samlet skal oppnå en avkastning tilsvarende referanserenten over tid.» (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019c).⁹ Som Norges vassdrags- og energidirektorat (2018a) trekker fram vil ikke nettselskapene automatisk få dekket sine kostnader, men bransjen i sum vil få kostnadsdekning. Gjennom sammenligning av nettselskapene gjennom kostnadsnormen, \bar{K} , vil nettselskapene konkurrere om å være over gjennomsnittlig effektive. På denne måten åpner man opp for en form for konkurranse mellom nettselskapene, på tross av at de ikke er i direkte konkurranse med hverandre. Kostnadsnormen gjenspeiler «kostnadene til et konstruert selskap som utfører de samme oppgavene som det aktuelle nettselskapet, men som kan anses å være gjennomsnittlig effektivt.» (Norges vassdrags- og energidirektoratet, 2018a). Denne viser dermed nettselskapet hva dets kostnader burde vært gitt gjennomsnittlig kostnadsstruktur.

Både kostnadsnormen og kostnadsgrunnlaget settes på grunnlag av pålagt innrapporterte kostnadstall for nettselskapene (Norges vassdrags- og energidirektoratet, 2018a). Decker (2015) trekker fram at en fordel ved denne type regulering er at det kan gi insentiver til å øke kvaliteten på godet, ved at man da må øke kostnadene, og dermed øker tillatt inntekt. Samtidig vil det være konsumentene som belastes for endringer i kostnadene. Om kostnadene øker, vil tariffprisene øke for å dekke kostnadsøkningen, i henhold til inntektsrammen som nevnt over. Ved at NVE legger opp til konkurranse gjennom kostnadsnormen reduserer man derimot denne faren ved at nettselskap som er over gjennomsnittlig effektive vil få høyere avkastning enn de som er under gjennomsnittlig effektive. Dette gir dermed insentiver til å holde kostnadene nede, og på den måten reduseres konsumentenes tariffkostnader.

⁹ Alt er beregnet fra verdier to år tilbake i tid (Norges vassdrags- og energidirektoratet, 2018a).

2.2 Dagens tariffstruktur

2.2.1 Rammeverk og utforming

Grunnlaget for dagens tariffstruktur følger av Energiloven av 1990, som utformer reguleringen av kraftmarkedet (Andersen & Mook, 2015, s. 9). Man har i dag en todelt tariffstruktur, bestående av et fastledd og et energiledd. Fastleddet er en fast månedlig kostnad, som er uavhengig av forbruk. Energileddet er derimot et variabelt ledd som avhenger av konsumentens energiforbruk, og dermed avregnes i øre/kWh.

Tariffstrukturen følger av Forskrift om kontroll av nettvirksomhet som definerer følgende grunnleggende tariffstruktur: «Tariffene for uttak og innmating av kraft skal utarbeides etter følgende grunnstruktur:

- a) bruksavhengige tariffledd som varierer med kundens løpende uttak eller innmating av energi.
- b) andre tariffledd.» (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 13-2).

De bruksavhengige tariffleddene skal gi konsumentene prissignaler og kan være enten energiledd (øre/kWh) eller kapasitetsledd (øre/kWh eller kr/kW) (Andersen & Mook, 2015, s. 10). Førstnevnte skal i følge forskrift om kontroll av nettvirksomhet som «hovedregel fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader i nettet» (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 13-3). Kapasitetsleddet formål er å skape balanse mellom overføringsbehov og kapasiteten i nettet, og «kan benyttes når overføringsbehovet overstiger kapasiteten i nettet» (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 13-3). Andre tariffledd har som formål å sikre kostnadsdekning og rimelig fordeling av kostnader (Andersen & Mook, 2015, s. 10). Under dette faller fastledd og effektledd, hvor fastleddet skal være større enn kundespesifikke kostnader og effektleddet skal baseres på konsumentenes uttak i definerte perioder (Andersen & Mook, 2015, s. 10). I tillegg bidrar anleggsbidrag til signaler om konsumentenes kostnad på nettet i form av økt kapasitetsbehov og forsterkning av nettet ved tilknytning eller økning i sikringsstørrelse (Andersen & Mook, 2015, s. 10). En økning i effektuttaket innenfor konsumentenes sikringsstørrelse må derimot dekkes av konsumentene gjennom tariffen, som nevnt tidligere.

Som Sandbakken & Bjørndalen (2014) skriver, har nettselskapene store frihetsgrader ved utformingen av tariffene i distribusjonsnettene med dagens forskrifter:

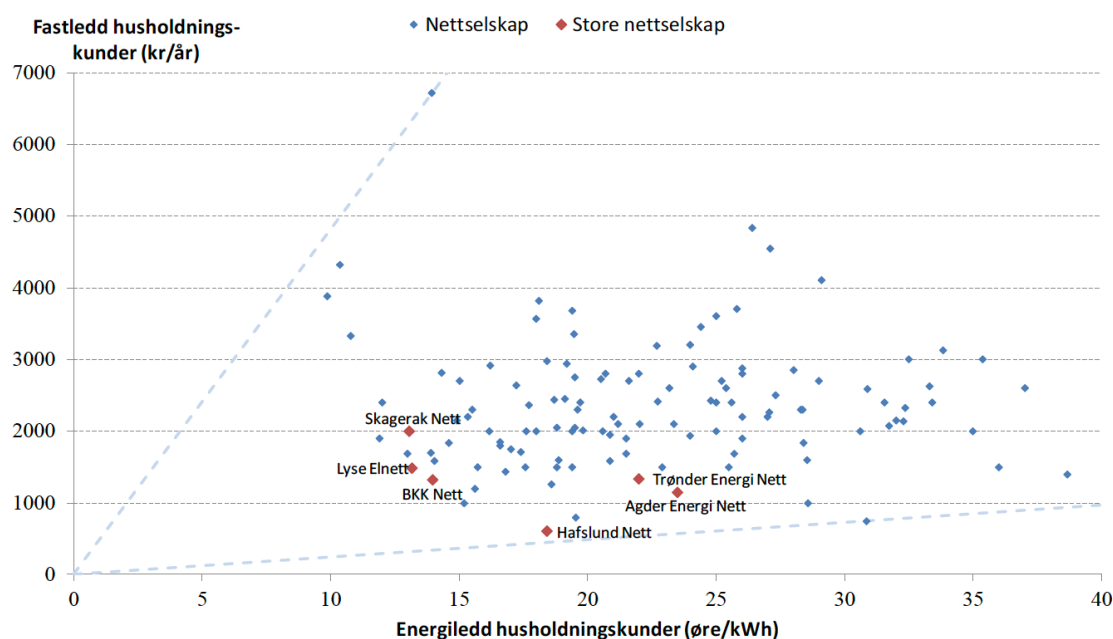
De eneste konkrete bestemmelsene i forskriftene er:

- Separate tariffier for høyspent og lavspent uttak
- Energiledd \geq marginaltap
- Fastledd \geq kunderelatert kostnad

[...] Den store frihetsgraden i tariffutformingen har resultert i store variasjoner i nettselskapenes tariffutforming. Dette gjelder både antall tariffier, tariffnivået til ulike kundetyper og fordelingen av inntektene mellom ulike tariffledd.

(Sandbakken & Bjørndalen, 2014, s. 5).

Dette kan man se av Figur 2.5 under, hvor fastledd og energiledd for nettselskapene i 2015 er illustrert. Størrelsen på de to leddene blir gitt av inntektsrammen som nevnt i forrige kapittel, og avhenger blant annet av områdespesifikke kostnader. I områder med lav befolkningstetthet blir det høyere kostnader per kunde, og dermed høyere tariffkostnader for konsumentene. Som man kan se benytter nettselskapene seg i stor grad av frihetsgradene, ved at både fast- og energiledd varierer signifikant mellom nettselskapene. I figuren er energileddet representert på den horisontale akse, og varierer fra rundt 10 øre/kWh til rundt 39 øre/kWh (Andersen & Mook, 2015, s. 11). Fastleddet er representert på diagrammets vertikale akse, og varierer fra 600 kr/år til rundt 6.700 kr/år (Andersen & Mook, 2015, s. 11).



Figur 2.5 Fordeling av fast- og energiledd for husholdningskunder per januar 2015 (Andersen & Mook, 2015, s. 11).

Marginaltapet i nettet representerer andelen elektrisitet som går tapt ved overføring av elektrisitet. Dette vil dermed være en kostnad, som skal dekkes inn gjennom energileddet. For innmating og uttak settes energileddet likt marginaltapet i nettet i sentral- og regionalnettet (Andersen & Mook, 2015, s. 12). Dette er også praksis for innmating i distribusjonsnettet, men uttak av konsumenter i distribusjonsnettet er fritatt fra denne regelen for å dekke inn andelen av nettselskapenes underskudd som ikke dekkes gjennom fastleddet (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 14-2). Energileddet settes dermed høyere enn marginale tapskostnader, og i følge beregninger gjort av EC Group ville «gjennomsnittlig inntekt fra et marginaltapsbasert energiledd for perioden 2008 - 2012 [...] utgjort bare 21 % av distribusjonsnettets samlede kostnad.» (Sandbakken & Bjørndalen, 2014, s. 15). Den faktiske inntekten fra energileddet utgjorde i realiteten 54 pst. av distribusjonsnettets samlede inntekt i samme periode (Sandbakken & Bjørndalen, 2014, s. 15), og nettselskapene får dermed inn betydelige inntekter utover kostnadene for marginaltapet gjennom dette leddet. Basert på kostnadstall fra eRapp i perioden 2008-2012 og en kraftpris på 30 øre/kWh anslår Andersen & Mook (2015) at kostnadene forbundet med marginaltapet tilsvarer rundt 5 øre/kWh. Som man kan se av Figur 2.5 er energileddet hos alle nettselskapene over dobbelt så høye som dette. Med ny tariffstruktur legges det nå opp til et marginaltapsbasert energiledd, som jeg vil komme tilbake til i kapittel 4.3.2.

2.2.2 Utløsende årsak til ny tariffstruktur

Da tariffen i dag avregnes etter energiforbruk (kWh) og ikke effektuttak (kW), gir dette insentiver til energieffektivisering og investering i elektriske apparater som har et lavere energiforbruk over tid. Her ligger noe av dilemmaet med dagens tariffstruktur. Kapasiteten, og dermed investeringsbehovet i nettet, avhenger av momentant effektuttak og ikke energiforbruk over tid. Allikevel avregnes konsumenten etter sitt energikonsum, som gi misvisende prissignaler i forhold til kostnaden konsumenten utløser ved sitt effektuttak. Som følge av dette kan man få uheldige fordelingseffekter, hvor konsumenten ikke betaler for sin del av kostnadene i nettet. Om man for eksempel investerer i energieffektive apparater vil dette redusere kostnadene til nettleie, samtidig som det samme utstyret kan ha et høyere effektuttaket enn tilsvarende utstyr med høyere energiforbruk. Økt effektuttak (over tid) fører til at kapasiteten til nettet må økes for å unngå overbelastning, noe som fører til økte investeringskostnader. Satt på spissen fører konsumentens økte effektuttak til økte investeringskostnader, som igjen fører til økt tariff i henhold til inntektsrammen som nevnt i kapittel 2.1.4. Dermed vil konsumenten som nå konsumerer mindre energi ha lavere tariffkostnader, mens andre som ikke har endret energibruken sin, men som har lavere effektuttak, har høyere tariffkostnader. Med bakgrunn i trenden man har sett den siste tiden, med redusert energiforbruk og økt effektuttak, kan man dermed forsvare behovet for en ny tariffstruktur. Hansen et al. (2017) påpeker at med videreføring av dagens tariffstruktur kan det forventes at denne utviklingen forsterkes, og de uheldige effektene vil dermed øke i omfang. Jeg vil komme tilbake til den nye tariffstrukturen i kapittel 4.3.

3. Forbruksmønster

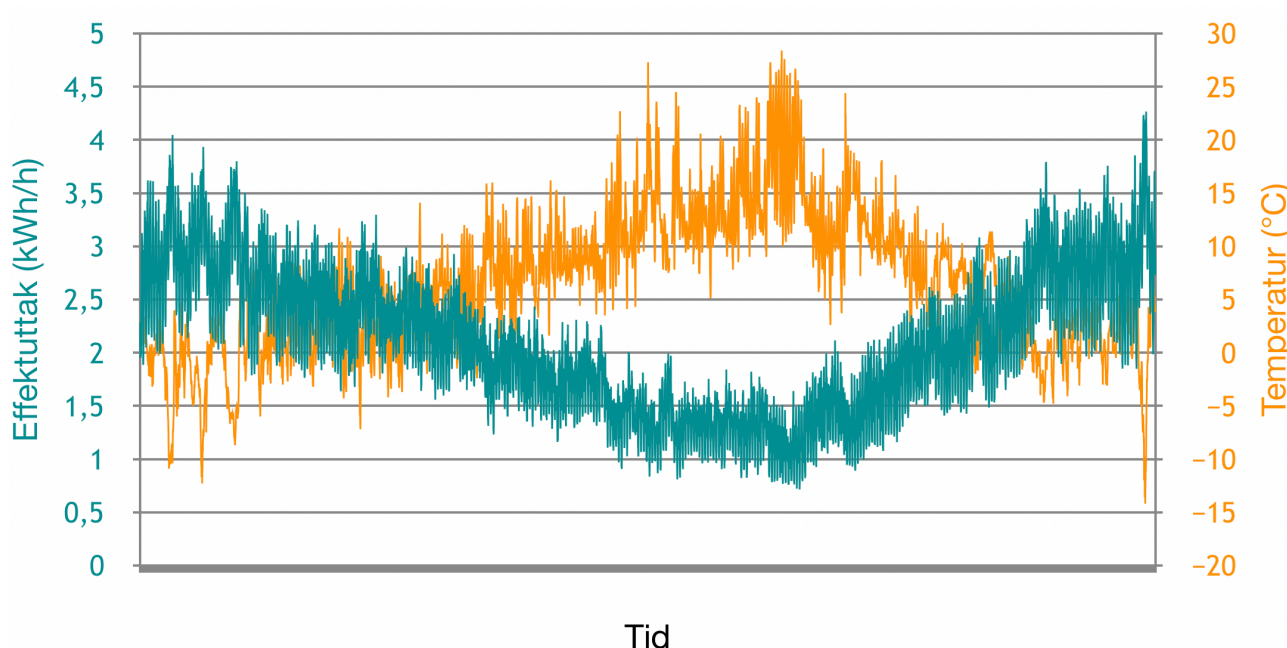
Etterspørselen etter kraft har ofte en karakteristisk trend gjennom døgnet og året. På sesongbasis følger etterspørselen i stor grad temperaturene, da man på vinteren har større behov for kraftkonsum til oppvarming, mens dette behovet er mindre på sommerstid. Jeg vil starte med å se nærmere på effektuttaket gjennom året, og sammenhengen dette har med temperaturen, før jeg går videre til fordelingen av størrelsen på effektuttaket gjennom året. Til slutt vil jeg danne et bilde av en representativ konsuments effektuttak gjennom døgnet.

Jeg vil gjennom kapittelet bruke to datasett. Det ene datasettet er et gjennomsnitt av 100 husholdningskunder, og man kan dermed si at det representerer en representativ konsument (Sæle & Bremdal, 2017 s. 3).¹⁰ Dette datasettet inneholder timesvise observasjoner av gjennomsnittlig effektuttak (kWh/h) gjennom året, i tillegg til temperaturen i disse timene. Det andre datasettet inneholder timesvise observasjoner av effektuttaket (kWh/h) for 17 konsumenter på sørlandet gjennom ett år.¹¹

¹⁰ Datasettet kommer fra Hanne Sæle ved SINTEF Energi AS.

¹¹ Dette datasettet kommer fra Vidar Kristoffersen ved Norgesnett.

3.1 Effektuttak gjennom året, og sammenheng med temperatur



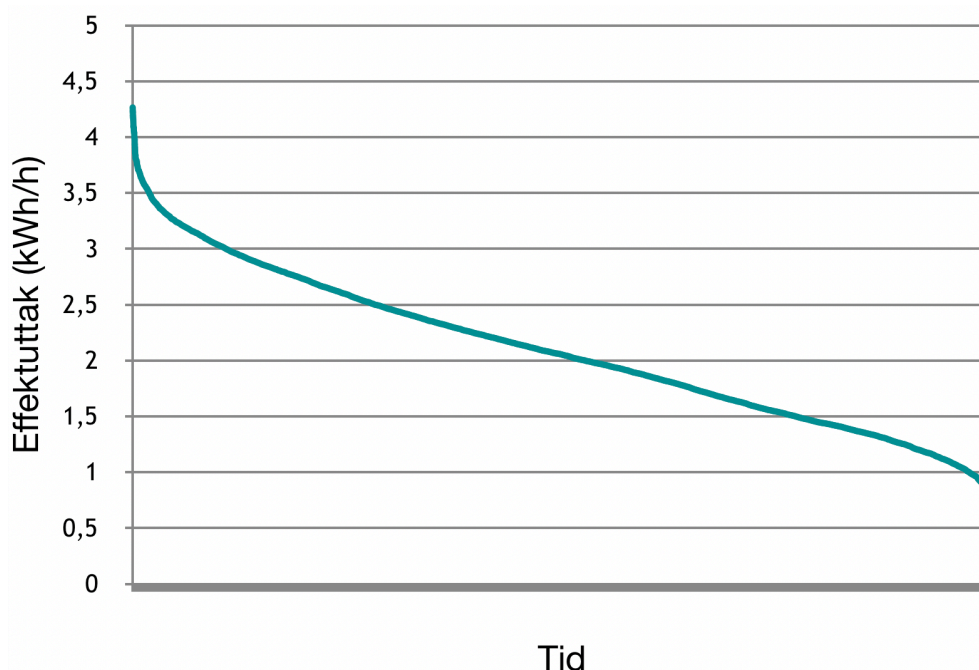
Figur 3.1 Effektuttak og temperatur gjennom året (1. januar - 31. desember 2015).

Jeg vil i dette kapittelet benytte datasettet for en representativ konsument, som nevnt i forrige avsnitt.¹² Figur 3.1 viser effektuttak (blågrønn kurve) og temperatur (oransje kurve) i perioden 1. januar - 31. desember 2015. Korrelasjonen mellom effektuttak og temperatur i dette datasettet er $-0,77$, som betyr at det er en tydelig negativ sammenheng mellom de to, noe vi også kan tyde grafisk av figuren. Man kan se at effektuttaket reduseres når temperaturen øker, som naturlig nok kommer av et redusert behov for oppvarming ved høyere temperaturer.

Som man ser er effektuttaket høyest rundt desember og januar, og lavest i de varmeste sommermånedene. Dette betyr at sannsynligheten er størst for at maksimalt effektuttak gjennom året oppstår rundt årsskriftet. For å redusere investeringsbehovet i nettet vil det dermed være i denne perioden man må redusere den dimensjonerende lasten. Man kan også se at det vil være betydelig ubenyttet kapasitet store deler av året, som jeg vil komme tilbake til.

¹² I dette datasettet er gjennomsnittlig effektuttak for den representative konsumenten dette året $2,09 \text{ kWh/h}$, med maksimums- og minimumsverdier på henholdsvis $4,27 \text{ kWh/h}$ og $0,71 \text{ kWh/h}$. Det årlige konsumet til konsumenten er 18.351 kWh .

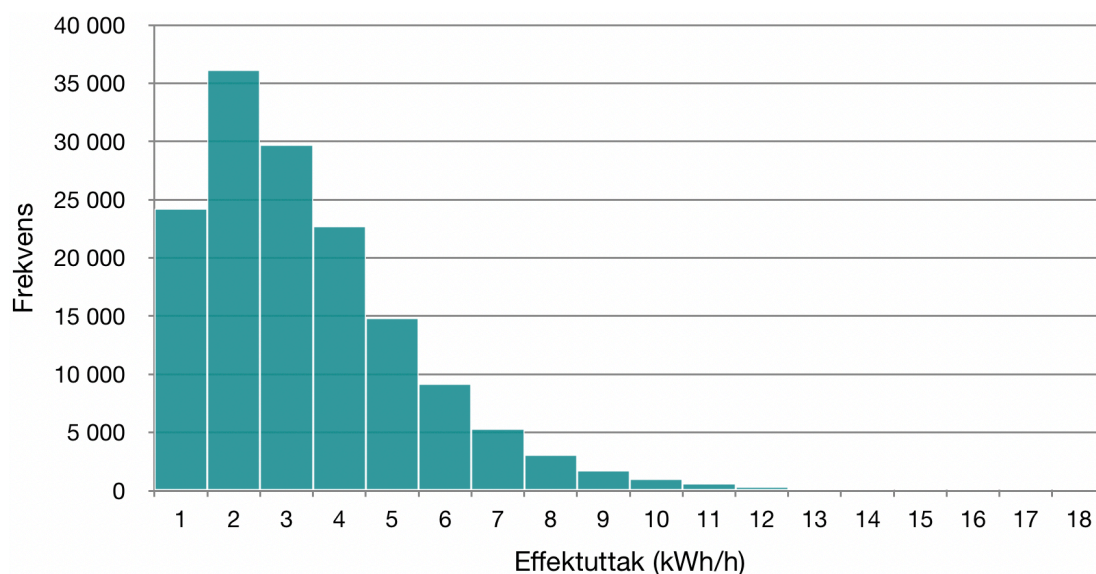
3.2 Lastvarighetskurve



Figur 3.2 Lastvarighetskurve for en representativ konsument.

Selv om Figur 3.1 gir et godt inntrykk av effektuttaket gjennom året, vil det være hensiktsmessig å sortere effektuttakene i synkende rekkefølge, og lage en lastvarighetskurve. Som man kan se av Figur 3.2 har denne en typisk S-form, som man ofte ser hos lastvarighetskurver, med bare et fåtall timer med svært høyt effektuttak. Det vil være interessant å se hvilke muligheter man har for topplastreduksjon for denne konsumenten. Om man for eksempel reduserer 2 pst. av topplasttimene vil man kunne redusere effektuttaket med 0,78 kWh/h, fra 4,27 til 3,49 kWh/h. Man oppnår dermed en reduksjon i effektuttak på 18,3 pst. dersom man reduserer effektuttaket i rundt 175 av årets 8.760 timer, som vil si én time ca. hver andre dag. Om man i stedet for fokuserer på effektuttaket, vil en 10 pst. reduksjon, fra 4,27 kWh/h til 3,914 kWh/h, gjelde for kun 23 av 8.760 timer i året. Dette utgjør kun 0,26 pst. av timene i løpet av et år eller rundt to timer månedlig i snitt, og reduksjon av disse timene ville dermed kunne redusert effektuttaket med 10 pst. Sannsynligheten for at disse timene med høyt effektuttak oppstår er imidlertid størst på de kaldeste dagene vinterstid, som vi så av Figur 3.1 på forrige side, slik at reduksjonen må oppstå i relativt kort tidsrom vinterstid. Allikevel er det altså store muligheter for topplastreduksjon i kun et fåtall av timene i løpet av et år.

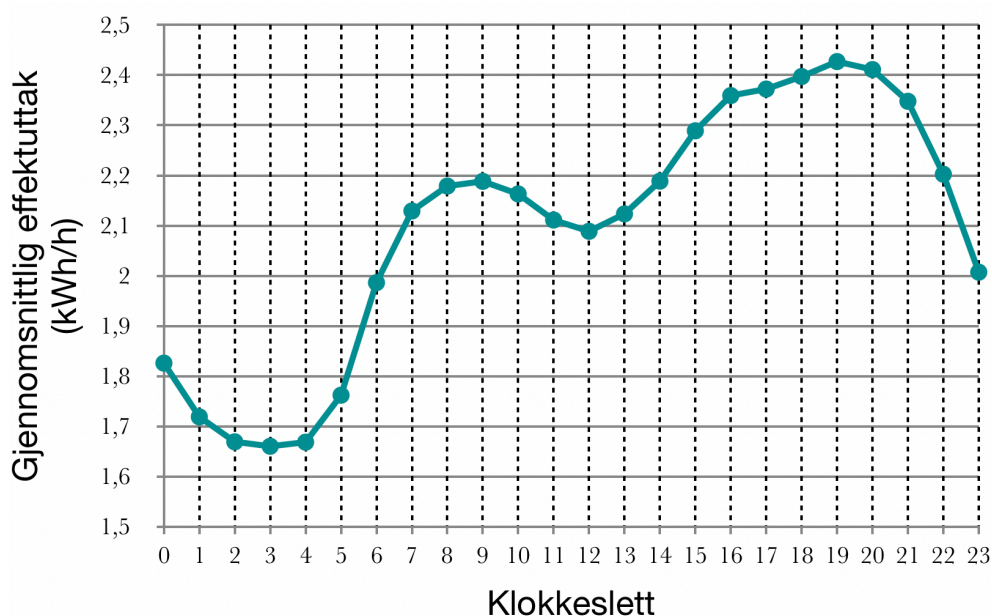
3.3 Hyppighet



Figur 3.3 Histogram (Generert fra datasettet med 17 konsumenter).

Det vil være også interessant å se på hvor mange timer konsumenter er innenfor gitte intervaller av effektuttak. I Figur 3.3 har jeg benyttet datasettet med 17 konsumenter, og bestemt intervaller på effektuttaket, fra 0 til 18 kW. Man finner frekvensen på den vertikale aksene, altså hvor mange timer i løpet av et år for alle de 17 konsumentene effektuttaket er innenfor intervallene. I datasettet er minimum effektuttak lik null kWh/h og maksimum effektuttak lik 17,87 kWh/h. Man kan se en tydelig høyreskjevhet i datasettet, med lang hale mot høyre. I hele 60,3 pst. av årets timer er effektuttaket innenfor 3 kWh/h, mens det er effektuttak over 11 kWh/h i bare 0,5 pst. av timene. Dette viser at det bare er noen få av årets timer som er dimensjonerende for nettet, og at man i resten av årets timer vil ha betydelig ubenyttet kapasitet.

3.4 Effektuttak gjennom døgnet



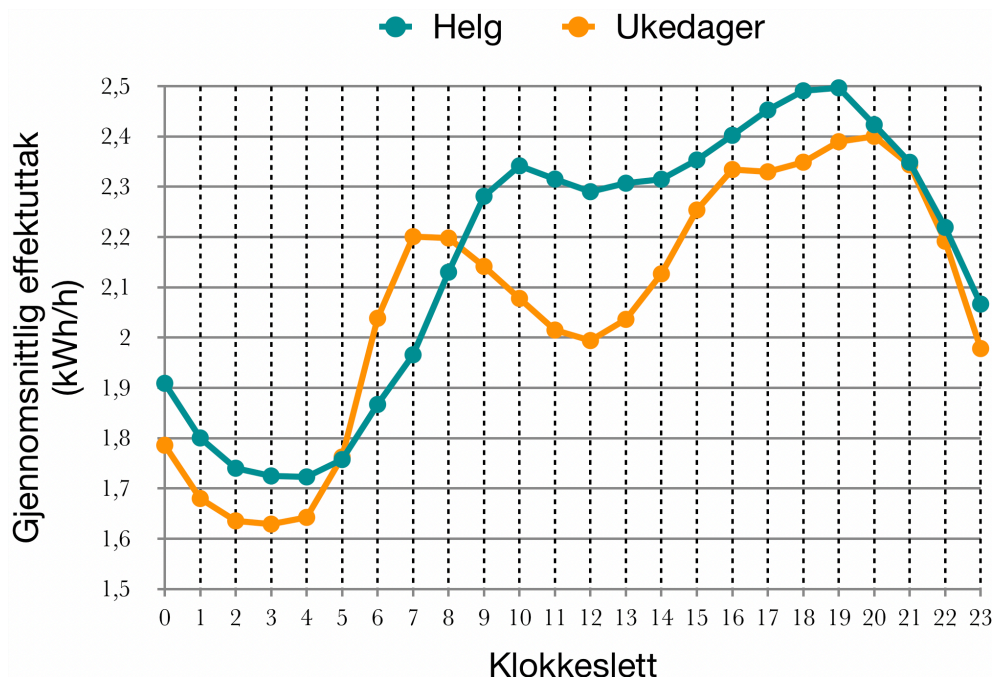
Figur 3.4 Gjennomsnittlig effektuttak gjennom døgnet for en representativ konsument.

