



# Går samfunnet i pluss med plusskunder?

*En litteraturstudie av plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge, hvilken utvikling man kan forvente i antall plusskunder fremover og betydning for regulering*

**Line Vestby og Alexander Dvergsnes**

**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 er en del av mastergradsprosjektet “Fremtidens nett”, i regi av Adapt Consulting, og initiert av Energi Norge, Hafslund Nett, BKK Nett, Agder Energi Nett, Eidsiva Nett, Glitre Energi Nett, Istad Nett, Lyse Elnett, NTE Nett og Skagerak Energi. Utredningen inngår som et selvstendig arbeid i hovedprofilen økonomisk styring ved Norges Handelshøyskole.

Vår motivasjon for å søke oppgaven som omhandlet *Plusskunder* innenfor prosjektet “Fremtidens nett”, var muligheten til å få innsikt i et relativt nytt fenomen som kan ha stor betydning for kraftsystemet i fremtiden. Det skjer stadig endringer innenfor teknologi som plusskunder kan benytte og vi synes dermed dette er et spennende og svært dagsaktuelt tema.

Vi vil først rette en stor takk til våre veiledere Mette Helene Bjørndal og Endre Bjørndal. Dere har utfordret oss faglig, og det har vært godt å ha dere tilgjengelig når vi har vært usikre. Vi takker så mye for hjelpen vi har fått underveis.

Takk til Adapt Consulting for at vi ble tildelt denne oppgaven, og en særlig takk til Patrick Narbel for rikelig hjelp og god oppfølging gjennom hele semesteret. Vi har satt stor pris på dine raske tilbakemeldinger og dine mange gode innspill.

Vi ønsker også å takke alle selskapene i referansegruppen til prosjektet. En spesiell takk til Agder Energi Nett, Istad Nett og Hafslund Nett, og da særlig Ole-Petter Halvåg, Rolf Håkan Josefsen, Gerhard Eidså og Jon Eivind Johannessen, for å dele verdifull innsikt samt refleksjoner rundt temaene vi har studert.

Til slutt ønsker vi å takke hverandre for godt samarbeid og et lærerikt og utfordrende semester.

Bergen, desember 2017



Line Vestby



Alexander Dvergsnes

## Sammendrag

Plusskunder er et relativt nytt fenomen i Norge og en ser allerede i dag vekst i dette segmentet. Det er derfor av stor interesse å undersøke hvilke virkninger plusskunder vil ha for kraftsystemet og samfunnet for øvrig. I denne studien har vi derfor forsøkt å kartlegge plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge. I tillegg har vi studert forventet fremtidig vekst i antall plusskunder i Norge, da antall plusskunder vil ha betydning for hvilke implikasjoner de kan føre med seg i fremtiden. Avslutningsvis har vi, med utgangspunkt i plusskunders samfunnsøkonomiske verdi, belyst utfordringer ved dagens regulering som berører plusskunder.

For å analysere plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge, tar vi utgangspunkt i studier som tar for seg ulike fordeler og ulemper med plusskunder, og diskuterer disse med utgangspunkt i det norske kraftsystemet. Vi finner at flere av fordelene ikke har like stor betydning i Norge, sammenlignet med hva de har i land som Tyskland og Storbritannia, hvilket indikerer at det ikke vil være rimelig å knytte like klar samfunnsøkonomisk nytte til plusskunder i Norge. Vi finner også at plusskunders nytte vil være prosjektspesifikk. Vi ser imidlertid et uutnyttet potensial i plusskunders samfunnsøkonomiske verdi som kan bli utløst ved teknologisk fremgang i verktøy som lokal lagring og sluttbrukerfleksibilitet.

Når vi studerer forventet utvikling i antall plusskunder i Norge, tar vi utgangspunkt i studier som finner at solcellesystemetinvesteringens lønnsomhet er en viktig faktor. Vi gjør enkelte lønnsomhetsberegninger som viser at en investering i et solcellesystem i dag, gir plusskunden en negativ avkastning. Da priser på solcellesystemer imidlertid er forventet å reduseres de kommende årene, forventer vi på lang sikt en stadig vekst i antall plusskunder i Norge. På kort sikt argumenterer vi for at en eventuell overgang til effektbaserte tariffer, som ut fra våre beregninger reduserer investeringens lønnsomhet, vil dempe veksttakten noe. For at en stor andel husholdninger skal velge å bli plusskunder, må imidlertid investeringskostnaden reduseres betraktelig. Vi forventer dermed at plusskundesegmentet i Norge forblir relativt lite de neste tiårene.

Avslutningsvis kartlegger vi utfordringer ved dagens plusskundeordning, nettleiestruktur og støtteordninger ved å ta utgangspunkt i plusskunders samfunnsøkonomiske verdi. Vi finner at reguleringen i dag kan føre til en urimelig omfordeling av ressurser mellom plusskunder og andre interessenter, gitt plusskunders samfunnsøkonomiske verdi.

## **Abstract**

Prosumers is a relatively new phenomenon in Norway, and already today we see a growth in this market. It is therefore of great interest to study what consequences prosumers might have for the power system and society in general. Consequently, we have also studied expected future growth concerning the total number of prosumers in Norway, as the market size will matter for its total socioeconomic value. Lastly, we have discussed what impact the socioeconomic value should have on prosumer policies.

In order to analyse prosumers' socioeconomic value in Norway, we have made use of international studies regarding prosumer pro's and cons and attempted to transfer them to a Norwegian context. We have found that several of the benefits will not be of equal importance in Norway as in the other countries where the studies have been conducted. This implies that it will not be fair to associate an equal socioeconomic value to prosumers in Norway compared to countries such as Germany and the UK. Moreover we find that prosumers' value will vary and depend on conditions such as location and on how well production and consumption coincide. However, we see an untapped potential that can be triggered by technological advances in tools such as distributed storage and demand response.

Additionally, we have studied expected future growth concerning the total number of prosumers in Norway. A large body of research find that the PV-system economic performance is of great importance. As the cost of PV-systems is expected to decrease in the coming years, we expect a continuous growth of prosumers in Norway in the long term. In the short term, however, we have found that the transition from a volumetric grid tariff to a load demand tariff, which will subsequently reduce the investments profitability, will dampen the rate of the growth. Furthermore, we have found that investment costs needs to be reduced considerably in order to make the vast majority of Norwegian households become prosumers. We therefore expect the number of prosumers in Norway to remain relatively small in the coming decade.

Based on prosumers' socioeconomic value we have mapped the challenges concerning today's prosumer policies, grid tariff structure and solar subsidies. We have found today's policy might lead to an unfair distribution of resources between prosumers and other stakeholders, given the prosumers' socioeconomic value.

## **Forkortelser**

kWh	kilowattimer
TWh	terrawattimer
kW	kilowatt
kWp	kilowatt peak
MWp	megawatt peak
NVE	Norges vassdrag- og energidirektorat
DSO	Distribusjonssystemoperatør
TSO	Transmisjonssystemoperatør

# Innholdsfortegnelse

1. Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn .....	1
1.2 Tema og problemstilling .....	2
1.3 Avgrensninger .....	3
1.4 Oppgavens oppbygning.....	3
2. Hva er en plusskunde?.....	4
3. Kraftsystemets oppbygning.....	5
3.1 Kraftnettet.....	5
3.2 Sentrale markedsaktører .....	5
3.2.1 Kraftprodusenter.....	5
3.2.2 TSO .....	6
3.2.3 DSO .....	6
3.2.4 Kraftleverandører .....	7
3.3 Kraftmarkedet.....	7
3.3.1 Engrosmarkedet.....	8
3.3.2 Sluttbrukermarkedet .....	8
4. Plusskunder i Norge .....	9
4.1 Regulering av plusskunder i Norge .....	9
4.2 Plusskunders utvikling i Norge .....	10
4.3 Plusskunder med solcellesystemer i Norge .....	11
4.3.1 Potensialet for produksjon av solkraft.....	12
4.3.2 Priser på solcellesystemer .....	13
4.3.4 Plusskunder i Tyskland .....	14
5. Oppgavens teoretiske grunnlag .....	15
5.1 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet .....	15

5.1.1 Eksternaliteter og kollektive goder .....	15
5.1.2 Rammeverk for en samfunnsøkonomisk analyse .....	17
5.2 LCOE .....	18
5.3 Kjøpsteori .....	20
6. Plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge.....	22
6.1 Litteraturgjennomgang .....	22
6.2 En kvalitativ kost-nytte-analyse av plusskunder i det norske kraftsystemet.....	24
6.2.1 Interessenter .....	24
6.2.2 Fordeler med plusskunder .....	26
6.2.3 Finansielle utfordringer med plusskunder.....	37
6.2.4 Tekniske utfordringer med plusskunder.....	41
6.2.5 Andre utfordringer med plusskunder .....	43
6.3 Plusskunders samfunnsøkonomiske verdi.....	45
7. Fremtidig utvikling i antall plusskunder i Norge .....	50
7.1 Hva driver konsumenter til å bli plusskunder?.....	50
7.1.1 Økonomiske drivere .....	50
7.1.2 Atferdsmessige drivere.....	51
7.1.3 Teknologiske drivere.....	51
7.1.4 Andre viktige faktorer .....	52
7.1.5 Hoveddrivere og barrierer i Norge .....	53
7.2 Privatøkonomisk lønnsomhet til en plusskunde.....	54
7.2.1 Elementer som påvirker lønnsomheten .....	54
7.2.2 Lønnsomhetsberegninger .....	59
7.3 Forventet utvikling i Norge .....	68
8. Betydning for fremtidig regulering .....	71
8.1 Plusskundeordningen og nettleiestrukturen .....	71

8.3 Støtteordninger .....	73
9. Konklusjon og anbefalinger .....	75
9.1 Konklusjon .....	75
9.2 Styrker, svakheter og videre forskning .....	76
10. Litteraturliste .....	78
Vedlegg 1: Solkraftpotensialet i europeiske byer .....	88
Vedlegg 2: Månedlig forbruk for en husholdning.....	89
Vedlegg 3: Månedlig produksjon fra et solcellesystem .....	90
Vedlegg 4: LCOE.....	91
Vedlegg 5: Investeringskalkylene .....	92



## Tabelliste

Tabell 1: Nettselskapers synspunkter på eventuelle fordeler og ulemper ved plusskunder for nettet.....	24
Tabell 2: Oppsummering av fordeler og ulemper med plusskunder i Norge.....	46
Tabell 3: Eksempler på hvordan en investering i et solcellesystem kan gi ulike samfunnsøkonomisk nytte gitt ulike forutsetninger for "husholdningene".....	48
Tabell 4: Forutsetninger for beregning av LCOE .....	60
Tabell 5: Forutsetninger for beregning av lønnsomheten til en solcellesysteminvestering .....	62

## Figurliste

Figur 1: Kostnadsstruktur for nettleie i 2017 ved forbruk på 20.000 kWh.....	7
Figur 2: Utvikling i antall plusskunder i Norge .....	11
Figur 3: Estimert årlig produksjon fra et solcellesystem i utvalgte europeiske byer .....	12
Figur 4: Interessenter ved plusskundeordningen.....	24
Figur 5: Årlig forbruks- og produksjonsprofil for en plusskunde i Norge.....	27
Figur 6: Gjennomsnittlig uttak og innmating for en plusskunde i Norge i løpet av et døgn i august, basert på virkelige tall fra et titalls plusskunder .....	28
Figur 7: Forbruks- og produksjonsprofil for en plusskunde i løpet av en dag.....	35
Figur 8: Dødsspiralen.....	38
Figur 9: Forventet investeringskostnad for et solcellesystem i Norge frem mot 2030 .....	55
Figur 10: Nominell prisutvikling i forbruksavgiften på elektrisk kraft.....	58
Figur 11: LCOE for solkraft og kostnad ved kjøp fra nettet i ulike byer i Norge.....	60
Figur 12: LCOE for solkraft ved ulike investeringskostnader for solcellesystemet .....	61
Figur 13: LCOE for solkraft ved ulik levetid for solcellesystemet.....	62
Figur 14: Lønnsomhet ved dagens nettleiestruktur .....	63
Figur 15: Fordeling av besparelser og inntekter ved dagens nettleiestruktur .....	64
Figur 16: Lønnsomhet ved ulike selvkonsumeringsrater under dagens nettleiestruktur.....	65

Figur 17: Lønnsomhet ved innføring av effektbaserte tariffer .....	66
Figur 18: Fordeling av besparelser og inntekter ved innføring av effektbaserte tariffer .....	67

# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn

De siste årene er det observert en betydelig økning i antall husholdninger som investerer i egen kraftproduksjon - såkalte plusskunder. Denne trenden har i flere land blitt drevet frem av gunstige støtteordninger og et ønske om å redusere klimagassutslipp. Spesielt i land som Tyskland og Storbritannia har antallet plusskunder blitt betydelig, og i følge enkelte analytikere har plusskunder potensialet til å transformere nasjonale kraftsystemer (Rickerson et al., 2014).

Først i 2010 fikk Norge en offisiell plusskundeordning som skulle gjøre det lettere for konsumenter å bli plusskunder. Plusskundeordningen har ledet til at stadig flere norske husholdninger har gått fra å være tradisjonelle konsumenter til å bli plusskunder, men sammenlignet med land som Tyskland og Storbritannia, har vi per i dag svært få plusskunder. Fallende priser innenfor solcelleteknologi, økt tilgjengelighet og bedre informasjon knyttet til slik teknologi samt økende nettleie og avgifter, gjør det stadig mer attraktivt for husholdninger å investere i solcellesystemer. Når en plusskunde først har etablert seg i kraftsystemet, vil plusskunden typisk forbli en kraftprodusent de neste 25 årene. Det er derfor viktig at nettselskaper, myndigheter og øvrige aktører allerede nå forstår implikasjonene av et større antall plusskunder i kraftsystemet. Er det slik at det er ønskelig med mange plusskunder i Norge, eller er de en trussel mot et veletablert og fungerende kraftsystem? På tross av ordninger som gjør det lettere å bli plusskunde i Norge samt offentlige tiltak som gir økonomisk støtte til investering i småskala produksjonsteknologi, forblir ett spørsmål ubesvart - går samfunnet i pluss med plusskunder?

Da plusskunden er en relativt ny aktør i det norske kraftsystemet, eksisterer det lite forskning knyttet til hvilke virkninger plusskunder kan ha for det norske samfunnet som helhet. Er reguleringen tilstrekkelig tilpasset denne nye aktøren som, i følge enkelte analytikere, potensielt kan transformere kraftsystemet? Dette er temaer vi ønsker å belyse i denne oppgaven. I forbindelse med prosjektet "Fremtidens nett", presenterte vi 1. november foreløpige konklusjoner i Oslo for et utvalg norske nettselskaper. Det var stor interesse for oppgavens tema, noe som indikerer at dette er noe selskapene ønsker økt fokus på.

## ***1.2 Tema og problemstilling***

Det finnes flere internasjonale studier som utforsker fordeler og ulemper med plusskunder. Ettersom antallet plusskunder i Norge på nåværende tidspunkt er svært lavt, eksisterer det imidlertid lite forskning knyttet til plusskunders verdi for det norske samfunnet. En gjennomgående trend er at den norske elektrisitetssektoren ikke er direkte sammenlignbar med andre lands elektrisitetssektorer. Vi ser det derfor som verdifullt å undersøke plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge.

Til tross for at antall plusskunder i Norge i dag er svært lavt og plusskunder dermed vil ha begrenset betydning for samfunnet for øvrig, kan det tenkes at veksten vi har sett frem til nå kun er starten på en total transformasjon av kraftsystemet. Vi ser derfor nødvendigheten av å utforske hvilken utvikling en kan forvente i antall plusskunder de kommende årene, da dette vil ha betydning for samfunnet som helhet.

I tilfellet økt antall plusskunder i Norge, vil det være hensiktsmessig å ha en regulering som sørger for en rimelig fordeling av inntekter og kostnader mellom aktørene i markedet, og som kompensere plusskunder for den eventuelle verdien de tilfører samfunnet. Vi ønsker derfor å belyse eventuelle utfordringer ved dagens regulering som berører plusskunder, basert på plusskunders verdi og forventet utvikling.

Fra diskusjonen ovenfor har vi sett det hensiktsmessig å gjøre denne studien tredelt. Først ønsker vi å undersøke plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge, for så å diskutere forventet fremtidig utvikling og avslutningsvis belyse hvilken betydning plusskunders verdi og utvikling bør ha for reguleringen. Dette har ledet oss til følgende problemstilling:

*Hvilken samfunnsøkonomisk verdi har plusskunder i Norge, hvilken utvikling i antall plusskunder kan en forvente fremover og hvilken betydningen har plusskunders verdi samt utvikling for reguleringen?*

Dette er en problemstilling som tar for seg et bredt tema og mange ulike elementer. Formålet med denne oppgaven er derfor å kartlegge og diskutere plusskunders samfunnsøkonomiske verdi og utvikling i Norge i lys av eksisterende litteratur. I dag er plusskundens rolle i det norske kraftsystemet uklar, og oppgaven vil være verdifull da den bidrar med økt kunnskap knyttet til plusskunders betydning for det norske samfunnet.

### ***1.3 Avgrensninger***

Plusskunder er aktører som har investert i og installert egen kraftproduksjon. Plusskunder kan være alt fra husholdninger, industribedrifter til offentlige aktører, da plusskundeordningen ikke setter noen begrensninger for *hvem* som kan bli plusskunde. I tillegg setter ordningen ingen krav til hvilken type produksjonsteknologi som skal benyttes. For å begrense omfanget av oppgaven, fokuserer vi kun på husholdninger som tar i bruk solcellesystemer som produksjonsteknologi.

### ***1.4 Oppgavens oppbygning***

For å forstå sammenhengen mellom plusskunder og samfunnet generelt, vil vi i de første kapitlene avklare hva som ligger i begrepet plusskunde og hvordan det norske kraftsystemet, som plusskunden er en del av, er organisert. Deretter vil vi presentere den gjeldende reguleringen for plusskunder i det norske kraftsystemet, samt presentere markedet for solkraft. I tillegg vil vi kort presentere utviklingen i plusskundesegmentet i Tyskland, da dette er et land med lang erfaring knyttet til distribuert kraftproduksjon.

I kapittel 5 vil vi presentere oppgavens teoretiske grunnlag, da enkelte teoretiske begreper vil være sentrale både for den samfunnsøkonomiske vurderingen av plusskunder samt for å kunne diskutere forventet utvikling i antall plusskunder.

I kapittel 6 vil vi undersøke plusskunder samfunnsøkonomiske verdi i Norge. Her vil vi foreta en kvalitativ kost-nytte-analyse, hvor vi vil gå nærmere inn på fordeler og ulemper som er observert ved plusskunder med solcellesystemer i andre land, og diskutere disse fordelene og ulempene med utgangspunkt i det norske kraftsystemet. På den måten ønsker vi å belyse den samfunnsøkonomiske verdien til plusskunder i Norge.

I kapittel 7 vil vi diskutere forventet fremtidig utvikling i antall plusskunder i Norge ved å ta utgangspunkt i viktige drivere for valget om å bli plusskunde. Vi vil utføre enkelte lønnsomhetsberegninger, da plusskundens lønnsomhet antas å være en viktig faktor for forventet utvikling i antall plusskunder.

På bakgrunn av plusskunders samfunnsøkonomiske verdi og forventet fremtidig utvikling i antall plusskunder, ønsker vi i kapittel 8 å belyse eventuelle utfordringer ved reguleringen av plusskunder slik den er i dag.

Avslutningsvis vil vi presentere våre funn og konklusjoner samt komme med anbefalinger for videre forskning.

## 2. Hva er en plusskunde?

Småskala produksjonsteknologier som utnytter energiressurser som eksempelvis sol, vind og vann blir stadig rimeligere og mer effektive. Introduksjonen av slike produksjonsteknologier introduserer en ny type kraftkunde. Dette er en kunde som produserer elektrisk kraft i liten skala ved for eksempel å ha installert et solcellesystem på boligtakinget. Når forholdene ligger til rette for kraftproduksjon, kan kunden redusere uttaket av elektrisk kraft fra distribusjonsnettet og dermed redusere utgiftene relatert til kjøp av elektrisk kraft.

En plusskunde har sin egen produksjonsenhet og bruker egenprodusert strøm til å delvis dekke eget forbruk. Når produksjonen er mindre enn eget forbruk, kjøpes det som trengs fra kraftleverandør. NVE antar at de fleste plusskunder i Norge vil være husholdninger som installerer et solcellesystem på takinget, men plusskunder kan også ha vannkraftanlegg, vindkraftanlegg eller lignende (NVE, 2017a). Årsproduksjonen fra slike småskalaanlegg overstiger normalt ikke eget forbruk, men i enkelte driftstimer kan de ha overskudd av kraft som kan mates inn på nettet. NVE (2017a) definerer en plusskunde som:

En sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon.

Vi vil foreta en nærmere og mer detaljert beskrivelse av plusskunder og hvordan de er regulert i Norge i kapittel 4.

### **3. Kraftsystemets oppbygning**

Plusskunder er en del av det norske kraftsystemet. For å forstå hvordan plusskunder interagerer med dette markedet, vil vi starte med en presentasjon av det norske kraftsystemet og hvordan enkelte aktører er regulert.

#### ***3.1 Kraftnettet***

De fleste forbrukere av elektrisitet i Norge er tilknyttet det norske overføringsnettet som består av komponenter på ulike spenningsnivåer. På et overordnet nivå finner vi transmisjonsnettet. Dette nettet har høy overføringskapasitet og har som formål å knytte alle forbrukere til et landsdekkende overføringsnett, samtidig som det knytter Norge til utlandet. På nivået under finner vi regionalnettet. Regionalnettet har som formål å dekke større områder som for eksempel regioner eller fylker og transportere elektrisiteten fra transmisjonsnettet til distribusjonsnettet. Distribusjonsnettets oppgave er å forsyne sluttbrukere som husholdninger, tjenesteytere og industri med elektrisitet (NVE, 2017b).

#### ***3.2 Sentrale markedsaktører***

##### **3.2.1 Kraftprodusenter**

Kraftprodusenter er selskaper som eier kraftverk og produserer elektrisk energi. I Norge er det omkring 175 selskaper som produserer kraft, hvor de fleste er offentlig eid. Den norske kraftproduksjonen har en fornybarandel på 98%, hvor vannkraft står for omtrent 96%. Dette gjør Norge til det landet i Europa med høyest fornybarandel i kraftproduksjonen (Olje- og energidepartementet, 2017a).

##### ***3.2.1.1 Distribuert kraftproduksjon***

En typisk klassifisering av distribuert kraftproduksjon er en mindre kilde til elektrisk kraft som ikke er en del av en større, sentral kraftkilde og som er lokalisert i nærheten av konsumenten (Dondi et al., 2002). Produksjonseenhetene kan operere isolert eller være tilkoblet nettet og har ofte såpass lavt produksjonsvolum at de kan tilkobles nettet på hvilket som helst punkt. Distribuert kraftproduksjon inkluderer alt fra solcellesystemer, vindturbiner, dieselgeneratorer og lignende (Costello, 2015). I de tilfeller hvor den distribuerte kraftproduksjonen kan mates inn på nettet, vil produsenten være en plusskunde såfremt de øvrige kravene i plusskundeordningen er tilfredsstillt.

### 3.2.2 TSO

Transmisjonsnettene er eid og drives av en transmisjonssystemoperatør, hvor Statnett er utpekt som systemansvarlig i det norske kraftsystemet (Reiten et al., 2014). Statnett skal sørge for frekvensregulering, sikre momentan balanse i kraftsystemet og utvikle markedsløsninger som bidrar til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet. I tillegg koordinerer Statnett driften av kraftsystemet, sørger for fastsettelse av kapasitet i markedet, håndterer flaskehals og handel med andre land (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, 2002).

### 3.2.3 DSO

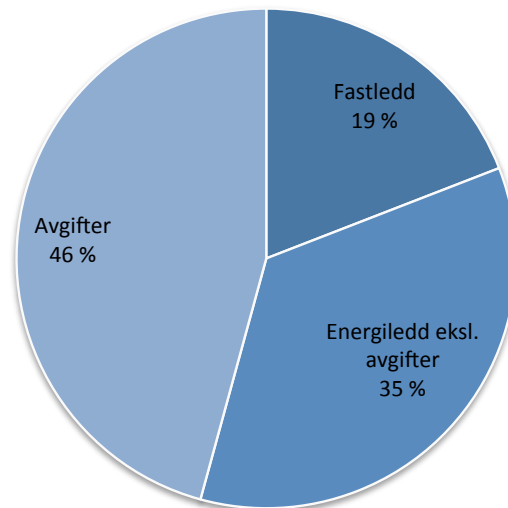
Distribusjonsnettene er eid og drives av flere distribusjonssystemoperatører, heretter kalt nettselskaper. Som følge av at det ikke ville vært samfunnsøkonomisk rasjonelt å åpne opp for at flere selskaper kan bygge ut konkurrerende kraftnett i ett område, er nettselskapene, i fravær av konkurranse, underkastet en offentlig monopolkontroll som utøves av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). For å bygge, eie og drive nettanlegg er det krav om konsesjon, og nettselskapene er underlagt både direkte reguleringer i form av plikter og spesifikke krav og insentivbasert regulering i form av en inntektsrammeregulering (Meld. St. 25, 2016).

Den direkte reguleringen skal sikre nødvendige investeringer i nettet og at det driftes og vedlikeholdes på en tilfredsstillende måte. I tillegg skal reguleringen sikre at alle som ønsker det kan knyttes til nettet, at nettet har tilstrekkelig kapasitet og at leveringskvaliteten er tilfredsstillende (Karlsen, Sagen og Veum, 2004). NVE fastsetter en årlig tillatt inntektsramme for hvert enkelt nettselskap, og denne skal fastsettes slik at inntekten over tid dekker driftskostnader og kapitalkostnadene knyttet til nettet, i tillegg til å gi en rimelig avkastning på investert kapital. Nettselskapene får i hovedsak sine inntekter gjennom tariffene, også kalt nettleie. Nettselskapene skal fastsette tariffene slik at den faktiske inntekten over tid, ikke overstiger tillatt inntekt. På den måten skal innteksreguleringen ivareta de økonomiske rammebetingelsene til nettselskapene, samtidig som den skal ivareta nettkundene gjennom å sørge for at størrelsen på nettleien er rimelig (Karlsen et al., 2004). Differansen mellom faktisk inntekt og tillatt inntekt omtales som mer- eller mindreinntekt. Merinntekt skal tilbakeføres kundene gjennom reduserte tariffene og mindreinntekt kan innhentes fra kundene i senere perioder (Reiten et al., 2014).

Nettselskapene har en viss frihet ved utformingen av nettleien for kundene i sitt leveringsområde. Inntektene blir i hovedsak fordelt mellom et fastledd (kr/år) og et volumetrisk energiledd (øre/kWh) (Olje- og energidepartementet, 2017b). I tillegg utgjør



avgifter en stor andel av den totale nettleien. Nettselskaper krever inn forbruksavgift, merverdiavgift og et beløp som er øremerket det offentlige energifondet, Enova. Figur 1 er et eksempel som illustrerer den relative størrelsen på de ulike elementene inkludert i nettleien for en husholdning med et forbruk på 20.000 kWh, basert på tall fra Agder Energi Nett (Agder Energi Nett, 2017). Fordelingen vil kunne variere noe fra nettselskap til nettselskap, da selskapene står relativt fritt til å fordele sine kostnader mellom fastleddet og energileddet.



Figur 1: Kostnadsstruktur for nettleie i 2017 ved forbruk på 20.000 kWh (Agder Energi Nett, 2017)

### 3.2.4 Kraftleverandører

Kraftleverandører er selskaper som produserer kraft, kjøper elektrisitet på kraftbørsen eller direkte fra produsenter, for deretter å selge til sluttbruker (Rosvold, 2017a).

## 3.3 Kraftmarkedet

1. januar 1991 ble Energiloven, i ettertid kalt kraftmarkedsreformen, innført i Norge (Energiloven, 1990). Bakgrunnen for reformen var at man ønsket en effektivisering av kraftmarkedet og en mer fleksibel bruk av kraft. Energiloven stilte krav om separering av konkurranseutsatte og monopolregulerte virksomheter<sup>1</sup>, hvor kraftproduksjon og omsetning tilhører førstnevnte, og distribusjon og nett tilhører sistnevnte. Videre la Energiloven grunnlag for etableringen av et spotmarked for omsetning av kraft. I 1993 ble kraftbørsen Nord Pool

---

<sup>1</sup> I dag gjelder kravet om selskapsmessig og funksjonelt skille kun for virksomheter med over 100.000 kunder. Lovendringen som trer i kraft 1. januar 2021 pålegger imidlertid alle virksomheter krav om selskapsmessig og funksjonelt skille, uavhengig av størrelse (NVE, 2017c).

etablert, og da det svenske markedet i 1996 ble inkludert i Nord Pool, var verdens første multinasjonale kraftbørs en realitet (Nord Pool, 2016).

I dag er Norge en del av et felles nordisk kraftmarked med Sverige, Danmark og Finland, som igjen er integrert i det europeiske kraftmarkedet via overføringsforbindelser til Tyskland, Nederland, Estland, Polen og Russland. Formålet med kraftutvekslingen er at kraften til enhver tid skal gå fra områder med lav pris til områder med høy pris (Olje- og energidepartementet, 2014). En kan dele kraftmarkedet inn i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet.

### **3.3.1 Engrosmarkedet**

I engrosmarkedet handler kraftleverandørene og kraftprodusenter enten seg imellom eller gjennom kraftbørsen Nord Pool. Markedsprisen på kraft fastsettes på Nord Pool Spot hver dag og er et resultat av tilbud og etterspørsel, noe som gir planlagt balanse mellom samlet produksjon og forbruk for det neste døgnet (Olje- og energidepartementet, 2014).

### **3.3.2 Sluttbrukermarkedet**

Sluttbrukermarkedet for strøm omfatter privatkunder og næringskunder som handler strøm via en kraftleverandør eller gjennom en megler. Sluttbrukere står fritt til å velge kraftleverandør som skal levere elektrisiteten, og betaler en pris per kWh konsumert (NVE, 2017d).

## 4. Plusskunder i Norge

### 4.1 Regulering av plusskunder i Norge

Norge åpnet offisielt for det som kalles ”plusskundeordningen” i 2010. 16. mars 2010 fattet NVE et vedtak der nettselskaper fikk muligheten til å gi plusskunder enkelte forenklinger. Forenklingene innebar at det lokale nettselskapet kunne kjøpe overskuddskraften fra plusskunden og at kunden da slapp å betale fastleddet i innmatingstariffen<sup>2</sup>. Nettselskapene var imidlertid ikke forpliktet til å kjøpe overskuddskraften, og plusskunden måtte i slike tilfeller velge en kraftleverandør som var villig til å kjøpe den. Plusskunden hadde da heller ikke rett på fritak fra fastleddet i innmatingstariffen (NVE, 2017a).

Fra 1. januar 2017 trådte den nye definisjonen av plusskunder i kraft, og fritak fra fastleddet i innmatingstariffen er nå en rettighet for alle plusskunder, uavhengig av hvilket nettselskap kunden er tilknyttet (NVE, 2017a). Den nye forskriften pålegger alle nettselskaper å inngå avtale med kunder som ønsker å bli plusskunder. Videre innebærer ordningen ingen endring av rettigheter og plikter til leverings- og spenningskvalitet, tilknytningsplikt, leveringsplikt, anleggsbidrag mv. Det betyr at så lenge kunden ikke øker sitt overbelastningsvern<sup>3</sup>, så kan ikke nettselskapet kreve at plusskunden betaler anleggsbidrag (NVE, 2017a).

En plusskundes tilknytning til og uttak av elektrisitet fra distribusjonsnettene avregnes etter den samme nettleietariffen som vanlige konsumenter. For å selge overskuddskraft må plusskunden inngå en avtale med en kraftleverandør som er villig til å kjøpe overskuddskraften. Overskuddskraft fra plusskunder leveres inn på nettet og selges til priser satt av kraftleverandøren. Som regel tilsvarer den prisen i det nordiske spotmarkedet Nord Pool. Frem til Elhub<sup>4</sup> settes i drift kan imidlertid plusskunder selge overskuddsproduksjonen til nettselskapet dersom nettselskapene ønsker det (NVE, 2017a).

Når en kraftprodusent leverer strøm inn på nettet må det vanligvis betales en innmatingstariff til nettselskapet, men plusskunder er, som nevnt tidligere, fritatt for fastleddet i innmatingstariffen. Det vil si at plusskunders innmatingstariff kun vil bestå av et variabelt ledd. Den variable innmatingstariffens størrelse varierer fra -5 øre/kWh til +5 øre/kWh,

---

<sup>2</sup> Fastleddet i innmatingstariffen (også kalt andre tariffledd) skal betales av kraftprodusenter for å mate inn kraft i et punkt i nettet. Fastleddet er uavhengig av produsentens innmatingsvolum (NVE, 2016)

<sup>3</sup> Installasjonens overbelastningsvern skal dimensjoneres slik at den tåler den belastningen som normalt omsettes i anlegget (Rosvold, 2011).

