



# Effekttarifiering i det norske distribusjonsnett

*En litteraturstudie av effekttariffers optimale utforming, hvilke faktorer som bør tas i betraktning ved innføring og den samfunnsøkonomiske verdien av Time-of-use og Abonnert effekt*

**Marte Lillebø og Siv Malin Nesje**

**Veiledere: Mette Helene Bjørndal og Endre Bjørndal**

Masterutredning i økonomi og administrasjon

Hovedprofil: Økonomisk styring

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer inntår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Forord

Denne masterutredningen er skrevet ved Norges Handelshøyskole og inngår som et selvstendig arbeid i hovedprofilen Økonomisk styring. Utredningen er en del av prosjektet «Fremtidens nett», i regi av Adapt Consulting.

Vår motivasjon for å søke på denne oppgaven var at effekttariffer er et dagsaktuelt og mye omdiskutert tema som vi ønsket å tilegne oss mer kunnskap om. Vi startet på prosjektet uten særlig forkunnskaper om det norske elektrisitetsmarkedet, og ønsket med dette å utfordre oss selv og få dypere forståelse for en annen bransje enn det vi har jobbet med tidligere. En annen motivasjonsfaktor har vært knyttet til at effekttariffer vil få betydning for oss alle, og vi anser dermed vår oppgave som givende.

Vi vil rette en stor takk til våre veiledere, Mette Helen Bjørndal og Endre Bjørndal, for god oppfølging og veiledning underveis samt konstruktive tilbakemeldinger. Deres kompetanse innenfor fagområdet har vært inspirerende og motiverende.

Takk til Adapt Consulting for at vi ble tildelt oppgaven, og en spesiell takk til Patrick Narbel og Christian Børke for mange gode innspill og oppfølging gjennom hele semesteret. Videre vil vi takke Eivind Gramme og Skagerak Energi, NTE og Energi Norge. Vi vil også takke Håvard Hansen i NVE for å dele verdifull innsikt og kunnskap innen fagområdet.

Avslutningsvis vil vi takke familie og kjærester for støtte gjennom et utfordrende, men lærerikt semester. Vi vil også takke hverandre for godt samarbeid.

Bergen, juni 2018

Marte Lillebø

Siv Malin Nesje

Marte Lillebø

Siv Malin Nesje

## Sammendrag

Effekttariffer er et relativt nytt fenomen i norsk sammenheng, og da spesielt for husholdnings- og hyttekunder. Effekttariffer kan være et alternativ til de kostbare investeringene som er ventet i strømmettet. I 2017 offentliggjorde Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sitt høringsdokument hvor de foreslo å innføre tariffmodellen Abonnert effekt. Det var imidlertid en rekke interessenter som var uenige i forslaget, og omtalte Time-of-use som bedre egnet.

På bakgrunn av dette, har vi tatt for oss Time-of-use og Abonnert effekt. Basert på relevant teori og beregninger, har vi forsøkt å belyse hvilken tariffmodell som vil være best egnet for det norske distribusjonsnettet. Vi finner at tariffmodellen bør være relativt enkel å forstå, men også treffsikker for å reflektere kapasitetsbegrensningene i nettet. Vi tar utgangspunkt i NVEs forslag til tariffutforming og finner at en sesongdifferensiert tariffmodell, hvor prisen er høyere i vintermånedene fra november til og med mars, er hensiktsmessig å innføre. I motsetning til NVEs forslag med et overforbruksledd på 1 kr/kWh/h hele året for Abonnert effekt, mener vi at sesongdifferensiering bør benyttes for begge tariffmodellene. Videre finner vi at effekttoppene oppstår mellom klokken 06:00-10:00 og 16:00-22:00, som indikerer at disse timene bør defineres som høylasttimene i Time-of-use tariffen. Effekttoppene kan se ut til å være like store i helgene som i de resterende ukedagene. Vi er imidlertid enige i NVEs forslag om å definere helg som lavprisperiode, for å opprettholde forbrukernes komfort i mest mulig grad.

For å analysere den samfunnsøkonomiske verdien ved tariffmodellene, har vi gjennomført en kvalitativ nytte-kostanalyse. Her presenterer vi de ulike faktorene vi mener er viktige å ta i betraktning ved innføring av effekttariffer. Vi diskuterer faktorenes samfunnsøkonomiske verdi og viktighetsgraden av å ta hensyn til disse for de ulike aktørene i markedet, og sammenligner hvorvidt Time-of-use og Abonnert effekt legger til rette for å oppfylle disse faktorene. Vi finner at tariffmodellene tilfører relativt lik nytteverdi langs faktorene treffsikkerhet, teknologi, visualisering, og klima og miljø. En gjennomgående trend i studien er at nytteverdien ved innføring av Abonnert effekt kan være noe lavere enn ved Time-of-use. Vi finner at hovedårsaken til dette er at Abonnert effekt ikke reflekterer faktisk forbruk, da abonnementsstørrelsen er forhåndsbestilt.

## **Abstract**

Power tariffs is a relatively new phenomenon in the Norwegian context, especially for household and cottage customers. Power tariffs may be an alternative to the costly investments that are expected in the grid. In 2017, The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) published its consultation document where they proposed introducing the tariff model Subscribed Power. However, several stakeholders disagreed with the proposal, and considered Time-of-use as a better-suited model.

Based on this, the purpose of this study is to focus on Time-of-use and Subscribed Power. Relevant theory and calculations have been used in order to illuminate which tariff model would be best suited for the Norwegian distribution network. We find that the tariff model should be relatively easy to understand, but also accurate to reflect the capacity constraints in the network. Based on NVE's proposal for tariff design we find that a seasonally differentiated tariff model, where the price increases in the winter months from November until end of March, is appropriate to introduce. Unlike NVE, which suggests that the cost of overconsumption in the Subscribed Power tariff should be 1 NOK/kWh/h throughout the year, we believe that seasonal differentiation should be used for both tariff models. Furthermore, our calculations show that peak loads occur between 6:00 to 10:00 a.m. and 4:00 to 10:00 p.m., indicating that these hours should be defined as the peak hours in the Time-of-use tariff. Peak loads may appear to be as big during weekends as in the remaining weekdays. However, we agree with NVE's proposal to define weekend as an off-peak period to maintain consumer comfort as much as possible.

To analyse the socio-economic value of the tariff models, we have conducted a qualitative benefit-cost analysis. In this analysis, we present various factors we consider as crucial when introducing power tariffs additionally to discuss the socioeconomic value of the factors and the importance of taking these into consideration for the various stakeholders in the market. Based on these findings, we compare whether Time-of-use and Subscribed Power make it possible to fulfil these factors. We find that the tariff models provide comparatively similar utility values in terms of accuracy, technology, visualization, and climate and environment. A consistent trend in the study is that the value of Subscribed Power may be lower than with Time-of-use. We find that the main reason for this is that Subscribed Power does not reflect actual consumption, as the subscription size is pre-ordered.

## **Forkortelser**

NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
kWh	Kilowattimer
kW	Kilowatt
kV	Kilovolt
KILE	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi
MW	Megawatt
TWh	Terrawattimer
A	Ampere

# Innholdsfortegnelse

1. Innledning .....	1
1.1 Bakgrunn .....	1
1.2 Tema og problemstilling .....	2
1.3 Avgrensninger .....	3
1.4 Oppgavens oppbygging .....	3
2. Kraftsystemets oppbygging .....	5
2.1 Funksjoner i kraftforsyningen .....	5
2.1.1 Kraftproduksjon .....	5
2.1.2 Kraftoverføring - et naturlig monopol .....	5
2.1.3 Kraftomsetning .....	6
2.2 Regulering av nettvirksomheten .....	7
2.3 Dagens tariffstruktur .....	9
2.3.1 Energiledd .....	9
2.3.2 Fastledd .....	10
2.3.3 Effektledd .....	10
2.3.4 Avgifter .....	10
3. Effekttariffering .....	11
3.1 Hva er effekt? .....	11
3.2 Hvorfor effekttariffer? .....	11
3.2.1 Kostnadsdriverne i strømmettet .....	12
3.3 Endring fra dagens tariffer .....	14
3.3.1 Desentralisering .....	14
3.3.2 Elektrifisering .....	15
3.3.3 Digitalisering .....	17
3.4 Utforming av effekttariffer .....	18
3.4.1 NVEs krav til effekttariffering .....	18
3.4.2 Differensiering basert på kunders kjennetegn .....	20
3.5 Fire tariffmodeller foreslått av NVE .....	21
3.5.1 Abonnert effekt .....	21
3.5.2 Målt effekt .....	22
3.5.3 Time-of-use .....	23
3.5.4 Sikringsstørrelse .....	24
4. Oppgavens teoretiske grunnlag .....	25

4.1 Samfunnsøkonomisk effektivitet.....	25
4.2 Samfunnsøkonomiske nettariffer .....	25
4.2.1 Ramsey-prising.....	26
4.2.2 Todelte tariffer.....	28
4.3 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet .....	29
4.3.1 Langsiktig nettutvikling.....	29
4.3.2 Kortsiktig nettutnyttelse .....	32
4.4 Rammeverk til samfunnsøkonomisk analyse.....	34
5. Litteraturstudie.....	36
5.1 Erfaring i Norge .....	36
5.1.1 Pilotstudier i Norge.....	36
5.1.2 Eidefoss .....	41
5.1.3 Forbrukerundersøkelse om de foreslåtte tariffmodellene.....	41
5.1.4 Installasjon av AMS .....	43
5.1.5 Nudging .....	44
5.1.6 Økt bruk av elbil.....	46
5.2 Erfaring i utlandet.....	47
5.2.1 Time-of-use .....	48
5.2.2 Visualisering.....	50
5.2.3 Lastkontroll og struping.....	51
5.2.4 Potensial for lastflytting.....	52
6. Utforming av effekttariffer .....	54
6.1 Standardisering.....	54
6.2 Differensiering av tariffstruktur .....	56
6.2.1 Differensiering basert på kundegrupper .....	56
6.2.2 Differensiering basert på observert prisfølsomhet.....	57
6.2.3 Differensiering basert på brukstid .....	58
6.2.4 Differensiering basert på størrelse på forbruk .....	60
6.2.5 Differensiering basert på nettkapasitet .....	60
6.3 Utredning av NVEs forslag til ny tariffutforming.....	63
6.4 Marked for sluttbrukerfleksibilitet .....	66
7. Samfunnsøkonomisk analyse.....	68
7.1 Faktorer .....	68
7.1.1 Energieffektivitet.....	68
7.1.2 Treffsikkerhet .....	71

7.1.3 Forutsigbarhet.....	72
7.1.4 Unngåelse av nye spenningsutfordringer .....	74
7.1.5 Rimelig fordeling av kostnadene.....	75
7.1.6 Administrativt håndterbar.....	77
7.1.7 Teknologi.....	78
7.1.8 Visualisering.....	81
7.1.9 Klima og miljø.....	82
7.1.10 Produksjon bak målepunktet .....	83
7.2 Oppsummering av faktorene .....	86
8. Konklusjon og anbefalinger.....	88
8.1 Konklusjon .....	88
8.2 Styrker, svakheter og videre forskning .....	89
9. Referanser .....	91



## Tabelliste

Tabell 1: Scenarioer for økt effekt pr. husholdning som følge av elbillading .....	46
Tabell 2: Eksempel på årlig kostnad ved høy og mindre høy høylastpris .....	65
Tabell 3: Illustrasjon av årlig kostnad med og uten sesongdifferensiering .....	66
Tabell 4: Årlig kostnad med og uten styringssystem ved elbillading, og differansen fra utgangspunktet .....	80
Tabell 5: Årlig kostnad ved installasjon av bergvarmepumpe, og differansen fra utgangspunktet .....	83
Tabell 6: Årlig kostnad ved å installere solcellepanel, og differansen fra utgangspunktet .....	85

## Figurliste

Figur 1: Elspotområder fra og med 7. mars 2016 .....	7
Figur 2: Historisk og forventede nettinvesteringer .....	13
Figur 3: Abonnementsstørrelse og overforbruk ved Abonnert effekt.....	22
Figur 4: Kundens høyeste gjennomsnittlige effektuttak ved Målt effekt .....	23
Figur 5: Høylasttimer ved Time-of-use .....	24
Figur 6: Inndekning av residuale kostnader via Ramsey-prising.....	28
Figur 7: Eksempel på utforming av todelte tariffer .....	29
Figur 8: Samfunnsøkonomisk verdi av gode X ved konsum x' (skravert areal).....	30
Figur 9: Samfunnsøkonomisk kostnad for et prosjekt .....	31
Figur 10: Samfunnsøkonomisk overskudd – velferdsgevinsten .....	32
Figur 11: Kortsiktig kapasitetsgrense i strømmettet .....	33
Figur 12: Kapasitetspris ved økt etterspørsel.....	34
Figur 13: Styrker og svakheter ved kommunikasjonskanaler.....	39
Figur 14: NVEs oversikt over mislykkede installasjoner av AMS.....	44
Figur 15: Beregnet andel overbelastede transformatorer (over 120% belastningsgrad) i distribusjonsnettet ved ulike scenarioer for økt effekt pga. elbillading.....	47
Figur 16: Sirkulæreffekter i elektrisitetsmarkedet. ....	62
Figur 17: Gjennomsnittlig effektuttak per time, mandag-søndag.....	63
Figur 18: Gjennomsnittlig effektuttak per måned.....	64
Figur 19: Gjennomsnittlig forbruk per time, mandag-fredag .....	64
Figur 20: Illustrasjon av aggregatorrollen med aktuelle aktører.....	67

# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn

I perioden fra 2014 til 2023 er det planlagt nettinvesteringer for alle nettnivå i strømbørsen på tilsammen 120-140 milliarder kroner. Behovet for nyinvesteringer skyldes i hovedsak at nettet nærmer seg sin tekniske levealder, befolkningsvekst, nye nasjonale klima- og fornybarmål, og sist men ikke minst et høyere effektuttak hos forbrukerne (Reiten, Sørgard & Bjella, 2014b, s. 12). Økningen i effektuttak bidrar i større grad til å begrense kapasiteten i nettet. På bakgrunn av dette, øker behovet for nettkapasitet og nettselskapene må investere i forbedret eller nytt strømmnett. Som et resultat øker nettleien, siden kostnadene knyttet til investering og vedlikehold skal fordeles på brukerne av nettet. Dagens tariffstruktur gir ikke en god fordeling av kostnadene, og gir heller ikke konsumentene noen insentiver til å flytte last fra høylast- til lavlastperioder.

Norges vassdrags- og energidirektorat, heretter omtalt som NVE, har på bakgrunn av dette foreslått ny tariffstruktur som et alternativ til nettinvesteringer. Tariffstrukturen kalles for effekttariffer og tar hensyn til kundens effektbelastning, og ikke det samlede energiforbruket som ved dagens utforming. Dette er mulig å måle ved hjelp av automatiske måle- og styringssystemer (AMS), som skal være installert i alle husstander innen 1. januar 2019. En slik måler vil gi nettselskap og kraftprodusenter tilgang til detaljert informasjon om kundenes forbruksprofil. NVE mener at effekttariffer i større grad kan gjenspeile nettets kostnadsstruktur og motivere kundene til å bruke nettet mer effektivt ved å endre forbruksmønster. Videre foreslår de at effekttariffen kan utformes som et abonnement hvor prisen avhenger av hvor mye strøm kunden vil bruke i løpet av én time (kWh/h), og omtales som Abonnert effekt (Hansen, Jonassen, Løchen & Mook, 2017, s. vii, 8).

Da effekttariffer for husholdningskunder er et relativt nytt begrep i norsk sammenheng, er det lite erfaring og kunnskap om slik tariffing i Norge. Det er dermed interessant å studere hvordan tariffen bør utformes og hvilke faktorer som er viktige å ta hensyn til når den utvalgte tariffmodellen skal innføres. Dette er temaer vi ønsker å belyse i denne utredningen. Som en del av prosjektet «Fremtidens nett», presenterte vi foreløpige konklusjoner for et utvalg nettselskaper i NHOs lokaler 6. april. Presentasjonen skapte stort engasjement blant de fremmøtte, som indikerer stor interesse for tema og problemstilling.

## 1.2 Tema og problemstilling

Effekttariffer er et dagsaktuelt tema da det i skrivende stund arbeides med utformingen av ny tariffstruktur. Temaet har fått stor oppmerksomhet de siste årene, mye på grunn av uenigheter blant interessentene. Flere nettselskap er uenig i NVEs forslag om å innføre Abonnert effekt og uttrykte dette i offentlige høringssvar i mars 2018. Noen påpekte manglende sammenheng mellom Abonnert effekt og kapasitetsbegrensningene i nettet, mens andre var bekymret for at tariffen kan gi uheldige prissignal. Interessentene som er imot forslaget om Abonnert effekt, har uttrykt at en tariffmodell med tidsdifferensiert energiledd vil være et bedre alternativ å innføre i det norske distribusjonsnettet. Tariffmodellen omtales som Time-of-use og tar i større grad hensyn til kapasitetsbegrensningene i nettet. På bakgrunn av dette ser vi det som mest hensiktsmessig å studere tariffmodellene Abonnert effekt og Time-of-use i denne utredningen.

Effekttariffer er et tema som er forsket lite på i Norge, da tariffstrukturen er mindre utbredt blant andre kundegrupper enn for næringskunder. Det vil derfor være interessant å forske på dette temaet, da det vil være av verdi for flere involverte parter som nettselskap, kraftleverandør, kraftprodusent, forbrukere og myndigheter. For å bidra med ny kunnskap, ønsker vi å studere hvordan tariffen bør utformes mest mulig optimalt for å gi de ønskede resultatene.

Til tross for de store uenighetene mellom aktørene i markedet, er det flere likhetstrekk mellom aktørenes ønske om tariffutforming. På bakgrunn av dette har vi valgt ut de faktorene som vi mener er viktige å ta i betraktning ved innføring av effekttariffer i Norge. Vi vil studere disse faktorene for å vurdere virkningen de har for de involverte parter og hvorvidt tariffmodellene Time-of-use og Abonnert effekt tar hensyn til disse. Avslutningsvis vil vi benytte analysen for å studere tariffmodellenes samfunnsøkonomiske verdi, ved å belyse eventuelle fordeler og ulemper som berører de ulike aktørene.

Fra diskusjonen over, har vi sett det hensiktsmessig å gjennomføre studien i tre ulike deler. Først ønsker vi å undersøke hvordan tariffmodellene bør utformes mest mulig optimalt, for så å se på hvilke faktorer som bør hensynstas ved innføringen, før vi avslutningsvis belyser tariffmodellenes samfunnsøkonomiske verdi i Norge. Dette har ledet oss til følgende problemstilling:

«Hvordan bør tariffmodellene Time-of-use og Abonnert effekt optimalt utformes, hvilke faktorer bør tas i betraktning ved innføring og hvilken samfunnsøkonomisk verdi tilfører tariffmodellene?»

Denne problemstillingen tar for seg et omfattende og viktig tema, da innføringen av effekttariffer vil påvirke alle som er tilknyttet strømmettet. Vårt formål med studien er å bidra med kunnskap om hvilken tariffmodell som egner seg best i Norge, med hensyn til samfunnsøkonomisk teori og tidligere forskning.

### **1.3 Avgrensninger**

Effekttariffer er i utgangspunktet aktuelle for både transmisjons- og distribusjonsnettet. Dette fordi det må legges til rette for en mer samfunnsøkonomisk effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet, i tillegg til å etablere modeller som er bedre tilpasset de omfattende endringene kraftsystemet står ovenfor i dag og i årene som kommer. For å begrense omfanget av utredningen, har vi valgt å fokusere på distribusjonsnettet. Videre har vi valgt å ta for oss husholdningskunder og kunder med fritidsbolig. En av grunnene til dette, er at dagens tariffutforming for næringskunder fungerer godt og vi ser dermed ikke behov for å endre tariffstrukturen for denne kundegruppen. Vi har også valgt å begrense oss til tariffmodellene Time-of-use og Abonnert effekt, da vi mener disse er mest aktuelle å innføre.

### **1.4 Oppgavens oppbygging**

For å få en grunnleggende forståelse for kraftmarkedet i Norge, vil vi i kapittel 2 presentere funksjonene i kraftforsyningen, reguleringen av nettvirksomheten og dagens tariffstruktur. Videre vil vi i kapittel 3 avklare hva som ligger i begrepene effekttariffering og effekt, og diskutere hvorfor effekttariffer bør benyttes og hvordan denne tariffingen er i forhold til dagens tariffstruktur. Vi vil deretter presentere tre hovedtrender som omtales som driverne for utviklingen i bransjen, generelt om utforming av effekttariffer, og fire tariffmodeller som er foreslått av NVE.

I kapittel 4 vil vi presentere oppgavens teoretiske grunnlag og begreper som vil være sentrale i utredningen. Kapitlet starter med grunnleggende samfunnsøkonomisk teori, herunder samfunnsøkonomisk effektivitet, pristeori og lønnsomhet. I slutten av kapitlet vil vi presentere et rammeverk for den samfunnsøkonomiske analysen som vi vil gjennomføre i kapittel 7.

I kapittel 5 vil vi gjennomføre en litteraturstudie som gir oversikt over tidligere forskning og erfaring knyttet til effekttariffer. Vi vil benytte studier fra både Norge og utlandet for å få dypere innsikt i temaet, da dette trolig vil bidra til riktigere vurderinger for videre utredning. Her vil vi

mellom annet presentere tidligere studier om Time-of-use, Abonnert effekt, visualisering og struping.

I kapittel 6 vil vi presentere og diskutere hvordan effekttariffer kan utformes gjennom standardisering og differensiering. Vi vil deretter diskutere NVEs forslag til tariffutforming ved Time-of-use og Abonnert effekt, og avslutte med en diskusjon om marked for sluttbrukerfleksibilitet.

I kapittel 7 vil vi ta utgangspunkt i faktorer vi mener er viktig å ta i betraktning ved innføring av effekttariffer. Her ønsker vi å gjennomføre en samfunnsøkonomisk nytte-kostanalyse, hvor vi i henhold til hver faktor vil diskutere fordeler og ulemper ved å innføre Time-of-use og Abonnert effekt. Vi vil gjennom kapitlet studere virkninger av ulike scenarier hos én husholdningskunde, hvor vi tar utgangspunkt i NVEs talldata. Til slutt vil vi belyse og oppsummere tariffmodellenes samfunnsøkonomiske verdi i Norge.

Avslutningsvis vil vi presentere våre funn og konklusjoner. I tillegg til å belyse svakhetene med utredningen og komme med anbefalinger til videre forskning.

## **2. Kraftsystemets oppbygging**

I dette kapittelet vil vi presentere det norske kraftsystemets oppbygging. Vi starter med funksjonene i kraftforsyningen, for så å forklare hvordan nettvirksomheten reguleres. Avslutningsvis vil vi presentere dagens tariffstruktur, herunder avgifter og de ulike leddene som inngår i tariffen.

### **2.1 Funksjoner i kraftforsyningen**

Strømnettet består av tre grunnleggende funksjoner i kraftforsyningen: kraftproduksjon, kraftoverføring og kraftomsetning. Disse vil vi forklare nærmere.

#### **2.1.1 Kraftproduksjon**

Elektrisk energi produseres i kraftstasjoner basert på vannfall, vind, frigjort varmeenergi eller forbrenning av kull, olje, gass eller biomasse. Kraftstasjonenes beliggenhet bestemmes ut ifra beliggenheten til selve energikilden, og i et land som Norge gir dette ofte store avstander fra produksjon til forbruk (Rosvold & Vinjar, 2017). I Norge har man gode forutsetninger for å produsere elektrisitet fra fornybare energikilder, spesielt fra vannkraft. I 2016 var det registrert 1 125 kraftstasjoner i Norge, hvorav 1 066 av disse produserte elektrisitet fra vannkraft og stod for 96,4 prosent av all elektrisitetsproduksjon. Av de andre kraftverkene produserte 32 elektrisitet fra varme og de resterende 27 produserte elektrisitet fra vindkraft (SSB, 2017).

Velutbygde nett bidrar til at elektrisitet overføres fra kraftstasjoner til andre deler av Norge og til utlandet. Når innenlands produksjon er lav må det importeres tilstrekkelig kraft for å dekke etterspørselen. I tillegg må strømnettet ha kapasitet til å overføre strøm ut av en region når strømproduksjonen er høy og forbruket lavt. Strømnettet må dermed kunne håndtere store variasjoner i tilbudet og etterspørselen av kraft (Energifakta Norge, 2017b).

#### **2.1.2 Kraftoverføring - et naturlig monopol**

Et overføringsnett for kraft overfører elektrisk energi fra kraftstasjonene til forbrukerne og deles i dag inn i to ulike nivå: transmisjonsnett, som tidligere ble kalt sentralnettet, og distribusjonsnett som består av både regionalnett og distribusjonsnett.

Transmisjonsnettet er hovednettet av overføringslinjer for landets krafttransport og knytter sammen produsenter og konsumenter i hele landet. Transmisjonsnettet består i hovedsak av kraftledninger med 300 kV eller 420 kV spenning, men i enkelte deler av landet inngår også kraftledninger med 132 kV spenning. Dette nettet har også overføringsledninger til utlandet.

Statnett SF eier størsteparten av transmisjonsnettene og har systemansvar for det norske kraftsystemet (NVE, 2017d). Ifølge Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (2002) skal systemansvarlig mellom annet sørge for frekvensregulering, sikre markedsløsninger som bidrar til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet, og i størst mulig grad bruke virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper.

Nivået under transmisjonsnettene, som i dag inngår i distribusjonsnettene, omtales som regionalnett. Dette nivået fungerer som bindeledd mellom sentral- og distribusjonsnettene og har et spenningsnivå mellom 66 kV og 132 kV. Distribusjonsnettene er den delen av kraftnettene som overfører og fordeler elektrisitet helt ut til sluttbruker. Distribusjonsnettene deles inn i høyspent og lavspent hvor alt over 1 000 volt er definert som høyspenning. Høyspenning gir lite tap av energi når strømmen blir transportert over store avstander. Når strømmen nærmer seg bebyggelse, transformeres strømmen ned til 11 kV eller 22 kV ved hjelp av en fordelingstransformator. Strømmen videreføres deretter gjennom kraftledninger til en nettstasjon. Nettstasjonen transformerer strømmen ned til 230 og 400 volt og sender strømmen videre langs luftlinjer og jordkabler til en vanlig husholdning. Kommuner og fylkeskommuner eier det meste av regionalnettene og det lokale distribusjonsnettene, men også noe er i privat eierskap (Energifakta Norge, 2017b).

Overføringsnettene for kraft er et naturlig monopol. Dette betyr at det er en form for markedssvikt hvor det ikke er samfunnsmessig rasjonelt å ha flere konkurrerende nett hvor kapasiteten ikke er fullt utnyttet (THEMA Consulting Group, 2013, s. 15). Ved at nettselskapene har monopol på sine tjenester innenfor et geografisk område, har kunden ikke mulighet til å skifte nettleverandør dersom han skulle være misfornøyd med nettselskapets priser eller tjenester. I fravær av konkurranse er nettselskapene underkastet en offentlig monopolkontroll som utøves av NVE (Hofstad, 2014).

### **2.1.3 Kraftomsetning**

I dag har Norden en felles markedsplass for kjøp og salg av strøm, kalt Nord Pool, tidligere Nord Pool Spot. Dette er en felles strømbørs hvor strømløseleverandører kjøper strøm fra produsenter til en lavest mulig pris, for så å selge strømmen videre til kunden. Avhengig av hvor i landet forbrukerne bor, vil prisene på Nord Pool kunne variere. Systemprisen er den daglige felles spotprisen for hele det nordiske prisområdet for elektrisk kraft, som fastsettes av Nord Pool. Denne prisen er tilnærmet lik det prisen ville vært uten kapasitetsbegrensninger i strømmen. Områdeprisen tar imidlertid hensyn til flaskehalsene som kan oppstå i kraftsystemet.



Begrensninger i overføringskapasitet i ulike områder håndteres ved at Norge er delt inn i fem prisområder, som illustrert i figur 1. Prisene skal sikre likevekt i alle områder ved å begrense overførselen mellom områdene. Prisene i de enkelte elspotområdene bestemmes av tilbuds- og etterspørselsforhold, i tillegg til tilgjengelig overføringskapasitet (Bleskestad, Holstad & Aanensen, 2015). På grunn av dette kan man enkelt identifisere hvor det er mangel på produksjon eller kapasitet, da høye priser vil reflektere høy etterspørsel i forhold til tilbudet (NordPool, u.å.).



**Figur 1:** Elspotområder fra og med 7. mars 2016 (NVE, u.å.-c).

Strømførbrukerne kjøper kraft fra omsetningsselskap eller kraftleverandør, og kan velge mellom fast-, spot- eller variabel pris. I 2016 ble gjennomfakturering innført, som betyr at nettselskapene sender faktura for betaling for netjtjenester til kundens kraftleverandør. Kraftleverandøren betaler deretter fakturaen på vegne av kunden, for så å sende kunden én felles faktura som inneholder kostnaden fra både nettselskapet og kraftleverandøren. Gjennomfakturering er en del av leverandørsentrisk modell, denne modellen omfatter private- og næringskunder som handler strøm via en leverandør eller megler. I skrivende stund utarbeider NVE markedsmodellen, hvor modellen mellom annet skal vurdere hvem som blir sluttbrukerens primærkontakt (NVE, 2018b). Dette vil enten bli nettselskapene som ved dagens løsning, eller forbrukerens kraftleverandør.

## **2.2 Regulering av nettvirksomheten**

NVE har rolle som tilsynsmyndighet og regulerer nettselskapene i Norge slik at kraften overføres til riktig pris og leveranse kvalitet, og sørger for at nettet driftes, utnyttes og bygges på en sikker, samfunnsmessig rasjonell og effektiv måte (NVE, 2018a). Den direkte

reguleringen følger av lov, forskrifter og konsesjoner og økonomisk regulering, og fordeler rettigheter og plikter mellom de ulike aktørene. Den direkte reguleringer består for eksempel av tilknytningsplikt, leveringsplikt, plikt til å holde nettanlegg i tilfredsstillende stand, og krav til leveringskvalitet og kompetanse. Reguleringen skal sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres og at nettet vedlikeholdes på en tilfredsstillende måte uavhengig av vurdering av bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Her har nettselskapene imidlertid betydelig frihet til å avveie investeringer og kostnader for egen virksomhet (Reiten et al., 2014b, s. 23).

NVE regulerer nettselskapene økonomisk gjennom reguleringsmodellen, denne er tilpasset en situasjon hvor nettselskapene skal gjøre store investeringer (NVE, 2017c). Regulering av nettvirksomhetenes inntekter ved bruk av insentiver har vært gjeldende siden 1997, mens dagens reguleringsmodell trådte i kraft i 2007 og ble revidert med virkning fra 2013. Hvert år fastsetter NVE tillatt inntekt, og nettselskapenes økonomiske resultat avhenger av i hvilken grad selskapene klarer å holde kostnadene lavere enn den tillatte inntekten. Inntektsrammen beregnes årlig basert på historiske kostnader for det aktuelle nettselskapet, som tillegges 40 prosent vekt, og en kostnadsnorm som tillegges 60 prosent vekt. I tillegg til inntektsrammen, består den tillatte inntekten av eiendomsskatt og kostnader ved uttak fra og innmating i overliggende nett. Dersom det oppstår en differanse mellom nettselskapets faktiske inntekt og tillatte inntekt, håndteres dette gjennom mer-/mindreinntekt. Merinntektene tilbakeføres til kundene i form av reduserte tariffer i fremtiden, mens mindreinntekten kan innhentes fra kundene (Reiten et al., 2014b, s. 23).

Siden 60 prosent av inntektsrammen ikke er avhengig av nettselskapets egne kostnader og 40 prosent blir videreført til kundene i form av lavere priser, kan nettselskapene beholde store deler av en eventuell kostnadsbesparelse. Det vil dermed være mulig å øke avkastningen ved å løse oppgaven på en mer kostnadseffektiv måte enn konkurrentene. Dette bidrar til at kundene ikke betaler urimelig høye tariffer. Inntektsrammens kostnadsgrunnlag består av kostnader til drift og vedlikehold, avskrivninger og avkastning på bokført verdi av nettkapitalen samt KILE-kostnader. Kostnadsgrunnlaget er historiske kostnader to år tilbake i tid, og forsterker insentivene til kostnadseffektivitet da det oppstår et tidsetterslep. I 2009 ble imidlertid tidsetterslepet fjernet for kapitalkostnadene, for å styrke insentivene til investeringer. På den måten får nettselskapene raskere økte inntekter som følge av investeringer. Videre har NVE utviklet egne modeller, basert på DEA-analyser (Data Envelopment Analysis), for å beregne kostnadsnormen for de enkelte nettselskap. Kostnadsnormen skal reflektere hva kostnadene bør være dersom nettselskapene tilbyr netjtjenester på en gjennomsnittlig, effektiv måte. Modellen

tar hensyn til kostnadsforskjeller som kan oppstå mellom selskap og som er utenfor selskapenes kontroll. Dette kan være forhold som vær, klima og terrengforhold (Reiten et al., 2014b, s. 23-25).

## **2.3 Dagens tariffstruktur**

Før den nye ordningen med gjennomfakturering trådte i kraft, måtte alle strømforbrukere betale elektrisitet til to forskjellige aktører. Til kraftleverandøren, som forbrukerne selv kan velge, betaler forbrukeren for det faktiske strømforbruket. Til nettselskapet betaler forbrukeren nettleie, også omtalt som tariff, som er prisen på å få overført strøm til husstanden (NVE, 2017b). En grunnleggende forutsetning for et effektivt kraftmarked, er at alle som ønsker det skal få tilgang til kraftmarkedet til objektive og ikke-diskriminerende vilkår og tariff. Nettselskapene har i dag relativt stor frihet til å fastsette sine tariff for ulike kundegrupper og fordele nettets kostnader mellom disse. I dag består nettleien i hovedsak av et fastledd og et energiledd. Noen kunder blir også målt på effektuttak og har et eget effektledd som del av nettleien. Dette gjelder for det meste store næringskunder som benytter Målt effekt som tariffingsmodell, som vi vil komme tilbake til i kapittel 3. I tillegg er det store variasjoner i hvordan nettselskapene velger å fordele inntektene fra fastledd og energiledd til energimålte kunder i distribusjonsnett. Et høyt fastledd fører for eksempel til at kunder med lavt forbruk betaler mer per kWh enn kunder med høyere forbruk som er tilknyttet det samme selskapet (Reiten et al., 2014b, s. 25).

### **2.3.1 Energiledd**

Tariffens energiledd skal reflektere kostnaden ved kundens bruk av nettet og gjenspeiler som et minimum den marginale tapskostnaden ved overføring av strøm. Når kraft overføres via strømnettet vil kraftledningene varmes opp, som fører til at en del av den overførte energien forsvinner som varmetap til omgivelsene. Dette omtales som nettap. I tillegg til at energileddet i prinsippet skal være bruksavhengig, skal også nettapet reflekteres i dette leddet. Punktvis energiledd som gjenspeiler marginale tapskostnader kan bidra til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet (NVE, 2017a). Prinsipielt kan også energileddet inneholde en kapasitetspris, som også omtales som flaskehalskostnader. Dette er en skyggepris som oppstår ved knapphet på overføringskapasiteten, som vi vil komme tilbake til i kapittel 4.

### **2.3.2 Fastledd**

Fastleddet er en definert sum per år og skal dekke kundespesifikke kostnader, som kostnader knyttet til måling, avregning og fakturering. Dette leddet skal i tillegg dekke en andel øvrige faste kostnader i nettet, herunder investeringer, og kan dermed omtales som et residualledd (NVE, 2017a).

### **2.3.3 Effektledd**

Som tidligere nevnt behøver ikke nettselskapene å benytte et effektledd i dag. Det er likevel utbredt hos store næringskunder, i tillegg til et fåtall husholdninger som allerede har fått installert AMS-målere. Effektleddet beregnes ut fra kundens effektuttak i definerte perioder. Det vil si at kunden betaler for den belastningen vedkommende påfører nettet i en gitt periode. Enkelte nettselskaper tar utgangspunkt i at forbrukerne kan abonnere på en gitt mengde effekt (kWh/h), hvor forbruk som overstiger valgt mengde kWh/h blir dyrere enn dersom forbruket er under denne mengden. Slike utforminger blir ikke heftende for kunden i lengre perioder. Andre nettselskap benytter gjennomsnittet av de høyest belastede timene som inntreffer på ulike dager, hvor kunden må betale kostnaden på maksimaluttaket hele avregningsperioden. Dette kan for eksempel være én måned eller et år (Elkraft AS, u.å.).

### **2.3.4 Avgifter**

Selv om avgiftene ikke er en del av nettleien, skal de faktureres sammen med nettleien. Avgiftene består av forbruksavgift, merverdiavgift (MVA) og Enova-avgift. Forbruksavgiften på elektrisk kraft, også kallet el-avgift, er en særavgift på forbruk av all elektrisk kraft som betales til statskassen. Avgiften er i dag på 16,58 øre/kWh (Finansdepartementet, 2018). Elektrisk kraft som leveres til husholdninger og offentlig forvaltning i Finnmark og i kommunene Karlsøy, Kvæningen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjerøy og Storfjord er fritatt fra både MVA og forbruksavgiften, mens Troms og Nordland er fritatt for MVA. Enova-avgiften inngår i nettleien og er en lovpålagt avgift til det statlige Energifondet. Avgiften skal finansiere energieffektiviseringstiltak og utgjør 1 øre/kWh for husholdninger og fritidsboliger, og 800 kr/år per målepunkt eksklusive MVA for næring (NVE, 2017a).