Som nevnt i innledningen kan man ofte se en karakteristisk trend i effektuttaket gjennom døgnet. Forbruksprofilen har ofte to konsumtopper, en på morgenen og en på ettermiddag/kveld, med en liten reduksjon mellom disse toppene. Dette henger naturlig nok sammen med når konsumenten har høyest nytte av elektrisitetkonsum. Det er rundt disse tidene man er hjemme og er våken, og dermed har størst behov for konsum. Det laveste effektuttaket finner vi normalt på nattestid, hvor det stort sett bare vil være noe kraftkonsum til oppvarming, kjøleskap osv.

Dette kan man se i Figur 3.4, hvor jeg har beregnet et gjennomsnittlig effektuttak i hver av døgnet timer. Jeg har her brukt datasettet for en representativ konsument, og man kan se at gjennomsnittlig effektuttak er høyest rundt kl. 19 og lavest rundt kl. 03. Om vi tenker oss en konsument som har arbeidstid mellom 08:00 og 16:00, vil effektuttaket normalt øke tidlig på morgenen på grunn av for eksempel oppvarming av huset og varmtvann til dusjing, og når personen kommer hjem fra jobb og skal lage middag, vaske klær, se på TV o.l.

Det vil også være interessant å se på hva som skjer med konsumet om vi deler opp kurven fra Figur 3.4 og lager to kurver; en beregnet av konsumet i ukedager og en fra helg eller helligdager. Resultatet av dette kan man se i Figur 3.5 hvor kurven generert av kun ukedager er representert i oransje, og kurven for fridager er representert i blågrønt. Av kurven beregnet fra ukedager kan man se at denne har en tydeligere reduksjon midt på dagen enn i Figur 3.4, som styrker argumentasjonen om at effektuttaket er lavere midt på dagen på grunn av jobb og skole. For kurven beregnet fra fridager kan man se at økningen etter natten starter noe senere, kanskje på grunn av senere

morgener, men at den i de fleste timene av dagen overgår kurven for ukedager. Den har også et jevnere effektuttak på dagtid, som man kan tenke seg kommer av at konsumentene er mer hjemme midt på dag i helgene enn i ukedagene.



Figur 3.5 Gjennomsnittlig effektuttak gjennom døgnet basert på ukedager og fridager.

I følge Andersen & Mook (2015) oppstår maksimalkonsumet typisk på kalde vinterdager mellom åtte og ti på morgenen, da blant annet næringsbygg og boliger trenger mye elektrisitet til for eksempel oppvarming i dette tidsrommet. Dette betyr dermed at figurene ovenfor ikke nødvendigvis er representative for belastningen i nettet totalt sett, siden de er beregnet ut fra husholdningskunder alene. Jeg har allikevel utelatt blant annet næringsbygg fordi jeg i denne oppgaven fokuserer på innføring av effekttariffer for husholdningskunder, og det er dermed deres forbruksprofil som avgjør deres respons på effekttariffer.

4. Effekttariffering

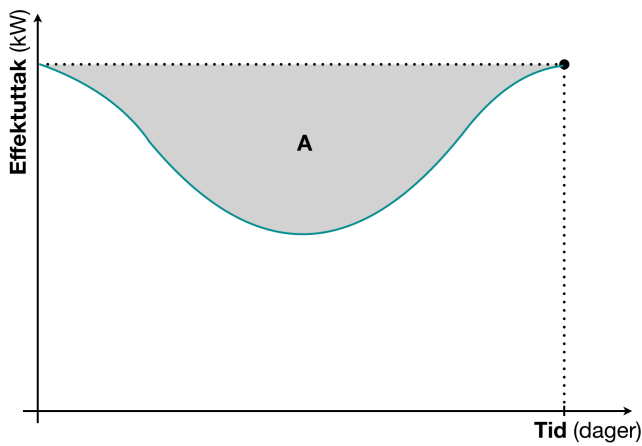
Som nevnt i kapittel 2.2.2 kan dagens tariffstruktur gi feil prissignaler til konsumentene, da denne stimulerer til energieffektivisering, men ikke demper effektuttaket som er dimensjonerende for nettet. Effekttariffer kan bidra til å rette opp dette problemet gjennom å enten avregne et effektledd etter effektuttaket til konsumenten eller differensiere energileddet etter total belastningen i nettet.

4.1 Grunnleggende antakelser

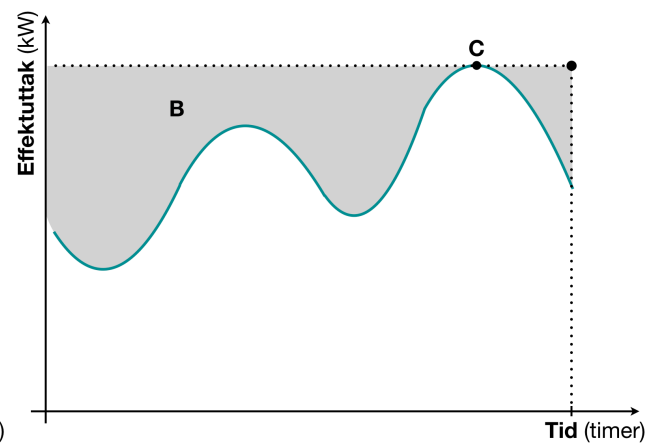
Jeg vil starte med å minne om Energilovforskriften, hvor det heter at «Tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet.» (Energilovforskriften, 1990, § 4-4 d). Her er det altså spesifisert at tariffene skal gi prissignaler til konsumentene som fører til både effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Dagens modell er ikke spesielt dynamisk, da den har et flatt energiledd gjennom døgnet, og på den måten ikke gir særlige prissignaler om konsumentenes belastning på nettet gjennom døgnet. Det kan dermed være ønskelig med en mer dynamisk modell, hvor energi- eller effektleddet reflekterer kostnadene konsumentene påfører nettet gjennom døgnet. «Dynamisk prising innebærer at betalingen varierer over døgnet og året for å reflektere faktiske tidsvarierende kostnader ved å levere elektrisitet.» (Tennbakk, Noreng & Jenssen, 2013, s. 13). Her kan dermed de nye tariffmodellene foreslått av Hansen et al. (2017) bidra.

4.1.1 Effektiv utnyttelse og utvikling

Effektiv utnyttelse av nettet handler om å utnytte kapasiteten som allerede er installert, og er dermed rettet mot effektiviteten på kort sikt. Kapasiteten i nettet må settes for å være tilstrekkelig til å kunne overføre det kvantum som er etterspurt, og maksimalt effektuttak er dermed dimensjonerende for nettet. Som vi så av Figur 3.1 i kapittel 3 observerer man vanligvis denne på de kaldeste dagene vinterstid, normalt desember, januar eller februar. Dette betyr at man vil ha ubenyttet kapasitet i store deler av året, spesielt i sommermånedene hvor etterspørselen er lav på grunn av høyere temperaturer, som illustrert av grått felt markert med A i Figur 4.1 under. Dette vil derimot være vanskelig å unngå, da konsumentene har størst nytte av konsum når det er kalde temperaturer. Det kan derimot være mer å hente på forbruksendringer innad i døgnet. Som vi så av Figur 3.4 i kapittel 3 finner toppplastuttaket i løpet av et døgn normalt sted på ettermiddagen, mens man har lavere konsum på nattestid og midt på dagen. I Figur 4.2 under er gjennomsnittlig forbruksprofil gjennom døgnet for en representativ konsument gjengitt, og ubenyttet kapasitet markert av grått felt markert med B. I figuren er det antatt at kapasiteten settes tilsvarende topplast, i punkt C. Ved å minimere disse grå feltene vil man dermed øke effektiviteten på kort sikt. Jeg vil komme tilbake hvordan man kan oppnå dette i kapittel 4.2.1 hvor jeg ser på topplastreduksjon.



Figur 4.1 Ubenyttet kapasitet gjennom året.



Figur 4.2 Ubenyttet kapasitet gjennom døgnet.

På lang sikt bør tariffene gi prissignaler som sørger for effektiv utvikling av nettet. Man vil dermed ønske å redusere økningen i toppplastuttaket som er dimensjonerende for nettet, slik at man enten ikke behøver å investere i økt kapasitet eller at man får en lavere økning i effektuttaket. Sistnevnte vil gi rom for økt nytte for konsumentene, ved at man kan ta i bruk ny teknologi med noe høyere effektuttak enn tidligere teknologi, samtidig som investeringsbehovet i nettet holder seg jevnt, men lavt.

4.1.2 Kostnadsfordeling

I tillegg til de to prinsippene som nevnt ovenfor inkluderer Sandbakken og Bjørndalen (2014) også et mål om at tariffene skal gi en rettferdig fordeling av kostnadene mellom brukerne av nettet. Som nevnt i kapittel 2.1.4 er nettselskapenes inntekter regulert av inntektsrammen fra NVE. Denne følger selskapets eget kostnadsgrunnlag og kostnadsnormen, som man kunne se av ligning (2.2), og økte kostnader for nettselskapet og bransjen generelt vil dermed føre til økte priser for konsumentene. Dermed bør de konsumentene som fører til økte kostnader gjennom økt toppplastuttak også bære kostnadene for dette. Som nevnt i kapittel 2.2.2 stimulerer dagens tariffstruktur til energieffektivisering, men ikke begrensning i effektuttaket som er dimensjonerende for nettet. Dette betyr at konsumentene som investerer i energieffektiviserende tiltak, men som øker eller holder sitt effektuttak konstant, bærer mindre av kostnadene selv om de bidrar til økte eller de samme kostnadene til nettet. Derfor bør ny tariffmodell bidra til at konsumentene bærer de kostnadene de påfører nettet, i henhold til deres effektuttak.

4.1.3 Standardisering

Som vi så av Figur 2.5 i kapittel 2.2.1 benytter nettselskapene seg i dag i stor grad av frihetsgradene i dagens tariffstruktur. NVE foreslår derimot at ny tariffmodell skal bli mer standardisert mellom nettselskapene: «Både nettselskap, kraftleverandører og flere interesseorganisasjoner har i høringssvar til konsepthøringen tatt til orde for stor grad av standardisering.» (Hansen et al., 2017, s. 6). NVE trekker også fram at «Standardisert tariffstruktur legger til rette for felles marked med like rammebetingelser for tredjepartsaktører som tilbyr produkter og tjenester som bidrar til laststyring og sluttbrukerfleksibilitet.» (Hansen et al., 2017, s. 6). Dette åpner opp for smart styring av elektriske apparater som kan øke konsumentenes fleksibilitet. Teknologien kan for eksempel brukes til å automatisk slå av og på oppvarming eller varmtvannsberedning etter konsumentenes effektuttak ellers i boligen, og man kan på den måten redusere toppplastuttaket uten at dette går utover deres nytte eller komfort. Dette vil samtidig bedre utnyttelsen og føre til en mer effektiv utvikling av nettet. Jeg vil gå nærmere inn i dette i kapittel 6.5.2.

En standardisert tariffstruktur vil også gi et mer transparent marked ved at prisene synliggjør nettselskapenes kostnader i større grad. I følge Norges vassdrags- og energidirektorat (2019a) har NVE også foreslått å innføre en leverandørsentrisk modell i bransjen, og en standardisert tariffstruktur vil i denne sammenheng forenkle arbeidet hos kraftleverandørene. De vil dermed ha en tilnærmet lik tariffstruktur å forholde seg til, som vil lette informasjons- og faktureringsarbeidet deres mot kunden (Hansen et al., 2017, s. 6).¹³ I tillegg har Oslo Economics funnet det samfunnsøkonomisk lønnsomt at Elhub¹⁴ tar over ansvaret for avregning av tariffer fra nettselskapene (Oslo Economics, 2017, s. 4). Dette forutsetter dermed en mer standardisert tariffstruktur enn i dag.

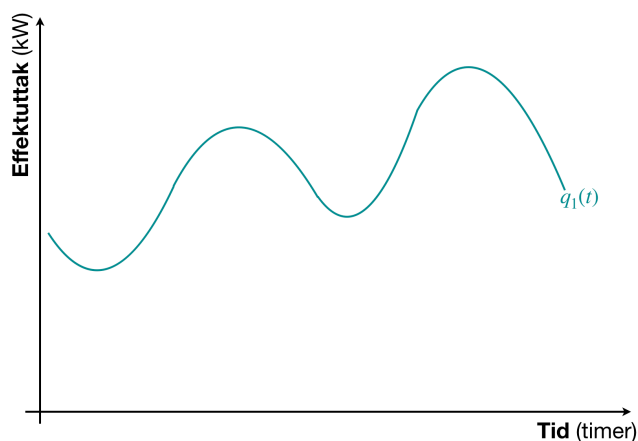
¹³ Ny tariffstruktur kan også virke forvirrende for noen konsumenter, og man bør dermed regne med en økning i henvendelser angående faktureringen. Standardisert tariffstruktur kan dermed bidra til å forenkle dette informasjonsarbeidet.

¹⁴ Elhub er en nøytral aktør som blant annet skal håndtere all målerdata fra sluttbrukermarkedet (Elhub, 2019).

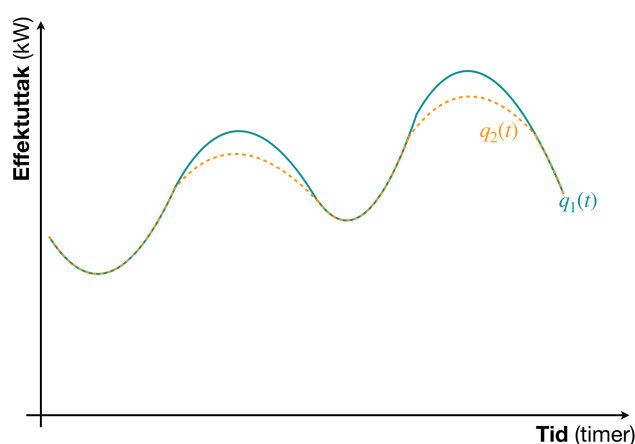
4.2 Forbruksendring

4.2.1 Topplastreduksjon/forbruksforflytning

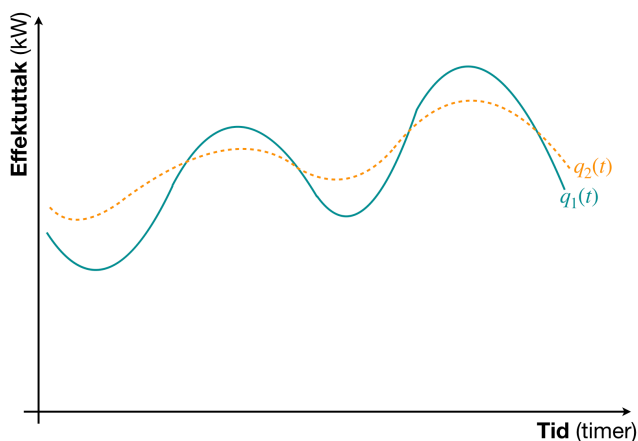
Som nevnt vil et av målene med den nye tariffstrukturen være å sørge for effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Det har også blitt nevnt at effektuttaket øker, og en økning i topplastuttaket vil dermed føre til økt investeringsbehov i nettet. Dersom man kan redusere disse konsumtoppene, vil man dermed kunne utsette investeringer, og potensielt spare store kostnader forbundet med utbygging av kapasitet. Et eksempel på dette ble nevnt i kapittel 3.2, hvor man kunne se at reduksjon av de 23 timene med høyest effektuttak i løpet av et år, reduserer effektuttaket med 10 pst., fra 4,27 kWh/h til 3,914 kWh/h. Dette utgjør dermed kun 0,26 pst. av timene i løpet av ett år, og viser at det er potensiale for store innsparelser ved topplastreduksjon.



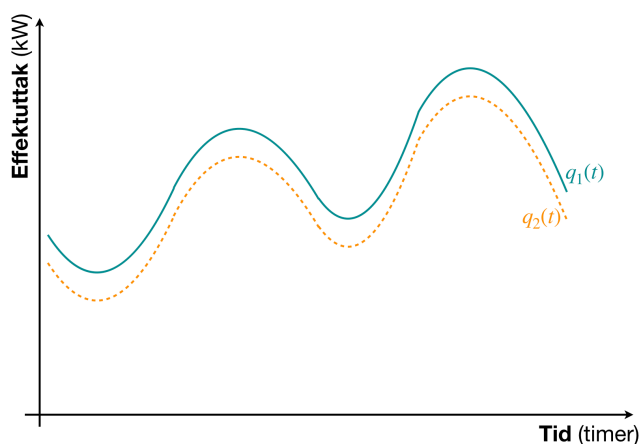
Figur 4.3 Opprinnelig etterspørsel gjennom døgnet.



Figur 4.4 Høylastreduksjon (Vennemo, Erlandsen, Grorud & Skjelvik, 2017, s. 13).



Figur 4.5 Lastflytting (Vennemo et al., 2017, s. 13).



Figur 4.6 Grunnlastreduksjon (Vennemo et al., 2017, s. 13).

Man kan definere tre former for topplastreduksjon, hvor man enten (1) reduserer effektuttaket gjennom hele døgnet (grunnlastreduksjon), (2) flytter konsumet mellom periodene (lastflytting) eller (3) reduserer konsumet i høylasttimer (høylastreduksjon) (Vennemo et al., 2017, s. 13). Disse er illustrert i Figur 4.4-4.6, mens Figur 4.3 viser gjennomsnittlig effektuttak gjennom døgnet for en representativ konsument, som man kan kjenne igjen fra Figur 3.4 på side 19. Når det gjelder potensiale til å utsette eller redusere investeringsbehovet i nettet vil det være viktig å huske på at dimensjonerende last oftest oppstår vinterstid, slik at reduksjon av topplastuttaket som jeg vil vise her ikke har mye hensikt på sommeren, mens det kan ha stor betydning om det skjer på vinterstid.

Første formen for topplastreduksjon man kan tenke seg er det Vennemo et al. (2017) definerer som «load shedding», som jeg her vil kalle høylastreduksjon. Her vil man gjennom prissignalene og utformingen av modellen forsøke å redusere effektuttaket i høylasttimene. Dette er illustrert i Figur 4.4, hvor blågrønn kurve representerer opprinnelig effektuttak, $q_1(t)$, og oransje stiplet kurve representerer ny forbrukskurve, $q_2(t)$. Da man kun reduserer effektuttaket i høylastperioden, og ikke stimulerer til økt effektuttak i andre perioder, betyr dette at det totale konsumet vil reduseres. Redusert effektuttak i topplasttimene vil dermed bidra til redusert investeringsbehov, og man kan få en mer effektiv utvikling av nettet på lang sikt. Man kan for eksempel tenke seg at man oppnår høylastreduksjon ved at husholdningene endrer fra elektrisitetsbasert fyring til vedfyring i høylastperioder, gitt prissignaler som stimulerer til dette. Vennemo et al. (2017) trekker fram at mulighetene for høylastreduksjon spesielt er tilstede i industrien, hvor man for eksempel kan stoppe produksjonen under høylastperioder.

Den andre formen for topplastreduksjon er «load shifting», som jeg videre vil definere som lastflytting (Vennemo et al., 2017, s. 14). Dette er illustrert i Figur 4.5, og innebærer at man reduserer effektuttaket i høylasttimene og flytter dette konsumet til andre perioder med lavere effektuttak. I figuren er opprinnelig forbrukskurve som før markert i blågrønt, mens ny forbrukskurve er markert av oransje stiplet kurve. Med denne formen for topplastreduksjon jevner man ut konsumet gjennom døgnet, som betyr at man ikke nødvendigvis reduserer totalt konsum, som med høylastreduksjon. Samtidig som man reduserer effektuttaket i høylastperioder, som vil være gunstig for investeringsbehovet i nettet, vil man her også bedre utnyttelsen av nettet ved at man reduserer ubenyttet kapasitet i perioder med opprinnelig lavere konsum. Denne formen for topplastreduksjon tilfredsstiller dermed både betingelsene om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, og er etter min mening den mest ønskelige av de tre. Man kan oppnå denne formen for topplastreduksjon ved at man øker prisen i høylastperioder og reduserer den i lavlastperioder. Jeg vil senere vise at dette er tilfelle for modellen tidsavhengig energiledd som er foreslått av NVE. Gitt prissignalene kan konsumentene oppnå denne formen for topplastreduksjon gjennom bruk av teknologi for smart styring av for eksempel oppvarming av bolig og lading av elbil ved gunstigere tidspunkt. Vennemo et al. (2017) trekker fram at blant annet varmtvannsberedning og oppvarming

av bolig har teknologier som kan tilpasses til forbruksforflytning, uten særlig tap av komfort for konsumenten, som jeg også vil komme tilbake til i kapittel 6.5.2.

Siste formen for topplastreduksjon man kan tenke seg er det Vennemo et al. (2017) definerer som «reduced base load demand», som jeg videre vil henwise til som grunnlastreduksjon¹⁵. Dette er illustrert i Figur 4.6 med opprinnelig forbrukskurve i blågrønt og ny forbrukskurve i stiplet oransje. Denne formen for topplastreduksjon innebærer at konsumenten reduserer sitt konsum gjennom hele døgnet, og dermed reduserer totalt konsum. Dette kan man oppnå ved å for eksempel øke prisene i hele døgnet. Med dagens tariffstruktur kunne man for eksempel oppnå grunnlastreduksjon om man økte energileddet. Man kan også tenke seg at man kan oppnå grunnlastreduksjon om man etterisolerer bygg, substituerer energikilder eller energieffektiviserer (Vennemo et al., 2017, s. 14).

4.2.2 Fleksibilitet

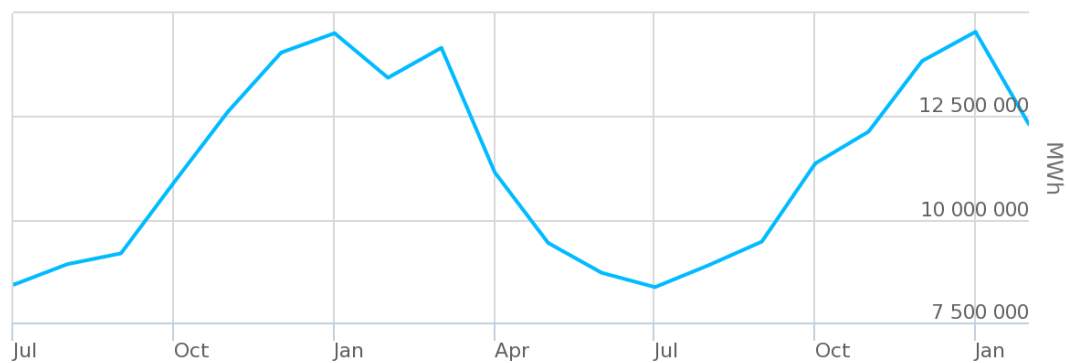
En viktig del i teorien om topplastreduksjon er konsumentenes fleksibilitet. Som jeg vil komme tilbake til i kapittel 5.2.4 kan man tenke seg to former for etterspørsel etter elektrisitet; fast og fleksibelt. Den faste etterspørselen kan man tenke seg er forbruk som konsumenten i stor grad må, eller av nyttemessige avveininger vil, utføre til gitte tidspunkter. Eksempler på dette kan være matlaging, underholdning og belysning. Fleksibel etterspørsel er forbruk som konsumenten enten selv eller med bruk av teknologi for smart styring kan flytte mellom perioder av døgnet, uten særlig tap av komfort eller nytte. Dette kan for eksempel være lading av elbil, klesvask eller oppvask, og oppvarming. Vennemo et al. (2017) trekker spesielt fram sistnevnte for å inneha stort potensiale for forbruksforflytning. Deres estimer fra Sverige, Tyskland og andre steder i Europa antyder at oppvarming i husholdningene står for over halvparten av potensiale for etterspørselsfleksibilitet (Vennemo et al., 2017, s. 9).¹⁶ De foreslår at man for eksempel kan starte oppvarmingen siste halvdel av natten, for så å redusere oppvarmingen på morgenen når belastningen på nettet er høyere, og øke oppvarmingen igjen på dagtid mellom de to topplastperiodene.

Det er naturlig å tenke seg at oppvarming står for det største potensialet også her i landet. På grunn av kalde vinterdager øker forbruket av elektrisitet signifikant på vinteren. Dette kan man se i Figur 4.7 som viser totalt energikonsum i Norge over drøyt halvannet år, og man ser en tydelig økning i energiforbruket på vinterstid. Dette fant jeg også i kapittel 3.1 hvor korrelasjonen mellom temperatur og effektuttak var $-0,77$ i datasettet for den representative konsumenten. At

¹⁵ Grunnlast er definert som andelen kraftkonsum som holder seg konstant over angitt tidsperiode (Hofstad, 2018).

¹⁶ Av andre former for fleksibilitet trekker Vennemo et al. (2017) også fram varmtvannsberedere og elbiler som apparater med potensiale for forbruksfleksibilitet. Med smart styring av varmtvannsberedere kan man varme opp vannet når belastningen på nettet er lav, selv om man forbruker varmtvannet i topplasttimer. Elbiler har potensiale til å fungere som et batteri, ved at man lader bilen i perioder med lav belastning, og leverer dette tilbake i nettet i topplasttimer.

energiforbruket øker på disse dagene er naturlig, da man har behov for oppvarmingen. Man kan allikevel tenke seg at smartere styring av oppvarmingsapparatene, som nevnt av Vennemo et al. (2017) over, vil kunne redusere belastningen på nettet, selv om energiforbruket holder seg konstant. Dette henger naturlig nok sammen med teorien bak lastflytting som nevnt i forrige kapittel, hvor man flytter konsumet mellom periodene og på den måten reduserer belastningen i perioder med typisk høyt effektuttak. Vennemo et al. (2017) trekker fram at fleksibilitet i oppvarming er spesielt velegnet for timesbasert fleksibilitet, da man på lengre sikt ikke har samme mulighetene til å redusere oppvarmingen over tid. Man kan naturlig nok ikke utsette oppvarming til påfølgende dag eller lengre fram i tid.



Figur 4.7 Totalt energikonsum i Norge (juli 2017 - februar 2019) (Nord Pool, u.d.).