<sup>4</sup> Elhub er den nye nasjonale løsningen for informasjonsutveksling i strømmarkedet og skal lanseres i løpet av første kvartal 2018. Løsningen skal sørge for effektiv utveksling av måleverdier og kundeinformasjon som benyttes til leverandørskifter, avregning og ved fakturering av nettleie og strømsalg (NVE, 2017e).

avhengig av om overskuddskraften øker eller reduserer nettapet (NVE, 2017f). I dag opererer flere norske nettselskaper med en negativ variabel innmatingstariff for plusskunder. Årsaken til dette er antakelsen om at plusskunders lokalisering bidrar til å redusere nettapet, snarere enn å øke det (BKK Nett, 2017a). Det vil si at i tillegg til å få betalt for elektrisiteten som selges, vil plusskunder som er tilknyttet et nettselskap som opererer med negativ variabel innmatingstariff motta et ekstra beløp per innmatet kWh. Videre praktiseres det et avgiftsfritak for plusskunder på kraften som produseres og forbrukes selv (BKK Nett, 2017a).

Ettersom plusskunder har en begrenset installert effekt, slipper de å inngå balanseavtale med Statnett slik som andre produsenter er pliktet til. De er i tillegg unntatt kravet om at enheter som omsetter elektrisk energi må ha omsetningskonsesjon (Eidsiva Nett, 2017).

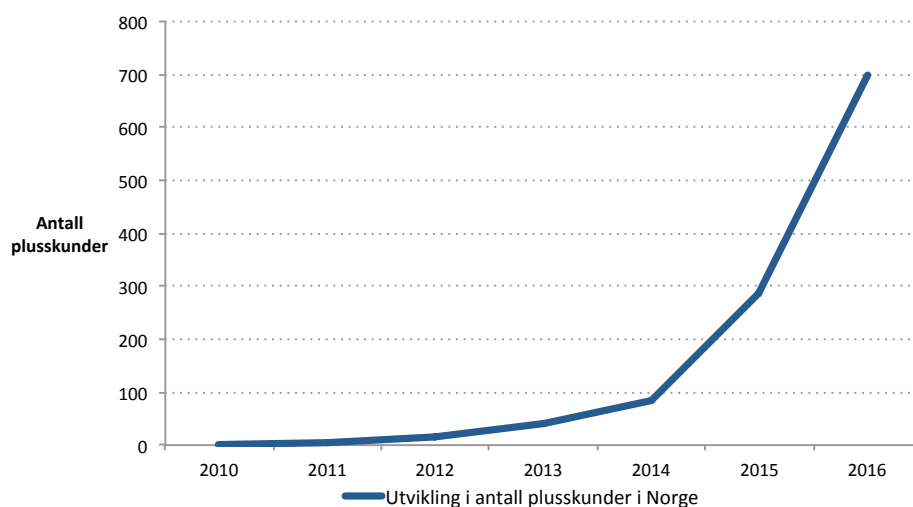
Alle som ønsker å bli plusskunde har krav på å kunne mate inn kraft på nettet, så lenge anlegget tilfredsstiller de tekniske krav satt av nettselskapet. En plusskunde må ha en måler som kan registrere energiflyten i begge retninger. I følge NVE skal alle sluttbrukere i Norge ha tatt i bruk slike nye og smarte målere<sup>5</sup> innen 1. januar 2019 (NVE, 2017g).

#### ***4.2 Plusskunders utvikling i Norge***

Norges første plusskunde fikk Hafslund Nett i 2011 (Hafslund Nett, 2017a). Etter dette har antallet plusskunder stadig økt i Norge, noe figur 2 illustrerer. I en artikkel publisert av Arnslett (2017) hevdes det at det var rundt 700 plusskunder i Norge ved utgangen av 2016, sammenlignet med 850.000 i Tyskland og 650.000 i Storbritannia. Av totalt antall husholdninger utgjør dermed plusskundene i Norge 0,03%, i Tyskland 2,07% og i Storbritannia 2,4% (Destatis, 2017; Office for National Statistics, 2017; SSB, 2017a). Figur 2 viser utviklingen i plusskunder i Norge, som en illustrasjon på nylige trender.

---

<sup>5</sup> Nye målere inngår i ”avanserte måle- og styringssystemer” (AMS), og innebærer at brukerne får bedre informasjon om strømforbruket sitt, mer nøyaktig avregning og mulighet for automatisk styring av forbruket (NVE, 2017g).



Figur 2: Utvikling i antall plusskunder i Norge (Arnslett, 2017)

### 4.3 Plusskunder med solcellesystemer i Norge

Fra oppsummeringen av høringsuttalelser vedrørende endringer i plusskundeordningen, kan man lese følgende:

NVE mener at plusskundebestemmelsen ikke er en støtteordning for å fremme fornybar energi, men en tilpasning av regelverket som gjør det enklere for kunder som produserer egen kraft å selge overskuddskraft. NVE forventer imidlertid at plusskundenes produksjon av elektrisk kraft i all hovedsak vil være fra fornybare energikilder (Fladen og Sandnes, 2016).

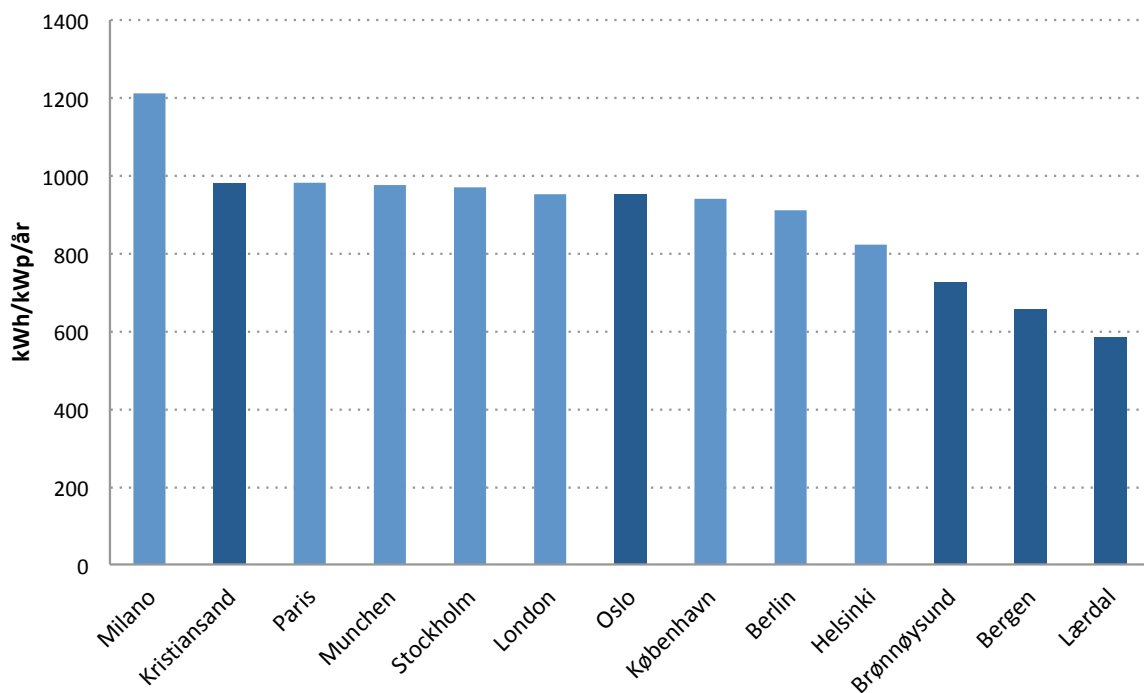
Solcellesystemer er forventet å være den produksjonsteknologien de fleste plusskunder vil benytte seg av i Norge - både i dag og i fremtiden (Bjørnstad, 2012). Vi vil derfor, som nevnt, fokusere på plusskunder som benytter seg av denne teknologien.

NVE (2017h) hevder at solenergi har potensialet til å bli den globalt sett viktigste fornybare energikilden i fremtiden. Det norske markedet for solcellesystemer er imidlertid nokså lite i dag. I slutten av 2016 var installert solkraftkapasitet i Norge på omkring 26,5 MWp, sammenlignet med 855 MWp i Danmark og 140 MWp i Sverige (Bellini, 2017; EurObserv'ER, 2017). Foreslåtte forklaringer på hvorfor markedet for solcellesystemer i Norge er såpass lite, har vært Norges lave kraftpriser, høye teknologikostnader, høy tillit til nettselskapene, relativt lave støtteordninger for plusskunder og det faktum at Norges kraftproduksjon allerede er fornybar (Inderberg, Tews og Turner, 2016).

I dag ser en ser imidlertid vekst i markedet for solkraft i Norge. Fra 2014 til 2015 ble det installert fire ganger flere solcellesystemer til privatboliger i Norge. Totalt sett er det registrert 10% samlet vekst i installert effekt fra solcellesystemer i Norge i perioden 2014 til 2015, og en forventer at denne trenden fortsetter (Multiconsult, 2016). Det skal imidlertid nevnes at utgangspunktet for antall solcellesystemer er svært lavt i Norge og det skal dermed ikke mange nye plusskunder til for at det gir store utslag på statistikken.

#### 4.3.1 Potensialet for produksjon av solkraft

Det er en rekke faktorer som er avgjørende for produksjonspotensialet til solkraft. Den viktigste faktoren er mengden solinnstråling. Solinnstråling i Norge er noe lavere enn flere andre steder i Europa, men kjøligere lufttemperatur bidrar til å redusere systemtapet (Zaitsev et al., 2016). Figur 3 viser estimert årlig produksjon av solkraft i forskjellige byer i Europa, gitt mengden solinnstråling, lufttemperatur og en rekke andre forhold.



Figur 3: Estimert årlig produksjon fra et solcellesystem i utvalgte europeiske byer (vedlegg 1)

Ut fra figuren ser en at potensialet på Sør- og Østlandet er tilnærmet likt som i våre nærmeste naboland. Derimot ser en at byer lenger nord og vest i landet har et lavere potensial. Dette tilsier at lokalisering vil ha stor betydning for solcellesystemets lønnsomhet.

### **4.3.2 Priser på solcellesystemer**

En investering i et solcellesystem utløser kostnader knyttet til innkjøp og installasjon av moduler, invertere og vekselrettere samt kostnader til drift og vedlikehold av systemet over levetiden (Zaitsev et al., 2016). Kostnaden for et solcellesystem er i utgangspunktet relativt høy, men de siste årene har komponentprisene i Norge sunket som følge av økt markedsinteresse. Gjennomsnittlig investeringskostnad for et småskala solcellesystem viser ca. 10% reduksjon fra 2014 til 2015 (Multiconsult, 2016).

Norge ligger i dag på et høyere kostnadsnivå enn andre land. Ifølge Zaitsev et al. (2016) er det 70% dyrere å installere solcellesystemer i Norge enn i Tyskland. Dette skyldes blant annet det umodne markedet i Norge, med mindre erfarne håndverkere enn i Tyskland. Kostnaden for moduler og andre systemkomponenter faller i takt med de internasjonale prisene, men denne kostnadsreduksjonen reflekteres ikke fullt ut i solcellesystemprisene i Norge, hovedsakelig fordi markedet forblir relativt lite (Zaitsev et al., 2016). Mer erfaring og kompetanse vil på lengre sikt være med på å redusere installasjonskostnadene.

#### **4.3.2.1 Støtteordninger**

Støtte og subsidieordninger for solcellesystemer blir gitt i mange land og kan bidra til at flere konsumenter velger å bli plusskunder (European Commission, 2017a). Energifondet Enova arbeider for Norges omstilling til et lavutslippssamfunn, og i 2015 etablerte de en tilskuddsordning for husholdninger som investerer i solcellesystemer (Enova, 2017). Ved installering av et solcellesystem eller annen el-produksjon, vil en kunne få dekket noe av investeringskostnadene av Enova. Selve installasjonen av et solcellesystem gir deg 10 000 kroner i støtte. Resten av støtten avhenger av hvor stor effekt anlegget har. Det gis 1250 kroner per kW installert effekt, opp til 15 kW (Enova, 2016). Det betyr at en kan få en støtte på inntil 28 750 kroner totalt fra Enova. Denne støtteordningen er imidlertid kun gjeldende for privatpersoner. Siden oppstart har totalt 360 husholdninger mottatt denne støtten (Westskog og Aasen, 2017).

I tillegg til Enovas tilskudd eksisterer ulike kommunale støtteordninger for husholdninger som investerer i mindre solcellesystemer. Den mest omfattende støtteordningen tilbys av Oslo kommune (Oslo kommune, 2017). Ordningen ble etablert i 2015 og innebar en støtte tilsvarende 40% av investeringskostnaden til solcellesystemet, men ble senere redusert til 30% (Westskog og Aasen, 2017). Fra oppstart og frem til første halvdel av 2017 har 77

husholdninger i Oslo fått tilsammen 6 millioner kroner gjennom denne ordningen (Neset, 2017).

#### **4.3.4 Plusskunder i Tyskland**

Da Tyskland er et land med forholdsvis lang erfaring med tariffsystemer for distribuert kraftproduksjon, er dette valgt som et sammenligningseksempel. Det skal nevnes at plusskunder aldri har vært offisielt definert i Tyskland, men de har reguleringer som fremmer distribuert fornybar kraftproduksjon for husholdninger.

Så tidlig som i 1990, lanserte den tyske regjeringen et subsidieprogram for å teste funksjonaliteten til små, desentraliserte, nettilknyttede solcellesystemer. Subsidieprogrammet dekket 70% av investeringskostnaden for solcellesystemet, og da programmet ble avsluttet i 1995 var det installert 2000 solcellesystemer (Tews, 2016). I årene som fulgte ble det introdusert flere insentivordninger for husholdninger som førte til flere installerte solcellesystemer.

I 2000 introduserte Tyskland "Renewable Energy Act" (EEG). Da Tysklands kraftproduksjon i hovedsak kom fra ikke-fornybare energiresurser, skulle dette rammeverket fremme bruk av fornybare energiresurser, og inkluderte en såkalt innmatingstariff. Denne innmatingstariffen garanterte produsenter av fornybar elektrisitet en godtgjørelse for innmatet elektrisitet, i tillegg til at den forpliktet nettoperatører å kjøpe og prioritere fornybar energi. Innmatingstariffen ble finansiert gjennom en tilleggsavgift på konsumert elektrisitet, og ble betalt av alle elektrisitetskonsumenter (Tews, 2016).

Introduksjonen av EEG ledet til en kraftig økning i antall plusskunder. Som et resultat av dette ble tilleggsavgiften etterhvert svært høy, noe som førte til at myndighetene i 2012 reduserte innmatingstariffen for fornybar elektrisitet. Dette har videre ført til en nedgang i solcelleinvesteringer for private husholdninger i Tyskland (Inderberg et al., 2016).

Den omfattende investeringen i solenergi i Tyskland har delvis drevet frem et kraftig fall i investeringskostnadene for solcellesystemer. I dag er det hele 850.000 plusskunder i Tyskland, noe som hovedsakelig kan skyldes gode insentivordninger og gunstige innmatingstariffer (Arnslett, 2017). Tyske myndigheters satsing har videre gitt resultater knyttet til utfasing av ikke-fornybare energikilder; i 2014 var fornybare kraftkilder for første gang samlet sett viktigere enn noen annen enkelt energibærer i det tyske kraftsystemet (Lie, 2015).



## **5. Oppgavens teoretiske grunnlag**

I dette kapittelet vil vi presentere oppgavens teoretiske grunnlag. Vi introduserer begrepet samfunnsøkonomisk lønnsomhet og gir en gjennomgang av den samfunnsøkonomiske analysen som brukes for å analysere plusskunders verdi. Samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk lønnsomhet vil i enkelte tilfeller være ulik, og det vil derfor være sentralt å forstå hva disse ulikhetene kan skyldes og hvilke grep myndighetene kan gjøre for å sørge for at samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk lønnsomhet konvergerer.

Da oppgaven videre skal belyse forventet utvikling i antall plusskunder i Norge, vil vi introdusere LCOE-metoden som vi benytter for å beregne levetidskostnadene til et solcellesystem. Avslutningsvis vil vi introdusere kjøpteori, da dette vil ligge til grunn i diskusjonen knyttet til forventet utvikling i antall plusskunder.

### ***5.1 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet***

#### **5.1.1 Eksternaliteter og kollektive goder**

For å kartlegge plusskunders samfunnsøkonomiske verdi, vil det være nødvendig å ta utgangspunkt i en samfunnsøkonomisk analyse. Selv om det skulle vise seg at en investering i et solcellesystem er lønnsom/ulønnsom for plusskunden, vil det ikke i alle tilfeller samsvare med hva som er lønnsomt for samfunnet - hvilket kan skyldes det som i litteraturen kalles eksternaliteter. Når virkninger av en aktørs atferd berører andre aktørers nytte og aktøren ikke tar hensyn til dette i sin tilpasning, eksisterer det eksternaliteter knyttet til aktørens atferd. I de tilfeller hvor en aktør ikke tar hensyn til de samfunnsøkonomiske kostnadene og inntektene ved sine beslutninger, oppstår det et gap mellom privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet (Bergem, 2008).

Ved eksistens av eksternaliteter, vil en beslutning som utelukkende er basert på privatøkonomisk lønnsomhet, føre til en samfunnsøkonomisk ineffektiv ressursallokering. Negative eksternaliteter eksisterer når en aktørs atferd påfører andre aktører kostnader. Dersom aktøren som genererer denne eksternaliteten ikke bærer hele kostnaden selv, vil det kunne føre til et for stort omfang av denne atferden. Positive eksternaliteter vil oppstå i de tilfeller hvor en aktørs beslutninger gir andre aktører økt nytteverdi, uten at aktøren som genererer de positive eksternalitetene blir kompensert for det i markedet. Omfanget av atferden kan da bli mindre enn hva som er samfunnsøkonomisk optimalt (Bergem, 2008).

Når en aktørs atferd ikke konvergerer med hva som er samfunnsøkonomisk optimalt, eksisterer det en markedssvikt, og dette rettfærdiggjør statlige inngrep (Kolstad, 2000). Myndighetenes først-beste respons knyttet til negative eksternaliteter vil være å internalisere eksternalitetene gjennom for eksempel en skatt på produkter, innsatsfaktorer eller prosesser. Situasjonen blir derimot noe annerledes i tilfeller hvor positive eksternaliteter kan oppnås. Et eksempel på en aktivitet som kan generere positive eksternaliteter, er ny teknologi. I slike tilfeller kan subsidier være et passende instrument for myndighetene til å skape insentiver til en atferd som genererer positive eksternaliteter (Stewart, 2007).

I en samfunnsøkonomisk analyse kan det, i tillegg til eksternaliteter, eksistere elementer som er vanskelig å prise eller verdsette. Eksempler på dette kan være goder som er ikke-ekskluderende og ikke-rivaliserende i bruk. Eksklusivitet knyttes til muligheten for å bruke priser som et middel for å rasjonere en aktørs bruk av godet. Det er imidlertid ikke alle goder som kan karakteriseres som ekskluderende. Det er blant annet ikke mulig å ekskludere en aktør fra å konsumere ren luft, og uten eksklusivitet vil ikke et prissystem fungere. Rivalisering knyttes til om det er *ønskelig* å rasjonere aktørens bruk, enten gjennom priser eller andre mekanismer (Kolstad, 2000). Et gode er ikke-rivaliserende i bruk dersom en aktørs konsum ikke reduserer tilgjengelig mengde av dette godet for andre konsumenter, og det kan derfor ikke knyttes noen alternativkostnad til bruken av godet. Dersom det ikke kan knyttes en kostnad ved inkrementelt bruk, og pris er lik marginalkostnad, skal prisen på godet være lik null. Ved en pris lik null vil en sentral problemstilling oppstå; hvordan skal inntekter balansere kostnader slik at godet blir effektivt fremskaffet? Det er ingen kostnad ved å gi tilgang til en ekstra konsument, men fri tilgang til godet vil imidlertid føre til at ingen har et insentiv til å faktisk tilby godet (Isaksen, 2014).

Goder som er ikke-rivaliserende og ikke-ekskluderende blir gjerne omtalt som kollektive goder. Kollektive goder vil ikke fanges opp i markedet, da ikke-ekskludering gjør det umulig å belaste eller kompensere noen for bruken og ikke-rivalisering gjør at prising av disse godene er uønsket. Dersom en lar markedet styre fremskaffelsen av kollektive goder, vil tilbudet av offentlige goder gjerne være lavere enn hva som er samfunnsmessig optimalt (Kolstad, 2000). Det er derfor en del av det offentliges oppgave å sørge for kollektive goder. En økonomisk rasjonell myndighet vil investere i kollektive goder, slik som et stabilt klima og pålitelig elektrisitet, til det punktet hvor marginalnyttens er lik marginalkostnaden. Statlige subsidier kan dermed forsvares for å generere kollektive goder og for å gi insentiver til atferd som

skaper positive eksternaliteter, da slike subsidier kan forbedre samfunnsmessig velferd (Charnovitz, 2014).

### **5.1.2 Rammeverk for en samfunnsøkonomisk analyse**

En samfunnsøkonomisk analyse er et verktøy som kan brukes for å identifisere og synliggjøre virkninger og konsekvenser av et tiltak for samfunnet (Direktoratet for økonomistyring, 2014). Hensikten med analysen er å vurdere hvorvidt et tiltak bidrar til å øke eller redusere samfunnets velferd. Dette gjøres ved at den økonomiske analysen systematisk kartlegger, sammenligner og vurderer virkninger ved alternative tiltak.

Det skilles gjerne mellom tre typer samfunnsøkonomiske analyser; kostnads-effektivitetsanalyse, kostnads-virkningsanalyse og nytte-kostnadsanalyse. Den mest fullstendige formen for samfunnsøkonomisk analyse er en nytte-kostnadsanalyse. I en slik analyse verdsettes alle sentrale nyttevirksomheter i kroner, så langt det lar seg gjøre, og gir på denne måten meningsfull informasjon ved å sammenligne nytten opp mot tiltakets kostnader. Felles for de to førstnevnte analysene er at en ikke kan beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten siden det kun er kostnaden ved tiltaket som verdsettes i kroner. Analysene kan likevel gi nyttig informasjon for beslutningstakere ved vurdering av tiltaket.

En samfunnsøkonomisk analyse består gjerne av følgende steg: 1) beskrive problem og mål; 2) spesifisere tiltak; 3) identifisere interessenter; 4) beskrive og verdsette virkninger; 5) synliggjøre usikkerhet; og 6) gi en samlet vurdering og anbefaling (Direktoratet for økonomistyring, 2014).

I tilfeller der det ikke er mulig å verdsette nyttevirksomhetene i kroner, kan en benytte en kostnads-virkningsanalyse. I en slik analyse beregnes kostnadene ved tiltaket og det gis en kvalitativ beskrivelse av de ulike nyttevirksomhetene (Direktoratet for økonomistyring, 2014). Bruk av en kostnads-virkningsanalyse gir ikke grunnlag for å rangere ulike alternativer på bakgrunn av deres samfunnsøkonomiske nytte, da den samfunnsøkonomiske nytten ikke er mulig å beregne. Metoden er likevel et nyttig verktøy for å belyse virkningene av et tiltak (NOU 2012:16). Da antall plusskunder i Norge i dag er svært lavt, vil det være vanskelig å identifisere alle mulige virkninger plusskunder kan føre med seg for samfunnet. Videre vil flere av virkningene være vanskelige å kvantifisere. På bakgrunn av dette vil vi i vår analyse gjennomføre en kvalitativ beskrivelse av de potensielle samfunnsøkonomiske virkningene

plusskunder kan ha for samfunnet. En kostnads-virkningsanalyse vil da være den mest nærliggende analysemetoden for den samfunnsøkonomiske vurderingen vi foretar.

## 5.2 LCOE

For å belyse privatøkonomisk lønnsomhet ved en solcellesysteminvestering vil vi, i tillegg til en tradisjonell investeringskalkyle, benytte en metodikk kalt “levelized cost of electricity”. LCOE er en utbredt metode for å beregne og sammenligne levetidskostnadene for elektrisitet for ulike produksjonsteknologier. Ved å benytte denne metodikken kan en finne energikostnaden per enhet (kr/kWh) basert på prosjektets totale levetidskostnad. Ved å sammenligne LCOE og kostnaden ved å kjøpe kraft fra nettet, vil en se om den aktuelle produksjonsteknologien har nådd nettparitet eller ikke. Nettparitet inntreffer når en energiressurs kan generere kraft til en levetidskostnad (LCOE) som er mindre eller lik kostnaden for kraftkjøp fra nettet (Bhandari og Stadler, 2009). En av de store fordelene ved LCOE-metodikken er at den endelige aggregerte verdien kan fungere som en sammenligningsfaktor, og LCOE-metoden kan dermed brukes for å sammenligne ulike teknologier på tross av ulik kostnadsstruktur (Ommedal, 2015).

Kritikk av LCOE-metodikken er knyttet til at den ikke tar hensyn til den finansielle prestasjonen i ulike stadier av prosjektets levetid, da en ved beregning av LCOE antar at kostnadene er faste over tid. I tillegg adresserer ikke LCOE-metodikken det faktum at nivået på energisikkerheten og miljømessige faktorer vil variere mellom ulike produksjonsteknologier. LCOE-metodikken forutsetter en statisk verden hvor det ikke forekommer usikkerhet, og hvor de årlige kostnadene er gitt av faste kostnads- og produksjonsnivåer. Beregningene vil derfor ikke reflektere kompleksiteten, risikoen og usikkerheten i kraftmarkedet. For å få et bedre beslutningsgrunnlag, bør LCOE-metodikken kombineres med andre mer detaljerte analyser som i større grad tar hensyn til risiko og usikkerhet (Dale og Husabø, 2013).

Tre distinkte elementer; kapitalkostnader, drift- og vedlikeholdskostnader samt brenselkostnader, evalueres ved bruk av LCOE-metodikken. Vi tar utgangspunkt i metoden presentert av Narbel, Hansen og Lien (2014) for å beregne LCOE:

Alle energiprojekter krever en investering før enheten kan generere elektrisk kraft. I den fullstendige LCOE-formelen er investeringskostnaden målt i kr/kW og betegnet som  $c_p$ .  $p$  betegner årlig produksjon per kW fra energiprojektet.  $R$  omtales som

kapitalgjenvinningsfaktoren, som er andelen av investeringskostnaden som inntektene må dekke hvert driftsår for å balansere kostnader og inntekter i løpet av levetiden. Videre må diskonteringsraten,  $r$ , og prosjektets levetid,  $T$ , inkluderes i beregningene.

$$\text{Kapitalkostnad} = \left[ \frac{R \cdot c_p}{p} \right]$$

$$\text{hvor } R = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1}$$

I tillegg til kapitalkostnader, må en ta hensyn til drift- og vedlikeholdskostnader som vil påløpe i løpet av prosjektets levetid. Første års drift- og vedlikeholdskostnader per kW er betegnet som  $c_o$ .  $l$  tar hensyn til at drift- og vedlikeholdskostnader øker i takt med levetiden til anlegget.  $l$  er avhengig av diskonteringsraten,  $r$ , og eskaleringsraten,  $e$ .  $e$  måler hvor mye drift- og vedlikeholdskostnadene forventes å øke årlig.

$$\text{Drift- og vedlikeholdskostnader} = \left[ l \cdot \left( \frac{c_o}{p} \right) \right]$$

$$\text{hvor } l = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \cdot \frac{(1+e)}{(r-e)} \cdot \left[ 1 - \left( \frac{1+e}{1+r} \right)^T \right]$$

En tredje kostnad LCOE-formelen tar hensyn til, er brenselkostnader. Denne kostnaden er ikke-eksiterende for solkraftprosjekter, da solkraft ikke krever noen form for brensel. Den årlige kostnaden per kW for brensel er betegnet  $c_f$ .

$$\text{Brenselkostnad} = \left[ l \cdot \left( \frac{c_f}{p} \right) \right]$$

Kostnadselementene ovenfor leder til en fullstendig formel for å beregne levetidskostnadene til energiprojektet.

$$\text{Fullstendig LCOE-formel} = \left[ \frac{R \cdot c_p}{p} \right] + \left[ l \cdot \left( \frac{c_o}{p} \right) \right] + \left[ l \cdot \left( \frac{c_f}{p} \right) \right]$$

LCOE-beregningene som blir utført i denne oppgaven er reelle, hvilket innebærer at diskonteringsraten som benyttes ikke er korrigert for antagelser knyttet til inflasjon. I nominelle LCOE-beregninger tar en høyde for inflasjon, og dermed kan disse beregningene potensielt være mer tallmessige presise. Da vi kun vil benytte LCOE-beregningene for å illustrere kostnadsnivået i dag, samt undersøke om produksjonsteknologien har nådd nettparitet i Norge, vil vi argumentere for at en reell diskonteringsrate er tilstrekkelig.

### **5.3 Kjøpsteori**

I kapittel 7 vil vi diskutere forventet utvikling i plusskundesegmentet de kommende årene. Det vil derfor være naturlig å inkludere teori som knytter seg til kjøps- og atferdsteori. Vi ønsker spesielt å belyse teori som beskriver at selv ved fravær av privatøkonomisk lønnsomhet, vil det finnes individer som gjennomfører et kjøp eller en investering. Kjøpsprosessen er veldokumentert i flere studier og følger prosessen av et rasjonelt valg, hvor evalueringen av ulike alternativer er basert på en evaluering av kostnader og fordeler. Dette er en kognitiv prosess som blir påvirket av ulike faktorer, slik som tilgjengelig informasjon, kvalitet og verdi (Peattie, 1992).

Teorien om rasjonelle valg forklarer kjøpsprosessen med utgangspunkt i at individer anerkjenner et behov for et produkt, skaper en bevissthet knyttet til produktet basert på dets attributter og deretter bestemmer seg for å enten forbruke eller avvise produktet. Teorien om rasjonelle valg tar imidlertid ikke hensyn til det faktum at individer også utnytter deres følelsesmessige perspektiv og kan velge å enten ta i bruk eller distansere seg fra varer eller tjenester de liker eller misliker (Hansen, 2005).

Teoriene om overveid handling og planlagt atferd er etablerte teorier som forsøker å plassere kjøpsprosessen i en kontekst med rasjonell beslutningstaking, basert på oppfatninger, verdier og holdninger. Ifølge disse teoriene er intensjon til handling den viktigste predikatoren for om et individ vil utføre en handling eller ikke. Intensjon påvirkes av interne og eksterne kontrollelementer og blir sett på som en funksjon av individets holdning knyttet til en bestemt atferd og eventuelle subjektive normer. Et individs atferd kan altså predikeres ved å vurdere individets holdning til atferden og hvordan individet tror andre vil reagere dersom atferden blir utført (Fishbein og Ajzen, 1975).

Innovasjonsbeslutningsteorien tar for seg den mentale prosessen et individ går igjennom fra første kunnskap om en innovasjon til beslutningen om adopsjon eller avvisning av innovasjonen. Innovasjonsbeslutningen skiller seg fra andre beslutningssituasjoner, da individet må velge et *nytt* alternativ over de som allerede eksisterer. Beslutningsprosessen kan deles i fire stadier: kunnskap, overtalelse, beslutning og bekreftelse (Rogers, 2010). Individet vil først bli eksponert for innovasjonens eksistens og tilegner seg deretter en forståelse om hvordan den fungerer. I overtalelsesstadiet skaper individet seg en gunstig eller ugunstig holdning knyttet til innovasjonen og tar deretter en beslutning om adopsjon eller avvisning i beslutningsstadiet. Til slutt vil individet søke bekreftelse for innovasjonsbeslutningen som ble

tatt, og individet kan i dette stadiet reversere beslutningen dersom individet blir eksponert for motstridende meldinger knyttet til innovasjonen. I tillegg vil beslutningstakeren kunne promotere innovasjonen til andre individer (Hubbard og Mulvey, 2003). I følge Kaplan (1999) vil kunnskapsstadiet i en innovasjonsbeslutning være kritisk, da det er forløperen til adopsjonsinteresse.

I krysningpunktet mellom fagfeltene økonomi og psykologi, finner en atferdsøkonomi. Atferdsøkonomisk teori hevder at det finnes bestemte motiver til hvorfor enkelte goder blir kjøpt av et individ; for vedlikehold, for akkumulering, for nytelse og for personlig måloppnåelse. Tanken er da at “vedlikeholdsgoder” er produkter som dekker grunnleggende behov, “akkumuleringsgoder” er produkter av bedre kvalitet, “nytelsesgoder” er luksusprodukter og “måloppnåelsesgoder” kan være innovative produkter (Diclemente og Hantula, 2003). Videre tillater atferdsøkonomisk teori en kategorisering av forbrukere basert på den dominerende motivasjonen for kjøp. Blant annet hevdes det at individer som først tar i bruk et nytt produkt eller innovasjon, motiveres av prestisje og personlig måloppnåelse, mens den neste kategorien kjøpere vil legge større vekt på evnen til å kunne betale (Faiers, Cook og Neame, 2007).

## **6. Plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge**

Solcellesystemer for husholdninger har de siste årene gått fra å være et nisjeprodukt til å bli noe flere velger å investere i. Dette kan ha både forutsette og uforutsette konsekvenser for interessenter og kraftsystemet slik situasjonen er i dag. Er det slik at det er ønskelig med mange plusskunder, eller er de en trussel mot et veletablert og fungerende kraftsystem? Det er viktig at nettselskaper og øvrige aktører allerede i dag forstår implikasjonene dersom det skulle komme et stort antall plusskunder i kraftsystemet.