### **3. Effekttarifiering**

På bakgrunn av at nettet nærmer seg sin tekniske levealder, befolkningsvekst, nye nasjonale klima og fornybarmål, og et høyere effektuttak blant forbrukerne, har NVE foreslått å innføre effekttariffer. En av grunnene til dette er at effekttariffer kan være et alternativ til de planlagte nettinvesteringene på til sammen 120-140 milliarder kroner (Reiten et al., 2014b, s. 12). Dette er kostnader som skal fordeles på brukerne av nettet, og vil føre til at nettleien vil øke med rundt 30 prosent i nominelle priser frem til 2025 (Løvik, 2018b).

#### **3.1 Hva er effekt?**

Effekt kan forklares som den momentane belastningen i nettet og måles i kilowatt (kW), kundens faktura vil dermed avhenge av hvor mye strøm som brukes på en gang. Dette skiller seg fra dagens tariff, hvor fakturaen avhenger av det samlede energiforbruket. Energi er belastningen over tid, for eksempel én time, og måles i kilowattimer (kWh) (Hansen et al., 2017, s. 1). Effekttariffer kan dermed forklares som tariffer som inneholder et effektledd, som tar hensyn til belastningen kunden påfører strømmettet ved bruk.

#### **3.2 Hvorfor effekttariffer?**

Ifølge Energi Norge (2017a) kan en god utforming av effektbaserte tariffer bidra til lastflytting. Dette kan bidra til å redusere den ventede overbelastningen i strømmettet, og dermed gi vesentlig nettnytte i form av å utsette investeringer som nevnt tidligere. Kundene får med andre ord mulighet til å respondere på tariffene og dermed påvirke egen tariffkostnad, som blir omtalt som etterspørselsrespons. Det er tre hovedstrategier som forbrukere kan benytte for å endre forbruket: 1) redusere etterspørselen i høyprisperioder uten å redusere forbruket i andre perioder, 2) lastskifte, å flytte forbruket fra høypris- til lavprisperioder, og 3) bruke andre energikilder som gass eller brensel, for å tilfredsstille strømbehovet (Sæle & Grande, 2011, s. 103).

Ved å avregne forbrukerne basert på effekt fremfor energi, kan det oppnås en bedre kostnadsfordeling mellom kunder. Som et eksempel kan man tenke seg to ulike kunder: Kunde 1 bor i passivhus og har elbillading, mens Kunde 2 bor i et eldre hus med stort energiforbruk. Selv om Kunde 1 trolig har lavere energiforbruk enn Kunde 2, kan effektbehovet være det samme og dermed påføre nettet de samme kostnadene (Ingeberg, 2015, s. 3). Dersom effekttariffer tas i bruk, vil nettleien i større grad gjenspeile hvordan kostnadene i nettet oppstår og nettet vil dimensjoneres etter topplasttimene. Effekttariffer kan virke motiverende for

kunden da man får muligheten til å ta gode valg knyttet til energiatferd, og dermed påvirke egen tariffkostnad i større grad enn ved dagens tariffstruktur. En slik tariff kan i tillegg bli sett på som mer rettferdig blant brukerne av nettet, gitt at den blir riktig utformet. Kunder som belaster nettet gjennom høyt effektuttak, vil da betale mer enn kunder som belaster nettet i mindre grad (Hansen et al., 2017, s. 4, 7).

NVE ønsker å innføre effekttariffer som sikrer effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Det vil si at strøm skal transporteres fra produsent til forbruker til lavest mulig kostnad, samtidig som forsyningssikkerheten ivaretas. Videre skal eksisterende nett utnyttes effektivt, samtidig som riktige investeringer i strømmett, forbruk, produksjon og andre alternativer til strøm blir gjennomført. Med riktige investeringer mener vi investeringer som stimulerer til forbruksendringer som kan redusere eller utsette behovet for fremtidige nettinvesteringer når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet vil vi forklare nærmere i kapittel 4.3. For å oppnå effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, bør tariffmodellen utformes slik at den reflekterer nettets kostnadsdrivere ved å gi flest mulig kunder prissignal om lastflytting når nettet er høyt belastet, og færre når nettet har god kapasitet (Hansen et al., 2017, s. 4).

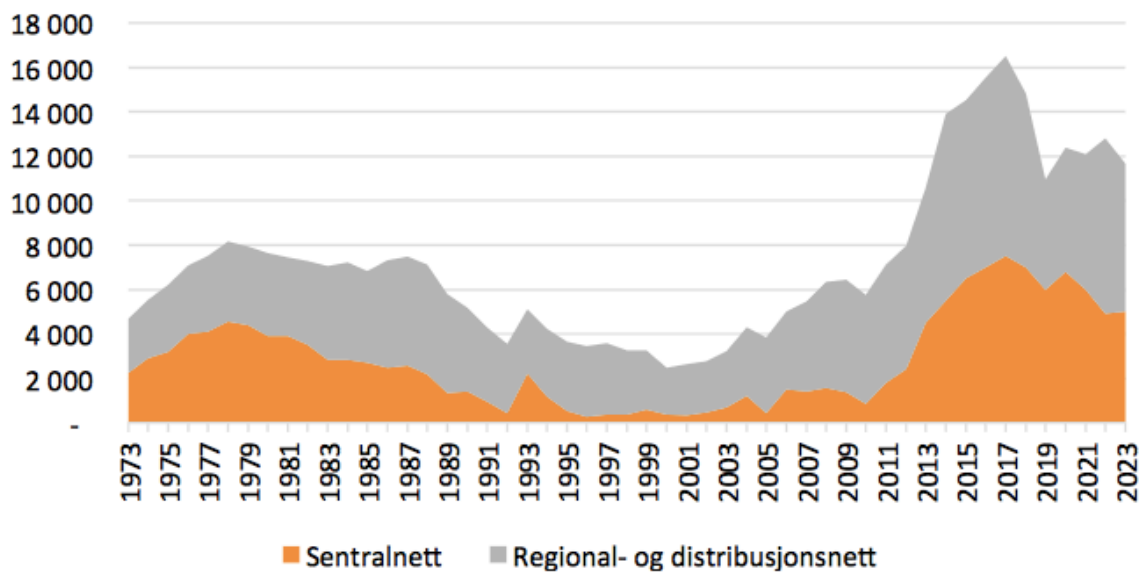
### **3.2.1 Kostnadsdriverne i strømmettet**

Ifølge Energi Norge (2017b, s. 37) vil nettinvesteringer på alle nettnivå føre til økt nettleie på landsbasis. Som nevnt er det fire omtalte drivere knyttet til nettutbygging: økt effektuttak, befolkningsvekst og urbanisering, nettets tekniske levealder, og nye nasjonale klima- og fornybarmål. Nettinvesteringene har økt betydelig de siste årene, og som figur 2 illustrerer er det forventet at dette nivået vil vedvare i tiden fremover (Reiten et al., 2014b, s. 11-12). Kostnadene ved å bygge nett vil i stor grad avhenge av faktorer som topografi<sup>1</sup>, klima, lokal produksjon og gravekostnader. Nettselskapenes kostnader vil påvirkes av nettselskapenes lokasjon. For eksempel vil kostnaden knyttet til utbygging av nett øke ved stor bruk av sjøkabler, som benyttes i kystnære områder og på øyer. Slike kostnader vil også øke ved utfordrende klimaforhold som lite dagslys eller lav temperatur, som kan skape vanskelige graveforhold. Totalt sett vil økte kostnader knyttet til utbygging av nett øke nettselskapenes

---

<sup>1</sup> Topografi forklarer terrengforhold som høyde, vegetasjon, hav, innsjøer, bebyggelse og lignende (Universitetet i Bergen, 2017).

tillatte inntekt, som igjen vil øke nettleie per forbruker gitt at antall forbrukere holdes konstant (Energi Norge, 2017b, s. 26).



Figur 2: Historisk og forventede nettinvesteringer (Reiten, Sørgard & Bjella, 2014a, s. 11).

Nye forbruksmønstre, nytt elektrisk utstyr og større variasjoner i kraftproduksjonen som følge av økt utenlandshandel og ikke-regulerbar fornybar kraft i systemet, er kjente faktorer som påvirker effektuttaket. På bakgrunn av dette vil det oppstå store effekttopper, samtidig som det ifølge Efskin, Finstad & Foosnæs (2014, s. 269) blir færre kWh å fordele kostnadene knyttet til sterkere nett på. I forbindelse med dette er alle nettselskap pålagt å installere AMS-målere til alle sine nettkunder innen 2019. Dette er en stor investering som vil øke nettleien. Videre er det ventet befolkningsvekst og urbanisering som også øker behovet for nettutbygging. På bakgrunn av dette øker behovet for nettkapasitet, og dermed behovet for et mer robust strømnnett. Det er fastslått at dagens strømnnett har høy gjennomsnittsalder i forhold til sin tekniske levealder, og kravene til sikker kraftleveranse øker. Til tross for de gjennomførte investeringene de senere årene er det, som forklart over, mye som tyder på at det fortsatt er behov for betydelig reinvestering i tiden fremover for å opprettholde kvaliteten i det eksisterende nettet. Dette gjelder spesielt i sentrale strøk, som følge av at nettet gjerne ble bygget i disse områdene først. I tillegg stiller nasjonale klima- og fornybarmål nye krav til energisystemet. I 2020 skal Norges energiandel fra fornybare energikilder utgjøre 67,5 prosent av brutto sluttforbruk av energi. I forbindelse med dette vil Elsertifikatordningen spille en viktig rolle, da det til sammen skal bygges ut 26,4 TWh i Norge og Sverige innen 2020. Videre vil økt elektrifisering fremheves som tiltak for å øke fornybarandelen og redusere nasjonale klimagassutslipp, som kan øke

behovet for nettinvesteringer (Reiten et al., 2014b, s. 12). Elektrifisering vil vi forklare nærmere senere i kapittelet.

### **3.3 Endring fra dagens tariffer**

Formålet med innføringen av effekttariffer er at prosessen skal gi riktige insentiv og en mer rettferdig kostnadsdeling blant brukerne av nettet enn det som er tilfelle med dagens tariffutforming. Energitariffen som benyttes i dag, gir ikke insentiver til å flytte last fra høylast-til lavlastperioder. Effekttariffer vil derimot gi slike insentiv og bidra til å redusere makslast, som kan redusere behovet for nyinvesteringer (Ingeberg, 2015, s. 4). Ved å endre regelverket for tariffingen, kan strømforbruket prises riktigere slik at nettet i større grad utnyttes mer effektivt. En av grunnene til at NVE har foreslått endringer i dagens regelverk, er at energiledet som priser bruken av nettet i dag settes for høyt. Årsaken til dette er at energiledet settes høyere enn tapskostnadene kundenes bruk påfører nettet. Tapskostnadene oppstår som tidligere nevnt når en del av strømmen går tapt på grunn av utviklet varme ved overføring. Når det ikke oppstår kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet, vil den eneste realøkonomiske kostnaden som påføres av brukerne av nettet være den marginale tapskostnaden ved innmating og uttak. Som et minimum skal energiledet reflektere de marginale tapskostnadene ved overføring av strøm. Marginalkostnadene øker imidlertid raskere enn utvekslet kvantum, og utgjør en større kostnad enn det fysiske tapet (Mook, 2016, s. 5, 17). Et annet viktig argument for å innføre effekttariffer, er som nevnt at effektuttaket har økt mer enn energibruken og at brukstiden i nettet dermed har gått ned. Høyt effektuttak vil si høy energibruk per tidsenhet, som blant annet skyldes nye effektkrevende apparater og nye forbruksmønstre (Hansen et al., 2017, s. vii).

Det er tre hovedtrender som er omtalt som driverne for utviklingen i bransjen: desentralisering, elektrifisering og digitalisering. Trendene er viktige hver for seg, men ikke minst samlet og kan tvinge frem behov for endringer i reguleringen.

#### **3.3.1 Desentralisering**

Da dagens kraftnett ble bygget, var verken solkraft, vindkraft eller batteri et alternativ på grunn av høye kostnader knyttet til investeringer. Distribuerte energiresurser defineres som produksjons- og lagringsteknologier, som er kilder til elektrisitet og som ikke er direkte koblet til et kraftoverføringssystem (The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003, s. 3). Desentralisert kraftproduksjon går ut på at man kobler produksjonsheter på flere spenningsnivåer. Dette kan dreie seg om solcelleanlegg, småkraftverk eller vindturbiner som mates på overføringsnettet for kraft når produksjonsheten har overskudd av elektrisitet. I dag



er det mer attraktivt å benytte disse energikildene enn tidligere, mye fordi kostnadene er betydelig lavere, også for de mindre anleggene. Kraftselskapene har lenge vært skeptiske til distribuert kraftproduksjon på grunn av leveransesikkerhet og strømkvalitet, det stilles dermed en rekke tekniske krav for å koble distribuert kraftproduksjon til nettet. Teknologileverandørene har bygget fremtidsrettede løsninger som overgår disse kravene, et eksempel er vekselrettere. Vekselrettere er et apparat som omformer likespenning til vekselspanning og binder småskala sol- og vindkraft til kraftnettet. Slike apparat kan bidra til å stabilisere spenningen i nettet, redusere nettapene og samtidig forlenge levetiden på investeringene til nettselskapene (Thorud, 2015).

Fremtidens kraftsystem forventes å være preget av en mer uregulerbar og uforutsigbar tilbuds- og etterspørselsside, høyere effektuttak, og mer distribuert innmating av produksjon (Reiten et al., 2014b, s. 14). Energi fra distribuerte energiresurser, som solkraft, vindkraft og batterier, har stort potensiale for å redusere spenningsutfordringene i nettet. Thorud (2015) påpeker imidlertid at dette ikke utnyttes tilstrekkelig i dag og begrenses av reguleringen. Ved å benytte distribuerte energiresurser kan det produseres mer enn etterspurt kvantum i perioder med gode forutsetninger for å produsere, lagre energien og deretter ta den i bruk ved behov. Lagringskapasiteten i Norge utgjør 70 prosent av det årlige norske kraftforbruket og Norge har halvparten av Europas magasinkapasitet. Økt produksjon av elektrisitet fra uregulert kraft som sol- og vindkraft, stiller strengere krav til at det er tilgjengelig fleksibilitet i det resterende kraftsystemet (Energifakta Norge, 2017a).

Fra 2016 til 2017 var det en firedobling i bruk av solenergi i norske hjem, og frem mot 2020 forventes en betydelig økning i andelen uregulert kraft i distribusjonsnettet med innfasing av mer ny kraftproduksjon. Plusskunder er forbrukerkunder som har installert en produksjonskilde, for eksempel solcellepanel, bak målepunktet hvor overskuddsstrømmen selges tilbake til strømleverandør. Med økt bruk av ny teknologi kan alternativer til nettinvesteringer bli mer lønnsomme. Utnyttelse av kundenes evne og mulighet til å bidra med fleksibilitet på forbruks- og på produksjonssiden, kan være fordelaktig både for myndigheter, kraftprodusenter og nettselskaper (Braathen, 2017).

### **3.3.2 Elektrifisering**

Elektrisitet er Norges mest brukte energibærer og kan brukes til de fleste energiformål. Bruken av elektrisitet er i stadig økning da elektrisitet brukes til både oppvarming, elektriske apparater, elektriske prosesser i industrien og som drivstoff i transportmidler. Til tross for at det er anslått

en flat utvikling i energibruken i husholdninger frem mot 2020, forventes økt boligareal, økt bruk av elektrisitet på grunn av overgang fra fyring med oljekjel og parafinovn til elektrisk oppvarming og økt elektrisk utstyr i byggene. Dette skyldes bedre bygninger, flere energieffektive oppvarmingsteknologier og effektivisering av elektriske apparater. Selv om dette har resultert i en flat utvikling i energibruk, har effektbruken økt betydelig og er forventet å øke i årene som kommer. Videre er det forventet økt etterspørsel av elektrisitet i både transportsektoren, industrien, landbruk og fiske, elektrisitetsmarkedet og nye kraftbrukere som datasentre (Lien & Spilde, 2017, s. 10-13).

Elektrifisering defineres som overgangen fra en annen energiform til elektrisitet, det vil si å legge om energiforsyningen slik at elektrisk kraft kan tas i bruk (Elektrifisering, 2009). Elektrifisering beskrives som et nøkkelement for fremtidens energisystem og kan være en del av løsningen på klimautfordringene. Innen 2030 er det forventet så mange som 1,5 millioner elbiler på veiene. Denne økningen kan skape et behov på 4 TWh strøm, men sammenlignet med Norges totalforbruk på over 130 TWh er dette forholdsvis lite. Den gjennomsnittlige belastningen fra elbiler er lav og elbiler er over tre ganger så energieffektive som bensin- og dieselbiler (Skotland, Eggum & Spilde, 2016b, s. 10).

Flere av Norges fylker har som mål å bli fossilfrie innen 2020-2030, og ifølge Skotland og Høivik (2017, s. 9) kan elektrifisering av transportsektoren redusere klimautslippene med seks millioner tonn CO<sub>2</sub> årlig i 2030, som tilsvarer omtrent 10 prosent av Norges CO<sub>2</sub>-utslipp i 2015. Elbusser eller ladbare hybridbusser kommer godt ut både økonomisk og med hensyn til miljø, ved at Norges strøm er billigere i forhold til dieseldrivstoff og at energivirkningsgraden i et batterielektrisk system er mye bedre enn i busser med dieselmotor. Kostnaden til elektrisk energi er under 20 prosent av kostnadene for dieseldrivstoff og vil gi stor effekt over tid (Hagman, Amundsen, Ranta & Nylund, 2017, s. 43). Ferger er også godt egnet for elektrifisering. I Norge har vi rundt 130 fergesamband på riks- og fylkesvegnettet som trafikkeres av totalt rundt 200 ferger. I skrivende stund er kun én av disse fergene helelektrisk, men flere er planlagt eller under bygging. Det opplyses om at inntil 70 fergesamband med rundt 100 ferger, kan bli el-ferger mellom 2016 og 2020. Dette gir en hurtig elektrifisering av Norges fergesamband og vil redusere CO<sub>2</sub>-utslippene betraktelig. Innen 2030 er det forventet at rundt to-tredeler av energibruken til fergedriften er elektrisk. Siemens anslo i sin mulighetsstudie fra 2015, at det er økonomisk lønnsomt med enten helelektrisk eller hybridferger på 7 av 10 fergesamband i Norge. Videre har helelektriske ferger lavere driftskostnader som kan forsvare

en høyere investeringskostnad, og da spesielt på høyt trafikkerte strekninger (Skotland & Høivik, 2017, s. 15-16).

### **3.3.3 Digitalisering**

Digitalisering gir el-bransjen en rekke nye muligheter for fremtidig utvikling. Ny teknologi gjør det enklere for forbrukerne å følge med på eget forbruk, og nettselskapene får tilgang til ny, detaljert informasjon knyttet til forbrukerne og deres energiatferd. AMS er en av de store endringene for el-bransjen og skal som nevnt installeres hos alle nettkunder innen 1. januar 2019. Den nye strømmåleren måler automatisk strømforbruket til kunden hver time, og sender informasjonen direkte til nettselskapene. Forbrukerne vil da slippe å lese av strømmen manuelt, får bedre oversikt over eget forbruk, i tillegg til at måleren kan kobles opp mot energistyringssystemer som gjør det enklere å effektivisere strømforbruket (BKK, u.å.). En av årsakene til at det er mulig å koble gjenstander sammen og utveksle data er Tingenes internett, kjent som «Internet of things». Tingenes internett defineres som «A global infrastructure for the information society, enabling advanced services by interconnecting (physical and virtual) things based on existing and evolving interoperable information and communication technologies» (International Telecommunication Union, 2012).

AMS og smarte sensorer er en del av utbyggingen av det som kalles smarte nett. Smarte nett defineres som energinettverk som automatisk kan overvåke og styre energistrømmer og tilpasses endringer i energiforsyning og etterspørsel (European Commission, u.å.). Denne utbyggingen gjør det mulig for forbrukerne å tilpasse energiforbruket og spare penger ved å bruke mer energi i lavprisperioder og mindre i høyprisperioder. Eksempelvis kan dagens vaskemaskiner innstilles slik at de starter når det er god kapasitet i nettet. Smarte nett kan også bidra til bedre integrering av fornybar energi. Kombinasjonen av informasjon om energibehovet og produksjon kan gi nettoperatorene bedre mulighet til å planlegge integrering av fornybar energi i nettet og balansere sine nettverk. Smarte nett åpner også muligheten for forbrukere som produserer bak målepunktet til å svare på priser og selge overskuddsstrøm til nettet.

En annen viktig innovasjon i el-bransjen er Elhub. I 2013 fikk Statnett SF i oppdrag av NVE å etablere en permanent datahub-tjeneste som omfatter alle måledata for strøm i Norge. Tjenesten fikk navnet Elhub og har planlagt oppstart 18. februar 2019. Elhub vil fungere som et bindeledd mellom nettleverandør og kraftleverandør i kraftmarkedet. Det skal sikre effektiv lagring og distribusjon av måledata fra nærmere 3 millioner forbrukere hver dag, av høy kvalitet og datasikkerhet (Statnett, 2017a). Sluttkundens samlede forbruk overføres automatisk til

nettselskapet gjennom AMS-måleren, som deretter videreføres til Elhub innen klokken 07.00 påfølgende dag og blir tilgjengelig for kraftleverandør og sluttkunde klokken 09.00. I tillegg skal Elhub håndtere markedsendringer slik som bytte av leverandør, flytting, balanseavregning eller opphør av kraftleveransen. Elhub bidrar dermed til effektivisering av kundebehandlingen i form av behandlingstid, nøyaktighet ved fakturering og leverandørbytter som følge av god informasjonsflyt mellom de ulike aktørene i bransjen (Elhub.no, u.å.).

## **3.4 Utforming av effekttariffer**

Ved innføring av ny tariffmodell, er det flere dimensjoner som må tas i betraktning. For det første må en ny tariffutforming oppfylle NVEs krav knyttet til tariffing, og for det andre er det mulig å differensiere tariffene basert på kunders kjennetegn. Vi vil nå presentere hva dette innebærer, for så å ta diskusjonen videre i analysen i kapittel 6 og 7.

### **3.4.1 NVEs krav til effekttariffing**

For å vurdere hvordan tariffene skal utformes, har NVE utformet ulike kriterier som må oppfylles. Tariffene må oppfylle kravene til samfunnsøkonomisk effektivitet, forskriftskrav, administrativ håndterbarhet og rimelige fordelingsvirkninger (THEMA Consulting Group, 2013, s. 15).

#### ***3.4.1.1 Samfunnsøkonomiske nettariffer***

Når tariffene skal utformes er det viktig at de utformes på en mest mulig samfunnsøkonomisk måte og at de følger kravene til samfunnsøkonomisk effektivitet i størst mulig grad. Disse kravene vil vi forklare nærmere i kapittel 4. Da nettselskapenes inntekter skal innkreves på en minst mulig vridende måte, er det ifølge samfunnsøkonomisk teori viktig at tariffene er kostnadsbaserte og i minst mulig grad påvirker forbrukernes insentiver på kort og lang sikt med hensyn til utviklingen og utnyttelsen av strømmettet (THEMA Consulting Group, 2013, s. 18).

#### ***3.4.1.2 Oppfyllelse av forskriftskrav***

Ved vurdering av alternative måter å utforme tariffen på, må utformingen samsvare med forskriftene om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariffer. Forskriften skal som nevnt legge grunnlag for et effektivt kraftmarked og kontroll av nettvirksomheten som et naturlig monopol, sikre at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, §1-1).

Ifølge samfunnsøkonomisk teori skal de med minst prisfølsomhet betale mesteparten av kostnadene, men tariffutformingene må likevel oppfylle de ulike forskriftskravene når nye tariffier skal fastsettes. Som et eksempel sier § 13-1. *Prinsipper for utforming av punkttariffer* at alle nettselskaper er ansvarlige for at det utarbeides tariffier som er punktbaserte etter blant annet følgende prinsipp: ledd e) tariffene kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, §13-1e).

### **3.4.1.3 Administrativ håndterbarhet**

En ny tariffutforming bør være administrativt håndterbar, som betyr at tariffmodellen bør være enkel å implementere og bruke i praksis. Tariffens administrative håndterbarhet vil avhenge av hvilken belastning modellen innebærer for kundesentrene, samt hvor mye informasjon nettselskapene må håndtere i de ulike modellene. Nettselskapene ønsker en modell som ikke skaper store kostnader for kundesentrene og som gir få indirekte kostnader gjennom godt samspill med andre reguleringer. Samspill med andre reguleringer er særlig forhold som er knyttet til reguleringen av leveringskvalitet og samspillet med tariffier som gir prissignaler. Det må samtidig tas hensyn til innføringen av en felles IKT-infrastruktur (Elhub) og en leverandørsentrisk modell. Elhub kan på visse områder gjøre det enkelt å innføre nye modeller ettersom prosessene kan anvendes i stor skala og strømlinjeformes. Med Elhub og leverandørsentrisk modell vil det imidlertid være ønskelig å standardisere tariffstrukturen mer enn i dag. En av grunnene til dette er at flere ulike tariffmodeller kan bli noe komplekst å forholde seg til dersom kraftleverandøren blir kundens primærkontakt. Dette kan skape større svingninger i nettselskapenes inntekter, som vil gi større variasjoner i selskapenes mer-/mindreinntektsaldoer. Ved å utforme en tariffmodell som er enkel å bruke og forstå, kan man unngå misnøye både hos nettselskap og kunde i form av tidkrevende prosesser og økte kostnader (THEMA Consulting Group, 2013, s. 21). Det er imidlertid ikke optimalt å utforme en for enkel tariffmodell da den kan bli lite treffsikker og dermed sende feil prissignal. Feil prissignal kan resultere i lastreduksjon i perioder hvor nettet har god kapasitet, og redusere utnyttelsen av nettet. Dette vil vi komme tilbake til i kapittel 6 og 7.

### **3.4.1.4 Rimelige fordelingsvirkninger**

Rimelig fordeling betyr at kunder som belaster nettet i større grad skal betale mer enn kunder som belaster nettet i mindre grad (Hansen et al., 2017, s. 4). I denne sammenheng omtales fordelingsvirkninger som hvordan de ulike tariffieringsmodellene påvirker kostnadsfordelingen

mellom ulike kundegrupper. NVE ønsker at tariffmodellen skal tilføre økt rettferdighet (Ingeberg, 2015, s. 4). Fordelingsvirkningene vil ikke ha en direkte påvirkning på den samfunnsøkonomiske effektiviteten i modellene, men det er viktig for NVE og nettselskapene når tariffmodellene skal utformes i praksis (THEMA Consulting Group, 2013, s. 21).

### **3.4.2 Differensiering basert på kunders kjennetegn**

Når de residuale tariffene skal utformes, er differensiering basert på kunders kjennetegn viktig å ta i betraktning. En av grunnene til dette er at det kan være fordelaktig å ha mulighet til å differensiere kundene for å oppnå en mest mulig «riktig» tariffutforming. Vi vil i dette avsnittet presentere ulike kjennetegn ved nettkunden som kan være grunnlag for differensiering, for så å diskutere dem videre i kapittel 6. De mest relevante kjennetegnene er differensiering basert på kundegrupper, observert prisfølsomhet, brukstid, størrelse på forbruk og nettkapasitet.

#### ***3.4.2.1 Differensiering basert på kundegrupper***

Differensiering basert på kundegruppe har flere likhetstrekk med dagens modell ved at man skiller mellom husholdningskunder, hyttekunder, og små og store næringskunder. Det er da mulig å differensiere nettleien ut fra hvor stor del av tariffen som hentes inn gjennom fastleddet, energileddet og effektleddet for de ulike kundegruppene.

#### ***3.4.2.2 Differensiering basert på observert prisfølsomhet***

Ettersom alle får utdelt AMS-målere er det mulig å estimere prisfølsomheten<sup>2</sup> i etterspørselen etter kraft på grunnlag av faktiske data for forbruk, nettariffer, priser for kraft og avgifter. På den måten er det mulig å differensiere energileddet basert på kunders faktiske etterspørselskurve og prisfølsomhet (THEMA Consulting Group, 2013, s. 26).

#### ***3.4.2.3 Differensiering basert på brukstid***

Brukstid defineres som forholdstallet mellom kundens årlige energiforbruk (kWh) og maksimaleffekt (kW) (NVE, 2015, s. 3). Ved å differensiere basert på brukstid, kan tariffmodellen fange opp forbrukerens kortsiktige fleksibilitet. En ulempe med modellen er at den ikke avslører hvorvidt forbrukerne har god eller begrenset tilgang til alternative energibærere på lengre sikt. Dette kan føre til at kunder med høy brukstid (kWh/kW), men som har tilgang til alternative energibærere, må dekke en relativt stor del av kostnadene. Dette kan

---

<sup>2</sup> Prisfølsomhet kan forklares som et mål på hvor følsom etterspørselen eller tilbudet er overfor prisendringer (Price sensitivity, u.å.).

sammenlignes med dagens modell for faste uttakstariffer i sentralnettet, hvor kunder med lav brukstid vil betale høyere effektiv tariff per kWh enn kunder med høy brukstid (THEMA Consulting Group, 2013, s. 22, 25).

#### ***3.4.2.4 Differensiering basert på størrelse på forbruk***

En mulig differensiering er at kundene betaler et energiledd som er høyere dess høyere energiforbruket er. Dette kan eksempelvis gjøres ved å benytte et påslag som øker som funksjon av forbruket, eller ved å dele kundene inn i grupper. Kundene kan også bli målt basert på effekt, eventuelt effekt på definerte referansepunkter. Dette vil avhenge om tariffmodellen er utformet med et effektledd i tillegg. Ved en slik differensiering vil kunder som har et stort energiforbruk bli belastet en relativt større andel av den residuale kostnaden enn kunder med lavt forbruk (pr. kWh) (THEMA Consulting Group, 2013, s. 22, 24).

#### ***3.4.2.5 Differensiering basert på nettkapasitet***

Differensiering basert på nettkapasitet, vil åpne mulighetene for geografisk differensiering. På den måten kan tariffutformingen gi prissignal om å redusere forbruk i områder med begrenset nettkapasitet, og omvendt. Dette kan gjøres ved å differensiere tariffleddene. For eksempel kan kunder som befinner seg i områder med god kapasitet, betale lavere satser enn kunder i områder med liten kapasitet (THEMA Consulting Group, 2013, s. 24).

### **3.5 Fire tariffmodeller foreslått av NVE**

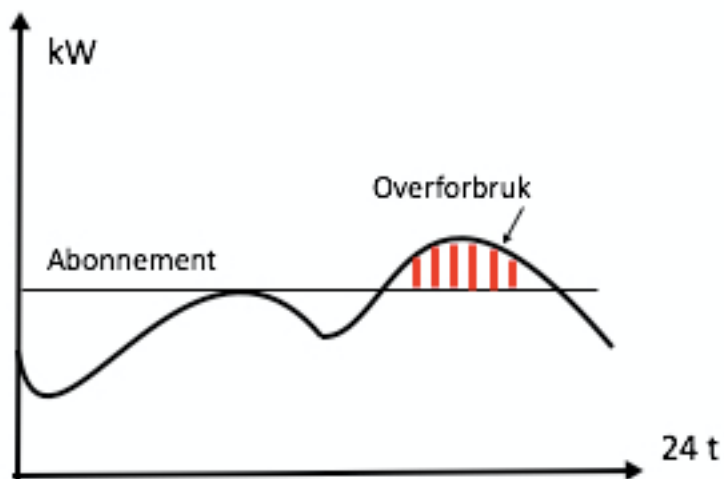
NVE har lagt frem fire ulike forslag til tariffmodeller: Abonnert effekt, Målt effekt, Time-of-use og Sikringsstørrelse. I dette kapitlet vil vi presentere disse modellene.

#### **3.5.1 Abonnert effekt**

Abonnert effekt består av tre ledd: et fastledd, et overforbruksledd og et energiledd. Fastleddet differensieres etter valgt abonnementsstørrelse, og skal gi kundene prissignal om nettets kostnadsnivå basert på etterspurt effekt. Abonnementsstørrelse er avtalt kapasitet mellom nettselskap og kunde, og er illustrert i figur 3. Det er i dette leddet mesteparten av nettselskapenes inntekt innhentes, mens inntekter fra energileddet og overforbruksleddet utgjør en mindre del. Modellens energiledd dekker nettets kortsiktige marginalkostnad, og kan differensieres både geografisk og i tid på bakgrunn av ulike tapskostnader. Overforbruksleddet gir kunden prissignal om å redusere forbruk som er over abonnementsgrensen, og kan bidra til at kunden velger det abonnementet som gir lavest mulig kostnad over året. Både fastleddet og

overforbruksleddet kan tidsdifferensieres på bakgrunn av relevante nettforhold (Hansen et al., 2017, s. 11, 12).

Formålet med modellen er at overforbruksleddet skal gi kundene prissignal om å jevne ut forbruk i de timene nettet er høyt belastet, og i minst mulig grad når nettet har god kapasitet. NVE vurderer dette som modellens styrke. På kort sikt får kundene økonomiske insentiv til å tilpasse forbruket og holde seg innenfor et valgt abonnement. På lengre sikt får kunden økonomiske insentiv til å gjøre tiltak for å redusere det totale forbruket og dermed velge et lavere abonnement. Kundene velger abonnement på bakgrunn av eget historisk timesforbruk. Da de fleste har størst forbruk på kalde vinterdager, argumenterer NVE for at det er i disse timene kundenes forbruk typisk vil overstige abonnementsgrensen (Hansen et al., 2017, s. 11). Dette vil imidlertid avhenge av faktorer som forbrukernes valg av abonnementsstørrelse og pris på overforbruksledd. Vi vil se nærmere på dette i kapittel 6, hvor vi vil vurdere NVEs forslag til tariffutforming.

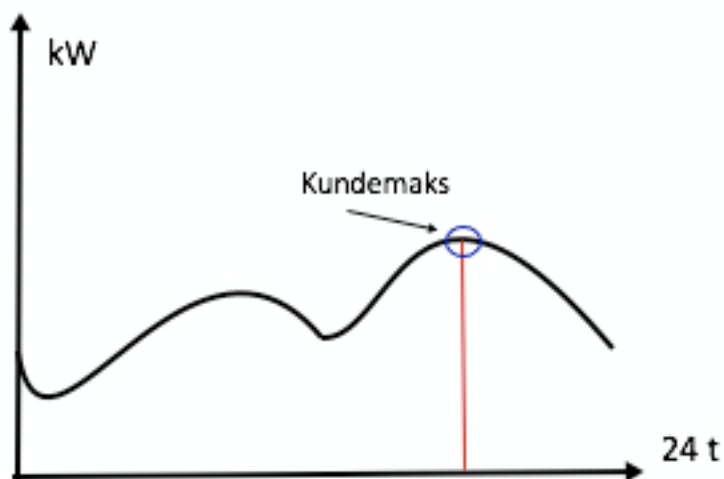


Figur 3: Abonnementsstørrelse og overforbruk ved Abonnert effekt.

### 3.5.2 Målt effekt

Tariffmodellen Målt effekt avregner kundens høyeste gjennomsnittlige effektuttak per time, også kalt kundemaks, og er mye brukt blant store næringskunder i dag. Kundens høyeste gjennomsnittlige effektuttak er illustrert i figur 4. Tariffen består av tre ledd: et fastledd som baseres på kundespesifikke kostnader, et marginaltapsbasert energiledd og et effektledd. Effektleddet vil være en fordelingsnøkkel for kostnader som ikke innhentes gjennom fastleddet eller energileddet. Kostnadsfordelingen er basert på hvor mye nettkapasitet kunden faktisk har brukt i timen der effektuttaket har vært høyest innenfor avregningsperioden. Effektleddet vil være hoveddelen av kundens kostnader i nettleien (Hansen et al., 2017, s. 9, 12).





**Figur 4: Kundens høyeste gjennomsnittlige effektuttak ved Målt effekt.**

Formålet med tariffen er å redusere nettets topplast. Det er dermed viktig at flest mulig får insentiv til å redusere forbruket i timene nettet er høyest belastet. Avregningsperioden må derfor være sammenfallende mellom enkeltkundes høyeste forbrukstimer og nettets topplasttime. Dess lengre tidsperiode med én avregningstid, dess mindre sannsynlig er dette. For eksempel kan månedlig avregningsperiode være lite sammenfallende mellom nettets topplasttime og kundens høyeste timesforbruk. Kunden kan likevel ha insentiv til å redusere forbruk i alle timene hvor forbruket er høyt, fordi forbrukeren ikke vet med sikkerhet hvilken time som er den høyeste før avregningsperioden er over. NVE anbefaler hyppige avregningsperioder for at høye forbrukstopper ikke skal bli heftende for kunden over lengre perioder. For eksempel kan kunden få informasjon om egen tariffkostnad relativt kort tid etter forbrukstidspunktet, slik at kundens insentiv til å redusere forbruk i andre timer kun vil svekkes innenfor samme døgn (Hansen et al., 2017, s. 13).