Med de nye AMS-målerne som har blitt installert den siste tiden åpnes det opp for at konsumenten kan holde bedre oversikt over sitt konsum. Dersom konsumentene med ny tariffmodell blir gitt korrekte prissignaler for belastningen de påfører nettet, kan de dermed tilpasse sitt effektuttak for å redusere tariffkostnadene, som dermed vil redusere belastningen på nettet. «Kunden kan relativt enkelt vurdere kostnadsbesparelse ved endret adferd, og dermed lønnsomhet i utstyr som automatiserer forbrukstilpasningen. Kunder med automatiske styringssystem kan respondere raskt på prisvariasjoner. Dette kan bidra til økt forbrukerfleksibilitet.» (Hansen et al., 2017, s. 43). Dette kan for eksempel være smart styring av oppvarming som nevnt ovenfor eller «tradisjonelle varmtvannsberedere med akkumulatortank sammen med automatiske styringssystem» (Andersen & Mook, 2015, s. 30). Gjennom HAN¹⁷-porten i AMS-målerne kan konsumentene få sanntidsinformasjon om sitt energikonsum og effektuttak, som bidrar til økt bevissthet rundt eget konsum. Tredjepartsaktører kan også bruke informasjonen fra denne porten til å automatisk styre apparater etter effektuttaket ellers i boligen, for eksempel oppvarming, og på denne måten redusere konsumentenes tariffkostnader.

¹⁷ Home Area Network.

4.3 Alternativene

4.3.1 Oppsummering av alternativene

Med bakgrunn i hva som er skrevet tidligere skisserte NVE i sin konsepthøring fra 2015 tre aktuelle modeller for ny tariffstruktur: Konsumentenes målte effektuttak i fastsatte referansetimer, konsumentenes sikringsstørrelse og abonnert effekt (Andersen & Mook, 2015, s. 4). Etter høringsuttalelsene, oppsummert av Mook (2016), ble dette derimot revidert, og NVE kom i 2017 med ny høring hvor de aktuelle modellene var målt effekt, abonnert effekt og tidsavhengig energiledd (Hansen et al., 2017, s. 10). Jeg vil videre i dette kapittelet se nærmere på strukturen til disse tre modellene foreslått i «Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet» fra 2017, av Hansen et al. (2017). En oppsummering av strukturen i de tre modellene kan man se i Tabell 4.1, hvor øverste rad besvarer om modellen inkluderer fast-, energi- og effektledd, mens andre rad forklarer kort avregningsgrunnlaget. I tredje rad er avregningsmetoden oppsummert.

Modell	Fastledd	Energiledd	Effektledd
Målt effekt	Ja	Ja	Ja
	Kundespesifikke kostnader	Marginaltapsbasert	Avregnes etter topplasttiden eller kundemaks per år/måned/døgn
	kr/kunde	øre/kWh	kr/kWh/h
Abonnert effekt	Ja	Ja	Ja
	Differensiert etter kundens abonnement	Marginaltapsbasert	Ivaretas dels ved differensiering av fastleddet og dels ved høyere pris for uttak utover abonnement (overforbruksledd)
	kr/kWh/h	øre/kWh	–
Tidsavhengig energiledd	Ja	Ja	Nei
	Kan være behov for differensiering i kundegrupper	Høyere energiledd i perioder med forventet høy last dekker også kostnader utover marginaltap	Ivaretas ved differensiering av energileddet
	kr/kunde	øre/kWh	–

Tabell 4.1 Oppsummering av alternativenes tariffledd (Hansen et al., 2017, s. 9).

4.3.2 Energiledd

NVE foreslår i sin høring fra 2015 å fjerne unntaket som åpner opp for at energileddet også kan dekke en andel av øvrige kostnader utover marginaltapet (Andersen & Mook, 2015, s. 21).¹⁸ Dette betyr dermed en reduksjon i inntekter til å dekke det residuale inntektsbehovet, som dermed må dekkes inn via andre ledd, som fastleddet eller effektledd. Beregninger gjort av Sandbakken & Bjørndalen (2014) viser at denne inntektsreduksjonen vil være betydelig:

Et marginaltapsbasert energiledd til alle forbrukskunder i distribusjonsnettet vil [...] innebære en reduksjon av inntekten fra energiledd med 61% (fra 9,6 til 3,7 mrd kroner). Denne reduksjonen i inntekten fra energiledd må kompenseres med en tilsvarende økning i inntekten fra andre tariffledd (fastledd og effektledd) med 71% (fra 8,2 til 14,1 mrd kroner). (Sandbakken & Bjørndalen, 2014, s. 15)

Et energiledd som settes tilsvarende marginale kostnader konsumenten påfører nettet gjennom konsum, hovedsakelig gjennom marginaltapet i nettet, vil gi et mer korrekt prissignal om kortsiktige kostnader. Marginaltapet i nettet øker med overføringen av elektrisitet, og nære kapasitetsgrensen vil energileddet øke og kan virke som en form for kapasitetsprising, dersom man har høy differensiering i tid og rom (Andersen & Mook, 2015, s. 21). Jeg vil komme tilbake til dette i kapittel 6.3.2. Et marginaltapsbasert energiledd vil dermed gi korrekte prissignaler for konsumentens belastning på nettet på kort sikt, som kan bedre utnyttelsen av nettet.

4.3.3 Effektledd

For signaler om konsumentenes kostnader på nettet på lang sikt kan effektledd være et godt virkemiddel. Som nevnt er det momentan belastning i form av effektuttak som har betydning for kapasitetsbehovet i nettet, og et effektledd i tariffen kan dermed bidra til å synliggjøre for konsumenten kostnadene han eller hun påfører nettet med sitt effektuttak. «NVE mener det kan være ønskelig å gi langsiktige signaler gjennom tariffen som ikke i tilstrekkelig grad reflekteres gjennom prissignalet fra et marginaltapsbasert energiledd.» (Andersen & Mook, 2015, s. 16). Hansen et al. (2017) skriver at dette bør avveies mot hensynet om å oppnå kortsiktig samfunnsøkonomisk effektivitet. Effektleddet bør dermed gi prissignaler om de langsiktige kostnadene konsumentene påfører nettet gjennom sitt effektuttak.

¹⁸ Det virker å være bred konsensus om dette i bransjen. Se blant annet «Prising av overføringskapasitet med AMS» av Tennbakk et al. (2013) og «Energiledd i distribusjonsnettet» av Bjørndalen, Naper & Sandbakken (2015).

Både modellen abonnert effekt og målt effekt innehar et effektledd i tariffstrukturen, som jeg vil komme tilbake til. Modellen tidsavhengig energiledd har derimot ikke dette, men prissignaler om konsumentens belastning på nettet ivaretas gjennom tidsdifferensiert energiledd. Det vil, som jeg vil komme tilbake til, være viktig at prissignalene kommer når nettet faktisk har høy belastning. For en konsument med atypisk forbruksprofil kan konsumentens høyeste effektuttak komme i tider hvor det er lav belastning på nettet, og dette vil naturlig nok være ønskelig med tanke på investeringbehovet i nettet. Tidsdifferensiering av effektleddet kan dermed være aktuelt for å gi korrekte prissignaler om når konsumenten bør redusere sitt toppplastuttak. For eksempel kan kostnaden være høyere for konsumenten dersom maksimalt effektuttak oppstår i høylasttimer, dersom man innfører modellen målt effekt, eller at overforbruksleddet kan settes høyere i høylasttimer i modellen abonnert effekt. Det kan også være aktuelt å sesongdifferensiere effektleddet. Som vi så av Figur 3.1 på side 16 er det høyest effektuttak på vinterstid, som betyr at man på sommerhalvåret har mye ubenyttet kapasitet. Man kan dermed ha en lavere sats på sommeren enn på vinteren. Jeg vil komme nærmere inn på prisdifferensiering i kapittel 6.2.1.

4.3.4 Fastledd

Fastleddet i tariffen skal dekke faste kostnader som følger av konsumentenes tilknytning til nettet, men som ikke varierer med deres konsum. Dette kan være kostnader til drift og vedlikehold, som for eksempel rydding av skog i nærhet til linjene for å unngå brudd på nettet som følge av trær som faller over linjene på grunn av vind. Det kan være aktuelt å differensiere fastleddet etter kundespesifikke eller områdespesifikke kostnader. I henhold til dagens regelsverk kan dette gjøres etter «objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold» (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 13-1 e). Dette kan for eksempel være dersom geografien eller andre faktorer tilsier økte kostnader for nettselskapet for drift eller vedlikehold av nettet.

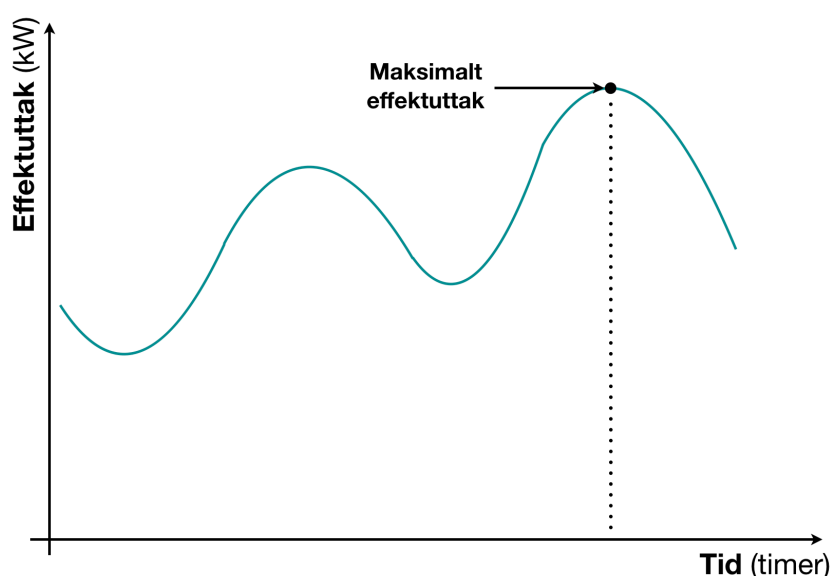
4.3.5 Målt effekt

Modellen for målt effekt brukes i dag i stor grad for kunder med årlig forbruk over 100.000 kWh, og inkluderer tre ledd i tariffen: Fastledd, energiledd og effektledd (Hansen et al., 2017, s. 12). Som NVE har foreslått fjernes unntaket som åpner opp for at energileddet kan dekke en andel av øvrige kostnader, og de foreslår dermed å innføre et marginaltapsbasert energiledd. Som det ble nevnt tidligere vil dette redusere tariffinntektene betydelig, og hoveddelen av konsumentenes kostnader legges dermed over på effektleddet. Dette skal gi prissignaler om langsiktige kostnader og bidra til å fordele kostnader mellom konsumentene etter deres belastning på nettet under maksimalt effektuttak i avregningsperioden (Hansen et al., 2017, s. 12). De langsiktige prissignalene som gis gjennom effektleddet vil i teorien bidra til forbrukstilpasninger som kan redusere investeringsbehovet i nettet på sikt. I utformingen av modellen vil imidlertid lengden på avregningsperioden være viktig, som jeg vil komme tilbake til i kapittel 6.1.1.

Matematisk kan modellen representeres som i ligning (4.1). Her representerer T fastleddet, hvor man også kan differensiere mellom kundespesifikke kostnader. Leddet $P_{kWh}X_{kWh}$ representerer det marginaltapsbaserte energileddet, hvor P_{kWh} er prisen (tilsvarende marginaltaptet i nettet) og X_{kWh} er energiforbruket i perioden. $P_{kW}X_{kW}^{max}$ representerer effektleddet beregnet etter maksimalt effektuttak i avregningsperioden, hvor P_{kW} er prisen for maksimalt effektuttak, målt i kr/kWh/h, og X_{kW}^{max} er det maksimale effektuttaket, målt i kWh/h.

$$(4.1) \quad N = T + P_{kWh}X_{kWh} + P_{kW}X_{kW}^{Max}$$

Grafisk kan avregningsmetoden presenteres som i Figur 4.8. I diagrammet har jeg antatt avregningsperioden er ett døgn¹⁹, og effektleddet avregnes dermed etter maksimalt effektuttak gjennom døgnet. Grafen er hentet fra normalt forbruksprofil for en representativ konsument som vi så i Figur 3.4 på side 19.



FIGUR 4.8 Avregning av effektledd i målt effekt (Lillebø & Nesje, 2018, s. 23).

¹⁹ Se kapittel 6.1.1 for nærmere begrunnelse av denne lengden på avregningsperioden.

4.3.6 Abonnert effekt

Modellen abonnert effekt er tariffstrukturen NVE anser som den mest aktuelle i høringen fra 2017 (Hansen et al., 2017, s. vii). I modellen avregnes konsumenten etter tre ledd: Abonnement, overforbruksledd og marginaltapsbasert energiledd.²⁰ Abonnementleddet fungerer som et fastledd som differensieres etter valgt abonnement, og gir konsumenten rett til å ha et effektuttak opp til abonnementsgrensen uten at dette medfører noen ekstrakostnader. Effektuttak utover dette abonnementet utløser et overforbruksledd, hvor konsumenten avregnes for hver enhet kilowatt over abonnementet. NVE foreslår å innføre en veiledningsplikt for nettselskapene med denne modellen, hvor de er pålagt å beregne og informere konsumentene om hvilket abonnement som gir lavest tariffkostnader (Hansen et al., 2017, s. viii). På denne måten vil konsumentene få et abonnement som tilpasset sin forbruksprofil, og kan dermed få korrekte prissignaler gjennom tariffen.

Modellen gir en avveining mellom pris på abonnement og overforbruksledd. Dersom man har et uforholdsmessig lavt overforbruksledd vil flere kunder velge et lavt abonnement og heller få flere timer med overforbruk. Fordelen med dette vil være at man oftere får prissignaler, men man vil samtidig se at flere kunder får prissignaler i timer nettet også ikke har høy belastning. NVE påpeker at «Kundetilpasninger uten nytte for nettet kan representere et samfunnsøkonomisk tap» (Hansen et al., 2017, s. 11). Dette kommer av at overforbruk medfører en merkostnad for konsumenten, enten ved høyere tariffkostnader eller redusert nytte dersom de reduserer effektuttaket. Samtidig vil det ikke gi reduksjon i effektuttaket under nettets topplasttimer, og man vil dermed ikke redusere investeringsbehovet i nettet dersom konsumenten reduserer effektuttaket i lavlastperioder. Dette vil tvert imot redusere utnyttelsen av nettet, som går i mot målsetningen om effektiv utnyttelse av nettet. Med en for høy pris på overforbruk vil derimot konsumentene velge et abonnement med høyere abonnementsgrense, og de vil dermed sjeldent få prissignaler ved høy belastning.

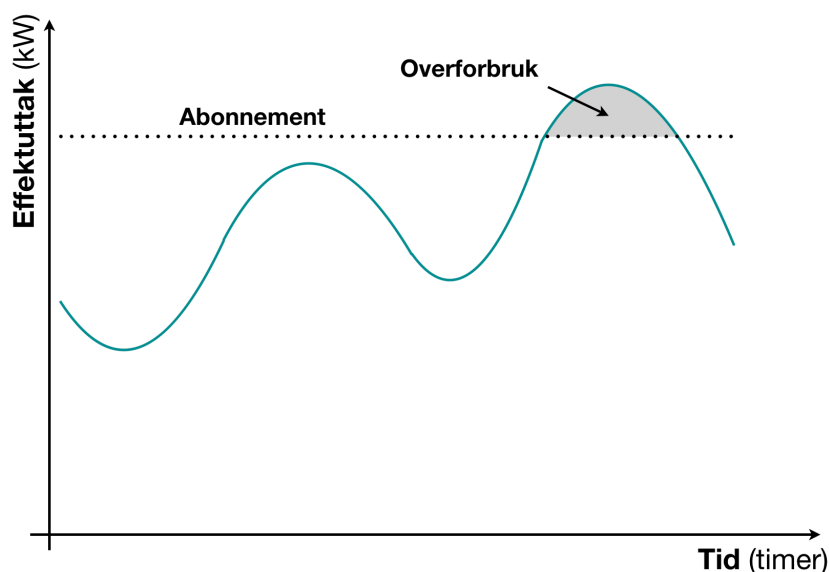
²⁰ For noen kan denne være gjenkjennbar fra tariffstrukturen man hadde inntil 70-tallet (Hansen et al., 2017, s. viii). Man hadde da det man kalte blandet tariff (H3-tariff), hvor konsumentene hadde en abonnementsgrense å forholde seg til, og konsum utover dette ble belastet med et overforbruksledd (Hem, 1983, s. 17).

Matematisk kan modellen representeres av ligning (4.2) under. Her representerer $P_j^{abo} X_j^{abo}$ abonnement j , med pris P_j^{abo} som gir rett til å konsumere X_j^{abo} kWh/h uten ekstra kostnad. Overforbruksleddet er representert av andre ledd, hvor P^{of} er prisen for hver enhet kWh/h effektuttak utover abonnementet $X_i - X_j^{abo}$, summert over hele avregningsperioden. Som i forrige kapittel representerer $P_{kWh} X_{kWh}$ det marginaltapsbaserte energileddet.

$$(4.2) \quad N = P_j^{abo} X_j^{abo} + P^{of} \sum_{i=X_{abo}}^{X_{max}} (X_i - X_{abo}) + P_{kWh} X_{kWh}$$

(Efskin, Finstad & Foosnæs, 2014, s. 274).²¹

Grafisk kan vi illustrere modellen som i Figur 4.9. Her har jeg antatt samme forbruksprofil som tidligere, og abonnementet er representert ved stiplet linje. Konsum utover dette, som er mest sannsynlig vil oppstå i topplastperioden, vil dermed belastes med overforbruksleddet, og er markert av grått felt.



Figur 4.9 Avregning av abonnement og overforbruksledd i abonnert effekt (Lillebø & Nesje, 2018, s. 22).

²¹ Endret noe fra originalen.

4.3.7 Tidsavhengig energiledd

Modellen tidsavhengig energiledd refereres ofte til som «Time of Use»-modell, og jeg vil videre forkorte denne til TOU-modellen. Denne vil nok være mest gjenkjennbar for konsumentene, da den har mange likhetstrekk med dagens modell. I motsetning til målt effekt og abonnert effekt avregnes konsumenten ikke et effektledd i denne modellen. Den har derimot et energiledd som differensieres etter hvilke perioder det typisk er høyere belastning i nettet. Fordelen med denne modellen kontra målt effekt og abonnert effekt er at man får rettet prissignalene til perioder hvor behovet for lastreduksjon er størst. For å inkludere dette i de andre modellen åpner NVE også opp for en kombinasjon av de to tidligere modellene og TOU-modellen, som jeg vil komme tilbake til i kapittel 6.

TOU-modellen kan utformes på mange måter, alt fra prisdifferensiering mellom hver time for å få samfunnsøkonomisk korrekte prissignaler, til en enklere utforming hvor man antar to perioder med to priser i løpet av et døgn. Jeg vil videre anta sistnevnte utforming, hvor man deler døgnet inn i to perioder med høylast- og lavlastuttak. Jeg vil i kapittel 6.2.2 komme tilbake til alternative utforminger.

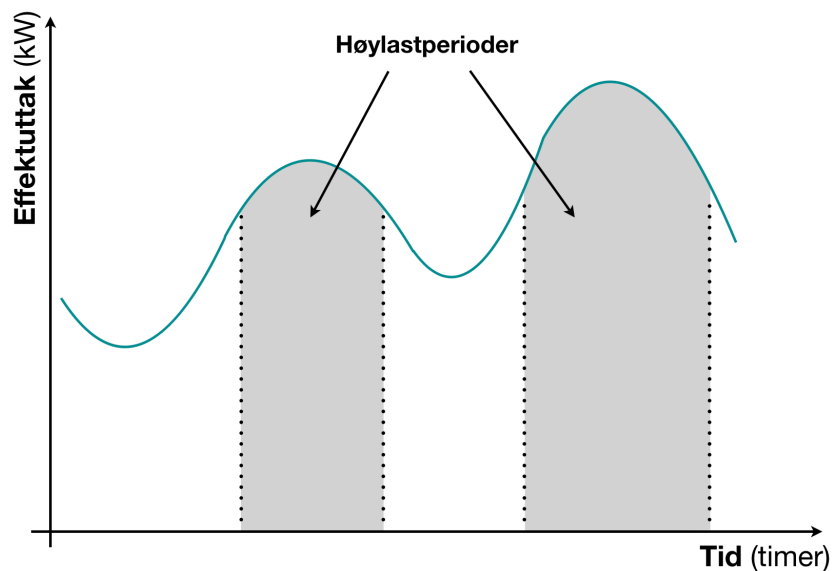
Matematisk kan denne modellen representeres av ligning (4.3). Som før representerer T fastleddet, og avregning av energileddet deles nå opp i to perioder, hvor l representerer lavlastperioden og h representerer høylastperioden. Konsumentenes tariffkostnad beregnes dermed etter hvor mange kilowattimer man konsumerer innen hver av disse periodene, og belastes etter pris P_l i lavlastperioden og P_h i høylastperioden. Energikonsumet summeres over 24 timer i døgnet (t), og det er inkludert en binær variabel, α_i , som er lik 1 dersom energikonsumet hender i periode $i = l, h$ og er lik 0 ellers. På den måten vil konsumenten belastes etter pris P_l eller P_h om man er i henholdsvis lavlast- eller høylastperioden.

$$(4.3) \quad N = T + \sum_{t=1}^{24} P_l \cdot X_{kWh}^t \cdot \alpha_l + \sum_{t=1}^{24} P_h \cdot X_{kWh}^t \alpha_h + Z \cdot X_{kWh}^t$$

(Efskin et al., 2014, s. 276).²²

²² Endret noe fra originalen.

Grafisk kan vi illustrere denne modellen som vist i Figur 4.10. Her har jeg antatt at energileddet er høyere i perioder med normalt høyt effektuttak, markert av grått felt, og man vil i disse periodene belastes etter pris P_h i henhold til modellen ovenfor. I periodene markert av hvitt felt vil man derimot belastes etter pris P_l .



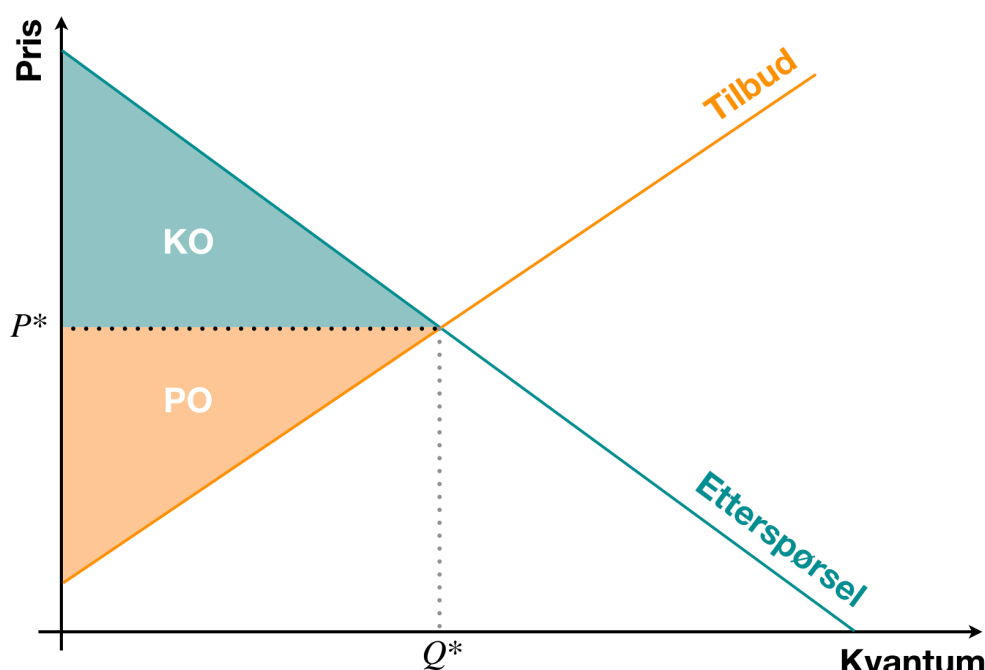
Figur 4.10 Avregning av energiledd i tidsavhengig energiledd (Lillebø & Nesje, 2018, s. 24).

5. Teoretisk modell for tariffering

5.1 Grunnleggende teori

5.1.1 Én periode

Alternativene fra forrige kapittel kan analyseres grundigere med hjelp av matematiske modeller og grafisk analyse. Dette vil gi innsikt i betingelsene for samfunnsøkonomisk optimalt løsning når man tar hensyn til begrensningene i overføringskapasiteten. For å finne denne samfunnsøkonomiske optimale løsningen er det hensiktsmessig å tenke seg en sosial planlegger som har som mål å få mest ut av de ressursene samfunnet har tilgjengelig. Dette gjøres ved å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet, definert som summen av konsument- og produsentoverskudd. For å illustrere dette grafisk kan vi tenke oss et enkelt diagram med likevekt mellom tilbud og etterspørsel, hvor vi finner samfunnsøkonomisk optimalt kvantum (Q^*) og pris (P^*) som vist i Figur 5.1 under.



Figur 5.1 Konsument- og produsentoverskudd.

Produsentoverskuddet, markert med PO og oransje felt i Figur 5.1, er definert som profitten til produsenten, altså inntekter minus kostnader, og er representert ved funksjon (5.1) under. På produksjonssiden kan vi anta en fast marginalkostnad for produksjon av elektrisitet, γ . Denne antakelsen betyr at vi setter et makstak på produksjon, og at konsumenten dermed kan kjøpe så mye den vil av produsenten til en fast marginalkostnad. Jeg vil fokusere på overføring av elektrisitet i denne analysen, men da produksjon og overføring av elektrisitet avhenger av hverandre, og konsumenten står overfor en total kostnad som er summen av både elektrisitetspris og nettleie er det relevant å også inkludere produksjonen. Jeg vil også anta at marginaltapet ved overføring av

elektrisitet er inkludert i marginalkostnaden, som betyr at marginalkostnaden er definert som $\gamma = (1 + \epsilon)\Gamma$, hvor γ er den totale marginalkostnaden konsumenten står ovenfor, ϵ er marginaltapet i nettet målt i prosent og Γ er marginalkostnaden ved produksjonsstedet. Da marginaltapet i nettet er inkludert i marginalkostnaden, og disse kostnadene tilfaller nettselskapet vil jeg videre i analysen anta at fordeling mellom inntekter som skal dekke marginalkostnad til produksjon og marginaltap i nettet automatisk fordeles mellom produsent og nettselskap.

I tillegg til marginalkostnader som avhenger av konsumet vil det også være naturlig at nettselskapet har faste kostnader til drift og vedlikehold av nettet.²³ Dette er representert ved F , og dekkes inn gjennom et fastledd i tariffen, T . Produsentoverskuddet er dermed representert ved følgende funksjon, hvor $p(q)$ representerer prisen som avhenger av konsumet q .

$$(5.1) \quad PO = T + p(q)q - F - \gamma q$$

Konsumentoverskuddet er definert som differansen mellom konsumentenes marginale betalingsvillighet (representert ved etterspørselskurven) og prisen de må betale for det antallet goder, multiplisert med antall goder konsumert. Dette er i Figur 5.1 illustrert av blågrønt triangel markert med KO. Vi kan anta en standard etterspørselsfunksjon som representerer marginal betalingsvillighet for et gode, i dette tilfellet elektrisitet, representert av $p(q)$. Jeg antar at marginal betalingsvillighet for godet, som er representert ved etterspørselsfunksjonen, er fallende med kvantum, jamfør likning (5.2) under.

$$(5.2) \quad \frac{dp}{dq} < 0$$

Matematisk finner vi dermed konsumentoverskuddet ved å integrere etterspørselskurven $p(z)$ mellom 0 og konsumert kvantum q , og trekke fra kostnadene for konsumenten. Dette er presentert i funksjon (5.3) under. Disse kostnadene kan vi dele inn i to kategorier: (1) Fastledd som går til å dekke faste kostnader nettselskapet har til drift og vedlikehold av nett og (2) variabelt ledd som skal dekke variable kostnader som avhenger av konsumet. Fastleddet er dermed uavhengig av konsumet, q , og representeres ved T i funksjonen under. Modellen antar homogen kundegruppe, og jeg vil videre anta at konsumentenes betalingsvillighet overstiger fastleddet, T , som gjør at ingen kobler seg av nettet på grunn av dette fastleddet. Variable kostnader representeres ved $p(q)q$, hvor $p(q)$ representerer den variable prisen og q representerer konsumet.