Vi tar utgangspunkt i en kostnads-virkningsanalysen, beskrevet i avsnitt 5.1.2, og gjennomfører en kvalitativ kost-nytte-analyse av plusskunder i Norge for å analysere plusskunders verdi ut fra nytte- og kostnadselementer de kan medføre. Vi vil starte med en kort presentasjon av utvalgt litteratur som vil være grunnlaget for vår analyse.

### ***6.1 Litteraturgjennomgang***

Ettersom flere husholdninger investerer i distribuert kraftproduksjon, har studier forsøkt å utforske hvilke fordeler og ulemper dette kan ha for kraftsystemet og samfunnet som helhet.

International Energy Agency (IEA) stod bak en omfattende rapport som presenterte fordeler og ulemper observert med plusskunder som tok i bruk solcelleteknologi (Rickerson et al., 2014). De trakk frem energisikkerhet, rimeligere energi, bærekraftig kraftproduksjon, økt konkurranse og innovasjon, reduserte utslipp og redusert arealbruk som isolerte fordeler ved solkraft. Videre presenterte de fordeler som at plusskunder kan redusere nettap, utsette investeringer i nettet og gi økt gjenoppretningsdyktighet. utfordringer og ulemper som ble trukket frem ved plusskundevekst i rapporten fra IEA var finansielle utfordringer for nettselskaper, etablerte kraftprodusenter, andre konsumenter og myndighetene, i tillegg til tekniske utfordringer som spenningsfluktuasjoner og kapasitetsproblemer i nettet.

Videre har Schill, Zerrahn og Kunz (2017) forsøkt å koble sammen diverse litteratur knyttet til desentralisering av kraftsystemet, distribuert kraftproduksjon, selvkonsumering og samfunnsøkonomiske utfordringer ved en transformasjon av kraftsystemet. De nevner blant annet en metastudie av Luthander et al. (2015) som tar for seg husholdningers atferdsmessige respons i etterkant av en solcelleinstallasjon knyttet til energieffektivitet, hvor det er vist at husholdninger både kan øke og redusere energieffektiviteten etter en solcellesysteminstallasjon. CEER (2016) hevder at plusskunder, under visse betingelser, kan utløse ekstra systemfleksibilitet, mens Haller, Ludig og Bauer (2012) og Fürsch et al. (2013)



argumenterer for at distribuert kraftproduksjon kan øke behovet for lokal balansering og dermed medføre ekstra systemkostnader.

Vi har kontaktet et utvalg nettselskaper i Norge for å få deres synspunkter på eventuelle fordeler og ulemper med plusskunder i kraftsystemet, med særlig vekt på tekniske utfordringer for nettet. Tabell 1 oppsummerer svarene, og de vil benyttes for å belyse enkelte fordeler og ulemper med plusskunder i analysen.

<b>Virkninger av plusskunder for nettet</b>	<b>Hafslund Nett</b>	<b>Agder Energi Nett</b>	<b>Istad Nett</b>
Største fordelen for nettet?	Dersom anlegget til enhver tid produserer i de dimensjonerende periodene kan det være en fordel. Hvis ikke så er tilfellet, må nettet uansett dimensjoneres for uttaket, uavhengig av produksjonen, og da utgjør ikke dette noen nettmessig fordel.	Foreløpig ingen store fordeler.	Private solcellesystemer har veldig liten betydning i deres nett (lite leveranse til nettet). Større solcellesystemer kan gi noe reduserte nettap.
Største utfordringen for nettet?	Spenningsutfordringer (forhøyet spenning ved innmating).	Distribusjonsnettet kan være underdimensjonert for et stort antall plusskunder som mater teoretisk maksinntak.	Å sikre tilfredsstillende kvalitet på installasjonene med blant annet sikker frakobling i forbindelse med strømutfall.
Reduserte nettap?	Bidrar til reduserte nettap ved at det blir kortere transportvei (gjelder underskuddsområder). I overskuddsområder vil plusskunder ha motsatt virkning, ved at nettapet øker ved økt innmating av produksjon. Plusskunder kan altså medføre begge deler.	Såpass få plusskunder at innvirkningen er minimal.	Se spørsmålet om største fordelen for nettet.
Økte spenningsutfordringer?	Når du har solproduksjon vil du få full samtidighet i et område. Dette kan utløse kostnader til forsterkning av nettet. Må nettselskaper fremover dimensjonere for at kunden potensielt en gang i fremtiden skal kunne mate ut kraft tilsvarende overbelastningsvern?	Kan være en utfordring hvis man ikke vurderer det aktuelle nettet.	Har kjørt målinger som tyder på små problemer, men kommer til å følge opp med målinger når produksjonen er større.

Økte kapasitetsproblemer?	Ikke observert dette. God plass i nettet. Ser ikke for seg noen store problemer slik det er i dag.	For at dette skal skje må plusskundeveksten være stor i ett område. Foreløpig ikke noen store problemer med kapasitet.	Skal mye til.
---------------------------	--	--	---------------

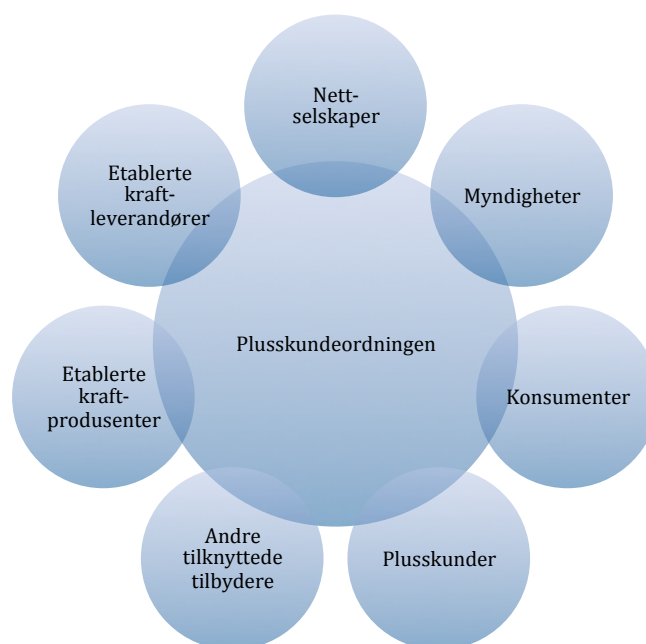
Tabell 1: Nettselskapers synspunkter på eventuelle fordeler og ulemper ved plusskunder for nettet

## 6.2 En kvalitativ kost-nytte-analyse av plusskunder i det norske kraftsystemet

For å vurdere den samfunnsøkonomiske nytten plusskunder kan ha for Norge, vil vi gjennomføre en kvalitativ kost-nytte-analyse, hvor vi systematisk presenterer fordeler og ulemper eller utfordringer knyttet til plusskunders inntreden i kraftsystemet, og diskuterer disse med utgangspunkt i norske forhold. Fra myndighetenes side vil plusskundeordningen være “tiltaket” som tillater integrasjon av plusskunder i det norske kraftsystemet. Vi vil derfor starte analysen med en gjennomgang av interessentene i plusskundeordningen da det er de som direkte vil bli påvirket av plusskundevekst.

### 6.2.1 Interessenter

Interessenter er personer, grupper eller organisasjoner som kan påvirke eller bli påvirket av en sak eller et anliggende (Difi, 2016). Det er flere grupper som blir påvirket av plusskundeordningen. Myndighetene bestemmer hvordan plusskundene skal reguleres og kan dermed oppleve press fra ulike interessenter når de forsøker å finne den mest hensiktsmessige plusskundeordningen. Nedenfor tar vi for oss de viktigste interessentene.



Figur 4: Interessenter ved plusskundeordningen (Rickerson et al., 2014)

### ***6.2.1.1 Plusskunder***

I Tyskland, hvor det allerede er et stort antall plusskunder, har plusskundene fått betydelig politisk innflytelse (Rickerson et al., 2014). Forsøk på å innskrenke plusskunders fordeler kan dermed møte politisk press, ikke bare fra plusskundene selv, men også fra andre organisasjoner og personer som ønsker vekst i antall plusskunder. Å endre en regulering kan møte stor motstand og være vanskelig å gjennomføre dersom det påvirker en stor gruppe interessenter. Derfor vil det være viktig å ha en god, sikker og fremtidsrettet regulering for plusskunder på et tidlig stadium.

### ***6.2.1.2 Myndighetene***

Myndighetenes beslutninger rundt plusskundeordningen kan ha finansielle implikasjoner for ulike interessenter og medføre tekniske utfordringer for nettet. I Norge, hvor avgifter er knyttet til volumet av elektrisitetssalg, kan myndighetene oppleve reduserte avgiftsinntekter ved betydelig plusskundevekst.

### ***6.2.1.3 Nettselskaper***

Plusskunder reduserer mengden elektrisitet kjøpt fra nettet. Ved dagens nettleiestruktur kan plusskunder dermed minske inntekten nettselskapene får fra elektrisiteten de leverer til nettkundene i distribusjonsnettet, hvilket kan lede til økte tariffer neste periode. Store grupperinger av plusskunder kan videre være en utfordring for nettets pålitelighet, noe som er en av kjerneoppgavene til nettselskapene. På den annen side kan plusskunder generere besparelser for nettselskapene dersom de kan redusere investeringsbehov eller tilby økt fleksibilitet.

### ***6.2.1.4 Etablerte kraftprodusenter og kraftleverandører***

Plusskunder er produsenter av elektrisitet. De konkurrerer dermed med kraftprodusenter og kraftleverandører og kan følgelig redusere deres inntekt. I 2013 utførte PwC en undersøkelse blant ansatte fra kraft- og systemoperatørselskaper i Europa, Amerika, Asia, Midtøsten og Afrika. Undersøkelsen viste at 82% av respondentene så på distribuert kraftproduksjon som en mulighet og 18% så på det som en trussel (PwC, 2013). Respondentene i undersøkelsen la blant annet vekt på at flere plusskunder i kraftsystemet vil kunne bidra til økt fokus på kostnadseffektivitet og innovasjon for selskapene.

### **6.2.1.5 Andre tilknyttede tilbydere**

Avhengig av hvordan plusskundemarkedet utvikler seg, kan selskaper også utenfor solcellespekteret se økt etterspørsel etter deres produkter eller tjenester. Dette kan for eksempel være selskaper som utvikler og selger produkter eller løsninger innenfor lagring, sluttbrukerfleksibilitet, varmepumper, elbiler og tilknyttede komponenter (Rickerson et al., 2014).

### **6.2.1.6 Konsumenter**

Andre konsumenter kan påvirkes økonomisk som følge av endringer i tariffen som måtte komme av økt antall plusskunder. Videre kan det tenkes at store konsentrasjoner av plusskunder kan påvirke markedsprisene på elektrisitet, noe som har blitt observert i Tyskland (Rickerson et al., 2014). I tillegg kan plusskunder påvirke andre konsumenter gjennom miljømessige faktorer som for eksempel reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp og mindre arealbruk knyttet til kraftproduksjon.

## **6.2.2 Fordeler med plusskunder**

Det er trukket frem flere positive virkninger ved distribuert kraftproduksjon som har bidratt til å drive frem plusskundevekst i flere land. I dette avsnittet vil vi gå nærmere inn på de ulike fordelene man antar plusskunder med solcellesystemer kan ha for samfunnet som helhet, og diskutere nytten av disse fordelene med utgangspunkt i det norske kraftsystemet.

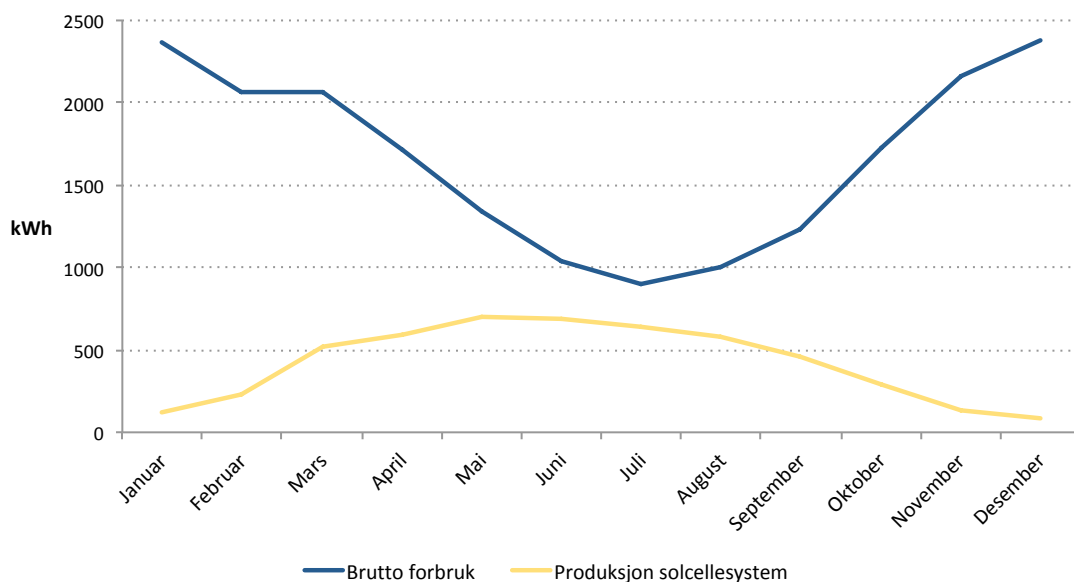
### **6.2.2.1 Energisikkerhet**

Energisikkerhet vil si at det finnes tilstrekkelig energilevering til å møte etterspørsel til alle tider og at det eksisterer nødvendig infrastruktur til å transportere ressursen dit den skal konsumeres (Rickerson et al., 2014). Solkraft er en fornybar og lett tilgjengelig ressurs som kan bidra til å sikre energilevering i perioder med mangel på brensel eller geopolitisk ustabilitet - spesielt for land som hovedsakelig importerer energi (Oliva, MacGill og Passey, 2014). I tillegg kan solcellesystemer muliggjøre moderne energitjenester til isolerte områder som ikke har en trygg energitilførsel eller mangler det fullstendig. Solkraftproduksjon kan foregå der det endelig skal konsumeres, hvilket gjør infrastruktur for transport av elektrisiteten overflødig i situasjoner hvor konsumenten er selvforsynt fra solcellesystemet.

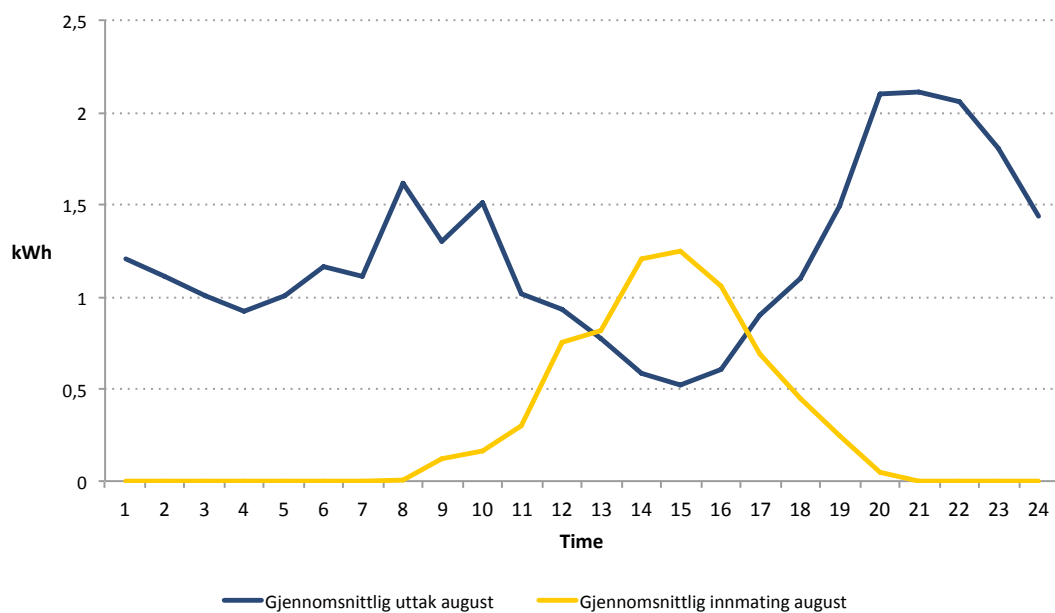
De fleste plusskunder er imidlertid avhengig av å være tilkoblet nettet, da de kun i enkelte perioder er selvforsynte (Rickerson et al., 2014). Solkraft er en uregulerbar energiressurs og det er derfor nødvendigvis ikke samsvar mellom produksjon og forbruk til enhver tid (Schill

et al., 2017). I Norge, hvor potensialet for solkraft varierer mye i løpet av året, vil ikke solkraft alene kunne sikre energisikkerhet for konsumenten til alle tider. Dette illustreres tydelig i figur 5 som svært aggregert viser at sett over ett år, så vil produksjonen fra solcellesystemet være lavest i de periodene hvor forbruket er størst. Figur 6 illustrerer gjennomsnittlig innmating og uttak fra en plusskunde for et døgn i august, og poengterer at selv i de timene hvor produksjonsvolumet er størst, må plusskunden trekke elektrisitet fra nettet.

Norge har vært nettoeksportør av kraft de siste årene. Det vil si at kraftproduksjonen fra norske kraftverk har oversteget nasjonal etterspørsel totalt sett. I tillegg gir magasinkraftverkene i Norge en unik fleksibilitet som muliggjør lagring av energi til etterspørselen etter kraft oppstår (Meld. St. 25, 2016). Dette impliserer at økt kraftproduksjon fra solcellesystemer i Norge, forsterker en allerede høy energisikkerhet. På den andre siden kommer kraftproduksjonen i Norge hovedsakelig fra vannkraft. Solkraft kan bidra til å diversifisere den norske kraftporteføljen, og kan for eksempel øke energisikkerheten i år med lite nedbør (Oliva et al., 2014). Dette tilsier at Norges energisikkerhet kan bli noe forbedret ved økt solkraftproduksjon, men som nevnt er den i utgangspunktet allerede høy. Vi vil derfor ikke knytte stor nytte til denne fordelene.



Figur 5: Årlig forbruks- og produksjonsprofil for en plusskunde i Norge (vedlegg 2 og 3)



Figur 6: Gjennomsnittlig uttak og innmating for en plusskunde i Norge i løpet av et døgn i august, basert på virkelige tall fra et titalls plusskunder (data fra Adapt Consulting)

### 6.2.2.2 Rimeligere elektrisitet

Rimeligere elektrisitet er en fordel for andre konsumenter og økonomien som helhet (Rickerson et al., 2014). Marginalkostnaden<sup>6</sup> ved å produsere solkraft er, som for andre fornybare ressurser, tilnærmet lik null (Frew et al., 2016; Førsvund, 2013). I Tyskland har den betydelige andelen plusskunder ført til reduserte markedspriser, spesielt under formiddagen, som følge av økt tilbud av solkraft og det faktum at solkraft har lavere marginalkostnaden enn ikke-fornybar kraft. I Tyskland kommer kraftproduksjonen i hovedsak fra termiske kraftverk<sup>7</sup> som i de fleste tilfeller kun ønsker å produsere så lenge kraftprisen dekker produksjonskostnaden i den aktuelle driftstimen. Eieren av solcellesystemet vil derimot ønske å produsere og selge overskuddskraft så lenge markedsprisen er positiv, noe som åpner opp for lavere kraftpriser enn hva tilfellet er ved et kraftsystem hvor alle kraftprodusentene må forholde seg til en gitt produksjonskostnad.

I dag har Norge svært få plusskunder, og de vil dermed ha begrenset betydning for kraftprisene. Konsekvensene av økt antall plusskunder vil imidlertid være vanskelig å uttale seg om. I Norge er 98% av kraftproduksjonen allerede fornybar og kraftprisene er svært lave sammenlignet med kraftpriser i andre europeiske land (SSB, 2016; Eurostat, 2017). Ved

<sup>6</sup> Marginalkostnaden er kostnaden ved å produsere én ekstra enhet (Ognedal, 2011).

<sup>7</sup> Termiske kraftverk omdanner termisk energi (varme) til elektrisk energi. Energikilden i termiske kraftverk kan være olje, kull, gass eller andre varmekilder. Kjernekraftverk er i prinsippet også et termisk kraftverk (Rosvold, 2017b).

betydelig plusskundevekst kan det tenkes at kraftprisene reduseres i enkelte perioder med høy solkraftproduksjon, spesielt dersom total produksjon er høyere enn den totale etterspørselen. Hvordan betydelig plusskundevekst vil kunne påvirke kraftprisene i Norge er imidlertid også avhengig av hvordan vannkraftprodusenter, med mulighet til å lagre vannet, vil reagere ved økt solkraftproduksjon i enkelte timer (Oliva et al., 2014). Dersom magasinkraftverkene tilpasser produksjonen i forhold til kraftbehovet og øvrige nordiske produksjonsressurser, kan det argumenteres for at prisen i et langtidsperspektiv ikke vil reduseres nevneverdig (Meld. St. 25, 2016).

### **6.2.2.3 Bærekraftig kraftproduksjon, innovasjon og økt konkurranse**

Mengden fossilt brennstoff som kan bli utvunnet vil omsider bli begrenset, enten ved regulatoriske hindringer eller ved at ressursen går tom. Fornybare kraftprodusenter vil ha muligheten til å levere energi hvis og når fossilt brennstoff ikke lenger er akseptert eller tilgjengelig. I Norge er vi kommet langt på veien mot en bærekraftig kraftproduksjon, da omtrent all produksjon er fornybar. I avsnitt 6.2.2.4 vil vi nærmere diskutere verdien av økt solkraftproduksjon knyttet til miljø og reduserte utslipp.

Vekst i solkraftproduksjon kan skape nye, lokale jobber i produksjons-, installasjons- og tjenesteindustrien. Land som satser på solkraft kan utvikle kunnskap og erfaring som videre kan gi det respektive landet en konkurransefordel som eksportør (Rickerson et al., 2014). Det at investeringer i solkraftproduksjon øker i Norge, skaper et nytt marked, og vi har allerede sett en oppblomstring av selskaper som retter seg mot dette markedet - blant annet Otovo<sup>8</sup>. Et voksende marked i Norge kan gi økt kunnskap, noe som kan lede til teknologiske gjennombrudd, forbedring av produkter og tjenester og økt tilpasning av teknologi til lokale forhold. Dette kan skape nye arbeidsplasser og redusere kostnadene til et solcellesystem, noe som kan øke verdiskapningen ytterligere (IRENA og CEM, 2014). Aktører kan benytte solkraft i forbindelse med eksisterende produkter og tjenester og for å utvikle nye virksomhetsområder, i tillegg til at et større plusskundesegment kan ha positive synergieffekter for andre teknologier - som for eksempel elbilindustrien. Zaitsev et al. (2016) nevner kraftbransjen, finans og forsikring, varehandel og bygg- og eiendomsbransjen som eksempler på bransjer i Norge som kan posisjonere seg i verdikjeden for solkraft.

---

<sup>8</sup> Otovo beskriver seg selv som en norsk teknologistartup som gjør det enkelt å få kortreist og garantert grønn energi produsert på eget tak. De tar blant annet for seg prosjektering og installering av solcellesystemer på tak (Otovo, 2017)

Videre har en av de største driverne for markedsliberalisering vært å skape konkurranse mellom kraftprodusenter. Plusskunder kan utfordre etablerte forretningsmodeller og tilføre et stort antall nye aktører til markedet, noe som videre kan lede til økt effektivitet og innovasjon (Rickerson et al., 2014). I Norge har vi imidlertid et betydelig antall kraftprodusenter i forhold til mange andre land, noe som tilsier at konkurransen i markedet allerede i dag er høy. Dette indikerer at en satsing på solkraft nødvendigvis ikke vil forbedre effektiviteten betydelig, men kan ha høy potensiell verdi i Norge knyttet til både sysselsetting og innovasjon.

#### **6.2.2.4 Utslippsreduksjoner**

Solcellesystemer har lavere livssyklus-CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til produksjon enn hva de fleste andre kraftverk har (Rickerson et al., 2014). Dersom solkraft kan erstatte produksjon fra fossil brenselteknologi, vil dette redusere utslipp og minske klimaendringer. Flere land har konkrete mål hva gjelder utslippsreduksjoner, og økt solkraftproduksjon kan bidra til at land når sine respektive klimamål.

Norges kraftproduksjon er allerede 98% fornybar, og økt solkraftproduksjon vil dermed ikke føre til betydelige utslippsreduksjoner fra kraftbransjen i Norge<sup>9</sup>. Det kan imidlertid nevnes at økt lokal solkraftproduksjon i Norge kan begrense importen av ikke-fornybar elektrisitet. Norge importerer i enkelte perioder elektrisitet fra det europeiske markedet, hvor elektrisiteten ikke er garantert å være fornybar (Meld. St. 25, 2016). Dette kan spesielt ha verdi for plusskunden selv, som i visse timer vil være selvforsynt og dermed være sikret fornybar kraft i en større grad enn øvrige konsumenter. Blindheim (2015) diskuterer hvordan økt fornybar kraftproduksjon kan redusere utslipp i Norge. Han bemerker at Norge har omfattende olje- og gassproduksjon i Nordsjøen, og energien som blir konsumert på plattformene er nesten utelukkende produsert fra ikke-fornybare energiresurser. Overskuddet fra elektrisitetssektoren i Norge er i dag på omtrent 13 TWh, mens energikonsumet i den norske offshore-sektoren er på omtrent 50 TWh. Teoretisk sett kan dermed omtrent 25% av det karbonbaserte konsumet på produksjonsplattformene erstattes med fornybar kraft. I 2011 ville en slik reduksjon tilsvart 6% av klimautslippene i Norge, noe som tilsier at økt fornybar kraftproduksjon vil kunne redusere utslippene. Dette krever imidlertid at offshore-plattformene knyttes til transmisjonsnett på land, noe de fleste plattformene ikke er i dag. Blindheim diskuterer videre at økt fornybar kraftproduksjon i Norge kan føre til endringer på

---

<sup>9</sup> Dette er en pågående debatt. Dersom opprinnelsesgarantier legges til grunn, er kun 14% av kraftkjøpene i Norge fornybare (NVE, 2017i). Opprinnelsesgarantier er en merkeordning for elektrisitet for å vise strømkunden at en mengde kraft er produsert fra en spesifisert energikilde (NVE, 2017j).



forbrukssiden. For eksempel kan det tenkes at energiintensiv industri velger å etablere seg i Norge fremfor i land med større bruk av fossile brensler i kraftproduksjon. Et slikt scenario kan bidra til reduserte globale klimagassutslipp (Blindheim, 2015).

Videre kan en også vurdere utslippsreduksjoner fra et perspektiv hvor det norske kraftsystemet blir ytterligere integrert i det europeiske kraftsystemet. Det kan argumenteres for at Norges kraftportefølje er spesielt godt egnet for eksport av fornybar elektrisitet, da vi besitter store vannmagasiner som kan lagre energien til etterspørselen etter fornybar kraft oppstår. Denne fleksibiliteten skiller det norske kraftsystemet fra det europeiske, da øvrig fornybar kraftproduksjon i Europa i hovedsak er uregulerbar. Ytterligere utvidelse av uregulerbar fornybar kraftproduksjon i Europa, som sol- og vindkraft, kan gi en stadig mer ustabil energitilførsel, og nedleggelse av europeiske ikke-fornybare kraftverk, med det formål å redusere utslipp, vil kunne redusere energisikkerheten betraktelig (Statkraft, 2014). Økt produksjon av solkraft i Norge vil dermed kunne bidra til utslippsreduksjoner fra elektrisitetssektoren i Europa, i form av at hver kWh produsert lokalt i Norge, frigjør én kWh regulerbar vannkraft som kan eksporteres (Sandal, 2017). For å redusere utslipp i andre europeiske land, kan Norge i fremtiden fungere som Europas “grønne” batteri og levere elektrisitet til land i perioder hvor de uregulerbare fornybare kraftkildene ikke produserer elektrisitet (Korpås og Vereide, 2015). Dette krever imidlertid en betydelig utbygging av det europeiske transmisjonsnett (Fürsch et al., 2013).

Fürsch et al. (2013) studerer et scenario hvor det europeiske kraftnett blir utvidet som et tiltak for å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp fra elektrisitetssektoren i Europa. De hevder at nettutbygging kan være nyttig, da et velutbygd kraftnett muliggjør bruk av fornybare produksjonsteknologier hvor det lokaliseringmessig er mest gunstig, i tillegg til at det sikrer land som er begrenset av naturgitte forhold et alternativ til egen fornybar kraftproduksjon. Videre gjennomfører de enkelte økonomiske kalkulasjoner knyttet til utbygging av overføringslinjer for visse strekninger i Europa. Resultatene indikerer at for kraftproduksjon lokalisert der produksjonspotensialet er størst, men langt fra der det skal konsumeres, vil investeringskostnader knyttet til nettutbygging overstige fordelene ved at kraften genereres der det er mest gunstig. De trekker blant annet frem potentialet for offshore-vindkraft i Norge som et eksempel på et slikt tilfelle. Haller et al. (2012) finner videre at et integrert europeisk kraftsystem ikke bare krever betydelige kapasitetsutvidelser i transmisjonsnett; det kan også øke importavhengigheten for enkelte europeiske regioner og dermed skape bekymringer knyttet til energisikkerheten for disse regionene.

Verdien av økt fornybar kraft fra plusskunder i Norge er dermed vanskelig å vurdere, også fra et perspektiv hvor det norske kraftsystemet blir ytterligere integrert i det europeiske. Ettersom den potensielle vannkraften norske plusskundene frigjør for eksport muligens må transporteres over store avstander, må kostnadene knyttet til utvidelse av kraftnettet samt økte nettap inkluderes for å vurdere den totale nytten. I tillegg må disse kostnadene sammenlignes med kostnaden for andre alternativer, slik som for eksempel bruk av lokal lagring i importlandet (Fürsch et al., 2013). Klimagevinsten vil ha sammenheng med hvorvidt ny fornybar produksjon vil fortrenge fossile utslipp, og på nåværende tidspunkt kan det argumenteres for at en betydelig utslippsreduksjon vil være avhengig av tiltak som elektrifisering av norske oljeplattformer eller en utbygging av det europeiske transmisjonsnettet (Blindheim, 2015; Fürsch et al., 2013). Det skal imidlertid merkes at det også vil kreves en drastisk økning i antall plusskunder for at plusskunder skal kunne ha en signifikant påvirkning på utslippene.

#### **6.2.2.5 Arealbruk**

Vanlige kraftverk tar ofte i bruk store områder for å operere og for søppelhåndtering (Rickerson et al., 2014). Eksempler på dette kan være utbygging av magasiner til vannkraftanlegg og håndtering av radioaktivt avfall fra atomkraftverk. Solkraft er i utgangspunktet ikke den mest arealeffektive fornybare energiresursen, men solcellesystemer kan bli integrert i eksisterende infrastruktur og dermed unngå betydelig arealbruk (Fritsche et al., 2017). Dette indikerer at bruk av solcellesystemer på taket kan ha verdi knyttet til redusert arealbruk, sammenlignet med utbygging av andre typer kraftverk. Det kan tenkes at økt solkraftproduksjon fra plusskunder kan redusere behovet for utbygging av nye vannkraftverk i Norge, dersom elektrisitetskonsumet øker i fremtiden. Økt solkraftproduksjon kan dermed være av samfunnsøkonomisk nytte, såfremt kraftproduksjon fra solcellesystemer faktisk kan erstatte annen kraftproduksjon som krever større areal.

#### **6.2.2.6 Forhindret eller redusert nettap**

De fleste land i Europa opplever nettap i transmisjons- og distribusjonssystemet på omkring 4-8% (Rickerson et al., 2014). Nettap oppstår ved transport av elektrisitet, og det er avhengig av avstanden strømmen tilbakelegger fra genereringspunkt til forbrukspunkt. Nettselskapene må erstatte nettapet ved å kjøpe tilsvarende kraftmengde i kraftmarkedet, og denne kostnaden blir belastet nettkundene gjennom nettleien (Rosvold, 2015).

Ved å konsumere den egenproduserte elektrisiteten *forhindrer* plusskunder at energi blir tapt, da den egenproduserte elektrisiteten erstatter langreist elektrisitet fra et sentralisert kraftverk. Videre kan plusskunder *reducere* nettap ved å mate inn overskuddskraft på nettet. I noen geografiske områder er forbruket totalt sett høyere enn produksjonen, og det kan derfor klassifiseres som et underskuddsområde. Økt salg av overskuddskraft fra plusskunder i slike områder vil kunne gi kortere transportvei for elektrisiteten og dermed redusere nettapet. I enkelte tilfeller kan en plusskunde derimot øke nettapene ved salg av overskuddskraft, da elektrisiteten må transporteres over en lengre distanse sammenlignet med hva kraften fra et sentralisert kraftverk ville gjort. Størrelsen på det reduserte nettapet grunnet plusskunden vil dermed være avhengig av hvor plusskunden er lokalisert (Oliva et al., 2014). En nøyaktig beregning av plusskunders reduserte nettap ved salg av overskuddskraft må ta hensyn til distansen elektrisiteten må transporteres og hva alternativet ville vært.