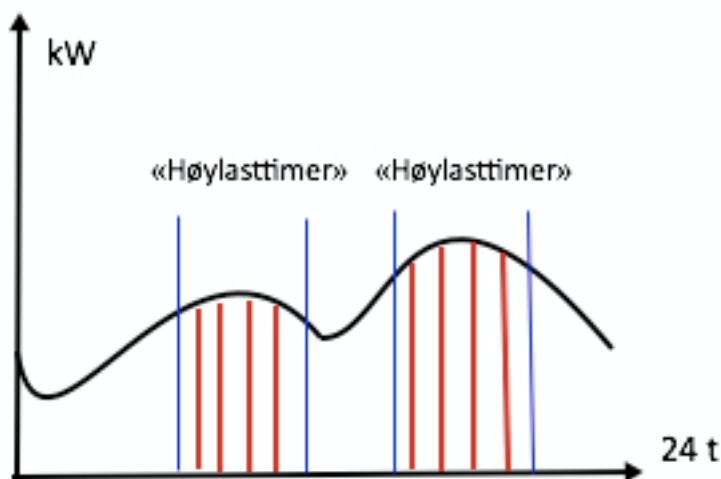
Vi velger imidlertid ikke å fokusere på denne modellen videre i utredningen, da modellen blir omtalt som for kompleks og vanskelig for husholdningskunder og kunder med fritidsbolig. Dette er som nevnt en tariffmodell som benyttes i stor utstrekning for næringskunder (med forbruk over 100 000 kWh), og har vist seg å fungere godt for denne kundegruppen.

### **3.5.3 Time-of-use**

Tariffen består av to ledd: et fastledd og et energiledd. Fastleddet kan for eksempel differensieres basert på kundegrupper, mens energileddet er høyere i perioder med forventet høy last som også dekker kostnader utover marginaltap. Tariffen har ingen effektledd fordi dette ivaretas med differensiering av energileddet. Time-of-use innebærer at nettselskapene fastsetter

noen timer med høyere energipris enn andre timer, og kan ses på som en «kapasitetsavgift» som legges til i typiske høylasttimer som morgen- og ettermiddagstimer på vinterstid. Høylasttimene er illustrert i figur 5. Den største fordelen som trekkes frem med modellen, er at nettselskapene kan sette høyere timespris i timene hvor nettet er forventet å være høyt belastet (Hansen et al., 2017, s. 9, 14).

For å dekke nettselskapenes øvrige kostnader kan Time-of-use utformes på minst fire ulike måter. Enten kan de timene som er høyt belastet prises svært høyt, eller så kan mange timer defineres som høypristimer. Alternativt kan deler av nettselskapenes inntektsbehov legges over på tariffens fastledd, eller eventuelt sette energiprisen høyere enn den kortsiktige marginalkostnaden i alle årets timer, men la satsen variere mellom perioder med høy og lav belastning. Disse fire alternativene vil vi diskutere videre i kapittel 7 (Hansen et al., 2017, s. 14-15).



Figur 5: Høylasttimer ved Time-of-use.

### 3.5.4 Sikringsstørrelse

I likhet med Time-of-use består tariffen av to ledd: et fastledd og et energiledd. Fastleddet differensieres etter kundens hovedsikring, mens energileddet er marginaltapsbasert. Vi velger å ikke utrede modellen videre på bakgrunn av at modellen blir sett på som mindre egnet i distribusjonsnettet. Årsaken til dette er at direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap har vurdert at bruk av kundens fysiske sikringsstørrelse til å fastsette kundens nettleie kan være i strid med §15 i forskrift om elektriske lavspenningsanlegg (Hansen et al., 2017, s. 9-10).

## 4. Oppgavens teoretiske grunnlag

I dette kapitlet vil vi presentere oppgavens teoretiske grunnlag. Først presenterer vi grunnleggende samfunnsøkonomisk teori, herunder samfunnsøkonomisk effektivitet, pristeori og lønnsomhet. Til slutt presenterer vi et rammeverk for samfunnsøkonomisk analyse, som vi vil benytte videre i kapittel 7.

### 4.1 Samfunnsøkonomisk effektivitet

Samfunnsøkonomisk effektivitet innebærer at summen av produsentenes og konsumentenes overskudd blir størst mulig. Dette foreligger når følgende tre kriterier er oppfylt: effektivitet i produksjon, effektivitet i forbruk og effektiv sammensetning av produksjon og forbruk. Når disse kravene er oppfylt blir ressursene utnyttet på en måte som maksimerer den samlede forbruksmuligheten til befolkningen og man unngå sløsing av ressursene. *Effektivitet i produksjon* tilsier optimal ressursallokering på produksjonssiden, som betyr at det ikke skal være mulig å øke tilgangen av en vare eller tjeneste uten at tilgangen på andre goder må reduseres. Dersom dette er mulig, blir ikke ressursene brukt på en effektiv måte. *Effektivitet i forbruk* betyr på tilsvarende måte at det ikke skal være mulig å øke noen konsumenters velferd uten å redusere andre konsumenters velferd. *Effektiv sammensetning av produksjon og forbruk* knytter sammen beslutningene om produksjon og forbruk. Effektivitet krever at konsumentenes marginale verdsettelse av økt forbruk av et bestemt gode skal være lik kostnaden ved redusert tilgang på andre goder. Hvis dette ikke er tilfelle, vil det være mulig å øke velferden til en konsument uten at det påvirker en annen. For å oppnå effektiv sammensetning av produksjon og forbruk må konsumentenes betalingsvilje for et gode være lik den marginale kostnaden med å produsere godet (Finansdepartementet, 2007).

### 4.2 Samfunnsøkonomiske nettariffer

Siden overføringsnett for kraft er et naturlig monopol er det store faste kostnader knyttet til etablering og vedlikehold av nettet, og små variable kostnadene knyttet til selve kraftoverføringen. Dette resulterer i fallende gjennomsnittskostnader med økende distribusjon, og betydelige stordriftsfordeler i kraftnettet (THEMA Consulting Group, 2013, s. 15). Ifølge von der Fehr, Hagen & Hope (2002, s. 77) består en optimal regulering av et naturlig monopol av å gi bedriftsøkonomiske insentiver til kostnadseffektiv drift, slik at gevinsten ved kostnadsreducerende tiltak avveies mot tiltakskostnadene, optimal prisfastsettelse og utnyttelse

av kapasiteten på kort sikt, samt optimal kapasitetsutbygging og utvikling av nettet på lengre sikt.

Som følge av at nettselskapene har faste kostnader å dekke og fordi gjennomsnittskostnadene i kraftnettet er fallende, vil optimale nettariffer ikke dekke de totale nettkostnadene og det oppstår et bedriftsøkonomisk underskudd. Optimale nettariffer er priser som reflekterer marginalkostnaden, og blir også omtalt som *first-best pricing* eller samfunnsøkonomisk effektive priser (Train, 1991, s. 191). Det vil likevel være samfunnsøkonomisk optimal nettutnyttelse så lenge summen av produsent- og konsumentoverskuddet maksimeres. For å unngå et bedriftsøkonomisk underskudd kan prisene økes, men forbruket vil trolig reduseres mer enn det som er samfunnsmessig optimalt (THEMA Consulting Group, 2013, s. 15-16).

Som følge av at de faste nettkostnadene ikke dekkes gjennom marginaltapsleddet, skaper det et residuallt inntektsbehov. Deler av de residuale kostnadene kan dekkes av tariffer som gir andre typer prissignaler, som anleggsbidrag og tilknytningsgebyrer, for å dekke kostnadene ved kundespesifikke investeringer, kapasitetsavgifter som reflekterer knapphet på kapasitet, eller tariffer som reflekterer sannsynligheten for avbrudd (THEMA Consulting Group, 2013, s. 16). Disse tariffene kan være kostnadsriktige og dermed effektive. Det er imidlertid verdt å nevne at de ikke vil være tilstrekkelige da de av sin natur vil være upresise og for generelle, og kan dermed virke vridende på beslutninger og investeringer. Det er dermed nødvendig med tariffer som kan dekke de residuale kostnadene på en mest mulig nøytral måte, og som i minst mulig grad virker vridende på den kortsiktige utnyttelsen av nettet og de langsiktige investeringsbeslutningene (Econ Pöyry AS, 2008, s. 2).

Når det skal vurderes hvilken form for brukerbetaling som best dekker de residuale kostnadene, er det særlig to samfunnsøkonomiske kriterier som bør legges til grunn: optimal nettutnyttelse og riktige investeringer i nett, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisitet (THEMA Consulting Group, 2013, s. 17). For å dekke disse kostnadene i regulerte monopoler, er det ofte to prismodeller som omtales i den samfunnsøkonomiske litteraturen: Ramsey-prising og todelte tariffer. Disse vil vi studere nærmere.

#### **4.2.1 Ramsey-prising**

Ramsey-prising er en lineær prisregel som er oppkalt etter Frank Ramsey i forbindelse med en artikkel om optimal skattlegging (Ramsey, 1927, s. 1). Prissettingsregelen blir omtalt som den inverse elastisitetsregelen, eller *second-best pricing* fordi den gjerne blir tatt i bruk i situasjoner hvor *first-best pricing* ikke er tilstrekkelig. Second-best pricing betyr at prisene understøtter

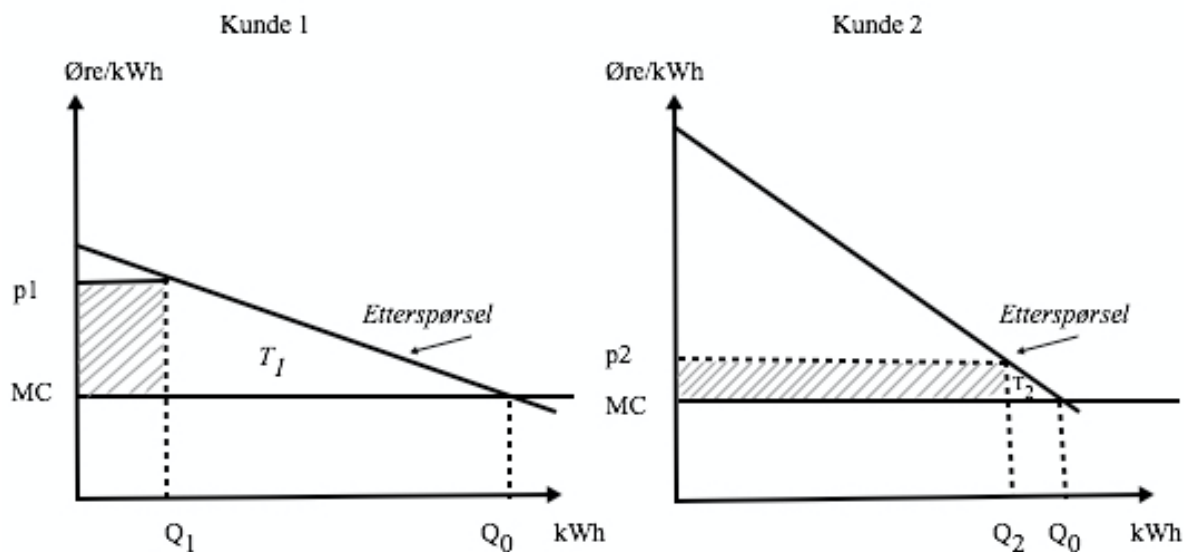
den mest effektive ressursallokeringen, når man legger til grunn betingelsen om at selskapene skal få dekke sine totale kostnader. Det vil si at prisene inneholder et påslag på marginalkostnaden for å sikre nettselskapenes kostnadsdekning (Moen & Riis, 2014, s. 8). Generelt handler prisingsprinsippet om at man tar etterspørselssiden i betraktning gjennom elastisiteten, som betyr at man prisdifferensierer kunder eller kundegrupper basert på deres etterspørselstetthet. Prisen på godet prises dermed ikke lik marginalkostnaden av å produsere godet, som ellers ville maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet (THEMA Consulting Group, 2013, s. 17).

I dette tilfellet vil nettselskapene dekke sine kostnader ved å sette høyere pris for kunder med uelastisk etterspørsel, enn for kunder med elastisk etterspørsel. Prisregelen sier i hovedsak at kunder med mindre elastisk etterspørsel skal betale mer enn andre. Uelastisk etterspørsel betyr at etterspurt kvantum i mindre grad vil reduseres ved prisøkning, mens elastisk etterspørsel er det motsatte og vil i større grad redusere etterspørselen ved økt pris. For å illustrere prisingsprinsippet, kan man tenke seg to kunder som har ulik etterspørselstetthet: Kunde 1 har relativt høy prisfølsomhet og Kunde 2 har relativt lav prisfølsomhet. Som tidligere nevnt, vil optimale nettariffer være lik marginalkostnaden. Dette er illustrert som  $MC$  i figur 6, hvor kundene vil kjøpe kvantum  $Q_0$ . Det skraverte arealet tilsvarer det residuale inntektsbehovet. Dersom Kunde 1 skal dekke dette behovet, må det legges til et påslag som øker prisen til  $p1$ . Prisøkningen gir et redusert forbruk, som er gitt ved  $Q1$ . Dette gir et samfunnsøkonomisk tap som tilsvarer  $T1$ , også omtalt som dødvekttapet<sup>3</sup>. Man vil imidlertid få et betydelig lavere samfunnsøkonomisk tap, gitt ved  $T2$ , dersom det residuale inntektsbehovet blir dekt av Kunde 2. Som følge av at Kunde 2 har lavere prisfølsomhet, reduseres etterspørsel i mindre grad. Dette resulterer i en lavere prisøkning, illustrert ved  $p2$  (THEMA Consulting Group, 2013, s. 17).

Da formålet med Ramsey-prising er å minimere dødvektstapet, vil det fra et samfunnsøkonomisk synspunkt være mest gunstig å pålegge Kunde 2 mest mulig av de residuale kostnadene (THEMA Consulting Group, 2013, s. 17). En slik fordeling kan imidlertid oppleves som urettferdig, som gjør det viktig å vurdere fordelingskonsekvensene godt på forhånd dersom reguleringsmyndighetene vurderer å implementere Ramsey-prising.

---

<sup>3</sup> Dødvekttapet kan defineres som reduksjonen i det samfunnsøkonomiske overskuddet som følge av økt pris, og derav mindre salg (Andersen, 2014).



Figur 6: Inndekning av residuale kostnader via Ramsey-prising

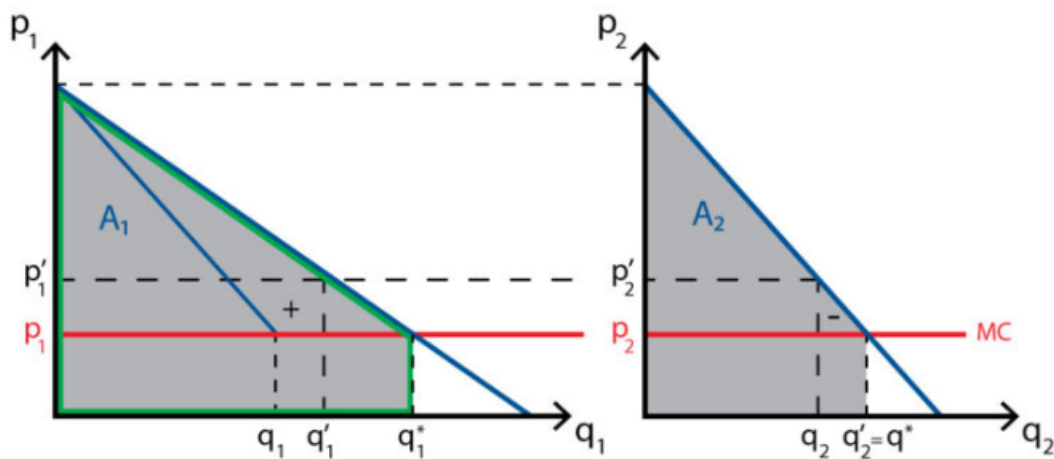
#### 4.2.2 Todelte tariffer

Todelte tariffer kan defineres som «en prisordning som tar en fast avgift som må være betalt for å konsumere godet, og en variabel avgift som baserer seg på bruken av godet» (Sander, 2017). Et todelt prissystem fungerer på den måten at prisen deles opp i to ulike komponenter, et fastledd og et variabelt ledd. Fastleddet gir monopolisten muligheten til å innhente differansen mellom marginalkostnad og gjennomsnittskostnad, mens det variable leddet skal reflektere kortsiktige marginalkostnader som nett-tap og kapasitetsbegrensninger, og følge marginalprissystemet (THEMA Consulting Group, 2013, s. 17).

Todelte tariffer kan ha viktige implikasjoner på velferden ved at monopolisten kan få insentiver til å operere nærmere *first-best*-utfallet enn det som ville vært mulig med kun én pris, gitt at regulatoren utformer passende todelte tariffer (Train, 1991, s. 191). For å oppfylle kravene om optimal nettutnyttelse og samfunnsøkonomisk riktige investeringer, er det viktig at fastleddet virker minst mulig vridende på nettforbrukernes beslutninger om bruk av nettet på kort og lang sikt (THEMA Consulting Group, 2013, s. 17). Det er også viktig at fastleddet ikke settes for høyt, for å unngå at aktøren velger å avslutte avtalen.

Som figur 7 illustrerer, er det forskjellige måter å implementere en todelt tariff på. Figuren viser etterspørselskurvene til to forbrukere med ulik betalingsvillighet. En mulig utforming av tariffen, er å basere fastleddet på forbrukernes betalingsvillighet. Dette gjøres for å maksimere konsumentoverskuddet, hvor fastleddet og pris per enhet blir lik det grå skraverte området i figuren. Dette betyr at fastleddet maksimalt kan settes lik arealet over MC-kurven og under

etterspørselskurven. Dette er relativt likt first-best pricing, og vil som nevnt ikke være tilstrekkelig for å dekke nettselskapenes totale nettkostnader. Når monopolisten ikke klarer å skille mellom ulike kundegrupper, kan nettselskapene sette et så høyt fastledd at kun de med høyest betalingsvillighet får tilgang til godet. I slike tilfeller vil monopolisten hente ut det totale konsumentoverskuddet fra disse kundene, og vil ikke gi kundegruppen med lav betalingsvillighet tilgang til godet. Dette er illustrert som det grønne området. Alternativt kan monopolisten pålegge forbrukerne likt fastledd for å få tilgang til godet. Ved å kreve likt fastledd fra begge konsumentene, illustrert ved  $A_1$  og  $A_2$  i det blå området, er det mulig å hente inn større konsumentoverskudd ved å øke prisen fra  $p$  til  $p'$ . Til sammen vil dette overskuddet (+), inkludert reduksjonen i kvantum ved kunde 2 (-), være større enn i utformingen hvor kun de med høyest betalingsvillighet får tilgang til godet (Policonomics, u.å.-a).



Figur 7: Eksempel på utforming av todelte tariffer (Policonomics, u.å.-b).

### 4.3 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

At et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt, betyr at betalingsvilligheten for alle tiltakets nyttevirknninger er større enn summen av kostnadene. Ved å ta utgangspunkt i betalingsvillighet, istedenfor markedspriser, vil man i prinsippet ta hensyn til alle velferdsrelaterte konsekvenser, også eksterne effekter som ikke verdsettes i markedet (NOU 2009:16, s. 65).

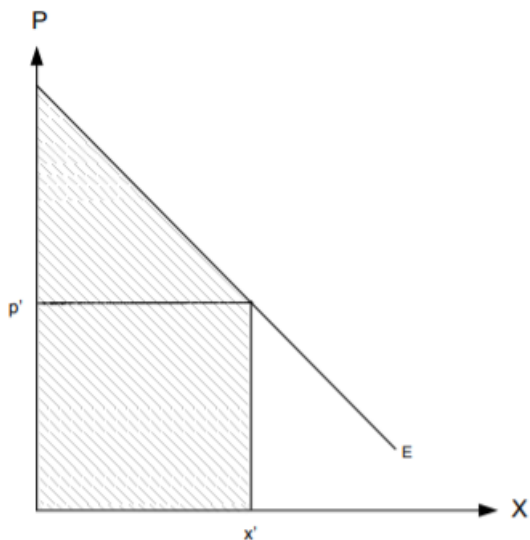
#### 4.3.1 Langsiktig nettutvikling

I et langsiktig perspektiv bør man i tillegg til å utnytte eksisterende nett, også sikre effektiv utvikling av strømmettet. Slike tiltak bunner gjerne ut i kostbare investeringer som bør være fremtidsrettede, nøye gjennomtenkt og drøftet av og med ulike beslutningstakere og andre involverte aktører. Investeringene kan eksempelvis være knyttet til reinvestering, nyinvestering

eller innkjøp og installasjon av AMS-målere. Tiltak som er samfunnsøkonomisk lønnsomme, vil gi en velferdsgevinst for samfunnet (Jensen, Haugen & Magnussen, 2003c, s. 14).

#### 4.3.1.1 Nyttensiden

Et markedsgode får verdi på grunnlag av konsumentenes preferanser og inntekt. Nyttmaksimerende konsumenter fastsetter konsumet slik at marginal betalingsvilje blir sammenfallende med markedspris. Et marked i likevekt vil ha en markedspris tilsvarende den marginale betalingsviljen som reflekterer konsumentenes verdsettelse av godet. Konsumentenes samlede verdsettelse av goder reflekteres i markedets samlede etterspørselsfunksjon. Den samfunnsøkonomiske verdien av et markedsgode er dermed gitt ved det skraverte arealet under etterspørselsfunksjonen  $E$ , frem til markedsløsningen ved pris  $p'$  og kvantum  $x'$  i figur 8 (Jensen et al., 2003c, s. 15-16).



Figur 8: Samfunnsøkonomisk verdi av gode X ved konsum  $x'$  (skravert areal) (Jensen, Haugen & Magnussen, 2003b, s. 16).

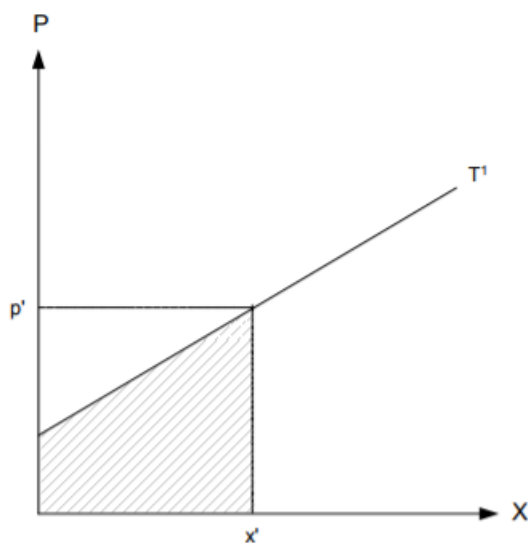
#### 4.3.1.2 Kostnadssiden

Alle ressurser som går med til å gjennomføre tiltaket, både i bygge- og driftsfasen omtales som innsatsfaktorer. Disse inkluderer også eksterne effekter som miljøinngrep. Den marginale sosiale kostnaden ved å fremskaffe godet er lik alternativkostnaden, og skal derfor benyttes som kalkulasjonspris på innsatsfaktorer i en samfunnsøkonomisk analyse. Den verdien samfunnet avstår fra, ved å anvende ressurser i et bestemt prosjekt i forhold til det beste alternativet, reflekterer alternativverdien. Vi antar at prosjektets faktoreterspørsel ikke vil påvirke markedsprisene for innsatsfaktorer eller fortrenge annen bruk av faktorene. Den



samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av faktoren, er lik nyttetapet av fortrenget konsum i tillegg til marginalkostnader ved økt produksjon av faktoren (Jensen et al., 2003c, s. 16-17).

Etter at alle faktorkostnader for prosjektet er fastlagt gjennom alternativverdien, får vi en langsiktig marginal produksjonskostnad. Dette er den langsiktige tilbudsfunksjonen for prosjektet. Dersom det ikke forekommer eksterne effekter, alle kostnadene er variable, og alle innsatsfaktorer er beskrevet ved en korrekt alternativverdi, kan den samfunnsøkonomiske prosjektkostnaden illustreres gjennom det skraverte arealet under tilbudskurven ( $T'$ ) i figur 9 (Jensen et al., 2003c, s. 17-18).



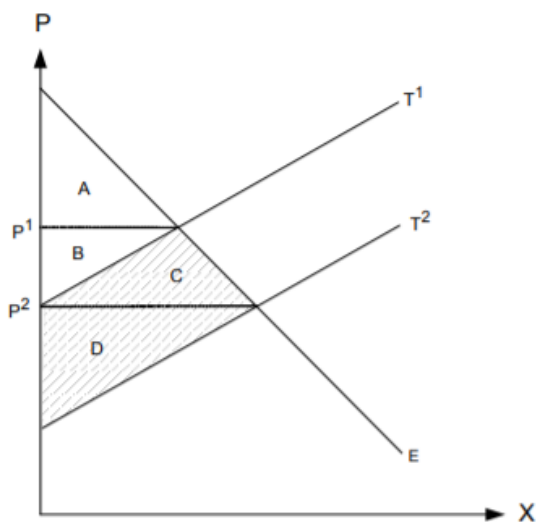
Figur 9: Samfunnsøkonomisk kostnad for et prosjekt (Jensen, Haugen & Magnussen, 2003a, s. 17).

#### 4.3.1.3 Velferdsvirkning

For å vurdere velferdsvirkningene av tiltakene, altså den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, må man som nevnt veie fordelene opp mot ulempene. I figur 10 illustreres velferdsgevinsten med utgangspunkt i tilbuds- og etterspørselskurver, hvor eksterne effekter er utelatt fra modellen. Vi tar for oss et tiltak som medfører økt produksjon av  $X$  i et frikonkurransemarked. Etterspørselen av  $X$  er gitt ved kurven  $E$ , og det opprinnelige tilbudet i markedet er gitt ved tilbudskurven  $TI$ . Vi antar at det kun finnes variable kostnader. I den opprinnelige likevekten er det etablert en markedspris  $pI$  lik den marginale betalingsvilligheten for godet  $X$ . Det opprinnelige samfunnsøkonomiske overskuddet,  $WI$ , blir også omtalt som velferdsgevinsten. Vi finner denne gevinsten ved å trekke produksjonskostnadene (gitt ved tilbudskurven  $TI$ ), fra konsumentenes verdsettelse av godene. Det samfunnsøkonomiske overskuddet i den opprinnelige likevekten er dermed gitt ved arealet  $A+B$ , hvor  $A$  er konsumentoverskuddet som

konsumentene beholder og  $B$  er produsentoverskuddet som produsentene beholder (Jensen et al., 2003c, s. 18).

I det nye tiltaket hvor produksjonen av  $X$  øker, skifter tilbudskurven mot høyre fra  $T1$  til  $T2$ . I samfunnsøkonomiske analyser er man i slike situasjoner ute etter å studere velferdsendringen ( $\Delta W$ ) som følger av tiltaket. Denne velferdsendringen vil være lik differansen mellom det gamle og det nye velferdsoverskuddet ( $\Delta W = W2 - W1$ ). På grunnlag av at det gamle velferdsoverskuddet er  $W1=A+B$  og det nye er  $W2=A+B+C+D$ , vil endringen i velferd være lik arealet  $C+D$ . Dersom vi antar at likevekten er gjeldende for ett år, kan den årlige velferdsforbedringen av prosjektet uttrykkes som arealet  $C+D$ . Det er størrelsen på dette området som er interessant i en nytte-kostanalyse, hvor man benytter nåverdiberegninger for å komme frem til den totale verdien av dette arealet over hele prosjektets levetid. Faste kostnader, som vanligvis er investeringskostnader, og kostnader ved eksterne effekter må trekkes fra etter at arealet  $C+D$  er beregnet (Jensen et al., 2003c, s. 18-19).



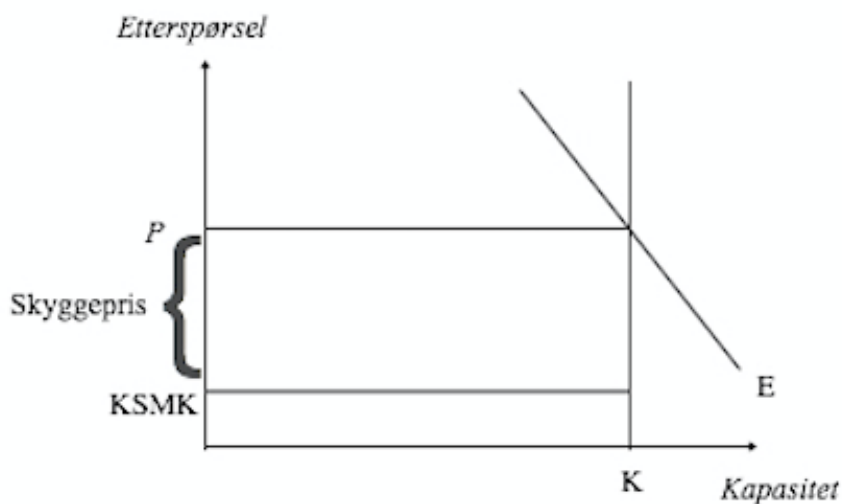
Figur 10: Samfunnsøkonomisk overskudd – velferdsgevinsten (Jensen et al., 2003a, s. 18).

### 4.3.2 Kortsiktig nettutnyttelse

På kort sikt vil samfunnsøkonomisk lønnsomhet dreie seg om utnyttelse av eksisterende strømmnett. Etterspørselen av strøm avhenger mellom annet av utetemperatur og tid på døgnet. Ved å benytte kapasitetsprising, vil konsumentene få prissignal om hvor mye deres etterspørsel etter elektrisitet påvirker strømmettet. Slik prissetting vil være av stor verdi da kapasiteten på overføring er gitt på kort sikt (Østensen, 1989b, s. 2-3, 14). Det vil si at infrastrukturen på overføringsnett, antall linjer og trafoer er gitt og ikke kan endres på kort sikt. Kapasitetsprising er en prissettingsmetode som har blitt mye anvendt i strømbransjen. Land som Finland, Sverige

og Canada har benyttet kapasitetsprising i en årrekke. I Norge prises elektrisiteten som blir kjøpt på Nord Pool ut fra begrensninger i overføringskapasitet i ulike deler av landet, som vi var inne på i kapittel 2 (Bleskestad et al., 2015).

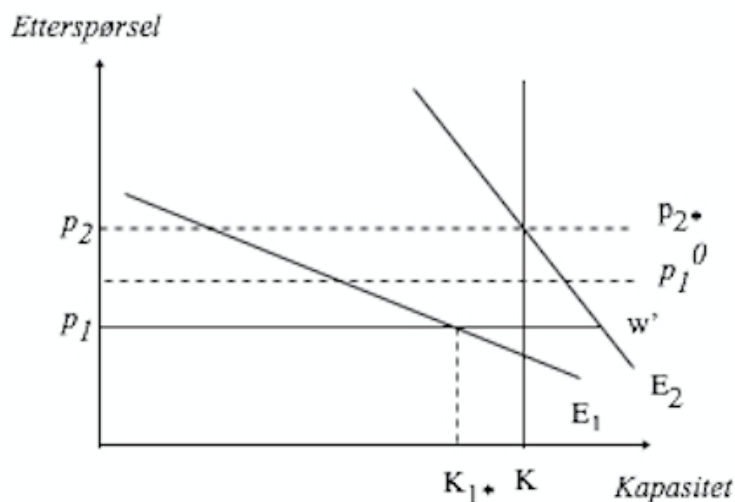
Kapasitetsprising benyttes ved å sette høy pris i noen perioder. Det vil imidlertid kun være riktig når det er mangel på tilgjengelig effekt. Figur 11 viser et slikt tilfelle, og danner en markedspris ( $P$ ) på effekt i skjæringspunktet mellom en vertikal tilbudskurve ( $T$ ) - som definerer kapasitetsgrensen i nettet ( $K$ ), og en sterkt fallende og nesten uelastisk etterspørselskurve ( $E$ ). Energiledet skal ved ledig kapasitet optimalt reflektere den kortsiktige marginalkostnaden ( $KSMK$ ), men som figuren viser, er etterspørselen høyere enn kapasiteten ved denne prisen. For å unngå høyere etterspørsel enn hva som er tilgjengelig av kapasitet, benyttes en skyggepris på kapasitet. Skyggeprisen er dermed konsumenters betalingsvillighet for økt kapasitet, og benyttes når markedsprisen på kapasitet ikke uttrykker den reelle verdien av kapasitet (EC Group, 2013b, s. 11-12).



Figur 11: Kortsiktig kapasitetsgrense i strømnettet (EC Group, 2013a, s. 12).

I et marked med varierende etterspørsel er betalingsvilligheten for en og samme vare ulik til forskjellige tider på døgnet. Det betyr at etterspørselskurvene vil flytte seg og er forenklet uttrykt ved  $E_1$  og  $E_2$  i figur 12. Økt etterspørsel vil påvirke prisen ulikt, avhengig av hvor man er på tilbudskurven og om det er tilgjengelig kapasitet. Figuren illustrerer to perioder,  $p_1$  og  $p_2^*$ . Den samfunnsøkonomiske optimale prisen i periode 1 ( $p_1$ ) er lik marginalkostnaden ( $w'$ ), fordi etterspørsel ligger under kapasitetsgrensen. Dette gir et forbruk på  $K_1^*$ . Hvis prisen hadde vært høyere, for eksempel  $p_1^0$ , ville konsumentenes marginale betalingsvillighet for produktet vært større enn produktets marginalkostnad. Det vil si at konsumentene verdsetter én ekstra enhet

høyere enn hva det koster å produsere godet målt i andre varer. En endring i etterspørsel som er lavere enn kapasitetsgrensen, vil ikke påvirke prisen på grunn av antatt lavere marginale kostnader. En endring i etterspørselen som tilsvarer  $E_2$ , vil imidlertid øke prisen. Gitt optimal kapasitet, vil  $p_{2*}$  reflektere grensekostnaden ved produksjon i periode 2 ( $p_2$ ). Optimal kapasitet er det nivået hvor summen av de marginale betalingsvillighetene er lik den marginale kapasitetskostnaden. Dersom investeringene imidlertid har vært for høye eller lave, vil  $p_{2*}$  ikke være et uttrykk for grensekostnaden ved produksjon i periode 2. Her blir prisen benyttet for å rasjonere konsumentene på markedet. Ikke-optimal kapasitet kan oppstå ved mangler på en av forutsetningene for en perfekt frikonkurransøkonomi. For eksempel som et resultat av ufullkommen informasjon om etterspørsel. Dersom en ser bort fra slike mangler og tar hensyn til at marginal betalingsvillighet for en og samme vare vil variere innenfor gitte perioder, vil prising av høylasttimer føre til samfunnsøkonomisk optimal ressursallokering i et marked med varierende etterspørsel (Østensen, 1989b, s. 5-7). Prisdifferansen mellom  $w'$  og  $p_{2*}$  er skyggeprisen på kapasitet og benyttes som nevnt for å unngå et forbruk over kapasitetsgrensen (K).



Figur 12: Kapasitetspris ved økt etterspørsel (Østensen, 1989a, s. 7).

#### 4.4 Rammeverk til samfunnsøkonomisk analyse

En samfunnsøkonomisk analyse er et verktøy for å identifisere og synliggjøre konsekvenser av et tiltak som vil berøre flere parter i et samfunn. En slik analyse kan bidra til solide, gjennomsiktede og sammenlignbare beslutningsgrunnlag. Ved å synliggjøre virkninger av ulike tiltak før en beslutning skal tas, kan det bli lettere å velge det som er best for samfunnet. Selv om et tiltak i sum er samfunnsøkonomisk lønnsomt, kan det ha positive virkninger for noen

grupper i samfunnet og negative virkninger for andre. Analysen skal derfor beskrive hvordan tiltaket berører de ulike gruppene (Direktoratet for økonomistyring, 2014, s. 5, 12-13).

Det skilles gjerne mellom tre hovedtyper av samfunnsøkonomiske analyser: nytte-kostanalyser, kostnadseffektivitetsanalyser og kostnadsvirkningsanalyser (Direktoratet for økonomistyring, 2014, s. 23-24). I vårt tilfelle vil en nytte-kostanalyse være det beste alternativet. Vi får da gjennomføre en kvalitativ vurdering av nytte- og kostnadsvirkningene av tariffmodellenes samfunnsøkonomiske lønnsomhet. For å vurdere tiltak er det åtte foreslåtte arbeidsfaser: 1) beskrive problemet og formulere mål, 2) identifisere og beskrive relevante tiltak, 3) identifisere virkningene, 4) tallfeste og verdsette virkningene, 5) vurdere den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, 6) gjennomføre en usikkerhetsanalyse, 7) beskrive fordelingsvirkningene, og 8) gi en samlet vurdering og anbefale tiltak (Direktoratet for økonomistyring, 2014, s. 19). Vi vil imidlertid tilpasse analysen til vårt formål.

## **5. Litteraturstudie**

I dette kapitlet vil vi gjennomføre en litteraturstudie for å få grunnleggende innsikt og forståelse for effekttariffing. Vi vil her presentere relevante studier fra Norge og utlandet for å få et dypere innblikk i hvordan effekttariffing kan utformes, og hva som har vist seg å fungere tidligere.

### **5.1 Erfaring i Norge**

For å få oversikt over litteratur som finnes i Norge, vil vi presentere flere temaer knyttet til effekttariffing. Vi starter med fire pilotstudier som vi anser som viktige da de alle har bidratt med ny kunnskap om effekttariffer, og fortsetter med Eidefoss som har lang erfaring med AMS-målere og effekttariffer for alle kundegrupper. Videre presenterer vi en forbrukerundersøkelse gjennomført av Trøndelag Forskning og Utvikling, og ulike utfordringer som har oppstått i forbindelse med AMS. Til slutt introduserer vi «nudging» og diskuterer hvordan økt bruk av elbil kan påvirke strømmettet.