²³ Dette kan for eksempel innebære kostnader forbundet med rydding av linjer, som forhindrer trær som faller over nettet ved uvær.

$$(5.3) \quad KO = \int_0^q p(z)dz - T - p(q)q$$

Når man skal finne samfunnsøkonomisk optimal løsning for overføring av elektrisitet vil det være hensiktsmessig å se på optimeringsproblemet på lang sikt: «Det er ikke opplagt at en prissetting lik kortsiktig marginalkostnad (marginaltap og eventuelle flaskehalskostnader), som kan gi en optimal utnyttelse av eksisterende nett på kort sikt, er tilstrekkelig for å gi en effektiv utvikling av nettet på lengre sikt.» (Andersen & Mook, 2015, s. 15). Jeg vil dermed inkludere kapasiteten i nettet, K , som en endogen variabel, for å inkludere effekten av konsumentenes endring i effektuttak på kostnadene i nettet. Vi har dermed et opprinnelig nett med kapasitet \bar{K} , som jeg anser som gitt, og en eventuell økning vil være lik $\Delta K \geq 0$. Om man skal øke kapasiteten vil det være en avveining mellom investeringskostnadene og konsumentenes nytte. For å inkludere investeringskostnadene vil jeg inkludere det Bergland (2017) refererer til som «users' cost of capital», det jeg videre vil kalle marginal kapitalkostnad²⁴, definert som:

$$(5.4) \quad \beta = (\rho + \delta)\eta \quad (\text{Bergland, 2017, s. 4})$$

Denne forteller at marginal kapitalkostnad (β) er lik kostnaden for ytterligere én enhet kapital (η), når man også tar høyde for diskonteringsraten for kapitalen (ρ) og depresieringsraten (δ). β representerer dermed kostnaden konsumenten påfører nettet i form av investeringskostnader, og vi kan inkludere $\beta\Delta K$ som et ledd i optimeringsmodellen for å ta inkludere effekten av økt effektuttak på investeringskostnadene på lang sikt.

Som kjent begrenses overføring av elektrisitet av den fysiske begrensningen i nettet, som her er representert ved opprinnelig nett og eventuell økning i kapasiteten, $\bar{K} + \Delta K$, og denne kapasitetssranken bør derfor inkluderes i optimeringsmodellen. I tillegg ser jeg bort fra plusskunder som produserer egen elektrisitet gjennom for eksempel solceller, slik at jeg antar at konsumet er større eller lik null:

$$(5.5) \quad 0 \leq q \leq \bar{K} + \Delta K$$

Denne bibetingelsen forteller at konsumet av elektrisitet ikke kan overstige kapasitetssranken, $\bar{K} + \Delta K$, og at vi har ikke-negativ konsum. Da jeg i denne analysen fokuserer på overføring av elektrisitet vil det være hensiktsmessig å anta at det er kapasiteten i nettet og ikke ved produksjonsstedet som er begrensende, altså at kapasiteten på produksjon er høyere enn i nettet.

²⁴ Ofte referert til som langsiktig marginalkostnad.

Eventuelt bindende kapasitetsskranke vil dermed ligge i nettet, og inntekter som skal dekke økt kapasitetsbehov tilfaller dermed nettselskapet.

Målet til den sosiale planleggeren er altså å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet, definert som summen av produsent- og konsumentoverskudd, og vi får dermed maksimeringsproblemet:

$$(5.6) \quad \max_{(q, \Delta K)} \quad SO = KO + PO = \int_0^q p(z)dz - \gamma q - F - \beta \Delta K$$

$$\text{gitt} \quad 0 \leq q \leq \bar{K} + \Delta K$$

Antakelsene over gir oss følgende Lagrange-funksjon og Kuhn-Tucker-betingelser som kan brukes for å definere samfunnsøkonomisk optimal løsning.

$$(5.7) \quad L(q, K, \lambda) = \int_0^q p(z)dz - \gamma q - F - \beta \Delta K + \lambda(\bar{K} + \Delta K - q)$$

$$(5.8a) \quad \frac{\partial L}{\partial q} = p(q) - \gamma - \lambda \leq 0$$

$$(5.8b) \quad \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = -\beta + \lambda \leq 0$$

$$(5.8c) \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda} = \bar{K} + \Delta K - q \geq 0$$

$$(5.9a) \quad q \geq 0 \quad (5.10a) \quad q \frac{\partial L}{\partial q} = q[p(q) - \gamma - \lambda] = 0$$

$$(5.9b) \quad \Delta K \geq 0 \quad (5.10b) \quad \Delta K \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = \Delta K[-\beta + \lambda] = 0$$

$$(5.9c) \quad \lambda \geq 0 \quad (5.10c) \quad \lambda \frac{\partial L}{\partial \lambda} = \lambda[\bar{K} + \Delta K - q] = 0$$

Som man kan se av betingelsene (5.8a)-(5.8c) vil de faste kostnadene, F , forsvinne når man finner førsteordensbetingelsene, da de faste kostnadene ikke avhenger av konsument, og dermed ikke er relevant for optimal prissetting. Variabelen λ representerer skyggeprisen på kapasitetsskranken, $\bar{K} + \Delta K \geq q$, og kan dermed tolkes som marginal betalingsvillighet for ytterligere én enhet kapasitet (Døble, 2014, s. 20). Om vi har en situasjon hvor konsumentene ikke har noe forbruk, $q = 0$, kan vi

se av (5.10a) at $\frac{\partial L}{\partial q} < 0$. Det vil derimot være usannsynlig at ingen av konsumentene har noe kraftkonsum, slik at denne antakelsen er ikke interessant. Jeg vil dermed videre se på situasjonen hvor konsumet er positivt, $q > 0$, som dermed betyr at $\frac{\partial L}{\partial q} = p(q) - \gamma - \lambda = 0$ i henhold til (5.10a) og (5.8a). Av dette får vi dermed optimalitetsbetingelsen:

$$(5.11) \quad p(q) - \gamma - \lambda = 0 \Leftrightarrow p(q) = \gamma + \lambda$$

Man kan her anta at $p(q) = p$, hvor p representerer prisen på elektrisitet (Døble, 2014, s. 13). Betingelse (5.11) forteller dermed at optimal pris på elektrisitet skal være lik marginalkostnaden for produksjon (inkludert marginaltapet i nettet) og marginal betalingsvillighet for økt kapasitet. Dersom derimot kapasitetssranken ikke er bindende, $q < \bar{K} + \Delta K$, kan vi se av (5.10c) at $\lambda = 0$. Optimal kraftpris uten bindende kapasitetssranke vil dermed være lik marginalkostnaden for produksjon, Γ , og optimal tariff vil tilsvare marginaltapet i nettet, $\epsilon\Gamma$. Om kapasitetssranken derimot er bindende, $q = \bar{K} + \Delta K$, vil skyggeprisen på kapasitetssranken være positiv, $\lambda > 0$, og optimal pris vil dermed også inkludere marginal betalingsvillighet for kapasitet, $p^* = \gamma + \lambda$.

Om man tenker seg at marginalkostnaden for økt kapasitet er høyere enn marginal betalingsvillighet for kapasiteten, $\beta > \lambda$, vil man i henhold til (5.10b) finne at $\Delta K = 0$, som betyr at man ikke investerer i økt kapasitet. Dette kommer av at konsumentene ikke vil være villig til å betale for økt kapasitet da kostnadene overstiger betalingsvilligheten, og en økning i kapasiteten vil dermed føre til et samfunnsøkonomisk tap. Om vi derimot ser for oss at marginal betalingsvillighet overstiger marginal kapitalkostnad, $\beta < \lambda$, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke kapasiteten, $\Delta K > 0$, inntil marginal kapitalkostnad tilsvarende marginal betalingsvillighet, $\beta = \lambda$. Av (5.10b) kan man se at dersom $\Delta K > 0$ vil $\frac{\partial L}{\partial \Delta K} = -\beta + \lambda = 0 \Leftrightarrow \beta = \lambda$, og man kan i henhold til (5.11) finne at optimal pris vil være lik $p^* = \gamma + \lambda = \gamma + \beta$ ved bindende kapasitetssranke. Optimal pris med bindende kapasitetssranke vil dermed tilsvare marginalkostnaden og marginal kapitalkostnad, og konsumenten dekker dermed investeringskostnadene gjennom tariffene dersom deres konsum utløser investeringsbehov i nettet.

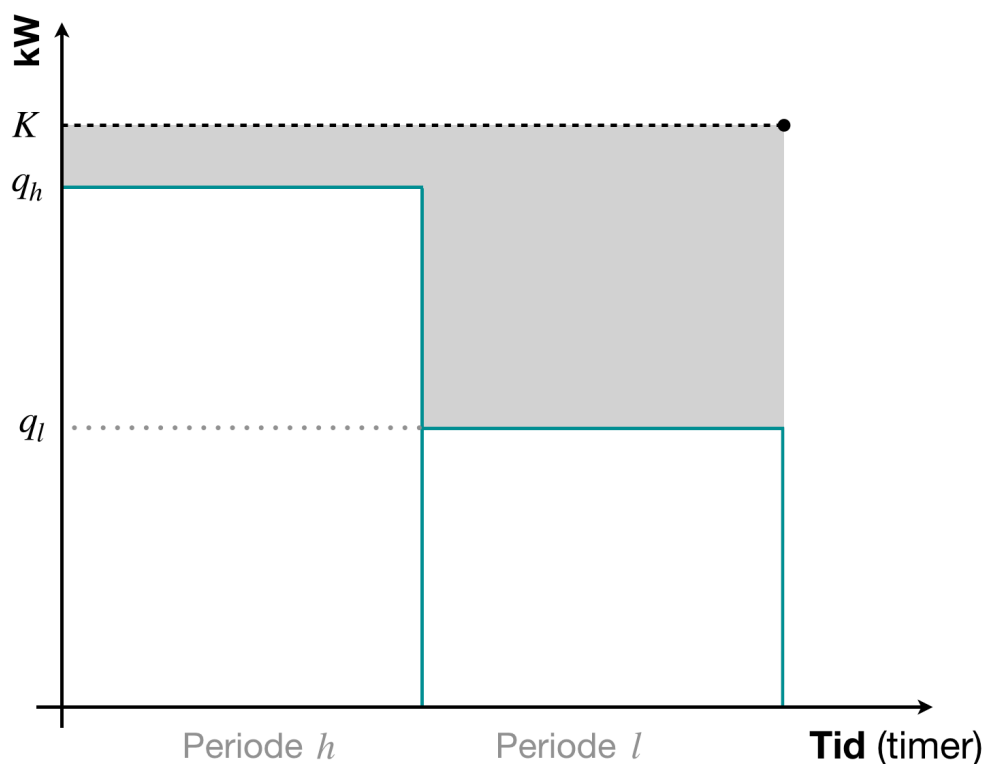
5.1.2 Dagens praksis

Som vi har sett vil optimal tariffstruktur være at fastleddet i tariffen tilsvarer de faste kostnadene til drift og vedlikehold av nettet, $T^* = F$, og optimalt variabelt ledd tilsvarer marginaltapet i nettet og marginal kapitalkostnad, $t^* = \epsilon\Gamma + \beta$, ved bindende kapasitetsskranke og marginaltapet i nettet ved ikke-bindende kapasitetsskranke. I kapittel 2.1.1 så vi derimot at prising i henhold til variable kostnader ved konsum fører til et residualt inntektsbehov for nettselskapene, på grunn av gjennomsnittskostnader som overstiger marginalkostnadene. Dette må dermed dekkes gjennom tariffen, og disse tariffkostnadene skal etter samfunnsøkonomisk teori gi minst mulig vridning i konsumet. I dagens tariff krever man inn disse kostnadene gjennom både energi- og fastledd. I tillegg er dagens tariff lagt opp etter teorien om én periode, som betyr at gjennomsnittet av de variable kostnadene skal dekkes inn gjennom det variable leddet. Nettselskapets inntekter er som nevnt i kapittel 2.1.4 begrenset av inntektsrammen fra NVE, som betyr at nettselskapet ikke kan belaste den marginale kapitalkostnaden gjennom hele perioden, da dette gir for høye inntekter. Den marginale kapitalkostnaden gjør seg som vist over bare gjeldene når kapasitetsskranken er bindende, noe den ikke er gjennom hele perioden på grunn av varierende effekttak gjennom døgnet. Dette betyr at det variable leddet settes høyere enn marginaltapet i nettet og lavere enn marginal kapitalkostnad, $0 < t < \beta$. Ved bindende kapasitetsskranke vil dermed prisen konsumenten står ovenfor være lavere enn kostnadene han/hun påfører nettet, $p(K) < \gamma + \beta$, og i perioder med lav etterspørselen vil prisen være for høy, som jeg vil komme tilbake til i kapittel 5.2.3.

5.2 Tidsavhengig energiledd

5.2.1 To perioder

Som vi så i Figur 3.4 på side 19 har en representativ konsument et effektuttak som varierer i løpet av et døgn, med forbrukstopper på morgenen og ettermiddag/kveld. Vi kan dermed i følgende modell anta at vi har to perioder: En høylastperiode hvor belastningen på nettet er høyt og en lavlastperiode hvor belastningen er lavere. Dong, Ng & Cheng (2017) definerer høylastperioden som en periode i løpet av døgnet hvor etterspørselsraten (etterspørsel per enhet tid) er høy, og lavlastperioden som den perioden av døgnet hvor etterspørselsraten er lav. Jeg vil videre henviser til lavlastperioden som periode l og høylastperioden som periode h , hvorav hver periode utgjør et halvt døgn.



Figur 5.2 Effektuttak i lavlast- og høylastperioder (Døble, 2014, s. 15).

Jeg vil videre i kapittelet forenkle effektuttaket som vist i Figur 3.4 på side 19, og vil anta at det er et konstant effektuttak i de to periodene, hvor q_l representerer effektuttaket i periode l (lavlast) og q_h representerer effektuttaket i periode h (høylast), som illustrert i Figur 5.2. Jeg vil videre anta at effektuttaket i periode h er gjennomgående høyere enn i periode l , $q_l < q_h$. Dette betyr at man vil ha gjennomgående mer underutnyttet kapasitet i periode l enn i periode h , markert ved grå felt i figuren. Som nevnt i kapittel 4.1.1 skal tariffen bidra til effektiv utnyttelse av det eksisterende nett, som dermed ikke er tilfellet om det gjennomgående er underutnyttet kapasitet i lavlastperioden. Jeg vil også anta at marginalkostnaden for produksjon er den samme i de to periodene, $\gamma_l = \gamma_h$. Her bør det nevnes at marginaltapet i nettet øker med elektrisitet overført (Norges vassdrags- og

energidirektorat, 2019d), slik at nærmere kapasitetsskranken vil marginaltapet være høyt. For modellens tydelighet har jeg derimot utelatt denne antakelsen, og vil komme tilbake til dette i kapittel 6.2.3.

Jeg vil videre i analysen anta at etterspørselen er eksogent gitt, og modellen forklarer dermed ikke hvorfor etterspørselen er høyere i en periode enn den andre. Dette betyr at analysen ikke tar hensyn til konsumentenes nyttefunksjon, men man kan enkelt anta hvorfor effektuttaket er høyere i periode h enn i periode l . Blant annet vil effektuttaket være høyere på morgen og ettermiddag/kveld, fordi konsumentene er hjemme og våkne, og elektrisitetskonsumet dermed naturlig nok er høyere i disse periodene.

5.2.2 Grunnleggende TOU-modell

Som vi så i kapittel 4.3.7 foreslår Hansen et al. (2017) tidsavhengig energiledd som én av tre mulige modeller til ny tariffstruktur. Denne tar hensyn til at det finnes flere perioder med ulik etterspørselsrate gjennom døgnet. Modellen kan selvfølgelig inkludere flere perioder enn to for å treffe enda bedre med forbruksprofilen til konsumentene, men dette er ikke noe jeg vil gå nærmere inn på her da to perioder dekker den grunnleggende teorien bak TOU-tariffering. Vi kan dermed videreføre teorien fra kapittel 5.1.1, og inkludere to perioder med to priser for variabelt ledd i tariffen, t_l og t_h . Fastleddet, T , er det samme som før da de faste kostnadene ikke påvirkes av ulikt effektuttak i de to periodene.

Følgende analyse bygger på teorien bak topplastprising (peak-load pricing), og det er spesielt to betingelser som er underliggende for denne teorien: Den ene er at godet ikke kan lagres, og den andre er varierende etterspørsel. Disse betingelsene er typiske kjennetegn ved elektrisitetssektoren, da batterier for lagring av elektrisitet er for kostbart til å være lønnsomt og etterspørselen varierer betydelig gjennom døgnet og mellom årstider. Om kostnadene for lagring av elektrisitet hadde vært rimeligere, ville det vært optimalt å lagre elektrisiteten i perioder med lav etterspørselsrate og selge dette overskuddet i perioder med høy etterspørselsrate.

Når vi inkluderer to perioder i modellen fra forrige kapittel får vi følgende maksimeringsproblem, med tilhørende Lagrange-funksjon og Kuhn-Tucker-betingelser som kan brukes for å definere samfunnsøkonomisk optimal løsning.

$$(5.12) \quad \max_{q_l, q_h, \Delta K} \quad SO = KO + PO = \int_0^{q_l} p_l(z) dz + \int_0^{q_h} p_h(z) dz - \gamma(q_l + q_h) - \beta \Delta K$$

$$\text{gitt} \quad q_l \leq \bar{K} + \Delta K$$

$$q_h \leq \bar{K} + \Delta K$$

$$(5.13) \quad L(q_i, \Delta K, \lambda_i) = \int_0^{q_l} p_l(z) dz + \int_0^{q_h} p_h(z) dz - \gamma(q_l + q_h) - \beta \Delta K \\ + \lambda_l(\bar{K} + \Delta K - q_l) + \lambda_h(\bar{K} + \Delta K - q_h)$$

$$(5.14a) \quad \frac{\partial L}{\partial q_i} = p_i(q_i) - \gamma - \lambda_i \leq 0$$

$$(5.14b) \quad \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = \lambda_l + \lambda_h - \beta \leq 0$$

$$(5.14c) \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = \bar{K} + \Delta K - q_i \geq 0$$

$$(5.15a) \quad q_i \geq 0$$

$$(5.16a) \quad q_i \frac{\partial L}{\partial q_i} = q_i [p_i(q_i) - \gamma - \lambda_i] = 0$$

$$(5.15b) \quad \Delta K \geq 0$$

$$(5.16b) \quad \Delta K \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = \Delta K [\lambda_l + \lambda_h - \beta] = 0$$

$$(5.15c) \quad \lambda_i \geq 0$$

$$(5.16c) \quad \lambda_i \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = \lambda_i [\bar{K} + \Delta K - q_i] = 0$$

Som på side 40 antar jeg fortsatt at $q_i > 0$, og vi kan se av (5.16a) at dette betyr at $\frac{\partial L}{\partial q_i} = 0$. Jeg vil videre anta at effektuttaket i periode l ikke vil overstige kapasitetsskranken, altså $q_l < \bar{K} + \Delta K$. Av (5.16c) kan man dermed se at $\lambda_l = 0$, som vil føre til at

$$(5.17) \quad p_l(q_l) - \gamma = 0 \Leftrightarrow p_l(q_l) = \gamma$$

Optimal pris i lavlastperioden vil dermed tilsvare marginalkostnaden, og optimal tariff vil dermed tilsvare marginaltapet i nettet, som også Sandbakken & Bjørndalen (2014) trekker fram:

Best mulig utnyttelse av eksisterende nett oppnås dersom de(t) forbruksavhengige ledd i nett-tariffen gjenspeiler den marginale kostnaden nettet påføres ved en liten endring i kundenes uttak fra eller innlevering til nettet. I et nett uten kapasitetsbegrensninger er marginalkostnaden i nettet lik den marginale tapskostnaden i nettet.
(Sandbakken & Bjørndalen, 2014, s. 4).

Jeg antar som nevnt at effektuttaket er høyere i periode h , og dette er dermed perioden med dimensjonerende last for nettet, altså det effektuttaket som bestemmer minimum nødvendig kapasitet. Optimal pris i periode h vil dermed settes som om kapasitetsranken er bindende, $q_h = \bar{K} + \Delta K$. Av (5.16c) kan vi dermed se at $\lambda_h > 0$, som av (5.14a) betyr at

$$(5.18) \quad p_h(q_h) - \gamma - \lambda_h = 0 \Leftrightarrow p_h(q_h) = \gamma + \lambda_h$$

Optimal pris for elektrisitet vil dermed tilsvare marginalkostnaden og skyggeprisen på kapasitetssranken. Ved bindende kapasitetssranke, $q_h = \bar{K} + \Delta K$, kan vi se av (5.16c) at $\lambda_h > 0$. Om vi antar at konsumentenes marginale betalingsvillighet for å øke kapasiteten overstiger kostnadene, $\lambda_h > \beta$, bør man dermed investere i mer kapasitet, slik at $\Delta K > 0$. Dersom endringen i kapasiteten er positiv, $\Delta K > 0$, kan man se av (5.16b) at $\frac{\partial L}{\partial \Delta K} = \lambda_l + \lambda_h - \beta = 0$, og vi får dermed betingelsen

$$(5.19) \quad -\beta + \lambda_l + \lambda_h = 0 \Leftrightarrow \beta = \lambda_h$$

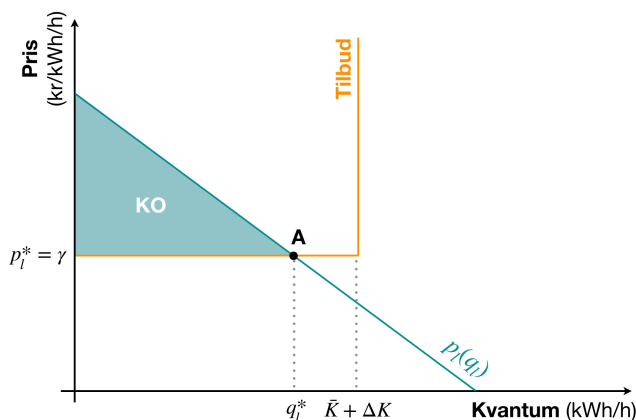
Av (5.19) kan man se at marginal kapitalkostnad i optimum skal være lik marginal betalingsvillighet for økt kapasitet. Dette betyr at kapitalkostnaden konsumentene påfører nettet i form av økt investeringsbehov skal være lik den marginale betalingsvilligheten de har for å øke kapasiteten. Dersom $\lambda_h > \beta$ betyr dette at betalingsvilligheten er større enn kostnaden, og det vil være lønnsomt å investere i mer kapasitet, inntil $\lambda_h = \beta$. Marginal kapitalkostnad vil i optimum dermed tilsvare marginal betalingsvillighet for kapasitet, og om vi kombinerer dette med (5.18) over finner vi at

$$(5.20) \quad p_h^*(q_h) = \gamma + \lambda_h = \gamma + \beta$$

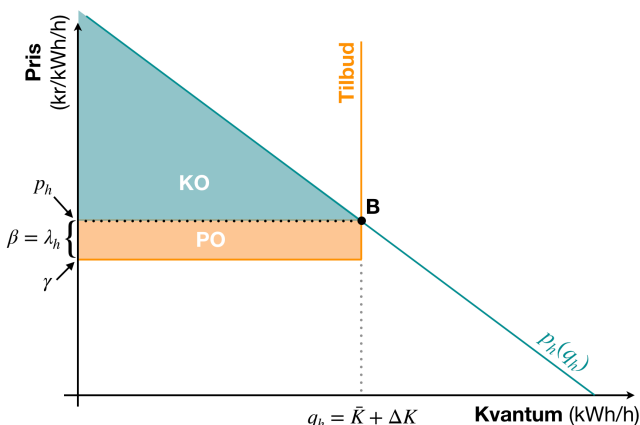
Optimal pris for elektrisitet vil dermed være lik marginalkostnaden og marginal kapitalkostnad. Marginalkostnaden vil som nevnt tilfalle produsenten, og optimal tariff i høylastperioden vil dermed være lik marginaltapet i nettet og marginal kapitalkostnad. Dette vil dermed dekke inn kostnadene for kapasiteten i nettet som kommer av effektuttaket i høylastperioden.

Om vi derimot hadde antatt at konsumentenes marginale betalingsvillighet for økt kapasitet ved bindende kapasitetsskranke var mindre enn de marginale kapitalkostnadene, $\beta > \lambda_h$, ville det ikke vært samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i økt kapasitet. Konsumentene ville da heller redusere sitt effektuttak enn å betale for økt kapasitet gjennom tariffene.

Ved at man differensierer prisene mellom periodene vil man dempe effektuttaket i høylastperioden og øke effektuttaket i lavlastperioden, sammenlignet med dagens tariffstruktur. Jeg vil komme tilbake til dette i neste kapittel. Løsningene som utredet ovenfor kan illustreres i de to figurene under, hvor Figur 5.3 illustrerer situasjonen i lavlastperioden og Figur 5.4 illustrerer situasjonen i høylastperioden. Som man kan se av Figur 5.3 vil man i lavlastperioden, uten kapasitetsskranke, kun få dekket marginalkostnader, inkludert marginaltapet i nettet. Likevekten vil være i punkt A, hvor marginal betalingsvillighet tilsvarer marginalkostnaden, som gir optimal pris lik $p_l^* = \gamma$. Dette vil i henhold til konsumentenes marginale betalingsvillighet gi effektuttak lik q_l^* . I høylastperioden er derimot kapasitetsskranken bindende ved at marginal betalingsvillighet overstiger kapasitetsskranken, og man vil dermed få optimal løsning i punkt B. Dette vil gi optimal pris lik p_h^* , og differansen mellom marginalkostnaden og prisen vil dermed tilsvare marginal betalingsvillighet for økt kapasitet. Vi vil dermed få effektuttak lik $q_h^* = \bar{K} + \Delta K$. Her er endringen i kapasitet inkludert i diagrammet. Dersom den marginale betalingsvillighet oversteg marginal kapitalkostnad, $\lambda_h > \beta$, ville man dermed ha investering i økt kapasitet (skifte i tilbudskurven mot høyre) inntil $\lambda_h = \beta$ og det er dette endelige resultatet som er illustrert her.



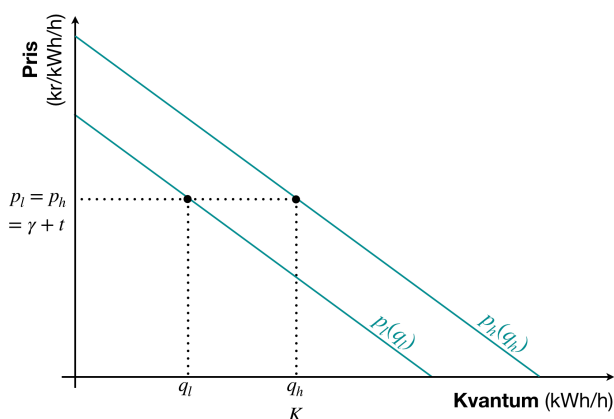
Figur 5.3 Ekvilibrium og optimal tariff i lavlastperioden.