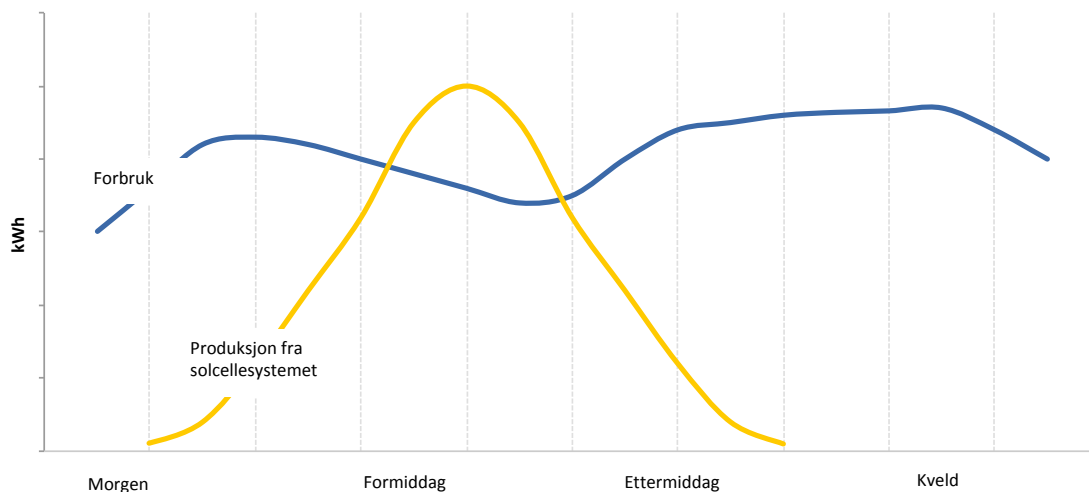
Forhindrede og reduserte nettap vil ha samfunnsøkonomisk nytte, da man utnytter den produserte elektrisiteten mer effektivt. Agder Energi Nett og Istad Nett bemerket imidlertid at reduserte nettap grunnet plusskunden vil ha en minimal innvirkning i dag, da et gjennomsnittlig solcellesystem for en husholdning vil produsere såpass lite kraft at den eventuelle nettapsreduksjonen blir nærmest ubetydelig sett i forhold til de totale nettapene. I dag blir de fleste plusskunder i Norge kompensert for eventuelle reduserte nettap, ved at de mottar en negativ variabel innmatingstariff for elektrisiteten de mater inn på nettet, og for forhindrede nettap ved at elektrisiteten de produserer og konsumerer selv er unntatt nettleie.

#### **6.2.2.7 Unngått eller utsatt investering i nettkapasitet grunnet redusert effektbehov**

Rickerson et al. (2014) hevder at produksjon av elektrisitet lokalt kan utsette eller redusere behovet for kapasitets ekspandering i både transmisjons- og distribusjonsnettet, noe som kan ha betydelig økonomisk verdi. Nødvendig kapasitet i nettet er avhengig av hvor mye kraft som må transporteres samtidig; altså størrelsen på forbruket i den timen hvor forbruket er størst. Dette kalles topplasttimer (Fiksen og Jenssen, 2016). Produksjon av kraft på stedet kan unngå eller utsette behovet for investeringer i distribusjonsnettet ved å lette begrensninger eller redusere kapasitetsbehov. For at plusskunder skal kunne redusere kapasitetsbehovet i distribusjonsnettet, bør forbruk i topplasttimer sammenfalle med produksjonen fra solcellesystemet. Plusskunden kan i slike tilfeller forbruke egenprodusert elektrisitet og ta ut mindre elektrisitet fra nettet i topplasttimer. Dette kan videre føre til redusert bruk av transmisjonsnettet og dermed redusere behovet for investeringer også på dette nettnivået (Schill et al., 2017). I slike tilfeller kan det å støtte plusskundevekst være et rimeligere

alternativ enn å utvide transmisjons- og distribusjonsnettene (Rickerson et al., 2014). Videre kan det i land som Norge, med en lav kundetetthet, i enkelte tilfeller være av økonomisk interesse å støtte lokalbefolkningen med distribuert produksjon i stedet for å utvide kraftlinjene til områder som i utgangspunktet har behov for oppgradering av nettet (Sand, 2012). Et eksempel på et slikt tilfelle kan være en hytte uten nettilknytning som primært brukes på sommertid. Her kan en investering i et solcellesystem og lokal lagring være vesentlig rimeligere enn å tilknytte hytten til nettet.

Det er manglende forskning på hvordan plusskunder vil påvirke behovet for nettkapasitet i Norge. Topplasttimer varierer geografisk, men Statnetts oversikt over topplasttimer for transmisjonsnettene i Norge, viser at de typisk inntreffer om morgenen eller ettermiddagen i vinterhalvåret (Statnett, 2017). En studie gjennomført av SSB bekrefter at dette også gjelder for distribusjonsnettene (Ericson og Halvorsen, 2008a). Et typisk solcellesystem i Norge har liten produksjon i vinterhalvåret - spesielt på morgenen og ettermiddagen. Dette gjør at kapasitetsbehovet i nettet ikke reduseres nevneverdig av plusskunder isolert sett, noe som tilsier at plusskunder i Norge ikke kan utsette investeringer i nettkapasitet. Figur 7 illustrerer en plusskundes typiske forbruks- og produksjonsprofil i løpet av en dag, og den viser at produksjonen fra solcellesystemet og plusskundens forbruk i flere timer av døgnet ikke sammenfaller. Ved de typiske forbrukstoppene, som sammentreffer med topplasttimene, er det ikke tilstrekkelig produksjon fra solcellesystemet til å redusere uttaket betraktelig. Det lave produksjonsvolumet fra solcellesystemet i topplasttimene, som illustrert i figur 7, impliserer dermed at plusskunder ikke vil føre til redusert investeringsbehov for nettet i Norge. Dersom plusskunden tar i bruk lokal lagring kan imidlertid overskuddskraften til plusskunden lagres og forbrukes i senere perioder når lasten i nettet er høy. Plusskunder som tar i bruk lagring kan dermed bidra til redusert investeringsbehov, men på nåværende tidspunkt er lokal lagring svært kostbart, noe vi vil kommentere nærmere i avsnitt 7.1.3.2.



**Figur 7: Forbruks- og produksjonsprofil for en plusskunde i løpet av en dag (Ericson og Halvorsen, 2008b; Petrick et al., 2015)**

Avslutningsvis kan vi nevne at i enkelte tilfeller hvor utbygging av nett er ønskelig fra et kostnadsperspektiv, kan det imidlertid være vanskelig fra et politisk perspektiv (Rickerson et al., 2014). Innbyggere kan motsette seg utbygging av kraftlinjer basert på for eksempel miljø eller estetiske hensyn, og forhindre konstruksjon eller utvidelse av nettet. Plusskunder kan da være et alternativ til omfattende nettutbygging.

#### **6.2.2.8 Ekstra systemfleksibilitet**

I følge Anda og Temmen (2014) kan plusskunder utløse ekstra systemfleksibilitet ved å låse opp et tidligere uutnyttet potensial for styring av husholdningers etterspørsel. CEER (2016) hevder at fleksibilitetspotensialet kan oppnås ved å flytte plusskunders forbruk til timer med lokal kraftproduksjon, noe som kan bidra til å jevne ut lasten i nettet. De nevner imidlertid at en rekke betingelser må oppfylles for at lokal kraftproduksjon kan bli en driver for fleksibilitet. Blant annet bør plusskunder ta i bruk lagring som gjør det mulig å utsette tidspunktet fra produksjon til konsum. Videre skriver CEER (2016) at plusskunder aktivt burde reagere på prissignal, enten på egenhånd eller gjennom en aggregator, slik at de gir fleksibilitet ved å tilpasse deres konsumerings- eller produksjonsatferd i henhold til systembehovet. Dette kalles gjerne sluttbrukerfleksibilitet. Uten verktøy som lokal lagring og sluttbrukerfleksibilitet, vil kraftproduksjon fra uregulerbare energiresurser, som solkraft, isolert sett ikke gi mer fleksibilitet enn det en vanlig konsument gir. Da lokal lagring i dag er svært kostbart og sluttbrukerfleksibilitet lite brukt, vil det på nåværende tidspunkt være “urimelig” å betrakte plusskunder som en betydelig bidragsyter til mer fleksibilitet i kraftsystemet. Teknologiframskritt innenfor lokal lagring og sluttbrukerfleksibilitet kan

imidlertid endre denne påstanden. Som vi har nevnt tidligere, vil alle norske sluttbrukere innen 1. januar 2019 ha installert nye og smarte strømmålere som tillater automatisk styring av forbruk. Det kan derfor, på den andre siden, være rimelig å si at plusskunders *potensial* for ekstra systemfleksibilitet gir positiv nytteverdi for samfunnet.

#### **6.2.2.9 Gjenoppretningsdyktighet**

Plusskunder kan ha tilgang til elektrisitet i situasjoner med nettavbrudd. Dette forhindrer ikke bare tap for plusskunden selv, men kan også redusere byrden for nettselskapet som forsøker å gjenopprette strømleveransen til området som er rammet (Rickerson et al., 2014). I Norge kan det for eksempel forekomme værbedingede avbrudd i nettet. Dette kan ta lang tid å gjenopprette, og i slike tilfeller vil produksjon fra plusskunder kunne levere elektrisitet til plusskunden selv, samt muligens til andre konsumenter. I 2016 var leveringspåliteligheten i Norge på 99,987% (NVE, 2017k), noe som tilsier at denne fordelene har større betydning og nytte i land med dårligere leveringspålitelighet.

#### **6.2.2.10 Økt energieffektivitet**

Det å bli plusskunde kan føre til at husholdningen øker energieffektiviteten som en årsak av økt fokus og atferdsendringer knyttet til husholdningens forbruksmønster. Luthander et al. (2015) har gjennomgått flere studier som ser på husholdningers atferdsmessige respons i etterkant av en solcellesysteminstallasjon, hvor flere av studiene indikerer at husholdningene gjør tilpasninger knyttet til lasthåndtering og/eller energibesparelse. Keirstead (2007) undersøkte britiske plusskunder og observerte 6% reduksjon i total mengde konsumert elektrisitet og flytting av last til tider med produksjon fra solcellesystemet. Videre ble det observert at bruk av monitører som viste produksjonen fra solcellesystemet, gjorde det lettere å øke energibevisstheten. Økt energieffektivitet gir samfunnsøkonomisk nytte, men som Keirstead (2007) nevner i sin undersøkelse, er det behov for flere studier for å kunne si noe om langtidseffektene og nytten av plusskunder knyttet til energieffektivitet.

#### **6.2.2.11 Energidemokrati**

Energidemokrati handler om å legge til rette for at en større del av kraftsystemet blir overført til individet (Angel, 2016). Det har i noen tilfeller blitt lagt vekt på at plusskunder kan skape nye økonomiske muligheter på et lokalt nivå, skape en følelse av delt eierskap og ansvar for kraftsystemet samt overføre markedsrett fra store selskaper til et større spekter av befolkningen (Rickerson et al., 2014). Dette punktet er mer et argument for at land bør ha en

plusskundeordning, da det gir konsumenten et valg om å kunne bli en aktiv aktør i kraftsystemet.

### **6.2.3 Finansielle utfordringer med plusskunder**

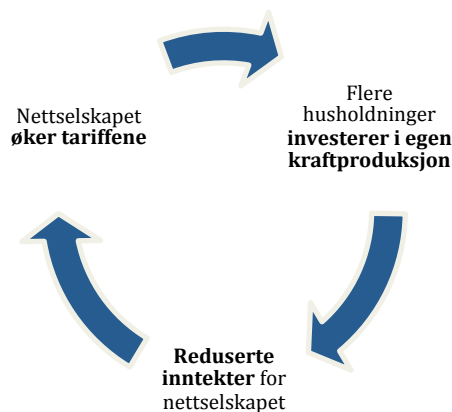
Enkelte har argumentert for at plusskunder er en trussel mot et veletablert og fungerende kraftsystem. Det å subsidiere en type kraftproduksjon kan gi ulike vilkår og lede til atferd som ikke er samfunnsøkonomisk optimal. Vi vil nå gå nærmere inn på de finansielle utfordringene som kan oppstå ved plusskundevekst og diskutere hvorvidt de er reelle utfordringer i Norge.

#### ***6.2.3.1 Finansielle utfordringer for nettselskaper***

Det nåværende systemet for å levere elektrisitet er karakterisert ved stor faste infrastrukturkostnader. I utgangspunktet bør tariffene i nettleien være kostnadsriktige, men den største inntekten til nettselskapene i Norge hentes imidlertid inn gjennom et volumetrisk tariffledd, et såkalt energiledd, som belastes nettkunden for hver kWh matet ut fra nettet. St. Meld. nr. 41 (2003) viser til at slik tariffene for forbruk i distribusjonsnettet i dag er utformet, er energileddet generelt høyere enn verdien av det marginale tapet ved å transportere strøm. Det vil si at en større del av kostnadene enn det som er samfunnsøkonomisk riktig, blir krevd inn gjennom energileddet. Dersom inntekten fra den volumetriske tariffen ikke bare brukes til å dekke bruksavhengige kostnader, men også faste kostnader, eksisterer det en asymmetri mellom nettselskapets underliggende kostnader og inntektsstruktur (Rickerson et al., 2014). Nettleien vil i det tilfellet i liten grad gjenspeile hvordan kostnadene i nettet oppstår.

Som et resultat av plusskundenes selvkonsumering, altså plusskundens forbruk av egenprodusert elektrisitet, vil plusskunder i utgangspunktet kunne redusere inntekten til nettselskapet. Inntektsreduksjonen plusskundene påfører nettselskaper vil i så tilfelle føre til en økning i tariffen, noe som da vil gå utover andre konsumenter. Dette er en konsekvens av at nettselskapene gjennom den regulerte inntektsrammen er tillatt å kompensere for inntektstapet, og at nettselskapets volumetriske inntekt nå blir spredt over færre solgte enheter av elektrisitet. Høyere tariffen leder igjen til økte insentiver for husholdninger til å investere i egen kraftproduksjon, ettersom de da kan unngå en del av tariffkostnadene. Dette kalles ofte dødsspiralen, illustrert i figur 8 (Costello og Hemphill, 2014). Ettersom tariffene ofte settes årlig, vil nettselskaper med kontinuerlig plusskundevekst i sitt område kunne oppleve en underinnhenting av sine faste kostnader, da tarifføkningen aldri blir tilstrekkelig for å dekke de faste kostnadene. Dette tilsier at den såkalte dødsspiralen kan forekomme ved en betydelig plusskundevekst i Norge.

Det er viktig å presisere at en eventuell underinnhenting av faste kostnader for nettselskapet på kort sikt, ikke reduserer den samfunnsøkonomiske nytten i seg selv, da dette kun er en omfordeling av kraftsystemets inntekter fra enkelte markedsaktører til andre. I et langtidsperspektiv vil imidlertid underinnhenting av faste kostnader kunne lede til at nettselskapene lar være å foreta investeringer i infrastruktur som er nødvendig for å sikre en pålitelig og effektiv tjeneste, og dette vil i så fall gi plusskunder redusert samfunnsøkonomisk nytte i Norge. Den finansielle utfordringen for nettselskaper er dog i hovedsak knyttet til dagens regulering i Norge, og en overgang til ikke-volumetriske tariffier vil kunne eliminere trusselen helt eller delvis.



**Figur 8: Dødsspiralen (Costello og Hemphill, 2014)**

### **6.2.3.2 Finansiell risiko for andre konsumenter**

Som vi diskuterte i forrige avsnitt, kan en betydelig plusskundevekst lede til underinnhenting av de faste kostnadene til nettselskapene dersom tariffstrukturen ikke er tilstrekkelig tilpasset. Plusskunder reduserer den faktiske inntekten til nettselskapet, og på kort sikt vil inntektstapet bli båret av nettselskapet i form av redusert profitt. På lang sikt vil norske nettselskaper være tillatt å øke tariffene til et nivå som er nødvendig for å dekke differansen mellom faktisk inntekt og tillatt inntekt fra tidligere år (NVE, 2017). Volumetriske tariffier kan dermed føre til en urettferdig byrde for konsumenter som ikke vil eller har muligheten til å bli plusskunder. Gitt at plusskunder i hovedsak er konsumenter som tilhører det øvre segmentet av inntektsfordelingen, da de ofte eier et eget hus og kan finansiere solcellesysteminvesteringen, kan nettleiestrukturen ha en potensiell ulikhetsøkende effekt (Borenstein, 2015).

Nettselskaper og forbrukergrupper i regioner med voksende tilstedeværelse av plusskunder har allerede uttrykt bekymringer knyttet til nettselskapets dødsspiral og den potensielle tarifføkningen for vanlige konsumenter. The California State Public Utilities Commission har



anslått at den økte kostnaden for vanlige konsumenter, forårsaket av plusskunder, vil være mer enn 1 milliard dollar årlig innen 2020 i California dersom det ikke gjøres en endring i tariffutformingen (Martinez, 2014).

CEER (2016) hevder at konsumenter som utelukkende er avhengig av nettet, ikke burde være urimelig dårligere stilt enn plusskunder. Videre skriver de at enhver overgang til egenproduksjon for konsumenter, sammenlignet med sentralisert produksjon, burde være basert på effektivitet og markedsprinsipper, med alle tilhørende kostnader og fordeler reflektert i markedet, slik at en unngår krysssubsidiering eller urettferdig diskriminering mellom plusskunder og øvrige konsumenter. Da plusskunder i Norge belastes for en mindre andel av de faste kostnadene til nettet, til tross for at de i flere perioder er like avhengige av nettet som andre konsumenter, kan det argumenteres for at plusskundevekst utgjør en finansiell trussel for andre konsumenter. Det er imidlertid viktig å påpeke at finansielle utfordringer for andre konsumenter knytter seg til en potensielt urettferdig omfordeling av kostnader mellom plusskunder og andre konsumenter, og er ikke noe som vil redusere plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge.

### ***6.2.3.3 Mer volatile kraftpriser***

Økt uregulerbar fornybar kraftproduksjon kan påvirke kraftprisen over tid, noe som har blitt observert i Tyskland (Meld. St. 25, 2016). Kraftprisen er typisk høyest om morgenen og kvelden som følge av økt etterspørsel i disse tidspunktene. Solkraft genereres midt på dagen, når det i utgangspunktet er lav etterspørsel og lav kraftpris, hvilket kan føre til at kraftprisen blir ytterligere redusert i disse periodene. Videre avtar ofte solkraftproduksjonen før forbrukstopper, noe som reduserer tilbudet når etterspørselen øker. Dette kan gi store prisvariasjoner i løpet av dagen (Meld. St. 25, 2016). Solkraft er lite fleksibel og lite forutsigbar, samtidig som etterspørselen er lite fleksibel. Endringer i tilbudet vil derfor ikke alltid samsvare med endringer i forbruket, og store prisutslag kan dermed inntreffe. Regulerbar vannkraft med stor magasinkapasitet relativt til produksjonen kan imidlertid redusere prisvariasjonene (Jenssen et al., 2012).

Utfordringer knyttet til volatile priser kan oppstå i tilfeller hvor volatile priser leder til en atferd som er bedriftsøkonomisk rasjonell, men ikke samfunnsøkonomisk rasjonell - noe vi vil se nærmere på i neste avsnitt. For at kraftproduksjonen fra plusskunder skal gi utslag på kraftprisen i Norge, kreves det dog et stort antall plusskunder, og dette vil dermed ikke være en utfordring i dag.

#### ***6.2.3.4 Finansielle utfordringer for etablerte kraftprodusenter***

Finansielle utfordringer for etablerte kraftprodusenter er observert i Tyskland (Statkraft, 2014). Solkraft har svært lave marginalkostnader, og i Tyskland har dette ført til betydelige reduksjoner i kraftprisene - spesielt under formiddagsperioder når solcellesystemet har maksimal effekt. Selv om etablerte kraftprodusenter først og fremst blir direkte påvirket av fallende priser, kan effekten ha større implikasjoner. Prisreduksjonene vil først og fremst kunne lede til at kraftprodusentene stanser produksjonen dersom markedsinntektene ikke er store nok til å dekke driftskostnadene. I et langtidsperspektiv kan derimot kraftprodusentene vurdere en nedskalering av investeringsplaner, noe som kan lede til ikke-bærekraftige reserver (Rickerson et al., 2014).

I Europa er det termisk kraftproduksjon som dominerer kraftsystemet. For eksisterende termiske kraftverk, som kull-, gass- og kjernekraftverk, er det kun lønnsomt å produsere så lenge kraftprisen dekker driftskostnaden i den aktuelle driftstimen, sett bort fra oppstartskostnader<sup>10</sup> (Olje- og energidepartementet, 2017a). I Tyskland har den kraftige økningen av fornybare kraftkilder ført til at flere av de termiske kraftverkene ikke er i stand til å dekke sine kapitalkostnader. I prinsippet ville dette ført til permanent stengning, men ettersom sol- og vindkraft gir ujevn produksjon, hadde dette redusert forsyningssikkerheten drastisk. Tyske myndigheter har derfor innført en lov som forbyr kritiske kraftverk å stenge. Det er forventet at denne loven vil bli fulgt av et mer permanent betalingssystem for kapasitet (Statkraft, 2014). Dette illustrerer at et stort antall plusskunder kan gi finansielle utfordringer for etablerte kraftselskaper og i verste fall redusere forsyningssikkerheten. Redusert forsyningssikkerhet vil redusere den samfunnsøkonomiske nytten til plusskunder.

I Norge står imidlertid vannkraft for omtrent hele kraftforsyningen. For en vannkraftprodusent, som har muligheten til å lagre vannet, vil vurderingen være annerledes enn hva den er for en termisk kraftprodusent. Vannkraftprodusenter må vurdere om elektrisiteten skal produseres i dag, eller om vannet skal holdes tilbake for å kunne få en høyere pris på et senere tidspunkt. Det betyr at vannkraftprodusenter i Norge vil ha insentiver til lagring i perioder hvor solkraftproduksjonen er høy, heller enn nedskalering eller stans i produksjonen (Olje- og energidepartementet, 2017a). Dette indikerer at plusskunder ikke vil utgjøre den samme trusselen mot etablerte kraftprodusenter og forsyningssikkerhet i Norge, sammenlignet med observasjonene fra Tyskland. Det kan dog bemerkes at lavere

---

<sup>10</sup> På grunn av oppstartskostnader i termiske kraftverk, kan termiske kraftprodusenter tillate produksjon til en pris som er lavere enn produksjonskostnaden i en begrenset periode (Meld. St. 25, 2016).

gjennomsnittlige kraftpriser, som følge av økt kraftproduksjon, kan redusere lønnsomheten til etablerte kraftprodusenter.

### ***6.2.3.5 utfordringer for myndighetene***

I Norge er plusskunder unnlatt å betale avgift på elektrisiteten de produserer og konsumerer selv. Myndigheter kan dermed oppleve en nedgang i skatte- og avgiftsinntekter som et resultat av veksten i antall plusskunder, da disse inntektene er en direkte funksjon av salgsvolumet. For en norsk husholdning med et forbruk på 20.000 kWh utgjør avgifter omtrent halvparten av nettleien i 2017 (Agder Energi Nett, 2017). En betydelig økning i antall plusskunder vil dermed føre til en reduksjon i myndighetenes inntekter fra elektrisitetssalget - med mindre forbruk eller eksport av kraft øker. Avgiftsfritaket vil føre til en omfordeling av inntekter mellom myndighetene og plusskundene. Spørsmålet blir da om denne omfordelingen kan forsvares ut fra plusskunders samfunnsøkonomiske nytte, og det er noe vi vil komme tilbake til i kapittel 8.

## **6.2.4 Tekniske utfordringer med plusskunder**

Det har blitt gjennomført flere studier hva gjelder tekniske utfordringer knyttet til å integrere distribuert kraftproduksjon på eksisterende lavspenningsnett. Hovedfunnet til Rickerson et al. (2014) er at europeiske nett har begrensninger for å ta i mot den uregulerte fornybare kraftproduksjonen, gitt nettets nåværende tilstand. Vi vil nå presentere to tekniske utfordringer knyttet til plusskunder og diskutere de med hensyn til det norske distribusjonsnettet.

### ***6.2.4.1 Spenningsutfordringer i nettet***

Innmating av kraft fra solcellesystemet øker spenningen i nettet ved tilkoblingspunktet (Rickerson et al., 2014). Etersom innmatingen fra plusskunder fluktuerer i løpet av dagen, skaper dette spenningsfluktuasjoner i nettet. Hvis solcellesystemet eller konsentrasjonen av solcellesystemer er store nok, kan det øke spenningsnivået over den anbefalte grensen. Granum (2014) gjennomførte en studie knyttet til virkningene distribuert produksjon kan ha på distribusjonsnettet i Norge, og simuleringsresultatene viste tydelig at distribuert produksjon fører til økt spenningsvariasjon i nettet. Nettselskaper er imidlertid vant til å justere spenningen, men dersom total solcellekapasitet øker, vil størrelsen og frekvensen på spenningsfluktuasjonene bli vanskeligere å styre med dagens utstyr (Noone, 2013). Videre

kan spenningsutfordringer føre til økt slitasje, noe som kan lede til høyere vedlikeholdskostnader og kortere levetid for enkelte komponenter (Rickerson et al., 2014).

Hafslund Nett har opplyst at spenningsutfordringer allerede i dag har vist seg å være en utfordring i enkelte tilfeller, og noe som har påført selskapet kostnader knyttet til forsterkning av nettet. De trakk frem et eksempel hvor en enkelt kunde utløste en kostnad på over 500.000 kroner. Investeringsbehovet vil variere mellom områder og størrelsen på plusskundene, og i enkelte tilfeller kan det tenkes at størrelsesordenen på investeringen vil bli tilsvarende eksempelet nevnt ovenfor. Videre bemerket Hafslund at det norske nettet tradisjonelt er dimensjonert ut i fra antakelsen om at kraftflyten skal gå til sluttbruker. Ut i fra NVE sin tilnærming om at konsumenter har rett til å mate inn kraft tilsvarende overbelastningsvernet, kan distribusjonsnettet være underdimensjonert for et stort antall plusskunder i et område som mater inn teoretisk maksinntak. Dersom nettselskaper fremover må dimensjonere nettet for at kunden potensielt en gang i fremtiden skal kunne mate inn kraft tilsvarende overbelastningsvern, vil kostnader til nettutbygging kunne øke sammenlignet med i dag.

Det er interessant å merke seg at det i avsnitt 6.2.2.7 ble diskutert at plusskunder kan redusere investeringsbehovet i nettet, mens det her trekkes frem at plusskunder heller kan føre til det motsatte. Dette vil kunne redusere plusskunders nytte for nettet, men også for samfunnet, da de utløser kostnader som ikke ville vært tilstede i fravær av plusskunder.

#### ***6.2.4.2 Kapasitetsproblemer skapt av overskuddskraft***

I noen områder har innmating av overskuddskraft fra plusskunder ført til flaskehals på enkelte matere. En vanlig respons til kapasitetsproblemer er å utvide kapasiteten i nettet (EURELECTRIC, 2013).

Hafslund Nett opplyser at de på nåværende tidspunkt ikke har opplevd kapasitetsproblemer. Selskapet mener at nettet i Norge i utgangspunkt har god kapasitet, og at kapasitetsproblemer først vil bli et problem dersom plusskundeveksten i ett område blir betydelig. EURELECTRIC (2013) bekrefter at kapasitetsproblemer knyttet til distribuert kraftproduksjon først og fremst oppstår i områder hvor den distribuerte kraftproduksjonen er stor. Dette indikerer at kapasitetsproblemer ikke vil redusere plusskunders samfunnsøkonomiske nytte i dag. Dersom plusskundeveksten imidlertid blir betydelig - spesielt i et begrenset område - vil plusskunder ha redusert samfunnsøkonomisk verdi da de utløser kostnader som ikke ville vært tilstede i fravær av plusskundevekst.

## **6.2.5 Andre utfordringer med plusskunder**

I tillegg til finansielle og tekniske utfordringer, er det også observert andre utfordringer med plusskunder. Vi vil nedenfor presentere disse utfordringene og vurdere hvorvidt de vil påvirke plusskunders samfunnsøkonomiske verdi i Norge.

### ***6.2.5.1 Redusert energieffektivitet***

I avsnitt 6.2.2.10 nevne vi enkelte studier som indikerer at plusskunder øker energieffektiviteten, grunnet økt fokus på energibesparelse i etterkant av en solcellesysteminstallasjon. Det er imidlertid mulig at motsatt effekt oppstår, da elektrisitetskostnaden for egenprodusert kraft ofte er lavere enn markedsprisen for elektrisitet. Med rimelig egenprodusert kraft har plusskunder færre insentiver til å ta i bruk kostbare energibesparingsløsninger, og det kan i tillegg tenkes at plusskunder lettere kan fristes til overforbruk sammenlignet med vanlige konsumenter (Schill et al., 2017). Dersom dette er tilfelle, vil plusskunders samfunnsøkonomiske verdi reduseres. Som nevnt tidligere, kreves det mer forskning på dette området og det vil derfor ikke være mulig med en entydig konklusjon hva gjelder samfunnsøkonomisk nytte knyttet til plusskunders energieffektivitet i dag.

### ***6.2.5.2 Redusert systemeffektivitet og økt behov for balansering***

Plusskunder kan utløse ekstra systemkostnader sammenlignet med et sentralt optimert kraftanlegg med samme fornybare kapasitet som de eventuelle plusskundene har. Dette kan tolkes som et effektivitetstap, og tapet skyldes at plusskunder kan føre til økt lokal balansering (Schill et al., 2017). Plusskunder som tar i bruk uregulerbare energiresurser, som solkraft, vil være geografisk spredt i tillegg til at kraftproduksjonen vil fluktuere i løpet av dagen og over sesonger. IPCC (2011) hevder at balansering av tilbud og etterspørsel dermed vil kreve en kombinasjon av reservekapasitet, lagringskapasitet og utvidelse av transmisjonsnett.

Norge har flere magasinkraftverk med stor og billig fleksibilitet. Dermed er det lite sannsynlig at balansering vil bli en stor utfordring og medføre økte kostnader. Det vil imidlertid kunne avhenge av utbredelsen av plusskunder. Dersom Norge hadde hatt en stor andel av sin kraftproduksjon fra solcellesystemer og produksjonen fra disse varierte kraftig fra en time til neste, kunne en sett for seg at Statnett ville opplevd økte kostnader knyttet til å holde systemet i balanse. Det er imidlertid vanskelig å se for seg at innmatingen fra plusskunder vil bli betydelig i forhold til øvrig overført kraft og dermed generere signifikante kostnader til

balansering. Det er også det forventet teknologisk fremgang innenfor verktøy som lokal lagring og sluttbrukerfleksibilitet, hvilket kan lede til at plusskunder forbruker mer av den egenproduserte elektrisiteten, og dette vil følgelig redusere behovet for balansering (Picciariello, 2015). Vi vil derfor ikke legge særlig vekt på den eventuelle reduserte samfunnsøkonomiske verdien som økt behov for balansering kan ha ved plusskundevekst.

### 6.3 Plusskunders samfunnsøkonomiske verdi

Vi vil i dette avsnittet koble sammen fordelene og ulempene som plusskunder kan ha i Norge, for på denne måten vurdere plusskunders samfunnsøkonomiske verdi. Tabell 2 oppsummerer diskusjonen fra den kvalitative kost-nytte-analysen.

Mulige fordeler og ulemper	Virkninger i Norge	Samfunnsøkonomisk nytte?
<b>Energisikkerhet</b>	Økt kraftproduksjon fra solcellesystemer forsterker en allerede høy energisikkerhet.	Gir ikke særlig stor nytte.
<b>Rimeligere elektrisitet</b>	Økt kraftproduksjon fra solcellesystemer kan muligens redusere kraftprisene midt på dagen, men allerede lave kraftpriser i Norge.	Først og fremst en omfordeling av inntekter og kostnader mellom kraftprodusenter og konsumenter.
<b>Bærekraftig kraftproduksjon, innovasjon og økt konkurranse</b>	Satsing på solkraft kan skape et nytt marked som videre kan gi økt sysselsetting og innovasjon.	Potensiell nytte ved plusskundevekst.
<b>Utslippsreduksjon</b>	Norges kraftproduksjon er allerede 98% fornybar. Økt kraftproduksjon fra solcellesystemer fortrenge dermed ikke i stor grad utslipp fra kraftsektoren i dag. Betydelig utslippsreduksjon krever at gitte forutsetninger blir oppfylt.	Potensiell nytte dersom økt fornybar kraftproduksjon kan fortrenge ikke-fornybar kraftproduksjon.
<b>Arealbruk</b>	Produksjon av solkraft tar i bruk mindre areal enn andre kraftverk, da solcellesystemer kan integreres i eksisterende infrastruktur.	Potensiell nytte dersom plusskunder kan erstatte annen kraftproduksjon til enhver tid.
<b>Forhindret eller redusert nettap</b>	Plusskunder vil forhindre nettap ved selvkonsumering og i flere tilfeller redusere nettap ved salg av overskuddskraft.	Nytte.
<b>Utsatt eller unngått investering i nettkapasitet</b>	Plusskunder vil ikke utsette eller unngå investeringer i nettkapasitet i dag, da solkraftproduksjon ikke sammenfaller med topplasttimer. Bruk av lokal lagring kan imidlertid endre denne påstanden.	Gir ikke nytte i dag, men potensiell nytte.
<b>Systemfleksibilitet</b>	Plusskunder vil i de fleste tilfeller <i>ikke</i> gi økt fleksibilitet i dag. Bruk av lokal lagring og sluttbrukerfleksibilitet kan imidlertid endre denne påstanden.	Gir begrenset nytte i dag, men kan ha potensiell nytte i fremtiden.