#### **5.1.1 Pilotstudier i Norge**

Selv om effekttariffing benyttes hos store næringskunder i dag, er det fortsatt begrenset kunnskap om slik tariffing i Norge. I forbindelse med utrulling av AMS-målerne, blir det mulig å benytte effekttariffer for flere husholdninger og fritidsboliger. De siste årene har det blitt gjennomført flere pilotstudier i håp om å øke kunnskapen om hvordan slik tariffing vil påvirke samfunnet. Vi vil se nærmere på Demo Steinkjer og Smart Energi Hvaler som i 2013-2014 var en parallell uttesting av Abonnert effekt (Naper, Haugset & Stene, 2016, s. 9), og «Malvik-studien» som benyttet Time-of-use. Videre vil vi ta for oss en studie som ser på hvilke kommunikasjonskanaler som anses som mest effektive, og hvordan disse bør utformes i Norge.

##### **5.1.1.1 Demo Steinkjer**

Demo Steinkjer var et nasjonalt prosjekt hvor nye løsninger for måling og bruk av energi ble testet for å redusere effekttopper, flaskehals, pristopper og avbrudd. I området til Demo Steinkjer fikk over 800 kunder installert timesmålere hvor de fleste var husholdninger, men også noen skoler, bedrifter av ulik størrelse og et kraftproduksjonsanlegg. Til sammen skulle dette reflektere et minisamfunn. I demonstrasjonsprosjektet ble det hovedsakelig testet hva som er effekten av en ny nettleiemodell, Abonnert effekt, og et dynamisk mikrogridprosjekt med

aktiviteter innen forbrukerfleksibilitet<sup>4</sup>. I tillegg var formålet med prosjektet å øke kunnskapen knyttet til effektiv kommunikasjon med kunden ved endringer i tariffene. Her ble det mellom annet testet hvordan forbrukerne responderer på visualisering av forbruk, informasjon og prisinsentiver. Det ble i tillegg innført et konkurranseelement hvor kunden fikk tilbakemelding på eget forbruk og kunne sammenligne seg selv med andre. Etter seks måneder viste studien en temperaturkorrigert forbruksreduksjon på 5,3 prosent i snitt og et redusert effektuttak. Det er imidlertid usikkert hvorvidt tidsprofilen i forbruket ble endret og man ser heller ikke noen direkte flytting av laster. Forbruksendringen bestod for det meste av generell reduksjon i energiforbruket gjennom hele perioden, noe som også var årsaken til et lavere effektuttak. Det er verdt å nevne at de utvalgte deltagerne selv viste sin interesse for å delta, og at disse deltagerne derfor kan ha vært mer motivert til å foreta forbruksendringer enn det som ville vært tilfellet ved for eksempel randomisert utvalg (THEMA Consulting Group, 2015a, s. 12). Resultatene kan dermed være påvirket av dette.

#### ***5.1.1.2 Smart Energi Hvaler***

Fredrikstad EnergiNett var tidlig ute med å installere smarte strømmålere på Hvaler, og har i den forbindelse lagt til et effektledd i nettleien. Dette fikk spesielt hytteeiere til å reagere, da høyt effektuttak i kortere perioder ble dyrere enn et jevnt forbruk. Effektledet ble implementert for å gi insentiver til å redusere forbruk i topplasttimene. Ordningen slo imidlertid dårlig an hos hyttekunden som Mæland (2016) skriver om i Nettavisen. Hyttekunden omtaler dette som «landeveisrøveri» da han måtte betale 564 kroner for et 30 timers langt opphold på hytta. Prosjektet Smart Energi Hvaler innførte Abonnert effekt for husholdninger med middels og høyt forbruk i samarbeid med Demo Steinkjer. Den største forskjellen på de to prosjektene var kommunikasjonen til forbrukerne. Demo Steinkjer benyttet en web-portal, mens deltagerne på Hvaler fikk utdelt et display (THEMA Consulting Group, 2015a, s. 13). På Hvaler resulterte prosjektet i 20 prosent besparelser i energiforbruket, som er betydelig høyere enn i Steinkjer (VaasaETT, 2014a, s. 27). Det er imidlertid usikkert om det er visualisering av forbruk eller innføring av ny tariff som i størst grad resulterte i denne forbruksreduksjonen. Det er verdt å nevne at også disse resultatene kan være påvirket av rekrutteringen av respondentene (THEMA Consulting Group, 2015a, s. 12).

---

<sup>4</sup> Forbrukerfleksibilitet defineres som «forbrukerens evne og vilje til å bytte energibærer eller endre energiforbruk på kort eller mellomlang sikt» (Meland, Tjeldflåt & Wahl, 2016, s. 7).

### **5.1.1.3 Malvik-studien**

En pilotstudie på 40 husholdninger ble implementert hos Malvik Everk og vedvarte i et år. Studien benyttet Time-of-use med formål om lastflytting, kunnskap om forbrukeres aksept knyttet til forbrukerfleksibilitet, og belastningseffekten av timesbaserte tariffier og automatiske lastkontrollsystemer. I studien kunne forbrukerne velge å benytte en energikontrakt med timesbaserte spotpriser eller fortsette med sin nåværende avtale, hvor 37 av 40 valgte den nye energiavtalen. Pilotstudien resulterte i 2,5 kWh/h reduksjon for forbrukere som benyttet elektriske kjeler som varmtvannsoppvarming, og 1 kWh/h reduksjon for forbrukere med standard elektrisk varmtvannsbereder. 1 kWh/h er bedre enn hva tidligere studier har vist (0,6 kWh/h). Det som skiller denne pilotstudien fra andre, er at hver husholdning ble tildelt en «El-knapp» som fungerte som en påminnelse på hvilke timer som var høyt belastet. El-knappen var et klistermerke og representerte en klokke som visualiserte de definerte topplasttimene, 08:00-10:00 og 17:00-19:00, som ble plassert på vaskemaskiner, oppvaskmaskiner og lignende. Formålet var å påvirke forbrukerne til å ikke skru på disse apparatene i de definerte periodene, og kan se ut til å ha fungert da det gav reduksjon i toppbelastningen. Ved en slik etterspørselsrespons er det estimert 1 000 MWh/h reduksjon i topplasttimene, som utgjør 4,2 prosent av registrert etterspørselsrespons i Norge (Sæle & Grande, 2011, s. 106-108).

### **5.1.1.4 Kommunikasjonskanaler**

VaasaETT har verdens største database som inneholder kvantitative analyser av over 120 pilotstudier knyttet til forbrukernes tilbakemeldinger og dynamiske prissettingsmetoder over hele verden. Databasen inneholder en rekke programmer som er relatert til tilbakemeldinger om mellom annet forbruk, respons, brukstid, smartfakturering og smarte nett. I tillegg har VaasaETT selv gjennomført en rekke studier knyttet til smart energibehov (VaasaETT, 2014a, s. 28).

Denne studien ser på hvilke kommunikasjonskanaler som er best egnet for å oppnå målrettet reduksjon i energiforbruk, og baseres på 30 000 husholdningskunder. Resultatene fra studien viser at kunder som har tilbakemeldingsprogrammer oppnår besparelser på rundt seks prosent, uavhengig av hvor man bor. Videre tar studien for seg hvilke kommunikasjonskanaler som er mest effektive for forbrukerne. Studien viser at display (In Home Displays, IHD) er best egnet, og at dess flere tilbakemeldingskanaler som benyttes, dess bedre, så lenge hver av disse blir tilstrekkelig utviklet. Det er imidlertid ikke alltid slik med IHD, da disse må være godt utarbeidet og utviklet for å oppfylle sitt fulle potensial (VaasaETT, 2014a, s. 29, 32).



Figur 13 illustrerer styrker og svakheter med de ulike kommunikasjonskanalene, og dess mørkere farge, dess bedre. Figuren viser at IHD gjør informasjonen tilgjengelig for hele husstanden, mens web-portaler gir dybdeanalysemuligheter for kunder som ønsker dette. Mobilapplikasjoner gir tilgjengelighet, fleksibilitet og fremtidig kontroll, som vil være en viktig del av utviklingen av energieffektivitet og energirelaterte tjenester i fremtiden. Det er imidlertid noe overlapping mellom funksjonalitetene i de tre kanalene som er studert. Optimalt skulle de ulike forbrukerne og tjenesteleverandørene tilpasset ulike kombinasjoner eller varianter av løsningene basert på forbrukernes mål, preferanser, budsjett, og kanalenes styrker og svakheter (VaasaETT, 2014a, s. 38, 39).

	IHDs	Web Portals	Mobile Apps
Cost			
Accessibility			
Uptake and Usage			
Convenience/Hassle			
Tangible Aesthetics / Desirability			
Ambience			
Information volume and depth			
Interactivity and Support			
Real-Time Exploration			
Mobility			
Supports Demand Response			
Additional services			
Symbolism			

**Figur 13: Styrker og svakheter ved kommunikasjonskanaler (VaasaETT, 2014b, s. 38).**

Siste del av studien omhandler tilbakemeldingssystemer på det norske markedet. I hovedsak bør tilbakemeldingene i Norge være de samme som i ethvert annet marked. I tilfellet med IHD bør informasjonen rettes gjennom en liten, bærbar enhet som viser forbrukernes strømforbruk i sanntid ved å få tilgang til en smart strømmåler. Informasjonen bør være enkel, klar og lett å forstå, og vise:

- a) Mengden energi som brukes (visuell størrelse, KWh / periode)
- b) Kostnadsbeløp / periode (for eksempel NOK / time / dag / uke / måned)
- c) Mengden energi som brukes siden et gitt punkt (for eksempel siden begynnelsen av måneden)
- d) Varselkostnad (per dag / uke / måned)
- e) Budsjett: Kunden kan sette et budsjett og IHD vil vise hvor mye av budsjettet som er brukt og er ventet å bli brukt
- f) Normativ benchmarking: Mot tidligere forbruk
- g) Meldinger: tips / råd / varsler / andre

h) Kan måle og ta hensyn til utetemperatur i tilbakemeldingsalgoritmer

Informasjonen bør også være lett synlig, hvor man gjerne benytter fargekoder som eksempelvis indikerer høyt forbruk og høy pris. Dette bør oppdateres hyppig, for eksempel hvert 5. sekund. I tillegg bør enheten ha batteri med ett til to års batterilevetid, og plugg som passer til HAN-porten<sup>5</sup> på norske AMS-målere (VaasaETT, 2014a, s. 56).

For web-portalen bør man i hovedsak fokusere på den grundige, forklarende og komparative informasjonen som det vanligvis fokuseres på i dag. Imidlertid bør nettselskapene være mindre tekniske og mer originale, og gi enkel innsikt og forståelse med mindre fokus på tradisjonelle grafer. Informasjonen bør i mindre grad være knyttet til fortiden, og mer på hvordan forbrukerne kan endre atferd og den prediktive effekten atferdsendringen vil gi for dem. Dersom konsumentene må konsentrere seg for å forstå hva grafer og tall vil bety for dem som husstand, er utformingen for komplisert. For mobilapplikasjoner bør fokuset være på å kombinere alle de beste egenskapene med IHD og web-portal. Man må gi forbrukerne en grunn for å gå inn på applikasjonen, og la varsler være nøkkelfokus. En konstant strøm av interessant innsikt og støtte bør gis gjennom applikasjonen, og oppsettet bør være så enkelt som mulig (VaasaETT, 2014a, s. 55).

En ytterligere vurdering er at tilbakemeldingskanaler i Norge bør ta hensyn til utetemperaturen. De massive temperatursvingninger i Norge, ikke bare mellom sesonger, men også innenfor én sesong, betyr at et gitt energiforbruk en dag kanskje ikke er sammenlignbart med det samme forbruket neste dag. Ved å måle utetemperaturen, kan informasjonen korrigeres for temperaturendring. Dersom systemet også tar hensyn til innendørstemperatur (med for eksempel en smart termostat) og forbrukerne gis mulighet til å spore tidligere forbruk, kan forbrukerne få tilgang til estimer for fremtidig forbruk og den påfølgende kostnadsimplikasjonen av en endring i innendørstemperatur til en gitt utendørstemperatur (VaasaETT, 2014a, s. 56).

---

<sup>5</sup> Alle AMS-målere skal utstyres med HAN-grensesnitt (HAN = Home Area Network). For å få tilgang til denne informasjonen må HAN-porten åpnes. Det er kun kunden som kan bestemme om og når denne porten skal aktiveres siden det er kunden har full råderett over egne data (NVE, u.å.-b, s. 1).

### **5.1.2 Eidefoss**

Siden 2006 har Eidefoss benyttet ukesmålte AMS-målere, og i 2009 valgte de å innføre effektbaserte tariffen for alle sine nettkunder (14 000). Bakgrunnen for dette tiltaket var å utnytte mulighetene med AMS-målerne, sikre en objektiv og rettfærdig innkreving av nettleien, få én felles tariff som dekker alle kundegrupper, og redusere insentivene for strategisk tilpasning. Effekttariffen som blir benyttet består av tre ledd: et fastledd, et energiledd og et effektledd. Fastleddet er likt for alle kundene og dekker kostnadene knyttet til måling, fakturering, administrasjon og drift av nettet i ubelastet tilstand. Energileddet dekker 40 prosent av inntektene, og rundt halvparten av dette leddet skal dekke nettap. Effektleddet er basert på høyeste, ukentlige effektuttak de siste 12 månedene, hvor effekten justeres etter en sesongfaktor som er høyest i vintermånedene. Avregningseffekten på kundens faktura dannes av gjennomsnittet av de fem høyeste effektuttakene det foregående året. Eidefoss har selv ikke sett endringer i det samlede effektuttaket i nettet, men ser at kundene møter insentivene for effektreduksjon. På sikt kan dette redusere nettselskapets kostnader og dermed være en viktig faktor for å redusere nettleien. Videre har nettselskapet erfart at folk flest ikke forstår forskjellen mellom effekt og energi, og at dette er utfordrende å forklare til kunden. Eidefoss har også mottatt klager fra enkelte kunder, spesielt hytteeiere med lav brukstid i nettet, som nå må betale høyere nettleie enn tidligere. Eidefoss konkluderer med at deres utforming av nettleien har vært en god måte å tariffere på, men poengterer at den forventede økningen i effektuttaket kan skape behov for en tariff som gir sterkere insentiver til effektreduksjon (THEMA Consulting Group, 2015a, s. 10).

### **5.1.3 Forbrukerundersøkelse om de foreslåtte tariffmodellene**

For at en ny tariffutforming skal være av verdi, er det viktig at forbrukerne får riktige insentiv og forståelse for tariffen. Trøndelag Forskning og Utvikling har på oppdrag fra NVE kartlagt nettkunders oppfatning og vurdering knyttet til effektbaserte tariffen. Kundene ble bedt om å vurdere de foreslåtte tariffmodellene Målt effekt, Time-of-use og Abonnert Effekt. Undersøkelsen fokuserte på forbrukeres holdninger og oppfatninger, herunder hvordan de opplevde rettfærdighet, forståelse og mulighet for tilpasning, og hvordan de ulike tariffmodellene burde utformes (Naper et al., 2016, s. 4). Felles for alle fokusgruppene var holdningen om at strømgjeldingen ble sett på som en fast kostnad som må betales og som er vanskelig å gjøre noe med. Aksepten til endring steg i takt med økt forståelse, og informantenes holdninger viste seg å være formbare. Deltagerne var imidlertid bekymret for å bli straffet eller

komme kostnadmessig dårligere ut ved endring. Det viste seg at komfort var en viktig faktor for mange deltagere, og flere var positive til styringssystem som automatisk styrer forbruk og husholdningsapparater. Mange var svært positive til at forbruket kunne styres via telefon eller ved hjelp av tidsstyringssystemer. Det var imidlertid gjennomgående at deltagerne var opptatt av å ikke bli taperen ved endring og var dermed ikke villige til å ta store kostnader selv (Naper et al., 2016, s. 20-22). Tilbakemeldingene fra undersøkelsen viser at kundene kan akseptere at nettleien endres dersom det er mulig å forstå hvorfor den endres og hvilke konsekvenser disse endringene vil kunne ha for hver enkelt kunde.

I alle fokusgruppene var deltagerne tydelige på at tariffmodellen Målt effekt var vanskelig å forstå og ble opplevd som uoversiktlig og uforutsigbar. En gjengående årsak var at målingen var basert på få måleobservasjoner, for eksempel per måned, som gjorde det vanskelig å forstå konsekvensene av en slik tariffmodell. Dette står i kontrast til tilbakemeldingene fra bransjen i 2016, hvor 40 av 57 høringsvar bygger på at dette er den mest egnede av de skisserte modellene for effektavregning i distribusjonsnett. Dette fordi modellen gir en direkte sammenheng mellom energiatferd og fakturastørrelse. Fokusgruppen klarte imidlertid ikke å se denne sammenhengen ved Målt effekt. Noe av denne usikkerheten kan skyldes at effektbegrepet er uvant for kundene. Kommunikasjonen mellom forbruker og nettselskap vil dermed være en viktig brikke i modellen for å synliggjøre konsekvensene ved effektbaserte tariffer (Naper et al., 2016, s. 26-27). Dette kan eksempelvis gjøres ved at nettselskapene gir forbrukerne informasjon om hvordan de kan oppnå besparelser ved å redusere sin makslast.

Time-of-use var den tariffmodellen som ble oppfattet som enklest å forstå og flere påpekte at modellen var den som gav forbrukerne flest insentiv til å tilpasse forbruket. Tariffmodellen ble gjenkjent gjennom ulike former for «rushtidsavgifter», som indikerer at flere har forståelse for at endring i forbruket kan lønne seg. Det var imidlertid denne modellen som skapte sterkeste reaksjoner knyttet til fordeling og rettferdighet. Modellen ble oppfattet som den mest urettferdige ved at den ville straffe de med minst fleksibilitet, for eksempel småbarnsforeldre og andre som lever «A4-liv». Reaksjonen om frykt for å komme dårligere ut rent økonomisk og rettferdighet ble gjenspeilet her, noe som viser at fordeling og rettferdighet er viktig for forbrukere (Naper et al., 2016, s. 28).

Abonnert effekt ble fremstilt som enkel å forstå, og denne modellen gav deltagerne motivasjon til å endre forbruket. Deltagerne trakk frem modellens læringseffekt, ved at de etter hvert ble flinkere til å tilpasse seg og trengte ikke jevnlig påminnelser for å oppnå besparelser. Muligheten til å velge abonnement selv, i samråd med en ekspert, ble også sett på som positivt.

Dette gav kundene fleksibilitet og frihet til å påvirke egen risiko for økte kostnader ved et eventuelt overforbruk. I motsetning til Time-of-use, ble Abonnert effekt sett på som en kundefremnlig modell som ikke ville straffe forbrukere som ikke har mulighet til å tilpasse forbruket. En av grunnene til at modellen ble så godt likt, kan ha vært gjenkjennelseeffekten. For eksempel oppfattet informantene likhetstrekk mellom Abonnert effekt, mobilabonnement og bredbånd. I tillegg hadde deltagere med fritidsbolig i europeiske land erfaring og positiv innstilling til tariffmodellen fordi de hadde kjennskap til modellen fra før (Naper et al., 2016, s. 28-30).

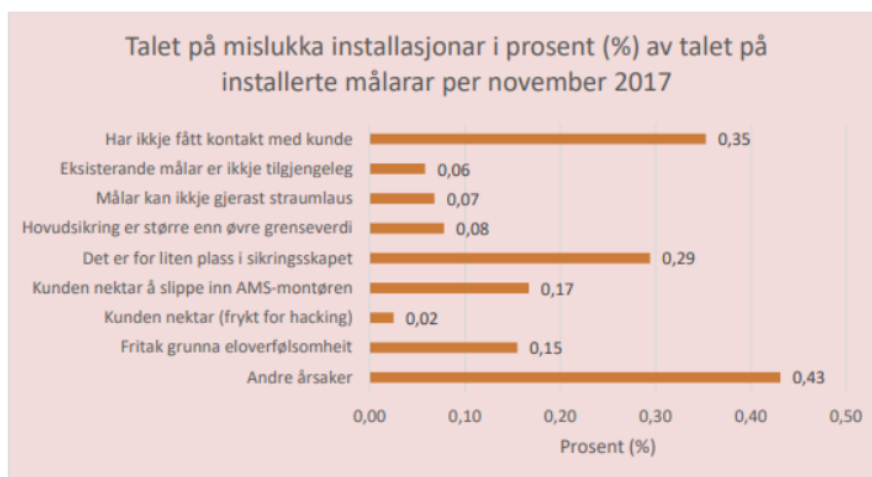
Selv om denne undersøkelsen får frem mange viktige synspunkt, er det verdt å nevne at den kan anses som mindre representativ. En av grunnene til dette er at det ble benyttet fokusgrupper og rekruttering via telefon, som resulterte i at de som sa ja til å delta gjerne var de mest interesserte eller de som hadde kjennskap til temaet fra før. Videre var strømkunder med lavt forbruk i egen bolig utelatt og ingen med innvandrerbakgrunn deltok i undersøkelsen. Dimensjonen med lavt forbruk ble imidlertid tatt inn i intervjuene gjennom rekruttering av kunder med fritidsabonnement. I tillegg ble det observert sterke enkeltstemmer blant deltakerne som muligens påvirket diskusjonen i gruppene (Naper et al., 2016, s. 18).

### **5.1.4 Installasjon av AMS**

Som følge av utrulling av AMS-målerne, har flere parter reagert på informasjonen som samles inn. Datatilsynet (2017) er kritisk til den detaljerte informasjonen nettselskapene samler inn om forbrukerne, da det ville vært spesielt uheldig om de havnet i feil hender. De legger frem at nettselskapene, og eventuelle andre parter, på sikt vil kunne samle inn informasjon om når en person er på jobb, lager middag, hvor ofte man vasker klær, sover eller er på ferie. NVE (u.å.-a) legger imidlertid vekt på at det kun er nettselskap og kraftleverandør som får tilgang til disse dataene, med mindre kunden aktivt godtar at andre parter skal kunne benytte seg av disse dataene. På den andre siden vil måledata fra kunden kunne lagres i inntil tre år, som øker risikoen for misbruk.

I tillegg til datatilsynet, er det også en rekke forbrukere som viser stor skepsis til de nye målerne. NVE har åpnet for at strømforbrukere kan søke fritak fra installasjon av AMS-målerne, dersom de får legeattest fra lege eller psykolog om helseplager som skyldes måleren. I november 2017 hadde hele 2 400 forbrukere søkt om fritak fra å installere målerne, eller eventuelt fjerne disse om de allerede var installert hos forbrukeren. Helsedirektoratet sendte imidlertid ut et rundskriv til alle landets fastleger hvor de presiserer at fastleger ikke skal skrive ut legeattest som sier at

pasienter har helseplager som skyldes stråling fra AMS, da det ikke er en dokumentert sammenheng mellom stråling fra målerne og helseplager (Løvik, 2018a). De fleste som søkte fritak var tilknyttet foreningen for el-overfølsomme (FELO), som har hatt svært stor pågang etter at utrullingene startet for fullt (Løvik, 2017). Som figur 14 viser, var 15 prosent av de mislykkede AMS-installasjonene knyttet til el-overfølsomhet. I utgangspunktet var forbrukerne, nettselskapene og NVE informert om at strømmålerne gav lite stråling, mye svakere enn en mobiltelefon. Et halvt år senere kom det imidlertid frem at sendestyrken var feilberegnet på bakgrunn av at de hadde blandet målemetoder. Smartmålerne ble dermed installert på falske premisser og hadde langt sterkere sendestyrke enn først omtalt. Dette kan muligens forklare noen av de akutte helseplagene som oppstod som følge av installasjonen (Folkets Strålevern, 2018).



Figur 14: NVEs oversikt over mislykkede installasjoner av AMS (Venjum, 2018, s. 6).

### 5.1.5 Nudging

I løpet av de siste årene har det blitt utviklet systemer basert på psykologisk og sosiologisk teori for å endre menneskers individuelle valg gjennom små virkemidler. Dette blir omtalt som nudging på engelsk, eller dulting på norsk. Nudging inneholder to sentrale elementer: valgarkitektur og libertariansk paternalisme. Valgarkitekturen skal skape rammer som påvirker folks oppførsel og beslutninger på en forutsigbar måte, mens libertariansk paternalisme betyr å gjøre det enklere for folk å ta riktige beslutninger uten å forby andre alternativer (Thaler & Sunstein, 2008).

De fleste mennesker tar valg som de tror er i deres beste interesse eller i det minste bedre enn alternativene de har, men dette er ikke alltid tilfelle. Mange er mindre rasjonelle dess mer komplekse beslutninger som skal tas. Dette kommer ofte av manglende informasjon,

uerfarenhet, tidspress eller kognitive begrensninger. Sammenhengen mellom kunnskap og atferd er dermed ikke alltid klar, med det mener vi at man kan oppleve å ta irrasjonelle valg som strider imot den kunnskapen man innehar (Thaler & Sunstein, 2008). Et eksempel kan være at man velger å la varmtvannet renne unødvendig lenge, selv om man vet at dette ikke er gunstig. Forskning innen kognitiv psykologi har avdekket at vi mennesker ofte handler og beslutter basert på automatiserte og forenklete prosesser. Ettersom vi er begrenset rasjonelle og i tillegg betegnes som flokkdyr, kan vi påvirkes i en ønsket retning uten at vi selv er klar over det (Vestre, 2015).

Nudging har flere ganger blitt kritisert for å være manipulerende ved skjult bruk av adferdspsykologi. En av svakhetene er manglende informasjon og åpenhet rundt aktørens hensikter, og hvilke andre valgmuligheter man har. Det er derimot ikke dette som er hensikten med nudging, man skal verken bli manipulert eller tvunget, men gjort oppmerksom på valgene man tar (Fedders, 2013). Senter for klimaforskning i Oslo har gjennomført en undersøkelse om nudging faktisk fungerer. I undersøkelsen ønsket de å redusere andelen matsløsning som oppstod ved buffeen på et hotell, hvor det ble brukt to typer nudges: a) å endre størrelsen på tallerkenen fra 24 cm til 21 cm, og b) sette opp et skilt som bekreftet at det var sosialt akseptabelt å gå til buffeen flere ganger. Dette resulterte i en reduksjon i matsløsning på 19,5 prosent og 20,5 prosent som beviser at nudging kan være et effektivt virkemiddel (Kallbekken & Saelen, 2013). Det har imidlertid vist seg at nudging ikke fungerer i alle tilfeller. I 2017 ble det gjennomført et forskningsprosjekt for å øke antall kvalifiserte søkere som møter opp til skolestart. Her ble det implementert tre typer nudges: a) belønning/premier, b) informasjon, og c) planlegging. For å redusere kortsiktige fristelser som påvirket noen til å ikke møte opp til skolestart, ble belønning benyttet. Det var her tiltenkt å påvirke den langsiktige fristelsen ved å få mulighet til å vinne pensumbøker. Informasjon ble benyttet for å øke synligheten av den langsiktige gevinsten, ved eksempelvis å gi informasjon om læreres gjennomsnittsinntekt. Videre ble faktoren planlegging benyttet, som skulle bidra til at kandidatene tenkte fremover i tid. Det var for eksempel ved å be dem skrive om forventet fremtid knyttet til studiene. Resultatet viste imidlertid at nudgene ikke hadde effekt på rekrutteringen (Bjorvatn, Ekström & Pires, 2017, s. 5-7, 11, 15).

Da nudging er små dytt i riktig retning kan det være med på å gi samfunnsøkonomiske gevinster. Myndigheter i Storbritannia, USA og Danmark har alle opprettet egne enheter som ser på hvordan nudging kan løse store samfunnsmessige problemer. Det kan være alt fra overvekt, alkoholmisbruk og klimautfordringer. Som tidligere nevnt gir digitalisering og teknologi nye muligheter ved at det stadig utvikles nye metode for å samle og gi ny informasjon. Dette kan

også aktører som driver med nudging dra nytte av. Ved at sensorene i tingenes internett smeltes inn i omgivelsene våre, kan det registreres rutiner og aktiviteter som kan forklare våre behov, ønsker og atferd. For eksempel kan en smart-dusj fortelle deg at du har dusjet lenger enn gjennomsnittet og at du dermed bør spare på vannet, eller en AMS-måler som kan gi deg informasjon om hvilke timer på døgnet nettet har knappst kapasitet og gir deg muligheten til å planlegge forbruket bedre. Videre er det mulig å programmere en atferd i ulike apparater. Som tidligere nevnt kan man for eksempel investere i automatiske styringssystemer som styrer forskjellige strømforbrukere til å automatisk starte opp når strømprisene er lave eller når det er høy kapasitet i nettet. Det kan være apparat som vaskemaskin, oppvaskmaskin, varmtvannsbereder eller varmpumpe. Nudging kan dermed bidra til at forbrukerne tar gode valg som er med på å løse problemer som samfunnet står ovenfor, og sikre en mer effektiv nettutnyttelse (Den nye velferdsstaten, 2015).

### 5.1.6 Økt bruk av elbil

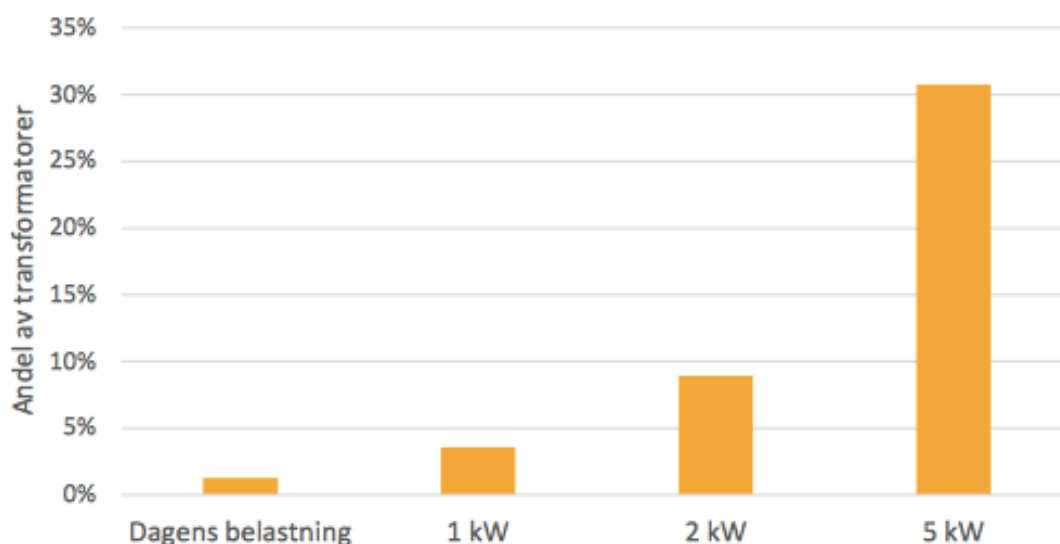
Forskning viser at Norge vil tåle en relativt stor overgang til elbiler, men det kan oppstå utfordringer i områder hvor strømmettet har liten kapasitet, som for eksempel i hytteområder. For å undersøke mulig effektøkning innen et gitt område i distribusjonsnettet, er det utformet tre scenarier som illustrert i tabell 1. Scenarioene tar hensyn til antall elbiler i området, gjennomsnittlig ladeeffekt og hvor mange elbiler som lades samtidig. En gjennomsnittlig ladeeffekt på 5 til 7 kW kan ansees som reelt, da økt batterikapasitet på bilene trolig skaper et ønske om høyere effekt for elbillading enn i dag. Videre ble det tatt utgangspunkt i en spørreundersøkelse som antyder at mindre enn 25 prosent lader på samme tidspunkt. Dette kan fremstå som noe lavt, men det tyder på at ikke «alle» lader når de kommer hjem fra jobb. For å gjøre analysen mer robust er det brukt 30, 50 og 70 prosent for samtidig lading. For eksempel kan scenario 3 være et typisk hytteområde hvor et stort antall hytteeiere lader elbilen samtidig eller et nabolag med homogen oppførsel (Skotland et al., 2016b, s. 6, 18-19).

Scenario	Antall elbiler pr. husholdning	Ladeeffekt (kW)	Samtidig lading	Tillegg effekt pr. hush. i maxlast(kW)
1	0,5	5,1	30 %	1
2	0,75	6,0	50 %	2
3	1	7,1	70 %	5

Tabell 1: Scenarioer for økt effekt pr. husholdning som følge av elbillading (Skotland, Eggum & Spilde, 2016c).



NVE har vurdert hvorvidt distribusjonsnettet har kapasitet til 1,5 millioner elbiler innen 2030 ved bruk av data fra 33 nettselskaper med til sammen 1,5 millioner sluttbrukere og 35 000 fordelingstransformatorer. For å beregne den økte belastningsgraden til transformatorene er effektforbruket fra scenariene 1-3, som vist i tabellen over, multiplisert med antall husholdninger under hver transformator. Figur 15 viser at et par prosent av transformatorene i dag er overbelastet, at en økning i effektforbruket på 1 eller 2 kW per husholdning vil føre til at under 10 prosent av transformatorene er overbelastet, og ved en økning på 5 kW vil over 30 prosent av transformatorene være overbelastet. Dette viser at aktiv bruk av prissignaler og andre virkemidler for å redusere maksimalt effektuttak, vil være nødvendig for å unngå overbelastning (Skotland et al., 2016b, s. 20-21).



Figur 15: Beregnet andel overbelastede transformatorer (over 120% belastningsgrad) i distribusjonsnettet ved ulike scenarier for økt effekt pga. elbillading (Skotland, Eggum & Spilde, 2016a).

## 5.2 Erfaring i utlandet

For å samle relevant litteratur fra utlandet, har vi fokusert på emner som Time-of-use, visualisering, lastkontroll og struping, og potensialet for lastflytting. Studier knyttet til Time-of-use har vi sortert etter ulike land. Bakgrunnen for dette er at kraftsystemene i de ulike landene kan være svært forskjellige. Det er imidlertid gode muligheter for å finne informasjon som kan generaliseres til Norge.

## **5.2.1 Time-of-use**

### **5.2.1.1 Frankrike**

Etterspørselsrespons har den siste tiden fått økt fokus i Europa. Et av de mest suksessfulle eksemplene er den dynamiske Time-of-use-tariffen som benyttes i Frankrike, kalt Electricite de France Tempo-tariff. Tariffen tar utgangspunkt i været og brukes av ca. 350 000 husholdningskunder og 100 000 små næringskunder. Det er registrert at 90 prosent av kundene er fornøyde med tariffen. Kundene blir varslet om prisen dagen i forveien via et apparat hos kunden, SMS eller epost, og får på den måten mulighet til å forberede seg på eventuelle forbrukstilpasninger. De ulike dagene er merket ved hjelp av et fargesystem med fargene rød, hvit og blå. Fargene indikerer høy, middels og lav pris, ut fra forventet kapasitet i nettet. Alle dagene i året har en farge og antall dager per farge er definert i forkant. Hvert år har 300 blå dager, 43 hvite dager og 22 røde dager. Hver søndag er satt som blå dag og reglene tilsier at røde dager ikke kan bli satt på feriedager, i helger eller på mer enn fem ukedager på rad. I tillegg til fargekodene er dagene inndelt i en normal periode og en off-peak-periode, hvor off-peak perioden er definert fra klokken 22:00 til 06:00 (IEA DSM, u.å.). I Frankrike hvor husstandene har et gjennomsnittlig effektforbruk på 1 kW, er det estimert at Tempo-tariffer gir en reduksjon i forbruket på 15 prosent på «hvite» dager og inntil 45 prosent på «røde» dager, og en gjennomsnittlig kostnadsreduksjon på 10 prosent. I tillegg til Tempo-tariffen kan kundene velge om de vil ha avtaler om automatisk eller manuell tilkobling og frakopling av separate vann- og romvarmekretser. Det er anslått at direkte lastkontroll kan redusere ca. 35 TWh per år innen 2020 (Torriti, Hassan & Leach, 2010, s. 1578).

### **5.2.1.2 USA**

En av grunnene til at Tempo-tariffen har vært så vellykket kan være knyttet til at Time-of-use er den enkleste metoden å implementere. Time-of-use blir benyttet over store deler av verden og med dette øker erfaringene. Et eksperiment i Pennsylvania avslørte at Time-of-use-tariffer gav en gjennomsnittlig substitusjonselastisitet på minus 0,14. Det betyr at en prisøkning på 100 prosent vil korrespondere med 14 prosent reduksjon i etterspørselen. En annen studie, gjennomført i Florida, brukte normale priser i 99 prosent av timene i året, med mulighet for kritisk toppricing i de resterende timene (1 prosent). Studien resulterte i 42 prosent topplastreduksjon i kritiske perioder (Albadi & El-Saadany, 2008, s. 1994).

### **5.2.1.3 Canada**

En studie som har benyttet kostnads- og etterspørselsdata fra Ontario i Canada, sammenligner Time-of-use mot en flat, tradisjonell tariff. Studien viser at Time-of-use resulterer i lastforskyvninger og at forbrukerne kan oppnå besparelser i nettleien. Intuitivt kan det tenkes at lastflyttingen øker behovet for kapasitet i lavlastperioden, da lastflytting fra høylast- til lavlasttimene vil øke etterspørselen i lavlastperioden. Studien viser imidlertid at nettselskap vil ha mindre behov for kapasitet i både høylast- og lavlastperiodene ved å benytte Time-of-use, uten at det totale strømforbruket blir redusert. På bakgrunn av dette konkluderer studien med at ved å benytte tariffmodellen Time-of-use, unngås nye spenningsutfordringer i nettet. En av grunnene til dette er at ikke alle responderer på prissignalene som gis. Studien viser i tillegg at det må settes en passende pris for at både produsent og konsument skal få en positiv opplevelse av tariffen (Dong, Ng & Cheng, 2017, s. 65-66). Som vi vil komme tilbake til i kapittel 6, er en mest mulig riktig utforming av tariffen viktig. Dette støttes av Yang, Dong, Wan & Ng (2013, s. 407-408), som i sin studie finner at en mest mulig riktig utforming av tariffen kan skape vinn-vinn-situasjon for både produsent og konsument, ved at produsent får økt profitt og konsument får redusert tariffkostnad.