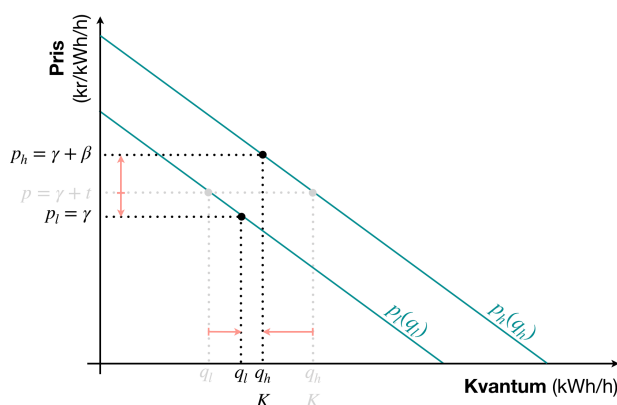
Figur 5.4 Ekvilibrium og optimal tariff i høylastperioden.

5.2.3 Sammenligning av dagens struktur og TOU-modellen

Som nevnt på kapittel 5.1.2 settes dagens tariff som om man forholder seg til én periode, selv om effektuttaket varierer gjennom døgnet. Reguleringen av bransjen fører til at prisene må settes lavere enn marginal kapitalkostnad og høyere enn marginaltapet i nettet for å dekke gjennomsnittet av kostnadene konsumentene påfører nettet, som også kommer fram av NVEs høring i 2015: «I dag settes energileddet vesentlig høyere enn tapskostnadene kundens bruk påfører nettet på marginen.» (Andersen & Mook, 2015, s. 4). Som vi har sett i forrige kapittel vil det være optimalt å differensiere prisene mellom periodene for å redusere effektuttaket i høylastperioden og øke det i lavlastperioden, som man gjør med tidsavhengig energiledd. Dagens tariffstruktur har ikke disse prissignalene ved at det er konstante priser gjennom hele døgnet, uavhengig av effektuttak. Vi kan illustrere forskjellen mellom dagens tariff og TOU-modellen i Figur 5.5 og 5.6 under. I figurene representerer $p_l(q_l)$ og $p_h(q_h)$ etterspørselen i henholdsvis lavlast- og høylastperioden. Som man kan se av Figur 5.5 vil dagens tariffstruktur med uniform pris føre til lav etterspørsel i lavlastperioden og høy etterspørsel i høylastperioden. I Figur 5.6 kan man se endringen når man går fra dagens tariffstruktur til TOU-tariffering. Dette vil, som man kan se, føre til jevnere konsum mellom de to periodene.



Figur 5.5 Konsumenters tilpasning med dagens tariffstruktur (Døble, 2014, s. 10).



Figur 5.6 Endring i konsumenters tilpasning etter innføring av TOU tariffstruktur (Døble, 2014, s. 11).

Konstante priser gjennom døgnet kan representeres som $p_l = p_h = \gamma + t$, hvor $\epsilon\Gamma < t < \epsilon\Gamma + \beta$. Som vi så i kapittel 5.2.2 var optimal pris i lavlastperioden $p_l^* = \gamma$, som betyr at optimal tariff skal dekke marginaltapet i nettet. Siden tariffen i dagens struktur settes høyere enn dette $t > \epsilon\Gamma$, betyr dette at prisen i lavlastperioden er for høy i forhold til hva som er samfunnsøkonomisk optimalt. Dette gir prissignaler til konsumentene om at kostnadene de påfører nettet i perioden er høyere enn hva de faktisk er, og prisene stimulerer dermed til et effektuttak som er lavere enn hva som er samfunnsøkonomisk optimalt i perioden. Prisen i høylastperioden vil som nevnt være lavere enn marginal kapitalkostnad, $t < \epsilon\Gamma + \beta$, som betyr at konsumenten ikke får korrekte prissignaler om kostnadene den påfører nettet i denne perioden, og effektuttaket blir dermed for høyt i forhold til

optimalt effektuttak. Dette vil igjen føre til at man må investere i høyere kapasitet i nettet enn hva man kunne hatt om konsumentene hadde fått korrekte prissignaler om kostnadene de påfører nettet i periodene. Som vi husker fra kapittel 4.1.1 skal tariffene bidra til blant annet effektiv utnyttelse av nettet, og stor differanse mellom periodene strider dermed mot dette. Man ville hatt bedre utnyttelse av nettet om man flyttet noe av konsumet fra høylast- til lavlastperioden og dermed også oppnådd bedre utnyttelse da topplastuttaket hadde blitt redusert.

5.2.4 Fleksibel etterspørsel under tidsavhengig energiledd

Som nevnt tidligere vil konsumenten kunne flytte noe av konsumet sitt gitt prissignaler som stimulerer til dette, noe TOU-modellen gjør. Ved å differensiere prisene mellom periodene for å redusere effektuttaket i høylastperioden, vil det bli relativt rimeligere å konsumere elektrisitet i lavlastperioden, som betyr at konsumenten kan flytte noe av sitt konsum over fra høylast- til lavlastperioden. Det konsumet konsumenten anser som verdt å flytte mellom periodene kan vi dermed definere som fleksibelt konsum, mens det konsumet konsumenten ikke anser som ønskelig eller mulig å flytte mellom periodene defineres som fast konsum. Som vi så i kapittel 4.2.1 kan vi definere tre former for forbruksforflytning. Det jeg i dette kapitlet vil gå gjennom er dermed et eksempel på lastflytting, der konsumenten flytter konsumet mellom perioder og ikke bare reduserer det totale konsumet.

For å inkludere fleksibelt konsum i TOU-modellen fra tidligere kan vi dele opp konsumet q_i , og inkludere to variable, x_l og x_h , som representerer det fleksible konsumet til konsumenten i henholdsvis lavlast- og høylastperioden. Vi kan anta at konsumenten har en gitt mengde fleksibel etterspørsel den ønsker å konsumere i løpet av døgnet, men er fullt likegyldig for når dette skjer. Dette betyr at $x_l + x_h = X$, hvor x_i representerer fleksibelt effektuttak i de to periodene, mens X representerer total mengde fleksibelt effektuttak. Variablene q_l og q_h vil nå representere det faste konsumet, som konsumenten har uavhengig av prisen i den andre perioden.²⁵ Summen av fast og fleksibelt konsum i de to periodene, kan ikke overstige kapasitetsskranken; $q_i + x_i \leq \bar{K} + \Delta K$. Konsumentoverskuddet blir nå summen av fast og fleksibelt konsum i de to periodene, hvor $p_f(z)$ representerer etterspørsel etter fleksibelt konsum. Konsument- og produsentoverskudd kan nå representeres med henholdsvis (5.21a) og (5.21b).

$$(5.21a) \quad KO = \int_0^{q_l} p_l(z) dz + \int_0^{q_h} p_h(z) dz + \int_0^{x_l+x_h} p_f(z) dz - p_l(q_l + x_l) - p_h(q_h + x_h)$$

$$(5.21b) \quad PO = p_l(q_l + x_l) + p_h(q_h + x_h) - \gamma(q_l + x_l + q_h + x_h) - \beta \Delta K$$

²⁵ Dette kan for eksempel være konsum som går til kjøleskap, belysning eller wifi-rutere.

Om vi kombinerer disse får vi maksimeringsproblemet:

$$(5.22) \quad \max_{q_i, x_i, K} \quad SO = \int_0^{q_l} p_l(z) dz + \int_0^{q_h} p_h(z) dz + \int_0^{x_l+x_h} p_f(z) dz - \gamma(q_l + x_l + q_h + x_h) - \beta \Delta K$$

$$\text{gitt} \quad q_i + x_i \leq \bar{K} + \Delta K$$

Dette gir oss Lagrange-funksjonen, med tilhørende Kuhn-Tucker-betingelser:

$$(5.23) \quad L(q_i, x_i, \Delta K, \lambda_i) = \int_0^{q_l} p_l(z) dz + \int_0^{q_h} p_h(z) dz + \int_0^{x_l+x_h} p_f(z) dz - \gamma(q_l + x_l + q_h + x_h) - \beta \Delta K \\ + \lambda_l(\bar{K} + \Delta K - q_l - x_l) + \lambda_h(\bar{K} + \Delta K - q_h - x_h)$$

$$(5.24a) \quad \frac{\partial L}{\partial q_i} = p_i(q_i) - \gamma - \lambda_i \leq 0$$

$$(5.24b) \quad \frac{\partial L}{\partial x_i} = p_f(x_1 + x_2) - \gamma - \lambda_i \leq 0$$

$$(5.24c) \quad \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = -\beta + \lambda_l + \lambda_h \leq 0$$

$$(5.24d) \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = \bar{K} + \Delta K - q_i - x_i \geq 0$$

$$(5.25a) \quad q_i \geq 0 \quad (5.26a) \quad q_i \frac{\partial L}{\partial q_i} = q_i[p_i(q_i) - \gamma - \lambda_i] = 0$$

$$(5.25b) \quad x_i \geq 0 \quad (5.26b) \quad x_i \frac{\partial L}{\partial x_i} = x_i[p_f(x_l + x_h) - \gamma - \lambda_i] = 0$$

$$(5.25c) \quad \Delta K \geq 0 \quad (5.26c) \quad \Delta K \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = \Delta K[-\beta + \lambda_l + \lambda_h] = 0$$

$$(5.25d) \quad \lambda_i \geq 0 \quad (5.26d) \quad \lambda_i \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = \lambda_i[\bar{K} + \Delta K - q_i - x_i] = 0$$

Fra før har jeg antatt strengt positivt konsum i begge perioder, og jeg vil nå anta at dette gjelder det faste konsumet, $q_i > 0$. Dette betyr i henhold til (5.26a) at

$$(5.27) \quad \frac{\partial L}{\partial q_i} = p_i(q_i) - \gamma - \lambda_i = 0 \Leftrightarrow p_i(q_i) = \gamma + \lambda_i$$

Det fleksible konsumet kan derimot være lik null, da jeg har antatt at konsumenten er fullt likegyldig for når dette blir konsumert, $x_i \geq 0$. Fra (5.24b) kan vi se at $p_f(x_l + x_h) - \gamma$ er likt for det fleksible konsumet i begge perioder. Dette kommer av at jeg har antatt at marginalkostnaden for produksjon er den samme i begge perioder, $\gamma_l = \gamma_h$, og at konsumenten har lik nytte av konsumet uavhengig av hvilken periode det blir konsumert, hvilket betyr at etterspørselen etter fleksibelt konsum er lik i de to periodene. Det eneste som dermed skiller er marginal betalingsvillighet for økt kapasitet i de to periodene, λ_l og λ_h .

Som vi fant i kapittel 5.2.2 er optimal tariff, sett i lys av teori om toppplastprising, lavere i lavlastperioden enn i høylastperioden, grunnet forskjellig etterspørselsrate i de to periodene. Når vi nå antar at en andel av etterspørselen er fleksibel og at konsumenten er likegyldig for når konsumet skjer, vil konsumenten flytte det fleksible konsumet til perioden med lavest pris, altså periode l . Dette betyr at $x_h = 0$ og $x_l = X > 0$. Av (5.26b) kan man se at $x_h = 0$ og $x_l > 0$ betyr at henholdsvis:

$$(5.28a) \quad \frac{\partial L}{\partial x_h} = p_f(x_l + x_h) - \gamma - \lambda_h < 0 \Leftrightarrow p_f(x_l + x_h) - \gamma < \lambda_h$$

$$(5.28b) \quad \frac{\partial L}{\partial x_l} = p_f(x_l + x_h) - \gamma - \lambda_l = 0 \Leftrightarrow p_f(x_l + x_h) - \gamma = \lambda_l$$

Siden $p_f(x_l + x_h) - \gamma$ er lik i begge perioder, kan man dermed se at $\lambda_l < \lambda_h$. Dette betyr at marginal betalingsvillighet for økt kapasitet er høyere i høylastperioden enn i lavlastperioden, som reflekterer høyere nytte av økt kapasitet i høylast- enn i lavlastperioden.

Dersom konsumenten flytter alt sitt fleksible konsum til periode l , vil etterspørselen i perioden øke. Samlet etterspørsel i periode l er nå

$$(5.29) \quad p_l(q_l) + p_f(x_l + x_h) = p_l(q_l) + p_f(x_l) > p_l(q_l)$$

Dersom dette fører til at kapasitetsskranken blir bindende i periode l , vil $\lambda_l > 0$, mens dersom kapasitetsskranken i perioden fortsatt ikke er bindende, vil $\lambda_l = 0$, i henhold til (5.26d). Dersom kapasitetsskranken blir bindende i perioden, vil prisen øke i henhold til (5.24a) og (5.24b), fra $p_l(q_l) = \gamma$ til $p_l(q_l + x_l) = \gamma + \lambda_l$. Vi får dermed to scenarioer:

- I. Samlet etterspørsel i periode l er lavere enn fast etterspørsel i periode h , selv om alt fleksibelt konsum flyttes til perioden, $q_l + x_l < q_h$. I dette tilfellet vil optimal pris i periode l være lavere enn i periode h , og vi får situasjonen som vist over.
- II. Samlet etterspørsel i periode l er større eller lik fast etterspørsel i periode h . I dette tilfellet vil optimal pris være lik i de to periodene, som betyr at konsumenten vil være likegyldig for når konsumet skjer. Dermed vil $x_l > 0$ og $x_h > 0$. Av (5.26b) kan vi se at dette fører til at

$$(5.30a) \quad \frac{\partial L}{\partial x_l} = p_f(x_l + x_h) - \gamma - \lambda_l = 0 \Leftrightarrow p_f(x_l + x_h) - \gamma = \lambda_l$$

$$(5.30b) \quad \frac{\partial L}{\partial x_h} = p_f(x_l + x_h) - \gamma - \lambda_h = 0 \Leftrightarrow p_f(x_l + x_h) - \gamma = \lambda_h$$

Siden $p_f(x_l + x_h) - \gamma$ er lik i begge perioder, betyr dette dermed at marginal betalingsvillighet for økt kapasitet dermed er lik i de to periodene, $\lambda_l = \lambda_h$. Dette forklarer dermed hvorfor optimal pris i de to periodene er lik. Lik pris i de to periodene kommer av at totalt konsum vil være lik i de to periodene: $q_l + x_l = q_h + x_h$. Dersom dette ikke var tilfellet, og for eksempel totalt konsum var høyere i periode l , ville prisen økt i denne perioden og konsumenten ville flyttet noe av sitt fleksible konsum til periode h , inntil prisene igjen tilsvarer hverandre og vi er i ekvilibrum.

5.2.5 Stokastisk etterspørsel under tidsavhengig energiledd

Som vi har sett tidligere i kapittelet kan endringer i marginal betalingsvillighet ha betydning for samfunnsøkonomisk optimalitet, ved at etterspørselen kan variere fra et lavt effektuttak til høyt effektuttak med bindende kapasitetsskranke. Vi vet også at forhold som temperatur, høytidsdager og andre hendelser kan ha innvirkning på etterspørselen, ved at for eksempel lave temperaturer øker effektuttaket signifikant, som man kunne se av Figur 3.1 på side 16. Vi kan tenke på etterspørselen som stokastisk, altså at den hender tilfeldig, men med hyppighet som kan estimeres eller som er kjent. For å inkludere stokastisk etterspørsel i modellen over inkluderer vi π_s , som representerer sannsynligheten for at tilstand s hender, med følgende definisjoner: $\pi_s \geq 0$ og $\sum_{s \in S} \pi_s = 1$. Vi antar at

hver tilstand s er uavhengig av hverandre og hender stokastisk, altså tilfeldig, og er innen settet S , som betyr at $s \in S$. Jeg vil her fokusere på usikkerhet på etterspørselssiden, og holder derfor tilbudskurven konstant, selv om tilbudet også er utsatt for usikkerhet som for eksempel storm som fører til brudd på nettet.

Videre antar jeg at vi har en etterspørselskurve, $p_l(q_l)$, som representerer maksimal etterspørsel for konsumenten i de to periodene, og at i hver tilstand, s , etterspør konsumenten en andel, δ_l^s , av dette: $0 \leq \delta_l^s \leq 1$. Jeg antar også at etterspørselen er tilstandsavhengig, som betyr at etterspørselen i tilstand s er spesifikk for denne tilstanden q_l^s . Vi får dermed en ny funksjon for konsumentoverskudd (5.31), mens produsentoverskuddet er det samme som tidligere.

$$(5.31) \quad KO = \sum_{s \in S} \pi_s \left[\int_0^{q_l^s} \delta_l^s p_l(z) dz + \int_0^{q_h^s} \delta_h^s p_h(z) dz - p_l q_l^s - p_h q_h^s \right]$$

Om vi inkluderer denne i optimeringsproblemet fra side 44, får vi Lagrange-funksjonen under, med tilhørende Kuhn-Tucker-betingelser. Da etterspørselen nå er tilstandsavhengig må alle ledd som inkluderer den tilstandsavhengige etterspørselen multipliseres med sannsynligheten for at denne tilstanden hender, π_s , og skyggeprisen på kapasitetsskranken vil nå også være tilstandsavhengig, λ_l^s .

$$(5.32) \quad L(q_l^s, \Delta K, \lambda_l^s) = \sum_{s \in S} \pi_s \left[\int_0^{q_l^s} \delta_l^s p_l(z) dz + \int_0^{q_h^s} \delta_h^s p_h(z) dz - \gamma(q_l^s + q_h^s) + \lambda_l^s(\bar{K} + \Delta K - q_l^s) \right. \\ \left. + \lambda_h^s(\bar{K} + \Delta K - q_h^s) \right] - \beta \Delta K$$

$$(5.33a) \quad \frac{\partial L}{\partial q_i^s} = \pi_s[\delta_i^s p_i(q_i^s) - \gamma - \lambda_i^s] \leq 0$$

$$(5.33b) \quad \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = -\beta + \sum_{s \in S} \pi_s \lambda_l^s + \sum_{s \in S} \pi_s \lambda_h^s \leq 0$$

$$(5.33c) \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda_i^s} = \bar{K} + \Delta K - q_i^s \geq 0$$

$$(5.34a) \quad q_i^s \geq 0$$

$$(5.35a) \quad q_i^s \frac{\partial L}{\partial q_i^s} = q_i^s [\pi_s[\delta_i^s p_i(q_i^s) - \gamma - \lambda_i^s]] = 0$$

$$(5.34b) \quad \Delta K \geq 0$$

$$(5.35b) \quad \Delta K \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = \Delta K \left[-\beta + \sum_{s \in S} \pi_s \lambda_l^s + \sum_{s \in S} \pi_s \lambda_h^s \right] = 0$$

$$(5.34c) \quad \lambda_i^s \geq 0$$

$$(5.35c) \quad \lambda_i^s \frac{\partial L}{\partial \lambda_i^s} = \lambda_i^s [\bar{K} + \Delta K - q_i^s] = 0$$

Som før vil jeg anta at $q_i^s > 0$, som betyr at $\frac{\partial L}{\partial q_i^s} = 0$ i henhold til (5.35a). Med antakelsene om stokastisk etterspørsel kan nå etterspørselen variere mellom periodene, og for eksempel kan vi nå anta at kapasitetsskranken er bindende i periode l i noen av tilstandene. Dette vil være mer realistisk å anta enn at kapasitetsskranken er bindende kun i periode h .²⁶ Av (5.33a) kan vi se at

$$(5.36) \quad \frac{\partial L}{\partial q_i^s} = \pi_s[\delta_i^s p_i(q_i^s) - \gamma - \lambda_i^s] = 0 \Leftrightarrow \delta_i^s p_i(q_i^s) = \gamma + \lambda_i^s$$

Da $\delta_i^s p_i(q_i^s)$ representerer etterspørselen i tilstand s kan man se at optimal pris i hver tilstand vil være lik marginalkostnaden og skyggeprisen på kapasitetsskranken: $p^* = \delta_i^s p_i(q_i^s) = \gamma + \lambda_i^s$. Dersom etterspørselen i tilstand s er mindre enn kapasitetsskranken vil skyggeprisen på kapasitetsskranken være lik null, $\lambda_i^s = 0$, og optimal pris vil dermed tilsvare marginalkostnaden, som tidligere. Dermed vil også optimal tariff tilsvare marginaltapet i nettet.

Som før vil det også være optimalt at ved bindende kapasitetsskranke i tilstand s vil optimal pris tilsvare marginalkostnaden og skyggeprisen på kapasitetsskranken, og optimal tariff vil dermed være lik marginaltapet i nettet og marginal betalingsvillighet for økt kapasitet. Optimal pris når etterspørselen varierer kan illustreres i Figur 5.7 på neste side. Her kan vi se for oss fem tilstander $s = [1, 2, \dots, 5]$ med tilhørende etterspørselskurver, E_s . I tilstand 3 og 4 vil etterspørselen være mindre

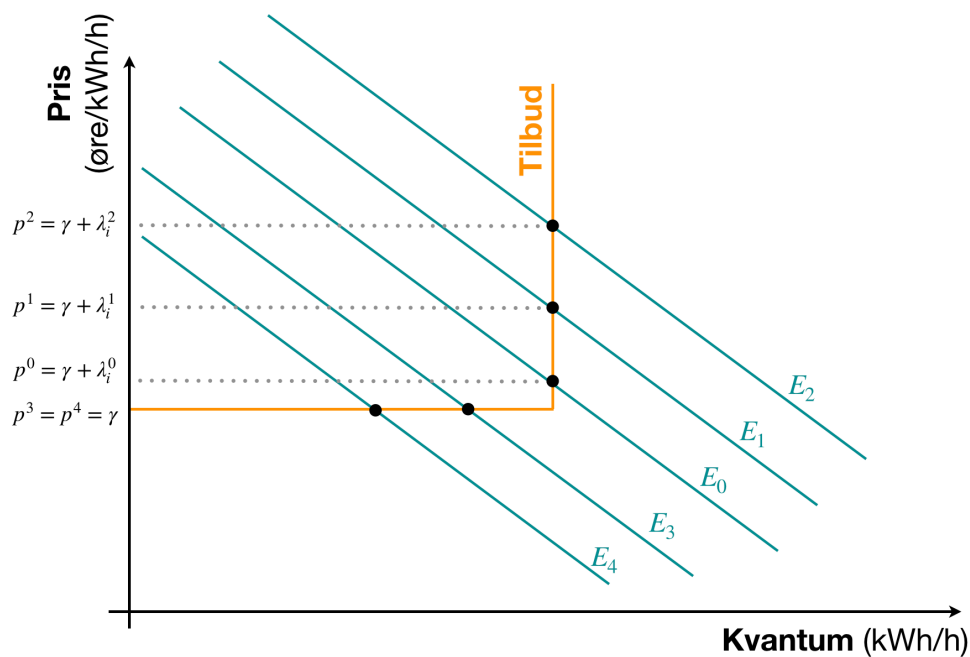
²⁶ For eksempel kan det på helligdager være høyere effektuttak i perioder av døgnet som normalt har et lavere effektuttak.

enn kapasiteten, og optimal pris vil dermed tilsvare marginalkostnaden. I tilstand 0, 1 og 2 vil derimot kapasitetsskranken være bindende, og optimal pris vil være lik $\gamma + \lambda_i^s$. Desto høyere etterspørselen er, desto høyere bør prisen settes, i henhold til høyere skyggepris på kapasitetsskranken, for å holde effektuttaket innenfor hva som er fysisk mulig å overføre over nettet. Man kan dermed se at $p^0 < p^1 < p^2$ på grunn av $\lambda_i^0 < \lambda_i^1 < \lambda_i^2$.

Det mer interessante ved å inkludere stokastisk usikkerhet i modellen er betingelse (5.33b), som kan omskrives til

$$(5.37) \quad \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = -\beta + \sum_{s \in S} \pi_s \lambda_l^s + \sum_{s \in S} \pi_s \lambda_h^s = 0 \Leftrightarrow \beta = \sum_{s \in S} \pi_s \lambda_l^s + \sum_{s \in S} \pi_s \lambda_h^s$$

Optimal økning i kapasitet vil oppnås når marginal kapitalkostnad tilsvarer summen av marginal betalingsvillighet for økt kapasitet i begge perioder og hver tilstand s . Om vi ser av Figur 5.7, vil optimal kapasitet være hvor β er lik summen av λ_i^s , $s = [0,1,2]$.



Figur 5.7 Optimal prissetting med varierende etterspørsel.

5.3 Abonnert effekt

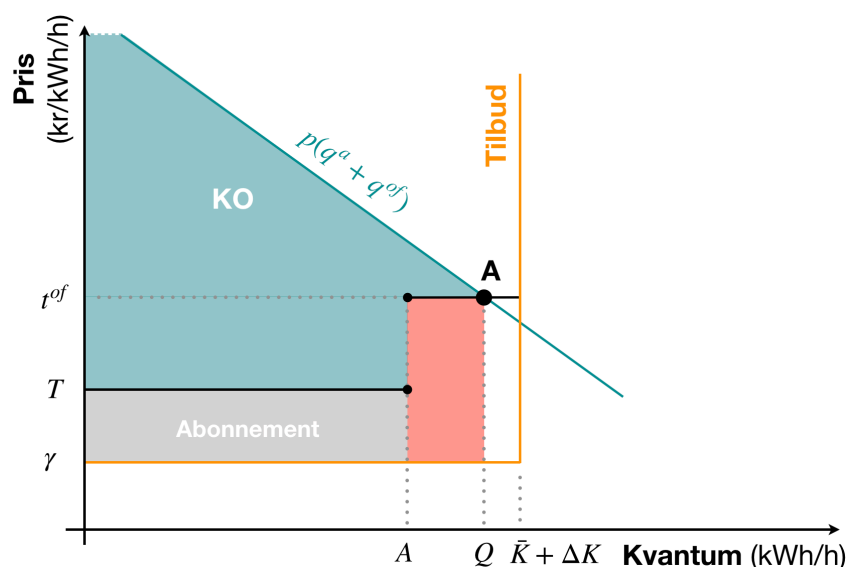
5.3.1 Modellen

Som nevnt i kapittel 4.3.6 består abonnementsmodellen av et abonnement på effektuttak og et overforbruksledd for effektuttak utover dette abonnementet. I tillegg belastes konsumenten for marginaltapet i nettet gjennom et energiledd målt i kWh. Ved å endre på modellen og antakelsene vi har fra før, kan vi finne optimalt overforbruksledd og konsumentenes tilpasning til abonnementsmodellen. Marginaltapet i nettet antar jeg som før er inkludert i marginalkostnaden, γ , og at fordelingen mellom produsent og nettselskap går automatisk. Jeg vil anta at konsumenten har valgt riktig abonnement for sin forbruksprofil, slik at jeg kun ser på et eksogent gitt abonnement, A , med tilhørende pris T , og konsum opp til abonnementsgrensen betegnes ved q^a . Konsum utover dette, q^{of} , utløser dermed overforbruksleddet, med pris $t^{of} > 0$. Konsumentoverskuddet (5.38a) blir dermed integralet av etterspørselskurven fra null til effektuttak $Q = q^a + q^{of}$, fratrasket prisen konsumenten må betale til produsenten og tariffen, $p(q^a + q^{of}) + TA + t^{of} q^{of}$. Produsentoverskuddet (5.38b) blir som før inntektene fratrasket kostnadene.

$$(5.38a) \quad KO = \int_0^{q^a + q^{of}} p(z) dz - p(q^a + q^{of}) - TA - t^{of} q^{of}$$

$$(5.38b) \quad PO = p(q^a + q^{of}) - \gamma(q^a + q^{of}) - \beta \Delta K$$

Vi kan illustrere antakelsene over grafisk i Figur 5.8. Her er marginaltapet, γ , som før markert ved oransje kurve opp til kapasitetsskranken, $\bar{K} + \Delta K$. Konsumenten kan altså ha et effektuttak opp til A til pris T (prisen for abonnementet er her differansen mellom T og γ) og effektuttak utover dette utløser overforbruksleddet med tilhørende pris t^{of} . Konsumet blir i dette tilfellet lik Q , hvor marginal betalingsvillighet tilsvarer prisen (punkt A). Konsumentoverskuddet er som før representert ved blågrønt område markert med KO, og nettselskapets inntekter vil være lik abonnementet, markert i grått, og overforbruksleddet, markert av rødt felt.