<b>Gjenoppretningsdyktighet</b>	Plusskunder kan ha tilgang til elektrisitet ved nettavbrudd, men allerede svært høy leveringspålidelighet i Norge i dag.	Gir ikke særlig stor nytte.
<b>Energieffektivisering</b>	Plusskunder kan både øke og redusere energieffektiviteten i etterkant av en solcellesysteminstallasjon. Vanskelig med en entydig konklusjon i dag.	Potensiell nytte/kostnad.
<b>Energidemokrati</b>	Plusskundeordningen overfører markedsmakt til en større del av befolkningen.	Nytte.
<b>Finansiell utfordring for nettselskaper</b>	Betydelig plusskundevekst kan lede til underinnhentning av nettselskapets faste kostnader.	Kostnad dersom det påvirker nettets pålidelighet og effektivitet.
<b>Finansiell risiko for andre konsumenter</b>	Plusskundevekst kan føre til økte tariffer som videre kan redusere kjøpekraften til andre konsumenter.	Først og fremst en omfordeling av kostnader mellom plusskunder og andre konsumenter.
<b>Mer volatile kraftpriser</b>	Økt solkraftproduksjon kan gi volatile kraftpriser, men vanskelig med en entydig konklusjon i dag.	Usikker kostnad, men vil i så fall kreve betydelig plusskundevekst.
<b>Finansielle utfordringer for etablerte kraftprodusenter</b>	Plusskunder utgjør ikke en stor trussel mot etablerte kraftprodusenter, da magasinkraftverkene i Norge gir en unik fleksibilitet.	Først og fremst en omfordeling av inntekter mellom plusskunder og andre kraftprodusenter, men potensiell kostnad dersom det påvirker forsyningssikkerheten.
<b>Utfordringer for myndighetene</b>	Plusskunder gir reduserte avgiftsinntekter til myndighetene.	Omfordeling av kostnader og inntekter mellom plusskunder og myndighetene.
<b>Spenningsutfordringer i nettet</b>	Plusskunder kan utløse investeringskostnader til nettet ved innmating av overskuddskraft.	Kostnad.
<b>Kapasitetsproblemer skapt av overskuddskraft</b>	Betydelig plusskundevekst i et begrenset område kan utløse investeringskostnader til nettet ved innmating av overskuddskraft.	Potensiell kostnad ved betydelig plusskundevekst.
<b>Redusert systemeffektivitet og økt behov for balansering</b>	Plusskunder vil sannsynligvis ikke øke kostnadene knyttet til balansering nevneverdig, da magasinkraftverkene i Norge gir rimelig fleksibilitet. Vil i så fall kreve betydelig plusskundevekst	Potensiell kostnad ved betydelig plusskundevekst.

Tabell 2: Oppsummering av fordeler og ulemper med plusskunder i Norge

I mange land har plusskundeordninger blitt fremmet av politikere som et tiltak for å øke fornybar kraftproduksjon og redusere utslipp fra kraftsektoren. Som vi diskuterte i avsnitt



6.2.2.4, kan det argumenteres for at plusskunder allerede i dag bidrar til økt eksport av fornybar kraft, men utslippsreduksjonen vil ikke være betydelige uten at enkelte forutsetninger blir oppfylt. Dette indikerer at plusskunder ikke gir like stor samfunnsøkonomisk nytte i Norge sammenlignet med plusskunder i land hvor kraftsektoren genererer store utslipp - alt annet likt. Det vil imidlertid være urimelig å si at de ikke tilfører noen nytte, da de kan forhindre noe utslipp i dag og det eksisterer et fremtidig potensial for større utslippsreduksjoner. Videre kan plusskunder skape et helt nytt marked i Norge, noe som kan lede til både innovasjon og sysselsetting, samt skape markedsmuligheter både nasjonalt og internasjonalt for norske selskaper. Som vi diskuterte i avsnitt 6.2.2.6, vil redusert nettap ved salg av overskuddskraft være avhengig av plusskundens lokalisering, men stort sett vil overskuddskraften transporteres over en kortere avstand enn alternativet. I slike tilfeller gir plusskunder en økt samfunnsøkonomisk nytte og er noe plusskunder blir kompensert for gjennom at de fleste nettselskaper praktiserer en negativ variabel innmatingstariff.

I flere studier har det blitt fremhevet at plusskunder kan redusere behovet for investeringer i nettkapasitet med den begrunnelse at plusskunder kan redusere uttak fra nettet i topplastperioder. Vi argumenterer for at dette i hovedsak ikke vil være gjeldende i Norge, da sammenhengen mellom produksjon fra solcellesystemet og forbruk er for svak. I Norge vil heller det motsatte være tilfellet, da plusskunder i enkelte tilfeller kan utløse kostnader som gir redusert samfunnsøkonomisk nytte. Spenningsfluktuasjoner er en utfordring som flere nettselskaper i Norge allerede har beskrevet som et problem - spesielt ved plusskundevekst i et begrenset område. Betydelig plusskundevekst kan også lede til kapasitetsproblemer grunnet salg av overskuddskraft. Dette vil medføre økte kostnader og redusere plusskunders nytte og er viktige momenter å ta med i diskusjonen angående reguleringen av plusskunder. Generelt bør de eventuelle kostnadene utløst av plusskunder belastes alle de som tar del i nytten de skaper. Det skal imidlertid nevnes at dette er potensielle utfordringer for nettet slik markedet er i dag, og teknologiske fremskritt kan gjøre det lettere å inkludere distribuert uregulerbar kraft i kraftsystemet. Rickerson et al. (2014) nevner blant annet smarte invertere som muliggjør en mer intelligent interaksjon mellom solcellesystemet og det øvrige kraftsystemet som en løsning på flere av de tekniske utfordringene. Videre har plusskunder potensialet til å tilby ekstra systemfleksibilitet da plusskunders forbruk i enda større grad kan styres eller justeres i henhold til systemets behov, sammenlignet med en vanlig konsument. Dette potensialet krever imidlertid bruk av verktøy som lokal lagring, smarte målere og

sluttbrukerfleksibilitet for å utnyttes fullt ut. På lang sikt vil altså flere av utfordringene kunne begrenses eller forhindres, og dette indikerer at plusskunder kan ha stor potensiell samfunnsøkonomisk nytte i Norge.

For å illustrere den potensielle nytten eller kostnaden en plusskunde kan tilføre samfunnet, har vi i tabell 3 presentert eksempler på tre ulike "husholdninger" som investerer i et solcellesystem. Som det fremkommer av tabellen, vil nytten variere gitt ulike forutsetninger for husholdningene.

<b>Eksempler</b>	<b>Sommerhytte uten nettilknytning, men med lokal lagring</b>	<b>Bolig med lokal lagring</b>	<b>Bolig uten lokal lagring</b>
<b>Forhindret eller redusert nettap</b>	<i>Forhindrer nettap</i> på de forbruker fra solcellesystemet.	<i>Forhindrer nettap</i> ved forbruk av kraft fra solcellesystemet. <i>Redusert nettap</i> knyttet til salg av overskuddskraft vil imidlertid være avhengig av lokalisering.	<i>Forhindrer nettap</i> ved forbruk av kraft fra solcellesystemet. <i>Redusert nettap</i> knyttet til salg av overskuddskraft vil imidlertid være avhengig av lokalisering.
<b>Unngått eller utsatt investering i nettkapasitet grunnet redusert kapasitetsbehov</b>	<i>Unngått</i> investering i nettkapasitet dersom hytten kan være selvforsynt fra solcellesystemet og ikke tilknyttes nettet.	<i>Unngått</i> eller <i>utsatt</i> investering i nettkapasitet da husholdningen kan lagre elektrisitet til perioder med høyt forbruk (og høy last i nettet).	<i>Ikke unngått</i> eller <i>utsatt</i> investering i nettkapasitet da husholdningen ikke kan redusere uttak ved forbrukstopper (og høy last i nettet).
<b>Ekstra systemfleksibilitet</b>	Ingen påvirkning.	<i>Ekstra systemfleksibilitet</i> ved at husholdningen kan utsette tidspunktet mellom produksjon og forbruk.	Ingen påvirkning.
<b>Spenningsutfordringer i nettet</b>	Ingen påvirkning <sup>11</sup> .	Kan <i>unngå spenningsutfordringer</i> i nettet ved at lokal lagring muliggjør en høyere selvkonsumeringsrate.	Kan skape <i>spenningsutfordringer</i> i nettet.
<b>Flaskehalsproblemer</b>	Ingen påvirkning.	Kan <i>unngå flaskehalsproblemer</i> da overskuddskraft kan lagres.	Kan bidra til <i>flaskehalsproblemer</i> da overskuddskraft ikke kan lagres.

Tabell 3: Eksempler på hvordan en investering i et solcellesystem kan gi ulik samfunnsøkonomisk nytte gitt ulike forutsetninger for "husholdningene"

De finansielle utfordringene, diskutert i avsnitt 6.2.3, er i utgangspunktet en omfordeling av inntekter og kostnader mellom ulike aktører i markedet. Utfordringene kan skyldes at ulike

<sup>11</sup> Ingen påvirkning dersom alternativet til en investering i et solcellesystem er tilknytning til nettet.

elementer i reguleringen ikke er tilstrekkelig tilpasset de endringene vi i dag ser i kraftsystemet, noe vi vil komme nærmere inn på i kapittel 8. Hva som er en rettferdig fordeling av kostnader og inntekter mellom aktørene er et politisk spørsmål, og det hele dreier seg om å skape et mest mulig effektivt kraftsystem og maksimere den samfunnsøkonomiske nytten. Vi har i tabell 3 belyst at plusskunders samfunnsøkonomiske verdi vil være prosjektspesifikk. Plusskunder har trolig verdi, men ikke for enhver pris. En regulering som kompenserer plusskunder som fører til økt nytte og belaster de som ikke skaper nytte, vil gi de riktige samfunnsøkonomiske insentivene. Vi mener derfor at kostnads- og inntektsfordelingen bør hensynta de nytte- og kostnadselementene som er trukket frem ovenfor.

I flere tilfeller vil den totale samfunnsøkonomiske nytten være knyttet til antallet plusskunder. Vi vil derfor i neste kapittel studere fremtidig utvikling og diskutere om plusskundeveksten vi har sett i Norge frem til i dag er en trend som vil fortsette de kommende årene.

## **7. Fremtidig utvikling i antall plusskunder i Norge**

Vi ønsker å se på fremtidig utvikling, da omfanget av flere av fordelene og ulempene vi presenterte i forrige kapittel, vil være avhengig av fremtidig utviklingen i antall plusskunder i Norge. Fremtidig utvikling vil dermed legge føringer for hvor store samfunnsøkonomiske virkninger en kan forvente å se i fremtiden.

For å uttale seg om fremtidig utvikling vil det være hensiktsmessig å forstå hvorfor konsumenter velger å bli plusskunder, og vi vil derfor starte med en presentasjon av litteratur som omhandler dette temaet. Deretter vil vi plassere driverne bak valget om å bli plusskunde i en norsk kontekst ved å se på studier gjort i Norge. Videre vil vi se på plusskunders lønnsomhet i Norge, da dette er et viktig element for forventet utvikling. Avslutningsvis vil vi diskutere forventet utvikling i antall plusskunder i Norge, basert på drivere, andre empiriske funn og eventuelle endringer i reguleringen som berører plusskunden.

### ***7.1 Hva driver konsumenter til å bli plusskunder?***

Med utgangspunkt i rapporten utgitt av IEA (Rickerson et al., 2014), vil vi gjennomgå typiske drivere bak valget om å bli plusskunde. Driverne som former tilførselen av plusskunder er komplekse og kan variere fra land til land. En kan skille mellom økonomiske, atferdsmessige og teknologiske drivere, i tillegg til andre faktorer, som kan påvirke valget om å bli plusskunde i Norge på forskjellige måter.

#### **7.1.1 Økonomiske drivere**

Flere studier impliserer at flere økonomiske faktorer må være på plass for å få vekst i antall plusskunder. Generelt er konsumenters beslutning om en investering i et solcellesystem i hovedsak drevet av den forventede økonomiske prestasjonen til solcellesystemet (Rickerson et al., 2014). Den økonomiske prestasjonen vil påvirkes av investeringskostnaden for et solcellesystem, andre levetidskostnader, kraftpriser, tariffene i nettleien, avgifter, offentlig støtte, potensialet for solkraft og selvkonsumeringsraten. Enkelte av disse elementene påvirkes av geografisk lokalisering eller karakteristika ved markedet, mens andre påvirkes av regulering. Ettersom den økonomiske prestasjonen til plusskunden påvirkes av svært mange faktorer, er dette noe vi vil se nærmere på i avsnitt 7.2.

### **7.1.2 Atferdsmessige drivere**

Det finnes flere eksempler på husholdninger som har installert solcellesystemer til tross for negativ lønnsomhet, noe som indikerer at ikke alle som velger å bli plusskunder utelukkende drives av økonomiske faktorer (Rickerson et al., 2014). Romanach, Contreras og Ashworth (2013) gjennomførte en studie i Australia for å kartlegge interessen for distribuert kraftproduksjon blant husholdninger. Resultatene viste en signifikant positiv korrelasjon mellom respondentenes støtte for solcelleteknologi og oppfattet ansvar knyttet til konsekvensene av elektrisitetsbruk. Funnene fra studien kan underbygges med teoriene om overveid handling og planlagt atferd, der individets holdning til en bestemt atferd vil være sentralt for kjøpsbeslutningen (Fishbein og Ajzen, 1975). Rickerson et al. (2014) nevner at atferdsmessige drivere kan være alt fra miljømessige hensyn, ønsket om kontroll, selvforsyning, uavhengighet, pålitelighet og sikkerhet, status og prestisje til interesse for teknologi.

### **7.1.3 Teknologiske drivere**

I tillegg til økonomiske og atferdsmessige drivere, kan teknologisk utvikling påvirke veksten i plusskundesegmentet. Nedenfor vil vi nevne ulike trender som kan være viktige teknologiske drivere for valget om å gå fra å være en konsument til å bli en plusskunde.

#### ***7.1.3.1 Forbedret solcelleteknologi***

Solcellesystemets effektivitet har de siste årene hatt en kontinuerlig forbedring, og det prognostiseres at effektiviteten også vil kunne forbedres de kommende årene (Kost et al., 2013). Dette vil gi mer elektrisitet per krone investert, og følgelig gjøre slike investeringer mer attraktive. I tillegg kan fremtiden inneholde teknologiske gjennombrudd som i dag ikke er mulig å forvente eller forutse, noe som kan endre hele solcellemarkedet. Enkelte teknologientusiaster ser for seg en fremtid hvor det vil være helt normalt å integrere solcellepaneler i taket (Klingenberg, 2016). Dette vil således revolusjonere solcellemarkedet og følgelig også plusskundesegmentet.

### **7.1.3.2 Bruk av lokal lagring**

Selvkonsumeringsraten, som vi vil komme nærmere inn på i avsnitt 7.2.1.9, kan være en viktig faktor for plusskunders besparelser<sup>12</sup>. Lokal lagring gjør det mulig å øke selvkonsumeringsraten og dermed også lønnsomheten. I dag er batterier den mest kostnadseffektive lokale lagringsteknologien for elektrisitet, men prisnivået er fortsatt for høyt til at en investering vil være lønnsom for en plusskunde (Rickerson et al., 2014). En studie gjennomført i 2014 viste imidlertid at prisen på batterier er forventet å halveres frem til 2020-2025 (Bronski et al., 2014). Dette tilsier at den teknologiske utviklingen kan føre til plusskundevekst som følge av en høyere selvkonsumeringsrate og økt lønnsomhet.

### **7.1.3.3 Automatiske og smarte løsninger**

Som et alternativ til lokal lagring, kan smarte løsninger tas i bruk for å øke selvkonsumeringsraten til plusskundene. Dette kan for eksempel være automatisk styring av effektkrevende apparater som oppvask- og vaskemaskiner eller lading av elbil, noe som legger til rette for forbruk av elektrisitet i perioder hvor solcellesystemet produserer kraft. I tillegg kan automatisk styring brukes til å lagre energien fra solcellesystemet i varme, for eksempel ved å styre varmtvannstanken slik at den i hovedsak varmer vannet når solcellesystemet produserer elektrisitet (Rickerson et al., 2014). Automatiske og smarte løsninger kan altså forbedre lønnsomheten.

## **7.1.4 Andre viktige faktorer**

Avslutningsvis kan det trekkes frem enkelte faktorer som bør være til stede for at plusskundesegmentet skal kunne vokse. Selv om konsumenter har et ønske om å bli plusskunder, kan visse forhold helt eller delvis legge begrensninger for muligheten til å faktisk bli det.

### **7.1.4.1 Politiske ambisjoner knyttet til fornybar kraftproduksjon**

Reguleringer som støtter opp om plusskunder synes å være koblet til faktorer som ambisjonen og nødvendigheten for å redusere klimautslipp fra elektrisitetssektoren (Rickerson et al., 2014). Både Tyskland og Storbritannia har klare mål for utslippsreduksjon i elektrisitetssektoren, og en regulering som legger til rette for økt antall plusskunder kan bidra

---

<sup>12</sup> Hvor gunstig selvkonsumering er for investeringens lønnsomhet vil avhenge av regulering. Enkelte land opererer med innmatingstariffer som gir insentiver til å maksimere salg av overskuddskraft. I Norge, under dagens regulering, vil imidlertid selvkonsumering generere større besparelser for plusskunden enn hva inntekten fra salg av overskuddskraft vil.

til at disse landene når sine respektive klimamål. I et land som Norge, hvor elektrisitetssektoren omtrent kun består av fornybare kraftprodusenter, er 'behovet' for plusskunder mindre tydelig (Inderberg et al., 2016). Dette kan påvirke den politiske støtten knyttet til fordelaktige reguleringer og insentiver for å øke plusskundeveksten.

#### ***7.1.4.2 Nasjonal elektrisitetsetterspørsel***

I OECD-land har lav befolkningsvekst og energieffektivisering bidratt til at energibruken har holdt seg omtrent uendret, og det er forventet at denne trenden vil fortsette fremover de neste årene (Rickerson et al., 2014; Meld. St. 25, 2016). Det er imidlertid viktig å påpeke at fremtidig elektrisitetsetterspørsel avhenger av svært mange usikre faktorer. Blant annet har det flere ganger blitt påpekt at elektrifisering av transportsektoren vil føre til en markant økning i etterspørselen etter elektrisitet. NVE har dog gjort beregninger som illustrerer at selv en vesentlig overgang til elektrisk drift i transportsektoren trolig vil ha begrensede utslag på elektrisitetsetterspørselen (Meld. St. 25, 2016). Flat eller synkende etterspørsel setter plusskunder i direkte konkurranse med eksisterende kraftproduksjon, noe som kan forhindre plusskundevekst.

#### **7.1.5 Hoveddrivere og barrierer i Norge**

Vi har ovenfor skilt mellom økonomiske, atferdsmessige og teknologiske drivere, i tillegg til andre forhold som kan være av betydning for valget om å bli plusskunde, men i virkeligheten er det ofte en kombinasjon av de ulike driverne som leder til valget om å bli plusskunde. Nedenfor tar vi for oss det som blir ansett å være de viktigste driverne i Norge.

Sæle og Cherry (2017) gjennomførte i 2016 en undersøkelse i Norge for å kartlegge interessen for installasjon av solcellesystemer i Norge. Av de husholdningene som vurderte en investering i et solcellesystem som aktuell, fant de at den viktigste driveren var økonomiske besparelser, etterfulgt av det å kunne bidra til et bedre miljø (Sæle og Cherry, 2017).

Ford, Stephenson og Whitaker (2016) påpeker at den største barrieren for å bli plusskunde relateres til den høye investeringskostnaden for solcellesystemet. Kostnaden reduseres stadig, men det er fortsatt lange tilbakebetalingstider og høy finansiell risiko. En annen barriere er generell mangel på kunnskap og informasjon om småskala produksjonssystem og dets kostnader og fordeler (Ford et al., 2016). Dette kommer også frem i studien gjennomført av Sæle og Cherry, hvor respondentene som ikke var interesserte i å bli plusskunder la vekt på høy investeringskostnad, at de var tilfredsstillt med dagens løsning og at de hadde for lite

kunnskap om kjøps- og installeringsprosessen til et solcellesystem som bakgrunn for deres manglende interesse (Sæle og Cherry, 2017).

## ***7.2 Privatøkonomisk lønnsomhet til en plusskunde***

Da lønnsomhet trolig er den viktigste driveren bak valget om å bli plusskunde i Norge, jf. studien til Sæle og Cherry (2017), vil vi i dette avsnittet se nærmere på alle elementene som påvirker kostnader, inntekter og besparelser til plusskunder i Norge, og deretter utføre enkelte lønnsomhetsberegninger som tar for seg både levetidskostnadene og lønnsomheten til en solcellesysteminvestering i dag.

### **7.2.1 Elementer som påvirker lønnsomheten**

Som vi nevnte under økonomiske drivere i avsnitt 7.1.1, vil flere elementer påvirke inntekter, kostnader og besparelser til en plusskunde. Vi vil nå gå nærmere inn på hvert enkelt element og diskutere hvordan elementene isolert sett vil påvirke lønnsomheten.

#### ***7.2.1.1 Investeringskostnaden for et solcellesystem***

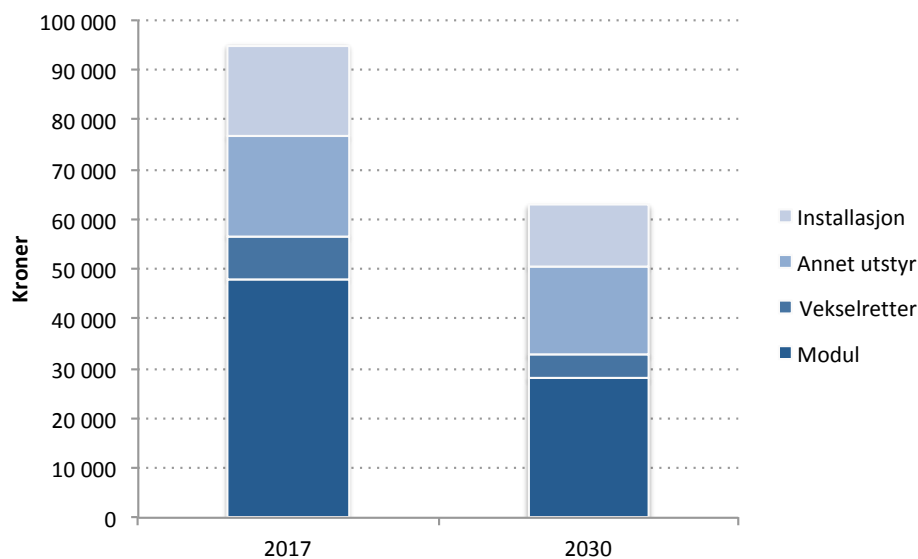
En investering i et solcellesystem utløser kostnader knyttet til innkjøp og installasjon av moduler, invertere og vekselrettere, samt kostnader til drift og vedlikehold av systemet over tid (Zaitsev et al., 2016). Som nevnt i avsnitt 4.3.2, har prisene på solcellemoduler og invertere de siste årene hatt en dramatisk reduksjon. Prognoser tilsier at systemkostnadene vil fortsette å synke, men på en lavere årlig rate enn tidligere (Fraunhofer ISE, 2015).

Kostnader for installasjon varierer fra land til land - og fra region til region - som en konsekvens av ulik markedsstørrelse og ulike kostnader for arbeidskraft. Som vi har nevnt tidligere, ligger installasjonskostnadene for et solcellesystem i Tyskland på et mye lavere kostnadsnivå enn i Norge, noe som er et resultat av Tysklands modne marked (Zaitsev et al., 2016). Installasjonskostnaden i Norge kan dermed forventes å bli lavere ved økt etterspørsel og flere tilbydere.

Selskapet Otovo opplyser at det typiske solcellesystemet norske husholdninger installerer har en effekt på 5,3 kWp, og at et slikt solcellesystem vil koste rundt 95.000 kroner i dag. Dette inkluderer kostnader knyttet til maskinvare og installasjon, men ikke kostnader knyttet til drift og vedlikehold. Zaitsev et al. (2016) har prognostisert at investeringskostnaden for et solcellesystem under 10 kWp vil reduseres med 34% frem til 2030 i Norge. For et solcellesystem med en effekt på 5,3 kWp, vil forventet reell investeringskostnad i 2030



dermed være 63.000 kroner. Figur 9 viser hvordan investeringskostnaden vil være fordelt mellom de ulike kostnadskomponentene.



**Figur 9: Forventet investeringskostnad for et solcellesystem i Norge frem mot 2030 (Zaitsev et al., 2016)**

Ettersom investeringskostnaden for et solcellesystem reduseres, vil lønnsomheten til potensielle plusskunder forbedres – alt annet likt. Dette, isolert sett, taler for vekst i plusskundesegmentet dersom lønnsomhet er en viktig driver.

### **7.2.1.2 Andre levetidskostnader**

I løpet av levetiden til solcellesystemet kan det oppstå kostnader knyttet til inverterbytte og drift- og vedlikehold, og det vil redusere solcellesystemets lønnsomhet.

Invertere kan ha kortere levetid enn resten av solcellesystemet, noe som indikerer at bytte av inverter vil kunne forekomme. Zaitsev et al. (2016) beregner kostnaden for inverterbytte til å være 1.625 kroner per kW. I følge Multiconsult (2013) opptrer som regel feil helt i starten eller helt i slutten av levetiden til inverteren. På grunn av usikkerhet er det derfor vanlig å kalkulere med minst ett inverterbytte i solkraftprosjekter.

Drift- og vedlikeholdskostnader knyttet til solcellesystemer for husholdninger er i utgangspunktet svært lave. Likevel kan uforutsett komponentsvikt eller andre hendelser føre til at kostnader påløper i løpet av systemets levetid. Det er derfor vanlig å estimere drift- og vedlikeholdskostnader til å være en marginal prosentandel av investeringskostnaden (Zaitsev et al., 2016).

### **7.2.1.3 Kraftpris**

Kraftprisen er kostnaden for å kjøpe elektrisitet. Høyere kraftpris øker verdien på besparelsene generert av solcellesystemet og forbedrer avkastningen. Som vi har nevnt tidligere, kommer Norges kraftproduksjon i hovedsak fra vannkraft. Grunnet økte nedbørmengder og høye temperaturer i Norge de siste årene, har kraftprisen holdt seg historisk lav (Meld. St. 25, 2016). Med en relativt lav kraftpris i Norge, vil norske plusskunder oppnå mindre besparelser sammenlignet med plusskunder i land hvor kraftprisen er høyere - alt annet likt. Dette bidrar til at tilbakebetalingstiden til investeringen er lenger i Norge.

Klimaendringer vil sannsynligvis gi mildere vintre og mer nedbør i Norge. Dette indikerer at kraftproduksjonen vil øke, noe som taler for en enda lavere kraftpris i fremtiden (Aaheim, 2003). På den andre siden planlegger Sverige å legge ned enkelte atomkraftverk, noe som vil føre til redusert tilbud av elektrisitet, og dette kan påvirke norske kraftpriser gjennom Nord Pool. Videre er det planlagt investeringer i utenlandskabler, noe som vil gi økt utvekslingskapasitet (Amundsen et al., 2017). Dette kan tale for høyere kraftpriser i Norge. Det er imidlertid flere faktorer som kan påvirke kraftprisen, og alle prognoser har høy grad av usikkerhet. Dermed er det svært vanskelig å anslå om plusskunders kraftprisbesparelser vil øke eller reduseres i fremtiden. NVE forventer i sine prognoser en moderat økning i kraftprisen frem til 2030, noe som vil gi økte kraftprisbesparelser for plusskunder i Norge (Amundsen et al., 2017).

### **7.2.1.4 Nettleiekostnader**

Ved dagens regulering er nettleien til de fleste nettkunder i Norge basert på et volumetrisk energiledd og et fastledd (Naper, Haugset og Stene, 2016). Det volumetriske energileddet er fordelaktig for plusskunden ettersom hver kWh produsert og konsumert vil generere besparelser lik den volumetriske tariffen. Det er forventet at nettleien vil øke de neste årene som følge av planlagte investeringer i nettet (Energi Norge, 2016). Dersom investeringskostnadene innhentes gjennom det volumetriske tariffleddet, vil dette kunne føre til økte nettleibesparelser for plusskunden.

De siste årene har flere nettselskaper i Norden innført tariffen som gir konsumenten insentiver til å redusere effektuttaket i topplastperioder (NordREG, 2015). I 2015 sendte NVE ut en rapport om mulige endringer i regelverket for tariffing av kunder i distribusjonsnettet på høring (Naper et al., 2016). Rapporten omtalte ulike modeller for beregning av effektbaserte

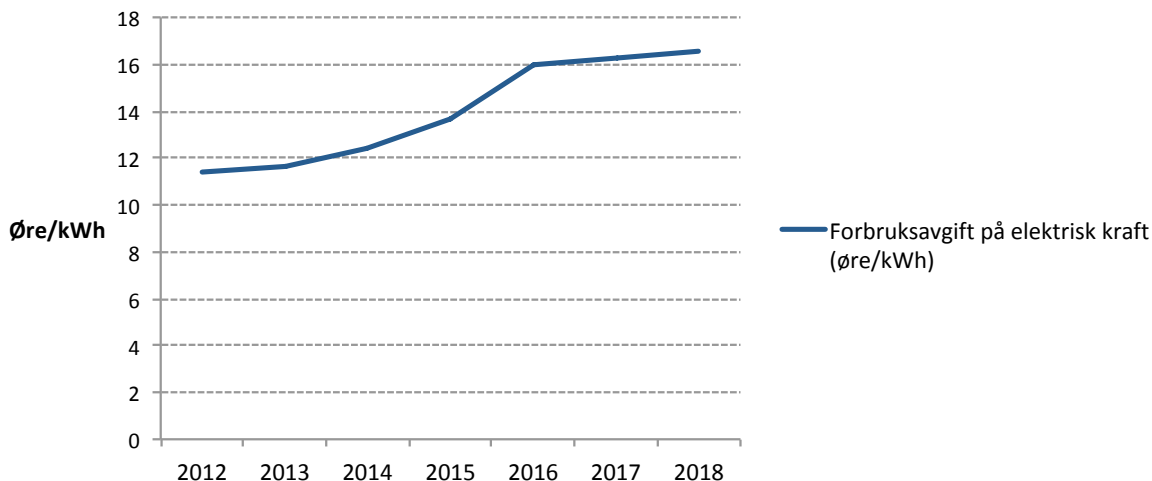
tariffer for uttak i distribusjonsnettet, og i november 2017 kom NVE med forslag om å utforme effekttariffene etter abonnert effekt (Hansen et al., 2017).

*Abonnert effekt:* Den effektbaserte delen av kundens nettleie fastsettes på bakgrunn av et abonnement med en viss mengde effekt til en gitt kostnad per kW. Uttak utover abonnert effekt fastsettes en vesentlig høyere pris, alternativt strupes forbruket når den abonnerte effektgrensen er nådd (Naper et al., 2016).

En tariff utformet etter abonnert effekt tar hensyn til nettkundens kapasitetsbehov, heller enn elektrisitetskonsum. Innføring av effekttariffer vil antakeligvis redusere lønnsomheten til plusskunder, med mindre effektuttaket til plusskunden kan reduseres – noe som er lite sannsynlig i Norge i dag (Fiksen, 2016). Da solcellesystemets kraftproduksjon i vintermåned er begrenset, vil trolig plusskundens maksimale effektuttak være like stort sammenlignet med situasjonen før solcellesysteminstallasjonen. Det er derfor svært sannsynlig at plusskunder vil ha de samme nettleiekostnadene som andre konsumenter, og en overgang fra energi- til effektbaserte tariffer vil dermed kunne redusere solcellesystemets lønnsomhet. Bruk av lokal lagring kan derimot gjøre effektbaserte tariffer fordelaktige for plusskunder, da de kan lagre den egenproduserte elektrisiteten til senere perioder og på den måten redusere maksimalt effektuttak (Fiksen, 2016).

#### **7.2.1.5 Avgifter**

Som ble beskrevet i avsnitt 6.2.3.5, utgjør avgifter omtrent halvparten av nettleien til en gjennomsnittlig husholdning. Avgiften omfatter elektrisk kraft som forbrukes i Norge, enten den er produsert innenlands eller importert (NOU 2007:8) og vil inkludere en forbruksavgift, Enova-avgift, samt merverdiavgift. Ved dagens regulering er plusskunder fritatt fra å betale avgift på elektrisiteten de produserer og konsumerer selv, og endringer i avgiftsnivåene vil kunne ha stor påvirkning på plusskunders lønnsomhet. Merverdiavgiften og Enova-avgiften har holdt seg uendret de siste årene, i motsetning til forbruksavgiften som generelt har økt. Figur 10 illustrerer forbruksavgiftens nominelle prisutvikling fra 2012 til første kvartal 2018. Dersom forbruksavgiften på elektrisk kraft fortsetter å øke, vil plusskunders lønnsomhet stadig forbedres. Dette avhenger dog av at elektrisiteten plusskunder produserer og konsumerer selv, vil være unntatt avgiftsbeskatning også i fremtiden. I statsbudsjettet for 2018 ble det foreslått å forskriftsfeste praktiseringen av avgiftsfritaket (Prop. 1 LS, 2017).