### **5.2.1.4 Sverige**

I 2006 ble det gjennomført en pilotstudie av 500 husholdninger i Sverige som fokuserte på etterspørselsbasert Time-of-use. Tariffen hadde definerte høylasttimer med høyere pris mellom 07.00 og 19.00, og «gratis» strømforsyning i de resterende timene. I tillegg differensierte de prisene mellom sommer og vinter, hvor sommer ble definert som månedene april til oktober og vinter som månedene november til mars. Studien viste at husholdningene hadde økonomisk nytte ved bruk av Time-of-use og at de fleste var villige til å endre forbruket i henhold til høylasttimene. De vanligste tiltakene for å redusere etterspørselen i høylasttimer var å bruke husholdningsapparater, som vaskemaskin og el-varmer, i lavlasttimene. Disse tiltakene resulterte i lastflytting som gav nye effekttopper mellom 20.00 og 21.00 i sommermånedene, og mellom 19.00 og 20.00 i vintermånedene. Dette gav imidlertid ingen negative konsekvenser for nettet (Bartusch, Odlare, Vassileva, Wallin & Wester, 2011, s. 5010, 5012, 5024).

Selv om de fleste deltagerne i studien fikk økonomiske fordeler ved å bruke strøm utenfor høylasttimene, var det spesielt én informant som var interessert i å undersøke virkningene tariffen kunne gi. Vedkommende testet om det var mulig å slå på et timesprogram på vaskemaskinen 30 minutter etter høylasttiden, hvor elektrisiteten da ville distribueres mellom to målepunkter, altså to klokketimer. Dette resulterte i at vedkommende ikke ble belastet i like

stor grad. Videre viste studien at den maksimale diversifiserte etterspørselen i høylasttimene, som blir sett på som mer kritisk enn individuelle topper, ble redusert som følge av Time-of-use. I tillegg viste studien at den faktiske reduksjonen var større i vintermånedene, mens den prosentvise reduksjonen var større i sommermånedene (Bartusch et al., 2011, s. 5010, 5012, 5024).

#### **5.2.1.4 Storbritannia**

Storbritannia har i likhet med andre land tatt i bruk spesifikke tiltak for å oppnå etterspørselsrespons i flere år. Det er anslått at rundt 4,5 millioner britiske kunder benytter seg av muligheten til nedsatte strømpriser om natten. «Economy 7» er et eksempel på Time-of-use-tariffer hvor det er lavere energipris mellom 01:00 og 08.00. Kundene får dermed redusere fakturaen samtidig som topplasten i nettet reduseres. Dette blir også benyttet i industrielle og store kommersielle sektorer hvor forbrukerne kan velge om de vil ha Time-of-use eller kontrakt om lastkontroll. Ved å tilby dette til kundene får operatørene muligheten til å bruke fleksibiliteten som en del av sin nettverksbalansering (Torriti et al., 2010, s. 1579).

#### **5.2.2 Visualisering**

Et av de store spørsmålene relatert til innføring av effekttariffer, er knyttet til om forbrukerne faktisk vil respondere på prissignalene og insentivene som gis. Studier viser at 80 prosent av kundene vil akseptere dynamisk prising, herunder Time-of-use, Reduksjonsrabatt og Prising av kritisk nivå, dersom det blir tilbudt som standard, mens 20 prosent ville valgt det frivillig (Faruqui, Harris & Hledik, 2010, s. 6224, 6226, 6227). Spørsmålet er da hvordan nettselskapene kan bidra med insentiv og god kommunikasjon til forbrukerne.

En svensk pilotstudie fant at visualisering via display var mer ønsket enn en web-portal. Gjennom hele pilotstudien kunne informantene få tilbakemelding på forbruk og etterspørsel via en internettside, men nettsiden ble sett på som vanskelig å navigere og med tungvint innlogging. Til tross for opplæring var det stor etterspørsel etter et display som enkelt kunne vise øyeblikkelig etterspørsel. Det var imidlertid enkelte som mente at et display ville skape unødvendig stress ved at den alltid gav ny eller oppdatert informasjon (Bartusch et al., 2011, s. 5013).

En amerikansk studie bestående av 15 ulike eksperimenter, gjennomført i tidsperioden fra 1997 til 2007, studerte i hvilken grad kunders respons på pris kan avhenge av bruken av teknologi. Eksperimentet viste at forbrukere responderer på pris, men at responsen varierte. Variasjonen kan skyldes ulik bruk av prissetting og bruk av teknologi. Teknologien som ble benyttet i denne

studien var toveis kommunikasjons- og laststyringssystem. Prissettingen varierte mellom Time-of-use, Reduksjonsrabatt og Prising av kritisk nivå, med og uten bruk av teknologi. Resultatet viste at Prising av kritisk nivå uten bruk av teknologi hadde en gjennomsnittlig topp-reduksjon på 17 prosent, mens Prising av kritisk nivå med bruk av teknologi hadde en gjennomsnittlig topp-reduksjon på 36 prosent. I likhet med Prising av kritisk nivå, fikk Time-of-use med bruk av teknologi (26 prosent reduksjon) et bedre resultat enn Time-of-use uten teknologi (4 prosent reduksjon). På grunn av få observasjoner på Time-of-use med bruk av teknologi, må disse resultatene tolkes forsiktig. Det samme gjelder tariffmodellen med reduksjonsrabatt som gav en gjennomsnittlig reduksjon på 13 prosent (Faruqui & Sergici, 2010, s. 216). I tillegg er det verdt å nevne at 80 prosent av de innsamlede data kom fra 30 prosent av kundene (Faruqui et al., 2010, s. 6225).

### **5.2.3 Lastkontroll og struping**

Det er mange mulige metoder som kan tas i bruk for å forbedre utnyttelsen av strømmettet. To kjente tiltak er lastkontroll og struping av laster. Lastkontroll er en kontrakt mellom forbruker og nettselskapet om at nettselskapet kan kontrollere strømforbruket til kunden mot kompensasjon, for eksempel i form av redusert nettleie. Det kan være å kontrollere strømtilkoblingen til apparater som varmtvannsberedere, varmekabler og lignende. Det er imidlertid viktig at avtalen ikke påvirker kundens komfort (Galvin Electricity Initiative, 2010, s. 2).

Struping av last er en funksjonalitet for å bryte og/eller begrense effektuttaket i et målepunkt. Det er flere måter dette kan skje på, for eksempel ved manglende betaling, planlagt utkobling på grunn av vedlikehold av nett eller i en beredskapssituasjon hvor det er lite kapasitet i nettet. Det er dermed relevant å bruke strupefunksjon i forbindelse med flere av nettselskapenes oppgaver, som kundefølgning, nettdrift og rasjonering. Ettersom en slik funksjon kan påvirke både enkeltkunder og flere kunder samtidig, er det viktig å unngå feil på funksjonen til enhver tid. Feil på strupefunksjonen kan gjøre at man struper mer eller mindre enn planlagt, som kan skape store utfordringer både for forbruker og nettselskap (Johansen, Line & Sæle, 2012, s. 8, 13-14). Det kan for eksempel gi redusert komfort for kunder, unødvendige kostnader for nettselskap og mindre effektiv utnyttelse av nettet. Struping av strømmuttaket kan være et effektivt verktøy for nettselskapene fordi det kan bidra til å opprettholde en effektiv og stabil drift av nettet. Det kan imidlertid være negativt for forbrukere som ikke har klare avtaler om når og hvor lenge strømmen kobles ut. Klare avtaler mellom forbruker og nettselskap vil dermed være viktig for å unngå misnøye blant forbrukerne.

Italia og Spania har i flere år benyttet tiltak for å redusere etterspørselen i høylasttimene, og de har et spesielt fokus på lastkontroll. I Italia er det spesielt to program som benyttes. Det ene programmet er basert på at forbrukerne er pålagt å redusere belastningen til forhåndsdefinerte verdier når det er nødvendig, mens det andre er basert på struping ved at nettselskapene kan stenge kraften på kort eller ingen varsel i beredskapssituasjoner. Studien viser at godt forarbeid er viktig for å gi riktig kompensasjon. Den førstnevnte kompensasjonsmetoden ble iverksatt uten å gjennomføre nødvendige analyser. I dette tilfellet ble kundene kompensert tre ganger så mye som den gitte verdien av å redusere belastningen i nettet. Dette ble imidlertid endret i 2008, da feilberegningen var kostbar. Kompensasjonen for programmet med struping ble bestemt ut fra ikke-markedsdefinerte priser som er definert i reguleringen. I dette tilfellet ble nødvendige analyser gjennomført i forkant og resulterte i en mer forutsigbar kompensasjonsmetode (Torriti et al., 2010, s. 1579-1580).

## **5.2.4 Potensial for lastflytting**

### ***5.2.4.1 Husholdning***

En dansk pilotstudie ble etablert i 2003 for å studere etterspørselsrespons, hvor målet var å øke insentivene til forbrukerfleksibilitet i perioder hvor kapasiteten i strømmettet var begrenset. Studien inkluderte 25 husholdninger med et forbruk på 12 000 – 15 000 kWh. I hver husholdning ble det installert teknologi som åpnet for automatisk styring, lastkontroll og daglig avlesning fra fjernmåler. Forbrukerne kunne selv bestemme hvor lenge avbruddene maksimalt kunne vare for ulike timer i døgnet, stoppe avbrudd som ikke var ønsket, og hadde tilgang til rapport om det daglige, ukentlige og månedlige forbruket. I tillegg hadde de tilgang til informasjon om oppspart bonus knyttet til etterspørselskontrollen. Resultatene viste at det var mulig å oppnå 5 kW etterspørselsrespons per husholdning (Kärkkäinen et al., 2004, s. 13-15, 23). Videre viser studien at dersom halvparten av 125 000 husholdningene med elektrisk oppvarming i Danmark aksepterer kontrakter knyttet til etterspørselsrespons, kan den danske toppbelastningen reduseres med 6 prosent (Torriti et al., 2010, s. 1578).

### ***5.2.4.2 Næring***

I løpet av de siste 20 årene har flere europeiske land prøvd ulike former for lastreduksjonsmekanismer hos store industrielle kunder i håp om å redusere etterspørselen i høylasttimer. Disse metodene er ofte ikke basert på nøyaktige prissignaler, men på timing og pris for lastkontroll. Som et eksempel viser en svensk studie at de fleste svenske næringer kan akseptere reduksjoner mellom 30 minutter og 3 timer per dag. I likhet med Sverige har Finland

brukt kapasitetsreserver, i form av lastkontroll, over flere år. I 2005 ble potensialet for forbrukerrespons i finsk storindustri estimert til ca. 1 280 MW, som representerer 9 prosent av den finske etterspørselstoppen. Som et resultat investerte Finlands største elforsyning i AMS for å automatisk lese, kontrollere og administrere sine 60 000 kunder (Torriti et al., 2010, s. 1578).

## 6. Utforming av effekttariffer

Effekttariffer kan utformes på en rekke ulike måter, og det er mange aspekter som bør prioriteres og diskuteres i forbindelse med utformingen. I dette kapitlet vil vi først diskutere og belyse muligheter og utfordringer knyttet til standardisering og differensiering av tariffen. Vi vil deretter presentere et case fra NVE hvor vi vurderer deres forslag til tariffutforming, før vi avslutningsvis tar for oss marked for sluttbrukerfleksibilitet som et tillegg til effekttariffer.

### 6.1 Standardisering

Som vi var inne på i kapittel 2, bestemmer reguleringsmodellen hvor stor inntekt hvert nettselskap har lov å innhente. Utover dette har nettselskapene stor frihet til å bestemme hvor stor del av inntekten som skal hentes inn gjennom de ulike leddene i tariffen. Ved innføring av ny tariffstruktur, vurderer NVE imidlertid å stille strengere krav til hvordan nettleien skal utformes (Andresen & Mook, 2015, s. 5). NVE poengterer i sitt høringsdokument at de ønsker å standardisere tariffutformingen til kunder i distribusjonsnett, og en av grunnene til dette er at det vil være kostnadsbesparende dersom alle uttaks kunder avregnes etter samme tariffmodell (Hansen et al., 2017, s. 7).

Den nye tariffstrukturen kan standardiseres på ulike nivå, og strekker seg fra et lavt til høyt detaljnivå. Standardiseringen kan dermed være alt fra noen overordnede krav og begrensninger til hvilke typer prissignal eller tariffer som kan benyttes når, til et høyt detaljnivå hvor det legges konkrete føringer på hvordan nettselskapene skal utforme nettleien og prisstrukturen. Dette kan forklares ved fire ulike nivå, hvor første nivå består av kriterier for når en gitt tariff kan benyttes. Det kan for eksempel være differensiering mellom kunder og ulike områder innen et nettområde. Neste nivå baseres på krav til hvilke ledd som skal inngå i tariffen. Det vil for eksempel være energiledd, fastledd og effektledd. Det tredje nivået setter krav for utforming av leddene, mens det siste nivået setter krav til prissetting og –differensiering. For eksempel kan dette være krav som rabatterte tidspunkt hvor nettet ikke har begrenset kapasitet, eller lik pris hele tiden (THEMA Consulting Group, 2013, s. 9). Som nevnt utarbeides leverandørsentrisk modell i skrivende stund, da det ikke er bestemt hvem som blir kundens primærkontakt. Dersom dette blir kraftleverandøren vil det, sammen med innføringen av Elhub, være ønskelig med mest mulig standardiserte tariffer. Standardiserte tariffstrukturer kan være fordelaktig for kundens primærkontakt, da det blir færre ulike tariffutforminger å forholde seg til. Det kan i tillegg være gunstig med standardisert fastledd. En av grunnene til dette er at nettselskap som benytter høyt fastledd kan skille seg negativt ut i forhold til andre tariffstrukturer, og kan dermed bli omtalt



negativt av kraftleverandørenes kundeservice. Fastleddet kan for eksempel standardiseres basert på kundegrupper, som vi vil komme tilbake til.

Mest mulig like tariffer er en forutsetning for å oppnå standardisering, og dette innebærer at nettselskapene bør gis færre frihetsgrader til å utforme tariffer i fremtiden. Dersom nettselskapene imidlertid har stor frihet til å utforme tariffen, vil det påløpe ekstra kostnader både for Elhub og kraftleverandørene da de må forholde seg til flere ulike tariffsystemer. Tariffmodeller med fastledd og energiledd vil være relativt enkle å forholde seg til, mens utfordringene spesielt er knyttet til effektavregnede modeller. Dersom selskapene opererer med ulike trappetrinnstrukturer eller avregner effektuttaket på årlig basis, vil det kunne oppstå praktiske utfordringer knyttet til avregningsperiodene for de øvrige tariffelementene og kostnadene knyttet til kraftleveranser. Eksempelvis kan det bli behov for kontofakturering for residuale ledd. Slike avvik er relativt enkle å håndtere for store kunder, men vil trolig kreve spesialtilpasninger hos Elhub og leverandører i tillegg til en del merarbeid når dette skal gjøres gjeldende for mange kunder. Det vil dermed også kunne føre til en økning i de administrative kostnadene på grunn av behovet for mer kundehåndtering, i alle fall innledningsvis med overgang til en ny modell. Dersom standardisering av tariffene gjennomføres i stor utstrekning, kan det skape større svingninger i tariffinntektene for nettselskapene, som i så fall vil gi større variasjoner i selskapenes mer-/mindreinntektssaldoer (THEMA Consulting Group, 2013, s. 7-8). Hvis NVE velger en standardisering som henføres til dimensjoneringen av nettet og faste kostnader, vil det være forskjeller mellom nettselskapenes underliggende kostnadsstruktur. Dette kommer av at de ulike nettselskapene har ulike nivå på kostnadene knyttet til nettet og faste kostnader. Det vil derfor være forskjeller i hvordan nettleien fordeles på ulike ledd, og en slik fordeling kan antyde at nettselskapenes fastledd blir høyere enn ved dagens tariffing (THEMA Consulting Group, 2016b, s. 2).

Et koordinert og nasjonalt fokus vil øke forståelsen til kunden i tillegg til at kommunikasjonsutgiftene til hvert enkelt nettselskap kan reduseres. Dess likere tariffene er, dess enklere er det å forstå og tilpasse seg dem. Dette vil særlig gjelde kunder som er kunde hos flere nettselskap. For eksempel kan en kunde ha hus i et område og hytte i et annet, og kan dermed ha vanskeligheter for å sette seg inn i ulike avregningsmetoder og justere forbruk etter de prissignalene som gis (THEMA Consulting Group, 2016a, s. 7).

Standardisering gir nettselskapene flere retningslinjer å forholde seg til. På bakgrunn av dette er det flere nettselskaper som ikke ønsker en strengere regulering, da egne preferanser i mindre grad vil bli tatt hensyn til. Dette kan være en ulempe da nettselskapene får mindre utfallsrom

til å utvikle tariffen som er tilpasset deres nettområder, kunder og kostnadsbehov. Muligheten for å drive næringspolitikk, som kan gi enkelte kunder mer fordelaktige løsninger, vil dermed reduseres. I tillegg vil det skape unødvendig støy dersom det innføres en standard som i senere anledning viser seg å ikke være optimal (THEMA Consulting Group, 2016a, s. 8). En annen utfordring knyttet til å standardisere tariffstrukturen på tvers av nettselskaper og ulike geografiske områder, er knyttet til knapphet på ressurser. For eksempel vil det være uheldig å gi prissignal om kapasitetsbegrensninger i typiske fraflyttingsområder. Slike prissignal vil føre til unødvendige kundetilpasninger, og kan resultere i tapt inntekt hos nettselskapene og et samlet samfunnsøkonomisk tap. Høye priser i noen perioder kan gi forbrukere insentiv til å benytte andre energikilder enn elektrisitet. Dette kan både være ikke-fornybare og fornybare energikilder.

## **6.2 Differensiering av tariffstruktur**

Differensiering av tariffutformingen kan, som nevnt i kapittel 3, gjøres på flere måter og er svært aktuelt å ta i betraktning ved innføring av effekttariffer. Det er mulig å differensiere både fastleddet, energileddet og effektleddet. Vi vil fokusere på de samme kjennetegnene som tidligere, men utrede dem i større grad. Kjennetegnene er som nevnt differensiering basert på kundegrupper, observert prisleedsomhet, brukstid, størrelse på forbruk og nettkapasitet. Her vil vi diskutere og analysere hvordan de ulike kjennetegnene vil påvirke den samfunnsøkonomiske verdien for de ulike interessentene. Det er viktig å nevne at det å differensiere ikke er det motsatte av standardisering da tariffutformingen kan være standardisert, men likevel differensiert på enkelte områder.

### **6.2.1 Differensiering basert på kundegrupper**

Flere hørings svar legger vekt på muligheten for å differensiere tariffmodellene basert på kundegrupper. Det er imidlertid viktig at en eventuell differensiering mellom kundegrupper skjer på grunnlag av objektive og kontrollerbare nettforhold (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, §13-1e). For eksempel påpeker Distriktsenergi (2018, s. 7) i sitt hørings svar at flere distriktseverk er kombinert av små byer og fritidsområder, som styrker behovet for differensiering basert på kundegruppe. I områder med vanlige husstander vil forbruket være høyest i morgen- og ettermiddagstidene, når befolkningen skal på arbeid og når de kommer hjem. Dette er i motsetning til effektbehovet som oppstår i fritidsområdene, hvor effektbehovet gjerne vil være høyest i helger og ferier. En annen faktor som taler for å differensiere mellom kundegrupper, er at ikke alle fritidsområder har høyest last om vinteren.

Et eksempel er Hvaler, hvor hyttekundene har et helt annet forbruksmønster enn husholdningskundene. Hyttekundene her har et relativt høyt forbruk gjennom hele sommeren og makslast i påsken, mens husholdningskundene har høyest forbruk om vinteren (Ingeberg, 2015, s. 6).

NVE har som nevnt foreslått å innføre lik tariffmodell for alle kunder. Som tidligere nevnt er en av grunnene til at vi i vår utredning har sett bort fra næring, at dagens tariffutforming fungerer godt for denne kundegruppen. Differensiering basert på kundegrupper gjør det mulig å benytte én utforming for store næringskunder og én for alle andre. Distriktsenergi (2018, s. 3) og Energi Norge (2018, s. 4) har også samme oppfatning, da de i sine høringssvar vektlegger at det ikke er noen grunn til å ha lik tariffmodell for alle kunder. Noen av årsakene til dette er at omlegging vil kunne skape store administrative kostnader, dagens utforming for næring har fungert godt i flere år, og at store kunder har i dag en tariff som er harmonisert mellom nettselskapene. En annen årsak til å differensiere mellom store næringskunder og andre, er på grunn av behovet for effekt. En korntørker vil for eksempel ha stort behov for momentan effekt på visse, begrensede tider (Wiig, 2018). Dette viser for eksempel at det er riktig å ikke prise kapasitetsbegrensninger i strømmettet som ikke er bindende. Dersom slike næringskunder blir underlagt samme tariffstruktur som vanlige husholdninger, vil disse trolig komme dårligere ut. Det er imidlertid verdt å nevne at AMS-målerne vil bidra med bedre informasjonsgrunnlag for å dele inn i relevante kundegrupper, som kan bidra til en finere tilnærming. Dette kan for eksempel være å differensiere kundegruppene basert på brukstid, som vi vil komme tilbake til. En finere tilnærming kan være gunstig, da en grov tilnærming kan føre til samfunnsøkonomiske tap ved å sette for høyt energiledd (THEMA Consulting Group, 2013, s. 25). Dette tapet kan oppstå fordi et høyt energiledd vil gi incentiver til å redusere forbruk, uavhengig av om reduksjonen skjer gjennom energieffektiviseringstiltak, overgang til andre energikilder eller egenproduksjon. Nettselskapenes profitt kan dermed svekkes, noe som vil være uheldig (EC Group, u.å., s. 1). Det vil derfor være av verdi å innføre et energiledd som reflekterer de marginale tapskostnadene i strømmettet og en finere tilnærming av kundegrupper.

### **6.2.2 Differensiering basert på observert prisfølsomhet**

Differensiering basert på observert prisfølsomhet betyr å differensiere kundene basert på hvor mye de er villige til å betale. Som tidligere nevnt er dette en prisregel som omtales som Ramsey-prising, hvor de minst prisfølsomme kundene betaler mest (THEMA Consulting Group, 2013, s. 17). Flere omtaler prisingregelen som effektiv, men den kan imidlertid skape utfordringer i forhold til det politiske aspektet da noen kundegrupper vil få store prispåslag (Nilsson, 1992, s.

258). Siden differensiering basert på prisfølsomhet ikke oppfyller forskriftskravene om objektiv og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold, omtaler NVE differensiering som mindre effektiv (Norwea, 2018). Differensieringen vil imidlertid føre til et minimalt samfunnsøkonomisk tap og få vridninger fra den optimale løsningen ved at kundene som har mulighet til å flytte forbruk, ikke påvirkes av de residuale kostnadene (THEMA Consulting Group, 2013, s. 26).

I praksis er det ikke enkelt å finne gode tall for prisfølsomheten for ulike kundegrupper, og prisfølsomheten kan endre seg i takt med utviklingen av teknologi og markeder. Det er mulig å gjøre en kvalitativ vurdering av hvilke kundegrupper som har høyest prisfølsomhet. Prisfølsomheten i etterspørselen etter kraft kan være særlig høy for bedrifter hvor kraftkostnaden utgjør en stor andel av totale kostnader og hvor bedriften er eksponert for internasjonal konkurranse. Hvis bedrifter konkurrerer internasjonalt, kan lokalisering i andre land være gunstig dersom kostnadene i Norge er høye. Prisfølsomheten kan også være høy for forbrukere som har god tilgang til andre energibærere og som lett kan bytte energibærere. Det kan for eksempel være god tilgang til alternativ oppvarming. Overgangen til ved, olje og nye fornybare energikilder kan bli større på lang sikt, og høyere nettleie kan gi flere insentiv til å investere i slike alternative energibærere. Prisfølsomheten vil både variere mellom kundegrupper og ulike deler av forbruket. Store næringskunder vil for eksempel ha lavere prisfølsomhet dersom produksjonen er avhengig av elektrisitet på gitte tidspunkt eller av en viss størrelse. På samme måte vil prisfølsomheten til husholdninger være lav når det kommer til forbruk knyttet til elspesifikke apparater, hvor man gjerne ikke har andre alternativ enn å benytte elektrisitet. Prisfølsomheten vil i tillegg avhenge av antall elektriske ovner, antall rom med varmekabler, sentralfyr med ved, husholdningens inntekt og boligens nettoareal (NOU 2004:8, 2004, s. 13, 124). Det vil dermed være viktig å ta investeringskostnaden til de alternative energibærerne i betraktning på kort- og langsikt, for å unngå insentiv til å benytte disse. En interessant problemstilling er hvor høy overforbruksprisen kan være før forbrukerne får insentiver til å benytte dieselaggregat. En slik vurdering vil imidlertid skape økte administrative kostnader for nettselskapene, da dette vil kreve grundige tariffberegninger for hver enkelt kunde.

### **6.2.3 Differensiering basert på brukstid**

Differensiering basert på brukstid er et relevant nettforhold og kan benyttes for å oppnå stabilitet i nettet, hvor nytten øker med økt stabilitet (Statnett, 2017b, s. 14). Som følge av økt bruk av effektkrevende apparat, vil brukstiden reduseres. Det er derfor viktig å utforme en tariff som

ikke gir prissignal som rammer disse kundene urimelig hardt. Det er verdt å nevne at effekttariffer kan bidra til å øke brukstiden, da forbrukerne kan favorisere lang brukstid fremfor høyt effektuttak for å redusere kostnadene i nettleien (Mook, 2016, s. 9). En slik differensiering kan som tidligere nevnt avsløre kundens fleksibilitet, og etter noen år med forbruksdata fra AMS-målerne vil det bli enklere å skille mellom høy og lav brukstid. Høy brukstid kan reflektere at kunden kun benytter elektrisitet til elspesifikke formål, som indikerer lav prisfølsomhet. Medium brukstid kan reflektere at kunden benytter elektrisitet til oppvarming eller andre formål, og kan indikere noe prisfølsomhet. Kunder med lav brukstid, kan i noen tilfeller ha god tilgang til alternative energibærere og dermed ha lav prisfølsomhet. I andre tilfeller kan dette være kunder som benytter flere effektkrevende apparater som gir lav brukstid. Disse kundene kan derfor være prisfølsomme, da slike apparat gjerne er avhengig av elektrisitet. For eksempel kan dette være en kunde med elbil, hvor ladingen krever høyt effektuttak, men lav brukstid. Ved å differensiere slik vil kunder med høy brukstid bli belastet en relativ stor andel av kostnadene og kan dermed finne det lønnsomt å skifte energibærer dersom nettleien blir høy nok, gitt at de har tilgang til alternative energibærere (THEMA Consulting Group, 2013, s. 22).

Videre kan differensiering basert på brukstid gi en rettferdig differensiering, da kunder med relativt lik brukstid vil bli belastet ut fra de samme kriteriene. Dette kan anses som rettferdig fordi ulike kundegrupper kan ha svært ulik brukstid. For eksempel har en gjennomsnittlig hyttekunde på Hvaler en brukstid på ca. 1 100 timer i året, mens en husholdningskunde har en gjennomsnittlig brukstid på ca. 2 300 timer. Basert på dette kan både fast-, energi- og effektledd differensieres, gitt tariffens utforming. For begge tariffmodellene kan en mulighet være å fastsette et høyere fastledd for kunder med fritidsbolig. Et høyere fastledd kan brukes for å veie opp mot at kunder med fritidsbolig ellers bidrar mindre til dekning av faste kostnader gjennom det bruksavhengige leddet i tariffen. Som tidligere nevnt kan dette resultere i økt effektivitet i nettet, da energiatferden for kunder med fritidsbolig ofte er annerledes enn for vanlige husholdningskunder. Ved å legge brukstid til grunn for inndeling i kundegrupper, er det mulig å sørge for at kundegruppen med fritidsbolig dekker en rimelig andel av de faste kostnadene i nettet. Kundegruppen med lav brukstid skal imidlertid ikke dekke mer av de faste kostnadene i nettet enn en gjennomsnittlig husholdningskunde, noe som kan skje ved overgangen fra energi- til effekttariffer (NVE, 2016, s. 1-3). En av grunnene til dette, er som tidligere nevnt at kunder med lav brukstid gjerne har høy effektbruk, som da vil bli dyrere med effektmålte tariffer.

## 6.2.4 Differensiering basert på størrelse på forbruk

Differensiering basert på størrelsen på forbruket, kan baseres på samlet energiforbruk eller effektuttak. En slik differensiering vil være en grov tilnærming, men gi en inndeling hvor kunder med høyt, middels og lavt forbruk vil grupperes hver for seg. Abonnert effekt er en tariffmodell som tar utgangspunkt i slik differensiering. Forbrukerne kan som nevnt i denne modellen velge abonnementsstørrelse basert på forventet etterspurt kW. På den måten vil de som velger lik størrelse grupperes sammen og betale relativt lik nettleie, gitt likt overforbruk. En slik differensiering kan også benyttes ved Time-of-use. En mulig utforming kan være å differensiere fastleddet basert på historisk forbruk, som AMS-målerne vil bidra med på sikt. Det kan for eksempel være å differensiere fastleddet mellom husholdnings- og hyttekunder. Selv om et fastledd i prinsippet skal være nøytralt, kan det tenkes at differensiering kan gi ulike insentivvirkninger, som for eksempel begrenset elforbruk (THEMA Consulting Group, 2013, s. 8). Ved å differensiere basert på forbruk, er det mulig å gi ulike insentiv innenfor samme forsyningsområde<sup>6</sup>. Dette kan være av verdi for nettselskap som betjener både husholdningskunder og kunder med fritidsbolig, da disse kundegruppene trolig vil ha ulik energiattferd. Det kan tenkes at fritidskunder bør få sterkere insentiv til å tilpasse seg i helgene enn i ukedagene, da fritidsboliger gjerne blir benyttet mest i helger og ferier.

## 6.2.5 Differensiering basert på nettkapasitet

Differensiering basert på nettkapasitet vil, som forklart tidligere, åpne mulighetene for geografisk differensiering. Selv om Norge er et land med spredt befolkning, vil det alltid være noen områder som er mer bebodd enn andre. For eksempel storbyer som Oslo, Trondheim og Bergen. I disse byene vil kraftnettet være noe mer belastet enn i grisegrendte strøk og fraflyttingsområder, og dermed kreves det mer fleksibilitet og etterspørselsrespons i disse områdene. Dersom differensieringen ikke baseres på nettkapasiteten, vil det trolig oppstå unødvendige kundetilpasninger som nevnt tidligere. Dette er uheldig og vil føre til et samfunnsøkonomisk tap. For nettselskapene vil muligheten for lokale tilpasninger, og dermed en differensiering basert på kapasiteten i nettet, være hensiktsmessig da det kan bidra til å redusere behovet for kostbare nettinvesteringer. For eksempel kan det være ønskelig med svake

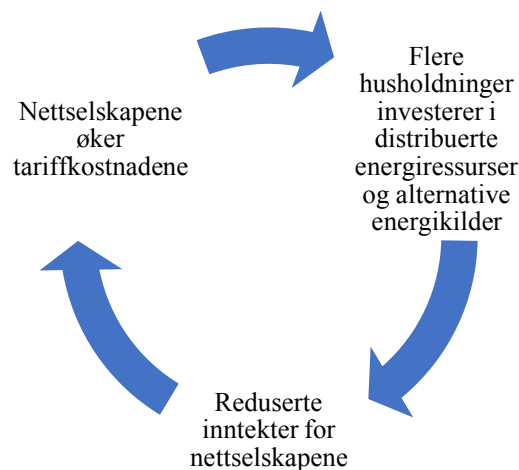
---

<sup>6</sup> Forsyningsområde, eller konsesjonsområde, er et definert område hvor et energiselskap (nettselskap, fjernvarmeselskap, gassverk eller lignende) er gitt tillatelse til å drifte og bygge infrastruktur for levering av energi (Rosvold, 2015).

prissignal i et fraflyttingsområde, mens prissignalene i områder i vekst kan være betydelig sterkere (Distriktsenergi, 2018, s. 3). Det vil være ressurskrevende for nettselskapene å beregne tariffen til hver enkelt kunde. Dette betyr at differensieringen, og dermed beregningen av tariffen, bør skje på hver nettstasjon (Mook, 2016, s. 19). Det kan imidlertid bli sett på som urettferdig fra kundenes side, da noen vil måtte betale mer fordi nettselskapene har trang forsyning i et område. Sett fra den andre siden, vil kunder som vil og har mulighet til å respondere på prissignalene, ha gode muligheter til å spare penger (Lie, 2014). Som tidligere nevnt kan dette skape utfordringer for sårbare kunder og vil kreve noe kompleks utforming, som må avveies mot fordelene dette gir.

Ved differensiering basert på nettkapasitet, er en av hovedutfordringene å sikre at tariffen gir prissignal og insentiv til forbruksendringer når nettet er høyest belastet. Dette kan gjøres ved å etablere sterkere prissignal i disse periodene, som kan resultere i en høyere kostnad for forbrukerne. For å unngå økt nettleie, må forbrukerne endre forbruksmønster. Betydelige lastflyttinger kan imidlertid redusere nettselskapenes totale inntekter dersom store deler av tariffinntektene innhentes gjennom overforbruksleddet ved Abonnert effekt, eller gjennom høypristimene ved Time-of-use. Dette vil også være tilfellet ved stor lastreduksjon eller hvis nettselskapene forsyner områder som er preget av stor fraflytning. I områder hvor fraflytningen er stor, vil det på sikt bli færre kunder å fordele kostnadene på.

I slike tilfeller kan det forekomme en dødsspiral, også omtalt som sirkulæreffekter i elektrisitetsmarkedet. Dette er illustrert i figur 16. Som en konsekvens vil nettselskapene øke sine tariffkostnader for å få dekket sine faste kostnader. Høyere tariffkostnader kan igjen lede til at forbrukerne får sterkere insentiv til å benytte distribuerte energiresurser eller alternative energikilder, da forbrukerne vil unngå deler av tariffkostnadene (Costello & Hemphill, 2014, s. 7). Enkelte forbrukstilpasninger, som eksempelvis økt bruk av distribuert produksjon i høyprisperioder, vil kunne bidra til å redusere effekttoppene og derav også knapphetsproblematikken i nettet. Slike forbrukstilpasninger vil derfor, til en viss grad, være fordelaktig for nettselskapene. Det vil derimot være en ulempe dersom prisene ikke reflekterer relevante nettforhold, slik at forbrukerne gis insentiver til å tilpasse forbruk, enten i form av å flytte eller redusere last i lavlastperioder.



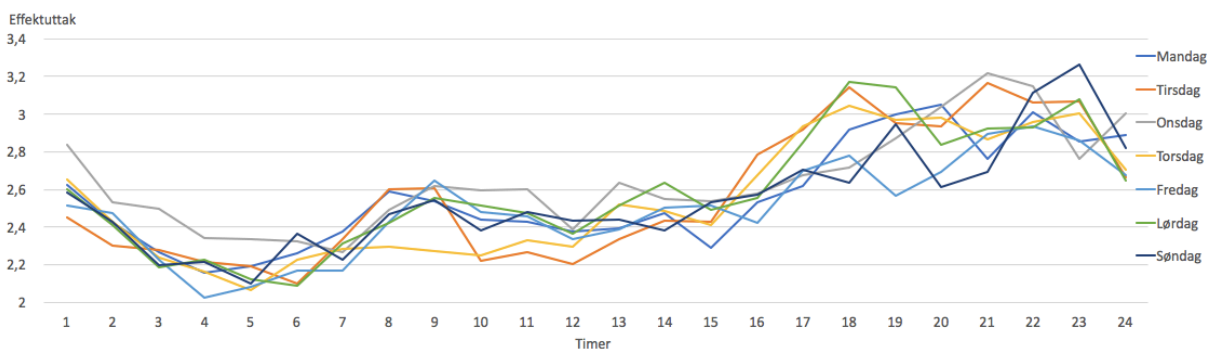
**Figur 16: Sirkulæreffekter i elektrisitetsmarkedet.**

Ved å ha mulighet til å differensiere geografisk, kan fastleddet differensieres basert på kostnaden ved selve utbyggingen av nettet. Ifølge Ingeberg (2015, s. 7) består Fredrikstad Energi sitt nettområde av 120 meter lavspent nett per næringskunde, 180 meter per husholdningskunde og 360 meter per hyttekunde. Samtidig består hver nettstasjon av færre kunder i de hyttedominerte områdene. Dette betyr at hyttekunder krever mer nettinvestering enn husholdnings- og næringskunder, og gir et godt grunnlag for å sette høyere tariffledd enn for de to andre kundegruppene. En mulighet kan være å sette høyere effektledd for hyttekundene, gitt at Abonnert effekt blir benyttet. Ellers vil det være mulig å benytte et høyere fastledd for denne kundegruppen.