Figur 5.8 Ekvilibrium og prissetting under abonnert effekt.

Av funksjonene for konsument- og produsentoverskudd og antakelsene over får vi følgende maksimeringsproblem.

$$(5.39) \quad \max_{q^a, q^{of}, \Delta K} \quad SO = \int_0^{q^a + q^{of}} p(z) dz - TA - \gamma(q^a + q^{of}) - t^{of} q^{of} - \beta \Delta K$$

$$\text{gitt} \quad 0 \leq q^a \leq A$$

$$0 \leq q^{of}$$

$$q^a + q^{of} \leq \bar{K} + \Delta K$$

Av dette kan vi utlede Lagrangefunksjonen med tilhørende Kuhn-Tucker-betingelser.

$$(5.40) \quad L(q^a, q^{of}, \Delta K, \mu, \lambda) = \int_0^{q^a + q^{of}} p(z) dz - TA - \gamma(q^a + q^{of}) - \beta \Delta K - t^{of} q^{of} \\ + \mu(A - q^a) + \lambda(\bar{K} + \Delta K - q^a - q^{of})$$

$$(5.41a) \quad \frac{\partial L}{\partial q^a} = p(q^a + q^{of}) - \gamma - \mu - \lambda \leq 0 \quad \Leftrightarrow \quad p(q^a + q^{of}) \leq \gamma + \mu + \lambda$$

$$(5.41b) \quad \frac{\partial L}{\partial q^{of}} = p(q^a + q^{of}) - \gamma - t^{of} - \lambda \leq 0 \quad \Leftrightarrow \quad p(q^a + q^{of}) \leq \gamma + t^{of} + \lambda$$

$$(5.41c) \quad \frac{\partial L}{\partial \mu} = A - q^a \geq 0$$

$$(5.41d) \quad \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = -\beta + \lambda \leq 0$$

$$(5.41e) \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda} = \bar{K} + \Delta K - q^a - q^{of} \geq 0$$

$$(5.42a) \quad q^a \geq 0$$

$$(5.43a) \quad q^a \frac{\partial L}{\partial q^a} = q^a [p(q^a + q^{of}) - \gamma - \mu] = 0$$

$$(5.42b) \quad q^{of} \geq 0$$

$$(5.43b) \quad q^{of} \frac{\partial L}{\partial q^{of}} = q^{of} [p(q^a + q^{of}) - \gamma - t^{of}] = 0$$

$$(5.42c) \quad \mu \geq 0$$

$$(5.43c) \quad \mu \frac{\partial L}{\partial \mu} = \mu [A - q^a] = 0$$

$$(5.42d) \quad \Delta K \geq 0$$

$$(5.43d) \quad \Delta K \frac{\partial L}{\partial \Delta K} = \Delta K [-\beta + \lambda] = 0$$

$$(5.42e) \quad \lambda \geq 0$$

$$(5.43e) \quad \lambda \frac{\partial L}{\partial \lambda} = \lambda [\bar{K} + \Delta K - q^a - q^{of}] = 0$$

Av antakelsene over kan vi tenke oss tre scenarioer for etterspørselen. Første scenario er at etterspørselen er innenfor abonnementet, $q^a < A$. Dette vil, gitt riktig prissetting, være situasjonen i store deler av tiden da NVE legger opp til at overforbruksleddet kun skal utløses i noen perioder med spesielt høy etterspørsel. I andre scenario antar jeg at etterspørselen overgår abonnementet, som dermed utløser overforbruksleddet, men at kapasitetsskranken ikke er bindende. Til slutt antar jeg i scenario 3 at etterspørselen overgår både abonnementet og kapasitetsskranken. Jeg vil videre alltid anta at det er positivt konsum, uavhengig av om abonnementet overskrides eller ikke. Dette betyr at $q^a > 0$ og vi får dermed betingelse (5.44).

$$(5.44) \quad \frac{\partial L}{\partial q^a} = p(q^a + q^{of}) - \gamma - \mu - \lambda = 0 \quad \Leftrightarrow \quad p(q^a + q^{of}) = \gamma + \mu + \lambda$$

5.3.2 Scenario 1

Som nevnt antar jeg i første scenario at etterspørselen er innenfor abonnementet, $q^a < A$. I henhold til (5.43c) betyr dette at skyggeprisen på abonnementsbegrensningen er lik null, $\mu = 0$. Dette betyr også at kapasitetsskranken ikke er bindende, som i henhold til (5.43e) betyr at skyggeprisen på kapasitetsskranken er lik null, $\lambda = 0$. Optimal pris på variabelt ledd i perioden er dermed gitt av (5.45) og vil tilsvare marginalkostnaden (inkludert marginaltapet i nettet). Tariffkostnaden for konsumentene blir dermed abonnementet og det marginaltapsbaserte energileddet.

$$(5.45) \quad p^* = p(q^a + q^{of}) = \gamma$$

Om vi fremdeles inkluderer skyggeprisen på abonnementsbegrensningen i betingelsen, på tross av at denne er lik null, og kombinerer dette med betingelse (5.41b) har vi følgende to betingelser for konsumet.

$$(5.46a) \quad p(q^a + q^{of}) - \gamma = \mu = 0$$

$$(5.46b) \quad p(q^a + q^{of}) - \gamma \leq t^{of}$$

Vi kan kombinere disse og finne:

$$(5.47) \quad \mu = 0 \leq t^{of}$$

Som definert tidligere er $t^{of} > 0$, og vi får dermed $\mu = 0 < t^{of}$. Vi vet fra (5.46a) at $p(q^a + q^{of}) - \gamma = 0$, og dette kombinert med (5.46b) betyr at $p(q^a + q^{of}) - \gamma = 0 < t^{of}$. Av (5.43b) finner vi dermed at dette betyr at $q^{of} = 0$, på grunn av at $\mu = 0$. Dette kommer av at μ representerer skyggeprisen på abonnementsbegrensningen, og dermed kan tolkes som marginal betalingsvillighet for å overstige eller øke abonnementet. Dersom denne betalingsvilligheten er mindre enn prisen på overforbruk, $\mu < t^{of}$, vil dermed konsumenten ikke anse det som verdt å overstige abonnementet, og den vil dermed heller redusere effektuttaket enn å utløse overforbruksleddet.

5.3.3 Scenario 2

I andre scenario antar jeg som nevnt at konsumet overstiger abonnementet, som gjør at $q^a = A$. Dette betyr i henhold til (5.43c) at skyggeprisen på abonnementsbegrensningen er positiv, $\mu > 0$. Samtidig antar jeg at kapasitetsskranken ikke er bindende, som i henhold til (5.43e) tilsier at $\lambda = 0$. Vi får dermed betingelse (5.48a), som forteller oss at optimal pris vil være lik marginalkostnaden og skyggeprisen på abonnementsbegrensningen. Ettersom konsumenten overstiger abonnementet vil dette utløse overforbruksleddet, $q^{of} > 0$, og i henhold til (5.43b) finner vi dermed at $\frac{\partial L}{\partial q^{of}} = p(q^a + q^{of}) - \gamma - t^{of} = 0$. Dette kan vi omskrive til betingelse (5.48b) under.

$$(5.48a) \quad p(q^a + q^{of}) = \gamma + \mu$$

$$(5.48b) \quad p(q^a + q^{of}) = \gamma + t^{of}$$

Om vi kombinerer (5.48a) og (5.48b) kan vi se at optimal overforbrukspris, t^{of} , er lik skyggeprisen på abonnementsbegrensningen, $t^{of} = \mu$. Skyggeprisen på abonnementsbegrensningen, μ , representerer som nevnt konsumentenes marginale betalingsvillighet for å øke abonnementet, altså få tilgang til mer overføring av elektrisitet. Når overforbruksleddet settes lik denne betalingsvilligheten vil dette gi prissignaler til konsumenten når abonnementet overskrides, som vil bidra til å redusere økningen i effektuttaket.

5.3.4 Scenario 3

Når vi også inkluderer antakelsen om at etterspørselen overstiger kapasitetssranken, vil nå skyggeprisen på denne være større enn null, $\lambda > 0$, i henhold til (5.43e). Dette gjør at vi får betingelse (5.49a) og (5.49b) under.

$$(5.49a) \quad p(q^a + q^{of}) = \gamma + \mu + \lambda$$

$$(5.49b) \quad p(q^a + q^{of}) = \gamma + t^{of} + \lambda$$

Disse betingelsene forteller dermed at ved bindende kapasitetsskranke vil optimal pris være lik marginalkostnaden, overforbruksleddet som tilsvarer skyggeprisen på abonnementsgrensen og skyggeprisen på kapasitetssranken. I henhold til (5.43d) vil bindende kapasitetsskranke som fører til at man øker kapasiteten, $\Delta K > 0$, tilsi at de marginale kapitalkostnadene skal være lik marginal betalingsvillighet for økt kapasitet, $\beta = \lambda$. Kombinerer vi dette med (5.49a) og (5.49b) over, finner vi at optimal pris vil være lik marginalkostnaden, overforbruksleddet og marginal kapitalkostnad. Dersom konsumentene utløser investeringsbehov i nettet med sitt effektuttak bør de dermed også bære kostnadene for dette, og man kan tenke seg at marginal kapitalkostnad inkluderes i overforbruksleddet ved en slik situasjon.

5.3.5 Diskusjon rundt modellens antakelser

Modellen gjennomgått ovenfor har noen tydelige svakheter. For eksempel finner vi ikke optimal størrelse på abonnementet og dets tilhørende pris. Disse bør imidlertid avhenge av nettselskapenes kostnader. For eksempel kan vi tenke oss at det residuale inntektsbehovet spres utover abonnementene, slik at konsumenter med høy betalingsvillighet dekker en større andel av dette inntektsbehovet enn konsumenter med lavere betalingsvillighet. Man kan si at dette er en variant av Ramsey-Boiteux-prising, som Decker (2015) definerer som en prismodell hvor prisene skal være proporsjonalt inverse til konsumentenes etterspørselsetastisitet. På denne måten vil konsumenter med høy betalingsvillighet som velger et stort abonnement dekke en større andel av det residuale inntektsbehovet, og man reduserer dermed vridningen i konsumet gjennom innkrevingen av nettselskapenes underskudd.

Når det gjelder overforbruksleddet har jeg i henhold til modellen ovenfor funnet at denne bør tilsvare konsumentenes marginale betalingsvillighet for å overstige abonnementet. Dette vil gi konsumentene prissignaler om å redusere sitt effektuttak når dette overstiger abonnementet, men man kan på samme måte som med abonnementet også tenke seg at også overforbruksleddet bør avhenge av nettselskapets kostnader. Dette betyr at dersom konsumentenes marginale betalingsvillighet overstiger kostnadene vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt at de overstiger abonnementet og på denne måten utløser kostnader i nettet. Man kan dermed argumentere for at

overforbruksleddet bør settes tilsvarende marginale kapitalkostnader. Modellen tar imidlertid for seg en statisk situasjon, hvor økning i kapasitet skjer momentant ved behov. I dette tilfelle vil optimalt abonnement tilsvare kapasiteten i nettet, og overforbruk dekkes gjennom utvidelse av nettets kapasitet. Dersom overforbruksleddet settes lik marginale kapitalkostnader vil dermed disse investeringskostnadene dekkes gjennom overforbruksleddet, og dersom konsumentene har lavere betalingsvillighet enn kostnadene vil de velge å heller redusere effektuttaket enn å betale prisen, slik at man ikke må øke kapasiteten. Man oppnår dermed en samfunnsøkonomisk effektiv tilpasning av konsum og investeringer.

Vi vet derimot at utvidelse av kapasiteten må skje i forkant av økningen i topplastuttak, og med bakgrunn i dette kan man argumentere for at overforbruksleddet, på tross av at effektuttaket i dag ikke direkte utløser investeringsbehov, fortsatt bør settes tilsvarende de marginale kapitalkostnadene. Overforbruksleddet vil dermed reflektere kostnadene konsumentene påfører nettet i framtiden, og på den måten kan man få tilpasninger til gode for nettet i dag. På samme måte som før vil dermed konsumentene redusere sitt effektuttak dersom kostnadene overstiger deres betalingsvillighet, og man vil oppnå en samfunnsøkonomisk optimal tilpasning. Dersom betalingsvilligheten overstiger kostnadene vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke kapasiteten.

5.4 Målt effekt

Jeg har i denne analysen ikke formulert en modell for modellen målt effekt, da denne vil bli for omfattende til å gi innsikt i mekanismene som foregår. I lys av teorien gjennomgått ovenfor kan vi allikevel finne at energileddet bør tilsvare marginaltapet i nettet, for å gi korrekte prissignaler om kostnadene konsumentene påfører nettet på kort sikt. På lang sikt vil det imidlertid være effektleddet som skal gi prissignaler om kostnadene konsumentene påfører nettet gjennom sitt kapasitetsbehov, i form av effektuttak. Effektleddet bør dermed settes slik at de marginale kapitalkostnadene dekkes gjennom dette, og på den måten gir signaler om kostnadene konsumentene påfører nettet. Dette betyr at dersom konsumentenes marginale betalingsvillighet for økt kapasitet overstiger de marginale kapitalkostnadene, vil det dermed være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut kapasiteten. Dersom derimot kostnadene ved utvidelse av nettet overstiger betalingsvilligheten, vil en utvidelse av kapasiteten medføre et samfunnsøkonomisk tap. Siden prisen på det maksimale effektuttaket vil være satt på forhånd for å gi forutsigbarhet for konsumentene, kan det dermed være rasjonelt å differensiere prisene mellom periodene etter når sannsynligheten for at kapasitetssranken er bindende. På denne måten kan man gi prissignaler på forhånd av konsumet for når konsumentene bør redusere sitt effektuttak. Dette vil dermed gi en lignende struktur som TOU-modellen, bare avregnet etter effektuttak (kWh/h) i stedet for energikonsum (kWh) med differensierte priser mellom høylast- og lavlastperiodene. Jeg vil komme tilbake til dette i kapittel 6.2.2.

6. Diskusjon

Som jeg nevnt innledningen til oppgaven vil jeg fokusere på de tre problemstillingene:

1. Vil effekttariffer kunne bidra til en mer rettferdig fordeling av kostnader?
2. Vil effekttariffer bidra til mer effektiv utnyttelse av eksisterende nett?
3. Vil effekttariffer bidra til mer effektiv utvikling av nettet?

Jeg vil i dette kapitlet diskutere effektene av de tre alternativene sett i lys av disse problemstillingene.

6.1 Treffsikkerhet

Når man med ny tariffstruktur ønsker å redusere toppplastuttaket for å utsette eller redusere investeringsbehovet i nettet vil en av de viktigste kriteriene være modellens treffsikkerhet. Dersom konsumenten får prissignaler som fører til en reduksjon i effektuttaket når belastningen ellers i nettet er lav, vil dette føre til et samfunnsøkonomisk tap, da konsumentenes nytte reduseres samtidig som investeringsbehovet i nettet ikke reduseres. Flest mulig konsumenter bør dermed få prissignaler som gir insentiver til reduksjon i effektuttaket når den samlede belastningen på nettet er høyt. Dette vil dermed redusere dimensjonerende last, som igjen kan redusere investeringsbehovet i nettet, og dermed gi konsumentene lavere tariffkostnader på sikt.

Optimal tariffstruktur fra et samfunnsøkonomisk perspektiv vil være en dynamisk modell, som korrekt reflekterer kostnadene konsumentene påfører nettet gjennom hele døgnet og hele året. «I distribusjonsnettet dimensjoneres nettet i liten grad av enkeltkunders effektbelastning, men av samlagringen av alle kundene innenfor et område.» (Hansen et al., 2017, s. 10). Optimal tariff vil dermed ha en høy pris når total belastning på nettet fra alle konsumenter innenfor et område er høyt. Den totale belastningen på nettet er derimot kjent ex post, og en avregning i ettertid av tidspunktet kraften er konsumert vil medføre en avregning som er svært vanskelig å forutsi for konsumenten, og modellen vil dermed være for kompleks til at den er forståelig. Man bør dermed søke å utvikle en modell som gir et tilnærmet optimalt resultat, gitt at modellen skal være enkel nok til at den er forståelig og forutsigbar for konsumentene. Prisene bør dermed settes ex ante og bør ligge fast en rimelig periode, for eksempel ett år, slik at konsumentene har forutsigbare priser og kan gjøre forbruksendringer i henhold til dette som er til nytte for kostnadsnivået i nettet.

6.1.1 Målt effekt

NVE påpeker at det «er viktig at flest mulig kunder har insentiv til å redusere forbruket i de timene nettet er høyest belastet, for at tariffen skal ha potensial til å redusere nettets topplast.» (Hansen et al., 2017, s. 12). En viktig diskusjon når det gjelder modellen målt effekt er dermed lengden på avregningsperioden. Om man har en lang avregningsperiode, reduseres sannsynligheten for at kundens topplasttime sammenfaller med nettets topplasttime (Hansen et al., 2017, s. 12). Man kan dermed risikere at konsumentene får prissignal i perioder hvor nettet ikke er belastet i særlig grad, som kan gi forbruksvridninger som ikke er ønskelig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. I data NVE har studert kommer det fram at månedlig avregningsperiode gir «lite sammenfall mellom enkeltkundens høyeste forbrukstime og nettets topplasttime» (Hansen et al., 2017, s. 12). Dersom konsumentene avregnes på månedlig basis vil mange dermed få prissignaler som gir insentiver for reduksjon i topplast når dette ikke er ønskelig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Hansen et al. (2017) trekker også fram at konsumentene raskt bør ha nytte av reduksjon i effektuttaket, og at høyt effektuttak ikke bør bli heftende for konsumentene i lang tid. Konsumentene bør også få informasjon om eget effektuttak og påfølgende tariffkostnad etter relativt kort tid etter effektuttaket har funnet sted, og daglig avregningsperiode framstår dermed som et godt alternativ. Dette fører til at konsumentene allerede dagen etter vil kunne redusere effektuttaket dersom de ser at dette har vært høyt dagen før, og dermed har gitt en høy tariffkostnad.

En kortere avregningsperiode, for eksempel timesvis, vil derimot ofte gi prissignaler til konsumentene. Dette kan virke forvirrende for konsumentene, og prissignaler når det faktisk er behov for lastreduksjon kan dermed bli utydelige på grunn av hyppige prissignaler. I tillegg vil en hyppig avregning av effektleddet medføre lav pris per kilowatt (kWh/h) siden nettselskapenes inntekter er begrenset av inntektsrammen satt av NVE. Kostnaden for effektuttak vil dermed bli lav, selv når belastningen på nettet er høy, noe som vil dempe prissignalene til konsumenten. Hyppige prissignaler vil i tillegg ikke være optimalt da konsumenten i de fleste timer i løpet av et år ikke bidrar til økt investeringsbehov i nettet, som vi også så av Figur 3.1. Prissignalene bør altså komme når det faktisk er behov for reduksjon i effektuttaket.

Med daglig avregningsperiode risikerer man derimot også at konsumentenes maksimale effektuttak ikke sammenfaller med timer med høy belastning i nettet, selv om sannsynligheten er lavere. Dette vil dermed gi feil prissignaler, som på samme måte som med månedlig avregning. Alt i alt vurderer jeg dermed denne modellen som lite treffsikker når det gjelder prissignalene den gir konsumentene. Dette kan derimot bedres ved å tidsdifferensiere effektleddet, som jeg vil komme tilbake til i kapittel 6.2.2.

6.1.2 Abonnert effekt

Modellen for abonnert effekt vil etter min mening ha det samme problemet som ovenfor når det gjelder sammenfall mellom konsumentenes maksimale effektuttak og den totale belastningen på nettet. Her vil det være treffsikkerheten til overforbruksleddet som har betydning, da dette skal gi konsumentene prissignaler om å redusere effektuttaket når dette overstiger abonnementet. Dersom konsumentenes effektuttak overstiger abonnementet i perioder med ellers lav belastning i nettet vil overforbruksleddet gi insentiver til reduksjon i effektuttaket når dette ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Dette vil være et problem på døgnbasis, men om man ser på året som helhet vil abonnert effekt gi bedre treffsikkerhet enn målt effekt. Abonnementsgrensen til konsumenten vil være den samme hele året, gitt at konsumenten ikke stadig endrer sitt abonnement. Her vil det være hensiktsmessig å minne om Figur 3.1 som viste effektuttaket gjennom året, og som man kunne se var det betydelige forskjeller mellom vinter og sommer, og det er dermed effektuttaket vinterstid som vil være dimensjonerende for nettet. Sannsynligheten for at abonnementet overstiges og overforbruksleddet utløses vil dermed være størst vintertid, og prissignaler som fører til reduksjon i topplasten på denne årstiden vil dermed kunne redusere investeringsbehovet i nettet. Hansen et al.(2017) trekker også fram dette som en vesentlig styrke for denne modellen.

Når det gjelder treffsikkerheten vil også prisnivået til overforbruksleddet spille en rolle. Dersom prisen på overforbruksleddet er lav til dette føre til at konsumentene anser det som lønnsomt å velge et lavt abonnement som dermed gir flere timer med overforbruk: «Dette gir flere kunder prissignal om forbruksreduksjon i topplasttiden, men samtidig vil også flere kunder få prissignal om å redusere forbruket i andre timer.» (Hansen et al., 2017, s. 11). Flere får dermed insentiver til å redusere effektuttaket når det er høy belastning i nettet, men flere vil også få insentiver til å redusere effektuttaket når det er ubenyttet kapasitet, som kan representere et samfunnsøkonomisk tap. Et høyt overforbruksledd kan derimot føre til at konsumentene velger et høyt abonnement som gjør at de sjeldent vil utløse overforbruksleddet. De vil dermed ikke få prissignaler som bidrar til å redusere topplastuttaket, samtidig som abonnementskostnaden blir unødig høy.

Et alternativ kan derimot være å tidsdifferensiere overforbruksleddet, slik at dette er høyere i perioder med typisk høy belastning og lavere i lavlastperioder, som i TOU-modellen. Jeg vil komme tilbake til dette i kapittel 6.2.2. Hansen et al. (2017) legger også til at denne modellen gir mindre usikkerhet for konsumentene sammenlignet med målt effekt, «fordi kundene vet at overforbruksleddet slår inn når forbruket er over valgt abonnementsgrense.» (Hansen et al., 2017, s. 20). Tariffkostnaden vil også bli jevnere, da hovedkostnaden ligger på abonnementet og overforbruksleddet i store deler av året sannsynligvis ikke vil utløses.

6.1.3 Tidsavhengig energiledd

TOU-modellen vil etter min mening være den mest treffsikre på kort sikt av de tre alternativene. Her differensieres prisene mellom periodene etter belastningen på nettet, og konsumentene vil dermed få prissignaler og insentiver til å redusere effektuttaket i perioder med typisk høy belastning. Hvordan modellen utformes vil ha betydning for treffsikkerheten, alt fra en enkel todeling av døgnet som jeg har antatt i kapittel 5 til priser som varierer fra time til time for å følge belastningen gjennom hele døgnet. Jeg vil komme tilbake til forskjellige utforminger av tidsavhengig energiledd i kapittel 6.2.2.

Om vi fortsatt fokuserer på modellen fra kapittel 5 kan man huske at vi fant at optimal tariff i lavlastperioden er lik marginaltapet i nettet og i høylastperioden bør man ha et prispåslag som reflekterer kostnadene konsumentene påfører nettet i form av økt investeringsbehov. Prisen bør dermed bare reflektere de variable kostnadene konsumentene påfører nettet når belastningen, og dermed også utnyttelsen, er lav. Når man øker prisen i perioder hvor belastningen er høyere vil dette gi prissignaler om å redusere konsumet, og man kan redusere belastningen og dermed utsette eller redusere investeringsbehovet. Prisene i de to periodene reflekterer dermed kostnadene konsumentene totalt sett påfører nettet, og alle konsumentene får dermed prissignal i disse periodene, uavhengig av når de har sitt maksimale effekttak, som med målt effekt, og om overforbruket oppstår i disse periodene, som med abonnert effekt.

Priser i henhold til kortsiktige og langsiktige marginalkostnader vil derimot medføre et residuelt inntektsbehov på grunn av de høye investeringskostnadene. Inndekning av dette bør skje gjennom priser som gir minst mulig vridning i konsumet, i henhold til hva som ble nevnt i kapittel 2.1.1. Dersom man som i dagens tariffstruktur skal dekke inn det noe av det residuale inntektsbehovet gjennom energileddet, vil dette leddet dermed ikke reflektere marginalkostnadene ved konsum, som ikke er samfunnsøkonomisk optimalt. Hansen et al. (2017) påpeker at innkreving av det residuale inntektsbehovet kan gjøres gjennom fastleddet, men man må dermed differensiere dette mellom kundegrupper. Dersom kun fastleddet økes kan dette som nevnt i kapittel 2.1.1 medføre at noen konsumenters marginale betalingsvillighet overstiges. Man kan dermed observere at konsumenter kobler seg av nettet, og investerer i egen produksjon gjennom for eksempel solceller, i tillegg til oppvarming gjennom andre energibærere.

Jeg har altså påstått at TOU-modellen er treffsikker på kort sikt, men om man ser tilbake på Figur 3.1 kan vi huske at det er vinterstid belastningen på nettet er på sitt høyeste. Reduksjon i effektuttaket sommerstid har dermed ingen hensikt, og medfører et samfunnsøkonomisk tap. Man kan dermed argumentere for sesongdifferensiering av energileddet, som jeg vil komme tilbake til i neste kapittel.

6.2 Prisdifferensiering

Differensiering av tariffen kan altså bedre modellenes treffsikkerhet. Dette kan for eksempel være å differensiere de variable leddene mellom årstidene, på timesbasis gjennom døgnet eller differensiering av det marginaltapsbaserte energileddet. Det kan også være hensiktsmessig å differensiere fastleddet basert på relevante nettforhold, som for eksempel geografiske faktorer. Differensiering av tariffleddene skal altså bidra til prissignaler til konsumentene for å sørge for effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, og inndekning av det residuale inntektsbehovet utover dette skal i henhold til samfunnsøkonomisk teori gi minst mulig vridning i konsumentenes tilpasning (Hansen et al., 2017, s. 15).