Figur 10: Nominell prisutvikling i forbruksavgiften på elektrisk kraft (SSB, 2017b)

### 7.2.1.6 Variabel innmatingstariff

Plusskunder blir belastet en variabel innmatingstariff på overskuddskraften som mates inn på nettet. Størrelsen på den variable innmatingstariffen har betydning for inntektene til plusskunden, og en lav variabel tariff er fordelaktig. Som nevnt i avsnitt 4.1, opererer flere norske nettselskaper med en negativ variabel innmatingstariff, og i de tilfeller vil plusskunder generere en inntekt utover salget av kraften ved innmating av overskuddskraft (BKK Nett, 2017a).

### 7.2.1.7 Støtte

Enova støtter investeringer i el-produksjon med et fast beløp og et variabelt beløp avhengig av effekten til produksjonsanlegget (Enova, 2016). En endring i støtten vil kunne påvirke lønnsomheten til en solcellesysteminvestering dramatisk, da investeringsstøtte regnes for å være en av de viktigste økonomiske insentivene for en plusskunde (Inderberg et al., 2016).

### 7.2.1.8 Potensialet for solkraft

Potensialet for solkraft refererer til solressursens kvalitet. Større potensial øker produksjonen til solcellesystemet og forbedrer systemets økonomiske prestasjon. Vi har tidligere illustrert potensialet for solkraft i utvalgte byer i Europa og vist at det varierer mellom land, men også lokalt i landet. Dette gjør at solcellesystemets økonomiske prestasjon vil være avhengig av hvor det er lokalisert, noe som vil kunne gi ulik vekst i antall plusskunder for ulike deler av Norge.

### 7.2.1.9 Selvkonsumeringsraten

Selvkonsumeringsraten refererer til hvor mye av den egenproduserte elektrisiteten plusskunden forbruker selv. Selvkonsumeringsraten er i de fleste tilfeller en kritisk driver for den økonomiske prestasjonen til solcellesystemet (Rickerson et al., 2014). I Norge må plusskunder betale kraftpris, et energiledd og avgifter når de kjøper kraft fra nettet, og de vil dermed "spare" disse kostnadene i perioder hvor de er selvforsynte. Når plusskunder selger overskuddskraft får de kun betalt kraftpris og en liten variabel innmatingstariff dersom det lokale nettselskapet opererer med negativ variabel innmatingstariff. Det vil derfor lønne seg å konsumere den egenproduserte kraften. En høy selvkonsumeringsrate for en plusskunde i Norge, øker dermed den økonomiske prestasjonen til solcellesystemet.

En studie gjennomført av Latour (2013) fant teoretiske selvkonsumeringsrater for husholdninger med solcellesystemer i ulike land i Europa. De varierte fra 29% i Sør-Italia til 43% i Belgia. I England var den beregnet til å være 40%, og dette kan gi et anslag på hvilken selvkonsumeringsrate en norsk plusskunde kan forvente. Selvkonsumeringsraten vil imidlertid trolig kunne øke i fremtiden dersom mulighetene for bruk av lokal lagring og automatiske og smarte løsninger blir forbedret (Rickerson et al., 2014).

### 7.2.2 Lønnsomhetsberegninger

#### 7.2.2.1 Levetidskostnader for et solcellesystem (LCOE)

For å identifisere kostnaden ved solkraft per kWh, har vi benyttet metodikken kalt LCOE. Vi antar ulike forutsetninger hva gjelder geografisk lokalisering, levetid og investeringskostnad for å illustrere hvordan kostnaden for solkraft vil variere. Vi tar utgangspunkt i en solcellesysteminstallasjon for en typisk husholdning. Tabell 4 viser hvilke forutsetninger som ligger til grunn for utregningene av LCOE i dag. Se vedlegg 4 for nærmere forklaring av beregningene.

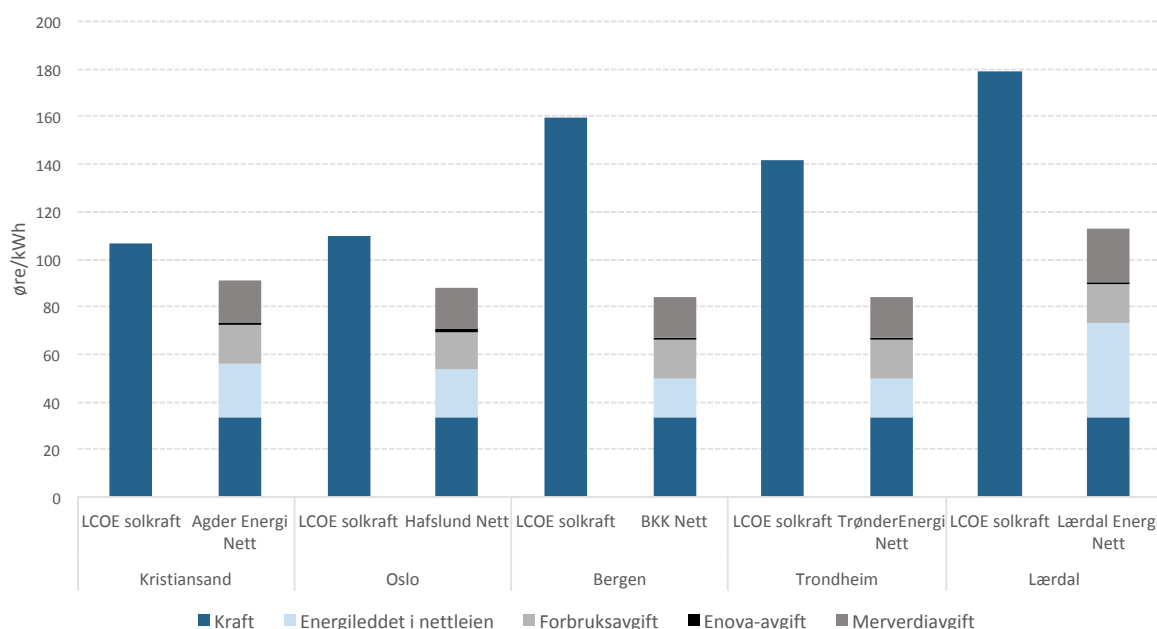
<b>Forutsetninger for beregning av LCOE<sup>13</sup></b>	
Installert effekt (kWp)	5,3
Investeringskostnad (NOK)	95.000
Enova-støtte (NOK)	16.625
Investeringskostnad per enhet fratrukket støtte (NOK/kW)	17.925

<sup>13</sup> Alle kostnader er inkludert merverdiavgift

Årlig drift- og vedlikeholdskostnad (% av investeringskostnad)	0,5
Kostnad inverterbytte halvveis i levetiden (NOK/kW)	1.625
Økonomisk levetid (år)	25
Reell diskonteringsrate (%)	4
Årlig økning i drift- og vedlikeholdskostnader (%)	1

**Tabell 4: Forutsetninger for beregning av LCOE**

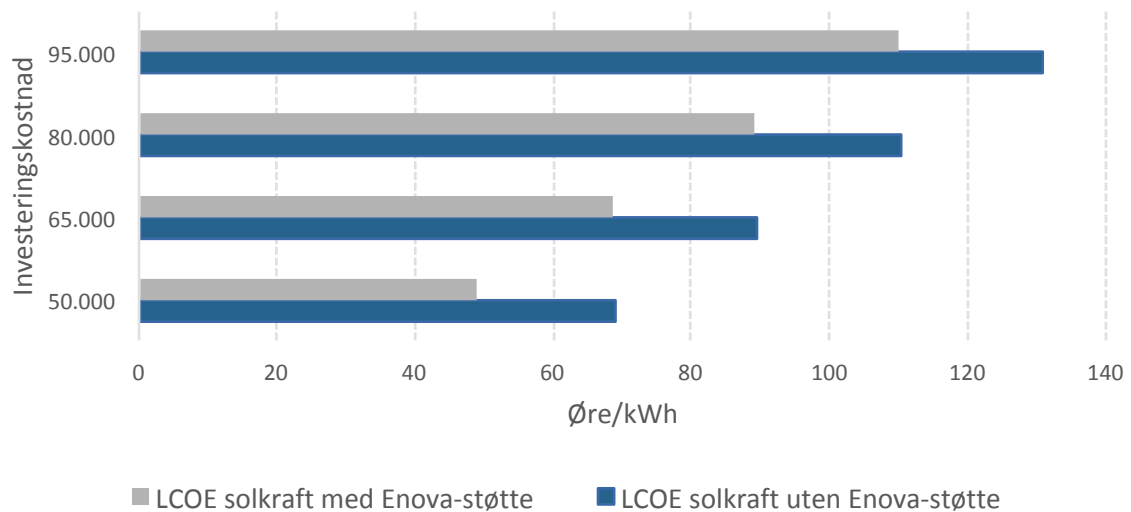
Figur 11 illustrerer hvordan kostnaden per kWh produsert (fratrasket Enova-støtte) fra et solcellesystem vil variere geografisk i Norge. Kostnaden varierer fra 107 øre/kWh i Kristiansand til 178 øre/kWh i Lærdal. Dette skyldes at produksjonspotensialet for solkraft er svært avhengig av lokalisering. Videre viser figuren at egenprodusert solkraft generelt har en høyere kostnad enn eksterne kraftkjøp. Det skal imidlertid bemerkes at solkraft ikke nødvendigvis trenger svært lave kostnader for å nå nettparitet, da kjøp fra nettet ikke bare inkluderer kostnader knyttet til kraftkjøp, men også til nettleie, forbruksavgift, Enova-avgift og merverdiavgift. I figur 11 har vi derfor inkludert kostnaden for kraftkjøp fra nettet i ulike geografiske områder i Norge. Det er interessant å merke seg at egenproduksjon av solkraft ikke nødvendigvis er mest lønnsomt der kostnaden for produksjon av solkraft er lavest, da en også bør ta hensyn til alternativkostnaden som vil være avhengig av lokalisering.



**Figur 11: LCOE for solkraft og kostnad ved kjøp fra nettet i ulike byer i Norge (vedlegg 4)**

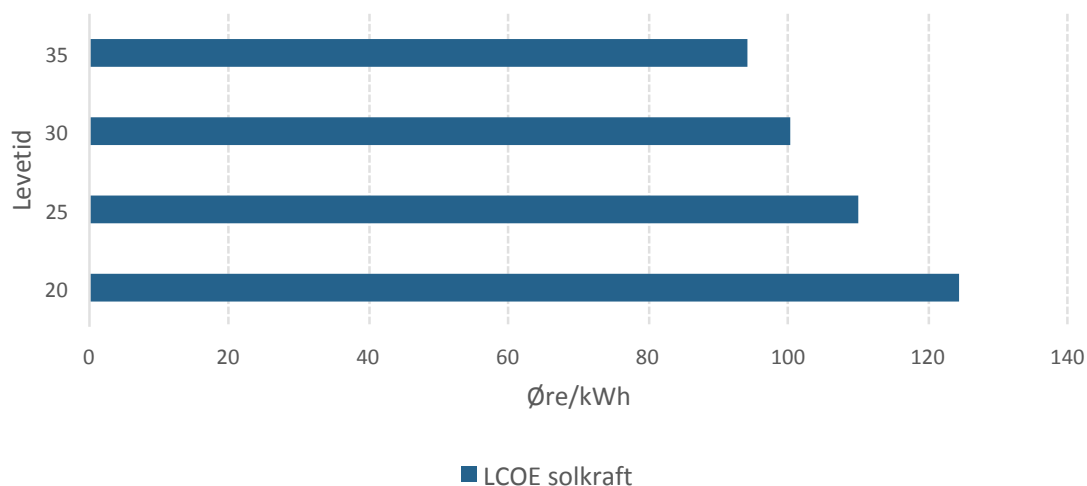
Kostnaden per kWh for solkraft reduseres dersom investeringskostnaden blir lavere. Dette kommer tydelig frem i figur 12, hvor vi har beregnet kostnaden per kWh for solkraft i Oslo.

Under de gitte forutsetningene ser en fra figuren at kostnaden, fratrukket Enova-støtte, vil være på 110 øre/kWh i dag, men at den kan reduseres til 49 øre/kWh dersom investeringskostnaden reduseres til 50.000 kr. Dette illustrerer at investeringskostnaden har stor betydning for levetidskostnadene til solcellesystemet.



**Figur 12: LCOE for solkraft ved ulike investeringskostnader for solcellesystemet (vedlegg 4)**

I figur 13 illustreres det hvordan kostnaden for solkraft vil påvirkes av levetiden til solcellesystemet. De fleste tilbydere av solcellesystemer garanterer en levetid på 25 år, men systemene har en antatt levetid på minst 25-30 år (Multiconsult, 2013; Bjørnstad, 2012). Kostnaden for solkraft i Oslo vil reduseres fra 110 øre/kWh til 94 øre/kWh dersom levetiden til solcellesystemet øker fra 25 til 35 år. Teknologiske fremskritt innenfor solcelleteknologi kan bidra til at levetiden til et solcellesystem forlenges, hvilket vil forbedre lønnsomheten til en investering.



Figur 13: LCOE for solkraft ved ulike levetid for solcellesystemet (vedlegg 4)

### 7.2.2.2 Ulike scenarier for lønnsomheten til en solcellesysteminvestering

Det er stor usikkerhet knyttet til plusskundens fremtidige inntekter og besparelser, noe som er en konsekvens av mange usikre elementer. For å illustrere både lønnsomheten og usikkerheten knyttet til en solcellesysteminvestering for en plusskunde, har vi gjennomført lønnsomhetsberegninger for to ulike situasjoner; 1) lønnsomhet ved dagens regulering og 2) lønnsomhet ved innføring av effektbaserte tariffer. I lønnsomhetsberegningene finner vi årlige inntekter og besparelser for en plusskunde, for på den måten å illustrere lønnsomheten ved en investering. Vi tar for oss en husholdning lokalisert i Oslo som investerer i et solcellesystem i dag. Nullalternativet til en investering i et solcellesystem er å forbli en vanlig konsument og kjøpe kraft fra nettet til alle tider. Forutsetningene er listet i tabell 5. Se vedlegg 5 for nærmere forklaring av forutsetninger og andre variabler.

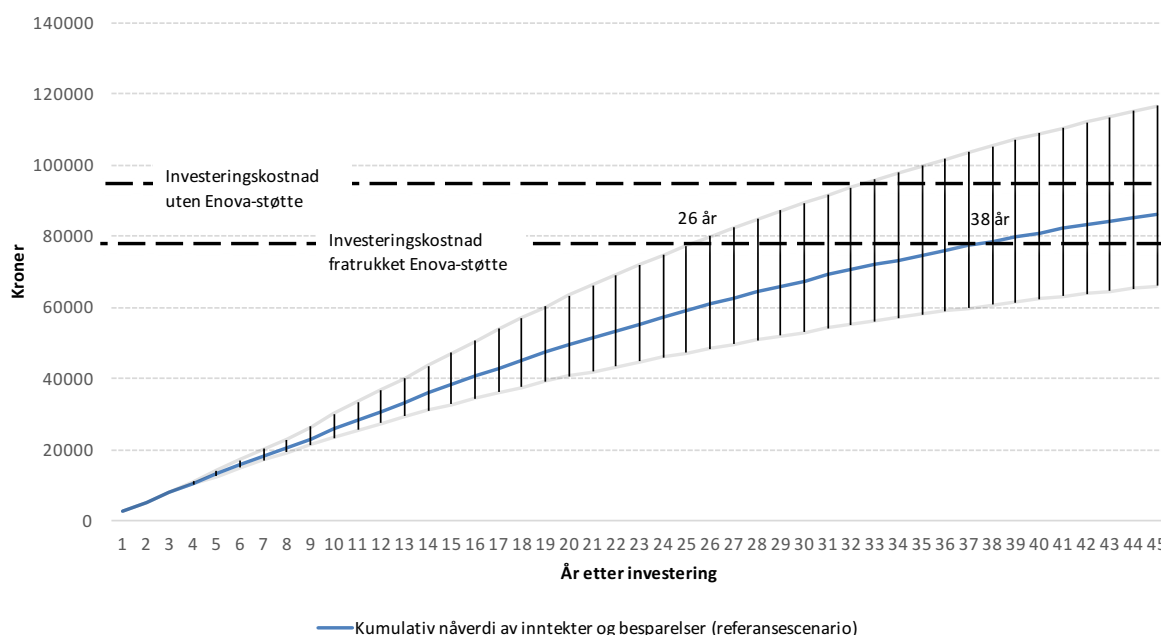
Forutsetninger	
Installert effekt (kWp)	5,3
Investeringskostnad (NOK)	95.000
Enova-støtte (NOK)	16.625
Årlig produksjon (kWh)	5050
Selvkonsumeringsrate (%)	40
Reell diskonteringsrate (%)	4

Tabell 5: Forutsetninger for beregning av lønnsomheten til en solcellesysteminvestering



### 7.2.2.3 Investeringskalkyle 1: Lønnsomhet ved dagens nettleiestruktur

Den første analysen tar for seg ulike scenarier hva gjelder utvikling i elementer som kraftpris, tariffnivå og avgifter under dagens nettleiestruktur. Vi har tre scenarier; ett pessimistisk, ett referanse og et optimistisk. Referansescenariot angir den antatte utviklingen i de ulike elementene, mens det pessimistiske og optimistiske scenariot gir et mulig utfallsrom for plusskundens lønnsomhet. Investeringskalkylen vil være nyttig da den illustrerer forventet lønnsomhet samt hvordan lønnsomheten kan forbedres eller forverres avhengig av utviklingen i kraftpris, tariffnivå og avgifter.

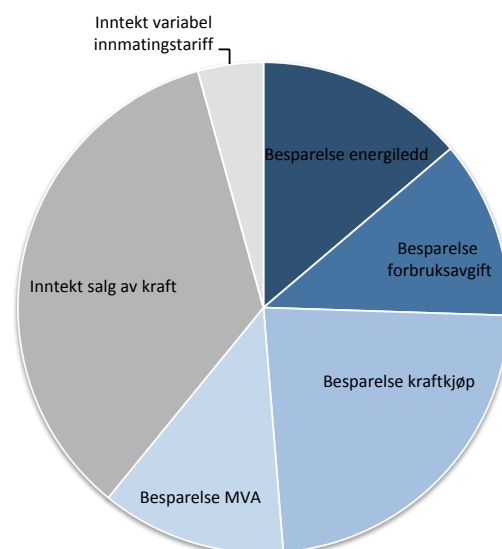


Figur 14: Lønnsomhet ved dagens nettleiestruktur (vedlegg 5)

Figur 14 illustrerer forventet tilbakebetalingstid som er skjæringspunktet mellom investeringskostnaden og den kumulative nåverdien av inntekter og besparelser. Fra figuren ser en at det ut i fra referansescenariot vil ta 38 år å dekke inn investeringskostnaden (fratrukket Enova-støtte) til solcellesystemet. Etersom forventet levetid for et solcellesystem er anslått til å være 25-30 år, vil en investering fratrukket Enova-støtte ut fra referansescenariot gi negativ avkastning. Dersom det foretas en investering uten Enova-støtte vil den negative lønnsomheten bli ytterligere forverret ut fra referansescenariot. Dette bekrefter at Enova-støtten er svært viktig for solcellesystemets økonomiske prestasjon. I tillegg er det lett å se at reduserte investeringskostnader, som er forventet i fremtiden, slår positivt ut på lønnsomheten til investeringen. Videre viser det skraverte området at lønnsomheten kan forbedres eller forverres dersom utviklingen i kraftpris, tariffnivå og avgifter skiller seg fra hva som er antatt i referansescenariot. Det øvre skraverte området

viser at tilbakebetalingsperioden til investeringen vil reduseres dersom utviklingen i de ulike elementene går i plusskundens favør, mens det nedre skraverte området viser det motsatte. Dette poengterer at utviklingen i kraftpris, tariffnivå og avgifter har stor betydning for investeringens lønnsomhet, da usikkerheten knyttet til utviklingen i de ulike elementene skaper et stort utfallsrom for lønnsomheten. For potensielle plusskunder kan usikkerheten gi insentiver til å utsette en investering frem til investeringskostnaden er redusert til et nivå som gjør det lønnsomt, uansett utvikling i kraftpris, tariffnivå og avgiftsnivå.

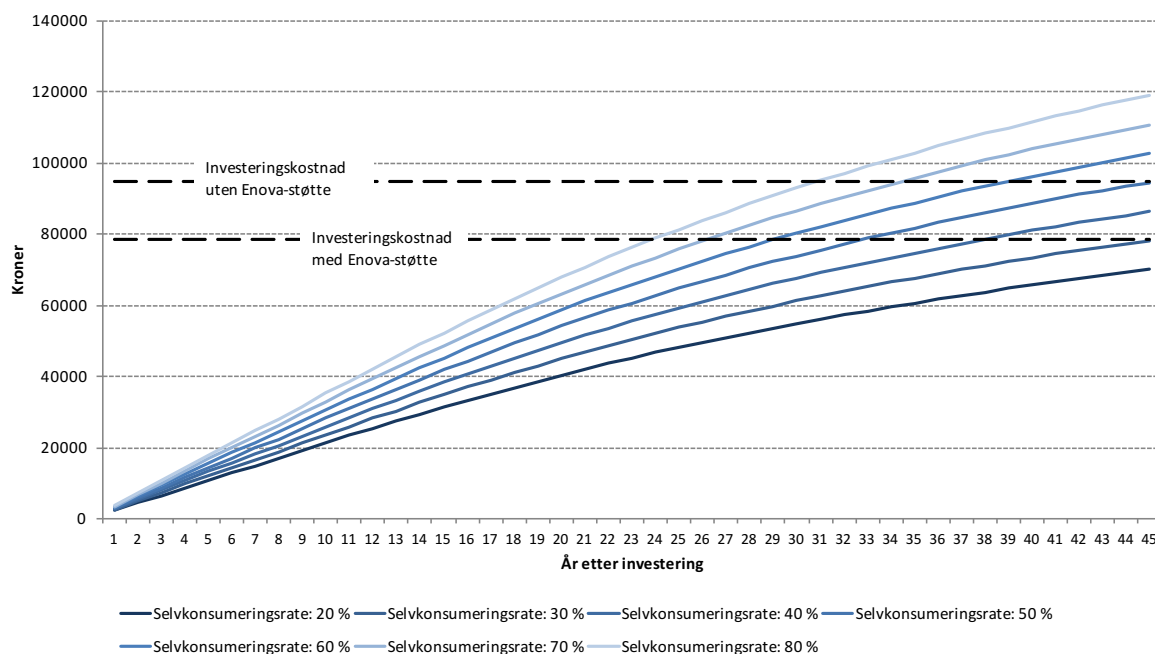
Figur 15 illustrerer fordelingen av de ulike besparelser- og inntektselementene som inngår i investeringskalkylen. Besparelseelementene tilfaller plusskunden grunnet selvkonsumering, mens inntektselementene tilfaller plusskunden ved salg av overskuddskraft. Her ser en at viktige besparelser og inntekter er knyttet til at plusskunden unngår kraftkjøp i selvkonsumeringsperioder og kan selge kraft i overskuddsperioder. Videre ser en at avgiftskomponentene utgjør en like stor andel som kraftkjøpbesparelsen, noe som indikerer at avgiftsfritaket også er et svært sentral lønnsomhetsselement.



**Figur 15: Fordeling av besparelser og inntekter ved dagens nettleiestruktur (vedlegg 5)**

Videre ønsker vi å belyse hvordan lønnsomheten til investeringen vil variere med selvkonsumeringsraten. Som vi har nevnt, vil en høy selvkonsumeringsrate være fordelaktig for plusskunden, og det vil være interessant å se hvor høy selvkonsumeringsraten må være for at investeringen skal være lønnsom. Figur 16 viser at ved en selvkonsumeringsrate på 80% vil det ta 24 år før investeringen gir avkastning, i motsetning til en selvkonsumeringsrate på 20%, hvor det vil ta over 45 år. Dette gjelder for en investering som har mottatt Enova-støtte.

Figuren poengterer at selvkonsumeringsraten er en svært viktig faktor for lønnsomheten. Tiltak som kan bidra til at plusskundens produksjon og forbruk i større grad sammenfaller, for eksempel lokal lagring eller smarte og automatiske løsninger, vil kunne øke selvkonsumeringsraten og forbedre lønnsomheten.



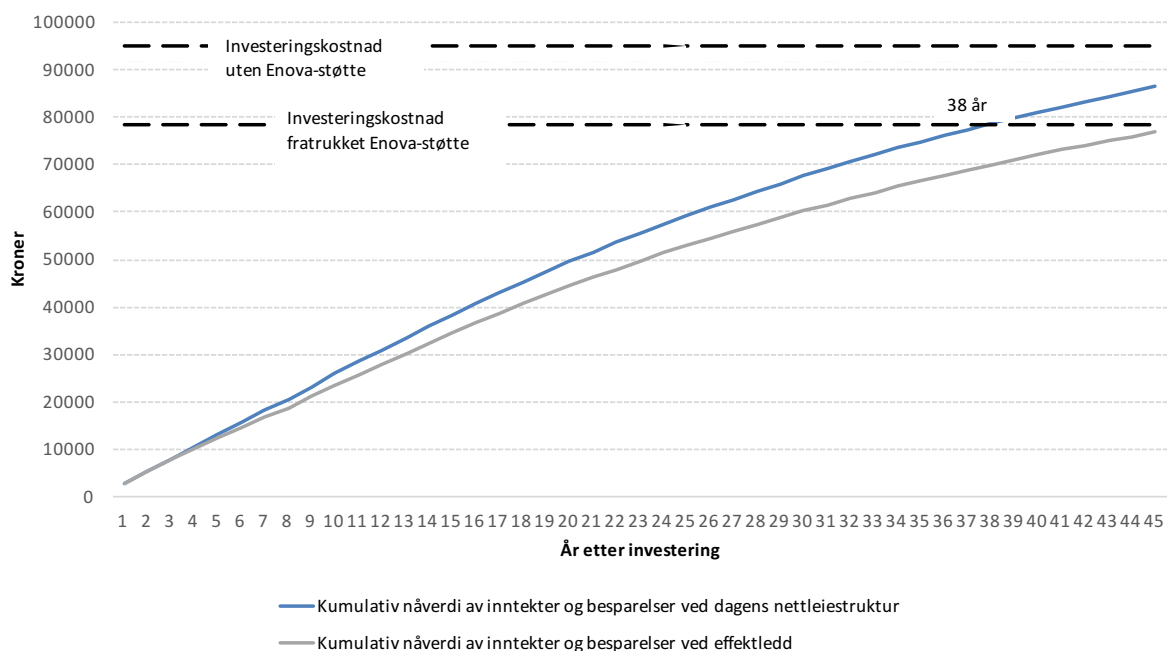
**Figur 16: Lønnsomhet ved ulike selvkonsumeringsrater under dagens nettleiestruktur (vedlegg 5)**

#### 7.2.2.4 Investeringskalkyle 2: Lønnsomhet ved innføring av effektbaserte tariffer

Da det er foreslått en overgang fra energi- til effektbaserte tariffer, vil det være interessant å studere hvordan denne overgangen vil påvirke investeringens lønnsomhet isolert sett. Som illustrert i forrige scenarioanalyse, utgjør besparelser knyttet til energileddet i nettleien en stor andel av kontantstrømmen til investeringen. Dersom dette leddet forsvinner helt eller delvis, vil følgelig lønnsomheten påvirkes. Med utgangspunkt i NVE sitt forslag om abonnert effekt, har vi beregnet hvordan en mulig fremtidig nettleiestruktur vil påvirke plusskunders lønnsomhet. Vi vil i beregningene anta at en endring av nettleiestrukturen først blir innført i 2020, da det er dette som er foreslått (Naper et al., 2016).

Som diskutert i avsnitt 7.2.1.4 vil plusskunder, ved en innføring av abonnert effekt, trolig tariffes tilnærmet likt som ordinære konsumenter dersom effektbehovet måles etter årlig behov. Vi tar utgangspunkt i årlig effektbehov i beregningene. I nettleiestrukturen for abonnert effekt har vi videre valgt å inkludere et energiledd, satt til 5 øre per kWh, som kun skal reflektere marginaltap, da dette er lagt til grunn i NVE sitt forslag til utforming av effekttariffer (Hansen et al., 2017). Vi antar at forbruksavgiften fortsatt knyttes til

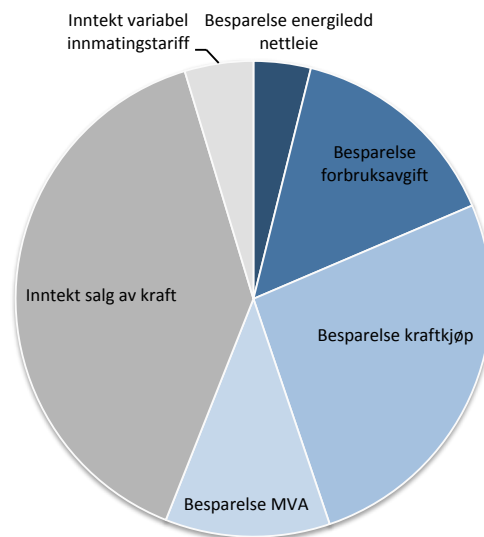
elektrisitetsforbruket, og dermed vil plusskunden generere avgiftsbesparelser på den egenproduserte kraften som konsumeres selv.



**Figur 17: Lønnsomhet ved innføring av effektbaserte tariffer (vedlegg 5)**

Figur 17 illustrerer hvordan en overgang fra energi- til effektbaserte tariffer vil påvirke investeringens lønnsomhet. Ved innføring av effektbasert nettleie vil nødvendig tilbakebetalingstid for en investering med Enova-støtte gå fra 38 år til over 45 år. Innføring av abonnert effekt vil altså, som forventet, redusere lønnsomheten og føre til ytterligere negativ avkastning, da levetiden til solcellesystemet er anslått å være kun 25-30 år. Det skal merkes at de usikre variablene, som kraftpris og avgifter, er hentet fra referansescenarioet. En annen utvikling i disse variablene vil kunne påvirke lønnsomheten ytterligere i begge retninger.

Figur 18 viser fordelingen av de ulike besparelser- og inntektselementene ved en nettleiestruktur basert på abonnert effekt. Besparelsen fra energileddet i nettleien er nå betydelig redusert sammenlignet med tilfellet ved dagens nettleiestruktur, da energileddet nå kun reflekterer marginaltap. Besparelsen knyttet til merverdiavgiften vil også reduseres noe, da avgiftsgrunnlaget reduseres.



**Figur 18: Fordeling av besparelser og inntekter ved innføring av effektbaserte tariffer (vedlegg 5)**

### ***7.3 Forventet utvikling i Norge***

De siste årene har en sett en økning i antall plusskunder i Norge, og i slutten av 2016 var det omtrent 700 plusskunder. Sammenlignet med flere andre land har Norge imidlertid et svært lite plusskundesegment. I Norge er en plusskunde et nokså nytt fenomen og det er ikke mange år siden det ble etablert en offisiell ordning for plusskunder. Usikkerheten knyttet til dagens plusskundeordning og hvordan den vil bli i fremtiden kan være en årsak til at mange avventer beslutningen om å bli en plusskunde. Vi har illustrert at lønnsomheten til en solcellesysteminvestering i Norge ikke er særlig god på nåværende tidspunkt, og at en investering i dag gir negativ avkastning. Usikkerhet knyttet til dagens plusskundeordning samt investeringens negative lønnsomhet, kan være mulige forklaringer på hvorfor vi har så få plusskunder i Norge i dag. Videre indikerer den negative lønnsomheten at de som allerede er plusskunder i dag, har vært drevet av andre elementer enn det rent økonomiske, eksempelvis interesse for teknologi eller miljømessige hensyn - noe flere studier støtter som viktige atferdsmessig drivere. Atferdsøkonomisk teori hevder at initiativtakerne, det vil si de som tidligst tar i bruk en ny innovasjon, først og fremst drives av prestisje og personlig måloppnåelse (Faiers, Cook og Neame, 2007). Atferdsøkonomisk teori kan dermed gi en mulig forklaring på hvorfor konsumenter tillater en atferd som ikke er bedriftsøkonomisk rasjonell.

For den neste kategorien av kjøpere vil, i følge atferdsøkonomisk teori, imidlertid evnen til å kunne betale være viktigere, og det kan derfor tenkes at potensielle fremtidige plusskunder vil legge *større* vekt på lønnsomheten til investeringen enn hva dagens plusskunder har gjort. På bakgrunn av at lønnsomhet blir vurdert som en viktig faktor for valget om å bli plusskunde i Norge, vil utvikling i elementer som påvirker lønnsomheten være sentralt med tanke på antallet plusskunder en kan forvente i Norge i fremtiden. Investeringskostnaden for et solcellesystem på 5,3 kW er forventet å reduseres til 63.000 frem til 2030 (Zaitsev et al., 2016). Dette vil forbedre lønnsomheten betraktelig og redusere tilbakebetalingstiden, noe henholdsvis beregningen av LCOE for solkraft og investeringskalkylen illustrerer. Videre forventes det utvikling innenfor teknologi som for eksempel lokal lagring, noe som kan gjøre denne teknologien rimeligere og lettere å ta i bruk og forbedre plusskundens lønnsomhet ytterligere. Dette indikerer at plusskundesegmentet i Norge vil fortsette å vokse, da en viktig driver som lønnsomhet forventes å bli betydelig forbedret fremover. I følge innovasjonsbeslutningsteorien vil kunnskap være kritisk for kjøpsbeslutningen av et nytt produkt. Vekst i antall plusskunder vil føre til et større marked og økt synlighet av

mulighetene og fordelene ved plusskundeordningen. Dette kan lede til kunnskapsspredning og redusere usikkerheten og barrierene for neste generasjons plusskunder.

Spørsmålet blir videre hvor mye lønnsomheten må forbedres for at en større andel av husholdningene i Norge vil være villige til å bli plusskunder. En studie gjennomført av Scarpa og Willis (2010) i Storbritannia fant at selv om husholdninger vurderte verdien av distribuert fornybar kraftproduksjon som høy, var ikke verdien stor nok til å forsvare kapitalkostnadene. De fant at husholdningenes krav til tilbakebetalingstid for en solcellesysteminvesteringen var 3-5 år. Dette er betydelig lavere enn tilbakebetalingstiden vi fant i investeringskalkylen. Det ble gjennomført en lignende studie i Irland, hvor Claudy, O'Driscoll og Duffy (2010) fant at gjennomsnittlig betalingsvillighet for et solcellesystem var på 4.254 Euro, noe som tilsvarer 41.700 kroner. I studien Sæle og Cherry (2016) gjennomførte i Norge kom det frem at 25,7% av respondentene var villige til å betale 60.000 kroner for et solcellesystem, 30,5% var villige dersom kostnaden ble redusert til 40.000 kroner og 45,7% var villige dersom kostnaden ble redusert til kun 20.000 kroner. På bakgrunn av teoriene og de empiriske funnene vi nå har presentert, kan en argumentere for at investeringskostnadene må reduseres betraktelig for at majoriteten av potensielle plusskunder faktisk gjennomfører en solcellesysteminvestering.

Fra beregningen av LCOE for solkraft kan en se at ved en investeringskostnad på 65.000 kroner vil kostnaden per kWh for solkraft reduseres drastisk i forhold til i dag. Et slikt scenario vil forbedre lønnsomheten betydelig, alt annet likt, og flere konsumenter vil ha evnen og villigheten til å investere. Ettersom investeringskostnaden er forventet å reduseres de kommende årene, indikerer dette at vi vil oppleve en moderat vekst frem til investeringskostnaden har blitt redusert til et nivå som både gjør investeringen lønnsom og er lav nok til at en større andel konsumenter er villige til å investere. Når investeringskostnaden derimot har nådd dette nivået, vil en kunne forvente et større tilsig av nye plusskunder.

Det er imidlertid slik at produksjonspotensialet for solkraft varierer geografisk i Norge. Dermed vil en kunne oppleve ulik vekst i ulike områder på grunn av varierende lønnsomhet. Som vi har vist i avsnitt 7.2.2.1, er kostnaden for solkraft i dag ikke særlig mye større enn kostnaden ved kjøp av ekstern kraft i områder som Kristiansand og Oslo. I andre områder, med et lavere produksjonspotensial for solkraft, vil imidlertid kostnadene for solkraft være større. Dette tilsier at en først og fremst vil oppleve vekst i de områdene hvor produksjonspotensialet for solkraft er størst, som for eksempel på Sør-/ Østlandet.

Veksten i antall plusskunder vil videre være avhengig av hvilken retning reguleringen tar. For å fremme bruk av fornybare energiresurser, har Tyskland i flere år hatt gode

subsidieprogrammer for plusskunder, hvilket har resultert i en betydelig økning i antall plusskunder. Tatt i betraktning at Norges kraftproduksjon allerede er 98% fornybar og at elektrisitetsetterspørselen ikke er forventet å øke betydelig de kommende årene, vil det være lite sannsynlig at regulering eller støtte i Norge endres med formål om å intensivere veksten i antall plusskunder ytterligere (Rickerson et al., 2014). I statsbudsjettet for 2018 er det imidlertid, som nevnt i avsnitt 7.2.1.5, foreslått å forskriftsfeste fritak for avgift på kraft som er produsert i solceller og brukes direkte av produsenten selv (Prop. 1 LS, 2017). Dersom dagens praksis blir forskriftsfestet, vil det redusere usikkerheten knyttet til investeringens lønnsomhet i fremtiden samt redusere barrierene for de som allerede i dag vurderer å investere i et solcellesystem.

Som vi har diskutert tidligere er det forventet en overgang til abonnert effekt, og endringen i nettleiestrukturen vil, som illustrert i avsnitt 7.2.2.4, ha en negativ effekt på investeringens lønnsomhet. Dette vil være av betydning for veksten i antall plusskunder på kort sikt, i og med at lønnsomheten i dag er negativ og en eventuell innføring av abonnert effekt vil redusere lønnsomheten ytterligere. Redusert lønnsomhet ved innføring av effektbaserte tariffen indikerer at veksttakten kan bli noe lavere de kommende årene, frem til det tidspunktet hvor investeringskostnaden er redusert til et nivå som kompenserer for inntektsreduksjonen.



## **8. Betydning for fremtidig regulering**

Det er viktig å ha en proaktiv tilnærming til en fremtid hvor en kan forvente flere plusskunder i kraftsystemet. Plusskunders samfunnsøkonomiske verdi bør legge føringer for hvordan de skal være regulert, og reguleringen bør sikre en kostnadseffektiv og rasjonell integrering av det økende antall plusskunder i distribusjonsnettet.

Vi har diskutert at enkelte plusskunder har samfunnsøkonomisk verdi, mens andre plusskunder har en mindre tydelig verdi. Dermed vil det være hensiktsmessig å vurdere om det finnes barrierer ved dagens regulering som på sikt bør endres for plusskunder som skaper verdi, og om det finnes insentiver i reguleringen som bidrar til at konsumenter blir plusskunder til tross for at de reduserer samfunnsøkonomisk nytte. Vi vil nedenfor ta for oss regulering som påvirker plusskunder, og diskutere eventuelle utfordringer ved dagens utforming i lys av plusskunders samfunnsøkonomiske verdi. Vi vil legge spesiell vekt på de ulike virkningene diskutert i den kvalitative-kost-nytte-analysen i avsnitt 6.2, og diskutere om reguleringen bidrar til ulike vilkår mellom plusskunder og andre aktører i Norge.

### ***8.1 Plusskundeordningen og nettleiestrukturen***

Plusskundeordningen innebærer at nettselskaper ikke kan kreve kompensasjon fra plusskunder i form av anleggsbidrag, såfremt plusskunden ikke må øke sitt overbelastningsvern<sup>14</sup>. Det er tidligere trukket frem at enkelte plusskunder kan gi økte kostnader grunnet spenningsutfordringer. Videre er det belyst at betydelig plusskundevekst kan skape kostnader knyttet til kapasitetsproblemer. Slik plusskundeordningen er i dag er det nettselskapet som skal dekke disse kostnadene, og ikke plusskunden selv. Dersom plusskunder utløser investeringskostnader for nettselskapene, vil kostnadene videre belastes andre nettkunder gjennom økte tariffer. I og med at plusskunder i flere tilfeller ikke skaper betydelig verdi for nettet, kan det betraktes som urimelig at andre nettkunder vil oppleve økte kostnader grunnet flere plusskunder i kraftsystemet. I de tilfeller hvor plusskunden derimot skaper verdi for nettet, kan det være rimelig at andre konsumenter opplever økte kostnader, da plusskunden i et langtidsperspektiv vil redusere de totale kostnadene og sørge for en bedre utnyttelse av nettet. En optimal regulering bør begrense nettselskapets ansvar for å dekke investeringskostnader i nettet i de tilfeller hvor plusskunden ikke øker nytten for det øvrige

---

<sup>14</sup> Nettselskapet kan imidlertid i enkelte tilfeller kreve at kunden blir ansvarlig for å bekoste tiltak dersom utstyret påvirker leveringskvaliteten til andre kunder (Leveringskvalitetsforskriften, 2004).

systemet, og dekke eventuelle investeringskostnader i de tilfeller hvor plusskunden fører til det motsatte.

For å bli definert som en plusskunde kan ikke innmatet effekt fra solcellesystemet på noe tidspunkt overstige 100 kW (NVE, 2017a). I EUs vinterpakke er det imidlertid foreslått en felles europeisk effektgrense på 500 kW (European Commission, 2017b). En økning i tillatt innmatet effekt vil kunne øke utfordringer knyttet til spenningsutfordringer og kapasitetsproblemer, noe som vil kunne føre til betydelige investeringskostnader for nettselskaper dersom plusskundesegmentet blir stort. Tillatt innmating bør vurderes ut fra hva som er samfunnsøkonomisk lønnsomt, noe som blant annet vil variere ut fra plusskundens lokalisering, nettets tilstand og til hvilke tider plusskunden mater inn kraft. For eksempel kan en plusskunde som er fleksibel i henhold til systemets behov, i større grad kunne skape samfunnsøkonomisk nytte. I slike tilfeller kan det tenkes at en grense over 100 kW er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det følger fra forskriften om særavgifter (2001) at forbruk av elektrisk kraft ilegges avgift, og avgiftsplikten omfatter også elektrisk kraft som uttas til eget forbruk hos produsent. Plusskunders forbruk av egenprodusert kraft er imidlertid fritatt avgiftsbeskatning. Det er noe uklart hva dette fritaket skyldes. Avgiftsfritaket kan anses som en subsidie, eller det kan være et resultat av at nettselskaper ikke har gode teknologiske løsninger for å samle inn informasjon om hva som blir produsert og forbrukt bak plusskundens tilknytningspunkt. Myndighetene må være klar over at avgiftsfritaket kan bryte med prinsippet om like vilkår og rettferdighet. Det kan virke urettferdig og konkurransevridende at forbruk av kraft fra et type anlegg ikke er avgiftspliktig, mens forbruk fra et annet er det. En slik praksis kan gi et kraftsystem som ikke fungerer optimalt, da lønnsomheten til solcellesystemet ikke er reell ettersom kostnaden for forbruk av solkraft ikke reflekterer markedsbaserte kostnader. Videre vil fritaket kunne gi myndighetene reduserte inntekter ved vekst i plusskundesegmentet. En fordel ved avgiftsfritaket er imidlertid at det gir insentiver til selvkonsumering, noe som i de fleste tilfeller har større nytte enn salg av overskuddskraft, da en unngår problemer knyttet til spenning og kapasitet i nettet. Dersom avgiftsfritaket gir plusskunder insentiver til en atferd som er i henhold til hva som er samfunnsøkonomisk optimalt, kan fritaket forsvares.

Alle konsesjonspliktige produsenter betaler i dag et fastledd for innmating av kraft i nettet. Dette er plusskunder i dag fritatt fra å betale. Hva som er årsaken til fritaket er ikke klart definert og er noe myndighetene bør ta stilling til om er rimelig. Dersom plusskundens

produksjon kun er til eget forbruk, virker fritaket fornuftig. Hvis plusskunden derimot mater inn overskuddskraft, kan det stilles spørsmål ved om dette fritaket er fornuftig og rimelig.

Vi har trukket frem plusskundevekst som en potensiell risiko for finansielle utfordringer både for nettselskaper, andre konsumenter, etablerte kraftprodusenter og myndighetene, jf. avsnitt 6.2.3. Videre har vi diskutert at flere av utfordringene kan unngås ved å tilpasse nettleiestrukturen slik at en eventuell omfordeling av inntekter og kostnader mellom de ulike aktørene blir rimelig.

Flere av de finansielle utfordringene skyldes i hovedsak det volumetriske tariffleddet, det såkalte energileddet, som i dag ligger til grunn for innhenting av en andel av kostnadene til nettselskapene. Da nettselskapets kostnader i hovedsak består av kapitalkostnader og andre faste kostnader, vil økt antall plusskunder kunne lede til en underinnhenting av de faste kostnadene og videre lede til økte tariff for andre konsumenter. Dersom plusskunden kan redusere nettselskapets faste kostnader, ved for eksempel å redusere eller utsette investeringsbehov i nettet, kan det argumenteres for at dagens regulering sørger for en rimelig allokering av kostnader. Vi har imidlertid diskutert at dette ikke vil være gjeldende for plusskunder i Norge, såfremt de ikke tar i bruk lokal lagring, jf. avsnitt 6.2.2.7. NVE har foreslått en overgang fra energiledd til effektledd i nettleiestrukturen (Hansen et al., 2017). Da investeringskostnadene i nettet gjerne er knyttet til nødvendig kapasitetsbehov, vil en tariff som reflekterer nettkundens kapasitetsbehov allokere kostnadene på en mer fornuftig måte. Effektbaserte tariff vil sørge for at de plusskundene som kan redusere kapasitetsbehovet vil bli kompensert gjennom en lavere nettleiekostnad. I et tilfelle hvor plusskunden kan redusere effektuttak og dermed nettleiekostnaden, vil den påfølgende inntektsreduksjonen for nettselskapet, alt annet likt, i teorien komplementeres med en (fremtidig) kostnadsreduksjon knyttet til redusert investeringsbehov. Dermed vil både dødsspiralen og finansielle utfordringer for andre konsumenter unngås. I tråd med NVE sitt forslag, vil vi argumentere for at det bør beholdes et lite energiledd som *kun* skal reflektere marginale tap. På den måten blir plusskunden kompensert for forhindret nettap.

### **8.3 Støtteordninger**

I dag finnes det ulike støtteordninger for husholdninger som investerer i solcellesystemer. Blant annet har Enova og Oslo kommune slike ordninger der det gis direkte støtte til investeringskostnaden.

Som vi har beskrevet i avsnitt 5.1.1, kan subsidier være et passende instrument for myndighetene til å skape insentiver til en atferd som genererer positive eksternaliteter. Et større marked for solcellesystemer i Norge kan lede til nye innovasjoner, flere arbeidsplasser og teknologi tilpasset norske forhold. I tillegg kan plusskunder, under gitte forutsetninger, til en viss grad redusere klimagassutslipp. Da disse positive eksternalitetene ikke prises i et marked, vil det eksistere en markedssvikt, og dette kan rettferdiggjøre statlige inngrep i form av subsidier (Kolstad, 2000). På den andre siden kan plusskunder utløse kostnader knyttet til økt investeringsbehov i nettet. Dette gir en negativ virkning, da plusskunder påfører andre konsumenter en kostnad som ikke inkluderes i plusskundens lønnsomhet. Det vil derfor eksistere et gap mellom privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. For å forsvare en subsidie, bør den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved plusskunder være høyere enn den privatøkonomiske lønnsomheten.

Vi har argumentert for at plusskunder trolig har samfunnsøkonomisk verdi, men at verdien til plusskunden vil være prosjektspesifikk. Den direkte subsidien som tilbys i dag tar ikke hensyn til at enkelte plusskunder faktisk kan redusere samfunnsøkonomisk nytte. Dermed kan direkte støtte gi insentiver til en atferd som *ikke* konvergerer med hva som er samfunnsmessig optimalt. For de plusskundene som derimot skaper samfunnsøkonomisk nytte, kan det være nødvendig med støtte dersom dagens marked ikke gir tilstrekkelige insentiver til å investere i et solcellesystem. Den direkte støtten tar ikke hensyn til de eventuelle fordelene og ulempene hver enkelt plusskunde skaper, da den kompenserer alle plusskunder likt.

Enhver støtte bør sikre at samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk lønnsomhet konvergerer, hvilket vil gi insentiv til en atferd som maksimerer samfunnsøkonomisk nytte. For eksempel kunne myndighetene innført en støttemekanisme som kompenserer plusskunder for produksjon til tider hvor den lokale etterspørselen er høy. En slik mekanisme kan forhindre at plusskunder utelukkende ønsker å maksimere produksjonen og i stedet installerer systemet med den hensikt at produksjon og forbruk sammenfaller, jf. Narbel (2014). I tillegg bør støtten vurderes ut i fra om plusskunden blant annet vil kunne forhindre eller redusere utslipp og nettap, og om plusskunden kan bidra til ekstra systemfleksibilitet.

## **9. Konklusjon og anbefalinger**

### ***9.1 Konklusjon***

Hovedfokuset i denne masteroppgaven har vært å kartlegge plusskunders verdi for det norske samfunnet, vurdere hvilken utvikling i antall plusskunder en kan forvente fremover og belyse utfordringer ved reguleringen ut fra plusskunders verdi og forventet utvikling.

På bakgrunn av den kvalitative kost-nytte-analysen, argumenterer vi for at plusskunder trolig vil ha noe samfunnsøkonomisk verdi, men det tydeliggjøres at verdien vil være prosjektspesifikk. Videre impliserer norske plusskunders begrensede effekt på utslippsreduksjon, leveringspålitelighet, energisikkerhet og utsatte eller forhindrede investeringer i nettet at plusskunder i Norge trolig har lavere samfunnsøkonomisk nytte enn hva plusskunder har i land som Tyskland og Storbritannia. Til tross for plusskunders begrensede samfunnsøkonomiske nytte i Norge i dag, har vi i diskusjonen belyst at plusskunder har et fremtidig potensial for økt nytte. Dette potensialet kan utløses ved teknologisk fremgang innenfor verktøy som lokal lagring og sluttbrukerfleksibilitet. Bruk av slike verktøy kan begrense tekniske utfordringer, samt bidra til å øke de positive virkningene plusskunder kan ha for nettet og kraftsystemet.

Kanskje overraskende er produksjonspotensialet for solkraft flere steder i Norge tilnærmet likt som i Tyskland og Storbritannia. Dette tilsier at plusskundevekst i Norge absolutt ikke kan avfeies med det argument at potensialet for solkraftproduksjon er for dårlig. Studier har funnet at både økonomiske, atferdsmessige og teknologiske drivere er sentrale for investeringsbeslutningen i et solcellesystem, og dette bekrefter også empiriske funn fra Norge. Atferdsøkonomisk teori gir oss et mulig svar på hvorfor enkelte konsumenter allerede har valgt å bli plusskunder til tross for negativ lønnsomhet, da teorien belyser at den første kategorien av kjøpere anser prestisje og personlig måloppnåelse for å være viktigere faktorer enn det rent økonomiske. Videre gir teorien oss en indikasjon på at den neste kategorien investeringstakere muligens vil være mer opptatt av lønnsomheten til investeringen i et solcellesystem. Lønnsomhetsberegningene vi har utført viser at solcellesystemets økonomiske prestasjon må forbedres for at investeringen skal være lønnsom og konkurransedyktig. Det er forventet en reduksjon i investeringskostnaden for et solcellesystem de kommende årene, og dette indikerer vekst i antall plusskunder i takt med lønnsomhetsforbedringen. I tillegg vil veksten kunne intensiveres ytterligere som et resultat av et større plusskundeselement og at flere tilbydere av solcellesystemer etablerer seg. På kort sikt forventer vi imidlertid en

moderat vekst sammenlignet med i dag, da en overgang fra energiledd til effektledd i nettleiestrukturen vil redusere fremtidige besparelser og redusere lønnsomheten, alt annet likt.

Da vi forventer vekst i plusskunde-segmentet er det viktig å etablere en regulering som sørger for en rimelig fordeling av kostnader og inntekter mellom aktørene i markedet og som gir insentiver til en atferd som maksimerer samfunnsøkonomisk nytte. Vi har derfor forsøkt å belyse utfordringer ved plusskundeordningen, nettleiestrukturen og støtteordningene med utgangspunkt i plusskunders samfunnsøkonomiske verdi. Da plusskunder har begrenset samfunnsøkonomisk verdi i Norge i dag, finner vi at dagens nettleiestruktur kan føre til en urettferdig omfordeling av kostnader mellom plusskunder og andre konsumenter. Videre kan plusskundeordningen gi plusskunder urimelige fordeler, hvilket kan lede til ulike og urettferdige vilkår mellom plusskunder, andre konsumenter og andre produsenter. For at den direkte støtten som gis til investeringer i solcellesystemer skal kunne forsvares, bør privatøkonomisk lønnsomhet være lavere enn hva den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er. Vi argumenterer for at den samfunnsøkonomiske nytten til plusskunder er prosjektspesifikk, og i noen tilfeller kan den direkte støtten gi insentiver til atferd som ikke er samfunnsøkonomisk optimal, da den behandler alle plusskunder likt. Den eventuelle nytten plusskunder tilfører samfunnet kan ikke forsvares for enhver pris og regulering og eventuelle subsidier bør i større grad hensynta at plusskunder gir ulik nytte.

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

En potensiell svakhet ved vår oppgave er at det finnes få empiriske studier som omhandler plusskunders virkninger for samfunnet i Norge, og vi har derfor tatt utgangspunkt i funn fra internasjonale studier og vurdert disse funnene i en norsk kontekst. I tillegg er antall plusskunder i Norge i dag svært lavt, og det er derfor ikke mulig å forutse alle virkningene plusskunder, og spesielt plusskundevekst, kan medføre. Det kan også nevnes at vi i lønnsomhetsberegningene kun vurderer noen av de usikre elementene. Flere elementer, som diskonteringsrate og årlig produksjon, kan skille seg fra våre beregninger og gjøre utslag på lønnsomheten til en investering.

Vi mener allikevel at vi har klart å belyse de mest sentrale fordelene og ulempene med plusskunder i Norge og gitt en velbegrunnet forklaring på hvorfor en kan forvente vekst i fremtiden. Forhåpentligvis vil oppgaven rette fokus på potensielt viktige problemstillinger i fremtiden og legge til rette for videre forskning.

I løpet av arbeidet med denne oppgaven har det fremkommet flere interessante aspekter vi kunne tenkt oss å forske videre på. Da vi har forsøkt å kartlegge plusskunders fordeler og ulemper for samfunnet, vil oppgaven kunne være verdifull for videre forskning ettersom den legger til rette for dypere og mer spesifikke studier. Blant annet kan flere av fordelene og ulempene studeres isolert, da de er såpass komplekse og omfattende.

## 10. Litteraturliste

- Agder Energi Nett (2017) *Priser*. Tilgjengelig fra: <https://www.aenett.no/kundeforhold/kundebetingelser/kundebetingelser-privatkunde/tariffer/> (Hentet: 10. oktober 2017).
- Amundsen, J. S., Bartnes, G., Endresen, H., Ericson, T., Fidje, A., Weir, D. og Øyslebø, E. (2017) *Kraftmarkedsanalyse 2017-2030: Høyere kraftpriser til tross for økende kraftoverskudd*. (Rapport 79-2017). Oslo, Norge: NVE. Tilgjengelig fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_79.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_79.pdf) (Hentet: 21. november 2017).
- Anda, M. og Temmen, J. (2014). Smart metering for residential energy efficiency? The use of community based social marketing for behavioural change and smart grid introduction, *Renewable Energy*, 67, s. 119-127. doi: 10.1016/j.renene.2013.11.020
- Angel, J. (2016) *Strategies of Energy Democracy*. (Rapport). Brussel, Belgia: Rosa Luxemburg Stiftung. Tilgjengelig fra: [https://www.rosalux.eu/fileadmin/media/user\\_upload/energydemocracy-uk.pdf](https://www.rosalux.eu/fileadmin/media/user_upload/energydemocracy-uk.pdf) (Hentet: 18. oktober 2017).
- Arnslett, A. (2017) *Skinner sola sterkere i Tyskland og Storbritannia?* Oslo, Norge: Cicero. Tilgjengelig fra: <https://www.cicero.uio.no/no/posts/klima/sola-skiner-sterkere-i-tyskland-og-storbritannia> (Hentet: 20. september 2017).
- Bellini, E. (2017) Norwegian solar market sees the light with 366% growth in 2016, *PV Magazine*. Tilgjengelig fra: <https://www.pv-magazine.com/2017/03/06/norwegian-solar-market-sees-the-light-with-366-growth-in-2016/> (Hentet: 25. september 2017).
- Bergem, B.G. (2008) *Samfunnsøkonomisk nytte eller bedriftsøkonomisk lønnsomhet?: En analyse av Forskningsrådets seleksjonskriterier for brukerstyrt forskning*. Masteroppgave, NHH. Tilgjengelig fra: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/170275> (Hentet: 25. november 2017).
- Bhandari, R. og Stadler, I. (2009). Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves, *Solar Energy*, 83(9), s. 1634-1644. doi: 10.1016/j.solener.2009.06.001
- Bjørnstad, H.T. (2012) *Vurdering av plusskunder sine rammebetingelser i framtidens distribusjonsnett (SmartGrid) – med fokus på AMS og produksjonsteknologi*. Masteroppgave, NTNU. Tilgjengelig fra: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/257249> (Hentet: 23. oktober 2017).
- BKK Nett (2017a) *Plusskundeordningen*. Tilgjengelig fra: <https://www.bkk.no/nett/plusskunde> (Hentet: 5. oktober 2017).
- BKK Nett (2017b) *Nettleiepriser*. Tilgjengelig fra: <https://www.bkk.no/nett/nettleiepriser-tariffer-og-avgifter> (Hentet: 6. desember 2017).
- Blindheim, B. (2015) A missing link? The case of Norway and Sweden: Does increased renewable energy production impact domestic greenhouse gas emissions?, *Energy Policy*, 77, s. 207-215. doi: 10.1016/j.enpol.2014.10.019
- Borenstein, S. (2015) The private net benefits of residential solar PV: the role of electricity tariffs, tax incentives and rebates. *NBER Working Paper no. 21342*. doi: 10.3386/w21342
- Bronski, P. et al. (2014) *The economics of grid defection: When and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service*. Tilgjengelig fra: [https://www.homerenergy.com/pdf/RMI\\_Grid\\_Defection\\_Report.pdf](https://www.homerenergy.com/pdf/RMI_Grid_Defection_Report.pdf) (Hentet: 23. november 2017).



- CEER (2016) *CEER Position Paper on Renewable Energy Self-Generation*. Tilgjengelig fra: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/3f246c2a-d417-2a29-d8eb-765bd6579581> (Hentet: 16. november 2017).
- Charnovitz, S. (2014) *Green subsidies and the WTO*. (Rapport 7060). Ukjent sted: World Bank Group. Tilgjengelig fra: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/20500/WPS7060.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (Hentet: 15. november 2017).
- Claudy, M., O'Driscoll, A. og Duffy, A. (2010). *Home Owners' Attitudes, Perceptions and Willingsness to Pay for Microgeneration Technologies*. (Rapport 2010-12). Dublin, Ireland: Dublin Institute of Technology og Dublin Energy Lab. Tilgjengelig fra: <https://arrow.dit.ie/cgi/viewcontent.cgi?article=1000&context=dubenrep> (Hentet: 18. november 2017)
- Costello, K. W. (2015) Major Challenges of Distributed Generation for State Utility Generators, *The Electricity Journal*, 28(3), s. 8-15. doi: 10.1016/j.tej.2015.03.002
- Costello, K.W. og Hemphill, R.C. (2014) Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality?, *The Electricity Journal*, 27(10), s. 7-26. doi: 10.1016/j.tej.2014.09.011
- Dale, A. og Husabø, L.I. (2013) *Økonomiske utsikter for norsk landbasert vindkraft: en analyse av norske vindkraftsverks langsiktige marginalkostnad (Levelized Cost Of Energy - LCOE) og konkurransevne i dag og frem mot 2030*. Masteroppgave, NHH. Tilgjengelig fra: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/170182> (Hentet: 5. desember 2017).
- Destatis (2017) *Households and families*. Tilgjengelig fra: <https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/SocietyState/Population/HouseholdsFamilies/HouseholdsFamilies.html> (Hentet: 1. desember 2017).
- Direktoratet for økonomistyring (2014) *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Oslo, Norge: Fagbokforlaget. Tilgjengelig fra: <https://dfo.no/filer/Fagomr%C3%A5der/Utreddinger/Veileder-i-samfunns%C3%B8konomiske-analyser.pdf> (Hentet: 15. november 2017).
- Diclemente, D.F. og Hantula, D.A. (2003) Applied Behavioural economics and consumer choice, *Journal of Economic Psychology*, 24, s. 589-602. doi: 10.1016/S0167-4870(03)00003-5
- Difi (2016) *Hva er en interessent?* Tilgjengelig fra: <https://www.prosjektveiviseren.no/hva-er-en-interessent> (Hentet: 19. november 2017).
- Dondi, P. Julian, D., Bayoumi, D., Haederli, C. og Suter, M. (2002) Network intergration of distributed power generation, *Journal of Power Sources*, 106(1-2), s.1-9. doi: 10.1016/S0378-7753(01)01031-X
- Eidsiva Nett (2017) *Plusskunde - fakta om ordningen*. Tilgjengelig fra: <https://www.eidsivanett.no/plusskunder/> (Hentet: 30. september 2017).
- Energi Norge (2016) *Investeringer i strømnettet 2015-2025*. Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/contentassets/fbffb0222cb14261a02ea1310e6eb710/investeringer-i-stromnettet-2015-2025.pdf> (Hentet: 15. oktober 2017).
- Energiloven (1990) *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50> (Hentet: 24. september 2017).
- Enova (2016) *El-produksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon/> (Hentet: 04. oktober 2017).
- Enova (2017) *Om Enova*. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/om-enova/> (Hentet: 04. september 2017).

- Ericson, T. og Halvorsen, B. (2008a) *Kortsiktige variasjoner i strømforbruket i alminnelig forsyning*. (Rapport 2008/50). Oslo, Norge: SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/kortsiktige-variasjoner-i-stromforbruket-i-alminnelig-forsyning> (Hentet: 21. November 2017).
- Ericson, T. og Halvorsen, B. (2008b) Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer?, *Økonomiske analyser*, 6/2008. Tilgjengelig fra: [https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa\\_200806/ericson.pdf](https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200806/ericson.pdf) (Hentet: 15. november 2017).
- EURELECTRIC (2013) *Active Distribution System Management: A key tool for the smooth integration of distributed generation*. Tilgjengelig fra: [http://www.eurelectric.org/media/74356/asm\\_full\\_report\\_discussion\\_paper\\_final-2013-030-0117-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/74356/asm_full_report_discussion_paper_final-2013-030-0117-01-e.pdf) (Hentet: 21. november 2017).
- EurObserv'ER (2017) *Solar Thermal and Concentrated Solar Power Barometers*. Tilgjengelig fra: <https://www.eurobserv-er.org/solar-thermal-and-concentrated-solar-power-barometer-2017-3/> (Hentet: 1. desember 2017).
- European Commission (2017a) *Study on "Residential Prosumers in the European Energy Union"*. Tilgjengelig fra: [https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/study-residential-prosumers-energy-union\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/study-residential-prosumers-energy-union_en.pdf) (Hentet: 15. oktober 2017).
- European Commission (2017b) *Proposal for a regulation of the european parliament and of the council on the internal market for electricity*. Tilgjengelig fra: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_en\\_act\\_part1\\_v9.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v9.pdf) (Hentet: 1. desember 2017).
- Eurostat (2017) *Electricity prices for household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)*. Tilgjengelig fra: [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_pc\\_204&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en) (Hentet 19. november 2017).
- Faiers, A., Cook, M. og Neame, C. (2007) Towards a contemporary approach for understanding consumer behaviour in the context of domestic energy use, *Energy Policy*, 35(8), s. 4381-4390. doi: 10.1016/j.enpol.2007.01.003
- Fiksen, K. (2016) *Sammenligning av ulike effekttariffer*. (Notat 2016-06). Oslo, Norge: Thema Consulting Group. Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/contentassets/e9be03a275af43868b6f2c6d187e8296/thema-sammenligning-av-ulike-effekttariffer.pdf> (Hentet 20. oktober 2017).
- Fiksen, K. og Jenssen, Å. (2016) *Nettregulering i fremtidens kraftsystem*. (Notat 2016-12). Oslo, Norge: Thema Consutling Group. Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/siteassets/dokumenter/nettregulering-i-framtidens-kraftsystem-.pdf> (Hentet 21. november 2017).
- Fishbein, M. og Ajzen, I. (1975) *Belief, Attitude, Intention and Behaviour: An introduction to Theory and Research*. Washington USA: Addison-Wesley Publishing Company.
- Fladen, B.A. og Sandnes, E. (2016) *Endringer i kontrollforskriften vedrørende plusskundeordningen*. (Rapport 47-2016). Oslo, Norge: NVE. Tilgjengelig fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_47.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_47.pdf) (Hentet: 11. oktober).
- Ford, R., Stephenson, J. og Whitaker, J. (2016) *Prosumer Collectives: A review*. Tilgjengelig fra: <https://ourarchive.otago.ac.nz/bitstream/handle/10523/6646/Prosumer%20Collectives%20A%20review%202016.pdf> (Hentet: 3. november 2017).
- Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (2002) *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448> (Hentet 12. oktober 2017).

- Forskrift om særavgifter (2001) *Forskrift om særavgifter*. Tilgjengelig fra: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2001-12-11-1451/KAPITTEL\\_3-12#§3-12-1](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2001-12-11-1451/KAPITTEL_3-12#§3-12-1) (Hentet: 7. november 2017).
- Fraunhofer ISE (2015) *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Tilgjengelig fra: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV\\_Feb2015\\_web.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf) (Hentet: 3. november 2017).
- Frew, B.A., Milligan, M., Brinkman, G., Bloom, A., Clark, K. og Denholm, P. (2016) *Revenue Sufficiency and Reliability in a Zero Marginal Cost Future*. Tilgjengelig fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66935.pdf> (Hentet: 19. november 2017).
- Fritsche, U.R et al. (2017) *Global land outlook: Energy and land use*. (Working Paper). Ukjent sted: IRENA og United Nations Convention to Combat Desertification. Tilgjengelig fra: <https://global-land-outlook.squarespace.com/working-papers-1/#working-papers> (Hentet: 5. november 2017).
- Fürsch, M., Hagspiel, S., Jägemann, C., Nagl, S., Lindenberger, D. og Tröster, E. (2013) The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050, *Applied Energy*, 104, s. 642-652. doi: 10.1016/j.apenergy.2012.11.050
- Førsund, F.R. (2013). Hydropower Economics: An Overview. *ECON4930 Electricity Economics*. Tilgjengelig fra: <http://www.uio.no/studier/emner/sv/oekonomi/ECON4930/v11/undervisningsmateriale/Hydropower%20economics4.pdf> (Hentet: 15. oktober 2017).
- Granum, C.M. (2014) *PV systemer i distribusjonsnettet*. Masteroppgave, NTNU. Tilgjengelig fra: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/257849> (Hentet: 1. desember 2017).
- Hafslund Nett (2017a) *Hva er en plusskunde?* Tilgjengelig fra: [https://www.hafslundnett.no/oss/hva\\_er\\_en\\_plusskunde\\_/14398](https://www.hafslundnett.no/oss/hva_er_en_plusskunde_/14398) (Hentet: 6. september 2017).
- Hafslund Nett (2017b). *Priser på nettleie - privat*. Tilgjengelig fra: [https://www.hafslundnett.no/priser/nettleiepriser\\_privat/12283](https://www.hafslundnett.no/priser/nettleiepriser_privat/12283) (Hentet: 2. desember 2017).
- Haller, M., Ludig, S. og Bauer, N. (2012) Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation, *Energy Policy*, 47, s. 282-290. doi: 10.1016/j.enpol.2012.04.069
- Hansen, H., Jonassen, T., Løken, K. og Mook, V. (2017) *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Utforming av uttakstariffer i distribusjonsnettet*. (Høring 5-2017). Oslo, Norge: NVE. Tilgjengelig fra: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2242754> (Hentet: 3. desember 2017).
- Hansen, T. (2005) Perspectives on consumer decision making: An integrated approach, *Journal of Consumer Behaviour*, 4(6), s. 420-437. doi: 10.1002/cb.33
- Hubbard, S.M. og Mulvey, K.P. (2003) TIPs evaluation project retrospective study: wave 1 and 2, *Evaluation and Program Planning*, 26(1), s. 57-67. doi: 10.1016/S0149-7189(02)00088-5
- Inderberg, T.J., Tews, K. og Turner, B. (2016) *Power from the People? Prosuming conditions for Germany, the UK and Norway*. (Rapport 5/2016). Lysaker, Norge: FNI. Tilgjengelig fra: <https://www.fni.no/getfile.php/133478/Filer/Publikasjoner/FNI-R0516.pdf> (Hentet: 12. oktober 2017).
- IPCC (2011) *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Tilgjengelig fra: [http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN\\_Full\\_Report.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf) (Hentet: 26. oktober 2017).

- IRENA og CEM (2014) *The Socio-economic Benefits of Solar and Wind Energy*. Tilgjengelig fra: [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Socioeconomic\\_benefits\\_solar\\_wind.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Socioeconomic_benefits_solar_wind.pdf) (Hentet: 19. november 2017)
- Isaksen, E.T. (2014) Velferd og økonomisk politikk. Eksternaliteter og miljøutfordringer. *ECON1220*. Tilgjengelig fra: <http://www.uio.no/studier/emner/sv/oekonomi/ECON1220/h14/forelesning6.pdf> (Hentet: 29. november 2017).
- Jenssen, Å., Sandsmark, M., Harsem, S.E. og Schemde, A. (2012) *Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader*. (Rapport 2011-19). Oslo, Norge: Thema Consulting Group og Møreforskning Molde. Tilgjengelig fra: [https://www.regjeringen.no/contentassets/eb90bf50e63b4df7ae472b75a1d4a71c/NO/SVED/THEMA-rapport\\_2011-19\\_Kraftpriser\\_forsyningssikkerhet\\_og\\_kostnader.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/eb90bf50e63b4df7ae472b75a1d4a71c/NO/SVED/THEMA-rapport_2011-19_Kraftpriser_forsyningssikkerhet_og_kostnader.pdf) (Hentet: 22. november 2017).
- Kaplan, A.W. (1999) From passive to active about solar electricity: Innovation decision process and photovoltaic interest generation, *Technovation*, 19(8), s. 467-481. doi: 10.1016/S0166-4972(98)00128-X
- Karlsen, N., Sagen, J. og Veum, K. (2004) *Prinsipper for regulering av nettvirksomhetens inntekter*. (Rapport 4/2004). Oslo, Norge: NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/Media/5596/prinsipper-for-regulering-av-nettvirksomhetens-inntekter-nve-2004-rapport-4.pdf> (Hentet: 21. november 2017).
- Keirstead, J. (2007) Behavioural responses to photovoltaic systems in the UK domestic sector, *Energy Policy*, 35(8), s. 4128-4141. doi: 10.1016/j.enpol.2007.02.019
- Klepp Energi (2017). *Nettleiepriser*. Tilgjengelig fra: <http://klepp-energi.no/Nettleiepriser/> (Hentet: 20. november 2017).
- Klingenberg, M. (2016) Teslas soltak skal være billigere enn vanlige tak - selv før de produserer strøm, *Teknisk Ukeblad*. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/musk-vil-lage-soltak-billigere-enn-vanlige-tak-selv-for-de-produserer-strom/364669> (Hentet: 09. november 2017).
- Kolstad, C.D. (2000) *Environmental Economics*. Washington, USA: Oxford University Press.
- Korpås, M. og Vereide, K. (2015) Norge må bli Europas batteri, *Aftenposten.no*. Tilgjengelig fra: <https://www.aftenposten.no/viten/i/weA1/Norge-ma-bli-Europas-batteri> (Hentet: 19. november 2017).
- Kost, C., Mayer, J. N., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., Nold, S., Lude, S., Saad, N. og Schlegl, T. (2013) *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*. Tilgjengelig fra: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE\\_LCOE\\_Renewable\\_Energy\\_technologies.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf) (Hentet: 23. November 2017).
- Latour, M. (2013) *Net-Metering and Self-Consumption Schemes in Europe*. (Workshop). Paris, Frankrike: IEA PVPS og EPIA. Tilgjengelig fra: [http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/workshop/6-Marie\\_Latour\\_-\\_Self-consumption\\_and\\_net-metering\\_schemes\\_in\\_Europe.pdf](http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/workshop/6-Marie_Latour_-_Self-consumption_and_net-metering_schemes_in_Europe.pdf) (Hentet: 22. november 2017).
- Leveringskvalitetsforskriften (2004) *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. Tilgjengelig fra: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557/KAPITTEL\\_2#§2-1](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557/KAPITTEL_2#§2-1) (Hentet 29. november 2017).
- Lie, Ø. (2015) Fornybar kraft for første gang størst i Tyskland, *e24.no*. Tilgjengelig fra: <http://e24.no/energi/fornybar-kraft-for-foerste-gang-stoerst-i-tyskland/23366577> (Hentet: 8. oktober 2017).
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D. og Palm, J. (2015) Photovoltaic self-consumption in buildings: A review, *Applied Energy*, 142, s. 80-94. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028

- Lærdal Energi Nett (2017). *Lærdal Energi AS. Nettariffar frå 01.01.2017*. Tilgjengelig fra: <http://www.laerdalenerginett.no/nettleige/> (Hentet: 2. desember 2017).
- Martinez, M. (2014) The Poor Shouldn't Have to Bear The Cost of Solar Power, *Forbes.com*. Tilgjengelig fra: <https://www.forbes.com/sites/realspin/2014/06/13/the-poor-shouldnt-have-to-bear-the-cost-of-solar-power/#13c99f29e322> (Hentet 17. oktober 2017).
- Meld. St. 25 (2015-2016) (2016) *Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030*. Oslo, Norge: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20152016/id2482952/sec2> (Hentet: 10. oktober 2017).
- Multiconsult (2013) *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013 - Systempriser og energikostnader*. (Rapport). Oslo, Norge: Enova SF. Tilgjengelig fra: [https://www.enova.no/upload\\_images/9EF9602A2B454C008F472DF2A98F6737.pdf](https://www.enova.no/upload_images/9EF9602A2B454C008F472DF2A98F6737.pdf) (Hentet: 2. desember 2017).
- Multiconsult (2016) *Vekst i solkraftmarkedet i 2015*. Tilgjengelig fra: <http://www.multiconsult.no/vekst-i-solkraftmarkedet-i-2015/> (Hentet: 30. september 2017).
- Naper, L. R., Haugset, A. S. og Stene, M. (2016) *Innføring av effekttariffer i distribusjonsnettet - et forklaringsproblem?* (Rapport 86-2016). Oslo, Norge: NVE. Tilgjengelig fra: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_86.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_86.pdf) (Hentet: 15. oktober 2017).
- Narbel, P. (2014) Rethinking how to support intermittent renewables, *Energy*, 77(1), s. 414-421. doi: 10.1016/j.energy.2014.09.026
- Narbel, P.A., Hansen, J.P. og Lien, J.R. (2014) *Energy Technologies and Economics*. 1. utg. Ukjent sted: Springer International Publishing.
- Neset, T. (2017) Solcellepanel på taket – lønner seg ikke uten offentlig støtte, *Dinside.no*. Tilgjengelig fra: <http://www.dinside.no/bolig/lonner-seg-ikke-uten-offentlig-stotte/67725920> (Hentet: 20. november 2017).
- Noone, B. (2013) *PV Integration on Australian distribution networks: Literature review*. Tilgjengelig fra: <http://ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/APVA%20%20PV%20and%20DNSP%20Literature%20review%20September%202013.pdf> (Hentet: 27. september 2017).
- Nord Pool (2016) *History*. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/> (Hentet: 26. september 2017).
- NordREG - Nordic Energy Regulators (2015) *Tariffs in Nordic countries – survey of load tariffs in DSO grids*. (Rapport 3/2015). Valby, Danmark: Nordic Energy Regulators. Tilgjengelig fra: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2015/03/Tariffs-in-Nordic-countries-survey-of-load-tariffs-in-DSO-grids.pdf> (Hentet 20. oktober 2017).
- NOU 2007:8 (2007) *En vurdering av særavgiftene*. Oslo, Norge: Departementenes servicesenter, Informasjonsforvaltning.
- NOU 2012:16 (2012) *Samfunnsøkonomiske analyser*. Oslo, Norge: Departementenes servicesenter, Informasjonsforvaltning.
- NVE (2016) *Tariffer for produksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/> (Hentet: 23. november 2017).
- NVE (2017a) *Plusskunder*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/> (Hentet: 15. september 2017).
- NVE (2017b) *Nett*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/> (Hentet: 10. oktober 2017).

- NVE (2017c) *Selskapsmessig og funksjonelt skille*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/> (Hentet: 23. november 2017).
- NVE (2017d) *Sluttbrukermarkedet*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/>  
 (Hentet: 12. oktober 2017).
- NVE (2017e) *Elhub*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/elhub/>  
 (Hentet: 23. november 2017).
- NVE (2017f) *Enklere å produsere strøm selv*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-elmarkedstilsyn/enklere-a-produsere-strom-selv/>  
 (Hentet: 26. september 2017).
- NVE (2017g) *AMS*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/>  
 (Hentet: 20. september 2017).
- NVE (2017h) *Solenergi*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/solenergi/> (Hentet: 25. september 2017).
- NVE (2017i) *Nasjonal varedeklarasjon 2016*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/nasjonal-varedeklarasjon-2016/> (Hentet: 29. november 2017).
- NVE (2017j) *Opprinnelsesgarantier*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/opprinnelsesgarantier/> (Hentet: 29. november 2017).
- NVE (2017k) *Avbruddsstatistikk*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/leveringskvalitet/leveringspalitelighet/avbruddsstatistikk/> (Hentet: 18. oktober 2017).
- NVE (2017l) *Reguleringsmodellen*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/> (Hentet: 3. november 2017).
- Office for National Statistics (2017) *Families and households Statistical bulletins*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.ons.gov.uk/peoplepopulationandcommunity/birthsdeathsandmarriages/families/bulletins/familiesandhouseholds/previousReleases> (Hentet: 1. desember 2017).
- Ognedal, T. (2011) *Optimering. ECON1210*. Tilgjengelig fra:  
<http://www.uio.no/studier/emner/sv/oekonomi/ECON1210/v11/undervisningsmateriale/ECON1210Forelesning.190111.pdf> (Hentet: 20. november 2017).
- Oliva, H.S., MacGill, I. og Passey, R. (2014) Estimating the net societal value of distributed household PV systems, *Solar Energy*, 100, s. 9-22. doi: 10.1016/j.solener.2013.11.027
- Olje- og energidepartementet (2014) *Kraftmarkedet og strømpris*. Tilgjengelig fra:  
<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnettet/kraftmarkedet-og-strompris/id2076000/> (Hentet: 14. september 2017).
- Olje- og energidepartementet (2017a) *Kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra:  
<https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/#vannkraft> (Hentet: 20. november 2017).
- Olje- og energidepartementet (2017b) *Regulering av nettvirksomhet*. Tilgjengelig fra:  
<https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/regulering-av-nettvirksomhet/>  
 (Hentet: 10. oktober 2017).

- Ommedal, H.K.H. (2015) Cost of flexibility in the future European power system. *Masteroppgave, NTNU*. Tilgjengelig fra: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2368091> (Hentet: 15. oktober 2017).
- Oslo kommune (2017) *Støtte til investering av solceller*. Tilgjengelig fra: <http://oslosola.no/stotte.html> (Hentet: 05. oktober 2017).
- Otovo (2017) *Om oss*. Tilgjengelig fra: <https://www.otovo.no/om> (Hentet: 23. November 2017).
- Picciariello, A., Vergara, C., Reneses, J., Frias, P. og Söder, L. (2015) Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers, *Utilities Policy*, 37(Supplement C), s. 23-33. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.09.007>
- Peattie, K. (1992) *Green Marketing. M&E Business Handbooks*. London, England: Longman Publishing.
- Petrick, K., Couture, T., Rickerson, W. og Grenon, G. (2015) *Remote Prosumers - Preparing for deployment*. Utrecht, Nederland: International Energy Agency Implementing Agreement for Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD). Tilgjengelig fra: <http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2015/10/IEA-RETD-REMOTE-PROSUMERS-20150703v4.pdf> (Hentet: 27. oktober 2017).
- Prop. 1 LS 2017-2018 (2017). *For budsjettåret 2018 - Skatter, avgifter og toll 2018*. Oslo, Norge: Finansdepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/60ae6d000b81421983b31bfc834fc9b7/no/pdfs/prp201720180001ls0dddpdfs.pdf> (Hentet: 03. desember 2017).
- PVGIS (2017). *Photovoltaic Geographical Information System – Interactive Maps*. European Commission. Tilgjengelig fra: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> (Hentet: 05. september 2017).
- PwC (2013) *Energy Transformation: The impact on the power sector business model*. Tilgjengelig fra: <https://www.pwc.com/ua/en/industry/energy-and-utilities/assets/pwc-global-survey-new.pdf> (Hentet: 18. oktober 2017).
- Reiten, E. et al. (2014) *Et bedre organisert strømmnett*. (Rapport). Oslo, Norge: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig 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) (Hentet: 15. november 2017).
- Rickerson, W., Couture, T., Barbose, G., Jacobs, D., Parkinson, G., Chessin, E., Belden, A., Wilson, H. og Barrett, H. (2014) *Residential prosumers - Drivers and Policy Options (Re-Prosumers)*. Paris, Frankrike: International Energy Agency Implementing Agreement for Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD). Tilgjengelig fra: [http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/06/RE-PROSUMERS\\_IEA-RETD\\_2014.pdf](http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/06/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf) (Hentet: 15. oktober 2017).
- Rogers, E.M. (2010) *Diffusion of Innovations*. 4. utg. New York, USA: Free Press.
- Romanach, L., Contreras, Z. og Ashworth, P. (2013) *Australian householders' interest in the distributed energy market*. (Rapport EP133598). Pullenvale, Australia: CSIRO. Tilgjengelig fra: <http://apvi.org.au/wp-content/uploads/2013/11/CSIRO-Survey-Report.pdf> (Hentet 21. november 2017)
- Rosvold, K. A. (2011) *Overbelastningsvern, Store Norske Leksikon*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/overbelastningsvern> (Hentet: 15. oktober 2017).
- Rosvold, K.A. (2015) *Nettap, Store norske leksikon*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/nettap> (Hentet: 14. oktober 2015).
- Rosvold, K.A. (2017a) *Kraftleverandør, Store Norske Leksikon*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/kraftleverand%C3%B8r> (Hentet: 12. oktober 2017).

- Rosvold, K.A. (2017b) *Varmekraftverk, Store Norske Leksikon*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/varmekraftverk> (Hentet fra: 19. november 2017).
- Sand, K. (2012) *Smart Grids - The Norwegian situation*. Tilgjengelig fra: [http://www.theark.ch/media/document/0/07.-sand\\_kjell1212.pdf](http://www.theark.ch/media/document/0/07.-sand_kjell1212.pdf) (Hentet: 27. oktober 2017).
- Sandal, S.A. (2017) *Når plusskunder går i minus*. (Rapport 04/2017). Bergen, Norge: Norsk Klimastiftelse. Tilgjengelig fra: [http://klimastiftelsen.no/wp-content/uploads/2017/08/NK4\\_2017\\_Prosumenter.pdf](http://klimastiftelsen.no/wp-content/uploads/2017/08/NK4_2017_Prosumenter.pdf) (Hentet: 17. oktober 2017).
- Scarpa, R. og Willis, K. (2010). Willingness-to-pay for renewable energy: Primary and discretionary choice of British households' for micro-generation technologies, *Energy Economics*, 32, s. 129-136. doi: 10.1016/j.eneco.2009.06.004
- Schill, W.P, Zerrahn, A., Kunz, F. (2017) *Prosumage of Solar Electricity: Pros, Cons, and the System Perspective*. (Discussion Paper). Berlin, Tyskland: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Tilgjengelig fra: [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.552031.de/dp1637.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.552031.de/dp1637.pdf) (Hentet: 11. oktober 2017).
- Skatteetaten (u.å) *Merverdiavgift - mva*. Tilgjengelig fra: <http://www.skatteetaten.no/no/Bedrift-og-organisasjon/avgifter/merverdiavgift/> (Hentet: 3. desember 2017).
- SSB (2016) *Elektrisitet*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar> (Hentet: 12. oktober 2017).
- SSB (2017a) *Familier og husholdninger*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/familie/> (Hentet: 25. oktober 2017).
- SSB (2017b) *Elektristetspriser*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=KraftPrisNettAv&KortNavnWeb=elkraftpris&PLanguage=0&checked=true> (Hentet: 10. oktober 2017).
- St. Meld. nr. 41 (2002-2003) (2003) *Om tariffer for overføring av kraft og tovegskommunikasjon*. Oslo, Norge: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Stmeld-nr-41-2002-2003-/id197133/> (Hentet: 4. november 2017).
- Statkraft (2014) *Marked og rammebetingelser*. Tilgjengelig fra: <https://www.statkraft.no/arsrapport2013/Virksomheten/Marked-og-rammebetingelser/> (Hentet: 27. oktober 2017).
- Statnett (2017) *Topplasttimer*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nettleie-og-tariffstrategi/Topplasttimer2/> (Hentet 21. november 2017).
- Stewart, B., Bodansky, D., Brunnée, J. og Hey, E. (2007) *Instrument Choice: The Oxford Handbook of International Environmental Law*. Ukjent sted: Oxford University Press.
- Sæle, H. og Cherry, T.L. (2017) *Attitudes and perceptions about becoming a prosumer: results from a survey among Norwegian Residential customers - 2016*. (Rapport 2017:00078). Trondheim, Norge: Sintef. Tilgjengelig fra: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2448126> (Hentet: 24.10.17).
- Tews, K. (2016) *Mapping the Regulatory Features Underpinning Prosumer Activities in Germany. The case of residential photovoltaics*. (Rapport 02-2016). Berlin, Tyskland: Freie Universität Berlin. Tilgjengelig fra: [https://www.researchgate.net/publication/305442940\\_Mapping\\_the\\_Regulatory\\_Features\\_Underpinning\\_Prosumer\\_Activities\\_in\\_Germany\\_The\\_case\\_of\\_residential\\_photovoltaics](https://www.researchgate.net/publication/305442940_Mapping_the_Regulatory_Features_Underpinning_Prosumer_Activities_in_Germany_The_case_of_residential_photovoltaics) (Hentet: 15. oktober 2017).



- Trønder Energi Nett (2017). *Nettleie for privatkunder fra 1. januar 2017*. Tilgjengelig fra: <https://tronderenerginett.no/nettjenester/vilkar-og-nettleie/nettleie-privat-2017> (Hentet: 2. desember 2017).
- Westskog, H. og Aasen, M. (2017) *Erfaringer med støtteordninger til solcelleanlegg til husholdninger i Norge, utsteders perspektiver*. (Rapport 2017:02). Oslo, Norge: Cicero. Tilgjengelig fra: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2446981> (Hentet: 15. november 2017).
- Zaitsev, D., Rehbinder, E., Heimdal, K. og Abbas, A. (2016) *Mot lysere tider. Solkraft i Norge - Fremtidige muligheter for verdiskapning*. Oslo, Norge: Accenture og WWF. Tilgjengelig fra: [http://awsassets.wwf.no/downloads/160315\\_wwf\\_a4\\_screen\\_spread.pdf](http://awsassets.wwf.no/downloads/160315_wwf_a4_screen_spread.pdf) (Hentet 30. september 2017).
- Aaheim, A. (2003) *Sosioøkonomiske virkninger av klimaendringer: metoder for å anslå virkninger på aggregert nivå med illustrasjoner fra Hordaland*. (Working Paper 2003:05). Oslo, Norge: Cicero. Tilgjengelig fra: <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/192334> (Hentet: 20. november 2017).

## Vedlegg 1: Solkraftpotensialet i europeiske byer

Ved bruk av solinnstrålingsdatabasen PVGIS-CMSAF (PVGIS, 2017) har vi funnet årlig produksjon for et solcellesystem i utvalgte europeiske byer.

Følgende forutsetninger er tatt i solinnstrålingsdatabasen:

- Solcelleteknologi: krystallinsk silisium
- Installert effekt: 1 kWp
- Estimerte systemtap: 14%
- Monteringsposisjon: Frittstående

By	Produksjon (Kwh/kW/år)
Milano	1210
Kristiansand	982
Paris	979
Munchen	973
Stockholm	970
London	954
Oslo	953
København	940
Berlin	913
Helsinki	825
Brønnøysund	726
Bergen	656
Lærdal	586

## Vedlegg 2: Månedlig forbruk for en husholdning

Vi har fått følgende vekting av årlig forbruk for en husholdning i Norge fra Enova, og tatt utgangspunkt i et årlig forbruk på 20.000 kWh for å finne forbruk per måned.

Måned	Vekting	Forbruk
Januar	11,85%	2370
Februar	10,35%	2070
Mars	10,30%	2060
April	8,60%	1720
Mai	6,70	1340
Juni	5,20 %	1040
Juli	4,50 %	900
August	5,00 %	1000
September	6,15 %	1230
Oktober	8,65 %	1730
November	10,80 %	2160
Desember	11,90 %	2380

### Vedlegg 3: Månedlig produksjon fra et solcellesystem

Ved bruk av solinnstrålingsdatabasen PVGIS-CMSAF (PVGIS, 2017) har vi funnet månedlig produksjon for et solcellesystem i Oslo.

Følgende forutsetninger er tatt i solinnstrålingsdatabasen:

- *Lokalisering:* Oslo, Norge
- *Solcelleteknologi:* krystallinsk silisium
- *Installert effekt:* 5,3 kWp
- *Estimerte systemtap:* 14%
- *Monteringsposisjon:* Frittstående

Måned	Produksjon (kWh)
Januar	126
Februar	226
Mars	515
April	593
Mai	706
Juni	686
Juli	643
August	584
September	462
Oktober	285
November	138
Desember	85
<b>Totalt</b>	<b>5050</b>

## Vedlegg 4: LCOE

Ved beregning av LCOE benytter vi Narbel et al. (2014) sin metodikk, jf. avsnitt 5.2. Vi har vi benyttet en diskonteringsrate,  $r$ , på 4% og en årlig økning i drift- og vedlikeholdskostnader,  $e$ , på 1%. Dette er basert på tall fra Direktoratet for økonomistyring (2014) og Narbel et al. (2014).

Nettleietariffene for de ulike nettselskapene er funnet på deres hjemmesider (Agder Energi Nett, 2017; Hafslund Nett, 2017b; BKK Nett, 2017b; TrønderEnergi Nett, 2017; Lærdal Energi Nett, 2017).

Nettselskap	Energiledd
Agder Energi Nett	22,50
Hafslund Nett	20,04
BKK Nett	16,40
TrønderEnergi Nett	16,5
Lærdal Energi Nett	39,86

Ved beregning av LCOE solkraft for de ulike byene har vi benyttet årlig produksjonsdata fra PVGIS (2017). Se vedlegg 1.

Enova-støtten er beregnet slik:  $10.000 + (5,3 * 1.250)$  (Enova, 2016)

Årlige drifts - og vedlikeholdskostnader er estimert til å være 0,5% av investeringskostnaden (Zaitsev et al., 2016).

## Vedlegg 5: Investeringskalkylene

Investeringskalkylen gir et grovt anslag på lønnsomheten til en husholdning som investerer i et solcellesystem, og dermed blir en plusskunde, i dag. Vi har tatt utgangspunkt i en husholdning i Oslo med et solcellesystem på 5,3 kWp. Vi anser 5,3 kWp som et gjennomsnittlig anlegg for en norsk husholdning. Årlig produksjon fra solcellesystemet er på 5050 kWh - hentet fra vedlegg 3.

Vi har benyttet tre ulike utfall, der referansekategori er det utfallet vi anser som mest sannsynlig.

### **Generelle forutsetninger:**

*Selvkonsumeringsrate:* 40 %

*Innmatingstariff:* Innmatingstariffen varierer fra nettselskap til nettselskap. Flere selskaper opererer imidlertid med en tariff rundt -4 øre/kWh matet inn (Agder Energi Nett, 2017; Klepp Energi, 2017). Vi benytter derfor denne tariffen i beregningene og antar ingen endringer i fremtiden.

*Merverdiavgift:* Merverdiavgiften er i dag på 25% av kraftpris, forbruksavgift og nettleie. Vi antar at denne holder seg konstant (Skatteetaten, u.å).

*Støtte:* Vi ser på en investering som skjer i dag, så støtten fra Enova vil da være på 10.000 fast og 1250 per kWp. Det gir totalt en støtte på 16.625 for et anlegg på 5,3 kWp.

*Enova-avgift:* Ser bort fra denne avgiften, da den har svært liten betydning for lønnsomheten.

*Reell diskonteringsrate:* Vi har tatt utgangspunkt i en kalkulasjonsrente for statlige tiltak på 4% (Direktoratet for økonomistyring, 2014).

*Drift-og vedlikeholdskostnader:* Har sett bort fra drift- og vedlikeholdskostnader. Hvis dette inkluderes vil lønnsomheten gå noe ned.

Videre har vi enkelte elementer som vi antar vil variere over tid (alle tall i reelle størrelser):

Variabler	Periode	Pessimistisk	Referanse	Optimistisk
Kraftpris sluttbrukere (øre/kWh)	2017-2019	32,30	32,30	32,30
	2020-2024	29,49	33,70	43,53
	2025-2029	30,90	40,73	58,98
	2030-	26,68	42,13	67,41
Nettleie energiledd eksl. avgifter (øre/kWh)	2017-2019	19,20	19,20	19,20
	2020-2024	20,00	21,00	22,00
	2025-2029	20,00	22,00	24,00
	2030-	20,00	23,00	26,00
Forbruksavgift øre/kWh	2017-2019	16,32	16,32	16,32
	2020-2024	17,32	18,89	19,99
	2025-2029	19,12	24,11	28,04
	2030-	21,11	30,77	39,33
Marginaltap (øre/kWh)**	2017-2019	19,20	19,20	19,20
	2020-2024	5,00	5,00	5,00
	2025-2029	5,00	5,00	5,00
	2030-	5,00	5,00	5,00

\*\* Brukes kun i situasjon 2

*Kraftpris eksl. avgifter:* Vi benytter kraftpriser i sluttbrukermarkedet. I 2017 setter vi kraftpris lik 32,3 øre/kWh - som tilsvarer gjennomsnittlig kraftpris i sluttbrukermarkedet 3. kvartal i Norge (SSB, 2017b). Videre baserer vi utviklingen i kraftprisen på NVE sine prognoser for kraftprisen (Amundsen et al., 2017).

*Forbruksavgift:* Det har de siste årene være en økning i forbruksavgiften og i dag er den på 16,32 øre/kWh. I referansescenarioet legger vi dermed historisk utvikling til grunn for fremtidig utvikling. I pessimistisk og optimistisk er utviklingen henholdsvis lavere og høyere. Referanse: øker med 5% årlig eksl. mva. Pessimistisk: øker med 7% årlig. eksl. mva. Optimistisk: øker med 2% årlig eksl. mva.

#### ***Spesifikke forutsetninger for situasjon 1:***

*Nettleie, energiledd:* Det forventes at nettleien skal økes (Energi Norge, 2016). Om dette går på fastledd eller volumetrisk ledd er vanskelig å si noe om. Ved utvikling av energiledd har vi antatt en liten økning i referansescenarioet. I pessimistisk og optimistisk er utviklingen henholdsvis lavere og høyere.

#### ***Spesifikke forutsetninger for situasjon 2:***

Bruker kun tall fra referansescenarioet. Antar at endringen i nettleiestrukturen inntreffer i 2020.

*Marginaltap:* Antatt et lite energiledd som skal reflektere nettap ved transport av elektrisk kraft. Dette er satt til 5 øre per kWh, da dette er foreslått av NVE (Naper et al., 2016).

*Oversikt over årlige inntekter og besparelser ved ulike scenarier og ved innføring av effektledd:*

**Investeringskalkyle 1:**

Scenario: Referanse							
Periode	Besparelse energiledd nettleie	Besparelse forbruksavgift	Besparelse kraftkjøp	Besparelse MVA	Inntekt salg av kraft	Inntekt innmatingstariff	Sum besparelse og inntekt
2017-2019	387,84	329,664	652,46	342,491	978,69	121,2	2812,345
2020-2024	424,2	381,627288	680,8278261	371,6637785	1021,241739	121,2	3000,760632
2025-2029	444,4	487,0638714	822,6669565	438,532707	1234,000435	121,2	3547,86397
2030 -->	464,6	621,6306389	851,0347826	484,3163554	1276,552174	121,2	3819,333951

Scenario: Pessimistisk							
Periode	Besparelse energiledd nettleie	Besparelse forbruksavgift	Besparelse kraftkjøp	Besparelse MVA	Inntekt salg av kraft	Inntekt energiledd	Sum besparelse og inntekt
2017-2019	387,84	329,664	652,46	342,491	978,69	121,2	2812,345
2020-2024	404	349,8420741	595,7243478	337,3916055	893,5865217	121,2	2701,744549
2025-2029	404	386,2539182	624,0921739	353,586523	936,1382609	121,2	2825,270876
2030 -->	404	426,4555362	538,9886957	342,361058	808,4830435	121,2	2641,488333

Scenario: Optimistisk							
Periode	Besparelse energiledd nettleie	Besparelse forbruksavgift	Besparelse kraftkjøp	Besparelse MVA	Inntekt salg av kraft	Inntekt energiledd	Sum besparelse og inntekt
2017-2019	387,84	329,664	652,46	342,491	978,69	121,2	2812,345
2020-2024	444,4	403,8525756	879,4026087	431,9137961	1319,103913	121,2	3599,872893
2025-2029	484,8	566,4241288	1191,448696	560,6682061	1787,173043	121,2	4711,714074
2030 -->	525,2	794,4391421	1361,655652	670,3236986	2042,483478	121,2	5515,301971

**Investeringskalkyle 2:**

Scenario: Effektledd							
Periode	Besparelse energiledd nettleie*	Besparelse forbruksavgift	Besparelse kraftkjøp	Besparelse MVA	Inntekt salg av kraft	Inntekt energiledd	Sum besparelse og inntekt
2017-2019	387,84	329,66	652,46	342,49	978,69	121,20	2812,35
2020-2024	101,00	381,63	680,83	290,86	1021,24	121,20	2596,76
2025-2029	101,00	487,06	822,67	352,68	1234,00	121,20	3118,61
2030-->	101,00	621,63	851,03	393,42	1276,55	121,20	3364,83