Utnyttelsen av nettkapasiteten vil variere i forhold til sesong, dag og tidspunkt. Noen av grunnene til dette er som nevnt utetemperaturen, kunders livstil og rutiner. For eksempel er 67 prosent av Norges befolkning i arbeid (SSB, 2018), som betyr at mange ikke har behov for mye effekt mellom 08:00 og 16:00. Dette gjør det hensiktsmessig å differensiere basert på nettets kapasitet til enhver tid, da de største effekttoppene oppstår i definerte perioder. Som figur 17 viser, oppstår effekttoppene om morgenen og ettermiddag/kveld. I de fleste områder i Norge, vil strømforbruket være høyere på vinterstid. Dette resulterer i et høyere belastet strømmnett, og er som nevnt en av grunnene til at nyinvesteringer er nødvendig. På bakgrunn av dette vil det være aktuelt å differensiere Time-of-use og Abonnert effekt basert på sesong, og dermed nettets kapasitet. For eksempel kan overforbruksleddet i Abonnert effekt være lavere i sommermånedene, og på samme måte kan høypristimene i Time-of-use settes lavere i disse månedene. Videre vil forbruket variere i henhold til ukedag og helg. NVEs høringsforslag inneholder beregninger for hver tariffmodell, hvor de for Time-of-use har valgt å sette lavpris



i helgene (Hansen et al., 2017, s. 28). En av grunnene til dette er at kundens komfort skal opprettholdes. Det vil imidlertid ikke være det mest gunstige for strømmettet, da den gjennomsnittlige forbruksprofilen er relativt lik hele uken. Dette illustreres i figur 17. NVE må dermed avveie kundens komfort mot effektiv utnyttelse av nettet. Videre vil det være mulig å differensiere basert på klokkeslett, som er konseptet med Time-of-use. I likhet med sesong og ukedag/helg, varierer utnyttelsen av nettkapasiteten i forhold til tidspunkt på døgnet. Ved å sette en høyere pris i timene hvor nettet er høyest belastet, vil kostnadene reflektere kapasiteten i nettet og det kan oppnås en mer effektiv nettutnyttelse. Dette vil vi forklare nærmere.



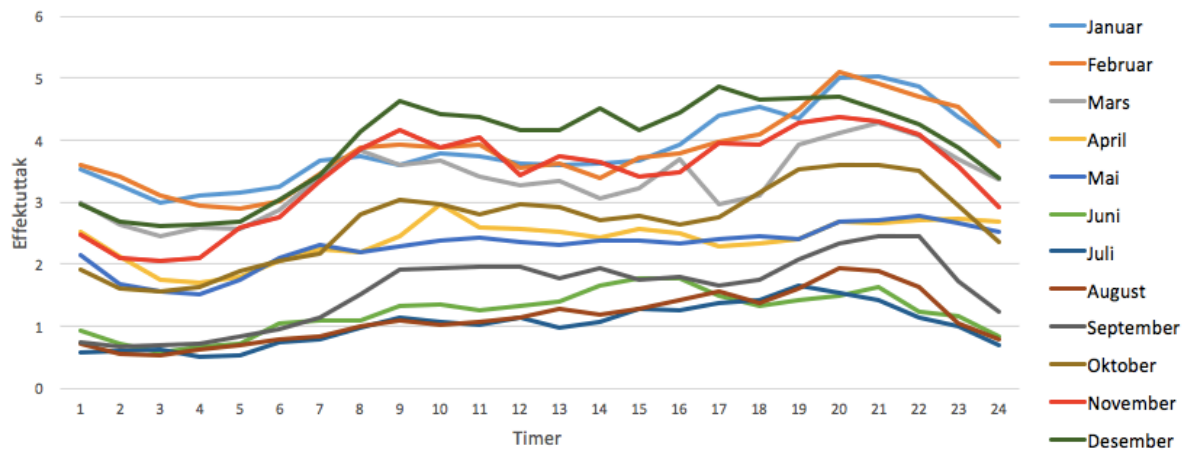
Figur 17: Gjennomsnittlig effektuttak per time, mandag-søndag (Vedlegg 2).

### 6.3 Utredning av NVEs forslag til ny tariffutforming

I NVEs høringsdokument ble det presentert forslag til hvordan tariffmodellene Abonnert effekt og Time-of-use bør utformes (Hansen et al., 2017, s. 16). I den forbindelse har vi valgt å diskutere og analysere deres forslag. NVE har benyttet måledata fra 500 forbrukere hos Ringeriks-Kraft, som også vi har fått tilgang til. Det er imidlertid nevneverdig at disse 500 kundene består av både husholdningskunder, næringskunder og kunder med fritidsbolig. Selv om de fleste er husholdningskunder (384), kan forbruksdata fra de andre kundegruppene gi andre resultater da de gjerne har en annen forbruksprofil enn husholdningskunder.

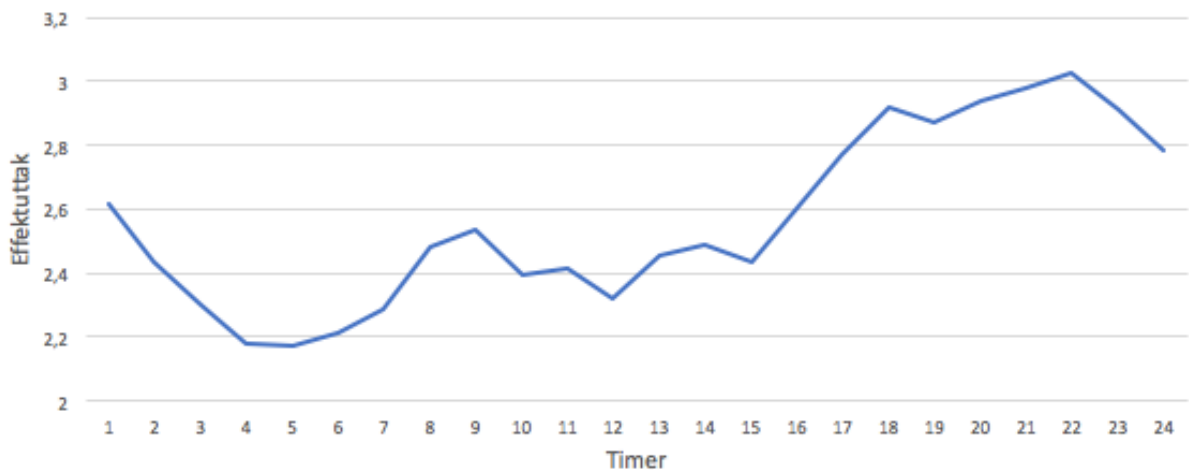
NVEs utforming av Time-of-use tar utgangspunkt i at alle kostnader som ikke inngår i fastleddet, dekkes gjennom energileddet. Energileddet differensierer sommer og vinter, hvor prisen om sommeren er 80 prosent av prisen om vinteren og pris på vinterhverdager (06:00-20:00) er 250 prosent av pris vinter. Vintermånedene er definert fra november til og med mars, hvor prisen settes slik at inntjeningen for hele datasettet blir den samme som med de andre tariffmodellene. Videre er helg definert som lavpris, da forbrukernes komfort skal hensynstas (Hansen et al., 2017, s. 16). Som figur 18 illustrerer, er det klare variasjoner i effektuttak gjennom året da månedene november til mars har et betydelig høyere effektuttak enn de

resterende månedene. Dette indikerer at sesongdifferensierte priser kan være hensiktsmessig å innføre, som betyr at prisen settes ulik i sommer- og vintermånedene. Vi anser derfor NVEs inndeling mellom sommer og vinter som fordelaktig for å unngå unødvendige kundetilpasninger.



Figur 18: Gjennomsnittlig effektuttak per måned (Vedlegg 1).

Vi mener likevel at tariffutformingen kan gjøres noe annerledes. Som figur 19 viser, oppstår første effekttopp mellom 06:00 og 10:00, og neste topp mellom 16:00 og 22:00. For å ikke gi prissignal om å redusere forbruk i andre timer enn disse, kan en tariffutforming som kun har høyere pris i disse timene være gunstig. Det vil da være mulig å sette pris lik marginaltapskostnad for alle andre timer. Dette vil imidlertid kreve et høyere fastledd, som skaper et større behov for differensiering mellom kundegrupper. Det er verdt å nevne at gjennomsnittlig forbruk fra lørdag til søndag er utelukket i figuren, da dette per definisjon er lavpristimer. En slik ordning finner man også i Frankrike, hvor søndager og andre helligdager ikke kan defineres som høyprisdager.



Figur 19: Gjennomsnittlig forbruk per time, mandag-fredag (Vedlegg 2).

NVEs beregninger knyttet til Time-of-use gir en årlig kostnad på 6 213 kroner (Hansen et al., 2017, s. 17). Hvis tariffmodellen imidlertid utformes med høy pris mellom 06:00-10:00 og 16:00-22:00, og andre timer prises lik marginaltapskostnad, er det nødvendig å avveie et høyere fastledd mot størrelsen på høypristimene. Ved å sette høy pris i færre timer, må denne prisen enten være svært høy eller så må det innføres et høyere fastledd. Fordelen med høy pris i høylasttimer er at det gis sterkere insentiv om å flytte last, da en større andel av nettleien vil være bruksavhengig enn det som er tilfellet ved både dagens tariffutforming og Abonnert effekt. Dette vil være en rettferdig prissetting, men vil i mindre grad være gunstig for forbrukere med mindre fleksibel energiatferd da de vil oppleve økt nettleie. En lavere pris i høylastperioder vil gi et høyere fastledd, som trolig vil svekke prissignalene da forbrukeren uansett må betale dette beløpet. På bakgrunn av dette og NVEs beregninger, vil vi vise to mulige prissettinger i tabell 2. Dette er basert på forbruksdata fra de samme 500 kundene, med pris og fastledd som tar hensyn til nettselskapenes tillatte inntekt. Tabellen illustrerer et priseksempel med Time-of-use hvor vi ser at fastleddet kan settes lavere ved å øke tariffens energiledd, og hvor tariffens årlige kostnad blir relativt lik.

	Fastledd	Energiledd		Årlig kostnad
		Høylasttimer vinter (06-10 og 16-22)	Andre timer	
Eksempel 1	2 629 kr/år	60 øre/kWh	5 øre/kWh	6 635 kr
Eksempel 2	3 296 kr/år	40 øre/kWh	5 øre/kWh	6 250 kr

**Tabell 2: Eksempel på årlig kostnad ved høy og mindre høy høylastpris (Vedlegg 1).**

I likhet med Time-of-use er sesongdifferensiering relevant for Abonnert effekt, siden kapasitetsbegrensningene i nettet er mindre i sommermånedene. NVE har imidlertid ikke valgt å differensiere overforbruksleddet basert på sesong, og benytter 1 krone per kWh/h som overforbrukspris hele året. Dette gir en årlig kostnad på 6 085 kroner (Hansen et al., 2017, s. 16-17). På bakgrunn av figur 18, mener vi at tariffutformingen bør sesongdifferensieres på samme måte som Time-of-use, hvor vinter er definert som månedene november til og med mars. Ved en slik differensiering, unngår nettselskapene å gi forbrukerne prissignal om å holde seg innenfor abonnementet i sommermånedene. På grunn av økende effektuttak, kan det på sikt oppstå kapasitetsbegrensninger også i sommermånedene. Det kan derfor være av verdi å innføre svake prissignal allerede nå, slik at endringen på et senere tidspunkt ikke skal bli for stor.

For å se hvilken virkning sesongdifferensieringen har på forbrukerens årlige kostnad, vil vi ta utgangspunkt i samme eksempelkunden som tidligere. Vi benytter NVEs forslag med fastledd på 1 060 kr (Hansen et al., 2017, s. 16). Ved å ta hensyn til nettselskapenes tillatte inntekt, gir dette en abonnementspris på 793 kroner med sesongvariasjon og 763 kroner uten sesongvariasjon. Tabell 3 viser at siden store deler av kundenes overforbruk inntreffer i løpet av vintermånedene, vil den årlige kostnaden forbli relativt lik med og uten sesongdifferensiering. En tariffutforming som tar hensyn til sesongvariasjoner vil imidlertid gi mer korrekte prissignaler ved at man unngår unødvendige kundetilpasninger.

	Fastledd inkl. abonnementspris	Energiledd	Overforbruksledd	Årlig kostnad
Med sesongvariasjon	1 823 kr/år	5 øre/kWh	(November-mars) 1 kr/kWh/h	6 581 kr
Uten sesongvariasjon	1 853 kr/år	5 øre/kWh	(Januar-desember) 1 kr/kWh/h	6 456 kr

Tabell 3: Illustrasjon av årlig kostnad med og uten sesongdifferensiering (Vedlegg 1).

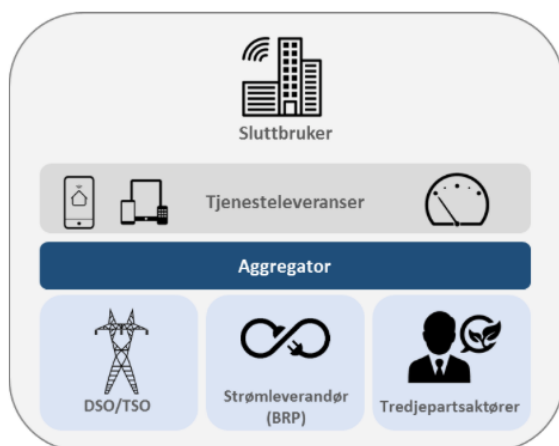
## 6.4 Marked for sluttbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet er i likhet med effekttariffer et alternativ til nettinvesteringer. Det kan tenkes at effekttariffer alene ikke vil være tilstrekkelig for å oppnå ønsket utnyttelse av strømmettet, da ikke alle forbrukere vil respondere på prissignalene og insentivene som gis. Fremtidens markedsdesign bør dermed legge til rette for at kundenes forbrukerfleksibilitet kan bli frigjort. Det kan tenkes et marked hvor kunders fleksibilitet kan samles og tilbys. På den måten kan sluttbrukere som ikke har mulighet til å tilpasse forbruk, markedsaktører og systemansvarlige i kraftsystemet, regionale eller lokale nett kjøpe fleksibilitet for å tilfredsstille etterspurt effekt (Energi Norge, 2016c).

Det teoretiske potensialet for forbrukerfleksibilitet i Norge er ca. 5 000 MW. Volumet vil imidlertid være prisavhengig med marginalkostnader relatert til produksjonsprosesser, parametere som komfort/inneklima og lignende (Enfo Consulting, 2016a, s. 25). Som tidligere nevnt benyttes forbrukerfleksibilitet for å sikre balansen mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet. Potensialet til slik fleksibilitet vil trolig øke i løpet av de neste årene, da alle strømforbrukere får installert AMS-målere. Målerne vil gi verdifull informasjon om

sluttbrukeres energiatferd, og informasjonen vil kunne utnyttes for å kartlegge eventuelle kapasitetsbegrensninger i nettet.

Bransjen er som nevnt i endring, mye på grunn av at effektuttaket øker og flere benytter seg av distribuerte energikilder. Som følge av økt behov for å frigjøre fleksibilitet i strømmettet, kan det være behov for å etablere et nytt marked for kjøp og salg av forbrukerfleksibilitet. For at nettselskap skal få insentiv til å utnytte potensialet for fleksibilitet, bør fremtidens marked sikre at det er balanse mellom nettselskapenes inntekter og deres utgifter knyttet til økt innsats for å sikre stabilitet og at fleksibilitet blir frigitt (Pedersen, 2017). Nettselskap kan som nevnt tilby lastkontroll og struping, hvor kundene får kompensert for fleksibilitet. Eksempler på kompensasjonsmekanismer mellom kunde og aggregator er inntektsdelingskontrakter hvor inntekten deles med aktører i hele verdikjeden, rabatt på nettleien, kompensasjon for å ha tilgang til volum uavhengig om aggregatoren benytter fleksibiliteten, og kompensasjon på andre produkter eller tjenester. Aggregatoren vil være den rollen som har som hovedformål å samle fleksibilitet og tilby dette til ulike interessenter via kontrakter eller en fremtidig markeds plass. Det er fortsatt uklart hvem som skal inneha denne rollen, men som illustrert i figur 20 vil den henge tett sammen med de andre rollene i markedet som kraftleverandør og nettselskap (Enfo Consulting, 2016a, s. 19-21). Det er verdt å nevne at valg av kompensasjonsmetode vil ha stor innvirkning på nettselskapenes kostnadseffektivitet og inntektsramme. Buvik & Børke (2017, s. 90-91) fant i sin mastergradsavhandling at kompensasjon i form av direkte betalinger vil resultere i økt inntektsdekning, men redusert effektivitet. På den andre siden vil rabatt på nettleien gi en marginal effekt på både inntektsdekningen og effektiviteten. Buvik og Børke anser derfor sistnevnte kompensasjon som mest attraktiv for nettselskapene. Samlet sett viser studien at de ulike kompensasjonsmetodene vil gi differensiert effekt ved dagens reguleringsmodell.



Figur 20: Illustrasjon av aggregatorrollen med aktuelle aktører (Enfo Consulting, 2016b).

## 7. Samfunnsøkonomisk analyse

Effekttariffer kan som nevnt være et alternativ til å bygge ut strømmettet, og kan bidra til å redusere behovet for nyinvesteringer dersom konsumentene får sterke prissignal og insentiv til å flytte last i høylastperioder. Ved høy kapasitetsbelastning i nettet kan det oppstå spenningsutfordringer som kan gå utover forsyningssikkerheten (THEMA Consulting Group, 2016c, s. 29). Av hensyn til forsyningssikkerheten bør derfor kraftprisene variere og reflektere den gitte ressursituasjonen og overføringsbegrensningen i nettet (NOU 2012:9, 2012, s. 24-25). Hvorvidt effekttariffer vil bidra til å redusere behovet for nyinvesteringer, vil avhenge av hvorvidt prissignalene oppfattes som riktige og reflekterer nettets kapasitet. I denne sammenheng må man se verdien av å øke nettkapasiteten opp mot kostnadene for å foreta de nye investeringene.

Forbrukere som responderer på prissignal i markedet eller tilpasser seg nettariffer er i tråd med myndighetenes, kraftprodusentenes og netteierens interesser. Myndighetene legger stadig sterkere vekt på redusert energibruk, mens nettselskapene fokuserer på riktig prising av effekt. Riktig prising av effekt kan, i motsetning til generell reduksjon i energibruk, medføre en langt mer aggressiv prising av forbruk i topplast som kan føre til en betydelig økt interesse fra forbrukerne til å respondere (Aanensen, Fines & Ek, 2015, s. 8). Høy pris i perioder hvor det oppstår kapasitetsbegrensninger kan dermed føre til at flere forbrukere vil respondere (Hansen et al., 2017, s. 14).

### 7.1 Faktorer

Vi vil i denne samfunnsøkonomiske analysen ta utgangspunkt i en rekke faktorer som vi mener er viktig å ta i betraktning for å sikre en vellykket innføring. Her vil vi diskutere hvorvidt disse påvirker de ulike interessentene i bransjen og den samfunnsøkonomiske verdien av å vektlegge faktorene i ny tariffutforming. For å studere ulikhetene ved Time-of-use og Abonnert effekt, ønsker vi å sammenligne modellene med hensyn til disse faktorene.

#### 7.1.1 Energieffektivitet

Energieffektivitet kan forstås som et mål på hvor effektivt energien brukes til et bestemt formål og kan bidra til å utsette eller redusere behovet for de ventede nettinvesteringene. For å oppnå dette bør tariffutformingen gi insentiv til forbrukerfleksibilitet da det kan bidra til effektiv utnyttelse av nettet. Forbrukerfleksibilitet får stadig mer oppmerksomhet fra både forbrukere, nettselskap og myndigheter. For forbrukerne kan dette være en ordning hvor de får kompensert

for fleksibilitet. For eksempel ved å flytte strømforbruket i korte intervall, uten at det får betydning for verken komfort eller kvalitet. Dette vil særlig være av interesse for kunder med stram økonomi, men som har mulighet til å tilpasse forbruket. For eksempel har pensjonister ofte et mindre stramt tidsskjema og har som følge av dette mulighet til å gjøre slike tilpasninger. Dersom de i tillegg har en lav pensjonsordning, vil dette gi sterkere insentiv til å gjøre et forsøk på å oppnå en lavere nettleie. Det kan derimot bli utfordrende for kunder med et relativt stramt tidsskjema, som for eksempel småbarnsfamilier. Denne kundegruppen kan oppleve økt nettleie i noen av tariffutformingene som er foreslått.

NVE har en viktig rolle i arbeidet med å utforme ny tariffmodell. Dersom effekttariffer skal ha betydning for samfunnet, er det som nevnt viktig at tariffene gir insentiv og prissignal om å jevne ut og/eller flytte last. Forbrukerfleksibilitet vil også være av verdi for nettselskapene, da slike tilpasninger kan føre til at behovet for nettinvesteringene kan reduseres. På bakgrunn av dette, vil forbrukerfleksibilitet ha stor betydning for den samfunnsøkonomiske verdien ved innføring av effekttariffer. Tariffutforminger som gir mulighet for forbrukerfleksibilitet og effektiv nettutnyttelse vil dermed være fordelaktig for samfunnet samlet sett.

Ettersom Time-of-use bygger på et tidsdifferensiert energiledd som settes høyere i perioder hvor det er forventet høy belastning i nettet, gir tariffen prissignal og insentiv til å redusere eller flytte forbruket i disse timene og ellers opprettholde et normalt forbruk. På sikt vil dette være et viktig bidrag for å redusere nettleien og utnytte nettet mer effektivt enn ved dagens situasjon. Dette blir sett på som modellens største fordel. Prisen i høypristimene vil gjelde alle kilowattimene kunden bruker i løpet av en time. Siden tariffen har definerte og forhåndsbestemte priser, får forbrukerne mulighet til å tilpasse og planlegge forbruket bedre. På den måten vil tariffen gi prissignal til mange forbrukere og ikke kun til de med høyest forbruk som ved Målt effekt, eller kun til de som overgår abonnementsgrensen som ved Abonnert effekt (Hansen et al., 2017, s. 14).

Time-of-use legger opp til flere muligheter for forbrukerfleksibilitet og er, som nevnt i kapittel 5, den modellen som gir flest forbrukere insentiv til å tilpasse forbruket. Dette indikerer at forbrukere har forståelse for at det kan lønne seg å være fleksibel i forbruk (Naper et al., 2016, s. 28). Tariffen straffer imidlertid de som ikke har mulighet eller velger å ikke tilpasse forbruket med høyere kostnader. Selv om dette kan virke urettferdig for noen forbrukere, vil kostnadene i større grad reflektere forbruket og være økonomisk gunstig for nettselskap. Videre kan det tenkes at tariffen kan ha negativ innvirkning på enkelte forbrukeres sosiale liv, da de mest sårbare kan oppleve begrensinger i hverdagen. Time-of-use kan dermed skape et større

samfunnsøkonomisk skille, ved at velstående forbrukere slipper å tilpasse hverdagen ut i fra høypristimene i like stor grad som forbrukere med strammere økonomi. Dette vil imidlertid stride imot NVEs formål om at innføringen av tariffmodellene ikke skal gå på bekostning av forbrukernes komfort.

Siden forbrukere må velge abonnementsstørrelse med Abonnert effekt, vil abonnementsgrensen trolig gjenspeile kundenes forbruk. Det vil dermed være kundens forbruksprofil, og ikke nettets kapasitet, som avgjør hvilke insentiv kunden har til å redusere forbruk. Dette kan redusere nettutnyttelsen ved at tariffen skaper unødvendige kundetilpasninger. Det kan for eksempel være at kundene tilpasser forbruket i perioder hvor nettet har god kapasitet. Tariffens overforbrukspris vil i denne sammenheng spille en viktig rolle. For eksempel vil et lavt overforbruksledd gi insentiv til å velge et lavt abonnement, som igjen vil føre til mange overforbrukstimer. Slike tilpasninger kan gi flere forbrukere prissignal om å redusere forbruk i timer hvor nettet ikke har begrenset kapasitet, som i typiske sommermåned. Samlet sett vil dette gi et samfunnsøkonomisk tap da utnyttelsen av nettets kapasitet vil reduseres (Hansen et al., 2017, s. 11). For å redusere slike prissignal, kan overforbruksleddet prises ut fra nettets kapasitet ved å differensiere leddet basert på geografi og tid. På den måten vil tariffen ta hensyn til både hvor og når i landet knappheten oppstår, siden ulike deler av landet har ulike utfordringer knyttet til kapasitet i strømmettet. Det kan for eksempel være at overforbruksleddet til kunder i fraflyttingsområder er lavere enn for kunder bosatt i områder i vekst. Tariffen kan på den måten bidra til effektiv utnyttelse av strømmettet, som vi var inne på i kapittel 6.

I likhet med Time-of-use, kan Abonnert effekt gi insentiv til forbrukerfleksibilitet. Ettersom kundene i samråd med rådgiver kan velge abonnementsstørrelse, får kundene fleksibilitet og mulighet til å tilpasse eget forbruk. For eksempel får kundene muligheten til å velge et passende abonnement og på sikt endre energiatferd for å holde seg innenfor abonnementsnivået. Dette vil være gunstig for kunder i alle situasjoner, både for dem som ønsker å betale minst mulig og for dem som i mindre grad ønsker å tilpasse forbruket. Ifølge forbrukerundersøkelsen til Trøndelag Forskning og Utvikling (Naper et al., 2016, s. 28) ble Abonnert effekt, som nevnt i kapittel 5, sett på som den mest kundevennlige tariffmodellen. Dette strider imot flere av høringssvarene som ble innsendt i forbindelse med NVEs høring, hvor flere påpekte at tariffmodellen ville være vanskelig å forstå. Forbrukerrådet (2018, s. 3-4) la i sitt høringssvar frem at Abonnert effekt kan gi uheldige konsekvenser for forbrukere i sårbare situasjoner og at lønnsomheten vil avhenge av faktorer som endringer i familiesammensetningen, permisjoner og sykdom. Disse faktorene kan være vanskelig å forutse et år i forveien og vil dermed være en



risiko ved modellen. Videre la Forbrukerrådet vekt på at forbrukere vil vegre seg for å bruke strøm på gitte tidspunkt, som igjen vil svekke livskvaliteten. Dette vil være tilfelle ved både Abonnert effekt og Time-of-use. Hvorvidt tariffmodellen vil gå utover forbrukernes livskvalitet, vil avhenge av forbrukernes prissensitivitet da det alltid vil være noen som ikke har interesse for fakturaens sluttbeløp. På samme måte som ved Time-of-use, kan det tenkes at tariffmodellen kan ha en negativ innvirkning på forbrukernes sosiale liv. I verste fall kan et høyt overforbruksledd føre til at noen forbrukere unngår sosiale sammenkomster i hjemmet for ikke å overskride abonnementsgrensen. Det kan for eksempel være en familie som må velge et lavt abonnement på grunn av sin økonomiske situasjon. Dette vil være svært uheldig og stride imot formålet om å ikke påvirke kunders komfort.

### **7.1.2 Treffsikkerhet**

En treffsikker tariffmodell vil gagne alle parter, og ved bruk av dagens teknologi er det flere muligheter for å utforme en modell som tar hensyn til nettforhold. Dette vil vi forklare nærmere i kapittel 7.1.7. En treffsikker tariffmodell vil i større grad bidra til å redusere behovet for nettinvesteringer da modellen vil reflektere den gitte ressursituasjonen i nettet. Dess mer treffsikker tariffmodellen er, dess mindre vridende prissignaler sendes ut. NVE ønsker å sikre en effektiv utnyttelse av strømmettet ved å gi forbrukerne prissignal om å gjøre tilpasninger i høylast, og ellers opprettholde et normalt forbruk (NVE, 2018a). En treffsikker modell vil være gunstig for sluttbrukerne da prisen på forbruket vil avhenge av nettets reelle ressursituasjon. Dette omtales som nodeprising og gir en høyere pris i perioder hvor nettet har høy etterspørsel og begrenset kapasitet, og lavere pris i perioder med mindre etterspørsel. Det er imidlertid fare for at modellen kan bli for kompleks og vanskelig å forstå, slik at forbrukerne ikke er i stand til å respondere på prissignalene som gis. Dette vil spesielt gjelde husholdninger da næringskunder gjerne er vant til mer komplekse og avanserte avregningsmetoder, og dermed bedre rustet til å tilpasse forbruk ut fra prissignalene i en avansert og svært treffsikker tariffmodell.

Time-of-use er en svært differensiert energitariff da alle timer har en forhåndsdefinert pris. Tariffen har dermed stort potensial for å være treffsikker dersom nettselskapene får god oversikt over når kapasitetsbegrensningene i nettet oppstår og priser timene deretter. Med dagens teknologi kan det benyttes toveis kommunikasjonssystem hvor prisene blir kommunisert kort tid i forveien, og dermed føre en mer effektiv pricing i henhold til lastsituasjonen i nettet. Dette kan gjøres via et display, da dette som nevnt har vist seg å være den mest effektive kommunikasjonskanalen. For at dette skal være mulig må AMS og Elhub benyttes. Ved å prise basert på nettkapasitet, er det mulig å unngå unødvendige forbrukertilpasninger. Tariffer som

ikke tar hensyn til lastsituasjonen i nettet, vil for eksempel gi prissignal om å tilpasse seg i tider hvor nettet har god kapasitet. Slike forbruksreduksjoner vil motarbeide formålet om å redusere investeringsbehovet. Tariffen kan imidlertid oppfattes som svært kompleks dersom differensieringen mellom ulike timer, ukedager og måneder er stor. Dette kan skape forvirring og misforståelser, og dermed være en svakhet med tariffen som på lengre sikt kan føre til færre kundetilpasninger (THEMA Consulting Group, 2015b, s. 14).

En av styrkene som trekkes frem ved Abonnert effekt er at overforbruket typisk inntreffer de kaldeste timene i løpet av et år, og dermed de timene hvor det er størst etterspørsel. Hvis dette er tilfelle, vil forbrukerne få prissignal om å jevne ut forbruk i disse timene. I forbindelse med høringen i 2017, la som nevnt NVE frem forslag om å utforme Abonnert effekt med et overforbruksledd på én krone i alle årets timer (Hansen et al., 2017, s. 11, 16). Dette vil kunne gi feilaktige prissignal og insentiv til brukerne av nettet, ved at det signaliserer ikke-eksisterende kapasitetsbegrensninger. Modellen vil derimot bli mer treffsikker dersom overforbruksleddet blir sesongdifferensiert, som vi var inne på i kapittel 6. En annen ulempe med NVEs tariffutforming er ifølge Energi Norge (2018, s. 9) at kundene betaler for noe som er bestilt og ikke brukt. Dette kan svekke modellens treffsikkerhet da det vil være abonnementsgrensen, og ikke kapasiteten, som er direkte avgjørende for om kunden gis insentiv til å redusere forbruk.

### **7.1.3 Forutsigbarhet**

Forutsigbarhet kan forklares som noe forutsett eller noe som følger et kjent mønster. Tariffens forutsigbarhet vil avhenge av nettselskapenes kommunikasjon til forbrukerne i forkant, da forbrukerne kan få mulighet til å forberede tilpasninger som må gjøres for å unngå høy nettleie. Forutsigbarhet vil spesielt være viktig for forbrukere med stram økonomi da høye, uforutsette kostnader vil ramme disse kundene sterkest. Videre vil forutsigbarhet også være ønskelig for nettselskap. En forutsigbar tariffmodell kan for eksempel bidra til forutsigbare inntekter, som kan oppnås med god informasjon om forbrukernes prissensitivitet.

Forhåndsdefinerte priser er en av hovedårsakene til at Time-of-use kan anses som en forutsigbar tariffmodell. Dette gir kundene mulighet til å forutse størrelsen på nettleien og oppnå besparelser ved å flytte last fra høypristimene. Tariffens forutsigbarhet vil imidlertid avhenge av antall prissignal. Dess færre prissignal, dess mer forutsigbar vil tariffen være. Mange prissignal kan gi mindre forutsigbar nettleie dersom forbrukerne må overvåke prissignalene kontinuerlig. I slike tilfeller kan det oppstå et tretthetsfenomen, hvor kundene på sikt ikke tar

hensyn til prissignalene og velger å ikke flytte last fra høylasttimene. Dette vil være uheldig for både forbruker og nettselskap. Frankrikes Tempo-tariff har imidlertid vist seg å fungere godt til tross for flere prissignal (Torriti et al., 2010, s. 1578). Det kan dermed tenkes at dette også kan fungere i Norge. Ved å benytte Time-of-use vil nettselskapenes inntekter i stor grad avhenge av hvor mye energi som benyttes i lavpris- og høypristimer. Nettselskapene kan dermed oppleve uforutsigbare inntekter ved markante lastflyttinger eller andre forbrukstilpasninger. Det vil da være mulig å øke prisen per kWh for å få en mer forutsigbar inntjening (Energi Norge, 2016b, s. 9). Dette kan imidlertid virke demotiverende for forbrukerne, da forbrukernes tilpasning vil bli straffet med høyere priser. Ved flere slike gjentakelser, vil etterspørselsresponsen kunne reduseres kraftig. Det vil derfor være viktig å gjennomføre grundige analyser før prisene fastsettes. Det er verdt å nevne at AMS-målerne vil bidra med informasjon om kunderespons, noe som nettselskapene kan dra nytte av i fremtiden. Nettselskapene vil dermed kunne estimere hvor mange forbrukere som responderer på de ulike prissignalene, og dermed fastsette priser basert på dette. Nettselskapenes inntekter vil da kunne bli mer forutsigbare på sikt. Videre er utetemperatur en faktor som kan påvirke forutsigbarheten til nettselskapenes inntekt, da temperaturendringer kan gi betydelige variasjoner i inntektene. Dette må eventuelt håndteres gjennom deres mer-/mindreinntekt (Hansen et al., 2017, s. 14).

Tariffmodellen Abonnert effekt kan også anses som en forutsigbar tariff, gitt at kunden velger riktig abonnement. En av grunnene til dette er at tariffkostnaden er knyttet opp mot hvor mye effekt kunden ønsker å abonnere på, og at forbrukerne trolig vil velge det abonnementet som gir lavest nettleie over året. Kundene kan da oppnå en jevn og forutsigbar kostnad som er basert på egne preferanser og behov. Det er imidlertid en risiko for at kunden velger feil abonnement som kan gi et høyt overforbruk og derav uforutsette kostnader. For kunder med fritidsbolig vil denne tariffmodellen være noe uforutsigbar da modellen legger føringer for et jevnt forbruk. Dette kan være vanskelig i en fritidsbolig som ikke benyttes hele året og som gjerne har et annet forbruksmønster enn en vanlig bolig. En av grunnene til dette er at man ofte benytter mye effekt ved ankomst, spesielt knyttet til oppvarming vinterstid. Dette vil gi negative konsekvenser for nettleien, og da spesielt ved et lavt abonnement som gir mange overforbrukstimer. Imidlertid vil dette avhenge av forventet forbruk, overforbrukspris og pris på abonnementet. Det kan for eksempel lønne seg å velge et høyere nivå på abonnementet dersom kunden forventer å ha et høyt forbruk og overforbruksprisen er høy. For nettselskapene vil Abonnert effekt gi forutsigbare inntekter da en mindre andel av tariffen innhentes gjennom bruksavhengige tariffledd. Forutsigbare inntekter vil redusere nettselskapenes mer-/mindreinntekt, og sikre

forutsigbar inntjening (Hansen et al., 2017, s. 46). Nettselskapene kan imidlertid oppleve usikkerhet knyttet til inntekten dersom mange kunder velger et lavt nivå på abonnementet. De kan i så fall svare med å øke nettleien per installert kWh (Energi Norge, 2016b, s. 9). I likhet med Time-of-use, kan dette virke demotiverende fra forbrukernes side. Nettselskapene vil som nevnt få mer informasjon og erfaring om kunders respons på sikt, og kan dermed fastsette prisen på de ulike leddene deretter.

#### **7.1.4 Unngåelse av nye spenningsutfordringer**

En ny tariffutforming bør ikke bidra til nye spenningsutfordringer i nettet. Nye spenningsutfordringer kan oppstå dersom et stort antall forbrukere responderer på prissignal, og dermed flytter forbruk som skaper nye effekttopper. Dersom ny tariffutforming imidlertid skaper nye spenningsutfordringer, vil behovet for nettinvesteringer øke og verdien av å innføre effekttariffer vil som følge av dette reduseres. Dette vil som nevnt øke kostnadene for nettselskapene og resultere i økt nettleie for forbrukerne. Med andre ord vil en tariffutforming som i minst mulig grad gir nye spenningsutfordringer være samfunnsøkonomisk optimalt, gitt at kundene verdsetter sikker strømforsyning høyere enn kostnadene de vil bli pålagt dersom det investeres i et mer robust strømnett.

Ved å benytte Time-of-use kan det forventes en markant lastforskyving fra høylast- til lavlasttimer, gitt at forbrukerne responderer på prissignalene som gis. Dette vil gi nye forbrukstopper som intuitivt kan tenkes å påvirke strømnettet negativt. Som nevnt i kapittel 5, har derimot en kanadisk studie vist at nettselskap vil ha mindre behov for kapasitet i både lavlast- og høylastperiodene ved å benytte Time-of-use (Dong et al., 2017, s. 65-66). Dette støttes av den svenske studien som er omtalt i samme kapittel, som viser at nettet vil tåle de nye lasttoppene (Bartusch et al., 2011, s. 5024). En av grunnene til dette kan være at det alltid vil være forbrukere som ikke responderer på prissignal, spesielt de forbrukerne som i mindre grad bryr seg om fakturabeløpet. Dersom tariffen derimot viser seg å skape nye effekttopper i strømnettet, kan det være mulig å endre prissignalene ved å sette høyere pris i timene hvor de nye effekttoppene oppstår. En annen mulighet er å differensiere tariffen basert på geografi, gitt at den ikke er det fra før. Basert på denne informasjonen kan det tenkes at Time-of-use ikke vil bidra til nye spenningsutfordringer i nettet, og dermed ikke påføre nettet noen ekstra kostnader.

Abonnert effekt vil trolig ikke skape like markante lastforskyvinger som Time-of-use. Intuitivt kan det dermed tenkes at det ikke vil oppstå nye spenningsutfordringer i nettet, men dette vil avhenge av forbrukernes abonnementsgrense og tariffens overforbrukspris. For eksempel kan

kunder velge et høyt abonnement og dermed ha mulighet til å belaste strømmettet med høy effekt, men likevel holde seg innenfor abonnementsgrensen. Dersom mange kunder velger en slik utforming, er det stor sannsynlighet for at et større antall forbrukere velger å belaste nettet høyt når kapasiteten i nettet er begrenset. Dette vil være en svakhet ved modellen da den i mindre grad bidrar til å redusere ressursknappheten. Som nevnt er dette fordi kundens abonnementsstørrelse avgjør hvilke insentiv kunden har til å jevne ut forbruket, og ikke nettets kapasitet. På den måten kan tariffmodellen skape nye spenningsutfordringer og utløse investeringskostnader i strømmettet. I likhet med kapittel 7.1.1, vil også prisen på overforbruksleddet være en viktig faktor. I dette tilfellet vil en lav overforbrukspris gi få eller ingen insentiv til å holde seg innenfor det valgte abonnementet, og dermed resultere i flere overforbrukstimer. Dette kan virke mot tariffens hensikt fordi flere av disse overforbrukstimene kan oppstå når nettet har begrenset kapasitet. Det vil imidlertid ikke være fornuftig med et for høyt overforbruksledd, da dette som nevnt kan gi insentiv til unødvendige kundetilpasninger. Ved innføring av effekttariffer, bør det derfor vurderes hvor sterke prissignaler som skal gis gjennom overforbruksleddet.

### **7.1.5 Rimelig fordeling av kostnadene**

Som vi nevnte i kapittel 3, er en av fordelene med effekttariffer at det er mulig å sikre rimelig kostnadsfordeling. En av grunnene til dette er at kunder som benytter effektkrevende apparater, men som har et relativt lavt energiforbruk, må betale mer enn kunder som belaster nettet i mindre grad. Siden nettleien i større grad vil avhenge av mulighetene for forbrukerfleksibilitet, kan noen av tariffutformingene bli sett på som urettferdige av ulike kundegrupper. Tarifiering som reflekterer nettets kostnadsdrivere i større grad og opplyser disse, kan imidlertid øke den samfunnsøkonomiske effektiviteten ved at det oppnås en viss atferdsendring i bruken av nettet (Mook, 2016, s. 7). En ny tariffutforming bør derfor reflektere kostnader ved bruk av nett, og gi insentiv om å tilpasse forbruk etter strømmettets ressursituasjon.

Time-of-use blir avregnet time for time, og har dermed gode forutsetninger for å reflektere kapasitetsbegrensningene i nettet. Gitt at tariffen klarer å forutsi disse begrensningene i nettet, kan timer med begrenset kapasitet prises høyere enn andre timer. For å dekke de residuale kostnadene som oppstår, kan tariffen utformes på ulike måter. Vi har som nevnt i kapittel 3, valgt å trekke frem fire ulike alternativer. Det første alternativet for å innhente det residuale inntektsbehovet for nettselskapene er å prise timene med høy last svært høyt, og la lavlasttimene ha en relativt lav pris. På den måten vil kunder som ikke kan eller har mulighet til å tilpasse forbruket, dekke store deler av kostnadene i nettet. Dette kan av enkelte oppfattes som en

urettferdig måte å fordele kostnadene på, men kan likevel være av samfunnsøkonomisk verdi. Dette har som tidligere nevnt vist seg å fungere i Florida, hvor det resulterte i 42 prosent reduksjon i høylasttimene (Albadi & El-Saadany, 2008, s. 1994). Dette kan derfor være en hensiktsmessig måte å utforme tariffen på. Alternativt kan mange timer defineres som timer med høy last. Dette kan bidra til bedre fordeling blant kundene, gitt at kostnadene blir fordelt på et tilstrekkelig antall forbrukere. Ulempen kan derimot være at tariffen blir mindre treffsikkert, fordi det vil signalisere et kapasitetsbehov i timer hvor dette ikke er tilfelle. Som figur 19 illustrerer, kan kapasitetsbegrensninger oppstå i definerte effekttopper i morgentimene og ettermiddag/kveld. I stedet for å fokusere på energiledet, kan en alternativ utforming være at deler av nettselskapenes inntektsbehov legges over på tariffens fastledd. Dette skaper et større behov for differensiering blant kundegrupper, men kan bidra til en bedre fordeling av kostnadene. Det kan for eksempel være å differensiere husholdningskunder, kunder med fritidsbolig, og små og store næringskunder. Nettselskapene får da mulighet til å tildele store næringskunder et større fastledd enn andre, dersom dette er ønskelig. På den andre siden kan et lavere fastledd hos noen kundegrupper, for eksempel husholdningskunder, gi sterkere insentiv til å tilpasse forbruket da en større andel av tariffkostnaden vil være bruksavhengig. Det er også mulig å sette energiprisen høyere enn den kortsiktige marginalkostnaden i alle årets timer, men la satsen variere mellom perioder med høy og lav belastningen i nettet. Forskjellen mellom høypris- og lavpristimer vil da bli mindre, og det kan ved denne kostnadsfordelingen trekkes paralleller til dagens utforming. Dette vil ikke bidra til en god fordeling av kostnadene da kunder som bruker mye energi må betale mer enn kunder som bruker mindre energi, men som kan ha et like stort effektbehov (Hansen et al., 2017, s. 14-15).

Abonnert effekt kan også bli sett på som en utforming med gode fordelingsegenskaper. En av grunnene til dette er at tariffens fastledd vil differensieres basert på kundens valgte abonnement, og vil gi prissignal om nettets kostnadsnivå knyttet til etterspurt effekt. På den måten må kundene som ønsker å ha mulighet til å benytte mye effekt uten å overgå abonnementsgrensen, betale mer enn de som velger et lavere abonnement. I tillegg kan tariffen utformes slik at overforbruksleddet prises høyt i timer hvor nettet er høyt belastet og motsatt, og på den måten vil kostnadene i større grad reflektere bruken av nettet. En annen styrke ved tariffens fordelingsegenskaper, er at tariffkostnaden kan avregnes time for time og i mindre grad forstyrre prissignalene fra kraftmarkedet. Det betyr at kundene får resette mengden hver time, og på den måten være lite heftende over en lengre periode. På den andre siden vil abonnementsstørrelsen være forhåndsbestilt basert på forventet etterspørsel etter kapasitet, og

reflekterer dermed ikke den faktiske bruken av nett. Dette kan være problematisk ved kortsiktige kapasitetsbegrensninger i nettet, hvor tariffen ikke tar hensyn til nettets lastsituasjon. Fordeling av kostnader som ikke dekkes gjennom energi- og overforbruksleddet kan imidlertid ses på som riktig. Årsaken til dette er at nettkostnaden kunden blir pålagt for å få nettilgang, nesten er like høy som kostnaden ved faktisk bruk, gitt at det ikke er kapasitetsbegrensninger i nettet (Hansen et al., 2017, s. 11-12).

### **7.1.6 Administrativt håndterbar**

Ved utforming av effekttariffer bør man vurdere hvorvidt tariffene er administrativt håndterbare for nettselskapene. Det vil imidlertid være kraftleverandørene, og ikke nettselskapene, som vil få de største administrative kostnadene dersom de blir kundens primærkontakt ved innføring av den leverandørsentriske modellen. En tariffs administrative håndterbarhet vil i stor grad avhenge av hvor enkelt tariffen er utformet og hvorvidt forbrukerne forstår tariffen og dens hensikt. En enkel tariff som gir klare føringer for hvordan forbrukerne må gjøre tilpasninger for å redusere nettleie, vil medføre mindre kostnader for nettselskapene knyttet til kundeservice. En komplisert tariff vil imidlertid kunne svekke nettselskapenes omdømme og medføre vesentlige administrative kostnader knyttet til å bistå kunden. Enkelte kundegrupper har derimot bedre forutsetninger for å lykkes med komplekse tariffmodeller. For eksempel vil næringskunder ofte ha egne ansatte som tar seg av dette, mens pensjonister i større grad kan ha vanskeligheter med å tilpasse seg nye og komplekse endringer. Forbrukerrådet (2018, s. 4) har for eksempel påpekt i sitt høringssvar at så mange som 200 000 nordmenn fortsatt ikke har nettbank, og at det derfor bør vektlegges ukompliserte tariffutforminger for å unngå høye administrative kostnader.

Time-of-use antas å ikke gi vesentlige økninger i de administrative kostnadene. En av grunnene til dette er at tariffen er energibasert og dermed har likhetstrekk med dagens tariffstruktur. Forbrukerne slipper på den måten å forholde seg til «effektbegrepet». I tillegg kan det trekkes paralleller til rushtidsavgifter, som flere allerede kjenner til (Hansen et al., 2017, s. 15). Når det gjelder Abonnert effekt, er det motstridende meninger om hvorvidt tariffstrukturen vil være administrativt håndterbar. Som vi har nevnt tidligere, omtaler Trøndelag Forskning og Utvikling tariffen som enkel (Naper et al., 2016, s. 28). Dette strider imot Energi Norges oppfatning, da de i sitt høringssvar påpeker at Abonnert effekt vil være vanskelig å forstå for kundene. I tillegg mener de at tariffen vil gi utfordringer knyttet til omdømme og ekstra administrative kostnader for nettselskapene (Energi Norge, 2018, s. 1, 8).

### 7.1.7 Teknologi

Teknologi får stadig større oppmerksomhet og er blitt en sentral og integrert del av hverdagen til de fleste. På bakgrunn av dette bør også effekttariffene fremme, og ikke hemme teknologisk innovasjon og bruken av eksisterende teknologier. Dette kommer av at tariffen skal være fremtidsrettet og ta i bruk de verktøyene som har kommet for å bli. Som tidligere nevnt kan teknologi bidra til effektiv utnyttelse av nettet ved å direkte påvirke effektbruken eller fungere som et indirekte hjelpeverktøy for forbrukerne. Teknologi som direkte påvirker effektbruken, kan for eksempel være ulike smarthusløsninger som automatisk slås av når man nærmer seg en eventuell grense. Dette er teknologi som gir muligheter for automatisert energiforbruk og vil dermed være nyttige løsninger for sluttbrukeren. I en hektisk hverdag vil slike løsninger trolig være av verdi og kan skape rom for videre innovasjon. Teknologi som indirekte påvirker effektbruken, kan for eksempel være applikasjoner eller andre apparat som gir informasjon om høye strømpriser. Teknologi kan være dyrt å investere i, men på grunn av økt konkurranse og flere aktører på markedet har nye teknologier skutt fart de seneste årene og prisene på enkelte varer har blitt redusert. Flere forbrukere vil dermed få tilgang til ny teknologi, som vil være hensiktsmessig for både nettselskap og forbrukere. Nettselskap vil få tilgang til informasjon om forbruket og nettforhold, og forbrukerne vil på sin side kunne dra nytte av styringssystem og andre smarthusløsninger. Dette vil kunne øke andelen som velger å respondere på prissignal og insentiv knyttet til forbruksendringer. Til sammen vil dette sikre en mer effektiv utnyttelse av nettet og bidra til å utsette eller redusere investeringsbehovet. For produsenter og/eller omsetningsselskap vil det være avgjørende at teknologien bidrar til lastflytting og ikke redusert totalforbruk, da dette kan resultere i reduserte inntekter og svekke den samfunnsøkonomiske effektiviteten ved å innføre tariffmodellen. Både Time-of-use og Abonnert effekt har gode muligheter til å ta i bruk ny teknologi.

Time-of-use stimulerer til å investere i utstyr som kan flytte last fra høypris- til lavprisperioder, såkalt tidsstyringssystem (Energi Norge, 2016b, s. 10). Dette er teknologi som i dag benyttes i flere smarthjem og blir stadig rimeligere å investere i. Videre gir tariffen insentiv til å investere i utstyr som gir mulighet for energilagring. På den måten kan forbrukerne ta energien i bruk ved behov, som for eksempel i høypristimene. Begge disse tiltakene kan bidra til å redusere forbrukernes nettleie og sikre en effektiv utnyttelse av strømmettet.

For Abonnert effekt kan teknologi spille en viktig rolle for å hjelpe konsumentene til å holde seg innenfor abonnementsgrensen. Dette kan være teknologi som styrer og kontrollerer effektuttaket, en såkalt effektvakt. Effektvakten kan eksempelvis benyttes til å koble ut



varmtvannsberedere og andre uprioriterte laster. Tariffen vil også gjøre det lønnsomt å investere i utstyr som automatiserer effektbruken (Energi Norge, 2016a, s. 10). For eksempel vil tariffen gi alle kundegrupper insentiv til å investere i teknologi som fjernstyring. På den måten kan for eksempel næringskunder med store bygg gjøre store besparelser ved å sette ned temperaturen om natten. Det kan være så lite som én eller to grader, men likevel være økonomisk lønnsomt. Ved å benytte tidsstyring kan også kunder med fritidsbolig gjøre smarte valg. For eksempel kan de unngå å komme i samme situasjon som hyttekunden vi nevnte i kapittel 5, og heller varme opp hytta noen timer før ankomst og unngå de største effekttoppene som kan oppstå. Generelt sett kan forbrukerne ved hjelp av teknologi unngå store effektuttak, redusere nettleien og benytte nettet mer effektivt.

I likhet med kapittel 6, vil vi benytte samme måledata fra 500 kunder hos Ringeriks-Kraft. NVE har gjennomført ulike beregninger for å studere virkningen av tre ulike scenarioer hos én husholdningskunde i de foreslåtte tariffmodellene Time-of-use og Abonnert effekt. Beregningene viser kun nettselskapenes inntjening og er ikke medregnet MVA og forbruksavgift, da disse vil være de samme uavhengig av modell. For å få en god sammenligning, er prisene i tariffmodellene satt slik at de gir relativt lik inntjening som energitariffen som benyttes i dag og fastleddet er fastsatt slik at minimumsprisen er lik i alle tariffmodellene. Eksempelkunden er valgt fordi denne har omtrent lik årlig kostnad med alle tariffmodellene, da dette gjør det enklere å illustrere effekten av de ulike scenarioene med de forskjellige tariffmodellene. Eksempelkunden har en større husholdning med et årsforbruk på 22 300 kWh og et maksimalt effektuttak på 9 kWh/h (Hansen et al., 2017, s. 15).

Det første scenarioet vi vil ta for oss, er å illustrere virkningene av å benytte elbillading med og uten styringssystem. Styringssystem vil i større grad justere ladingen etter pris og nettkapasitet, og vil i dette scenarioet være et tillegg som forbrukerne kan investere i. Forbruksprofilen er justert fra utgangspunktet, ved at økt effektuttak fra elbillading tas i betraktning. Profilen benytter en 16 A kurs hvor elbilen lades like mye hver gang. Omtrentlig kjørelengde er på 14 700 km, som innebærer en total ladeenergi på et år på 2 940 kWh og en økning i marginaltapskostnaden på 147 kroner. Kjørelengden er basert på gjennomsnittlig kjørelengde for elektriske personbiler i 2016. Ved å benytte styringssystem på laderen, lades elbilen med 1,34 kW fra midnatt til kl. 06:00 hver dag. Uten styring lades elbilen ved 3,5 kW mellom 17:40 og 20:00 hver dag, som øker kundens maksimale effektuttak fra 9 kWh/h til 12,4 kWh/h. Begge scenarioene har det samme totale energiforbruket (Hansen et al., 2017, s. 17).

Selv om vi mener at Time-of-use kan utformes annerledes enn hva NVE har presentert i høringsdokumentet (Hansen et al., 2017, s. 14-15), velger vi å benytte deres utforming i dette eksempelet. Vi vil også vise hvordan Abonnert effekt uten sesongdifferensiering er i forhold til Abonnert effekt med sesongdifferensiering. Med Time-of-use vil helgeladingen møte den normale vinterprisen, mens lading på vinterhverdager blir utsatt for høy pris. På grunn av sesongdifferensiering vil mer enn halvparten av ladingen bli priset med relativt lav pris, uavhengig av ukedag. For Abonnert effekt vil omtrent halvparten av ladeenergien bli overforbruk dersom abonnementet ikke endres. Uten styringssystem vil det gi så mange overforbrukstimer at abonnementet bør justeres opp til 6 kWh/h, mens med styringssystem vil abonnementet med 5 kWh/h fremdeles gi kunden den laveste nettleien over året (Hansen et al., 2017, s. 17-18).

Tabell 4 illustrer eksempel kundens årlige kostnad med og uten styringssystem, og differansen fra utgangspunktet. Med differanse fra utgangspunktet mener vi differansen mellom den kostnaden eksempelkunden ville fått dersom elbil ikke ble benyttet. Tabellen viser at ved å benytte elbil, og derav elbillading, øker den årlige kostnaden for begge tariffmodellene uavhengig om det benyttes styringssystem eller ikke. Kostnadene vil imidlertid øke mest ved Abonnert effekt, men ved å installere styringssystem er det store besparelser å innhente. Installasjon av styringssystem vil dermed være fordelaktig ved begge tariffmodellene, da dette gir en lavere kostnad enn ved å ikke installere.

Tariffmodell	Årlig kostnad		Differanse fra utgangspunkt	
	Uten styringssystem	Med styringssystem	Uten styringssystem	Med styringssystem
Time-of-use	6 802 kr	6 606 kr	+ 589 kr	+ 393 kr
Abonnert effekt u/sesongdiff.	7 332 kr	6 324 kr	+ 1 247 kr	+ 239 kr
Abonnert effekt m/sesongdiff.	7 085 kr	6 288 kr	+ 1 025 kr	+ 229 kr

Tabell 4: Årlig kostnad med og uten styringssystem ved elbillading, og differansen fra utgangspunktet (Hansen et al., 2017, s. 18).

### 7.1.8 Visualisering

Med visualisering mener vi hvordan synliggjøring av informasjon kan bidra til effektiv utnyttelse av strømmettet. Som tidligere nevnt vil alle husstander få installert AMS-målere innen 1.januar 2019. Gjennom disse målerne og HAN-porten kan de kundene som ønsker det, få tilgang til relevant informasjon om eget forbruk. Dette vil være informasjon som aktiv effekt, reaktiv effekt, strøm, spenning, klokkeslett og dato (NVE, u.å.-b). Mastergradsavhandlingen til Klungland (2014, s. 40-41) viser imidlertid at AMS-målere alene ikke vil være tilstrekkelig, og at informasjonen også bør tilbys via andre plattformer. Dette kan være applikasjoner som kan lastes ned på smarttelefon eller display som kan plasseres i hjemmet. For forbrukerne vil en enkel, men smart løsning være av verdi da det kan motivere til forbrukerfleksibilitet som trolig vil resultere i redusert nettleie. Nettselskapene får på sin side mulighet til å kommunisere de ønskede prissignalene som forhåpentligvis kan bidra til effektiv energiattferd. Visualisering kan på den måten skape verdi ved å få forbrukerne til å respondere, og på sikt bidra til å redusere behovet for nettinvesteringer.

Både Time-of-use og Abonnert effekt har gode muligheter til å benytte visualisering som verktøy. For Time-of-use vil det for forbrukere være nyttig å få visualisert, og derav kommunisert, både tidspunkt og pris for høylast- og lavlasttimene. På den måten kan forbrukerne bli «nudget» til å tilpasse forbruket og dermed effektivisere bruken av nettet. For eksempel kan slik visualisering gi insentiv til lastforskyvning fra høylast- til lavlastperioder, slik som ble vist i Malvik-studien som vi introduserte i kapittel 5 (Sæle & Grande, 2011, s. 107). Visualisering trenger altså ikke nødvendigvis å benytte teknologi for å sende ut prissignal, og kan utformes så enkelt som et klistermerke. En slik visualisering vil medføre lave kostnader, men samtidig gi ønskede resultater. Dette vil imidlertid kreve at høyprisperiodene ikke varierer over tid. Det vil for eksempel fungere dårlig dersom høyprisperiodene er fra 17:00 til 19:00 den ene måneden, og fra 19:00 til 21:00 neste måneden. Visualiseringen bør i størst mulig grad gjenspeile kapasiteten i nettet, men visualiseringen må da være dynamisk og dermed mer avansert enn et enkelt klistermerke. Et eksempel er å visualisere på samme måte som det gjøres for forbrukerne som benytter Tempo-tariffen i Frankrike, hvor de blir varslet om pris dagen i forveien via et apparat hos kunden, SMS eller epost (Torriti et al., 2010, s. 1578).

For Abonnert effekt vil all informasjon om forbruk i forhold til abonnementsgrensa være av verdi. Det kan for eksempel være informasjon om hvilke apparat som krever ulik effekt eller hvor mye effekt som benyttes til enhver tid. Forbrukere kan på den måten få informasjon om hvilke apparat som kan være på samtidig uten å overskride abonnementsgrensen.

Visualiseringen kan på den måten redusere sjansene for å få uønskede utgifter. Slike verktøy kan ligne på H4-tariffen som Norge hadde inntil 70-tallet, hvor husstandene hadde wattmeteret som visualiserte en rød pil i wattmeteret på veggen ved siden av komfyren (Hansen et al., 2017, s. viii). Dette viser, i likhet med Time-of-use, at det er mulig å benytte visualisering uten mye teknologi.

### **7.1.9 Klima og miljø**

Klima og miljøspørsmål vies stadig mer oppmerksomhet. Forbrukere er blitt mer miljøbevisste og ønsker å ta grønnere valg både ved å støtte nettselskaper som kun tilbyr grønn energi, men også ved å investere i teknologi som elbil, bergvarmepumpe og smarthusløsninger. Dette vil også gagne myndighetene som opplever et stort press for å redusere klimagassutslipp og bruk av ikke-fornybare energikilder som kull, olje og gass. Myndighetene har dermed en jobb å gjøre med å legge til rette for bruk av klimavennlige energibærere, samtidig som det bør gjøres tiltak for å redusere bruk av ikke-fornybare energikilder. Det kan for eksempel være å innføre straffegebyr for bruk av kull, olje eller gass.

Time-of-use kan gi brukerne av nettet insentiv til å benytte alternative energikilder i høypristimer. På sikt vil dette bidra til å redusere kapasitetsproblemene i nettet. Det ville vært svært uheldig dersom høypristimene gir forbrukerne insentiver til å gå over til ikke-fornybare energikilder. For Abonnert effekt vil det være vesentlig at overforbruksleddet ikke blir priset for høyt, da dette kan gi forbrukerne insentiv til å benytte ikke-fornybare energikilder. I korrespondanse med NVE, har vi fått informasjon om at forbrukerne har en grenseverdi på tre kroner på overforbruksleddet pr kWh/h før kundene får insentiv til å benytte dieselaggregat. Videre legger Huseiernes Landsforbund (2018) frem i sitt høringssvar at NVEs forslag til Abonnert effekt hindrer grønn næringsutvikling. De mener man bør benytte en tariffmodell som utnytter dagens nettkapasitet til å produsere flere industrivarer, elektrifisere fossile varmesystemer og levere elektrisitet til transport for å redusere enhetskostnaden og nettleien til folk flest. I tillegg påpeker de at lavere enhetskostnader i nettariffene vil bidra til elektrifisering og annen grønn verdiskapning.

For å vise hvordan tariffmodellene gir insentiv til å benytte fornybare energikilder, vil vi illustrere hvordan forbrukerens årlige kostnad kan endres ved å investere i bergvarmepumpe. Vi tar utgangspunkt i samme eksempelkunde som tidligere, men i dette scenarioet er forbruket til kunden justert som om det var blitt installert en bergvarmepumpe. I likhet med tidligere beregninger, vil vi benytte NVEs beregnede priser for begge tariffmodellene og legge ved egne

beregninger på Abonnert effekt med sesongdifferensiering. For å simulere hvordan installasjon av bergvarmepumpe påvirker kundens forbruksprofil, har NVE stipulert et oppvarmingsbehov for eksempelkunden. Dette ble gjort ved å gjøre antagelser om husets størrelse basert på forbruk og bruke temperaturdata fra måleperioden. Kundens romvarmebehov ble deretter delt på tre for å reflektere bergvarmepumpens virkningsgrad. Dette gav en total reduksjon i energibehov på 5 600 kWh, og kundens maksuttak reduserte fra 9 kWh/h til 7,53 kWh/h. Marginaltapskostnaden ble også redusert med 280 kroner (Hansen et al., 2017, s. 19).

Siden mesteparten av oppvarmingsbehovet oppstår på dagtid i vintermånedene, vil dette inntreffe i høypristimene ved Time-of-use. Som tabell 5 viser, vil det være mulig å redusere kostnadene ved en slik installasjon. Dette gjelder også for Abonnert effekt, da bergvarmepumpen vil redusere forbruket i overforbrukstimer. Bergvarmepumpen vil også redusere effektuttaket i andre timer, slik at det er økonomisk lønnsomt for kunden å redusere abonnementet fra 5 kWh/h til 4 kWh/h (Hansen et al., 2017, s. 19).

<b>Tariffmodell</b>	<b>Årlig kostnad</b>	<b>Differanse fra utgangspunktet</b>
Time-of-use	5 005 kr	- 1 208 kr
Abonnert effekt u/sesongdiff.	5 005 kr	- 1 080 kr
Abonnert effekt m/sesongdiff.	4 958 kr	- 1 318 kr

**Tabell 5: Årlig kostnad ved installasjon av bergvarmepumpe, og differansen fra utgangspunktet (Hansen et al., 2017, s. 19).**

### **7.1.10 Produksjon bak målepunktet**

Produksjon bak målepunktet referer til plusskunder som har installert en produksjonskilde, som for eksempel et solcelleanlegg på taket. Mastergradsavhandlingen til Vestby og Dvergsnes (2017, s. 75) viser at antall plusskunder vil øke i tiden som kommer, som følge av lønnsomhetsforbedringer og reduksjon i investeringskostnader. Videre kan økningen skyldes reduserte priser, men også økt tilgjengelighet. For eksempel begynte Elkjøp i 2017 å selge solcellepanel over disk (Norsk VVS, 2017). På bakgrunn av denne informasjonen, mener vi at plusskunder bør tas i betraktning når effekttariffer skal implementeres. Spørsmål knyttet til produksjon bak målepunktet henger nøye sammen med den effektive utnyttelsen av strømmettet. Ved kapasitetsbegrensninger i strømmettet kan lokal produksjon gi mindre spenningsutfordringer da plusskunder produserer energi for å dekke eget forbruk, og for å eventuelt mate overskuddsstrøm på distribusjonsnettet ved behov. Det vil imidlertid være

uheldig med stor lokal produksjon når nettet har mye ledig kapasitet, da dette kan redusere den samfunnsøkonomiske effektiviteten i overføringsnettet for kraft.

I tillegg er også Microgrids blitt et velkjent fenomen. Dersom det blir rimeligere for forbrukerne å koble seg av nettet, kan vi få en økning i antall microgrids. Dette kan bli tilfellet dersom tariffutformingen gir sterke insentiv til å produsere bak målepunktet. For eksempel kan et bygdesamfunn som har gode forutsetninger for å produsere lokalt med lavere kostnader enn ved å være tilkoblet distribusjonsnettet, skape et selvforsynt minisamfunn. I slike situasjoner kan microgrids komme både sluttbrukere og nettselskap til gode, gitt at kvaliteten og stabiliteten er lik eller bedre enn hva som er tilfellet i dag og investeringskostnadene blir lavere. På sikt kan dette være en smartere og rimeligere investering for nettselskapene, enn for tradisjonelle nettinvesteringer i enkelte områder. Dette vil spesielt være aktuelt for forbrukere lokalisert i grisegrenndte strøk og i øysamfunn, hvor kraftledningene kan være svært kostbare.

I hvilken grad Time-of-use gir insentiv til å produsere bak egen måler vil avhenge av høypristimene. Ved svært høye priser vil tariffen gi insentiv til å produsere bak målepunktet i høypristimene. I disse situasjonene kan lokal produksjon bidra til å øke den samfunnsøkonomiske effektiviteten i nettet ved at spenningsutfordringene reduseres. Som tidligere nevnt er en av fordelene med Time-of-use at den gir få eller ingen prissignal om å redusere forbruk i lavpristimene, som også vil påvirke insentivene til å produsere lokalt. Tariffen kan imidlertid gi forbrukerne insentiver til å koble seg fra distribusjonsnettet og bli en del av et selvforsynt minisamfunn, dersom høypristimene settes svært høyt. Slike tiltak kan imidlertid ha positive samfunnsøkonomiske effekter, gitt at det gjelder en lokasjon som krever høye kostnader knyttet til drift og vedlikehold. Dette kan for eksempel være å fornye sjøkabler til et øysamfunn.

Ved Abonnert effekt vil insentivet til å produsere bak målepunktet i større grad baseres på kundens nivå på abonnementet. Kunden kan få insentiv til å produsere dersom vedkommende overskrider abonnementsgrensen. Dette vil nødvendigvis ikke ha en direkte sammenheng med nettets kapasitet, og vil avhenge av tariffutformingen. Slik produksjon vil være uheldig både for nettselskap og samfunnet generelt, da det vil redusere nettutnyttelsen. For å redusere slike insentiv kan et overforbruksledd som gjenspeiler nettets kapasitet være en god mulighet. På den måten vil forbrukere få svakere prissignal om å produsere bak målepunktet hvis kapasiteten i nettet er god, og sterkere når kapasiteten er begrenset. Dette vil være ønskelig for å redusere behovet for nettinvesteringer og for å utnytte nettet mer effektivt. Tariffutformingen vil også påvirke i hvilken grad microgrids vil være aktuelt. Hvis prisen på både abonnementsnivået og

overforbruksleddet er høy, men investeringskostnaden for lokal produksjon er lav, kan det være rimeligere for forbrukerne å koble seg av nettet og produsere lokalt.

For å se virkningene av å installere solcellepanel i de to tariffmodellene, vil vi ta for oss et siste scenario. Vi benytter samme eksempelkunde som tidligere, men forbruket er justert som om det er installert solcellepanel. Det tas utgangspunkt i et 7 kW solcelleanlegg installert i Oslo, som er et typisk anlegg for større eneboliger. Anlegget påvirker ikke kundens maksimale effektuttak og har en årlig produksjon på 6 440 kWh. En svakhet med eksempelet kan være at solprofilen verken har overskyede dager eller spesielt solrike dager, men et jevnt og tynt gjennomsnittsskydekke hver dag, hele året (Hansen et al., 2017, s. 15, 18).

Som tidligere, vil vi benytte NVEs beregnede priser for begge tariffmodellene og legge ved egne beregninger på Abonnert effekt med sesongdifferensiering. Som tabell 6 viser, vil installasjon av solcellepanel redusere forbrukerens årlige kostnad ved begge tariffmodellene. Solceller produserer mest i sommermånedene, og kun 12 prosent av produksjonen kommer fra vintermånedene midt på dag. Strømforbruket er dermed høyest om morgen og kveld i vintermånedene. De største besparelsene ved å installere solcellepanel vil kunne innhentes ved Time-of-use, da dette er en energitariff og forbrukeren kan benytte egenproduksjon i noen av høypristimene på vinterhverdagene. Besparelsene vil imidlertid avhenge av hvilke timer som defineres som høypristimer, men disse er typisk på dagtid når solen skinner. Ifølge Hansen, et al. (2017, s. 18) vil kun et fåtall overforbrukstimer reduseres av egenproduksjon ved Abonnert effekt, og vil ikke påvirke hvilket abonnement eksempelkunden bør velge for å få lavest mulig årlig kostnad. En av årsakene til dette er at solcellepanel reduserer forbruk på tidspunkt hvor øvrig forbruk er lavt og man typisk er under abonnementsgrensen, eksempelvis på sommeren og midt på dagen høst/vår. Installasjon av solcellepanel vil derfor ikke gi særlig utslag i en Abonnert effekt modell. Videre ble marginaltapskostnaden redusert med 322 kroner på grunn av energien fra solproduksjonen.

<b>Tariffmodell</b>	<b>Årlig kostnad</b>	<b>Differanse fra utgangspunktet</b>
Time-of-use	5 451 kr	- 763 kr
Abonnert effekt u/sesongdiff.	5 714 kr	- 371 kr
Abonnert effekt m/sesongdiff.	5 700 kr	- 360 kr

**Tabell 6: Årlig kostnad ved å installere solcellepanel, og differansen fra utgangspunktet (Hansen et al., 2017, s. 18).**

## 7.2 Oppsummering av faktorene

Faktorer som bør tas i betraktning	Virkning	Samfunnsøkonomisk nytte?
<b>Energieffektivitet</b>		
Time-of-use	Gir prissignal og insentiv til å flytte forbruk fra høylast- til lavlastperioder.	Høy nytte.
Abonnert effekt	Kan gi insentiv til unødvendige forbrukstilpasninger, men dette vil avhenge av valgt abonnement.	Moderat nytte.
<b>Trefferikkerhet</b>		
Time-of-use	Stort potensial for trefferikkerhet gitt at høylasttimene prises etter kapasitetsbegrensningene i nettet.	Høy nytte.
Abonnert effekt	Stort potensial for trefferikkerhet gitt at overforbruksleddet prises etter kapasitetsbegrensningene i nettet.	Høy nytte.
<b>Forutsigbarhet</b>		
Time-of-use	Forutsigbart for forbruker pga. forhåndsdefinerte priser, men mindre forutsigbart for nettselskap hvor inntjeningen vil være bruksbasert.	Høy nytte for forbruker, moderat nytte for nettselskap.
Abonnert effekt	Forutsigbar, gitt at kunden velger riktig abonnement.	Høy nytte.
<b>Unngåelse av nye spenningsutfordringer</b>		
Time-of-use	Kan skape nye effekttopper, men nettet vil trolig tåle dette da ikke alle forbrukere responderer likt.	Få eller ingen ekstra kostnader.
Abonnert effekt	Abonnementsgrensen vil avgjøre hvordan nettet blir påvirket.	Mulig kostnad dersom mange velger et høyt abonnement og dermed bruker mye effekt i perioder med begrenset kapasitet, som kan utløse investeringskostnader.
<b>Rimelig fordeling av kostnadene</b>		
Time-of-use	Gode fordelingsegenskaper da kostnadene reflekterer forbruket.	Høy nytte.
Abonnert effekt	Gode fordelingsegenskaper da fastleddet differensieres basert på valgt abonnementsstørrelse. Kan imidlertid være problematisk ved begrenset kapasitet, da abonnementet ikke reflekterer faktisk bruk.	Moderat nytte.



<b>Administrativ håndterbar</b>		
Time-of-use	Forventes liten økning av administrative kostnader.	Minimal ekstra kostnad.
Abonnert effekt	Forventes økning i administrative kostnader.	Mulig kostnad.
<b>Teknologi</b>		
Time-of-use	Stimulerer til å investere i teknologi.	Høy nytte.
Abonnert effekt	Stimulerer til å investere i teknologi.	Høy nytte.
<b>Visualisering</b>		
Time-of-use	Forsterker insentiv til lastflytting.	Høy nytte.
Abonnert effekt	Forsterker insentiv til å jevne ut last.	Høy nytte.
<b>Klima og miljø</b>		
Time-of-use	Kan gi insentiv til å benytte ikke-fornybare energikilder i høypristimer, men gir også insentiv til å installere utstyr som bergvarmepumpe.	Høy nytte gitt at det benyttes fornybare energikilder.
Abonnert effekt	Kan gi insentiv til å benytte ikke-fornybare energikilder ved nådd abonnementsgrense, men gir også insentiv til å installere utstyr som bergvarmepumpe.	Høy nytte gitt at det benyttes fornybare energikilder.
<b>Produksjon bak målepunktet</b>		
Time-of-use	Gir insentiv til å produsere bak målepunktet i høypristimene.	Høy nytte gitt at høypristimene reflekterer nettkapasiteten.
Abonnert effekt	Insentivene avhenger av abonnementsstørrelsen, det er ikke nødvendigvis en direkte sammenheng mellom abonnementet og nettets kapasitet.	Moderat nytte. Kan resultere i samfunnsøkonomisk tap ved produksjon under ledig kapasitet.

## 8. Konklusjon og anbefalinger

### 8.1 Konklusjon

Hovedfokuset i denne oppgaven har vært å studere hvordan tariffmodellene Time-of-use og Abonnert effekt bør utformes mest mulig optimalt for å løse de utfordringene vi står overfor i dag, og som blir viktige i tiden som kommer. Vi har studert hvilke faktorer som bør vektlegges, hvordan de to tariffmodellene tar hensyn til disse faktorene, samt hvordan tariffmodellene har innvirkning på de ulike aktørene i markedet og derav den samfunnsøkonomiske nytteverdien av å innføre modellene.

På bakgrunn av den kvalitative nytte-kostanalysen, argumenterer vi for at effekttariffer vil være av samfunnsøkonomisk verdi. Verdien av innføringen vil avhenge av hvilke faktorer og egenskaper de involverte beslutningstakerne prioriterer og anser som mest hensiktsmessig å fokusere på. Time-of-use og Abonnert effekt tilfører relativt lik nytteverdi langs faktorene treffsikkerhet, teknologi, visualisering, og klima og miljø. En gjennomgående trend i studien er at nytteverdien ved innføring av Abonnert effekt kan være noe lavere enn ved Time-of-use. Vi finner at hovedårsaken til dette er at Abonnert effekt ikke reflekterer faktisk forbruk, da abonnementsstørrelsen er forhåndsbestilt. Dette kan redusere nytteverdien ved faktorer som spenningsutfordringer og rimelig fordeling av kostnader. Et viktig funn ved Time-of-use er knyttet til energieffektivitet, hvor vi finner at tariffmodellen gir tydeligere prissignal og gjerne er mer treffsikker enn Abonnert effekt. På den andre siden kan Time-of-use være mindre forutsigbar for nettselskapene, da markante lastflytting kan redusere inntektene dersom inntektene i stor grad er basert på høylastprisene. Inntektene kan imidlertid bli mer forutsigbare i fremtiden, da AMS vil bidra med ny og detaljert informasjon om sluttbrukernes forbruksdata.

Vi anser sesongdifferensierte tariffer som hensiktsmessig, da vi finner at effektuttaket er høyere i månedene fra november til og med mars. Siden effektuttaket er relativt lavt i månedene fra april til og med oktober, ser vi ingen grunn til å gi like sterke prissignal sommer og vinter. Det kan imidlertid være hensiktsmessig å innføre svake prissignal også i sommermånedene, slik at forbrukerne får kjennskap til dette fra starten av. Videre finner vi at effekttoppene oppstår mellom 06:00-10:00 og 16:00-22:00, som antyder at Time-of-use kan utformes med høypristimer innenfor disse periodene. På den måten unngås prissignal om forbruksendringer i timene hvor nettkapasiteten ikke er begrenset. Videre viser studien at effektuttaket i helgene er like høyt som de resterende ukedagene. Vi anbefaler imidlertid å definere helg som lavprisperiode, mellom annet fordi forbrukernes komfort i størst mulig grad skal ivaretas.

For å oppnå en mest mulig optimal tariffutforming, må avveininger og valg knyttet til standardisering og differensiering tas i betraktning. Avgjørelsen vil avhenge av informasjonen som blir tilgjengelig gjennom AMS og Elhub. Vi anser en treffsikker, men enkel modell som mest hensiktsmessig å innføre. For at forbrukerne skal kunne respondere på prissignalene som gis bør effekttariffen være relativt enkel å forstå. I tillegg bør prissignalene reflektere kapasitetsbegrensningene i strømmettet, for å unngå unødvendige kundetilpasninger. For å få til dette, vil det være hensiktsmessig å ta i bruk automatiserte styringssystemer og display som visualiserer forbruk. Det er imidlertid ikke sikkert at effekttariffer er tilstrekkelig for å oppnå ønskede resultater i henhold til kapasitetsbelastningen i strømmettet. Det kan derfor bli aktuelt å etablere et marked for sluttbrukerfleksibilitet, hvor nettselskapene tilbyr kompensasjon mot forbrukernes fleksibilitet. Et marked for sluttbrukerfleksibilitet kan bli et tillegg til effekttariffer, og kan benyttes for å opprettholde en balanse i kraftmarkedet og dermed unngå deler av de kostbare investeringene knyttet til å videreutvikle strømmettet. På bakgrunn av dette vil det derfor være viktig at den nye tariffutformingen tar hensyn til at et slikt marked kan innføres i fremtiden.

## **8.2 Styrker, svakheter og videre forskning**

En potensiell svakhet ved vår utredning er at det finnes få empiriske studier som omhandler effekttariffers innvirkning på det norske samfunnet. På bakgrunn av dette har vi benyttet både norske og utenlandske studier i vår litteraturstudie. De utenlandske studiene er ikke nødvendigvis sammenfallende med Norge, da ulike land ofte har ulike former for regulering, annet klima, og derav også andre forbruksprofiler. Vi har imidlertid forsøkt å trekke ut relevant informasjon, som også kan være gjeldende for det norske elektrisitetmarkedet. I tillegg kan datagrunnlaget som vi benyttet i kapittel 6 og 7, inneholde noen usikre elementer. Forbruksdataene består av både husholdnings-, nærings- og hyttekunder, som kan påvirke resultatene.

Vi mener likevel at vi har klart å belyse hvordan ulike scenarioer kan påvirke forbrukernes årlige kostnad i de to tariffmodellene. I tillegg belyser vi hvordan tariffmodellene kan utformes mest mulig optimalt, hvilke faktorer som er viktige å ta i betraktning ved innføring og hvilke samfunnsøkonomiske verdier de to tariffmodellene eventuelt vil gi. Vi håper vår avhandling vil legge til rette for videre forskning og bidra med økt kunnskap knyttet til effekttariffer i Norge.

Ettersom effekttariffering er et komplekst og stort tema, har vi underveis i vårt arbeid avdekket flere aspekter som vil være interessant å forske videre på. Etter hvert som data fra AMS og Elhub blir tilgjengelig, vil forbruksdata i større grad kunne benyttes i en kvantitativ tilnærming. En slik studie kan i større grad gå i dybden på enkelttema, og kan for eksempel avgjøre hvilke priser de ulike leddene bør ha. På sikt kan det for eksempel bli aktuelt å differensiere basert på størrelse på forbruk, hvor fastleddet differensieres ut fra type husstand.

## 9. Referanser

- Aanensen, L. T., Fines, S., & Ek, R. (2015). *AMS + HAN - om å gjøre sanntid måledata tilgjengelig for forbruker*. Lastet ned fra <https://www.ei.se/Documents/Prosjekt/Funktionskravelm%C3%A4tare/2017/Norge.pdf>
- Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power System Research*, 78(11), 1989-1996. doi: 10.1016/j.epsr.2008.04.002
- Andersen, M. E. (2014). Dødvæktstap. *Store norske leksikon*.
- Andresen, T. M., & Mook, V. A. (2015). *Høring om tariffen for uttak i distribusjonsnettet*. Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2015/hoeringsdokument2015\\_03.pdf](http://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2015/hoeringsdokument2015_03.pdf).
- Bartusch, C., Odlare, M., Vassileva, I., Wallin, F., & Wester, L. (2011). Introducing a demand-based electricity distribution tariff in the residential sector: Demand response and customer perception. *Energy Policy*, 39(9), 5008-5025. doi: 10.1016/j.enpol.2011.06.013
- Bjorvatn, K., Ekström, M., & Pires, A. J. G. (2017). *Små dytt for store valg: rapport fra et forskningsprosjekt om nudging for økt rekruttering til lærerutdanningen* (SNF Arbeidsnotat nr. 02/2017). Lastet ned fra [https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2465758/SNF%2BA02\\_17.pdf?sequence=1](https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2465758/SNF%2BA02_17.pdf?sequence=1).
- BKK. (u.å.). *Morgendagens strømmålere*. Lastet ned fra <https://www.bkk.no/nett/ams>.
- Bleskestad, B., Holstad, M., & Aanensen, T. (2015). *Strømprisen avhengig av hvor man bor*. Lastet ned fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/stromprisen-avhengig-av-hvor-man-bor>.
- Braathen, F. (2017). *Solenergi fra norske hjem er firedoblet på ett år*. Lastet ned fra <https://www.aftenposten.no/okonomi/i/2aM0a/Solenergi-fra-norske-hjem-er-firedoblet-pa-ett-ar>.
- Buvik, M., & Børke, C. N. (2017). *End-User Flexibility and Network Investments*. Mastergradsavhandling, Norges Handelshøyskole. Lastet ned fra <https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2487877/masterthesis.PDF?sequence=1>
- Costello, K. W., & Hemphill, R. C. (2014). *Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality?* *The Electricity Journal*, 27(10). Lastet ned fra <https://ac.els->

cdn.com/S1040619014002139/1-s2.0-S1040619014002139-main.pdf?\_tid=015cee77-69b6-487b-b007-65f73e9d2d3c&acdnat=1527690339\_e6629d896d3619bff6e656210593b699.

- Datatilsynet. (2017). *Automatisk strømmåling*. Lastet ned fra <https://www.datatilsynet.no/rettigheter-og-plikter/overvaking-og-sporing/strommaling/>.
- Den nye velferdsstaten. (2015). *Nudging - et dytt for velferdsstaten?* Lastet ned fra <https://teknologiradet.no/velferd-skole-og-helse/nudging-et-dytt-for-velferdsstaten/>
- Direktoratet for økonomistyring. (2014). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Oslo: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke AS.
- Distriktsenergi. (2018). *Hørings svar til høringsdokumentet endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet, utforming av uttakstariffer i distribusjonsnettet*. Lastet ned fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2330708>.
- Dong, C., Ng, C. T., & Cheng, T. C. E. (2017). Electricity Time-of-Use Tariff with Stochastic Demand. *Production and Operations Management*, 26(1), 64-79. doi: 10.1111/poms.12610
- EC Group. (2013a). Kortsiktig kapasitetsgrense i strømmettet [Bilde]. Lastet ned fra <http://energinorge.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/FILER/NYHETER/NETT OG SYSTEM/Fremtidens tariffer Dnett.pdf>
- EC Group. (2013b). *Fremtidens tariffer i D-nettet*. Lastet ned fra <http://energinorge.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/FILER/NYHETER/NETT OG SYSTEM/Fremtidens tariffer Dnett.pdf>.
- EC Group. (u.å.). *Bør nettselskapene redusere energileddet straks?* Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/contentassets/57f7ca7acb6045e3a127c51ee95f45cf/notat-ec-group-energileddet-i-nettleien.pdf>.
- Econ Pöyry AS. (2008). *Optimal network tariffs and allocation of costs*. (Report nr. 2008-129). Lastet ned fra <https://www.nve.no/Media/3494/optimal-network-tariffs-and-allocation-of-costs.pdf>.
- Efskin, P. S., Finstad, H. W., & Foosnæs, J. A. (2014). *Timesbaserte nettleietariffer*. Lastet ned fra [https://www.sintef.no/contentassets/8f3be4a5285b4a7a85a2987a9d397615/rapporter/6.1\\_peter\\_efs\\_kin\\_timebaserte-nettleietariffer.pdf](https://www.sintef.no/contentassets/8f3be4a5285b4a7a85a2987a9d397615/rapporter/6.1_peter_efs_kin_timebaserte-nettleietariffer.pdf).
- Elektrifisering. (2009) *Store norske leksikon*.
- Elhub.no. (u.å.). *Elhub*. Lastet ned fra <http://elhub.no/nb/om-elhub>.

- Elkraft AS. (u.å.). *Vi tar hånd om og kontrollerer nettleien for dig*. Lastet ned fra <http://www.elkraft.no/nettleie>.
- Energi Norge. (2016a). *Utforming av effekttariffer blir svært viktig*. Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/nyheter/2016/utforming-av-effekttariffer-blir-svart-viktig/>
- Energi Norge. (2016b). *NVEs konseptføring for tariffer i d-nettet - mulige tariffmodeller - Energi Norges foreløpige vurderinger*. Lastet ned fra <http://slideplayer.no/slide/11870318/>
- Energi Norge. (2016c). *Ny rapport om forbrukerfleksibilitet*. Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/nyheter/2016/ny-rapport-om-forbrukerfleksibilitet/>
- Energi Norge. (2017a). *Betaling for bruk av strømmettet*. Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/politiskesaker/betaling-for-bruk-av-stromnettet/>
- Energi Norge. (2017b). *Hvorfor betaler vi nettleie og hvorfor øker den?* Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/contentassets/ecb78680d7484879b1385d1f61aa766f/hvorfor-betaler-vi-nettleie-og-hvorfor-oker-den-10-nov-2017.pdf>.
- Energi Norge. (2018). *Høringssvar-forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirkosomhet-tariffer i distribusjonsnettet*. Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/contentassets/b57570111f7b40efb5cefea30249d414/horingssvar---forslag-til-endringer-i-forskrift-om-kontroll-av-nettvirkosomhet---tariffer-i-distribusjonsnettet.pdf>.
- Energifakta Norge. (2017a). *Kraftproduksjon*. Lastet ned fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> - main-content-start.
- Energifakta Norge. (2017b). *Strømmettet*. Lastet ned fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- Enfo Consulting. (2016a). *Fleksibilitet - fremtidig organisering av monopol og marked*. Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/contentassets/e393a68f81e74426a3c510b93d942e3d/fleksibilitet--fremtidig-organisering-av-monopol-og-marked.pdf>.
- Enfo Consulting. (2016b). *Illustrasjon av aggregatorrollen med aktuelle aktører [Bilde]*. Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/contentassets/e393a68f81e74426a3c510b93d942e3d/fleksibilitet--fremtidig-organisering-av-monopol-og-marked.pdf>

- European Commission. (u.å.). *Smart grids and meters*. Lastet ned fra <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>.
- Faruqui, A., Harris, D., & Hledik, R. (2010). Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adaption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. *Energy Policy*, 38(10), 6222-6231. doi: 10.1016/j.enpol.2010.06.010
- Faruqui, A., & Sergici, S. (2010). Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. *J Regul Econ*, 2010(38), 193-225. doi: 10.1007/s11149-010-9127-y
- Fedders, L. E. (2013). *Helsekampanjer hjelper ikke - kan nudging hjelpe?* Lastet ned fra <https://forskning.no/forebyggende-helse-psykologi/2013/06/helsekampanjer-fungerer-ikke-kan-nudging-hjelpe>
- Finansdepartementet. (2007). En vurdering av særavgiftene. I *NOU 2007:8: Utredning fra et utvalg oppnevnt av Finansdepartementet 1. desember 2006. Avgitt 22. juni 2007*. Oslo: Departementenes servicesenter, Informasjonsforvaltning.
- Finansdepartementet. (2018). *Avgiftssatser for 2017 og 2018*. Lastet ned fra <https://www.statsbudsjettet.no/Statsbudsjettet-2018/Artikler/Avgiftssatser-2018/>.
- Folkets Strålevern. (2018). *Statens strålevern innrømmer at de feilinformerte om sendestyrken på AMS-målerne*. Lastet ned fra <http://www.folkets-stralevern.no/nyheter/statens-stralevern-innrømmer-at-de-feilinformerte-om-sendestyrken-pa-ams-malerne/>.
- Forbrukerrådet. (2018). *Høringssvar*. Lastet ned fra <https://fil.forbrukerradet.no/wp-content/uploads/2018/02/2018-02-28-horing-effektтарiffer.pdf>.
- Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen m.v. av 11. mars 1999 nr. 302*. Lastet ned fra [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL\\_5-4§16-1](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_5-4§16-1).
- Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. (2002). *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet 7. mai 2002 nr. 448*. Lastet ned fra <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448>.
- Galvin Electricity Initiative. (2010). *Maximizing Consumer Value Through Dynamic Pricing: A Suggested Approach for Regulators*. Lastet ned fra [http://www.galvinpower.org/sites/default/files/DynamicPricing\\_0931.pdf](http://www.galvinpower.org/sites/default/files/DynamicPricing_0931.pdf).



- Hagman, R., Amundsen, A. H., Ranta, M., & Nylund, N.-O. (2017). *Klima- og miljøvennlig transport frem mot 2025*. (TØI-rapport nr. 1571/2017). Lastet ned fra [https://www.toi.no/getfile.php/1345681/mmarkiv/Aktuelt/1571-2017\\_final.pdf](https://www.toi.no/getfile.php/1345681/mmarkiv/Aktuelt/1571-2017_final.pdf).
- Hansen, H., Jonassen, T., Løchen, K., & Mook, V. (2017). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. (Høringsdokument nr. 5-2017). Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2017/hoeringsdokument2017\\_05.pdf](http://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2017/hoeringsdokument2017_05.pdf).
- Hofstad, K. (2014). *Nettselskap*. Lastet ned fra <https://snl.no/nettselskap>
- Huseiernes Landsforbund. (2018). *Høring-forslag til ny utforming av nettleien*. Lastet ned fra <https://www.huseierne.no/om-oss/horinger/2018/effekttariffer/>.
- IEA DSM. (u.å.). *Task 15 - Case Study - TEMPO Electricity Tariff - France*. Lastet ned fra <http://www.ieadsm.org/article/tempo-electricity-traiff/>
- Ingeberg, K. (2015). *Innføring av effekttariffer i distribusjonsnettet*. Lastet ned fra [http://xrgia.no/wp-content/uploads/2017/03/2015\\_02\\_05\\_effekttariffer\\_i\\_distribusjonsnettet.pdf](http://xrgia.no/wp-content/uploads/2017/03/2015_02_05_effekttariffer_i_distribusjonsnettet.pdf).
- International Telecommunication Union. (2012). *Series Y: Global information infrastructure, internet protocol aspects and next-generation networks*. (ITU-T Y.2060).
- Jensen, T., Haugen, S., & Magnussen, I. (2003a). Samfunnsøkonomisk kostnad for et prosjekt [Bilde]. Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf)
- Jensen, T., Haugen, S., & Magnussen, I. (2003b). Samfunnsøkonomisk verdi av gode X ved konsum x' (skravert areal) [Bilde]. Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf)
- Jensen, T., Haugen, S., & Magnussen, I. (2003c). *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter*. Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf).
- Johansen, G., Line, M. B., & Sæle, H. (2012). *Risikovurdering av AMS: Kartlegging av informasjonssikkerhetsmessige sårbarheter i AMS*. (SINTEF A22318). Lastet ned fra <https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2380394/SINTEF%2BA22318.pdf?sequence=3>.
- Kallbekken, S., & Saalen, H. (2013). 'Nudging' hotel guests to reduce food waste as a win-win environmental measure. *Economics Letters*, 119(3), 325.
- Klungland, K. R. (2014). *AMS & Demand Response*. Mastergradsavhandling, Universitetet i Agder. Lastet ned fra

- [https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/220443/BE-501\\_2014\\_spring\\_Master%27s\\_thesis\\_Kim\\_Roger\\_Klungland.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/220443/BE-501_2014_spring_Master%27s_thesis_Kim_Roger_Klungland.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
- Kärkkäinen, S., Ikäheimo, J., Kafod, C., Giraud, D., Nordvik, H., & Grande, O. S. (2004). *Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets*. (EU/SAVE 132/01 EFLOCOM Report no. 7).
- Lie, Ø. (2014, 4. mai 2018). Da kundene måtte betale for effekt i stedet for forbruk, gikk strømforbruket ned med 20 prosent, *TU*. Lastet ned fra <https://www.tu.no/artikler/da-kundene-matte-betale-for-effekt-i-stedet-for-forbruk-gikk-stromforbruket-ned-med-20-prosent/223269>
- Lien, S. K., & Spilde, D. (2017). *Energibruk i fastlands-Norge*. (Rapport nr. 25-2017). Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_25.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_25.pdf).
- Løvik, H. (2017, 23. august). 944 "el-overfølsomme" har fått fritak for smarte målere, *TU.no*. Lastet ned fra <https://www.tu.no/artikler/944-el-overfølsomme-har-fatt-fritak-fra-smarte-strommalere/403841>
- Løvik, H. (2018a, 14. mars). *Helsedirektoratet nekter fastleger å skrive ut attest på at strømmålere er farlige*, *TU.no*. Lastet ned fra <https://www.tu.no/artikler/helsedirektoratet-nekter-fastleger-a-skrive-ut-attest-pa-at-strommalere-er-farlige/432719>
- Løvik, H. (2018b, 9. mars). *Slik blir de nye nettleieprisene* *TU.no*. Lastet ned fra <https://www.tu.no/artikler/slik-blir-de-nye-nettleieprisene-br/432271>.
- Meland, P., Tjeldflåt, A., & Wahl, T. S. (2016). *Forbrukerfleksibilitet i det norske kraftmarkedet*. (Rapport nr. 7 2006). Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2006/oppdragsrapportA2006\\_07.pdf](http://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2006/oppdragsrapportA2006_07.pdf).
- Moen, E. R., & Riis, C. (2014). *Prising av datahastighet i mobilnett*. Lastet ned fra <http://www.oeconomica.no/rapporter/r9.pdf>.
- Mook, V. A. (2016). *Oppsummeringsrapport: Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnettet*. (Rapport nr. 53-2016). Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_53.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_53.pdf).
- Mæland, K. (2016). *Betalte 500 kroner i strøm for én natt på hytta*. Lastet ned fra <https://www.nettavisen.no/na24/betalte-500-kroner-i-strm-for-en-natt-pa-hytta/3423150520.html>.
- Naper, L. R., Haugset, A. S., & Stene, M. (2016). *Innføring av effekttariffer i distribusjonsnettet - et forklaringsproblem?* (86-2016). Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_86.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_86.pdf).

- Nilsson, J.-E. (1992). Second-best Problems in Railway Infrastructure Pricing and Investment. *Journal of Transport Economics and Policy*, 26(3), 245-259. Lastet ned fra <http://www.jstor.org/stable/pdf/20052986.pdf?refreqid=excelsior%3Ac2b3f7f70c37eaab0cadd13e8def9095>
- NordPool. (u.å.). *The power market*. Lastet ned fra <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/>
- Norsk VVS. (2017). *Nå selger Elkjøp solcellepaneler*. Lastet ned fra <http://www.norskvvs.no/energi-miljo/elkjop-otovo-solcellepaneler/>.
- Norwea. (2018). *NVE sier nei til Statnetts tariffmodell*. Lastet ned fra <http://www.norwea.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter/nve-sier-nei-til-statnetts-tariffmodell.aspx?PID=1145&Action=1&currentPage=5>
- NOU 2004:8. (2004). *Differensiert el-avgift for husholdninger*. Lastet ned fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/7f068be2f21f4eb2bf8276aff0068eb1/no/pdfs/nou200420040008000dddpdfs.pdf>.
- NOU 2009:16. (2009). *Globale miljøutfordringer-Norsk politikk*. Lastet ned fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/8e9cc66ba8f54c1381212959612aa25d/no/pdfs/nou200920090016000dddpdfs.pdf>.
- NOU 2012:9. (2012). *Energiutredningen-verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø*. Lastet ned fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/eb90bf50e63b4df7ae472b75a1d4a71c/no/pdfs/nou201220120009000dddpdfs.pdf>.
- NVE. (2015). *NVEs vurdering i klage på ny beregning av nettleie - vedtak*. Lastet ned fra [https://www.nve.no/media/2605/18-201504434-6-nves-vurdering-i-klage-paa-nettleie-1575857\\_17\\_1\\_skjult-innhold.pdf](https://www.nve.no/media/2605/18-201504434-6-nves-vurdering-i-klage-paa-nettleie-1575857_17_1_skjult-innhold.pdf).
- NVE. (2016). *NVEs vurdering i klage på nettleie for hyttekunder - vedtak*. Lastet ned fra [https://www.nve.no/Media/4127/18-201504434-19-nves-vurdering-i-klage-pa-nettleie-vedtak-1714893\\_5\\_1\\_skjult-innhold.pdf](https://www.nve.no/Media/4127/18-201504434-19-nves-vurdering-i-klage-pa-nettleie-vedtak-1714893_5_1_skjult-innhold.pdf).
- NVE. (2017a). *Nettleie for forbruk*. Lastet ned fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/>.
- NVE. (2017b). *Nettleie*. Lastet ned fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/>

- NVE. (2017c). *Reguleringsmodellen*. Lastet ned fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/>.
- NVE. (2017d). *Nett*. Lastet ned fra <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/>
- NVE. (2018a). *Økonomisk regulering av nettselskap*. Lastet ned fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/>
- NVE. (2018b). *Fellesfakturering og ny markedsmodell*. Lastet ned fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/fellesfakturering-og-ny-markedsmodell/>
- NVE. (u.å.-a). *Du bestemmer hvem som skal få data fra smarte strømmålere*. Lastet ned fra <https://www.nve.no/Media/5403/du-bestemmer-hvem-som-skal-f%C3%A5r-data-fra-smarte-str%C3%B8mm%C3%A5lere.pdf>.
- NVE. (u.å.-b). *Om informasjon til kunden via HAN-porten på strømmåleren. OBIS-koder*. Lastet ned fra [https://www.nve.no/Media/4748/201603500-6-om-informasjon-til-kunden-via-han-porten-p%C3%A5-str%C3%B8mm%C3%A5leren-obis-koder-1840798\\_2\\_0.pdf](https://www.nve.no/Media/4748/201603500-6-om-informasjon-til-kunden-via-han-porten-p%C3%A5-str%C3%B8mm%C3%A5leren-obis-koder-1840798_2_0.pdf).
- NVE. (u.å.-c). *Rapporter - vassmagasinstatistikk*. Lastet ned fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-vassmagasinstatistikk/>.
- Pedersen, J. (2017). *Fremtidens nett krever nye markeds plasser*. Lastet ned fra <https://www.ae.no/aktuelt/blogger/JanPedersen/fremtidens-nett-krever-nye-markeds-plasser/>
- Policonomics. (u.å.-a). *Monopoly II. Two-part tariff*. Lastet ned fra <http://policonomics.com/lp-monopoly2-two-part-tariff/>.
- Policonomics. (u.å.-b). Eksempel på utforming av todelte tariffen [Bilde]. Lastet ned fra <http://policonomics.com/lp-monopoly2-two-part-tariff/>.
- Price sensitivity. (u.å.) *Cambridge Dictionary*: Cambridge University Press.
- Ramsey, F. P. (1927). *A Contribution to the Theory of Taxation*. Lastet ned fra [http://sites-final.uclouvain.be/econ/DW/DOCTORALWS2004/bruno/classical-paper/ramsey\\_taxation.pdf](http://sites-final.uclouvain.be/econ/DW/DOCTORALWS2004/bruno/classical-paper/ramsey_taxation.pdf)
- Reiten, E., Sørgard, L., & Bjella, K. (2014a). Historiske og forventede nettinvesteringer [Bilde]. Lastet ned fra [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf\\_filer\\_2/rapport\\_et\\_bedre\\_org-anisert\\_stroemnett.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/rapport_et_bedre_org-anisert_stroemnett.pdf)

- Reiten, E., Sørgard, L., & Bjella, K. (2014b). *Et bedre organisert strømnett*. Lastet ned fra [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf\\_filer\\_2/rapport\\_et\\_bedre\\_organisert\\_stroemnett.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/rapport_et_bedre_organisert_stroemnett.pdf).
- Rosvold, K. A. (2015). Konesjonsområde - energiforsyning. *Store norske leksikon*.
- Rosvold, K. A., & Vinjar, A. (2017). Elektrisitetsforsyning. *Store norske leksikon*.
- Sander, K. (2017). *Prisdifferensiering*. Lastet ned fra <https://estudie.no/prisdifferensiering/>
- Skotland, C. H., Eggum, E., & Spilde, D. (2016a). Beregnet andel overbelastede transformatorer (over 120% belastningsgrad) i distribusjonsnettet ved ulike scenarier for økt effekt pga. elbillading [Bilde]. Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_74.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf)
- Skotland, C. H., Eggum, E., & Spilde, D. (2016b). *Hva betyr elbiler for strømnettet?* (Rapport nr. 74-2016). Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_74.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf).
- Skotland, C. H., Eggum, E., & Spilde, D. (2016c). Scenarier for økt effekt pr. husholdning som følge av elbillading [Bilde]. Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_74.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf)
- Skotland, C. H., & Høivik, Ø. F. (2017). *Har strømnettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger?* (Rapport nr. 77-2017). Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_77.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_77.pdf).
- SSB. (2018). *Arbeidskraftundersøkelsen*. Lastet ned fra <https://www.ssb.no/arbeid-og-lonn/statistikker/aku/kvartal>
- SSB. (2017). *Elektrisitet*. Lastet ned fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar>
- Statnett. (2017a). *Styret i Statnett har innstilt på ny oppstartsdato for Elhub*. Lastet ned fra <http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2017/Ny-oppstartsdato-for-Elhub/>.
- Statnett. (2017b). *Tariffer for transmisjonsnettet 2018*. Lastet ned fra [http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Tariffer og avtaler/Tariffhefte2018-Transmisjonsnett.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Tariffer%20og%20avtaler/Tariffhefte2018-Transmisjonsnett.pdf).
- Sæle, H., & Grande, O. S. (2011). Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(1), 102-109. doi: 10.1109/TSG.2010.2104165
- Thaler, R. H., & Sunstein, C. R. (2008). *Nudge: Improving Decisions About Health, Wealth, and Happiness*. Yale University Press: New Haven & London.

- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2003). *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. (IEEE std 1547-2003). Lastet ned fra <http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SistGD/IEEE1547.pdf>.
- THEMA Consulting Group. (2013). *Innkrevning av residuale nettkostnader med AMS*. (THEMA Rapport Nr. 2013-22). Lastet ned fra [http://www.thema.no/wp-content/uploads/2015/04/THEMA-rapport-2013-22-Innkrevning\\_av\\_residuale\\_nettkostnader\\_med\\_AMS.pdf](http://www.thema.no/wp-content/uploads/2015/04/THEMA-rapport-2013-22-Innkrevning_av_residuale_nettkostnader_med_AMS.pdf).
- THEMA Consulting Group. (2015a). *Forbrukerfleksibilitet og styring av forbruk - pågående aktiviteter*. (Rapport nr. 7-2015). Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015\\_07.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_07.pdf).
- THEMA Consulting Group. (2015b). *Konsekvenser av effekttariffer*. (THEMA notat 2015-08). Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/contentassets/c5e54515287044c2b11b2dd98058d2b1/konsekvenser-av-effekttariffer.pdf>.
- THEMA Consulting Group. (2016a). *Harmonisering av nettariffer* (THEMA N 2016-2). Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/contentassets/c5e54515287044c2b11b2dd98058d2b1/harmonisering-av-tariffer.pdf>.
- THEMA Consulting Group. (2016b). *Sammenligning av ulike effekttariffer*. (THEMA N-2016-06). Lastet ned fra <https://www.energinorge.no/contentassets/e9be03a275af43868b6f2c6d187e8296/thema-sammenligning-av-ulike-effekttariffer.pdf>.
- THEMA Consulting Group. (2016c). *Teoretisk tilnærming til en markedsløsning for lokal fleksibilitet*. (Rapport nr. 2015-37). Lastet ned fra <https://www.thema.no/wp-content/uploads/2016/04/TE-15-37-Teoretisk-tiln%C3%A6rming-til-en-markedsl%C3%B8sning-for-lokal-fleksibilitet-FINAL.pdf>.
- Thorud, B. (2015). *Teknologien som gjør desentralisering mulig*. Lastet ned fra <https://energiogklima.no/kommentar/teknologien-som-gjor-desentralisering-mulig/>.
- Torriti, J., Hassan, M. G., & Leach, M. (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4), 1575-1583. doi: 10.1016/j.energy.2009.05.021
- Train, K. E. (1991). *Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

- Universitetet i Bergen. (2017). *Ordforklaringer*. Lastet ned fra [https://www.uib.no/geobio/56074/ordforklaringer - s-](https://www.uib.no/geobio/56074/ordforklaringer-s-)
- VaasaETT. (2014a). *Smarte målere (AMS) og feedback*. (Rapport nr. 72). Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014\\_72.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014_72.pdf).
- VaasaETT. (2014b). Styrker og svakheter ved kommunikasjonskanaler [Bilde]. Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014\\_72.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014_72.pdf)
- Venjum, A. (2018). *NVEs oversikt over mislykkede installasjoner av AMS [Bilde]*. Lastet ned fra [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018\\_05.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_05.pdf).
- Vestby, L., & Dvergsnes, A. (2017). *Går samfunnet i pluss med plusskunder?* Mastergradsavhandling, Norges Handelshøyskole. Lastet ned fra <https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2487878/master2017.PDF?sequence=1&isAllowed=y>.
- Vestre, E. (2015, 15. desember). *Er systematisk atferdsstyring noe for offentlig sektor i Norge? Dagens Perspektiv*. Lastet ned fra <http://www.dagensperspektiv.no/synspunkt/erlend-vestre/er-systematisk-atferdsstyring-noe-for-offentlig-sektor-i-norge>
- von der Fehr, N.-H. M., Hagen, K. P., & Hope, E. (2002). *Nettregulering*. (SNF-Rapport Nr. 1/02). Lastet ned fra [https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/164833/R01\\_02.pdf?sequence=1](https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/164833/R01_02.pdf?sequence=1).
- Wiig, A. K. (2018). *Mange spørsmål rundt effekttariffen*. Lastet ned fra <http://www.ksbedrift.no/aktuelt/energi/mange-spoersmaal-rundt-effekttariffen/>
- Yang, L., Dong, C., Wan, C. L. J., & Ng, C. T. (2013). Electricity time-of-use tariff with consumer behavior consideration. *Int. J. Production Economics*, 146(2), 402-410. doi: 10.1016/j.ijpe.2013.03.006
- Østensen, I. (1989a). Kapasitetspris ved økt etterspørsel [Bilde]. Lastet ned fra [https://www.ssb.no/a/histstat/in/in\\_8916.pdf](https://www.ssb.no/a/histstat/in/in_8916.pdf)
- Østensen, I. (1989b). *Prissetting i elektrisitetsmarkedet (Peak load pricing)*. (89/16). Lastet ned fra [https://www.ssb.no/a/histstat/in/in\\_8916.pdf](https://www.ssb.no/a/histstat/in/in_8916.pdf).

## Vedlegg 1

De ulike scenarioene er basert på måledata fra 500 kunder hos Ringeriks-Kraft Nett, hvor 384 er husholdningskunder, 96 er kunder med fritidsbolig og 23 er næringskunder. Dataen er benyttet for å studere virkningene av å investere i elbil med og uten styringssystem, solcellepanel og bergvarmepumpe hos én husholdningskunde. Vi undersøker virkningene ved modellene Time-of-use og Abonnert effekt.

NVE har tatt følgende forutsetninger, som vi også velger å benytte oss av:

- Eksempelskunden har en større enebolig med et årsforbruk på 22 300 kWh og et maksimalt effektuttak på 9 kWh/h
- Solprofilen har ingen overskyede dager eller spesielt solrike dager, men et jevnt og tynt gjennomsnittsskydekke hele året
- Det tas utgangspunkt i et 7 kW solcelleanlegg installert i Oslo. Kunden har en årlig produksjon på 6 440 kWh
- Elbilen lades like mye hver gang den lades
- Prisene i tariffmodellene er satt slik at de gir lik total inntjening som det dagens tariffutforming gir. Det er tatt utgangspunkt i den vektete gjennomsnittstariffen for husholdningskunder i Norge per november 2017. Fastleddet er satt til 1 749 kr/år og energileddet er satt til 19,4 øre/kWh
- Fastleddene er fastsatt slik at minimumsprisen er lik, uavhengig av tariffmodell
- Scenarioene tar kun hensyn til nettselskapenes inntjening og er ikke medregnet MVA og forbruksavgift, da disse vil være de samme uavhengig av tariffmodell
- Den reelle utgiften ved elbil vil være noe større når energiprisen legges sammen med forbruksavgiften, og besparelsene ved solcellepanel og bergvarmepumpe vil være større uavhengig av tariffmodell

### **Time-of-use:**

Alle kostnader utenfor fastleddet legges på energileddet, som er differensiert. Prisen på energileddet om sommeren er 80 prosent av prisen på vinter, og prisen på vinterhverdagene (06:00-20:00) er 250 prosent av pris vinter. Vintermånedene er definert fra november til og med mars.



Fasteledd	Energiledd		
	Sommer	Vinter	Vinterhverdag (06:00-20:00)
1 749 kr/år	12,2 øre/kWh	15,2 øre/kWh	38 øre/kWh

#### Abonnert effekt:

Fasteleddet er satt til 1 060 kr og dette gir en abonnementspris på 689 kr/kWh/h per år. Overforbruksprisen er satt til 1 kr/kWh/h, og gjelder for alle overforbrukstimer når tariffen utformes uten sesongdifferensiering. Hvis sesongdifferensiering tas i betraktning vil overforbruksprisen kun gjelde for overforbruk i vintermånedene. Modellen er avstemt slik at de minste kundene får den samme faste årlige kostnaden som ved Time-of-use. Det betyr at med det minste abonnementet på 1 kWh/h vil kundene møte en årlig minimumskostnad på 1 749 kr. I den virkelige verden vil dette abonnementet være noe lite, da datasettet viser kundene i snitt har et overforbruk på 670 timer. NVEs eksempelkunde har et abonnement på 5 kWh/h.

Fastledd inkl. abonnement	Energiledd	Overforbruksledd
1 060 kr + 698 kr/kWh/h	5 øre/kWh	1 kr/kWh/h

I scenarioene vil gjennomsnittskunden ha lik årlig kostnad i alle tariffmodellene, prisene er derfor satt slik at alle tariffmodellene gir lik inntjening over hele datasettet. Et årlig forbruk på 22 300 kWh og maksimalt effektuttak på 9 kWh/h gir følgende årlig tariffkostnad:

Tariffmodell	Årlig kostnad
Time-of-use	6 213 kr
Abonnert effekt u/sesongdifferensiering	6 085 kr
Abonnert effekt m/sesongdifferensiering	6 061 kr

## Vedlegg 2

- Datasettet er tilsendt fra Skagerak Energi
- Datasett består av forbruksdata fra 55 husholdningskunder
- Kundene er tilfeldig utvalgt
- Datasettet består av et års forbruksdata fra 1. januar til 31. desember 2016
- Husholdningskundene har et gjennomsnittlig effektuttak på 18 300 kW per år