6.2.1 Sesongdifferensiering

Som vi så av Figur 3.1 på side 16 vil toppplastuttaket gjennom året høyst sannsynlig oppstå vinterstid, som betyr at man på sommerhalvåret har mye ubenyttet kapasitet, som også ble illustrert av Figur 4.1. For å bedre tariffens effektivitet og treffsikkerhet kan man dermed tenke seg at man differensierer prisene mellom årstidene, ved å ha en høyere sats vinterstid enn på sommeren. Dette vil gi prissignaler som gir insentiver til reduksjon i effekttaket i perioder med dimensjonerende last på nettet, som kan utsette eller redusere investeringsbehovet i nettet. Man kan derimot tenke seg at dette vil møte politisk motstand, da konsumentene har høyere nytte av konsumet vinterstid til spesielt oppvarming. Som det ble nevnt i kapittel 4.2.2 trekker også Vennemo et al. (2017) fram at fleksibilitet i oppvarmingen er størst på timesbasis, da man ikke har samme mulighet for forbruksforflytting på lengre sikt. Dersom man sesongdifferensierer prisene vil alternative oppvarmingsformer bli relativt rimeligere sammenlignet med elektrisitet, og man kan dermed se substitusjonseffekter ved at konsumentene i stedet for å varme opp med elektriske apparater velger for eksempel vedfyring eller andre oppvarmingsformer.

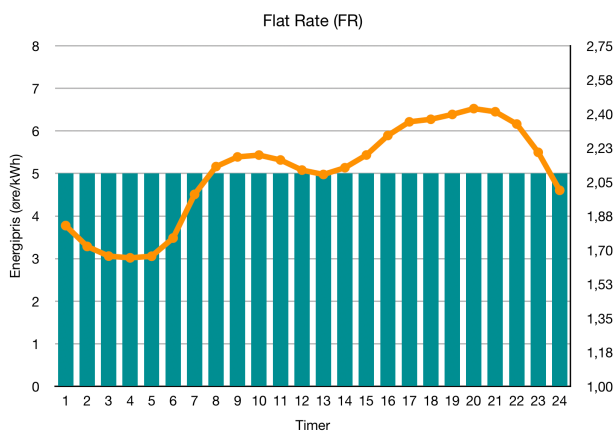
I følge Andersen & Mook (2015) er nettselskapene også i dag forpliktet å tilby tidsdifferensierte energiledd til konsumenter med forventet årlig konsum over 8.000 kWh. Disse differensierte tariffsatsene innebærer ofte høyere energiledd vinterstid enn på sommerhalvåret. NVE har derimot fått tilbakemelding fra nettselskapene at «svært få kunder velger tariffen med sesongvariabelt energiledd.» (Andersen & Mook, 2015, s. 12). Siden dette derimot kan gi mer korrekte prissignaler i henhold til samfunnsøkonomisk teori, kan det dermed være hensiktsmessig å inkludere dette som et pålagt element i tariffstrukturen.

En ulempe med TOU-modellen er altså at den ikke tar hensyn til sesongvariasjoner ved at energileddet også er høyere i perioder hvor kapasiteten er god, spesielt sommerstid. Samfunnsøkonomisk teori tilsier dermed at energileddet i denne modellen også bør sesongdifferensieres. Dersom man ikke gjør dette, vil man kunne få underutnyttelse i perioder hvor

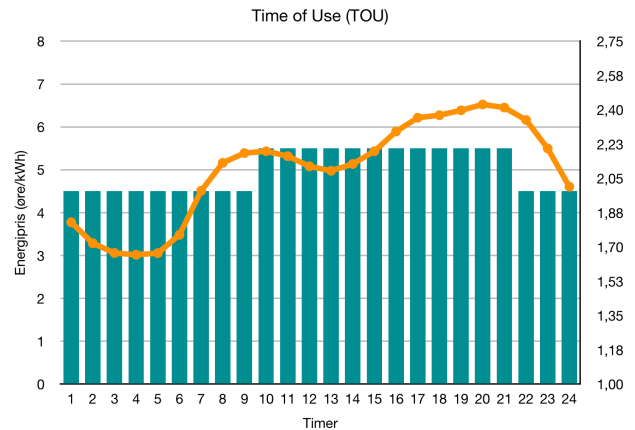
belastningen på nettet er lav, som kan skape et samfunnsøkonomisk tap. I lys av tariffenes treffsikkerhet bør prissignalene i stedet avhenge av effektuttaket i perioder hvor effektuttaket faktisk tilsier at kapasiteten må utvides. Abonnert effekt kan dermed være et bedre alternativ når man har hensyn til sesongvariasjonene. Denne modellens struktur bidrar som nevnt til sesongdifferensiering av prisene, ved at sannsynligheten vil være størst for at overforbruksleddet utløses vinterstid, da grunnlastuttaket er høyere. Konsumentene vil dermed oftere få prissignaler vinterstid, og overforbruksleddet kan dermed fungere som en form for sesongdifferensiering.

6.2.2 Timesdifferensiering

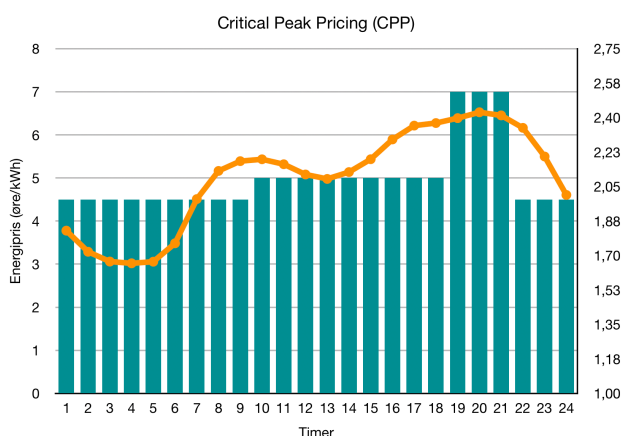
På grunn av at fleksibiliteten ofte er størst på timesbasis vil det også være samfunnsøkonomisk lønnsomt å differensiere prisene gjennom døgnet, som for eksempel TOU-modellen gjør. I en slik modell uten effektledd kan man tenke seg fire former for timesdifferensiering av energileddet, for å gi prissignaler som effektleddet ellers ville gitt. Dette er illustrert av Figur 6.1 - 6.4 under.



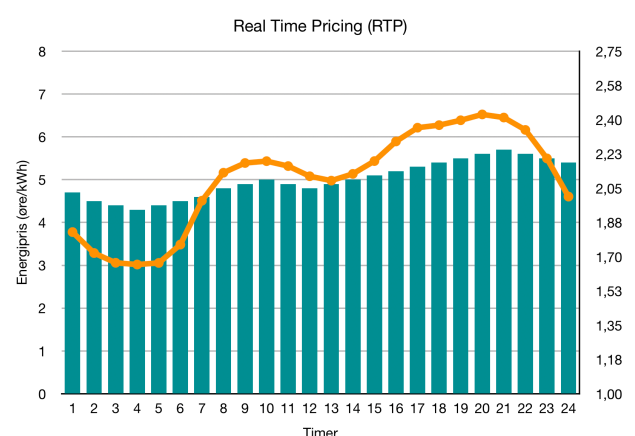
FIGUR 6.1 Flat Rate (Tennbakk et al., 2013, s. 14).



FIGUR 6.2 Time of Use (Tennbakk et al., 2013, s. 14).



FIGUR 6.3 Critical Peak Pricing (Tennbakk et al., 2013, s. 14).



FIGUR 6.4 Real Time Pricing (Tennbakk et al., 2013, s. 14).

Figurene er hentet fra Tennbakk et al. (2013), og er utformet slik at total tariffkostnad gjennom døgnet er lik 120 øre, som vil gi gjennomsnittlig energiledd lik 5 øre/kWh.²⁷ Jeg har også inkludert grafen for gjennomsnittlig effektuttak for en representativ konsument fra Figur 3.4, for å kunne sammenligne hvordan tariffstrukturene sammenfaller med den gjennomsnittlige forbruksprofilen.

Dagens tariffstruktur med flatt energiledd gjennom døgnet er illustrert av Figur 6.1. Her kan man se at prisen holder seg på 5 øre/kWh gjennom hele døgnet, og konsumenten får dermed ikke prissignaler om å redusere effektuttaket i perioder hvor belastningen er høy. Energileddet vil som man kan se overstige effektuttaket i perioder med lav belastning, og være lavere enn effektuttaket i perioder med høy belastning. Dette underbygger dermed resultatene fra kapittel 5.2.3, hvor det ble vist at flat tariffstruktur fører til høy belastning i høylastperioder og for lavt effektuttak i lavlastperioder.

Dette bedres i Figur 6.2 hvor TOU-modellen er illustrert. Her kan man se at prisene i større grad sammenfaller med forbruksprofilen ved at de er høyere på dagtid. Allikevel vet vi at effektuttaket varierer betydelig også på dagtid, med normalt høyest belastning på ettermiddag/kveld. Det er dermed i disse timene man vil observere dimensjonerende last for nettet, og for å kunne redusere effektuttaket i disse timene spesielt kan det være aktuelt å spisse prissignalene ytterligere.

Dette kan man oppnå gjennom tariffstrukturen Tennbakk et al. (2013) definerer som «Critical Peak Pricing» (CPP). Dette er illustrert i Figur 6.3, og som man kan se er prisen spesielt høy på kveldstid for å redusere effektuttaket i disse timene hvor belastningen er på sitt høyeste. Man kan tenke seg at prisene i disse timene vil være høyere enn de kortsiktige marginalkostnadene, og det vil dermed være tydelig at man setter prisene på dette nivået for å utsette eller redusere investeringsbehovet i nettet, som effektleddet ellers ville gitt prissignaler om.

Siste alternativ man kan tenke seg er det Tennbakk et al. (2013) definerer som «Real Time Pricing» (RTP), som er illustrert i Figur 6.4. Her vil energileddet i hver time reflektere kostnaden konsumentene påfører nettet, og på den måten kan man oppnå optimal tilpasning. Som nevnt tidligere vil effektleddene i alternativene målt effekt og abonnert effekt avregnes etter kWh/h, som er den minimale tidsoppløsningen AMS-målerne kan tilby. RTP-modellen vil dermed tilsvare målt effekt med avregning av effektleddet hver time, som jeg nevnte i kapittel 6.1.1. Dette vil derimot være en kompleks modell, som jeg også nevnte i kapittel 6.1.1, og kan dermed være vanskelig å forstå for konsumentene.

²⁷ Figurene er endret noe fra opprinnelig utforming for å tilpasses effektuttaket for en gjennomsnittlig konsument som jeg har brukt gjennom hele oppgaven. Prisen i rapporten var også i utgangspunktet oppgitt i EUR/MWh, men dette er endret til øre/kWh for å falle bedre overens med prisene konsumentene står ovenfor.

Både TOU, CPP og RTP kan føre til lastflytting mellom periodene, da prisene i lavlastperioder blir relativt rimeligere enn i høylastperiodene. CPP kan man imidlertid tenke seg fører til det jeg definerte som høylastreduksjon, da den høye prisen kan stimulere til substitusjon fra elektrisitetsbasert fyring til for eksempel vedfyring i denne perioden. Ved kort periode med spesielt høy pris, for eksempel i én time, kan man imidlertid tenke seg at konsumenten ikke velger annen oppvarmingsform da man kan utsette dette konsumet i for eksempel en time, uten særlig tap av komfort.

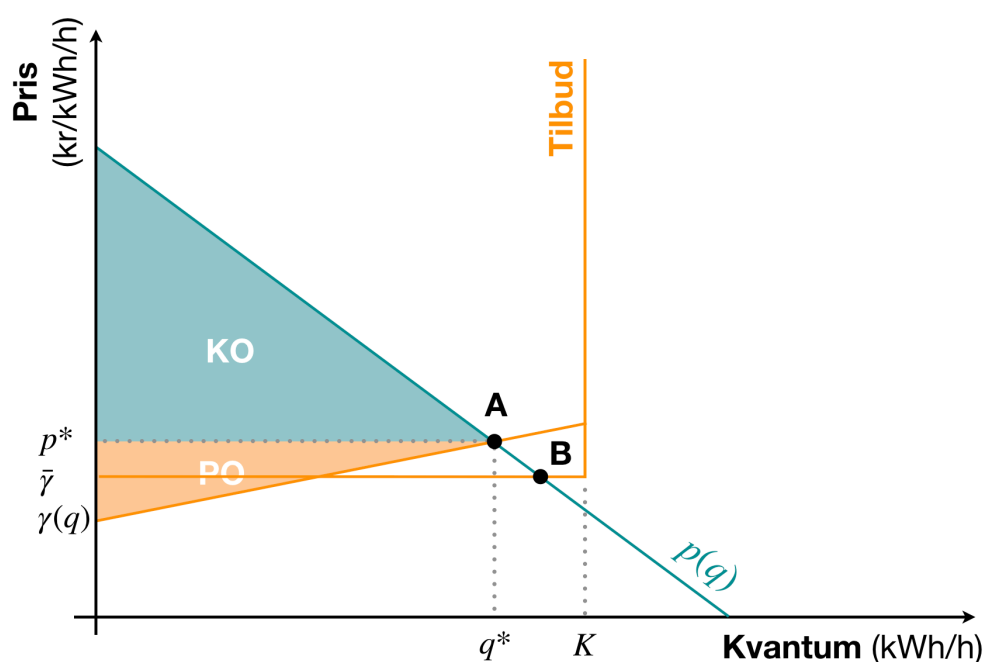
Det vil altså være en avveining mellom kompleksitet og samfunnsøkonomisk optimal modell mellom disse fire formene for timesdifferensiering. En optimal modell vil etter samfunnsøkonomisk teori kontinuerlig reflektere kostnadene konsumentene påfører nettet, som i RTP-modellen, men kan allikevel ikke være hensiktsmessig å innføre denne på grunn av dens kompleksitet. Dersom man ser økningen i effektuttaket, med påfølgende investeringsbehov, som den største utfordringen kan CPP være et godt alternativ. Denne vil dermed i teorien gi betydelige reduksjoner i effektuttaket i perioder med høy belastning. Prisen i denne perioden kan imidlertid være så høy at den ikke korrekt reflekterer kostnadene konsumentene påfører nettet i topplastperioden, som kan gi samfunnsøkonomiske tap ved for høy reduksjon i effektuttaket.

Spesielt vil timesdifferensiering av prisene som med TOU-modellen gi et mer effektivt resultat enn de to andre alternativene for konsumenter med atypisk forbruksprofil. Disse konsumentene vil ha høyt effektuttak når belastningen ellers i nettet er lav og lavere effektuttak når belastningen er høy. Prissignaler som baserer seg på konsumentens effektuttak og ikke nettets totale belastning vil føre til at disse konsumentene får prissignaler på tidspunkter hvor det ikke er ønskelig at deres forbruksmønster endres. Tvert i mot vil dette være ønskelig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, da disse bidrar til å utjevne belastningen på nettet gjennom døgnet, som den nye tariffstrukturen skal bidra til.

For modellene målt effekt og abonnert effekt åpner Hansen et al. (2017) som nevnt opp for å kombinere modellene med TOU-modellen for å bedre deres treffsikkerhet. Dette gjøres ved å differensiere prisen på henholdsvis topplastuttak eller overforbruksleddet. For målt effekt vil dermed tariffkostnaden øke dersom effektuttaket i løpet av døgnet er høyest under perioder hvor nettet ellers har høy belastning. I modellen abonnert effekt vil på samme måte overforbruksleddet være høyere dersom man overstiger abonnementet i høylastperioder. Dette styrker dermed prissignalene til konsumentene, og forbedrer treffsikkerheten til de to modellene. NVE påpeker imidlertid at dette må avveies mot økt kompleksitet i modellen (Hansen et al., 2017, s. 11).

6.2.3 Differensiering av marginaltapssatser

På kort sikt bør variable ledd reflektere de kortsiktige marginalkostnadene for å gi optimal tilpasning. Dette betyr dermed at energileddet bør settes lik marginaltapet i nettet, som nevnt tidligere. Marginaltapet i nettet øker derimot med overføringen av elektrisitet, og Andersen & Mook (2015) trekker som nevnt i kapittel 4.3.2 fram at energileddet dermed kan fungere som en form for kapasitetsprising, gitt at energileddet kontinuerlig følger marginaltapet. For å inkludere dette i Figur 5.3 fra kapittel 5.2.2 vil marginalkostnaden nå ikke være konstant fram til kapasitetsskranken, men vil øke inntil kapasitetsskranken er nådd.²⁸ Dette kan vi illustrere i Figur 6.5 under.



FIGUR 6.5 Ekvilibrium og optimalt energiledd med stigende marginaltapssats.

Nå vil dermed marginalkostnaden øke med kvantum overført, og Thema Consulting Group trekker fram at «Tapskoeffisientene i nettet er tilnærmet kvadratiske som funksjon av lasten (overført energi), noe som reflekteres i en lineært stigende kortsiktig marginalkostnad for en gitt energipris.» (Tennbakk et al., 2013, s. 9). Dette betyr dermed at $\gamma'(q) > 0$. Jeg har i figuren også inkludert antakelsen om konstant marginaltapssats, representert ved kurven $\bar{\gamma}$. Her antar jeg at denne settes noe høyere enn laveste marginaltap ved stigende marginaltapssats, slik at den representerer et slags gjennomsnitt. Med konstant marginaltapssats vil vi finne ekvilibrium i punkt B, hvor marginalkostnaden tilsvarer marginal betalingsvillighet, $p(q)$. Sammenligner vi dette med ekvilibrium gitt av stigende marginaltapssats som vi finner i punkt A, kan vi dermed se at effektuttaket vil være høyere enn hva som er optimalt gitt reelt marginaltap i nettet. Med stigende marginaltapssats vil optimal pris være lik p^* , som gir konsumentenes effektuttak q^* . Dette gjør at vi får et produsentoverskudd (PO) markert av oransje felt i figuren.

²⁸ Her har jeg fortsatt antatt konstant marginalkostnad på produksjon.

Det vil altså være optimalt at energileddet kontinuerlig følger marginaltapet i nettet, men i virkeligheten ville dette være en uforutsigbar prisstruktur for konsumentene å forholde seg til. Prisene bør være kjent for konsumentene *ex ante*, slik at de kan planlegge sitt konsum noe fram i tid, og på den måten redusere effektuttaket under høylastperioder. Nettselskapene bør dermed fastsette marginale tapsprosjenter på forhånd, som vil være kjent for konsumentene. I lys av modellen presentert i kapittel 5.2.2 vil man her kunne differensiere marginalkostnadsleddet mellom lavlast- og høylastperioden, og inkludere to marginalkostnader hvor $\gamma_l < \gamma_h$. Optimalt energiledd i lavlastperioden vil dermed være lavere enn i høylastperioden.

Geografiske avstander vil også spille en viktig rolle for marginaltapskostnadene. Desto lengre avstander elektrisiteten overføres, desto høyere vil tapet av elektrisitet være (Andersen & Mook, 2015, s. 15). Det kan dermed være aktuelt å differensiere det marginaltapsbaserte energileddet etter avstanden mellom produksjonsstedet og området elektrisiteten konsumeres. Nettselskapet kan dermed vurdere å dele inn sitt konsesjonsområde i soner basert på «systematiske forskjeller i marginaltap mellom ulike deler av nettet» (Tennbakk et al., 2013, s. 4).

6.3 Avveining mellom investering og reduksjon i effektuttak

Effektiv utvikling av nettet er som nevnt en langsiktig problemstilling. Man vil da få en avveining mellom økte investeringer i nettet, med påfølgende økt nytte for konsumentene gjennom økt overføringskapasitet, og reduksjon av effektuttaket som også reduserer investeringsbehovet i nettet. Som vi fant i kapittel 5.2.2 vil vi ha investert i optimal kapasitet når marginale kapitalkostnader tilsvarer konsumentenes marginale betalingsvillighet for økt kapasitet, $\beta = \lambda$. Dersom betalingsvilligheten er større enn kostnadene vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i mer kapasitet, mens dersom kostnaden overstiger betalingsvilligheten bør man ikke investere i mer kapasitet, men heller redusere effektuttaket. Dersom tariffen reflekterer marginal kapitalkostnad vil tariffkostnaden i dette tilfellet overstige konsumentenes marginale betalingsvillighet for økt kapasitet, og de vil dermed heller redusere sitt effektuttak enn å betale tariffen. Tariffen stimulerer dermed til konsumendringer som kan redusere investeringsbehovet, når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Når det gjelder investeringene vil det være rasjonelt å bygge ut kapasiteten sprangvis, da «marginalkostnaden ved å utvide overføringskapasiteten er liten sett i forhold til gjennomsnittskostnaden ved kapasitetsøkningen, og det kan være store ekstrakostnader ved underdimensjonering.» (Andersen & Mook, 2015, s. 14). Som Fiksen, Jenssen, Harsem & Landet (2017) trekker fram vil den største kostnadskomponenten være arbeid og grøftegraving²⁹, og om man øker kapasiteten på kablen noe i forhold til det kortsiktige behovet vil disse kostnadene være lave sammenlignet med kostnadene til resten av investeringen. Man må også bygge ut kapasiteten i forkant av økningen i effektuttaket, slik at det er tilstrekkelig kapasitet til å håndtere overføringen for å unngå strømbrydd. Dette gjør at nettselskapene må estimere framtidig kapasitetsbehov basert på forbruksveksten, og disse anslagene er dermed beheftet med stor usikkerhet. Kapasitetsbehovet må estimeres og dekkes over hele nettets levetid når man først investerer, og forventet framtidig vekst i effektuttaket må dermed estimeres mange år fram i tid, som bidrar til den store usikkerheten.

Distribusjonsnettet består av to komponenter som kan virke begrensende på overføringskapasiteten: Overføringskabel og transformator³⁰. Skotland, Eggum & Spilde (2016) har beregnet andelen transformatorer som vil bli overbelastet under tre scenarioer. Disse beregningene viser at «en økning i effektforbruket på 1 eller 2 kW pr. husholdning vil føre til at under 10 prosent av transformatorene vil bli overbelastet. Ved en økning på 5 kW vil over 30 prosent av transformatorene bli overbelastet.» (Skotland et al., 2016, s. 21). Når det gjelder beregninger av ledningsnettet viser dette at ved en økning i effektuttaket på 5 kW vil over 10 prosent av kablene bli overbelastet, og ved en økning i

²⁹ Gravekostnadene vil være spesielt høye i tettbebygde strøk (Fiksen et al., 2017, s. 39).

³⁰ En transformator «omgjør spenningen fra høyspent (11-22 kV) til lavspenning (230 eller 400 V)» (Skotland et al., 2016, s. 20).

effektuttaket på mellom 1 og 2 kW vil det være behov for å skifte ut jordkablene (Skotland et al., 2016, s. 21). Skotland et al. (2016) trekker også fram at på tross av at andelen høyspentkabler som vil bli overbelastet er lavere enn for transformatorer, vil overbelastning av disse medføre betydelig høyere investeringskostnader enn for transformatorene. Reduksjon i toppplastuttaket kan dermed ha stor betydning for investeringskostnadene nettselskapene står ovenfor.

I følge Hansen et al. (2017) er nettselskapenes forventede nettinvesteringer i perioden 2016-2025 på rundt 140 milliarder kroner, som forventes å øke nettleien til husholdningskunder med rundt 30 pst. i nominelle priser frem til periodens slutt. Reduksjoner i effektuttaket som reduserer eller utsetter dette investeringsbehovet vil dermed kunne føre til betydelige besparelser i tariffkostnadene. Det vil allikevel være usannsynlig at økningen i dimensjonerende last for nettet forsvinner helt, så man må regne med noe investeringskostnader i framtiden. Rettferdig fordeling av disse kostnadene mellom konsumentene vil dermed være viktig å oppnå, slik at de som utløser investeringsbehovet også bærer kostnadene for dette. Hvordan økningen i kapasitetsbehovet oppstår vil dermed være viktig. Dersom det gjelder tilkobling av nye konsumenter eller økning i konsumentenes sikringsstørrelser vil disse kostnadene dekkes gjennom anleggsbidraget. Om det derimot skjer innenfor konsumentenes sikringsstørrelse vil dette medføre høyere tariffkostnader, og det er dette jeg vil fokusere på i neste kapittel om kostnadsfordeling.

Samtidig er det viktig å huske på at produksjonen også kan være dimensjonerende for nettet. Som Andersen & Mook (2015) påpeker øker andelen fornybare teknologier som ikke kan styres etter behovet for kraft, som for eksempel vind- eller solkraftverk. Produksjonen i disse kraftverkene er gitt av været, og maksimalbelastningen i nettet kan dermed komme når disse kraftverkene mater inn stor produksjon om det er mye vind eller sol. I en slik situasjon vil en økning i konsumentenes effektuttak i det aktuelle området faktisk bidra til å redusere belastningen på nettet (Andersen & Mook, 2015, s. 8). Dette er derimot en problemstilling på produksjonssiden, og jeg vil derfor ikke gå nærmere inn på dette i denne oppgaven.

6.4 Kostnadsfordeling

Som det har blitt nevnt flere ganger tidligere ser man en tendens til at effektuttaket øker mer enn energikonsumet. «Årsaken til at effektbruken øker mer enn energiforbruket er fordi mange energieffektive apparater har høyt effektuttak, det vil si høy energibruk per tidsenhet.» (Hansen et al., 2017, s. vii). Siden dagens tariffstruktur avregner konsumenten etter energibruk i stedet for effektuttak vil konsumenter som investerer i energieffektiviserende tiltak få lavere tariffkostnader, selv om det kan hende de øker sitt effektuttak. Det er som kjent momentan belastning på nettet gjennom effektuttaket som vil være dimensjonerende for kapasitetsbehovet, og konsumenter som reduserer tariffkostnadene på tross av at de påfører mer belastning for nettet dekker dermed en lavere andel av kostnadene enn hva konsumentet tilsier.

Med innføring av ny tariffstruktur vil derimot dette bedres, da konsumentene med modellene målt effekt og abonnert effekt avregnes etter effektuttaket, og man med TOU-modellen betaler mer i perioder med høy belastning. NVE påpeker dermed at «Kunder som gjør tiltak for energieffektivisering vil oppleve at den relative lønnsomheten av ulike tiltak endres som følge av forslaget. Tiltak som reduserer kundens høyeste effektuttak blir mer konkurransedyktig.» (Hansen et al., 2017, s. 45). Investeringer hos konsumenten i tiltak som reduseres deres topplastuttak vil dermed kunne redusere eller utsette investeringsbehovet i nettet, og dette vil på sikt gi lavere tariffkostnad. Dette henger sammen med reguleringen av nettselskapene, hvor NVE setter en inntektsramme basert på nettselskapets og bransjens kostnader. På kort sikt vil ikke tariffkostnadene reduseres ved reduksjon i topplastuttaket, og nettselskapenes inntektsramme ligger dermed fast. Total tariffkostnad for alle konsumenter innenfor et område er dermed den samme, og forskjellen vil dermed ligge i fordelingen mellom konsumentene.

Som nevnt i forrige kapittel anslår Hansen et al. (2017) en økning på rundt 30 pst. i den nominelle prisen fram til 2025, gitt forventede nettinvesteringer hos nettselskapene. En mer rettferdig fordeling av disse kostnadene basert på effektuttak vil dermed representere en effektivitetsforbedring for tariffene. Når det gjelder de tre modellene vil deres respektive treffsikkerhet ha mye å si for deres å evne til å fordele kostnadene. Det vil være essensielt at prissignalene kommer når belastningen i nettet er høy. For eksempel når det gjelder konsumenter med atypisk forbruksprofil bør ikke disse dekke en større andel av kostnadene, uavhengig av om deres effektuttak er høyere enn gjennomsnittlige konsumenter. Dette kommer av at deres topplastuttak oppstår i perioder hvor nettet ikke har høy belastning, og dette virker dermed ikke dimensjonerende for nettet. Prisdifferensiering av effektleddene under målt effekt og abonnert effekt vil dermed forbedre dette. Når det gjelder abonnert effekt vil abonnementsstørrelsen som Hansen et al. (2017) påpeker representere forventet etterspørsel etter kapasitet. «Grunnen er at kostnaden for nettet ved at kunden har mulighet til å bruke det, er nesten like høy som kostnaden ved at kunden faktisk gjør

bruk av nettet.» (Hansen et al., 2017, s. 12). Konsumentenes valg av abonnement bidrar dermed til kostnadsfordeling mellom dem, da de som forventer å ha behov for mye kapasitet og dermed velger et større abonnement, betaler mer enn de som forventer å ha lite kapasitetsbehov og dermed velger et mindre abonnement.

6.5 Insentiver

6.5.1 Incentiver til forbruksendring

Hvilke insentiver de tre alternativene bidrar til vil være essensielt for effektene som er gjennomgått gjennom hele oppgaven. Innføring av effekttariffer vil først og fremst føre til at energieffektivisering blir mindre lønnsomt enn med dagens tariffstruktur og reduksjon av effektuttaket vil bli relativt mer lønnsomt enn hva det er i dag. Dette vil bidra til redusert eller utsatt investeringsbehov i nettets kapasitet, som vil representere en samfunnsøkonomisk gevinst gitt at konsumentenes nytte ikke overstiger investeringskostnadene.

NVE legger i sin høring fra 2017 opp til at konsumentene skal ha tariffutgiftene per time tilgjengelig elektronisk senest påfølgende døgn kl. 09:00 (Hansen et al., 2017, s. viii). Dette vil dermed gi konsumentene god tilgang til informasjon om deres belastning på nettet med påfølgende tariffkostnad, som vil øke bevisstheten rundt kostnadene de påfører nettet med sitt konsum. På sikt vil dette kunne bedre forståelsen av forskjellen mellom effekt og energi, som Naper, Haugset & Stene (2016) trekker fram i sin fokusgruppeundersøkelse framstår som noe uforståelig for konsumentene. Økt forståelse kan også bidra til endrede investeringsvalg for konsumentene, fra energieffektiviserende tiltak til investeringer som reduserer maksimalt effektuttak, noe jeg vil komme tilbake til i neste kapittel. Informasjon om konsumentenes effektuttak påfølgende døgn vil i mange tilfeller ikke øke forståelsen av belastningen de påfører nettet, og prissignalene vil dermed være en måte å kommunisere disse kostnadene på. «Med prissignal menes prisen nettkunden betaler for siste forbrukte enhet strøm per time.» (Hansen et al., 2017, s. 1). Hansen et al. (2017) trekker videre fram at dette dermed representerer prisen konsumentene på marginen sparer ved en marginal reduksjon i sitt konsum. Dette vil dermed gi insentiver reduksjon i konsumet som vil gi besparelser i konsumentenes tariffkostnader.

Et eksempel Hansen et al. (2017) trekker fram som vil få endret lønnsomhet etter innføringen av ny tariffstruktur er nattsinking av temperaturen i en bolig. Da tariffstrukturen til nå har avregnet konsumentene etter energikonsumet over tid, har man vært likegyldig for når dette konsumet hender siden kostnadene har basert seg på totalt energikonsum og ikke belastningen det medfører eller når det har blitt konsumert. Reduksjon i temperaturen om natten har medført en økning i effektuttaket på morgenen, da temperaturen må økes igjen. Dette har dermed bidratt til å øke belastningen på nettet i morgentimene. Med ny tariffstruktur vil det være mer lønnsomt å starte temperaturøkningen

tidligere på natten, slik at man kan redusere effektuttaket i på morgenen og dermed oppnå besparelser i tariffkostnadene.

TOU-modellen vil gi de tydeligste signalene om dette, da konsumentene forholder seg til tydelige prisdifferanser mellom perioder av døgnet. Incentivene i denne modellen vil være å flytte konsum fra høylastperioder med høy tariff til lavlastperioder med lavere tariff. Dette vil dermed bidra til å redusere belastningen i høylastperioder, som kan redusere investeringsbehovet på sikt. I tillegg vil modellen øke konsumet i perioder med lav utnyttelse av nettet, som kan bedre kortsiktig utnyttelse av eksisterende nett. På grunn av denne forbruksforflytningen kan man dermed si at TOU-modellen oppnår lastflytting, som jeg definerte i kapittel 4.2.1, og bidrar til å både bedre utnyttelsen og utviklingen av nettet.

For modellen målt effekt vil prissignalene avhenge av når maksimalt effektuttak i løpet av døgnet hender, gitt avregningsperiode lik et døgn. I denne modellen vil konsumentens fokus være å redusere topplastuttaket i avregningsperioden, og effektuttak under dette vil de være likegyldig til, da dette ikke endrer deres tariffkostnad (gitt at man ser bort fra kraftprisen og energileddet i tariffen). Denne kan dermed gi sterkere incentiver til topplastreduksjon enn TOU-modellen, da besparelsene ved reduksjon i topplastuttak kan være høyere siden dette avregnes i én av døgnetts 24 timer. Totale inntekter i løpet av et døgn gjennom tariffene vil være tilnærmet like mellom modellene, som betyr at én times avregning vil bety betydelig høyere pris for konsum i denne timen, enn om man sprer tariffinntektene utover døgnet.

Modellen abonnert effekt vil derimot ikke ha like tydelige prissignaler på timesbasis, da disse avhenger av at konsumenten overstiger sitt abonnement. Man vil allikevel med denne modellen oppnå incentiver til endring i effektuttaket både på kort og lang sikt. På kort sikt vil konsumentene ha incentiv til å redusere effektuttak som overstiger deres abonnement, for å unngå økt tariffkostnad som følge av overforbruksleddet. Kapasiteten de benytter opp til abonnementsgrensen vil de allerede ha betalt for gjennom abonnementet. På lang sikt vil de dermed ha incentiver til å redusere sitt effektuttak gjennom hele døgnet, da dette vil føre til at de vil kunne redusere abonnementsstørrelsen, og dermed også tariffkostnadene. Konsumentene vil derimot med denne modellen ikke få like store incentiver til å redusere ubenyttet kapasitet i nettet, da effektuttak innenfor abonnementet ikke medfører ekstrakostnader. Dette kan forklares ut fra Figur 4.9 på side 33, hvor det effektuttaket som konsumenten får incentiver til å flytte eller redusere er det som er markert av grått felt. Dersom konsumentene velger å flytte dette konsumet til andre perioder som gjør at de ikke overstiger abonnementet vil dette bedre utnyttelsen av nettet, men dersom det fører til at dette konsumet blir redusert og konsumenten ikke ser det som verdt å flytte, vil man ikke få en bedring i nettets utnyttelse.

På tross av at effekttariffer i teorien vil redusere investeringsbehovet i nettet er det allikevel ikke sikkert at dette hender. Kapasiteten i nettet må som kjent dimensjoneres etter topplastuttaket i hele nettets levetid. Vi kan for enkelhets skyld anta at nettets levetid er ett år og at maksimalt effektuttak under denne perioder oppstår juleaften kl. 17:00. Konsumentene vil, gitt prissignalene de får, redusere sine høyeste effektuttak gjennom hele året, bortsett fra denne ene timen 24. desember. Dette kan for eksempel være fordi alle konsumenter i denne timen skal steke julemiddagen, og deres nytte overstiger dermed prissignalene de blir gitt i denne timen. Nettets kapasitetsbehov, med følgende investeringskostnader, vil dermed ikke endres av ny tariffstruktur, fordi dets dimensjonerende topplastuttak ikke endres. Tariffstrukturen må dermed utformes slik at investeringskostnadene dette medfører, dekkes gjennom tariffene. Dette er dermed et eksempel på at konsumentenes marginale betalingsvillighet for kapasitet overstiger marginale kapitalkostnader, og forklarer hvorfor tariffen i høylasttimene bør settes lik de marginale kapitalkostnadene, som vi fant i kapittel 5.2.2.

6.5.2 Investeringsavveininger hos konsumenten

Endret forbruksmønster vil ofte innebære endrede investeringsbeslutninger hos konsumentene. Med ny, effektbasert tariffstruktur i motsetning til energibasert som tidligere, vil nå konsumentenes insentiver endres fra energieffektiviserende til effektreduserende. Som nevnt har dagens insentiver til energieffektivisering i mange tilfeller medført et høyere effektuttak. Energikonsumet vil fortsatt være en del av tariffavregningen, men nå vil dette inngå i det marginaltapsbaserte energileddet for å gi korrekte prissignaler om kortsiktige kostnader ved kraftoverføring. Så hva slags endringer i investeringsbeslutninger kan man vente å observere med nye effekttariffer?

Konsumenter kan nå anse det som lønnsomt å investere i teknologi for automatisk og smart styring av boligens oppvarming. I smart styring legger jeg at teknologien kan tilpasse apparaters effektuttak etter effektuttaket ellers i boligen. Dette vil være aktuelt for apparater som konsumenten ikke anser det som essensielt for sin nytte å ha kontroll over selv, i motsetning til for eksempel belysning eller bruk av underholdningsapparater (for eksempel fjernsyn). Spesielt kan dette gjelde for oppvarming av boligen eller varmtvannsberedning. Oppvarming av boligen kan sies å ha en akkumulerende effekt, ved at et oppvarmet rom vil beholde varmen i en stund før den reduseres til et nivå som er for lavt for konsumentens komfort. Oppvarmingsapparater, som for eksempel varmepumper, kan dermed starte oppvarmingen før perioder med høyt effektuttak ellers i boligen, slik at man i denne perioden reduserer konsumet som går til oppvarming. Dermed vil konsumenten få reduserte tariffkostnader og man reduserer belastningen på nettet. Det har også blitt nevnt i kapittel 1.1.1 at varmtvannsberedning med gjennomstrømningsvannvarmere i motsetning til akkumulatortank vil ha et høyt effektuttak. Bruk av tradisjonelle akkumulatortanker kan dermed bli relativt mer lønnsomt. Om man i tillegg kombinerer akkumulatortanker med smart styring, kan konsumenten nå varme opp vannet i perioder med lav belastning, for så å benytte dette varmtvannet i perioder med høy

belastning. En standardisert tariffstruktur vil føre til at tredjepartsuviklere enklere kan utvikle slik teknologi for smart styring som bidrar til reduksjon i konsumentenes tariffkostnad, og dermed også belastningen i nettet.

Når det gjelder oppvarming av bolig vil ny tariffstruktur også kunne endre elektrisitetens relative kostnad sett opp mot andre energibærere, og man vil kunne observere en substitusjonseffekt. Økt kostnad i høylastperioder (med TOU) eller i perioder med høyt effektuttak innenfor boligen (som med målt effekt og abonnert effekt) vil kunne føre til at konsumentene for eksempel anser vedfyring som relativt mer lønnsomt i disse periodene. Med det marginaltapsbaserte energileddet vil derimot prisene mer korrekt reflektere de variable kostnadene konsumentene påfører nettet med sitt forbruk, som gjør at man får en mer korrekt sammenligning av energibærerne. På grunn av et for høyt energiledd i lavlastperioder som man har hatt med dagens tariffstruktur har elektrisiteten framstått som relativt mer ulønnsomt mot andre energikilder. Ny tariffstruktur vil dermed bedre dette forholdet, spesielt i perioder med lav belastning på nettet.

Antall elbiler i Norge har de siste årene økt betydelig³¹, og dette kan ha betydning for kapasitetsbehovet i nettet. Med ny tariffstruktur vil elbileiere få insentiver til å lade bilen i lavlastperioder, altså på natt og formiddag når det er mange på jobb. En studie av NVE rundt elbilers påvirkning på strømmettet tyder imidlertid på at dette er tilfellet allerede i dag: «Målinger og spørreundersøkelser tyder på at en stor del av elbilladingen foregår på natten. Elbilene lades for det meste hjemme, men jobblading er også mye brukt blant elbilistene.» (Skotland et al., 2016, s. 11). Skotland et al. (2016) mener det antakeligvis vil være god nok kapasitet i nettet for forventet økning i elbiler, men påpeker samtidig at det kan bli et problem i områder med svakt nett. Effektuttaket mellom ulike ladere vil variere betydelig etter hvilken spenning og strøm den lader på. I følge Skotland et al. (2016) vil disse laderne variere fra 2,3 kW effektuttak med 230 V/10 A hjemmeladere til over 50 kW med 500 V/100 A hurtigladere. Effektbasert tariffstruktur vil dermed kunne gjøre det relativt dyrere å lade raskt, samtidig som det kan bli relativt rimeligere å lade på gunstige tidspunkt, som for eksempel på natt. Som Skotland et al. (2016) påpeker foregår ladingen av elbiler i stor grad allerede på gunstige tidspunkt, enten det er på natten eller lading mens konsumentene er på jobb. Omlegging til effekttariffer vil dermed gjøre slik lading rimeligere da energileddet vil reduseres i perioder med lav belastning, sammenlignet med dagens energiledd.

³¹ Antall elbiler var mer enn 20 ganger så mange i 2018 som i 2012, og hadde i 2018 en markedsandel lik 31 pst. (Norsk elbilforening, 2018).

Med hurtig teknologisk utvikling innen både batterikapasitet på bilene og innenfor ladere, påpeker Skotland et al. (2016) at kommersielle ladestasjoner med forventet effekt på opp mot 150-350 kW vil kunne få høye tariffkostnader. Dette gir derimot insentiver til å investere i bufferbatterier (Skotland et al., 2016, s. 27), som lades opp når belastningen på nettet er lav og tappes når elbilene lades. Dette bidrar dermed til å jevne ut effektuttaket fra slike ladestasjoner. På samme måte kan smart styring hos husholdningene bidra til å jevne ut effektuttaket ved å redusere ladingen når effektuttaket ellers i husholdningen er høy og øke ladingen når effektuttaket er lavt.

Det har også vært betydelig økning i antallet konsumenter som investerer i solcellepaneller for produksjon bak egen måler. Disse omtales ofte som plusskunder, og deres energiforbruk reduseres som følge av egen produksjon. Som kjent vil ny tariffstruktur innebære redusert energiledd, og lønnsomheten ved solceller kan dermed også reduseres da konsumentene sparer mindre i tariffkostnader. Hansen et al. (2017) trekker derimot fram at plusskunder kan velge et lavere abonnement dersom abonnementsmodellen innføres, og på den måten redusere sine tariffkostnader sammenlignet med en situasjon uten produksjon bak egen måler.

I tillegg til nevnte eksempler på investeringsbeslutninger med ny tariffstruktur finnes det også flere insentiver som vil gjøre seg gjeldende. For eksempel trekker Andersen & Mook (2015) fram at passivhus, bruk av fjernvarme og bioenergi vil gi mindre effektøkning sammenlignet med en situasjon hvor konsumenten ikke gjør tiltak. Hansen et al. (2017) trekker fram at etterisolering av bygg eller omlegging fra panelover til væske-til-væske eller væske-til-luft varmepumper på tilsvarende måte kan redusere konsumentenes effektuttak. Besparelser gjennom slike tiltak vil konsumenten naturlig nok avveie mot investeringskostnadene de innebærer.

7. Konklusjon

Gjennom denne oppgaven har jeg vurdert de tre alternativene målt effekt, abonnert effekt og tidsavhengig energiledd sett i lys av modellenes evne til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, og deres evne til rettferdig fordeling av kostnadene mellom konsumentene. Vi har sett at dagens tariffstruktur bidrar til uheldige forbruksvridninger ved at den gir insentiver til energieffektivisering, på tross av at nettets kapasitetsbehov, og dermed investeringskostnader, avhenger av det momentane effektuttaket. Konsumenter som investerer i energieffektive apparater vil dermed dekke en mindre andel av nettets kostnader, på tross av at de påfører nettet høyere investeringskostnader enn konsumenter med høyere energibruk, men lavere effektuttak.

Som nevnt tidligere er en av de viktigste betingelsene med tariffstrukturen at den bidrar til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Jeg har argumentert for at dette vil bedres dersom innføringen av ny tariffstruktur bidrar til lastflytting, hvor man flytter konsumet fra høylastperioder til lavlastperioder. Dette vil dermed bidra til å bedre utnyttelsen av nettet i perioder med lav belastning, samtidig som man reduserer dimensjonerende last for nettet, og dermed kan utsette eller redusere investeringsbehovet i nettet. For å oppnå dette er modellenes treffsikkerhet et sentralt element. Som Hansen et al. (2017) påpeker vil en optimal modell gi mange konsumenter prissignal om å redusere effektuttaket når belastningen i nettet er høyt, og færrest konsumenter prissignal når det er tilstrekkelig ubenyttet kapasitet.

Dette kan være en utfordring for målt effekt, da denne avhenger av den enkelte konsuments effektuttak, og man risikerer dermed at toppplastuttaket i avregningsperioden hender når det er god kapasitet i nettet. Man risikerer dermed at konsumenter reduserer sitt effektuttak i lavlastperioder, som vil representere et samfunnsøkonomisk tap.

Dette bedres noe med abonnert effekt, hvor overforbruksleddet etter modellens intensjon ikke utløses like hyppig. En fordel med denne modellen vil som nevnt være at overforbruksleddet kan fungere som en form for sesongdifferensiering. Som vi har sett vil sannsynligheten for at dimensjonerende last oppstår være høyest på de kaldeste dagene vinterstid, og det er dermed i disse periodene det vil være viktigst at konsumentene får prissignaler som bidrar til reduksjon i effektuttaket. Sannsynligheten vil også være størst for at overforbruket utløses i disse periodene, som betyr at konsumentene får prissignaler om reduksjon i effektuttaket når dette faktisk kan redusere investeringsbehovet i nettet.

Det kan allikevel hende at overforbruksleddet utløses i timer av døgnet hvor belastningen i nettet er lavt, og jeg har derfor argumentert for at det kan være hensiktsmessig å differensiere effektleddet (målt effekt) eller overforbruksleddet (abonnert effekt) mellom lavlast- og høylastperiodene i løpet av

et døgn. Dette er en fordel med TOU-modellen, som gir tydelige signaler til konsumentene om når belastningen ellers i nettet er høyt. En ulempe med denne modellen er derimot inndekningen av det residuale inntektsbehovet. Dersom dette legges over på fastleddet kan dette bli så høyt at konsumenter kobler seg av nettet, mens dersom noe legges over på energileddet vil dette ikke lenger reflektere kostnadene konsumentene påfører nettet på marginen, som dermed kan gi uheldige vridninger i konsumet.

Når det gjelder energileddet har jeg vist at dette bør tilsvare marginaltapet i nettet for å reflektere de kortsiktige marginalkostnadene konsumentene påfører gjennom sitt energikonsum. Dette øker som nevnt med overført kvantum, og gir en lineært stigende marginalkostnad på kort sikt. Jeg har derfor argumentert for at det kan være hensiktsmessig å differensiere dette for å reflektere kostnadene. Prisene bør imidlertid settes ex ante for å skape forutsigbarhet for konsumentene, så det kan være aktuelt å differensiere dette mellom lavlast- og høylastperioden, som i TOU-modellen.

Jeg har også argumentert for at innføringen av effekttariffer vil bidra til mer rettferdig kostnadsfordeling mellom konsumentene, ved at man går bort fra energibasert avregning til en avregning etter konsumentenes momentane belastning på nettet. Dette blir i TOU-modellen ivare tatt gjennom differensiering av energileddet, slik at konsumenter med høyt konsum i høylastperioden dekker en større del av kostnadene enn konsumenter med lavt konsum i perioden.

Etter min mening, basert på argumentasjonen gjort mellom hele oppgaven, vil den best egnede modellen å innføre være abonnert effekt. Her vil konsumentene få prissignal på kort sikt gjennom overforbruksleddet, og på lang sikt ved at man kan redusere abonnementskostnadene ved å investere i apparater og teknologi som reduserer effektuttaket. Den mest sentrale fordel med denne modellen sammenlignet med de andre alternativene er sesongdifferensieringen. Som argumentert for gjennom hele oppgaven bør tariffene bidra til prissignaler når belastningen i nettet er høy, og dette oppstår som nevnt på vinterstid. De andre alternativene gir prissignaler gjennom hele året, men med abonnert effekt vil sannsynligheten for at overforbruksleddet utløses være størst vinterstid.

Hovedkonklusjonen fra oppgaven, uavhengig av hvilket alternativ som blir innført, er imidlertid at prisene bør reflektere kostnadene konsumentene påfører på marginen gjennom sitt effektuttak. Dette betyr at dersom deres marginale betalingsvillighet overstiger kostnadene ved utvidelse av nettets kapasitet, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke kapasiteten, da dette vil øke det samfunnsøkonomiske overskuddet. Dersom derimot kostnadene overstiger betalingsvilligheten vil konsumentene ikke anse det verdt å betale denne prisen, og de vil dermed redusere sitt effektuttak. Dette vil sørge for samfunnsøkonomisk effektiv utbygging av nettets kapasitet.

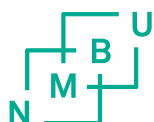
8. Referanser

- Andersen, T. M. & Mook, V. A. (2015). *Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett* (Rapport nr. 53-2016). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Bergland, O. (2017). Microeconomic models for energy markets and regulation. Upublisert manuskript. Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås.
- Bjørndalen, J., Naper, L. R. & Sandbakken, S. (2015). *Energiledd i distribusjonsnett*. Trondheim: EC Group.
- Decker, C. (2015). *Modern Economic Regulation*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Dong, C., Ng, C.T. & Cheng, T. C. E. (2017). Electricity Time-of-Use Tariff with Stochastic Demand. *Production and operations management*, vol. 26 (utg. 1), s. 64-79.
- Døble, R. (2014). *The Steiner Model of Peak-Load Pricing* (Masteroppgave). Universitetet i Oslo, Oslo.
- Efskin, P. S., Finstad, H. W. & Foosnæs, J. A. (2014). Timebaserte nettleietariffer (s. 269-278). NEF Teknisk Møte 2014.
- Elhub. (2019, 11. februar). Hva og hvorfor. Hentet fra elhub.no/om-elhub/hva-og-hvorfor/.
- Energilovforskriften. (1990). Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (FOR-1990-12-07-959). Hentet fra lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959
- Fiksen, K., Jenssen, Å., Harsem, S. E. & Landet, I. (2017). *Nettregulering i framtidens kraftsystem* (Rapport nr. 2016-21). Oslo: THEMA Consulting Group.
- Finansdepartementet. (2016, 6. oktober). Avgiftssatser 2017. Hentet fra www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/avgiftssatser-2017/id2514838/.
- Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. (1999). Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (FOR-1999-03-11-302). Hentet fra lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302?q=kontroll%20av%20nettvirksomhet.

- Fredriksen, K. (2018, 8. mai). Vi bruker mindre strøm hjemme. Hentet fra www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vi-bruker-mindre-strom-hjemme.
- Grimstad, M. L. (2014). *Effektprising og investering i distribusjonsmarkedet for elektrisitet* (Masteroppgave). Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås.
- Hansen, H., Jonassen, T., Løchen, K. & Mook, V. (2017). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet* (Høringsdokument nr 5-2017). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Hem, K. G. (1983). *Energiundersøkelsen 1980* (Rapport nr. 83/12). Oslo: Statistisk sentralbyrå.
- Hofstad, K. (2018, 17. desember). Grunnlast. Hentet fra <https://snl.no/grunnlast>.
- Jenssen, Å., Harsem, S. E. & Tennbakk, B. (2013). *Innkrevning av residuale nettkostnader med AMS* (Rapport nr. 2013-22). Oslo: THEMA Consulting Group.
- Lillebø, M. & Nesje, S. M. (2018). *Effekttarifiering i det norske distribusjonsnettet* (Masteroppgave). Norges Handelshøyskole, Bergen.
- Mook, V. A. (2016). *Oppsummeringsrapport: Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnettet* (Rapport nr. 53-2016). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Naper, L. R., Haugset, A. S. & Stene, M. (2016). *Innføring av effekttariffer i distribusjonsnettet - et forklaringsproblem?* (Rapport nr. 2016:18). Steinkjer: Trøndelag Forskning og Utvikling AS.
- Nord Pool. (u.d.). Consumption. Hentet 30. mars 2019 fra www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Power-system-data/Consumption1/Consumption/ALL/Hourly4/?view=chart.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2015, 23. november). Utformingen av overføringsnettet i Norge. Hentet fra www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/utformingen-av-overfoeringsnettet-i-norge/.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2018a, 10. oktober). Reguleringsmodellen. Hentet fra www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/.

- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2018b, 13. desember). AMS. Hentet fra www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019a, 4. februar). Fellesfakturerings og ny markedsmodell. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/fellesfakturerings-og-ny-markedsmodell/>.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019b, 7. februar). Nettleiestatistikk for husholdninger. Hentet fra www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleiestatistikk/nettleiestatistikk-for-husholdninger/.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019c, 13. februar). Referanserenten. Hentet fra www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/referanserenten/.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019d, 15. februar). Nettleie for forbruk. Hentet fra www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019e, 11. april). Høring om ny nettleiestruktur til høsten. Hentet fra www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/horing-om-ny-nettleiestruktur-til-hosten/.
- Norsk elbilforening. (2018, 31. desember). Statistikk for elbilsalget og antall ladestasjoner i Norge. Hentet fra elbil.no/elbilstatistikk/.
- Olje- og energidepartementet. (2019, 10. april). Strømnettet. Hentet fra energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/.
- Oslo Economics. (2017). *Samfunnsøkonomisk analyse av modeller for leveringsplikt og nettleieavregning* (Rapport nr. 10-2017). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Sandbakken, S. & Bjørndalen, J. (2014). *Framtidig utforming av nett-tariffer*. Oslo: EC Group.
- Seljeseth, H., Sand, K. & Solvang, T. (2012). *Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitetsnettet* (Rapport nr. TR A7203). Trondheim: SINTEF Energi AS.

- Skotland, C. H., Eggum, E. & Spilde, D. (2016). *Hva betyr elbiler for strømmettet?* (Rapport nr. 74-2016). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Statistisk sentralbyrå. (2018, 29. nov). Tabell 11011: Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger (øre/kWh) (F) 2008 - 2017. Hentet fra www.ssb.no/statbank/table/11011.
- Statistisk sentralbyrå. (2019, 25. feb). Elektrisitetspriser. Hentet fra www.ssb.no/elkraftpris.
- Sæle, H. & Bremdal, B. A. (2017). *Economic evaluation of the grid tariff for households with solar power installed* (Rapport nr. 0556). Glasgow: 24th International Conference on Electricity Distribution.
- Tennbakk, B., Noreng, C. H. & Jenssen, Å. (2013). *Prising av overføringskapasitet med AMS* (Rapport nr. R-2013-23). Oslo: THEMA Consulting Group.
- Vennemo, H., Erlandsen, A., Grorud, C. & Skjelvik, J. (2017). Flexible demand for electricity and power: Barriers and opportunities (Rapport nr. 2017/26). Oslo: Vista Analyse AS.
- Ødegården, L. & Bhandana, S. (2018). *Status og prognoser for kraftsystemet 2018* (Rapport nr. 103/2018). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway