



Energilagring i mikronett

*Økonomiske effekter av ulike lagringsteknologier og
-strategier*

Stian Roness

Veiledere: Mette Bjørndal og Endre Bjørndal

Masterutredning i økonomi og administrasjon

Hovedprofil i 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 innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Sammendrag

Distribuerte energikilder og distribuert energilagring opplever, og forventes å oppleve en vekst i tiden som kommer. Denne utviklingen, fra sentralisert til desentraliserte energiresurser, har ført til at mikronett kan sees på som en alternativ måte å bygge opp fremtidens smarte strømnett.

Mikronett er en sammenkobling av flere laster og energiresurser som kan styres uavhengig av resten av strømmettet, i øymodus eller tilkoblet resten av strømmettet. Dette skiller seg fra den tradisjonelle organiseringen av strømmettet, der en enten er produsent eller sluttbruker i et sentralisert nett. Et mikronett kan balansere forbruket mot den strømmen mikronettet selv produserer, og kan skape verdi for både sluttbrukere og resten av samfunnet. Mikronettet kan skape verdi på flere måter som ved salg av strøm, etterspørselsrespons, økt forsyningssikkerhet eller ved deltagelse i lokale energimarkeder.

I denne oppgaven undersøkes det hvordan Brattørkaia mikronett sine strømknostnader påvirkes av endringer i plusskundeordningen og ved etablering av batterier, hydrogen eller V2G. Funnene viser at endringen NVE gjorde i fast innmatingstariff for små kraftprodusenter i 2019 førte til at det ikke er lønnsomt å strupe mengden solgt strøm til under plusskundegrensen. Videre undersøkes det hvordan et batteri kan skape mest verdi under forskjellig styrings- og nettleiemodeller. Av de analyserte scenarioene er det en effektreduserende styringsmodell under dagens effektbaserte nettleie som skaper mest verdi, men dette er ikke lønnsomt under dagens batteripriser. Dette scenarioet reduserte også det maksimale effektuttaket mest. Verdiskapingen av alternative energilagre som hydrogen og V2G undersøkes også, og begge teknologiene fungerer godt til å redusere effektoppene, men skaper mindre verdi enn det beste batteriscenarioet og er heller ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt.

Ingen av energilagringsteknologiene som er undersøkt i denne oppgaven er i dag lønnsomme. Det må en betydelig prisreduksjon til for at disse teknologiene skal redusere totalkostnadene i mikronettet. Allikevel kan et energilager være aktuelt, hvis det er ønskelig å øke forsyningssikkerheten, utnyttelsen av lokalprodusert kraft eller fleksibiliteten i mikronettet.

Abstract

Distributed energy generation and distributed energy storage are experiencing an increased installation volume which is also expected to continue. This development, from centralized to distributed energy resources has led to the possibility for the microgrid to be viewed as a way to organize the power grid of the future.

A microgrid connects and controls multiple loads and energy resources independent of the main grid, in island mode, or connected to the grid. This is different from the traditional organization of the power grid, where you are either a producer or consumer in a centralized grid. A microgrid can balance consumption and self-produced electricity, which can create value for both the consumer and society. This value can be created in multiple ways, for instance from selling self-produced electricity, demand response, increased power security, or participation in local energy markets.

This thesis explores how the energy cost of Brattørkaia microgrid in Norway is affected by changes in prosumer regulation and the installation of batteries, hydrogen, or vehicle to grid (V2G). Firstly, the results of the analysis show that the changes in calculation of the feed-in tariff for small producers have decreased their incentive to reduce their energy export to fulfill the prosumer requirements.

Secondly, the value creation of a battery investment was estimated under different grid tariff models and heuristic storage models. The most value-creating battery use of the analyzed scenarios was to reduce the maximum hourly electricity consumption (peak shaving) under a power-based grid tariff. None of the scenarios were profitable with today's battery prices. Last were hydrogen and (V2G) analyzed. These technologies were both able to decrease the maximum power peaks in the microgrid but were not profitable.

None of the energy storage technologies and storage models analyzed are profitable with today's prices and large price reductions are necessary before they are. Anyhow, energy storage can fulfill other functions, such as increased security, increased usage of self-produced electricity or increased flexibility for the microgrid.

Forord

Denne utredningen inngår som selvstendig arbeid i hovedprofilen økonomisk styring, ved masterstudiet økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole. Motivasjonen for oppgaven har vært å undersøke om det finnes muligheter for energilagring i et område med godt utviklet strømnnett, og hvilke muligheter som eksisterer for energilagringsteknologier. Utviklingen for både batterier og solceller skjer raskt, og det blir spennende å se hvilke nyskapende løsninger som vil bli realisert i fremtiden.

Jeg vil takke mine veiledere Mette Bjørndal og Endre Bjørndal for en spennende og lærerik prosess. Takk for god oppfølging, raske og gode svar og spennende diskusjoner.

Jeg vil også spesielt takke Monica Berner fra ENOVA for de spennende samtalene vi har hatt om fremtidens energisystemer, innspill til mulige scenarier og introduksjonen til alle de spennende prosjektene ENOVA er med på å realisere. En stor takk også til Svein Nassvik fra Skanska for at jeg fikk muligheten til å analysere Brattørkaia mikronett, tilgang på data og gode diskusjoner rundt prosjektets fremgang. Takk også til Fredrik Gram fra Entro og Glenn Thomas Gustavsen fra Entra for å gi meg tilgang til strømdata for byggene.

Avslutningsvis vil jeg takke kjæreste, familie og venner for støtten i løpet av oppgaveskrivingen.

Bergen, mai 2021.

Forkortelser og begreper

DER – Distribuerte energiressurser (distributed energy resources)

DES – Distribuert energilagring (distributed energy storage)

DG – Distribuert produksjon (distributed generation)

LCOE – Diskonterte livstidskostnader per produserte energienhet (levelized cost of energy)

kW – Kilowatt, effekt. 1 kWh / 1 time = 1 kW

kWh – Kilowatttime, energi

NVE – Noregs vassdrags- og energidirektorat

MWh – Megawatttimer, 10^3 kWh

OED – Olje- og energidepartementet

RME – Reguleringsmyndigheten for energi

TOU – en nettleie der energiledet varierer med tiden (time of use)

TWh – Terawatttime – 10^9 kWh

V2G – Et system der elbilens batteri både kan sende og motta strøm (vehicle to grid)

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG	I
ABSTRACT.....	II
FORORD	III
FORKORTELSER OG BEGREPER	IV
INNHOLDSFORTEGNELSE	V
TABELLISTE.....	IX
FIGURLISTE.....	X
1. INNLEDNING	1
1.1 BAKGRUNN	1
1.2 TEMA OG PROBLEMSTILLING.....	2
1.3 AVGRENSNING	2
1.4 OPPGAVENS OPPBYGGING	3
2. KRAFTSYSTEMET, OPPBYGGING OG REGULERING	4
2.1 OPPBYGGING.....	4
2.1.1 <i>Strømnettet</i>	5
2.1.2 <i>Produsenter</i>	6
2.1.3 <i>Kraftmarkedet</i>	6
2.2 REGULERING	7
2.2.1 <i>Regulering av produsenter</i>	7
2.2.2 <i>Regulering av nettselskap</i>	8
2.2.3 <i>Regulering av forbrukere</i>	9
3. MIKRONETT.....	11
3.1 DEFINISJON	11
3.2 DISTRIBUERTE ENERGIRESSURSER (DER).....	12
3.2.1 <i>Distribuert energiproduksjon</i>	12

3.2.2	<i>Distribuert energilagring (DES)</i>	14
3.2.3	<i>Laststyring</i>	15
3.3	KATEGORISERING AV MIKRONETT.....	16
3.4	REGULERING AV MIKRONETT I NORGE.....	17
3.4.1	<i>Plusskundeordningen</i>	17
3.4.2	<i>Innmating over plusskundegrensen</i>	17
3.4.3	<i>Konsesjon</i>	18
4.	LITTERATUR	19
4.1	MOTIVASJON FOR MIKRONETT.....	19
4.2	ØKONOMISKE DRIVERE FOR UTVIKLING AV MIKRONETT.....	22
4.2.1	<i>Utvikling i DER</i>	22
4.2.2	<i>Prisendringer på bruk av strømmettet</i>	26
4.3	LØNNSOMHET.....	29
4.3.1	<i>Kostnads sammensetning</i>	29
4.3.2	<i>Mulige verdistrømmer</i>	30
4.3.3	<i>Lønnsomhet under forskjellige reguleringer</i>	31
5.	CASEGJENNOMGANG OG METODE	34
5.1	BRATTØRKAIA MIKRONETT.....	34
5.2	PROBLEMBESKRIVELSE.....	35
5.3	METODE.....	35
5.4	INNDATA.....	37
5.4.1	<i>Strømdata, bygg</i>	37
5.4.2	<i>Beregning av strømbruk, elbusser</i>	39
5.4.3	<i>Strømpriser</i>	39

5.4.4	<i>Nettleie, forbruksavgift og fastledd for innmating</i>	41
5.4.5	<i>Alternative nettleier</i>	42
5.4.6	<i>Avkastningskrav</i>	43
5.5	ENERGILAGRINGSTEKNOLOGIER OG MODELLERING	44
5.5.1	<i>Batteri</i>	45
5.5.2	<i>Hydrogen</i>	49
5.5.3	<i>V2G</i>	52
6.	ANALYSE	55
6.1	EFFEKT AV PLUSSKUNDEORDNINGEN	55
6.1.2	<i>Diskusjon</i>	57
6.2	EFFEKT AV FORSKJELLIG NETTLEIETARIFF OG BRUK AV BATTERI	57
6.2.1	<i>Gjennomgang av scenarioer</i>	58
6.2.2	<i>Verdiskaping ved forskjellige størrelser</i>	67
6.2.3	<i>Diskusjon</i>	68
6.3	EFFEKT AV FORSKJELLIGE ENERGILAGRE	70
6.3.1	<i>Hydrogen</i>	70
6.3.2	<i>V2G</i>	72
6.3.3	<i>Oppsummering</i>	73
6.3.4	<i>Diskusjon</i>	74
6.4	SENSITIVITETSANALYSER	76
6.4.1	<i>Worst case og best case scenario for analysene</i>	76
6.4.2	<i>Endring i kraftoverskudd</i>	78
6.5	ALTERNATIVE VERDISTRØMMER	79
6.5.1	<i>Kontrollerbare laster</i>	79

6.5.2	<i>Andre former for etterspørselsrespons</i>	79
6.5.3	<i>Økt forsyningssikkerhet</i>	80
6.5.4	<i>Lokale energimarkeder</i>	80
7.	KONKLUSJON	81
8.	VIDERE STUDIER	82
9.	LITTERATURLISTE	83

Tabelliste

Tabell 1 - Oversikt over mulige verdistrømmer for mikronett (Stadler et al., 2016).....	30
Tabell 2 - Formål og endrede variabler for de forskjellige analysene.....	36
Tabell 3 - Oversikt over inndata.....	37
Tabell 4 – Effektledd (kr/kW) for maksimale månedlige effektuttak sommer og vinter.....	41
Tabell 5 - Tekniske forutsetninger batteri	45
Tabell 6 - Tekniske forutsetninger hydrogensystem	50
Tabell 7 - Tekniske forutsetninger V2G.....	52
Tabell 8 - Oversikt over årlige inntekter og kostnader ved salg av strøm.....	56
Tabell 9 - Oversikt over scenarier, nettleiemodell og batterimodell	58
Tabell 10 - Batteribruk gjennom året for en enkel batterimodell.....	61
Tabell 11 - Oversikt over årlig besparelse i strømkostnader og nåverdi for batteriets verdiskaping (kr)	65
Tabell 12 - Oversikt over nåverdi av verdiskapingen per kWh ekskludert batterikostnader for forskjellige batteristørrelser.....	67
Tabell 13 - Oversikt over verdiskapingen til batteri, hydrogen og V2G.....	74
Tabell 14 - Forutsetninger i beste og verste tilfelle.....	77
Tabell 15 – Nåverdi av verdiskaping for scenarier med beste og verste utgangspunkt	78
Tabell 16 – Nåverdi av verdiskapingen ved endret energioverskudd	78

Figurliste

Figur 1 - Illustrasjon av oppbyggingen av kraftmarkedet (OED, 2020)	5
Figur 2 - Illustrasjon av mikronett tilkoblet strømmettet (Roark et al., 2017)	12
Figur 3 - Solcellekapasitet i Norge 2000 – 2020 (NVE, 2020i).....	13
Figur 4 - Potensialet for solkraft fra forskjellige byer (Accenture & WWF, i.d).....	14
Figur 5 – Globalt vektet gjennomsnittlig prisutvikling (LCOE) på forskjellig fornybar energiproduksjon 2010-2019. Kapitalkostnad på 7,5% i OECD og Kina, 10% i resten av verden (IRENA, 2020)	23
Figur 6 – Global forsyning av av elektrisitet fra forskjellige lagringsteknologier 2020 - 2050 (DNV-GL, 2020).....	24
Figur 7 - Kostnadsutvikling for litiumionbatterier 2010-2018 (Hole & Horne, 2019)	25
Figur 8 – Historisk (nominell og forventet (reell) årlig gjennomsnittspris (NVE, 2020d)	27
Figur 9 - Varighetskurve for strømprisen i Sør-Norge i 2022 og 2040 i et våtår og tørrår (NVE, 2020d)	28
Figur 10 - Ukentlig strømbruk før og etter koronarestriksjoner.....	38
Figur 11 - Månedlig forbruk og produksjon i kWh (inkludert strøm til elbusslading)	38
Figur 12 – Uvektet gjennomsnittlig strømpris per uke (kr/kWh) for NO3 Trondheim 2019	40
Figur 13 – Uvektet gjennomsnittlig timespris 2019 (kr/kWh) for NO3 Trondheim.....	40
Figur 14 - Flytdiagram for enkel batterimodell.....	46
Figur 15 - Flytdiagram for effektreduserende batterimodell.....	48
Figur 16 - Flytdiagram over batterimodell ved TOU	49
Figur 17 - Flytdiagram over forutsatt hydrogenmodell.....	52

Figur 18 - Antall observasjoner av timer med et effektuttak over 90% av det maksimale månedlige effektuttaket for et år	53
Figur 19 - Flytdiagram over forutsatt V2G-system.....	54
Figur 20 - Oversikt over strømkostnader i referansescenario	59
Figur 21 - Månedlige effekt- og strømkostnader i referansescenarioet.....	59
Figur 22 – Eksempeldag fra august, strømbehov, effektuttak og batterinivå.....	60
Figur 23 - Strømbehov, effektuttak og batterinivå for en utvalgt dag i november med peak-shaving.....	62
Figur 24 - Eksempeldag med TOU	63
Figur 25 - Besparelse i år 1 for hvert scenario og kostnadsledd	64
Figur 26 - Månedlige maksimale effektuttak for TOU, uten/enkel batterimodell og peak-shaving.....	66
Figur 27 - Antall kWh årlig ladet opp på batteriet	67
Figur 28 - Verdiskaping og effektreduksjon ved forskjellige batteristørrelser ved peak-shaving.....	68
Figur 29 - Lagret hydrogen som utnyttbar kWh.....	71
Figur 30 - Verdiskaping og redusert maksimalt månedlig effektuttak for forskjellige elektrolysestørrelser.....	72
Figur 31 - Eksempeldag V2G.....	73
Figur 32 - Besparelse i år 1 for scenarioene peak-shaving, hydrogen og V2G sammenlignet	74

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Strømnettet i Norge, og store deler av verden, har tradisjonelt vært sentralisert med store kraftprodusenter som produserer strømmen som sluttbrukere forbruker. Dette krever at strømmen gjerne blir transportert over lengre strekninger, noe som fører til både energitap og arealkrevende utbygging. Strømnettet står foran fremtidige investeringer, både for å kunne opprettholde forsyningssikkerheten, men også for å kunne elektrifisere sektorer som tradisjonelt har brukt fossil kraft.

De siste årene har flere distribuerte energiteknologier opplevd en forbedring og kraftig prisreduksjon per produserte energienhet (BloombergNEF, 2019; IRENA, 2020). Dette har ført til at mer strøm oftere produseres lokalt, sektorer kan elektrifiseres og sluttbrukerne kan styre forbruket sitt i sanntid. Denne utviklingen, med flere distribuerte energiresurser, er ventet å fortsette, og vil gi teknologiene viktige og nye roller. Flere prognoser viser for eksempel at solkraft vil bli den største elektrisitetskilden i verden, og at batterier kan bidra til å stabilisere strømnettet (DNV-GL, 2020; NVE, 2020d). På kort tid har også elektriske biler økt i antall, og med stadig bedre batterikapasitet vil dette bli den største elektrisitetlagringskilden globalt (DNV-GL, 2020). Hydrogen kan bli en større kilde til å oppbevare energi over lengre perioder, og bidra til å avkarbonisere flere sektorer (DNV-GL, 2019).

Både som en respons på strømnettets fremtidige utfordringer og utviklingen i nevnte energiteknologier har mikronett blitt en mulig måte å organisere strømnettet på. I et mikronett samles lokal kraftproduksjon, lagringsteknologier og forbruk bak tilkoblingspunktet til strømnettet. På denne måten vil det som tidligere var flere sluttbrukere og små kraftprodusenter bli oppfattet av nettselskapet som én. Dette gir mikronettet mulighet til å balansere lokal kraftproduksjon opp mot forbruk og lagring, og slik redusere kostnadene til nettselskapet og øke verdien av distribuerte energiresurser.

Motivasjonen for en slik organisering kan være å øke sikkerheten og kvaliteten til strømforsyningen i området, øke lønnsomheten til investeringer i fornybar lokalprodusert

kraft eller å redusere kostnader for mikronettets eier og nettselskapet (Hirsch et al., 2018). Mikronett undersøkes i flere geografiske områder og sektorer, med variasjoner innenfor hvordan strømmen produseres, lagres og styres. I dag etableres det mikronett i alle verdensdeler (Navigant, 2019).

1.2 Tema og problemstilling

Denne oppgaven vil undersøke hvordan den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til et privateid mikronett påvirkes av forskjellige reguleringer, energilagringsteknologier og -strategier. Oppgaven vil se på hvordan forskjellige løsninger kan skape verdi for et nett-tilkoblet mikronett i Norge under norske reguleringer. Det vil undersøkes om verdiene disse energilagringsteknologiene skaper er lønnsomme sett opp mot investeringskostnaden til teknologien. Oppgaven vil ta utgangspunkt i Brattørkaia mikronett i Trondheim, et prosjekt eid av Entra.

Problemstillingen for denne oppgave er: «Hvilke reguleringer og energilagringstøtteordninger skaper bedriftsøkonomisk verdi for et nett-tilkoblet mikronett, og er energilagringsteknologiene lønnsomme i dag?».

1.3 Avgrensning

Denne oppgaven vil undersøke lønnsomheten til et mikronett under visse regulatoriske endringer og med noen utvalgte lagringsteknologier. Av reguleringer er det undersøkt effektene av å endre plusskundereglene og nettleiutforming. Samtidig finnes det andre mulige regulatoriske inngrep som ikke er undersøkt, for eksempel alternative finansielle støtteordninger og sertifikatordninger.

Av lagringsteknologier undersøkes det hvordan et batteri, en hydrogenløsning eller en «vehicle to grid»-løsning (V2G), vil påvirke lønnsomheten. Det finnes flere energilagringsteknologier som er mulige å benytte, som ikke undersøkes i denne oppgaven. Det er heller ikke undersøkt hvilken effekt det vil ha å kombinere forskjellige lagringsteknologier.

Den bedriftsøkonomiske verdiskapingen er undersøkt i en norsk kontekst, med norske strømpriser og avgifter. Dermed er resultatet ikke like anvendelig i andre land med

forskjellige avgifter og strømpriser. Flere land i Europa har betydelig høyere strømpris enn Norge. Norge har også AMS-målere, som måler strøm i sanntid, noe land utenfor Europa muligens ikke har. Dette begrenser antall mulige nettleieutforminger og timesbaserte strømpriser.

Denne oppgaven ser på den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til et privateid mikronett. Det finnes flere undersøkelser og prosjekter der mikronettet eies av nettselskap som har fått dispensasjon fra tilkoblingsplikten for å betjene isolerte samfunn. Slike isolerte mikronett vil ha et annet perspektiv for lønnsomhet, som inkluderer minimering av nettselskapets kostnader. Denne avgrensningen til privateide mikronett gjør også at samfunnsøkonomisk lønnsomhet heller ikke er analysert.

1.4 Oppgavens oppbygging

Oppgaven er inndelt i ni kapitler, der denne innledningen er det første. I kapittel to vil kraftsystemet, oppbygging og regulering bli presentert. I kapittel tre vil mikronett bli definert og introdusert. I dette kapittelet presenteres mikronettets forskjellige komponenter, og det gis eksempler på forskjellige teknologier innenfor disse. Det vises også til forskjellige former for mikronett, og hvilken regulering som gjelder for mikronett i dag i Norge. I kapittel fire presenteres aktuell litteratur for denne oppgaven. Her presenteres nærmere motivasjonen, markedsendringene og forskjellige måter mikronett kan skape verdi. I kapittel fem presenteres caset som er analysert i denne oppgaven, metoden som er anvendt og de forutsetningene som er tatt. Analysen presenteres i kapittel seks. Her beregnes strømkostnadene i dag og for flere scenarier før funnene diskuteres. Til slutt konkluderes det og forslag til videre studier foreslås, i henholdsvis kapittel syv og åtte. Avslutningsvis, i kapittel ni presenteres kildene som er benyttet i denne oppgaven.

2. Kraftsystemet, oppbygging og regulering

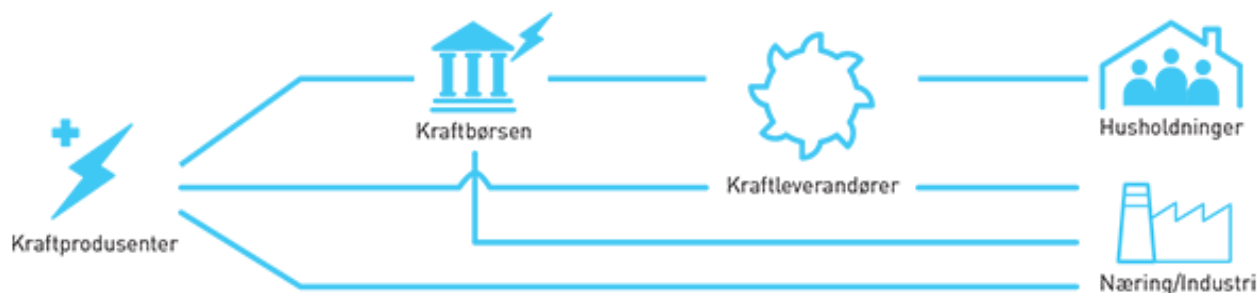
For å kunne forstå hvilken funksjon og hvilket formål mikronett har, er det nødvendig med en introduksjon til kraftsystemet, og særlig i Norge, som er utgangspunkt for analysene. Her presenteres oppbyggingen av strømmettet, hvilke aktører som er involvert og aktuell regulering.

2.1 Oppbygging

Kraftsystemet er en samlebetegnelse for alle komponentene som er nødvendige for at kraft produseres og overføres til forbruker (Statnett, 2018). Elektrisitet har noen særtrekk som gjør at forsyningen av dette må løses med særlige reguleringer og teknologiske løsninger sammenlignet med forsyningen av andre goder. Et særtrekk er at strøm er en ferskvare, og det må være i balanse hele tiden. Det vil si at produksjon og forbruk kontinuerlig må være like stort. Grunnen til dette er at det finnes begrensede energilagringmuligheter i strømmettet, og en ubalanse vil føre til feil frekvens eller strømbrudd. For å unngå dette er det behov for et fungerende kraftmarked som kontinuerlig balanserer tilbud og etterspørsel.

Det tradisjonelle europeiske strømmettet har fire hovedelementer: produksjon, transmisjon, distribusjon og konsum (Moretti et al., 2017). Produsentene produserer strømmen i kraftanlegg, tilknyttet transmisjonsnett. Transmisjonsnett transportere strømmen frem til regionen der forbruket skal skje. Her føres det over på det lokale distribusjonsnett, og transporteres til kunden som konsumerer strømmen.

Hvor mye strøm som til enhver tid produseres avhenger av kraftmarkedet, som med bakgrunn i tilbud og etterspørsel bestemmer strømprisen. Figur 1 under viser en forenklet oversikt over hvordan kraftmarkedet fungerer. Som figuren viser er det kraftprodusenter, kraftleverandører (på vegne av husholdninger) og større bedrifter som handler på kraftbørsen og bestemmer strømprisen og mengden produsert strøm til enhver tid. Figur 1 viser også at det er mulig for kraftleverandører og større bedrifter å handle direkte med kraftprodusenter.



Figur 1 - Illustrasjon av oppbyggingen av kraftmarkedet (OED, 2020)

2.1.1 Strømnettet

Strømnettet i Norge består av tre forskjellige nivåer: transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet (OED, 2019d). Drift av strømnett er et naturlig monopol, og er derfor regulert. Transmisjonsnettet er høyspentnettet som frakter strøm mellom landsdeler og land. Dette styres i Norge av Statnett SF. Regional- og distribusjonsnettet har lavere spenning og fører strømmen fra transmisjonsnettet og til de fleste sluttbrukere. Dette driftes av lokale nettselskap.

Transmisjonsnettet

Statsforetaket Statnett driver det norske transmisjonsnettet og utenlandsforbindelsene i strømnettet. Transmisjonsnettet i Norge er på omtrent 11 000 kilometer (OED, 2019d). Statnett er også systemansvarlig i Norge, og er slik ansvarlig for å opprettholde balansen i produsert og forbrukt kraft, og opprettholde riktig leveringskvalitet. Systemansvarlig har også ansvaret for å sikre en effektiv utvikling og utnyttelse av strømnettet.

Distribusjonsnettet

I Norge er det lokale nettselskap som eier regional- og distribusjonsnettet. I følge EU-regelverket defineres både regional- og distribusjonsnettet som distribusjonsnett, og dette vil videre i oppgaven bli omtalt som distribusjonsnett (OED, 2019d). Det var i 2019 104 nettselskaper med lokalt distribusjonsnett i Norge, og de fleste eies av kommuner eller fylkeskommuner, men noen har privat eierskap (NVE, 2020h; OED, 2019d). Strømnett er et naturlig monopol, og nettselskapene driver kun i det området de har områdekonsesjon for. Inntektene til nettselskap kommer fra brukerbetaling, og NVE regulerer hvor mye inntekter nettselskapene kan innhente fra brukerne. Summen av tillatt inntekt for alle nettselskapene med lokalt distribusjonsnett var i 2019 på 22,7 milliarder kroner (NVE, 2020h).

2.1.2 Produsenter

I Norge produseres det aller meste av strømmen av vannkraftverk. Hvis vannkraftverkene har magasiner er dette en fleksibel ressurs der produksjonen enkelt kan tilpasses etterspørselen (OED, 2020). Dette gir vannkraftprodusenter muligheten til å tilpasse seg prisendringer i markedet. Denne reguleringsvevnen mangler flere fornybare produksjonsmetoder som vind- og solkraft, som er avhengig av riktig meteorologiske forhold for å kunne produsere strøm. Store deler av kraftproduksjonen i Norge er offentlige eid, og 88,7% av norsk vannkraft og 32,9% av norsk vindkraft er eid av enten staten, kommune, fylkeskommune eller offentlige investeringsfond (NVE, 2021a).

2.1.3 Kraftmarkedet

I Norge har det vært markedsbasert omsetning av kraft siden 1991 (OED, 2020). Det største engrosmarkedet heter Nord Pool, og er i dag en kraftbørs for 16 europeiske land. Nord Pool var heleid av de nordiske og baltiske systemansvarlige, deriblant Statnett, men i 2019 kjøpte børsen Euronext seg inn som majoritetseier (Nord Pool, i.d.; Statnett, 2018). Her handles strøm i to forskjellige markeder. Day-aheadmarkedet er en daglig auksjon, der produsenter og strømselskaper byr på neste døgns timesvise strømproduksjon (Nord Pool, 2020a). På grunn av den økende graden av fornybare ressurser, som er mindre fleksible enn tradisjonelle energikilder, har det blitt mer krevende å være i balanse etter at day-aheadmarkedet er stengt (Nord Pool, 2020b). Dette har ført til en økende omsetning på intradagmarkedet. Systemansvarlig vil etter at day-aheadmarkedet er stengt bestemme ledig overføringskapasitet, og handelen i intradagmarkedet kan skje innenfor disse rammene. Dette markedet fungerer kontinuerlig, og her handles mindre mengder enn i day-aheadmarkedet frem til timen før strømmen produseres og forbrukes.

Selv om et velfungerende kraftmarked ville skape balanse, er det nødvendig for systemansvarlig å korrigere og opprettholde den momentane balansen på strømmettet (OED, 2020). Dette skaper behovet for et tredje fysisk marked, balansemarkedet. Målet til Statnett er å opprettholde en frekvens i det norske strømmettet på 50 Hz, og for å gjøre dette er det behov for balansemarkeder. Dette markedet består av forskjellige reserver som Statnett handler inn enten for å produsere eller forbruke strøm, slik at strømmettet er i balanse til enhver tid.

Privatpersoner og ikke-kraftintensive bedrifter kjøper kraft fra en kraftleverandør som handler på kraftbørsen (OED, 2020). Kraftintensive bedrifter, som industribedrifter, har muligheten til å kjøpe strøm gjennom en kraftleverandør eller selv handle på kraftbørsen.

En annen form for kraftmarkeder er lokale fleksibilitetsmarkeder. Tradisjonelt har økt forbruk av strøm ført til økt utbygging av kapasitet i strømmettet. En annen mulig løsning er å redusere effekttoppene i nettet ved hjelp av et lokalt fleksibilitetsmarked. Et fleksibilitetsmarked er en markeds plass der nettselskapet kan betale sluttbrukere for å unngå å bruke strøm i gitte perioder (Statnett, 2020b). Det finnes i dag flere prosjekter for å teste ut fleksibilitetsmarkeder, og Statnett er inkludert i NORFLEX, og skal sammen med blant annet Agder Energi undersøke teknologier som kan utløse fleksibilitet hos kundene. Dette kan føre til redusert behov for økt kapasitet i nettet, selv om mengden strøm i nettet øker.

2.2 Regulering

Kraftforsyning er en viktig næring, og defineres av Regjeringen (2020) som en samfunnskritisk funksjon. Samtidig kan utbygging og drift av kraftsystemet komme i konflikt med andre allmenne og private interesser, som industri, natur og lokalmiljø. Det juridiske rammeverket skal sørge for en effektiv forvaltning av kraftsystemet og ivareta forskjellige interesser (OED, 2019a). I dette delkapittelet presenteres den viktigste reguleringen for produsenter, nettselskap og sluttbrukere.

2.2.1 Regulering av produsenter

Kraftprodusenter reguleres ulikt på bakgrunn av produksjonskapasiteten. Større kraftverk, som vann- og vindkraftanlegg med produksjon på over 1 MW er konsesjonspliktige, enten ovenfor NVE eller Kongen i statsråd (OED, 2019b). Anlegg med produksjonskapasitet under 1 MW defineres som mini- eller mikrokraftverk. For små vind- og vannkraftverk under 1 MW skal kommunen behandle konsesjonssaken. Solcelleanlegg under 1 MW på tak til privatpersoner eller bedrifter kan defineres som kundespesifikke anlegg, og slik unngå konsesjonsbehandling.

For kraftprodusenter eksisterer det i dag to tariffer som må betales på strøm som selges til nettet (NVE, 2020c). Energiledet er en tariff som alle kraftprodusenter, uansett størrelse, må betale. Det blir beregnet avhengig av produsentens tilkoblingspunkt til strømmettet. For

produsenter i distribusjonsnettet blir dette beregnet som områdets marginale energitap, og kan enten være positivt eller negativt. Den andre tariffen som produsenter må betale, fastledd for innmating av strøm, er en lik sats som settes for produsenter, uavhengig av plassering i strømnettet. I 2021 er dette leddet på, inkludert påslag for systemdriftkostnader, 1,35 øre/kWh (Agder Energi, 2021). Plusskunder må ikke betale fastledd for innmating, og vil bli nærmere presentert i kapittel 3.4.1.

2.2.2 Regulering av nettselskap

Grunnet de høye investeringskostnadene og stordriftsfordeler er strømnett et naturlig monopol. Selskap som skal drifte distribusjonsnett i Norge trenger områdekonsesjon, som gir dem rett til å bygge, eie og drifte nettanlegg med spenning opp til 22 kV innenfor et definert geografisk område (NVE, 2019a). Nettselskapene skal være nøytrale, og ikke forskjellsbehandle kraftprodusentene i markedet (NVE, 2019c). Nettselskapene har innenfor sitt område også en plikt til å knytte kundene til nettet og levere strøm til kundene (NVE, 2020b). Det er mulig å søke om unntak for pliktene hvis det krever uforholdsmessig store kostnader ved å etablere eller oppgradere tilkoblingen, men Reguleringsmyndighetene for energi (RME) gir i de færreste tilfellene en slik dispensasjon. Nettselskapene må også ha et funksjonelt og selskapsmessig skille fra annen drift. Dette gjøres for å forhindre mulig kryssubsidiering fra en monopolist til en bedrift som er utsatt for konkurranse.

Inntektsregulering

Hvert nettselskap i Norge får årlig en beregnet tillatt inntekt fra Reguleringsmyndighetene. Denne tillatte inntekten sitt største ledd er inntektsrammen, som er 40% av de virkelige kostnadene til nettselskapet pluss 60% av kostnadene et gjennomsnittlig effektivt nettselskap ville hatt hvis de hadde gjennomført de samme oppgavene som nettselskapet (NVE, 2020e). I tillegg til inntektsrammen inneholder den tillatte inntekten eiendomsskatt, FOU-midler, kostnader til overliggende strømnett og justering for tidsetterslep for investering. I tillegg trekkes kostnader for strømbrudd fra tillatt inntekt. Denne beregningen av tillatt inntekt fører til at effektive nettselskaper får en større avkastning enn mindre effektive nettselskaper, og skaper slik et insentiv til effektiv drift.

Utforming av nettleiestruktur

Den tillatte inntekten henter nettselskapene primært inn ved nettleie som kundene betaler, og nettselskapene er slik brukerfinansiert (OED, 2019c). Tariffene kan nettselskapene selv sette,

men det er RME som bestemmer prinsippene for nettleiestrukturen, som skal være objektiv og ikke-diskriminerende. Kunden bør også få signal gjennom nettleien om hva som er effektiv bruk av nettet, slik at adferd som reduserer nettleiekostnadene for brukeren også reduserer kostnadene for nettselskapet. Det som er mest kostnadsdrivende for nettselskapene er kapasiteten og driften av nettet (NVE, 2020a). En sluttbruker bør derfor få prissignal til et forbruk som er effektivt tilpasset strømmettet på både kort og lang sikt.

Det er flere måter nettleien kan utformes på. Den tradisjonelle modellen for husholdninger i Norge i dag er en todelt tariff som består av et fastledd og et energiledd, som beregnes basert på hvor mye energi som forbrukes (NVE, 2020a). For bedrifter tilkoblet distribusjonsnett er det vanlig å ha en tredelt tariff som inkluderer, i tillegg til fastledd og energiledd, et effektledd. Et effektledd kan avregnes på flere måter, men flere nettselskaper benytter den maksimale energibruken over en time (kWh/t) per måned til å beregne effektleddet. Dette kalles heretter for det maksimale månedlige effektuttaket.

Reguleringsmyndighetene har gjennomført en høring om endring av prinsippene for nettleiestrukturen for kunder i distribusjonsnett (NVE, 2020g). Formålet har vært at nettleien i større grad skal reflektere hva som skaper kostnader for nettselskapene. Dette vil gi sluttbrukeren et mer korrekt prissignal. Det endelige endringsforslaget innebærer at fastleddet tydeligere skal differensieres på bakgrunn av effektbruk. I tillegg skal inntektene fra energileddet for hver kundegruppe ikke kunne overstige 50%, samtidig som det åpnes for at energileddet kan ha et påslag når nettet er høyt belastet.

Et prispåslag på energileddet når nettet er høyt belastet vil innebære en tidsdifferensiering. I høringsrunden var det flere som refererte til pilotprosjektet «Smart Nettleie» av Glitre Energi Nett (NVE, 2020g). Denne nettleien har et lavere energiledd på natten i vintersesongen. Dette skal gi kundene et økonomisk incentiv til å flytte forbruket til en periode på døgnet der det er god kapasitet i nettet. RME foreslår også at et effektledd fortsatt kan brukes for større kunder i distribusjonsleddet, med et årlig forbruk på minst 100 000 kWh.

2.2.3 Regulering av forbrukere

Forbrukere påvirkes også av reguleringene til produsentene og nettselskapene. Forbrukerne har på grunn av den lokale områdekonsesjonen til nettselskapene ikke mulighet til å velge hvilket nettselskap de har (NVE, 2020j). Utformingen av nettleien vil også påvirke forbrukerne, som får et prissignal. Forbrukere har anledning til å velge ønsket

strømleverandør, og ønsket avtaleform med denne (fast-, variabel- eller spotpris). I tillegg til betalinger til nettselskap og strømleverandør er forbrukerne pliktige til å betale forbruksavgift, som innkreves av nettselskapene på vegne av Skatteetaten. Konesjonskravet gjør også at det er begrenset hvor stor kraftproduksjon sluttbrukere kan installere.

3. Mikronett

Selv om mikronett fremstår som et alternativ til hvordan strømmettet er organisert i dag, var det ikke alltid slik. Før det eksisterte sentrale strømmnett var i realiteten alle strømmnett mikronett, men stordriftsfordeler utkonkurrerte denne strukturen (Lilienthal, 2020). Videre presenteres definisjoner av mikronett, og deretter presenteres utvalgte distribuerte energiresurser og aktuell regulering i Norge.

3.1 Definisjon

Det finnes flere definisjoner av mikronett, avhengig av den teknologiske eller funksjonelle konteksten. CIGRÉ (Conseil International des Grandes Réseaux Electriques) er en internasjonal ideell ikke-statlig organisasjon der over 1 000 medlemsorganisasjoner sammen jobber for å dele kunnskap innenfor energi (CIGRÉ, i.d). I 2010 ble arbeidsgruppe C6.22 Microgrid Evolution Roadmap etablert, der en av arbeidsoppgavene var å definere mikronett (Marnay et al., 2015). Funnene fra denne arbeidsgruppen var at det var to elementer som gikk igjen i de aller fleste definisjonene av mikronett: energikilder og -laster under lokal kontroll og muligheten til å operere enten tilkoblet resten av nettet eller uavhengig. CIGRÉ definerte mikronett som:

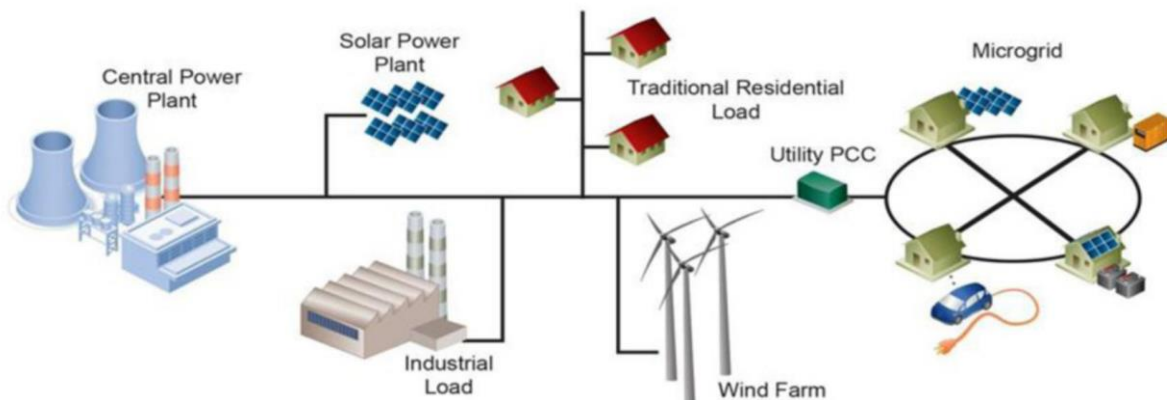
Mikronett er elektriske distribusjonssystem som inneholder laster og distribuerte energiresurser (som distribuerte produksjon, lagringsenheter eller kontrollerbare laster) som kan bli styrt på en kontrollert, koordinert måte enten med eller uten tilknytning til hovednettet (Marnay et al., 2015)(Oversatt).

Denne definisjonen sier at et mikronett er en samling laster og distribuerte energiresurser som kan styres sammen, enten tilkoblet strømmettet eller i øymodus. Flere andre definisjoner presiserer også at mikronett helst bør ha ett tilkoblingspunkt til strømmettet. Det amerikanske energidepartementet definerer mikronett som:

En gruppe sammenkoblede laster og distribuerte energiresurser innenfor klare definerte elektriske grenser som kan operere som en kontrollerbar last ovenfor hovednettet. Et mikronett kan koble og frakoble fra strømmettet for å muliggjøre det å operere både tilkoblet nettet og i øymodus (Ton & Smith, 2012)(Oversatt).

Figur 2 under illustrerer prinsippet for et mikronett som er koblet til resten av strømmettet. Mikronettet, til høyre i figuren, inneholder flere sluttbrukere og kraftressurser som er koblet

sammen. Disse har igjen kun ett tilkoblingspunkt til resten av strømmettet. Til venstre har man et tradisjonelt kraftsystem, med store kraftprodusenter, et strømmett og sluttbrukere.



Figur 2 - Illustrasjon av mikronett tilkoblet strømmettet (Roark et al., 2017)

3.2 Distribuerte energiresurser (DER)

Distribuerte energiresurser (DER) defineres av CIGRÉ som en samlebetegnelse på teknologier innen distribuert energiproduksjon, -lagring og -transformasjon, i tillegg til laststyring (Marnay et al., 2015). Her vil distribuert energiproduksjon, energilagring og laststyring presenteres.

3.2.1 Distribuert energiproduksjon

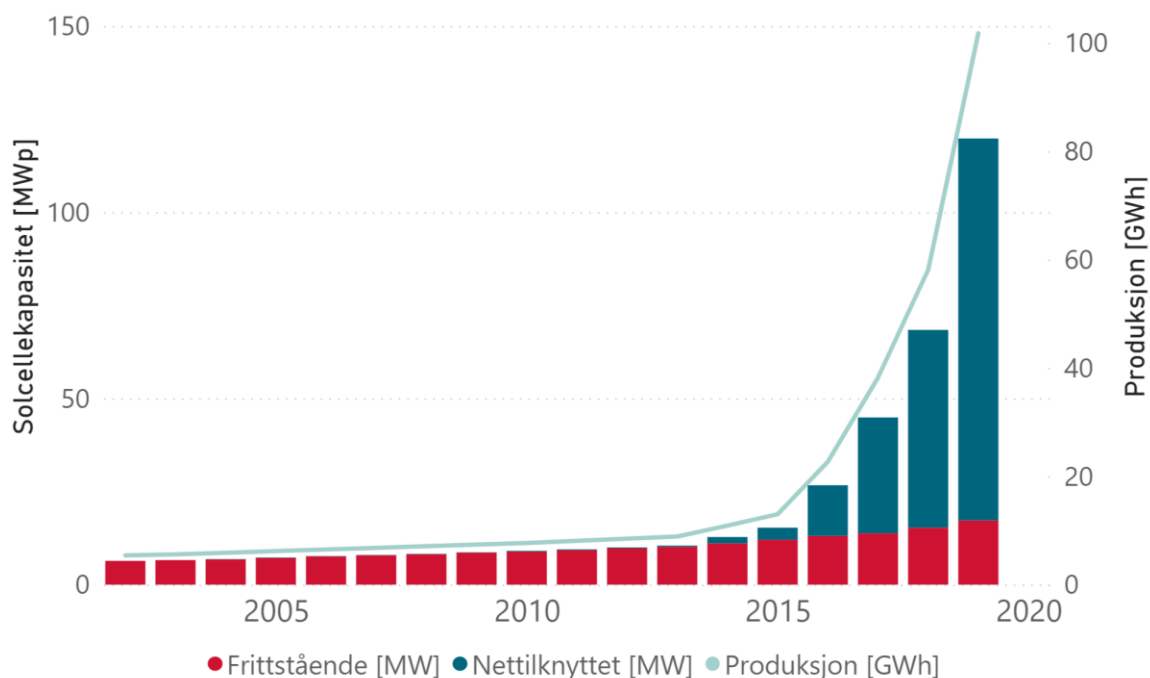
Distribuert energiproduksjon (Distributed Generation, DG) kan defineres som en «elektriske energikilder direkte tilkoblet distribusjonsnettet eller på sluttbruker sin side av nettet» (Ackermann et al., 2001). Det finnes mange fornybare og ikke-fornybare DG. For eksempel er brenselceller, fossile generatorer, små vindturbiner og solcellepanel være eksempler på distribuert energiproduksjon.

Fornybare energikilder er i motsetning til fossile energikilder mer avhengige av meteorologiske faktorer som temperatur, solforhold og vindforhold for å kunne produsere strøm (Parhizi et al., 2015). Dette gir fornybar DG en mer usikker og variert produksjon. Til tross for denne mer variable produksjonen har fornybare DG hatt en kraftig økning i installasjoner de siste årene. Denne usikre energiproduksjonen kan kompenseres for i et mikronett ved å kombinere flere DG sammen. Hvis for eksempel et mikronett består av både

vindturbiner og solceller vil det produseres strøm oftere enn hvis mikronettet bare inneholder en type DG.

Solkraft

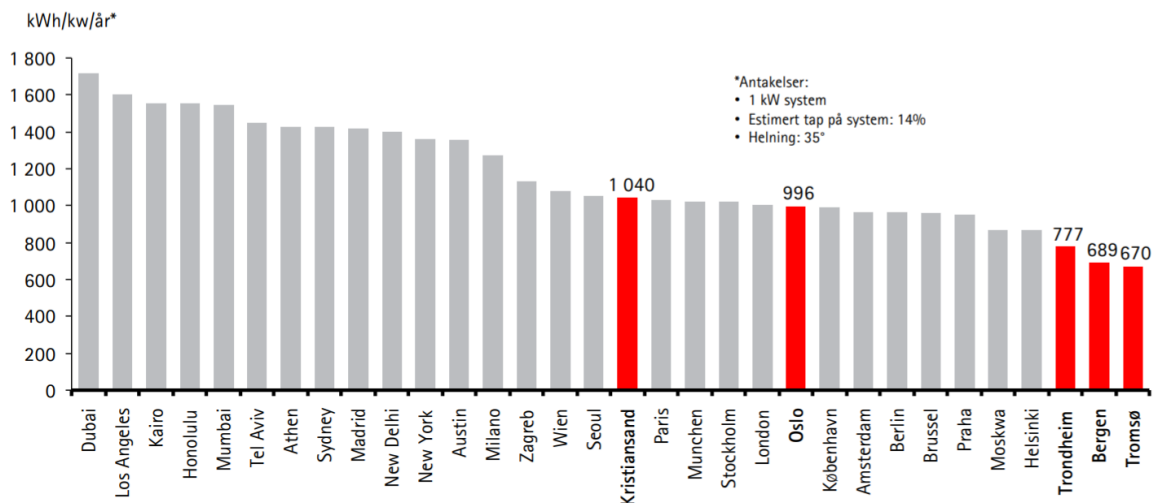
Strøm fra solceller er den raskest voksende strømproduksjonen i verden, og den vokser også i Norge. Fra 2010 til 2017 femdoblet solcellekapasiteten i Norge seg, og fra 2017 til 2019 nesten tredoblet denne kapasiteten seg igjen (NVE, 2020i). Henden og Ericson (2018) fra NVE trekker blant annet frem prisreduksjon, fokus på lokale energiløsninger og økte lagringsmuligheter som grunner til denne veksten. Det er næringsbygg som har hatt den største delen av veksten. Solceller har en fordel ved at de kan plasseres på tak, og på den måten ikke ta opp noe ekstra areal. 20% av all ny solkapasitet i verden installert i 2019 ble installert på tak til privatpersoner og små bedrifter (Statkraft, 2020).



Figur 3 - Solcellekapasitet i Norge 2000 – 2020 (NVE, 2020i)

Fra å være en mulig energikilde i områder ikke tilkoblet nettet, som for fritidsboliger, har solcelleinstalleringen vært i sterk vekst i Norge de siste årene. Selv om Norge er et land med relativt lite sol sammenlignet med andre land har Sør-Norge et sammenlignbart

ressursgrunnlag med mer sydlige europeiske land (Accenture & WWF, i.d). Grunnen til dette er Norges kjøligere klima, som gir solcellene en høyere virkningsgrad. Dette ressursgrunnlaget reduseres lenger nord i landet. Figur 4 gir en oversikt over hvor høyt produksjonspotensial et solcelleanlegg har i forskjellige byer, der Kristiansand og Oslo har et bedre produksjonspotensial enn flere sørligere europeiske byer.



Figur 4 - Potensialet for solkraft fra forskjellige byer (Accenture & WWF, i.d)

3.2.2 Distribuert energilagring (DES)

Distribuerte energilagring (DES) er energilagringsteknologier som kan kobles direkte mot distribusjonsnettet eller hos sluttbruker. Dette kan for eksempel være batterier, hydrogenproduksjon eller lagring av termisk energi. De forskjellige teknologiene skiller seg ut på karakteristikk som lagringskapasitet og bruk, noe som gjør sammenligningen av lagringskilder mer kompleks enn bare en kostnadssammenligning. Energilagring har flere bruksområder i mikronett (Parhizi et al., 2015). Det kan brukes til å lagre overskuddsenergi som produseres i mikronettet. DES kan også brukes til å lagre billig energi fra strømmettet, for å så bruke den når prisene stiger. En annen bruk er såkalt peak-shaving, der det maksimale effektuttaket reduseres ved at DES gir fra seg strøm når mikronettet forbruker mye strøm. DES er med på å øke lønnsomheten til fornybare DG, ved å redusere

utfordringene med koordinering av forbruk og uforutsigbar produksjon, ved å lagre overskuddskraft og bruke den når det eksisterer et underskudd (Marnay et al., 2015).

Det finnes flere energilagringsteknologier som kan brukes i et mikronett. Batterier (og spesielt litiumionbatterier) er en teknologi som i dag brukes, og DNV-GL (2020) forventer at lagringskapasiteten fra batterier tilkoblet nettet vil øke stort frem mot 2050. Batterier er mest egnet til lagring over et kortere tidsrom, og ikke sesonglagring (Hole & Horne, 2019). Grunnen til dette er at lagringskapasiteten er kostnadsdrivende for batterier. Selv med en kort tidshorisont kan batterier anvendes på flere forskjellige måter med forskjellige målsetninger, som å redusere nettleien, utnytte en høyere andel selvprodusert strøm eller erstatte et nødaggregat.

Det er også mulig å utnytte batterier som er ikke-stasjonære, som i «vehicle to grid» (V2G). V2G benytter batteriet til parkerte elbiler som er koblet til strømmettet, og kan både lade bilen smart, og tilbakeføre energi fra bilens batteri til strømmettet (Horne et al., 2019). V2G benytter batterier som allerede eksisterer, men bruken vil ha en effekt på bilens batteri, og Horne et al. viser at ved en innmating på 5 kW en time daglig vil en elbil med gjennomsnittlig bruk kunne oppleve mer enn en dobling i batteribruk. Dermed vil bruken av V2G føre til en sannsynlig redusert levetid for elbilen. V2G er i dag enda ikke en moden teknologi, og det foregår flere forskjellige pilotprosjekter på dette.

En annen teknologi som kan benyttes til å lagre energi i mikronett er hydrogenproduksjon, der elektrolyse av vann kan benyttes til å lage såkalt «grønt hydrogen». Hydrogenet kan lagres over lengre tidsrom, og kan på den måten benyttes til å lagre eksempelvis overskudd fra solcelleanlegg om sommeren til bruk på vinteren (Horne & Hole, 2019). Hydrogenet kan deretter ved bruk av en brenselcelle bli omgjort til elektrisitet igjen, der det også produseres varme. Brenselceller har en virkningsgrad på rundt 40 til 60%, men hvis en også utnytter varmen som produseres under prosessen kan virkningsgraden bli på mellom 85 og 90% (Horne & Hole, 2019). Elektrolyseanlegg trenger ikke å være plasskrevende, og hydrogenproduksjon kan driftes i både i liten og stor skala (EERE, i.d).

3.2.3 Laststyring

Grunnet størrelsen til mikronett er det å kunne kontrollere laster viktigere i et mikronett enn i et større distribusjonsnett (Marnay et al., 2015). Kontrollerbare laster kan ha en lignende funksjon som DES, og kan respondere på variasjon i produsert kraft og prissignaler.

Kontrollerbare laster kan for eksempel være oppvarming av rom og varmtvann, opplading av elektriske kjøretøy, og andre laster som kan være mulig å utsette uten at det har noen store konsekvenser. Ved å kontrollere slike laster kan en oppnå gevinster som effektredusering, frekvensregulering, og lastbalansering (Shen et al., 2015).

3.3 Kategorisering av mikronett

Det finnes flere mulige måter å kategorisere mikronett på, for eksempel om det er koblet til hovednettet eller ikke, hvilken motivasjon som ligger bak mikronettet eller hvilken form for eierskap det har. CIGRE identifiserer fire former for mikronett som helt eller delvis passer inn under deres definisjon (Marnay et al., 2015). Den første formen er «customer microgrid» (også kalt μ grid). Dette er mikronett tilkoblet resten av strømmnettet, gjerne i ett tilkoblingspunkt, som styrer produksjon, forbruk og lagring helt uavhengig av resten av strømmnettet. En annen form for mikronett er en «community microgrid» (også kalt milligrid), som også er tilkoblet hovednettet, men styres ikke uavhengig av strømmnettet, og følger reguleringen til nettselskaper.

En tredje form for mikronett er isolerte mikronett, som ikke er tilkoblet resten av strømmnettet (Marnay et al., 2015). Ifølge definisjonen til CIGRÉ faller dette i prinsippet utenfor definisjonen til mikronett siden isolerte mikronett kun kan virke i øymodus, og aldri tilkoblet hovednettet. Samtidig understrekes det at utformingen og driften av isolerte nett ligner på mikronett. Mye av forskningen og teknologiutviklingen rundt mikronett har også benyttet isolerte mikronett som utgangspunkt. Navigant (2019), som overvåker utviklingen av mikronett globalt beregner at 41% av den globale energikapasiteten i mikronett i 2019 var i isolerte nett.

Den siste formen for mikronett som CIGRÉ definerer er virtuelle mikronett (vgrid) (Marnay et al., 2015). Dette er nett som ikke fysisk er koblet sammen eller fungerer fysisk uavhengig av strømmnettet, men digitalt. Dette vil si at strømmen som produseres kan selges til andre brukere av det virtuelle mikronettet og deretter avregnes digitalt.

3.4 Regulering av mikronett i Norge

Det eksisterer ingen spesifikk regulering for mikronett i Norge, og mikronett må derfor følge tradisjonell regulering for andre aktører som driver med produksjon, distribusjon og salg av strøm. Her presenteres reguleringen for mindre kraftprodusenter, der en enten kan være plusskunde eller ikke, og konsesjoner som kan være aktuelle for et mikronett.

3.4.1 Plusskundeordningen

NVE (2021c) definerer en plusskunde som: «en som både bruker og produserer elektrisitet». Plusskundeordningen gir sluttbrukere som til tider produserer mer strøm enn de forbruker en mulighet til å selge denne strømmen tilbake til nettet. Plusskunder kan ikke på noe tidspunkt mate inn mer enn 100 kW på nettet, og kan heller ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak tilknytningspunktet til strømmettet. Plusskunden kan ikke selge strøm til andre enn sin egen strømleverandør. Sluttbrukeren kan, hvis disse vilkårene er innfridd, selge strøm uten å måtte betale fastleddet for innmating av strøm.

EU-kommisjonen har i anledning nytt fornybardirektiv foreslått å øke grensene for plusskundeordningen (Regjeringen, 2018). Grensene som foreslås i det nye direktivet er ikke basert på effekt, men på total innmatet energi. Grensene foreslås til 10 MWh for privatpersoner og 500 MWh for bedrifter. Dette er juridiske terskelverdier, og hvert land kan sette høyere grenser hvis de ønsker det.

3.4.2 Innmating over plusskundegrensen

For sluttbrukere som har et overskudd på over 100 kW eksisterer det to muligheter. En kan enten kjøpe et elektrisk anlegg som struper strømmen, slik at eksportert strøm til nettet aldri overstiger 100 kW, eller så kan sluttbrukeren bli en liten kraftprodusent. Alle kraftprodusenter må betale fastledd for innmating av strøm på nettet, noe plusskunder slipper. Før 2019 kunne dette for mindre kraftprodusenter bli beregnet med bakgrunn i installert effekt (NVE, 2018a). Dette ga anlegg med en høy brukstid, og dermed mye produksjon per installerte effekt, en gunstig avgift. For solcelleanlegg på bygg, som bruker mye av den selvproduserte kraften selv og sjeldent produserer strøm, ble dette en stor avgift per solgte energienhet. Dette førte til at flere store solcelleanlegg i Norge investerte i anlegg som reduserte, mengden produsert strøm når det var gode solforhold, slik at den solgte

strømmen aldri oversteg 100 kW. Teknisk Ukeblad rapporterte om at struping av strøm ble gjort ved flere av de største solcelleanleggene i Norge (Seglstein, 2018).

Reguleringsmyndighetene kom i 2018 med en anbefaling om at mindre produsenter skal betale fastledd for innmating basert på midlere årsproduksjon (NVE, 2018c). En av effektene av denne endringen var at det ble mindre lønnsomt å installere anlegg som struper den solgte strømmen ned til plusskundegrensen. For 2021 er denne satsen (inkludert systemdriftkostnader) på 1,35 øre/kWh (Agder Energi, 2021). Det er ikke nødvendig å søke om omsetningskonsesjon hvis den årlige produksjonen ikke overstiger 1 GWh, så lenge produsenten ikke eier overføringsnett med kunder og selger strømmen til ett selskap som har omsetningskonsesjon (NVE, 2020f).

3.4.3 Konsesjon

Mikronett med ett tilkoblingspunkt til nettet kan organiseres på flere måter bak tilkoblingspunktet. Dette kan føre til et behov for konsesjoner som omsetningskonsesjon, områdekonsesjon, markedsplasskonsesjon og anleggskonsesjon. Dette er konsesjoner knyttet til omsetning og distribuering av strøm (NVE, 2019a). Hvis det er nødvendig med konsesjoner må dette søkes om til NVE. NVE kan i særlige tilfeller gi dispensasjon fra regler for pilot- og demonstrasjonsprosjekter. Pilot- og demonstrasjonsprosjekter kan også ved samarbeid med nettoperatør med områdekonsesjon benytte seg av deres konsesjon.

4. Litteratur

Litteraturkapittelet er delt inn i tre underkapitler. Først vil forskjellige motivasjoner for mikronett presenteres. Deretter vil utviklingen i DER og strømkostnader presenteres. Til slutt vil lønnsomheten til mikronett, hvilke mulige verdistrømmer de har og hvordan lønnsomheten påvirkes av forskjellig regulering presenteres.

4.1 Motivasjon for mikronett

Det kan defineres tre drivere for mikronett i områder som har velfungerende strømmnett: sikker strømforsyning, økonomi og miljø (Hirsch et al., 2018). I tillegg kan mikronett bidra til å elektrifisere rurale samfunn som før hadde begrenset tilgang på elektrisitet (Jha et al., 2016). Hvilke drivere som er aktuelle varierer avhengig av hvem som eier mikronettet, hva formålet med mikronettet er og hvor det er lokalisert.

Økonomi

Samtidig som kostnadene til nettselskap øker i Norge og USA, faller prisene på alternative teknologier som DG og DES (Hirsch et al., 2018; NVE, 2018b). Dette skaper et alternativ som i økende grad kan konkurrere økonomisk mot den tradisjonelle måten å organisere et energisystem på. Hvilken økonomisk problemstilling man står ovenfor avhenger av hvilken aktør det er som eier mikronettet. Mikronett kan enten eies av nettselskapet, én eller flere kunder eller en uavhengig aktør (Marnay et al., 2015). Mikronettprosjektene i Norge som har hatt et nettselskap som eier har ofte hatt ambisjoner om å skape et alternativ til å forlenge distribusjonsnettet ut til kunder bosatt langt unna annen infrastruktur (Flaatten & Langås, 2018). Et slikt alternativ har vært å etablere et isolert mikronett.

Hvis mikronettet er privateid og har et kundeforhold til nettselskapet, vil en økonomisk problemstilling være å optimalisere størrelsen på de forskjellige energiressursene, for å redusere nettleie- og strømkostnaden og maksimere inntekt fra salg av strøm og tjenester til nettselskapene. Milis et al. (2018) presenterer for eksempel flere artikler som optimaliserer forskjellige DER for å maksimere mikronettets profitt under forskjellig regulering.

Miljø og klima

Overgangen til en større andel fornybar kraftproduksjon fører i flere områder til en betydelig vekst i fornybare DG, som er en overgang fra det tidligere mer sentralisert strømmettet. Slike energikilder, som vind og sol har en mer variabel produksjon enn de tradisjonelle energikildene, noe som kan skape en utfordring for nettet. Mikronettprosjekter i Europa og Asia har hatt et fokus på hvordan mikronett kan være med på å skape mer nytte av DG (Lidula & Rajapakse, 2011). Mikronett kan også bidra til å gjøre det enklere for nettselskaper å håndtere DG, siden mikronett bare fremstår som én kunde for nettselskapet, selv om det er flere variable energikilder bak målepunktet (Hirsch et al., 2018).

Det eksisterer en usikkerhet ved beregning av endringer av klimagassutslipp fra prosjekter tilknyttet strømmettet. Moretti et al. (2017) finner i sin gjennomgang av smart grid-prosjekter at reduksjonen av klimagassutslipp varierer fra 10 til 180 gCO₂/kWh. Utslippstørrelsen var avhengig av hvor stor andel av landets kraftmiks som kom fra fossile kilder. En annen grunn til lavere utslipp var reduksjon i energitap fra strømmettet, men dette tilsvarte en tredjedel av utslippene spart på grunn av inkludering av DG i kraftmiksen. NVE (2020k) har beregnet at det ble sluppet ut 17 gram CO₂ per kWh levert strøm Norge i 2019. 87% av all strøm levert i Norge dette året kom fra vannkraft. Dette gjør Norge til et land der reduksjon i strømforbruk ikke har like stor effekt som land med mer fossil energiproduksjon, som EU, som har en faktor rundt 300 g/kWh.

For isolerte mikronett kan hybridmikronett, som kombinerer fornybare DG med fossil energiproduksjon gi lavere operasjonelle kostnader enn et mikronett basert på fossile kilder, og slik redusere sine klimagassutslipp (Hirsch et al., 2018).

Nettutbygging kan føre til negative konsekvenser for biologisk mangfold som plante- og dyreliv. Fuglekollisjoner er noe som norske nettselskapene lenge har hatt et fokus på, og flere har siden 80-tallet drevet med forskjellig merking av nettkablene for å redusere hyppigheten av kollisjoner (Lislevand, 2004). Statnett har sammen med Renewable Grid Initiative (RGI), en organisasjon bestående av systemansvarlige og miljøorganisasjoner i Europa, signert en erklæring for å, samtidig som nettet bygges ut, bevare biologisk mangfold (Statnett, 2011). RGI har i sitt arbeid pekt blant annet på energilagringsteknologi som en teknologi som vil bli betydelig viktigere i fremtiden (CAISO & RGI, 2019). I en metastudie bestilt av RGI kommer det frem at DG både kan føre til økt og redusert nettutbygging. En økt utbygging av DG kan føre til mindre utbygging av transmisjonsnettet, siden strømmen

produseres nærmere forbruker, samtidig kan det føre til en større utbygging av distribusjonsnett (Mathes et al., 2018).

Sikker strømforsyning

I USA har den største motivasjonen for å bygge mikronett vært å forsterke forsyningssikkerheten (Hirsch et al., 2018). Hirsch et al. viser til risiko for strømbrydd, ekstremvær og fare for cyber- og fysiske angrep på nettet som årsaker til denne motivasjonen. Den økte sikkerheten kommer av økt selvforsyning, og muligheten for å raskt kunne starte opp igjen etter et strømbrydd (Marnay et al., 2015).

I Europa har ikke energisikkerhet vært en like viktig motivasjon som i USA (Hirsch et al., 2018). En gjennomsnittlig nordmann har det siste tiåret opplevd i gjennomsnitt to strømbrydd årlig, i til sammen to og en halv time (Fadum, 2019). En stor andel av feilene i det norske strømmettet skyldes værforhold som vind, snø og regn. Energisikkerhet er et kontinuerlig arbeid, og det er umulig å sikre seg fullstendig. Forskjellige organisasjoner, avhengig av hvordan de måler, rangerer Norges energisikkerhet ganske forskjellig. World Economic Forum (2017) rangerer Norge som det landet med best energitilgang og energisikkerhet, og som det landet med nest best energiarkitektur totalt. Verdens energiråd (2020a) på den annen side, rangerer Norge som det 47. beste landet i verden når det gjelder energisikkerhet i deres årlige Energy Trilemma Index. Årsaken til denne forskjellen er at Verdens Energiråd inkluderer diversifisering av energiproduksjonen som et av kriteriene. Dette gir Norge, med sin dominerende vannkraftproduksjon, en dårlig score (World Energy Council, 2020b).

Elektrifisering av rurale samfunn

Jha et al. (2016), en sammensetning av forskere fra Nepal og Norge, beskriver hvordan et hybrid mikronett er en mulig løsning for å elektrifisere rurale landsbyer i Nepal. Dette fører til økt levestandard i lokalsamfunnene. En slik løsning kan bli en løsning for å gi flere mennesker tilgang på strøm i fremtiden. IEA (2017) mener at for 75% av de nødvendige tilkoblinger for å elektrifisere sub-Sahara vil desentraliserte løsninger være det økonomisk mest gunstige. I samme rapport beskrives det at rundt en fjerdedel av alle som vil få tilgang til strøm vil få det via mini-grid, som IEA definerer som et mindre nett ikke tilkoblet hovednettet. Hirsch et al. (2018) spekulerer i om teknologiutviklingene innenfor DER, informasjons- og kommunikasjonsteknologi og elektronikk kan føre til at voksende

økonomier kan oppleve et sprang frem til smarte mikronett på samme måte som mange tok spranget til mobilkommunikasjon, uten å ha bygget opp et fasttelefonnettverk.

I flere områder kan lav energietterspørsel og energitap ved transport føre til at det ikke er lønnsomt å utvide nettet til rurale samfunn, og dette kan gjøre mikronett til et gunstig alternativ. Williams et al. (2015) viser i sin gjennomgang av private investeringer i rurale mikronett at mikronett leverer bedre strømkvalitet enn andre desentraliserte løsninger, samtidig som de i fremtiden er mulig å koble opp mot strømmettet om det skulle bli utbygget senere. Samtidig finner Williams et al. at det eksisterer flere barrierer for å øke de private investeringene. Disse barrierene kan organiseres i tre hovedkategorier: institusjonelle og regulatoriske, tekniske og finansielle.

4.2 Økonomiske drivere for utvikling av mikronett

Her presenteres prisutviklingen for utvalgte DER, med et fokus på solceller, batteri, hydrogen og V2G. Videre presenteres forventede endringer i strømpris, nettleie og forbruksavgiften. Totalt vil utviklingen i disse faktorene påvirke lønnsomheten til et mikronett.

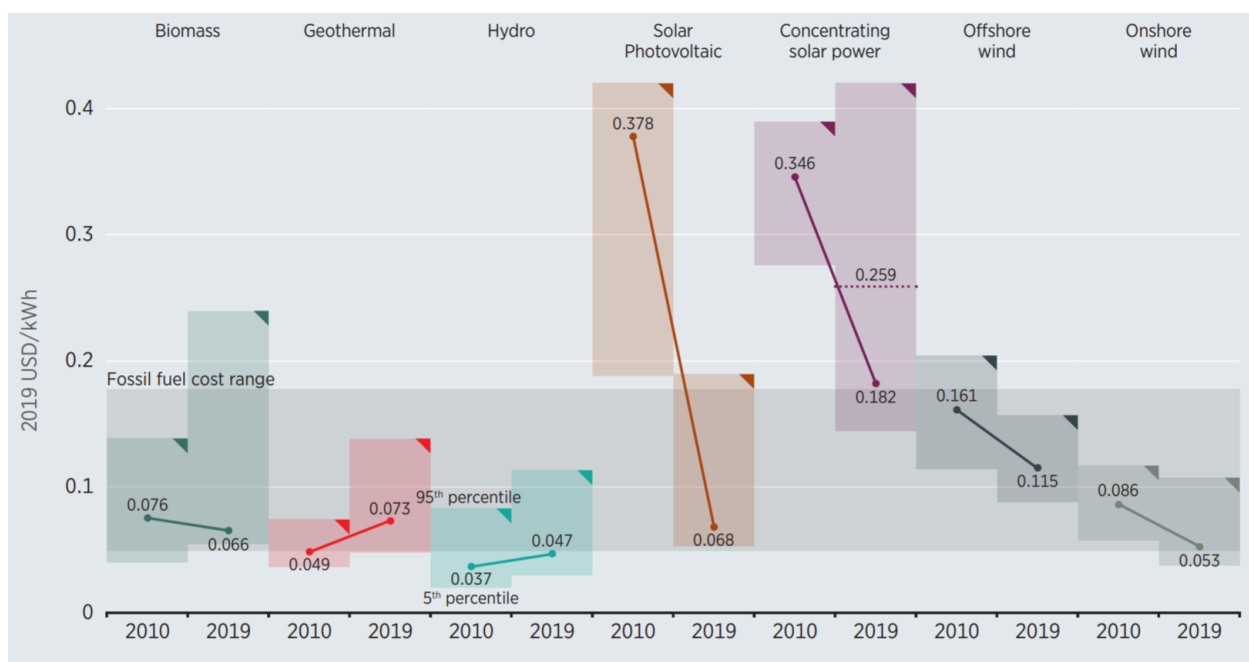
4.2.1 Utvikling i DER

Utviklingen i teknologi og priser for DER vil bidra til å redusere investeringskostnadene i innsatsfaktorene til et mikronett. Her vil prisutviklingen for de innsatsfaktorene som er en del av analysen i denne oppgaven presenteres.

DG

Fornybare energikilder er ofte mindre og distribuerte anlegg sammenlignet med fossil energiproduksjon. Dette, sammen med ambisjoner om å redusere klimagassutslipp gjør fornybar energiproduksjon mest aktuelt å inkludere i denne oppgaven. IRENA, det internasjonale byrået for fornybare energikilder, lager årlig en oversikt over prisutviklingen på fornybare energikilder globalt. I siste rapport rapporterer IRENA (2020) om en reduksjon i LCOE (totale livsløpskostnader fordelt på totalt produsert strøm), i perioden fra 2010 til 2019, på 82% for solcellepanel, 47% på landbasert vind og 39% for havvind. Dette fallet kommer som følge av teknologiforbedring, stordriftsfordeler, økende erfaring og konkurranse i logistikkledet. Disse tallene gjelder større anlegg, og kan skille seg noe fra

mer distribuerte anlegg. I Figur 5 under vises utviklingen til flere fornybare energikilder fra 2010 til 2019. Det grå området symboliserer prisvariasjonen for fossile energikilder der ytterpunktene er 5- og 95-persentiler. De fargelagte områdene symboliserer samme persentiler for de forskjellige produksjonsteknologiene. Punktene er den gjennomsnittlige livstidskostnaden for hver teknologi observert det året. I denne perioden har flere teknologier redusert sine livstidskostnader per produsert energienhet, og blitt mer konkurransedyktig mot fossil energiproduksjon.



Figur 5 – Globalt vektet gjennomsnittlig prisutvikling (LCOE) på forskjellig fornybar energiproduksjon 2010-2019. Kapitalkostnad på 7,5% i OECD og Kina, 10% i resten av verden (IRENA, 2020)

Solkraft

Solceller (PV), energikilden med det største relative prispellet det siste tiåret, opplever også den største veksten globalt (DNV-GL, 2018). DNV-GL (2020) forventer at andelen elektrisitetsproduksjon fra solceller vil øke globalt fra 0,2% i 2018 til 31% i 2050. Som en følge av prisreduksjon vil selve solcellene utgjøre en mindre andel av de totale kostnadene. Dette fører til at installeringskostnadene vil utgjøre en fremtidig større andel av de totale kostnadene til et solcelleanlegg. Dette vil sannsynligvis føre til at større anlegg vil oppleve en større prisreduksjon per energienhet enn distribuerte anlegg (Olson & Bakken, 2019). Det forventes også en sterk vekst i solcelleinvesteringer i Norge. NVE (2020d) estimerer at det i perioden 2020 til 2040 vil bli installert en solcellekapasitet som produserer 7 TWh årlig i Norge i 2040. Det forventes at 6,3 TWh vil bli produsert av distribuerte solceller på tak.

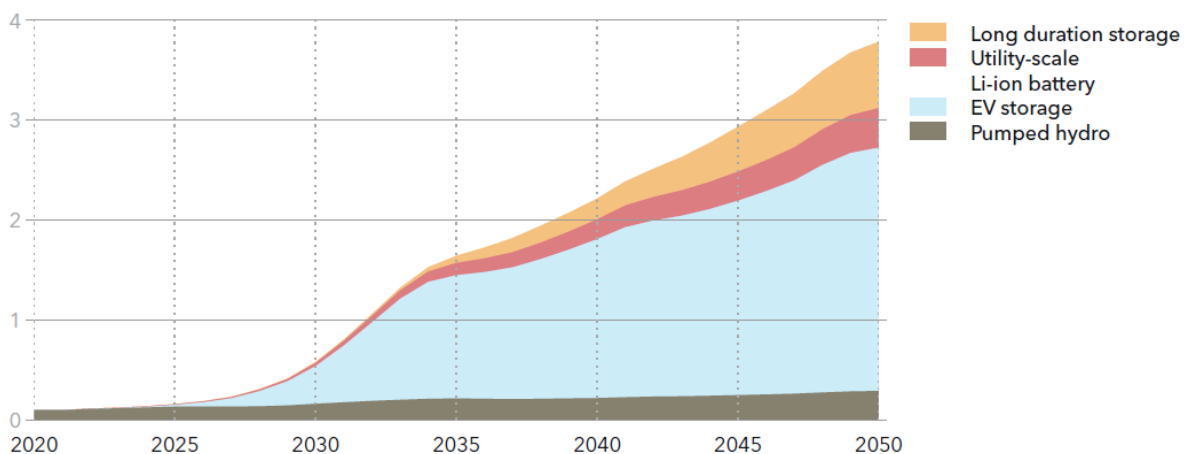
Dette vil i denne perioden utgjøre 25,2 % av all nyinstallert kraftproduksjon i Norge. I dag tilsvarer kapasiteten en årlig produksjon på rundt 0,14 TWh, altså en femtiendedel av 7 TWh (NVE, 2020i).

DES

I dag er det pumpekraftverk som lagrer mest energi. Denne teknologien brukes som oftest i store vannkraftanlegg, og faller derfor ikke inn i definisjonen til DES. Fremover forventes det en kraftig vekst i flere lagringsteknologier, og dette kommer av en kombinasjon av prisfall på teknologiene og en mer variabel strømpris (DNV-GL, 2020). Figur 6 viser hvor stor vekst de forskjellige lagringsteknologiene forventes å ha frem mot 2050 globalt. Elektriske biler utgjør en betydelig fremtidig lagringskapasitet, samtidig vil det være en økning i langtidslagring (f.eks. hydrogen) og litiumionbatterier).

World electricity supply from storage technologies

Units: PWh/yr

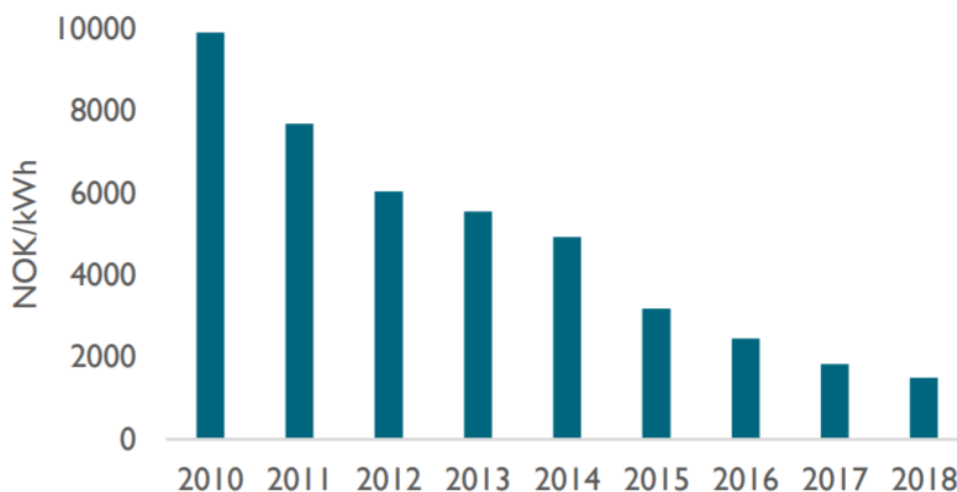


Figur 6 – Global forsyning av elektrisitet fra forskjellige lagringsteknologier 2020 - 2050 (DNV-GL, 2020)

Batterier

Litiumionbatterier, som stod for 90% av all stasjonær batterikapasitet i 2017, har det siste tiåret falt kraftig i pris til 4000 – 6000 kr/kWh som vist i Figur 7, og det forventes at dette vil fortsette (Hole & Horne, 2019). Fra 2010 til 2018 falt batteriprisene med 85%, og analysebyrået BloombergNEF (2019) forventer en videre halvering av prisen på litiumionbatterier frem mot 2030. NVE (2020d) forutsetter i sine analyser av fremtidens kraftmarked at den stasjonære batterikapasiteten i Europa vil øke fra 3,7 GW i 2020 til 67

GW i 2040. Det er stor usikkerhet i hvor stor grad batterier vil bli brukt i strømmettet. Fra 2019-rapporten om fremtidens strømmarked til fjorårets utgave har NVE oppjustert den forventede batterikapasiteten i Europa i 2040 med 40%.



Figur 7 - Kostnadsutvikling for litiumionbatterier 2010-2018 (Hole & Horne, 2019)

I flere land spiller allerede batterier en rolle i strømmettet. IRENA (2019a) viser til to interessante eksempler. I Tyskland har sonnenCommunity samlet 10 000 kunder med solceller, batteri eller begge deler. Fra å være en markeds plass brukerne mellom selger de nå frekvensutjevne tjenester til nettselskapene. De har også utviklet en tjeneste for å kunne hjelpe nettselskapene med å håndtere den variable vindkraftproduksjonen i landet. I USA har Advanced Microgrid Solutions ved å samle større batterier installert av bedrifter blitt det største virtuelle kraftverket i verden. De har også redusert det maksimale effektuttaket til Morgan Stanley med 20% ved hjelp av et 1000 kWh stort batteri.

V2G

Siden V2G benytter seg av bilens batteri vil den marginale kostnaden for bruk av V2G avhenge av prisen på elbiler og deres batteri. Jo større bilens batteri er sammenlignet med innmating den gjør på nettet, jo mindre prosentvis reduksjon av batteriets levetid vil V2G føre til. NVE mener det er sannsynlig at prisutviklingen på batterier frem mot 2030 vil føre til at det kan bli lønnsomt for elbileiere med egenproduksjon av strøm å bruke bilens batteri som mellomlagring eller til å utnytte variasjoner i strømprisen (Horne et al., 2019). Samtidig er ikke V2G en moden teknologi i dag. Det er kun ladestandarden CHAdeMO som i 2019 er

tilgjengelig for toveislading (Horne et al., 2019). Denne benyttes av bilmerker som Nissan og Mitsubishi. CharIN (2019), en organisasjon bestående av flere bilmerker og andre relevante aktører, har en plan om å gjøre ladestandarden CCS tilgjengelig for toveislading innen 2025.

Hydrogenproduksjon

I dag er ikke «grønn hydrogen» konkurransedyktig mot hydrogen produsert av fossile kilder som naturgass uten karbonfangst, men det er forventet at stordriftsfordeler kan føre til en fremtidig prisreduksjon (Horne & Hole, 2019). Det er tre faktorer som påvirker kostnadene ved å produsere hydrogen fra elektrolyse: kostnadene til energikilden som brukes, kapitalkostnaden til elektrolyseutstyret og antallet årlige operative timer (IRENA, 2019b). Dermed vil den forventede fremtidige kostnadsreduksjonen til flere energikilder også påvirke kostnadene til hydrogenproduksjon. Elektrolyseprisene forventes å oppleve både en teknologisk forbedring og en prisreduksjon, men prognosene varierer (DNV-GL, 2019).

Det er to forskjellige teknologiske løsninger for elektrolyse i dag, alkalisk eller PEM. Av disse to teknologiene er det PEM som er mest fleksibel, og derfor mest aktuell å benytte i et mikronett (IRENA, 2020). Virkningsgraden til PEM ligger i dag på 55 – 66%, men kan øke til 62-74% i 2030 (DNV-GL, 2019). Hvor mye prisene vil falle er usikkert, NEL antyder til DNV-GL (2019) et prisfall fra rundt 600€/kW i 2020 til rundt 350€/kW i 2030. DNV-GL viser i sin rapport hvor mye usikkerhet det er på prisutvekslingen, når E4Tech og Element Energy estimerer en pris i 2030 på mellom 250 og 1270 €/kW.

Siden en stor andel av kostnadene til elektrolyseutstyret og energikildene er faste, vil en større andel timer med hydrogenproduksjon bidra til å redusere de gjennomsnittlige kostnadene per energienhet produsert. Det er altså mer lønnsomt å ha kontinuerlig hydrogenproduksjon når investeringen i anlegget først er gjort. Elektrolyse er modulbasert, noe som gjør at det ikke nødvendigvis oppstår betydelige stordriftsfordeler for større anlegg (DNV-GL, 2019).

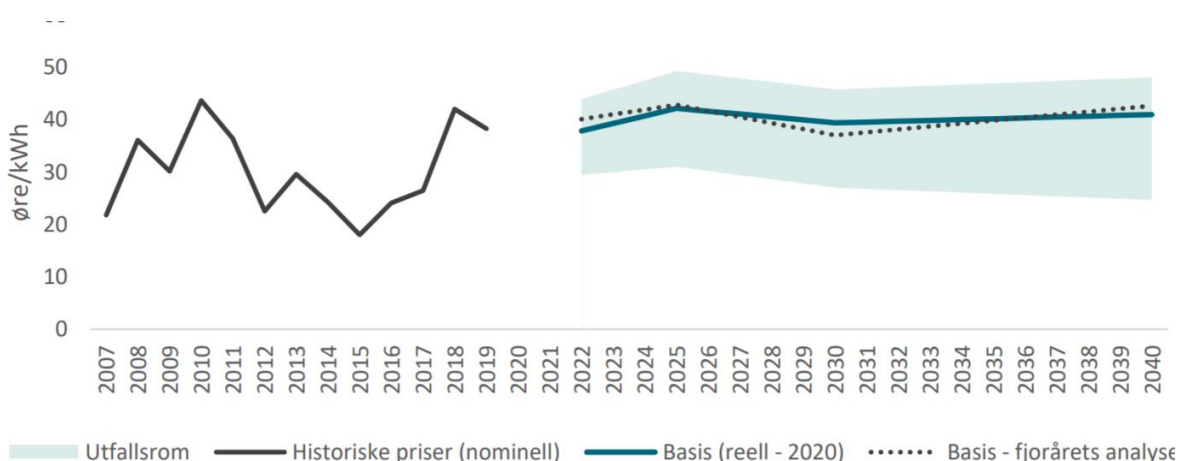
4.2.2 Prisendringer på bruk av strømmettet

Kostnaden for bruk av strømmettet er sammensatt av strømprisen, nettleien og forbruksavgiften, og det er summen av disse tre som avgjør kostnadene for kjøp av strøm for mikronettet. Samtidig er strømprisen inntekten man får fra å selge overskuddsstrøm. Utviklingen på disse tre komponentene vil derfor være viktig for å avgjøre lønnsomheten til

et mikronett. En høy strømpris vil føre til økt besparelse ved redusert strømforbruk og en økt inntekt ved økt salg av egenprodusert strøm til nettet. En økt nettleie og forbruksavgift, vil føre til en økt besparelse ved redusert kjøp av strøm, men vil ikke ha en betydning på inntekt fra salg av strøm.

Utvikling i strømpris

Strømprisen varierer time for time, og det fører til at det ikke bare er den gjennomsnittlige prisen som betyr noe for mikronettets lønnsomhet, men også variasjonen i pris gjennom døgnet, uken og årstidene. I NVE (2020d) sin vurdering av det fremtidige kraftmarkedet forventes det en liten reell prisøkning i årlig gjennomsnittspris frem mot 2040, men det er stor usikkerhet og variasjon fra år til år. Det er en stor usikkerhet rundt flere faktorer som påvirker kraftprisene, særlig forventet nyinstallert fornybar produksjonskapasitet. Det er for eksempel usikkert hvor mye havvind Norge kommer til å installere. Et annet eksempel på usikkerhet i det fremtidige kraftmarkedet er at NVE på ett år har mer enn doblet forventet fremtidig solkraftproduksjon i Sverige. Det er også en usikkerhet på etterspørselen av kraft i fremtiden. En slik usikkerhet er om norsk sokkel vil elektrifiseres, noe som vil ha en stor kraftetterspørsel. Flere av disse beslutningene er politiske, og er dermed mer krevende å forutsi. Figur 8 under viser NVE sin forventede prisutvikling frem mot 2040, der de historiske prisene er nominelle, og de fremtidige prisene er reelle i 2020-kroner. Det markerte området viser et utfallsrom, som avhenger av priser på brensel og CO₂-utslipp.

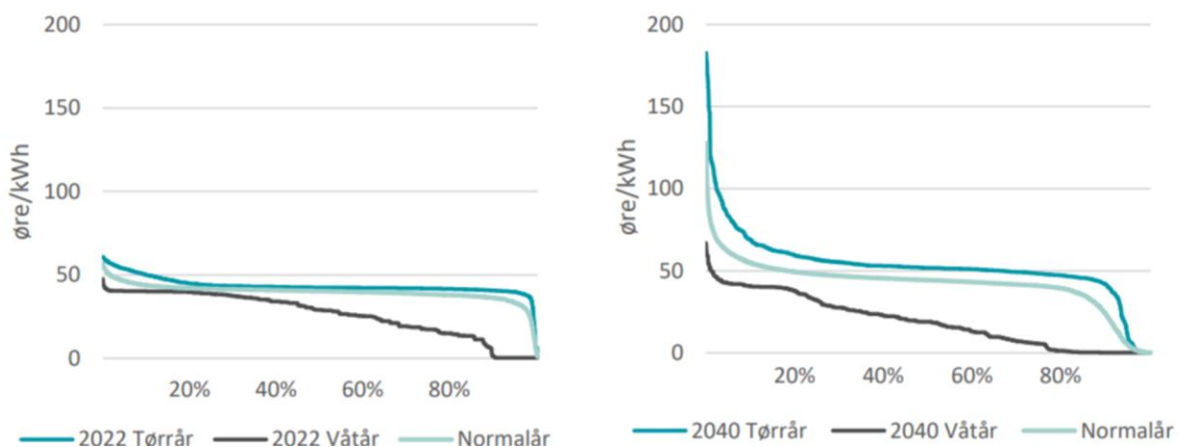


Figur 8 – Historisk (nominell og forventet (reell) årlig gjennomsnittspris (NVE, 2020d)

Det er også usikkert hvilken kraftpris som vil gjøre hydrogenproduksjon lønnsomt. Strømprisen er en viktig innsatsfaktor i hydrogenproduksjon, og en lavere strømpris vil føre til en mer lønnsom hydrogenproduksjon. Dette kan skape en form for regulering av de

laveste strømprisene, ved at hydrogenproduksjon starter når prisene er under et visst nivå, og slik redusere prisreduksjonen (NVE, 2020d).

NVE (2020d) forventer også en økt variasjon i strømprisene fremover, etter hvert som mer fornybar variabel kraftproduksjon blir installert. Denne økte prisvariasjonen vil skje på alle nivåer, fra time til år. Kraftprisene kan gå ned mot null når alle de fornybare kildene produserer kraft samtidig, og produksjonen overstiger forbruket. Samtidig kan perioder med lite fornybar produksjon føre til høyere priser enn i dag, da det i fremtiden vil være en mindre andel kontrollerbare energikilder som atom- og kullkraft i energimiksen i Europa. Norge, med sin høye vannkraftandel vil være avhengig av nedbørmengden, og kan ved såkalte «våtår» få lengre perioder med priser ned mot null. Samtidig forventer NVE at prisene i «tørrår» vil øke noe sammenlignet med i dag. Figur 9 under viser forventet fordeling av strømpris i 2022 og 2040 avhengig av hvor mye nedbør det er det året. I 2040 vil prisene i et «våtår» være rundt null i en lengre periode enn i et «våtår» i 2022. 2040 har også en høyere makspris i et «tørrår» enn det 2022 har.



Figur 9 - Varighetskurve for strømprisen i Sør-Norge i 2022 og 2040 i et våtår og tørrår (NVE, 2020d)

Utvikling i nettleie

NVE (2018b) har beregnet de forventede tillatte inntektene til nettselskap frem til 2025, og hvordan dette vil belaste husholdningene. Det er ikke funnet beregninger for fremtidig nettleie for næringskunder. Totalt er det forventet at de tillatte inntektene vil ha en nominell økning på 33 % fra 2017 til 2025 før KILE-kostnadene er trukket fra. Det er beregnet at husholdningene vil ha en nominell økning i nettleien på 30% per kWh i samme periode.

Prisutviklingen for næringskunder per kWh avhenger blant annet av utviklingen i KILE-kostnader og strømforbruk for denne kundegruppen, og er uten noen spesifikk beregning usikker for denne gruppen.

Forbruksavgift

Avgiften på elektrisk kraft (forbruksavgift eller el-avgift) bestemmes politisk, og er slik mer krevende å vurdere utviklingen på sammenlignet med strømprisen og nettleien. Satsen settes på bruk av energi og har økt fra 11,4 øre/kWh i 2012 til 16,69 øre/kWh i 2021 (Skatteetaten, 2021; SSB, 2020).

4.3 Lønnsomhet

Siden mikronett kan variere i sammensetning av energiresurser og motivasjon vil også kostnadssammensetning og aktuelle verdistrømmer variere. I dette delkapittelet presenteres først en kostnadsstudie gjennomført på vegne av det amerikanske energidepartementet. Deretter presenteres mulige bedriftsøkonomiske verdistrømmer for mikronett. Avslutningsvis presenteres det hvordan forskjellige reguleringer påvirker den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til mikronett.

4.3.1 Kostnadsammensetning

Investeringskostnadene til et mikronett avhenger av faktorer som hvilke DER som er installert, hvilket segment det gjelder, samt størrelsen og kompleksiteten til mikronettet. I en gjennomgang for det amerikanske energidepartementets National Renewable Energy Laboratory kommer det frem at sammensetningen av kostnaden varierer stort basert på mikronettets segment og kompleksitet (Giraldez et al., 2018). Studien tar for seg 80 mikronett i fire segment med varierende størrelse, og undersøker kostnader til DER, kontrollsystem, ekstra infrastruktur og «soft cost» (kostnader til ingeniørarbeid, bygging og annen prosjektering). Mikronett som ble klassifisert som komplekse (flere DER og høyere grad av fornybar kraft) hadde i snitt over dobbelt så høy installeringskostnad per produksjonskapasitet (\$/MW) som de minst komplekse mikronettene. Mellom de fire brukersegmentene var også den relative forskjellen i innstalleringskostnad stor, hvor kommersielle mikronett i snitt var dobbelt så dyre som «community microgrid» å installere.

DER utgjorde i de fleste prosjekt den største andelen av kostnadene i etableringen av et mikronett (Giraldez et al., 2018). Funnene tyder også på at det eksisterer stordriftsfordeler for anlegg med produksjonskapasitet på over 10 MW, og dette kan komme av at en stor andel av kontrollkostnadene var faste. «Soft cost» så også ut til å utgjøre en større andel av de totale installeringskostnadene for mikronett med en kapasitet på mindre enn 1 MW, men usikkerheten er stor siden prosjektene undersøkt varierte stort i sammensetning og størrelse.

4.3.2 Mulige verdistrømmer

Et mikronett kan ha flere ulike bedriftsøkonomiske verdistrømmer avhengig av mikronettets utforming og omgivelser. Stadler et al. (2016) identifiserte i sin gjennomgang av temaet fire mulige verdistrømmer for mikronett. Verdistrømmene varierer i hvilken grad de er modne, og det finnes flere forskjellige variasjoner innenfor hver verdistrøm. Tabell 1 under gir en oversikt over identifiserte verdistrømmer.

Verdistrøm	Beskrivelse
Etterspørselsrespons	Respons på prissignaler eller salg av fleksible tjenester til nettselskap
Eksport av strøm	Salg av egenprodusert strøm
Økt forsyningssikkerhet	Begrensning av økonomiske tap ved strømbrydd og varierende strømkvalitet
Lokale energimarkeder	Handel med andre lokale mikronett

Tabell 1 - Oversikt over mulige verdistrømmer for mikronett (Stadler et al., 2016)

Etterspørselsrespons kan enten være å respondere på et prissignal eller forespørsel fra nettselskapet (Stadler et al., 2016). Prissignaler kan være varierende strømpriser eller en form for nettleieutforming som gir insentiv til å flytte forbruket eller redusere det maksimale effektuttaket. Salg av fleksible tjenester til nettselskapet kan være å tilby å gå i øymodus ved visse tider eller gi nettselskapet tilgang til noen kontrollerbare laster.

Forskere fra Sintef har beregnet lønnsomheten til et batteri som inngår i primærreserven til Statnett for frekvensregulering i strømmettet, som er en form for etterspørselsrespons.

Funnene deres viser at en slik bruk av batterier allerede i dag kan være lønnsomt (Ahčin et al., 2019). Dette kan være en mulig inntektskilde for mikronett.

Eksport av strøm kan enten gå gjennom samme strømmåler, og på den måten beregne netto forbruk, eller bli avregnet som en uavhengig innmatingstariff (Stadler et al., 2016). Det finnes, til tross for at dette er en av de viktigste inntektskildene til mikronett, ikke noe entydig svar på hva som er den beste løsningen, og land bruker i dag forskjellige løsninger.

Økt forsyningssikkerhet er en krevende verdistrøm å kvantifisere (Stadler et al., 2016). Dette kan føre til at mikronett får en overdimensjonert produksjonskapasitet sammenlignet med den økonomisk optimaliserte størrelsen i daglig drift. For bedrifter kan strømbrudd føre til tapt produksjon, kostnader ved å ta igjen tapt produksjon eller tapt salg. For privatpersoner kan dette føre til tapte goder og lavere livskvalitet. Denne kostnaden vil da variere basert på hvilken sektor og økonomi som undersøkes. I Norge beregner NVE kostnadene nettkundene opplever ved strømbrudd, og dette blir fratrukket nettselskapenes tillatte inntekt (KILE-ordningen). KILE-beløpet blir beregnet for flere kundegrupper og varierer med blant annet deres betalingsvilje, strømbruddets tidspunkt og om strømbruddet var varslet på forhånd (NVE, 2019b).

Lokale energimarkeder mellom mikronett er en verdistrøm som kan bli mer aktuell jo flere mikronett som blir etablert (Stadler et al., 2016). Slike markedsplasser, der mikronett handler strøm seg imellom kan føre til en bedre lokal balanse mellom produsert og forbrukt strøm. Dette kan føre til lavere strømkostnader, siden energitapet ved lengre transport av strøm ikke oppstår.

4.3.3 Lønnsomhet under forskjellige reguleringer

Lokale reguleringer påvirker lønnsomheten til, og utformingen av mikronett (Milis et al., 2018). Regulering presenteres også som en av de største barrierene for mikronett (Hirsch et al., 2018). Dette er utfordringer som hva de regulatorisk skal defineres som og hvordan de skal forholde seg til nettselskapet. Denne usikkerheten kan føre til at prosjekter som er lønnsomme ikke blir realisert. I dette delkapittelet vil utforming av nettleie, plusskundegrense og til slutt alternative reguleringer sin påvirkning på nettleie presenteres.

Utforming av nettleie

Som Stadler et al. (2016) viser kan nettleiutformingen være med på å forme en verdistrøm for etterspørselsrespons. Her vil diskusjon rundt effekttariff og tidsavhengig prising bli presentert. NVE (2020a) mener at en energibasert nettleie, som privatkunder har i dag, er en barriere for teknologi som sanntidsstyrt energilagring som kan begrense effekttopper og utjevne forbruket. En nettleietariff som er mer rettet mot effektbruken vil gi større insentiver til slike smarte styringssystem som igjen kan brukes i fleksibilitetsmarkeder. Milis et al. (2019) har undersøkt hvordan en effekttariff vil påvirke mikronettets batteribruk og endringen i uttak fra strømmettet. Forfatterne trekker frem at motivasjonen for en slik modell var at samtidig som batteri forventes å spille en viktig rolle for å jevne ut den økende andelen ukontrollerbar kraftproduksjon i fremtidens strømmett, har tidligere analyser vist at batterier i mikronett ikke har vært bedriftsøkonomisk lønnsomt. Funnene viser at en tariff med effektledd gir mye større insentiv for å investere i batteri enn en tariff uten, noe som samsvarer med NVE sine meninger.

Samtidig som mikronett med batterier kan få en økt lønnsomhet ved effekttariff har beregninger fra NVE (2020a) vist at plusskunder med solcellepanel uten lagringsteknologi vil oppleve en økt nettleiekostnad med effekttariff. Dette kommer av at en effekttariff reduserer energileddet samtidig som et effektledd introduseres. Plusskunder med solcellepanel reduserer energibruken totalt, men har trolig et like stort effektuttak (spesielt på vinteren). Denne kundegruppen får dermed en redusert gevinst for redusert energibruk, og ingen reduksjon i effektleddet sammenlignet med før solcelleinvesteringen.

I høringsrunden om utforming av prinsipper til ny nettleiemodell var det flere som spilte inn ønsket om en tidsstyrt nettleie, «Time of use» (TOU) (NVE, 2020g). Et av argumentene for en slik utforming er at den kan være enkel for sluttbrukere å forstå. Samtidig som NVE i sine anbefalinger til ny nettleiestruktur gir nettselskaper muligheten til å benytte TOU advarer de mot for sterke prissignaler, som kan føre til store samtidige lastendringer. Fridgen et al. (2018) finner i sin beregning av hvordan forskjellige nettleiutforminger påvirker mikronett at TOU kan være en bedriftsøkonomisk lønnsom nettleie, men kan føre til en mer variabel effektbruk enn flere andre nettleiutforminger.

Plusskundeordningen

I en studie fra Sintef analyseres lønnsomheten til et batteri som brukes i Norge både til å redusere effekttopper og begrense salget av strøm til under plusskundegrensen. En slik

strategi vil gjøre at sluttbrukeren blir en plusskunde, og behøver ikke å betale fast innmatingstariff på solgt strøm. Funnene fra studien viser at en slik kombinert bruk av batteriet kunne øke verdien av batteriet noe, sammenlignet med et batteri som kun brukes for å redusere effekttoppene, men at en slik bruk ikke var lønnsom med dagens batteripriser (Ahčin et al., 2019).

Andre former for regulering

Milis et al. (2018) har gjennomgått optimaliseringer av mikronettets utforming der forskjellig reguleringer eller støtteordninger har blitt endret. Endringene som er blitt analysert er karbonskatt, minstekrav til egenprodusert energi, økonomiske insentiver, maksgrense for utslipp, minimumskrav til fornybar kraftproduksjon og TOU. Funnene viser at lønnsomheten og utformingen av mikronett kan påvirkes av myndigheter og nettselskaper på flere måter for å forme mikronettet slik de ønsker, men at det må strenge reguleringer til for å øke mengden fornybar kraftproduksjon.

5. Casegjennomgang og metode

Dette kapittelet vil beskrive Brattørkaia mikronett, som vil være utgangspunkt for analysen i neste kapittel. I tillegg beskrives den benyttede metoden, inndata og forutsetninger som er tatt i denne oppgaven.

5.1 Brattørkaia mikronett

Brattørkaia mikronett ligger i Trondheim sentrum og inneholder næringsbyggene Brattørkaia 17 (Powerhouse Brattørkaia), Brattørkaia 16 (BI-bygget) og Brattørkaia 15 (BK15). I tillegg inkluderer mikronettet en elbussladestasjon til det fylkeskommunale kollektivselskapet AtB som driftes av Tide. Byggene er eid og driftet av Entra. Powerhouse Brattørkaia ble åpnet i 2019, og er Norges største plusshus (Powerhouse, i.d). Dette vil si at det er beregnet at bygget vil produsere mer energi enn det vil forbruke gjennom sin levetid. Både Powerhouse og BI-bygget har solcellepanel på taket, og til sammen dekker solcellepanelene 3 887 kvadratmeter av vegger og tak. Powerhouse er også et samarbeid som har et mål om å være den mest ambisiøse klimaaktøren i byggenæringen, og har bygget eller rehabilitert flere energieffektive bygg i Norge. Samarbeidet består av Entra, Skanska, Snøhetta, Asplan Viak og Zero.

Brattørkaia mikronett har fått støtte gjennom ENOVA sitt støtteprogram «Storskala demonstrasjon av fremtidens energisystem», der større prosjekter får støtte for å teste ut nye løsninger under virkelige driftsbetingelser (ENOVA, 2019). I tillegg er Brattørkaia en del av EU-prosjektet CityXChange, der det i Trondheim skal utforskes nye teknologiske løsninger for å oppnå bærekraftige bydeler med 100% fornybar energiområder (CityXchange, i.d).

I dag har ikke Brattørkaia fått tillatelser til nabosalg av strøm, og driftes derfor ikke som et mikronett, men selger all egenprodusert strøm direkte til nettet. Det er i dag ikke noe energilagring installert i området, men prosjektet jobber med anskaffelsen av både et batteri og V2G. Det er usikkert hvor batteriet skal plasseres, da det har kommet strengere sikkerhetskrav til batteri i bygg som det eksisterende batterirommet ikke oppfyller. Det jobbes også med å kartlegge hvilke laster i mikronettet som er fleksible og kontrollerbare, slik at disse kan styres i fremtiden.

5.2 Problembeskrivelse

Med bakgrunn i Brattørkaia mikronett og strømdata herifra vil tre analyser bli gjennomført. Den første vil ta utgangspunkt i plusskundeordningen. Her vil det undersøkes om det er lønnsomt for mikronettet å begrense salget av strøm for å oppfylle betingelsene i plusskundeordning, og på den måten unngå fastleddet for innmating. Her vil det også undersøkes hvordan lønnsomheten vil påvirkes hvis plusskundeordningen blir utvidet, slik som foreslått av EU (Regjeringen, 2018).

Den andre analysen vil ta for seg en batteriinvestering, og undersøke hvilken opp- og utladingsstrategi som er mest verdiskapende. Her vil det undersøkes tre forskjellige nettleieutforminger og tre ulike batterimodeller, som presenteres senere i kapitlet.

Den siste analysen vil undersøke hvordan andre lagringsteknologier vil påvirke mikronettets strømkostnader. Her undersøkes det hvordan V2G og hydrogen kan brukes som energilagringsteknologier. Disse skiller seg fra energilagring i batterier på flere måter. Hydrogen er en energilagringsteknologi som har mulighet til å lagre mye energi over lengre perioder uten teknologiske utfordringer, men har lavere virkningsgrad. V2G er avhengig av å ha elbilens batteri tilgjengelig, og at disse er fulladet når bilens eiere ønsker det. Dette skaper flere forutsetninger som er krevende å analysere, og i denne analysen begrenses dette til å undersøke hvilken verdi biler tilknyttet mikronettet i arbeidstiden skaper.

Målet med disse analysene er å forstå hvilken effekt forskjellige tiltak vil ha på mikronettets årlige strømkostnader, og om disse tiltakene er lønnsomme med dagens priser.

5.3 Metode

Hver av de tre analysedelene beskrevet ovenfor vil bestå av flere scenarioer. Ved hvert scenario vil årlig strømkostnader bli beregnet. Dette er summen av kostnaden for nettleie, forbruksavgift og strømkjøp fratrukket inntekter for solgt strøm. Dette kalles heretter strømkostnader. Siden den første analysen om plusskundeavtalen og salg av strøm ikke innebærer noen investering vil differanser i strømkostnad mellom scenarioene være utgangspunkt for diskusjonen. For analyse to og tre, som analyserer økonomiske effekter av investeringer med lengre levetid, vil strømkostnader være utgangspunktet for beregning av kontantstrømmer i investeringens levetid. Disse vil, sammenlignet med referansescenarioets

kontantstrøm, gi en brutto verdiskaping for energilagringsteknologien. Hverken investering-, drift- eller vedlikeholdskostnader for de forskjellige energilagringsteknologiene vil inkluderes i beregningene, og brutto verdiskaping må derfor vurderes i sammenheng med disse kostnadene.

Referansescenarioet, som vil presenteres grundigere senere, er likt for alle de tre analysene. Dette er strømforbruk i mikronettet over ett år med dagens nettleieutforming og uten noen form for energilagring. De tre analysedelene vil sammenligne referansescenarioet med andre scenarioer med endrede variabler avhengig av hva som analyseres. Tabell 2 under gir en oversikt over de tre analysedelenes formål, og hvilke variabler som endres i hver analysedel.

Analyse	Formål	Endrede variabler
1	Undersøke effektene av å strupe strøm eller utvide plusskundegrensen	Eksportert strøm, plusskundegrense
2	Undersøke hvilken nettleie og bruk av batteri som skaper størst verdi	Batterimodell, nettleieutforming
3	Undersøke verdiskapingen til batteri, hydrogenlagring og V2G	Lagringsteknologi

Tabell 2 - Formål og endrede variabler for de forskjellige analysene

I den første analysen vil scenarioene variere basert på om strømoverskudd over 100 kW strupes. Struping vil si at mikronettet reduserer produksjonen slik at det aldri blir solgt mer enn 100 kW. Det vil også undersøkes hvilken effekt en utvidelse av plusskundegrensen vil ha.

I den andre analysen vil et batteri bli introdusert. Her vil bruken av batteriet, og nettleieutformingen variere. Hvordan batteriet styres vil bli bestemt av heuristiske modeller presentert i delkapittel 5.5

I den tredje analysen vil V2G og hydrogen analyseres under dagens nettleieutforming, og sammenlignes mot referansescenarioet og den mest lønnsomme batterimodellen fra analyse to. Styringen av de forskjellige energilagringsteknologiene vil bli bestemt av heuristiske modeller presentert i delkapittel 5.5

Deretter vil sensitivitetsanalyser bli gjennomført for å undersøke effektene av endrede antagelser, og endringer i hvor mye produksjon og forbruk mikronettet har.

5.4 Inndata

I analysen er det benyttet virkelig data for lastene som inngår i mikronettet, bortsett fra for ladestasjonen til elbussene, som er beregnet. I tillegg er det hentet inn priser fra strømmarkedet og det lokale nettselskapet. Tabell 3 gir en oversikt over hvilken inndata som er benyttet og hvor de er hentet fra.

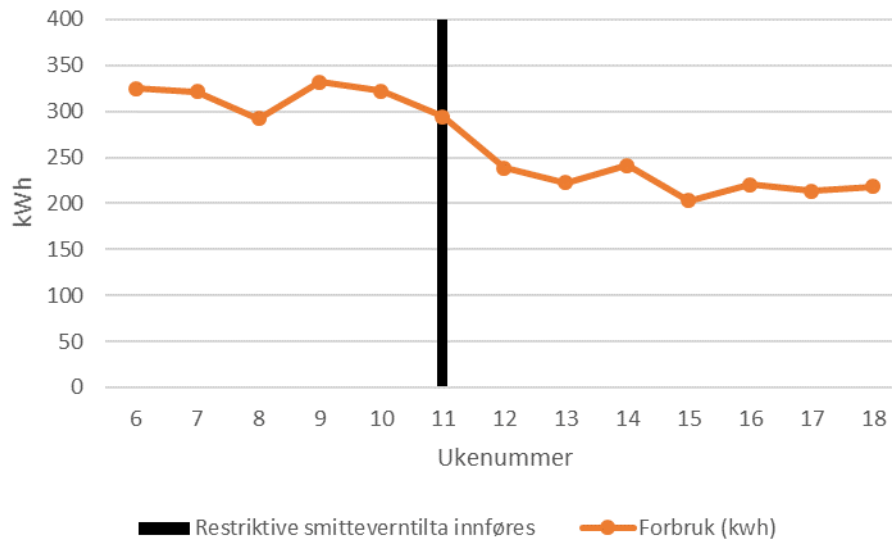
Inndata	Kilde
Produksjon og forbruk for bygg	Entro Optima
Strømbruk, elbusslader	Beregnes
Strømpris	Nord Pool spotpris 2019
Nettleie	Tensio (alternative modeller beregnes)

Tabell 3 - Oversikt over inndata

5.4.1 Strømdata, bygg

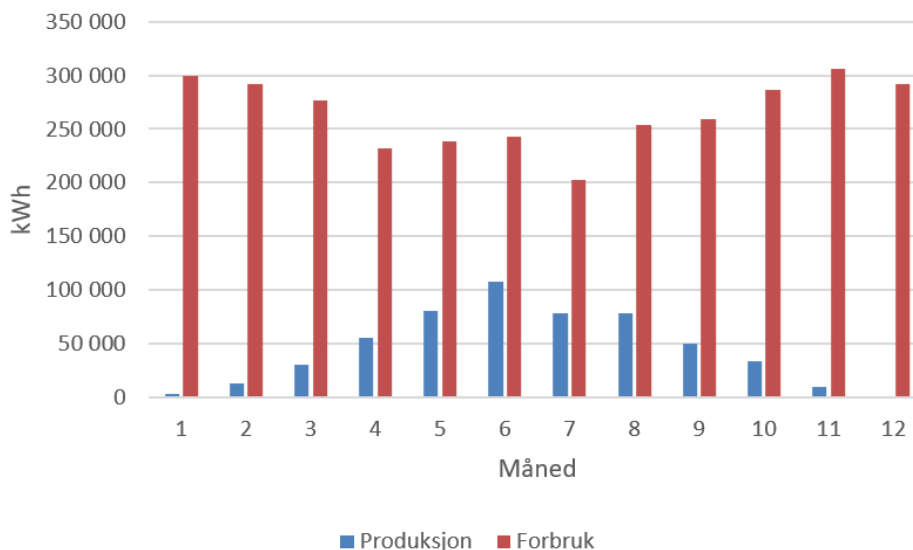
For byggene BK15, BI-bygget og Powerhouse ble det innhentet strømdata fra Entro Optima. Det ble besluttet å hente inn data fra august 2019 til juli 2020. Grunnen til dette var at det ikke var full produksjon fra solcellene på taket til Powerhouse Brattørkaia før august 2019. For alle målepunkt unntatt forbruket til BI-bygget ble strømdata hentet ut direkte. For BI-bygget ble forbruket beregnet ved bruk av data for importert, produsert og eksportert strøm.

I denne perioden har det vært perioder med lavere aktivitet i byggene enn i et normalår, grunnet koronapandemien. Det er tegn til dette i data over strømforbruket. Norge innførte strenge smitteverntiltak i uke 11 2020. Effektene av dette kan muligens sees på det gjennomsnittlige ukesforbruket i denne perioden, der strømforbruket faller fra uke 11, noe Figur 10 under viser. Det er usikkert hvor mye som skyldes gradvis varmere utetemperatur eller innføringen av strengere smitteverntiltak, men dette var en periode der det var lavere aktivitet i byggene, noe som har bidratt til redusert strømforbruk.



Figur 10 - Ukentlig strømbruk før og etter koronarestriksjoner

Solcellene på byggene produserte gjennom året 541 MWh. Det meste av produksjonen foregår i sommermånedene, fra omtrent april til september. Figur 11 under viser månedlig forbruk og produksjon gjennom året. Selv om det i samtlige måneder er et større totalt forbruk enn produksjon vil det grunnet variasjonen i både forbruk og produksjon i flere timer være et overskudd av strøm i mikronettet. Det er stor variasjon i hvor stor andel av mikronettets forbruk som teoretisk kan dekkes av selvprodusert kraft. I desember produseres strøm tilsvarende 0,4% av strømforbruket, mens det samme tallet i juni er 44,4%.



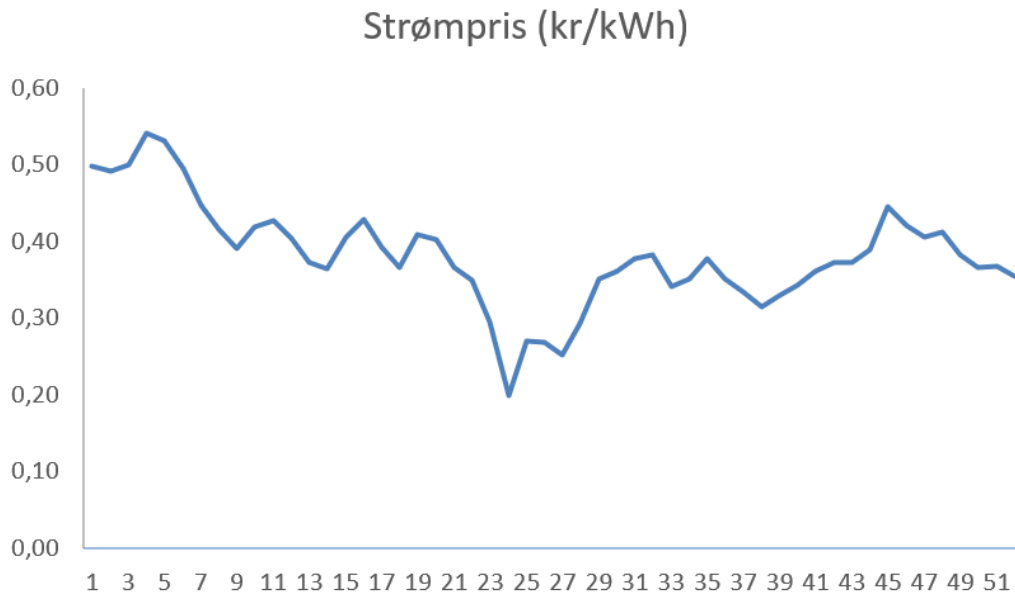
Figur 11 - Månedlig forbruk og produksjon i kWh (inkludert strøm til elbuslading)

5.4.2 Beregning av strømbruk, elbusser

Elbussene som lades på Brattørkaia kjører rute 25 i Trondheim, mellom Brattørkaia og Vikåsen. Bussene lades på begge endestasjonene, og kan kjøre i opptil fem timer når batteriet er fulladet (Trondheim2030, 2019). Det er forventet at bussene trenger 6 minutter opplading ved hver endestasjon. Med en maksimal effekt på 290 kW tilsvarer dette 29 kWh opplading før hver avgang. Rute 25 har på hverdagene en timesfrekvens på 3 klokken fem, 4 klokken seks og 6 mellom klokken syv og syv på ettermiddagen, og deretter 3 frem til midnatt. På lørdager og søndager kjører den 3 ganger i timen fra henholdsvis klokken seks og ni frem til midnatt. Det kjøres sommerruter i Trondheim, og dette tas det hensyn til i modellen ved at i juli får bussen samme frekvens som lørdagsruten i hverdagene.

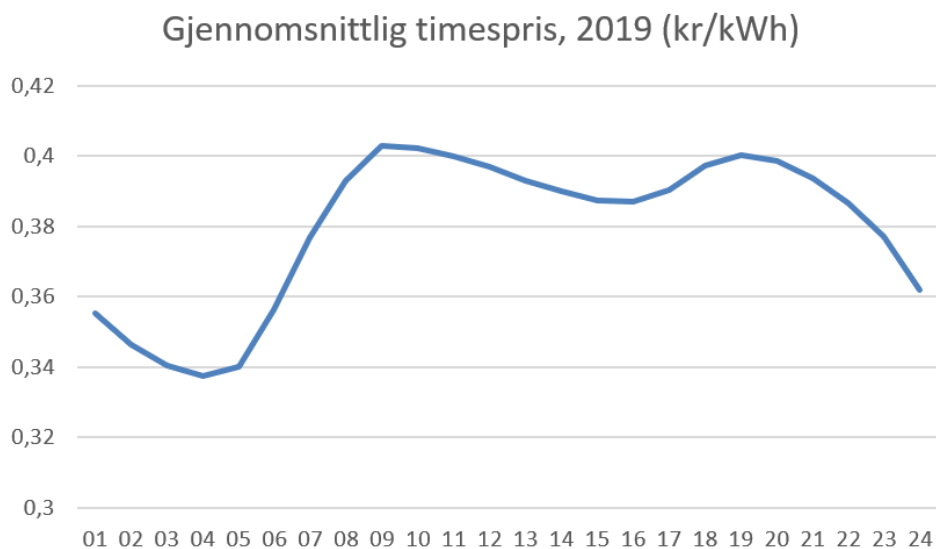
5.4.3 Strømpriser

Strømpriser er timesbaserte spotpriser fra Nord Pool for året 2019 (region NO3). Grunnen til at priser fra 2020 ikke er benyttet er at 2020 var et år med rekordlav strømpris i Norge grunnet mye nedbør vinteren 19/20 og koronapandemien, som reduserte etterspørselen for strøm våren 2020 (NVE, 2020d). Under er ukentlig gjennomsnittspris for 2019 presentert, som viser at det er en høyere strømpris på vinteren enn på sommeren, men at prisene også kan variere fra uke til uke.



Figur 12 – Uvektet gjennomsnittlig strømpris per uke (kr/kWh) for NO3 Trondheim 2019

Det er også en variasjon i strømpriser gjennom døgnet. Som regel er det lavere priser på natten, før det kommer en prisøkning på morgenen rundt klokken åtte. Deretter er prisen stabilt synkende på formiddagen før prisen igjen øker på ettermiddagen. Figur 13 under viser den gjennomsnittlige strømprisen gjennom døgnet for 2019.



Figur 13 – Uvektet gjennomsnittlig timespris 2019 (kr/kWh) for NO3 Trondheim

Prisutvikling

NVE (2020d) spår en reell prisøkning i årlig gjennomsnittspris fra 38 øre/kWh i 2022 til 41 øre/kWh i 2040. Med en stor usikkerhet og forventet lav prisvekst settes prisveksten på strøm i denne analysen til 0%.

5.4.4 Nettleie, forbruksavgift og fastledd for innmating

Brattørkaia mikronett ville, hvis det ble organisert som et mikronett være bedriftskunde hos Tensio med nettleietariffen «NMT Effektmålt næring, lavspenning», heretter kalt effekttariff. Dette er en tredelt tariff bestående av et fast-, energi- og effektledd. Effektleddet har høyere priser i vintermånedene januar, februar, november og desember. Under følger prisoversikten (Tensio, 2020). Prisen på fastledd for innmating for strømprodusenter (ikke plusskunder) settes til 1,3 øre/kWh.

Fastbeløp: 8 800 kr/år

Energiledd: 5,0 øre/kWh

Forbruksavgift: 16,13 øre/kWh

Effekt (kr/kW):

	0-199 kW	200-499 kW	500-799 kW	>799 kW
Sommer	60	53	47	40
Vinter	45	40	35	30

Tabell 4 – Effektledd (kr/kW) for maksimale månedlige effektuttak sommer og vinter

Prisutvikling

NVE (2018b) har beregnet at årlig tillatt inntekt for nettselskaper i distribusjonsnett vil øke nominelt med 33% mellom 2017 og 2025, dette tilsvarer en årlig nominell økning på omtrent 3,6%. Med en årlig inflasjon på 2% forutsettes det en reell årlig prisvekst på 1,6%. Det forutsettes en like stor prisøkning på alle ledd, unntatt forbruksavgiften, som er politisk bestemt og derfor har større usikkerhet. Det forutsettes ingen prisutvikling i fastledd for innmating.

5.4.5 Alternative nettleier

Ved oppbygging av alternative nettleieutforminger er de foreslåtte prinsippene for ny nettleietariff fra NVE (2020g) blitt tatt hensyn til. Disse prinsippene gjør det mulig å utforme flere forskjellige modeller, og i denne oppgaven vil to nettleier med fastledd og energiledd bli utformet. Den første nettleiemodellen har et fast energiledd gjennom året, mens den andre modellen sitt energiledd er lavere om vinternettene, og er dermed en form for TOU. NVE foreslår at ikke mer enn 50% av inntektene fra en kundegruppe kan komme fra energileddet. Dette gjør at disse to modellene, som ikke har et effektledd, får et betydelig høyere fastledd. NVE foreslår også at fastleddet skal være effektbasert, så dette reflekteres i det høye fastleddet. De alternative nettleiene utformet her har ingen mekanisme for å redusere fastleddet ved redusert effektbruk.

Utgangspunktet for å beregne de forskjellige tariffleddene har vært at prisene ville gi de samme nettleiekostnadene i mikronettet som «NMT effektmålt næring, lavspenning» gjør før det er gjort noen investering i energilagringsteknologi.

Beregning av nettleietariff med fast energiledd (energitariff)

Den første alternative nettleiemodellen består av et fastledd og et energiledd som er konstant gjennom hele året. Denne nettleiemodellen kalles heretter energitariff. Her undersøkes en modell der 50% av nettleien betales som fastledd, og 50% som energiledd. Under er satsene som brukes i analysen. Dette gir i referansescenarioet lik kostnad som den virkelige nettleiemodellen til Brattørkaia mikronett ville hatt.

Fastpris: 224 946 kroner

Energiledd: 8,484 øre/kWh

Beregning av nettleietariff med tidsavhengig energiledd (TOU)

For en nettleietariff der energileddet varierer med tid finnes det flere forskjellige utforminger. Her er det valgt å følge NVE sine foreslåtte prinsipper, og i tillegg ta utgangspunktet i Glitre Energi Nett (i.d.) sin «Smart nettleie», som har et lavere energiledd mellom klokken 22 og 6 fra november til mars. Reduksjonen i energileddet for Glitre Energi Nett sine kunder er på 14 øre/kWh. Her utformes modellen med like mye inntekter fra energileddet som i beregningene for energitariff, men med et lavere energiledd om natten på vinteren, og et noe høyere energiledd resten av vinteren. Glitre Energi Nett sin modell har et

høyere påslag på energileddet enn det NVE (2020g) foreslår, noe som gjør at differansen er mindre i dette eksempelet enn det Glitre Energi Nett har. For å oppnå en form for differensiering på energileddet ved så lave energiledd som det var med energitariff, settes prisen på vinternatt og sommer lik 5 øre/kWh. Dette fører til muligheten til å differensiere energileddet på vinteren med 6,77 øre/kWh. Denne nettleien gir også samme nettleiekostnader for mikronettet i dag som de andre nettleiemodellene.

Fastpris: 224 946 kroner

Energiledd sommer (april - oktober): 5 øre /kWh

Energiledd vinter (november - mars): 11,77 øre/kWh

Reduksjon november - mars mellom 22 og 6: 6,77 øre/kWh

5.4.6 Avkastningskrav

Det er nødvendig å bestemme avkastningskravet til prosjektet for å kunne beregne nåverdien av verdiskapingen for scenarioene. Avkastningskravet diskonterer den fremtidige kontantstrømmen slik at forskjellige prosjekter kan sammenlignes. Avkastningskravet settes av de som er involvert i prosjektet, og vil dermed variere ut fra hvilken organisasjon og finansiering man har og hvilken risiko det er i prosjektet. Avkastningskravet er slik med på å påvirke hvilke prosjekter som vurderes som lønnsomme.

Prosjekteier i Brattørkaia mikronett er Brattørkaia 17A AS, som igjen eies av Entra. Entra driver med eiendomsutvikling, og Wold et al. (2020) beregnet i sin bacheloroppgave at den gjennomsnittlige vektete kapitalkostnaden i Entra (WACC) var på 3,94%. Samtidig er en investering i et energilager i et mikronett en investering med betydelig større risiko enn Entra sin gjennomsnittlige investering, og det kan derfor forventes et større avkastningskrav på dette prosjektet. På den andre siden er dette et utviklingsprosjekt, med flere involverte aktører, noe som kan bidra til å redusere avkastningskravet i prosjektet. Prosjektet har også fått støtte fra ENOVA (2019), noe som tar ned risikoen i prosjektet. I oppgaven settes avkastningskravet likt 4% reelt. Effekten av andre avkastningskrav undersøkes i sensitivitetsanalysen.

5.5 Energilagringsteknologier og modellering

I den andre og tredje analysedelen vil forskjellig energilagringsteknologier bli analysert. Først vil batterier bli undersøkt i analysedel to før hydrogen og V2G blir analysert i del tre. Disse forskjellige energilagringsteknologiene krever flere tekniske forutsetninger. I tillegg må det bestemmes hvordan disse teknologiene skal styres. I dette delkapittelet vil de tekniske forutsetningene og de forutsatte styringsmodellene for batteri, hydrogen og V2G bli presentert. Samtlige modeller vil være heuristiske der noen bestemte kriterier avgjør om modellene lader opp, ut, eller ikke er i bruk en gitt time. For batterier vil det bli presentert tre styringsmodeller, mens det for hydrogen og V2G presenteres en for hver. Alle styringsmodellene har som mål å redusere strømkostnadene i mikronettet, som beskrevet i kapittel 5.3.

Samtlige styringsmodeller benytter seg av noen beregnede verdier. Disse er:

Differansen mellom produsert og forbrukt strøm: $Diff = \text{Strømproduksjon} - \text{strømforbruk}$

Denne verdien er positiv hvis mikronettet produserer mer strøm enn det forbruker, og negativ hvis mikronettet forbruker mer strøm enn det produserer. En negativ verdi må enten bli dekket av strømkjøp, eller fra et energilager. En positiv verdi må enten selges eller lagres.

Flere av modellene vil ha et mål om å redusere effektuttaket ned til et ønsket maksimalt nivå. Dette behovet beregnes under.

Ønsket redusert strømkjøp fra nett: $Red = -Diff - \text{ønsket maksimale effektuttak (Peak)}$.

Ønsket reduksjon er her avhengig av energiunderskuddet i strømmettet og ønsket maksimalt effektuttak. Dette ønskede maksimale effektuttak vil i oppgaven bli bestemt som en prosentvis andel av det månedlige maksimale effektuttaket. I timer der nettet er høyere belastet enn Peak vil denne verdien være positiv. Denne verdien reflekterer hvor mye strøm mikronettet behøver fra et energilager for at effektuttaket ikke skal overstige ønsket maksimale nivå. En negativ Red symboliserer dermed hvor mye mikronettet kan øke mengden kjøpt strøm før mikronettet overstiger ønsket maksimalt effektuttak.

Alle energilagringsteknologiene i denne oppgaven forutsettes med et energitap for opp- og utlading, symbolisert med V i modellene. Dette er virkningsgraden, som har en verdi mellom 0 og 1 avhengig av hvilken energilagringsteknologi som analyseres. For å forenkle

modellene beregnes modellene med et energitap ved oppladingen som skal dekke tapet ved opp- og utlading. Dette vil ha noen små konsekvenser for tolkning av analysene. For hydrogen vil dette ha betydningen at man ikke kan se på den lagrede mengden som energi lagre som hydrogen, men som utnyttbar kraft. For V2G vil dette innebære at det ikke oppstår noe energitap ved utlading til mikronettet, men dette har kun en liten effekt på de totale strømkostnadene.

5.5.1 Batteri

I oppgaven vil det bli antatt en investering i et litiumionbatteri, som er den mest anvendte teknologien i dag. Det finnes forskjellig sammensetning av kapasitet og effekt, og i denne oppgaven vil utgangspunktet være et batteri på 526 kWh, med en effekt ved opp- og utlading på 500 kW. Ved å skalere pris og effekten kan det forutsettes at prisen per kWh også er skalerbar (Mossefin, 2020). Virkningsgraden til batteriet settes til 95%. Dette vil si at hvis en bruker 100 kWh til opplading får en ut 90,25 kWh ($100 \text{ kWh} * 0.95^2$) ved utlading. Dette batteriet vil dermed med disse forutsetningene kunne gi fra seg 500 kWh hvis det er fullt oppladet, og det vil kreve en opplading på 554 kWh. Levetiden settes til 10 år, med ingen restverdi ved endt levetid.

Kapasitet	Effekt	Virkningsgrad	Levetid
526	500	95%	10 år

Tabell 5 - Tekniske forutsetninger batteri

Batterimodeller

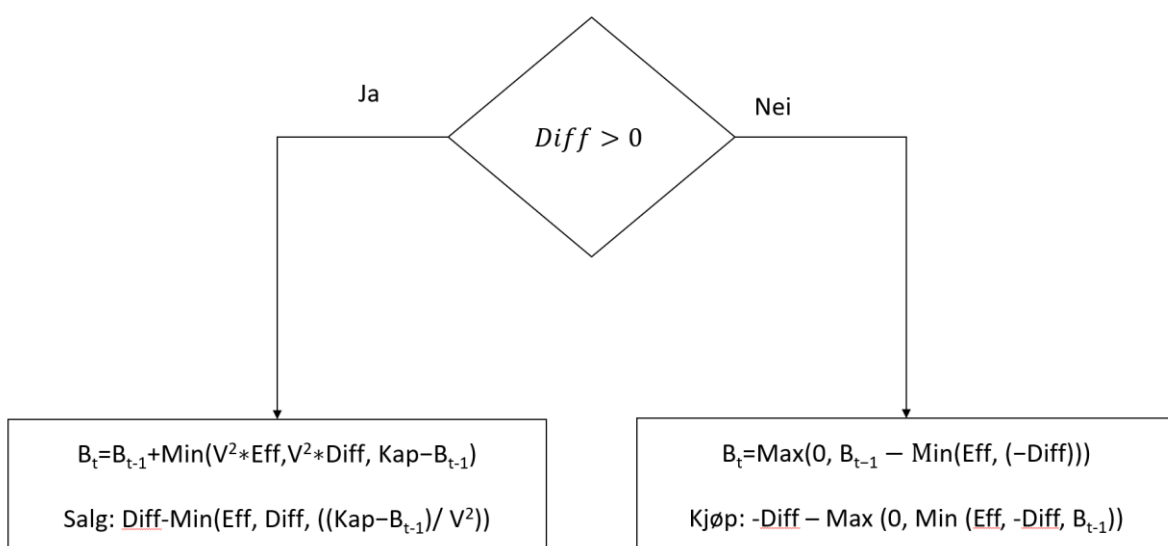
Et batteri kan brukes på flere forskjellige måter basert på hvilken målsetning en har. Slike målsetninger kan være å øke sikkerheten eller kvaliteten på strømforsyningen, redusere mengden kjøpt strøm fra nettet eller å redusere det maksimale effektuttaket fra hovednettet. Her presenteres tre batterimodeller som brukes i analysen. Alle tre modellene har som hensikt å redusere strømkostnadene i mikronettet, men bruker forskjellige strategier for å oppnå dette. Den første modellen vil forsøke å redusere kostnadene ved å utnytte egenprodusert strøm mest mulig (enkel batterimodell). Den andre modellen vil forsøke å redusere det maksimale effektuttaket og forutsetter effekttariff (peak-shaving). Den tredje modellen vil forsøke å utnytte nettleiemodellen med tidsavhengig energiledd. Videre presenteres det hvordan disse modellen er utformet.

Enkel batterimodell

Den første batterimodellen er en modell der målet er å utnytte en størst mulig andel av den selvproduserte kraften internt i mikronettet. Dermed vil mikronettet behøve mindre kjøpt strøm. Dette vil føre til et lavere energiledd i nettleien og lavere forbruksavgift, siden disse kostnadene avhenger av mengden kjøpt strøm. I tillegg vil fast innmatingstariff reduseres, siden det blir solgt mindre egenprodusert strøm til strømmettet.

I denne modellen lader batteriet opp når mikronettet har et overskudd, og lader ut når mikronettet har et underskudd. I Figur 14 er dette illustrert. Hvis Diff er positiv produseres det mer strøm enn det forbrukes i mikronettet. Batteriets oppladete nivå i en gitt time, B_t , vil da være avhengig av hvor mye strøm det var oppladet på batteriet forrige time (B_{t-1}) pluss den laveste verdien av effekten til batteriet (Eff), overskuddet i mikronettet (Diff), og hvor mye ledig kapasitet det er igjen på batteriet ($Kap-B_{t-1}$). Ved et overskudd i mikronettet vil strømmen som ikke lagres, enten fordi overskuddet overstiger batteriets effekt eller fordi det ikke er noe gjenstående kapasitet på batteriet) bli solgt.

Hvis det ikke er et overskudd i mikronettet ($Diff < 0$) vil batteriet lade ut. Batteriet vil lade ut den minste verdien av batteriets effekt, underskuddet i mikronettet eller den resterende strømmen på batteriet. Mengden strøm mikronettet kjøper i en slik situasjon er strømbehovet i mikronettet minus en eventuell utlading fra batteriet.



Figur 14 - Flytdiagram for enkel batterimodell

Batterimodell med peak-shaving

En annen bruk av batteriet kan være å redusere effekttoppene i mikronettet. Dette skjer ved at batteriet lader ut i de timene der mikronettet har det største strømbehovet, og reduserer slik det månedlige maksimale effektuttaket. Dette kan gjøres gjennom hele året, eller i perioder når mikronettet sjeldent opplever strømoverskudd. Her anvendes en modell som reduserer effektuttaket hele året.

En slik bruk av batteriet vil redusere effektleddet i nettleien sammenlignet med et scenario uten batteri. Effektleddet beregnes i dag hver måned basert på den timen med størst effektuttak. I tillegg vil en slik bruk av batteriet sannsynligvis føre til et større kjøp av strøm, grunnet batteriets virkningsgrad. Dette fører til økte kostnader for kjøp av strøm, energiledd og forbruksavgift. Et batteri som skal redusere effekttopper vil også være oppladet, slik at det er tilgjengelig til å lade ut. Dette gjør at batteriet i en slik modell er dårlig egnet til å lagre overskuddsstrøm.

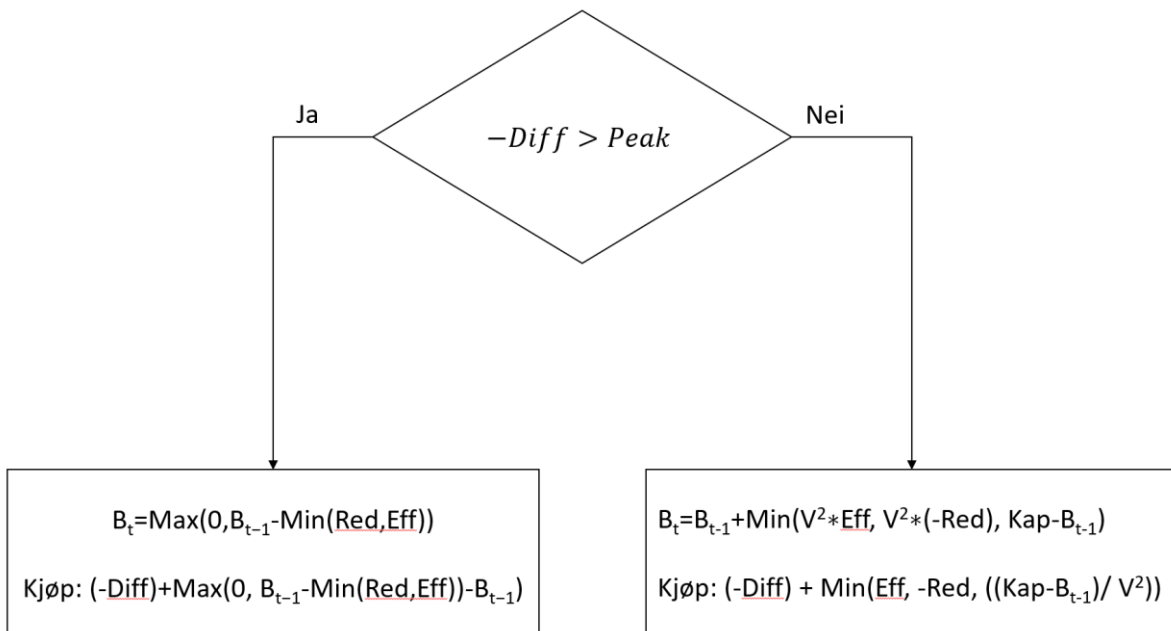
I Figur 15 under vises et flytdiagram over en peak-shavingmodell. Her er det ikke et eventuelt overskudd i mikronettet som avgjør om batteriet lader opp eller ut, men om strømunderskuddet i mikronettet er større enn det ønskede maksimale effektuttaket (Peak). Ønsket maksimalt effektuttak er noe som bestemmes manuelt, og vil i analysen bli satt slik at alle månedene reduserer de månedlige effektuttak med lik prosent, og at batteriet får til å oppnå det ønskede maksimale effektuttaket hver måned.

Hvis underskuddet (-Diff) er større enn ønsket maksimalt effektuttak lader batteriet ut. Det lades ut, gitt at det er strøm igjen på batteriet, med den minste verdien av ønsket reduksjon (Red), batteriets effekt (Eff) og den oppladde nivå på batteriet (B_{t-1}). Dette fører til at kjøpet av strøm reduseres. Hvis ønsket reduksjon er den minste verdien av disse tre vil batteriet kjøpe strøm lik ønsket maksimalt effektuttak (Peak). Hvis det er enten batteriets effekt eller gjenstående strøm på batteriet som er den minste verdien, vil batteriet kjøpe mer strøm enn ønsket maksimalt effektuttak, og dermed ikke oppnå ønsket effektreduksjon for denne måneden.

Hvis underskuddet av strøm ikke overstiger ønsket maksimalt nivå, lader batteriet opp. Batteriet lader opp den minste verdien av batteriets effekt (Eff), differansen mellom ønsket maksimalt effektuttak og underskudd (-Red) og ledig kapasitet på batteriet ($Kap - B_{t-1} = 0$).

Ved opplading vil mikronettet kjøpe strøm lik underskuddet i mikronettet pluss eventuell opplading av batteriet. Den maksimale mengden strøm som kan bli kjøpt oppstår hvis differansen mellom ønsket maksimalt effektuttak og underskuddet er den minste verdien av de tre presentert. Da vil mikronettet kjøpe strøm tilsvarende det ønskede maksimale effektuttaket siden $(-Diff) + (-Red) = Peak$.

Hvis mikronettet har et overskudd, vil strømmen selges, så lenge batteriet er fullt oppladet. Dette viser modellen ved at kjøpsformelen i boksen til høyre vil bli negativ. Hvis batteriet ikke er fullt, vil overskuddsstrømmen først gå til å lade opp batteriet før overskuddet selges.



Figur 15 - Flytdiagram for effektreduserende batterimodell

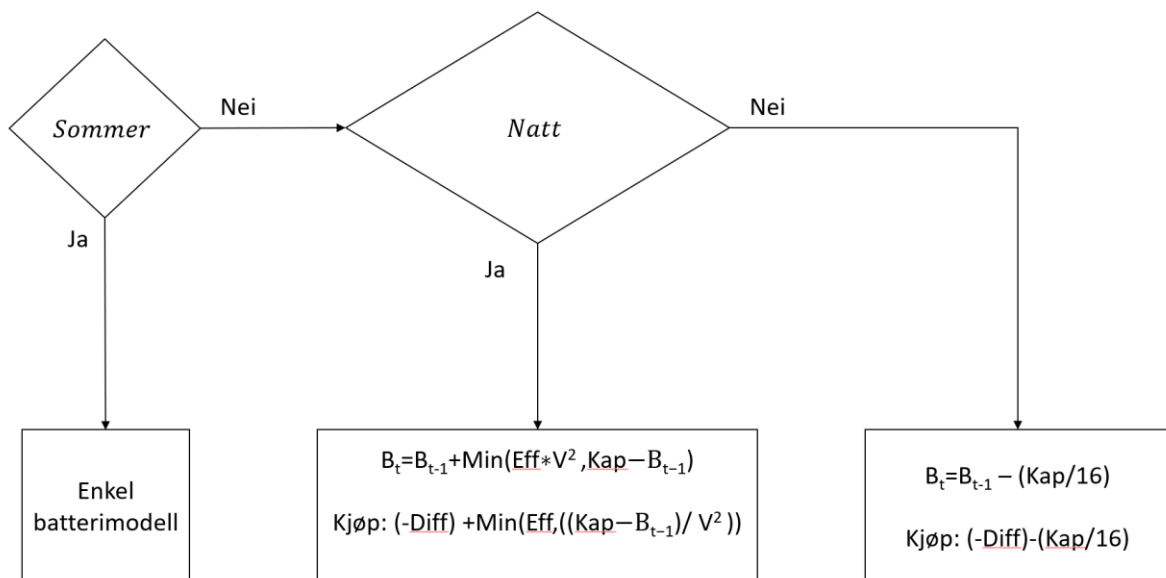
Batterimodell ved TOU

Den siste batterimodellen forutsetter en nettleie med tidsavhengig energiledd (TOU). Siden prisvariasjonene i en slik nettleieutforming er kjent på forhånd vil det være enkelt å programmere batteriet til å lade opp når det er et lavt energiledd, for og så lade ut når energileddet har en høy sats. Siden energileddet i den antatte nettleieutforming kun varierer på vinteren vil denne batterimodellen fungere som den enkle batterimodellen i sommermånedene.

Batteriet oppfører seg som den enkle modellen på sommeren, og lagrer overskuddsenergi til bruk når produksjonen er mindre enn forbruket (se Figur 14).

Om vinternettene, når det er et lavere energiledd, lader batteriet opp til full kapasitet (Kap). På dagtid, når energileddet er høyt, stilles batteriet inn på å lade jevnt ut over timene der energileddet er høyt (16 timer i denne analysen). Under vises et flytdiagram for antatt batterimodell ved nettleie med TOU.

Dette fører til et økt kjøp i timene der batteriet lader opp, og en lavere mengde kjøpt strøm i timene der batteriet lader ut.



Figur 16 - Flytdiagram over batterimodell ved TOU

5.5.2 Hydrogen

For hydrogen er det tre komponenter som behøver antagelser: elektrolyse, lagring og brenselcelle. Lagring vil ikke vurderes denne analysen, og det forutsettes ingen begrensninger i kapasitet, levetid eller eventuelle lekkasjer for lagringsutstyret. For elektrolysen tas det utgangspunkt i PEM-elektrolyse, som er en elektrolyseteknologi som lettere kan skrues av og på enn andre teknologier, noe som gjør styringen mer fleksibel (IRENA, 2019b). Elektrolysesystemer er modulære, og her antas det en modul på 300 kW.

DNV-GL (2019) anslår at virkningsgraden på PEM-elektrolyse er på mellom 55 og 65%, og i denne oppgaven benyttes 65%. Fra samme rapport kommer det også frem at NEL mener at deres PEM-elektrolysesystemer har en levetid på 12 år, men for enkelthetsskyld settes den her til 10 år.

Det er brenselcellen som omgjør hydrogen til strøm. Ved å i tillegg benytte varmen som produseres i denne prosessen (Combined Heat and Power, CHP) kan man få en høyere virkningsgrad. Ved en slik prosess kan man få opptil 80% energieffektivitet ved lavere brennverdier (DNV-GL, 2019). Brenselceller kommer også i flere størrelser og med forskjellig levetid som varierer med hvilken teknologi som velges. I denne oppgaven settes levetiden lik elektrolysesystemet. I tabellen under vises en oversikt over forutsetningene som er tatt.

Effekt, elektrolyse	Effekt, brenselcelle	Virkningsgrad, elektrolyse	Virkningsgrad, brenselcelle	Levetid (hele systemet)
300 kW	300 kW	65%	80%	10 år

Tabell 6 - Tekniske forutsetninger hydrogensystem

Modell for elektrolyse og brenselcelle

Siden det ikke er like begrenset lagringskapasitet i et hydrogensystem som i batterier egner hydrogen seg bedre enn batterier til langsiktig lagring. Samtidig gjør virkningsgradene til både elektrolysen og brenselcellene at en betydelig mindre andel av energien som går til lagring blir utladet på et senere tidspunkt sammenlignet med batterier. For et hydrogensystem med forutsetningene gitt over vil kun 52% av energien som gikk til lagring bli levert tilbake til systemet på et senere tidspunkt. Dette gjør det krevende for hydrogensystemer å utnytte mindre variasjoner i priser, slik som i den siste batterimodellen. Det er dermed et behov for en større prisdifferanse mellom tidspunktet der strømmen lagres og brukes i et hydrogensystem.

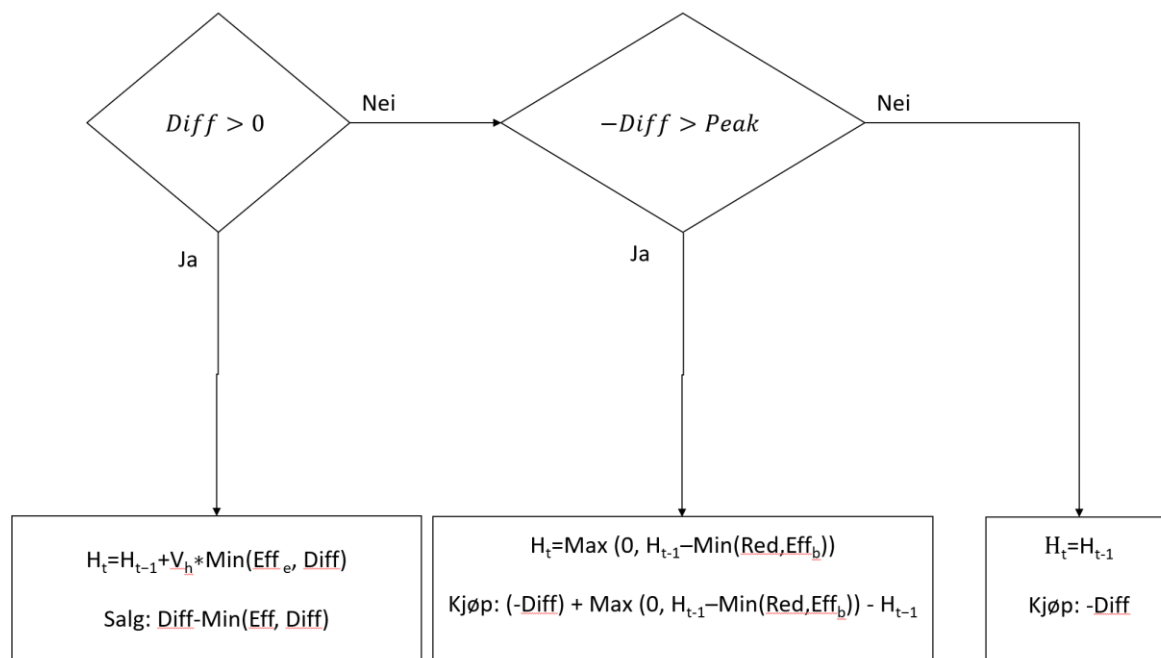
Med denne bakgrunnen antas det her en modell for hydrogensystemet som lagrer den billigste strømmen, og bruker den til å redusere kostnadene maksimalt. Med forutsetningene som er tatt forutsettes det at den billigste strømmen er det selvproduserte overskuddet, siden denne hverken har noen kostnader for energiledd og forbruksavgift. Alternativkostnaden,

som er salg til strømmettet, innebærer også en innmatingstariff. Strømprisen er også generelt lav om sommeren, som vist i Figur 12. De mest kostbare periodene i året antas å være de timene der mikronettet har sitt maksimale månedlige effektuttak, siden disse få timene bestemmer størrelsen på nettleiens effektledd. Dermed undersøkes det her en modell der overskuddsproduksjonen i mikronettet blir lagret som hydrogen, og benyttes når mikronettet har et stort effektuttak. Hydrogenproduksjonen skjer dermed i samme periode som når batteriet lader opp i den første enkle batterimodellen. Utladingen følger samme prinsipp som utlading i den andre batterimodellen, med peak-shaving. Dette kan observeres i Figur 17 ved at de to beslutningsboksene er like de to i Figur 14 og Figur 15.

I denne modellen symboliserer H_t mengden tilgjengelig lagret energi ved et gitt tidspunkt. Ved et strømoverskudd i mikronettet produserer elektrolyseren hydrogen. Mengden strøm som brukes til elektrolyse er den minste mengden av effekten til elektrolyseren og overskuddet i mikronettet. Her inkluderes virkningsgraden (V_h) som er produktet av virkningsgraden til elektrolyseren og brenselcellen. Salget av strøm vil dermed være overskuddet av strøm i mikronettet, fratrukket energien som brukes til elektrolyse.

Ved et strømunderskudd som er større enn ønsket maksimalt månedlig effektuttak (Peak) vil brenselcellen omgjøre det lagrede hydrogenet til energi. Så lenge det er tilgjengelig hydrogen vil brenselcellen produsere det laveste av nødvendig reduksjon (Red) og effekten til brenselcellen (Eff_c). Dette fører til en redusert mengde kjøpt strøm, og hvis det er nok lagret hydrogen og stor nok effekt i brenselcellen vil kjøpsmengden aldri overstige ønsket maksimalt effektuttak (Peak). Ønsket effektreduksjon (Peak) bestemmes manuelt slik hydrogensystemet klarer å redusere effekttoppene samtlige måneder gjennom året.

Hvis det ikke er strømoverskudd i mikronettet eller ikke et strømbehov over ønsket maksimalt effektuttak, vil hverken elektrolyseren eller brenselcellen kjøre, og strømbehovet er lik kjøpt strøm.



Figur 17 - Flytdiagram over forutsatt hydrogenmodell

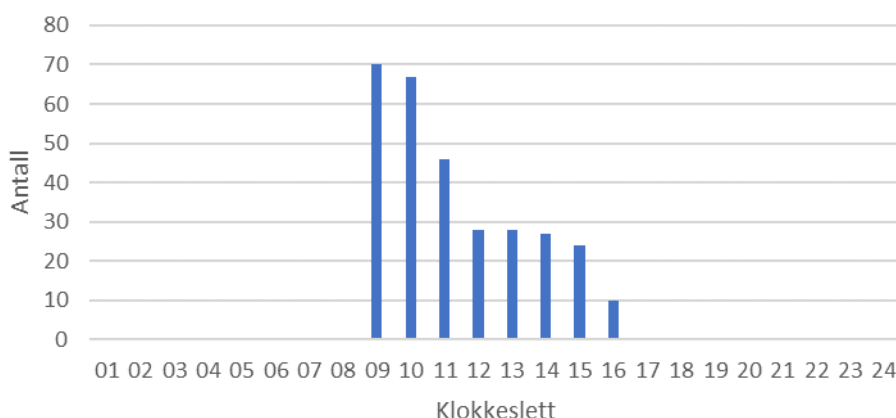
5.5.3 V2G

V2G er den mest umodne energilagringsteknologien analysert i denne oppgaven, og er avhengig av at elbiler er koblet til systemet. Det forutsettes i denne oppgaven at bilene er tilkoblet i arbeidstiden, fra klokken syv til klokken fire. Ideell bruk av V2G vil sannsynligvis være å benytte elbilen både til å lagre strøm, og redusere mikronettets effektuttak. Det forventes her at det eksisterer fire elbilladestasjoner med V2G-teknologi. Det forutsettes at bilene har til sammen 400 kWh batteri, og hver bil kan lade opp og ut med en effekt på 10 kW. Ved et antatt strømforbruk på 2,5 kWh/mil og en antatt pendlerdistanse på 20 kilometer kommer bilene, hvis de er fulladet hjemme, inn med 95 kWh hver. Elbilene har med disse forutsetningene ikke mulighet til å lagre overskuddsstrøm i starten, men vil kunne bidra med å redusere effekttopper. Tabell 7 under viser forutsetningene som er gitt.

Periode tilgjengelig	Tilgjengelig kapasitet ved tilkobling	Effekt	Virkningsgrad	Forventet kapasitet klokken 17
7-16	380	40	90%	400

Tabell 7 - Tekniske forutsetninger V2G

Med disse forutsetningene vil V2G kunne bidra til å redusere effekttoppene. Samtidig gir forutsetningene lite ledig kapasitet i bilene til å lagre overskuddproduksjon. For å redusere effekttoppene må bilene kunne mate strøm inn på nettet. Dette må balanseres mot at bilene sannsynligvis forventes å være fulladete ved endt arbeidsdag. Figur 18 under viser hvilke tidspunkt på døgnet der strømbehovet i mikronettet er over 90% av det månedlige maksimale effektuttaket. Alle observasjonene er i arbeidstiden mens bilene er tilkoblet mikronettet, og de fleste observasjonene er om morgenen. Dette gir V2G en mulighet til å redusere effekttoppene, samtidig som bilene som oftest har tid til å lade opp igjen før endt arbeidsdag.



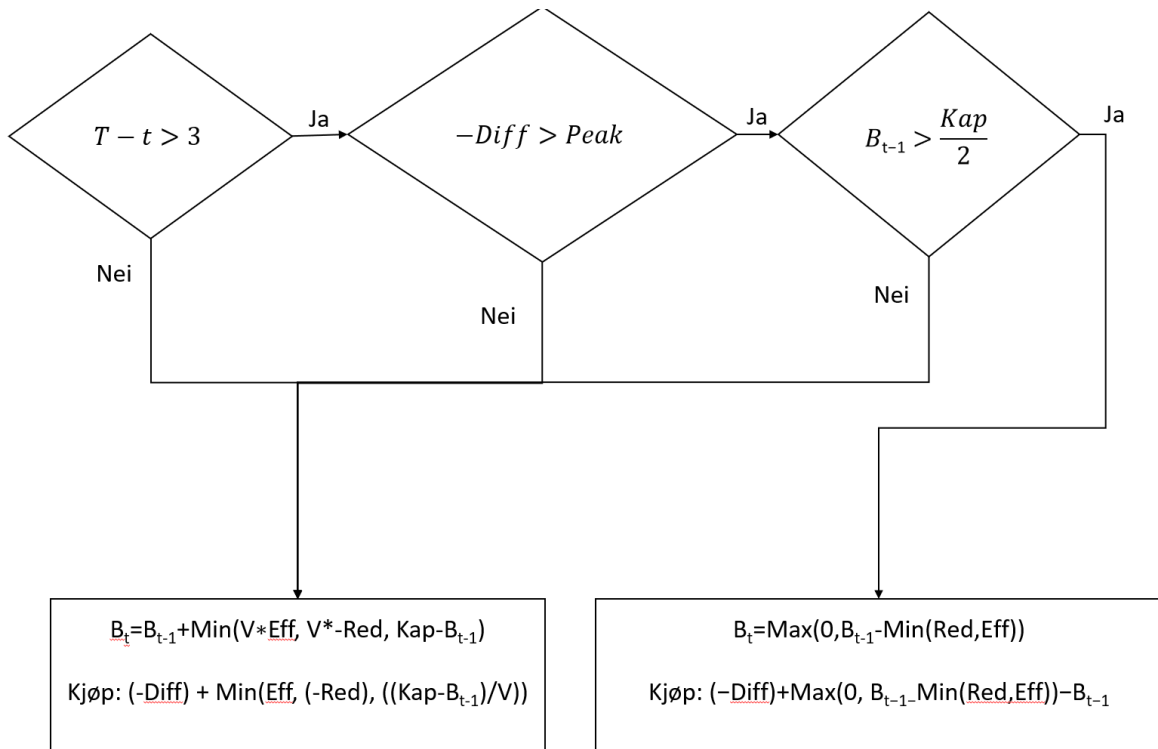
Figur 18 - Antall observasjoner av timer med et effektuttak over 90% av det maksimale månedlige effektuttaket for et år

I modellen som analyseres her vil V2G bli brukt til å redusere effekttoppene i mikronettet, og ikke til lagring av egenprodusert strøm. Det modelleres at bilene ikke vil ha en effektreduserende funksjon de tre siste timene, eller hvis bilene har under halv kapasitet. Dette gjøres for å sikre at elbilene har en god rekkevidde på slutten av arbeidsdagen.

Figur 19 viser et flytdiagram for V2G-modellen. Hvis det er flere enn tre timer igjen, strømbruken er større enn ønsket maksimalt effektuttak og batteriet er mer enn halvfult gir bilene fra seg strøm. De vil lade det minste av ønsket reduksjon (Red) og effekten til V2G-systemet (Eff). Dette fører til mindre mengde kjøpt strøm, og hvis Red er den minste verdien vil strømkjøpet være lik Peak.

Hvis én av kravene listet opp i forrige avsnitt ikke er oppfylt vil bilenes batteri lades opp. Bilenes lades opp med den minste verdien av V2G-systemets effekt (Eff), differansen mellom strømforbruk og ønsket maksimalt effektuttak (-Red) og ledig kapasitet på batteriet (Kap-B_{t-1}). Dette fører til økt strømkjøp, frem til bilenes batterier er fullt.

Ved et overskudd i mikronettet vil $(-Diff) < Peak$, siden $Diff$ er positiv. Dette kan føre til salg av strøm hvis kjøpsfunksjonen i boksen nede til høyre blir negativ.



Figur 19 - Flytdiagram over forutsatt V2G-system

6. Analyse

Denne analysen består av fem deler: de tre analysedelene, sensitivitetsanalyser og til slutt en vurdering av alternative verdistrømmer. Først undersøkes det hvordan mikronettets årlige strømkostnader påvirkes av forskjellige plusskundegrenser og en eventuell struping av strøm. I den andre delen undersøkes verdiskapingen til et batteri under forskjellig bruk og nettleiemodeller. Den tredje delen undersøker verdiskapingen av hydrogenlagring og V2G. Deretter gjennomføres sensitivitetsanalyser der både endringer i forutsetninger og endringer i overskudd i mikronettet blir undersøkt. Avslutningsvis diskuteres kort alternative verdistrømmer for mikronettet. Gjennom hele analysen benyttes samme referansescenario. Dette scenarioet er dagens forbruk og nettleiemodell, uten energilager og uten struping av strøm.

6.1 Effekt av plusskundeordningen

Lønnsomheten til mikronettet påvirkes av blant annet størrelsen på grensen i plusskundeordningen og konsekvensene av å selge mer strøm enn denne. I denne delen av analysen beregnes tre scenarioer, alle uten energilager. Den første er dagens regulering, og beregner kostnadene hvis mikronettet produserer mer strøm enn plusskundegrensen. Det andre scenarioet er dagens regulering, men der mikronettet struper strøm for å oppfylle kravene i plusskundeordningen. Det tredje scenarioet er en utvidelse av plusskundegrensen for bedrifter til totalt 500 000 kWh.

Innmating over plusskundegrense

Ved innmating over plusskundegrensen vil mikronettet ikke bli oppfattet som en plusskunde, og må dermed betale fastleddet for innmating. Dette forutsettes her på 1,3 øre/kWh. Mikronettet produserer i alt 541 502 kWh, men kun 13 832 kWh selges til strømmettet. Grunnen til dette er strømforbruket i de timene solcellene produserer strøm. Forbruket i disse timene er altså stort nok til å forbruke 97,45% av all egenprodusert strøm. Fastleddet for innmating av strøm utgjør dermed ikke mer enn 179,82 kroner, mens brutto inntekt fra salget av strøm er årlig er på 4 728 kroner.

Struping av solgt strøm

Et alternativ for mikronettet er å strupe strømmen som mates ut på nettet, slik at mikronettet oppfyller kravene til plusskundeordningen. Dette vil fjerne fast innmatingsavgift på strømsalget, men utstyret for å strupe strøm vil koste penger, og den strupte strømmen vil også være en tapt inntekt. For Brattørkaia mikronett er dette ikke en gunstig løsning, da de tapte inntektene fra den strupte strømmen overstiger fortjenesten ved å unngå innmatingsavgiften for all eksportert strøm. Ved struping vil 11 675,1 kWh bli solgt på nettet og føre til en inntekt på 4 001 kroner. Dette viser at det med dagens regulering ikke eksisterer noen økonomisk insentiv til å strupe strømmen for å bli en plusskunde.

Grense på 500 000 kWh

Ved en plusskundegrense på 500 000 kWh for bedrifter vil mikronettet kunne selge strømmen på nettet, uten å måtte betale noen fast innmatingsavgift på den solgte strømmen. Dette fører, siden denne avgiften var så liten, til en besparelse på kun 180 kroner.

Oppsummering

Med endringene som ble gjort for små kraftprodusenter av NVE med virkning fra 2019 er det svært liten bedriftsøkonomisk forskjell på å være en plusskunde eller ikke. Dette fører til at det ikke er lønnsomt å investere i utstyr som struper salg av strøm. Tabell 8 under viser de relaterte strømkostnadene og -inntektene ved salg for de forskjellige scenarioene.

Scenario	Strøm solgt (kWh)	Fast innmatingsavgift (kr)	Brutto strøminntekt (kr)	Netto fortjeneste (kr)
Dagens ordning, produksjon over plusskundegrense	13 832	180	4 728	4 548
Strøm strupes for å bli plusskunde	11 675,1	0	4 001	4 001
Utvidet plusskundegrense	13 832	0	4 728	4 728

Tabell 8 - Oversikt over årlige inntekter og kostnader ved salg av strøm

6.1.2 Diskusjon

Med den veksten som har skjedd og som forventes i fremtiden innenfor distribuert kraftproduksjon, og spesielt solkraft, er det betydningsfullt hvilken regulering som gjelder for salg av overskuddsstrøm. Tidligere ble fast innmatingsavgift for småkraftprodusenter som ikke var plusskunder regulert basert på installert produksjonseffekt. Dette var lite gunstig for solkraftprodusenter, som har få timer med overskuddsstrøm gjennom året og forbruker mye av strømmen selv. Dette førte til at det ble lønnsomt for flere å investere i anlegg som struper strøm (Seglstein, 2018). Dette var noe av motivasjonen NVE (2018a) hadde for å innføre en fast innmatingsavgift også for småkraftprodusenter basert på midlere produksjon. Analysen her viser at det her ikke er lønnsomt å investere i noe utstyr som struper strømmen, da de økonomiske forskjellene på å være plusskunde eller ikke er marginale. Siden de økonomiske forskjellene er små, vil heller ikke en utvidelse av plusskundeordningen ha noen stor økonomisk betydning. Dette samsvarer med funnene fra SINTEF, der batteriets verdiskaping økte i liten grad når det også ble brukt til å strupe strøm (Ahčin et al., 2019).

6.2 Effekt av forskjellig nettleietariff og bruk av batteri

Her vil verdiskapingen til batteriet ved forskjellig bruk og nettleie bli analysert. Først vil strømkostnadene i mikronettet med dagens nettleie bli beregnet, uten noen form for batteri (referansescenario). Deretter vil forskjellige scenarier med batteri bli beregnet. Batteriet vil først ha lik størrelse i alle scenarioene. Deretter vil effektene av endret av batteristørrelse for hvert scenario bli beregnet, før funnene fra denne analysedelen blir diskutert. Batteriets kostnader er ikke inkludert i beregningene, og nåverdien av verdiskapingen må sammenlignes med nåverdien til batterikostnadene.

Denne analysedelen inneholder fem scenarier, som vist i Tabell 9 under. Disse scenarioene har varierende nettleieutforming (effektariff, energitariff, TOU) og batterimodell (ingen, enkel, peak-shaving og TOU) som beskrevet i kapittel 5.5.

Scenario	Nettleie	Batterimodell
Referanse	Effekttariff	Ingen batteri
Enkel modell	Effekttariff	Enkel modell
Peak-shaving	Effekttariff	Peak-shaving
Energitariff	Energitariff	Enkel modell
TOU	TOU	Modell ved TOU

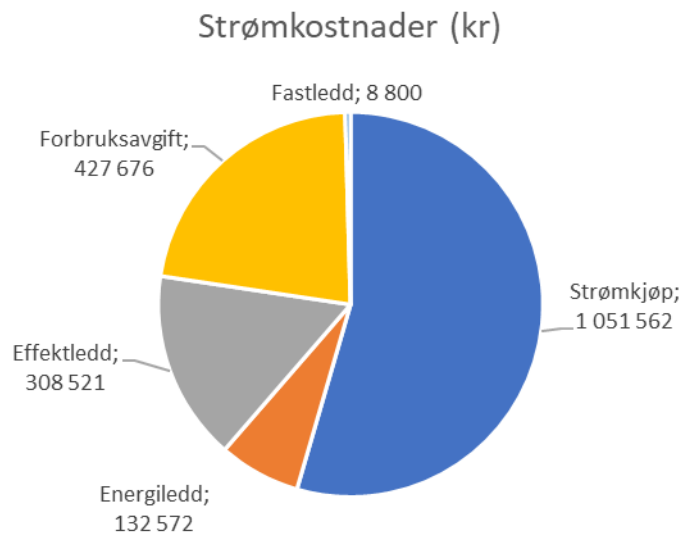
Tabell 9 - Oversikt over scenarier, nettleiemodell og batterimodell

6.2.1 Gjennomgang av scenarier

Videre vil resultatene fra de forskjellige scenarier presenteres. Først presenteres referansescenariet uten batteri. Deretter vil alle scenarier med batteri presenteres der effekten de har på de forskjellige strømkostnadsleddene forklares. Til slutt presenteres nåverdien batteriene skaper i scenarier, og hvilket maksimalt månedlig effektuttak og batteribruk de ulike scenarier har.

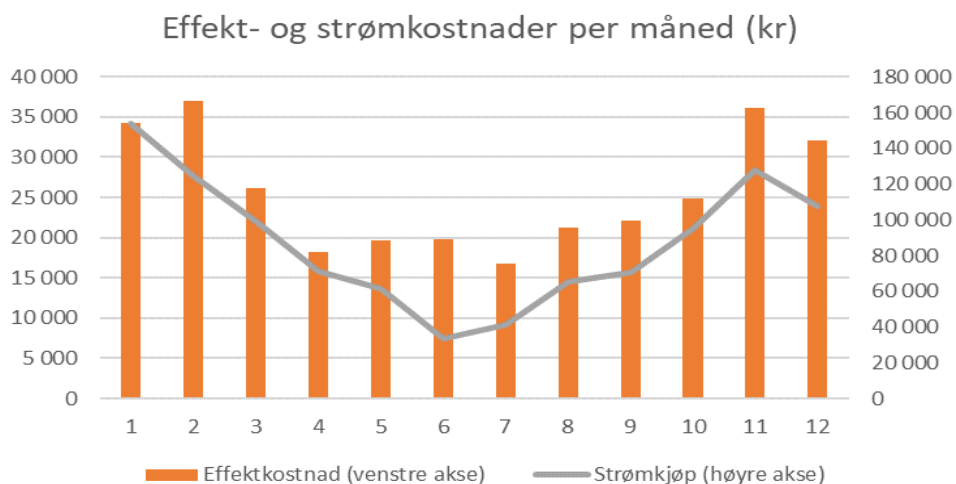
Referansescenario

Referansescenariet er dagens situasjon, hvis nettselskapet hadde behandlet området som et mikronett. Dette scenariet inkluderer som nevnt ingen form for energilagring. For å forstå hvor det er mulig for de forskjellige scenarier å redusere strømkostnadene, er det nødvendig å se på sammensetningen av disse i dette scenariet. Som Figur 20 viser under er det kjøp av strøm som utgjør den største andelen av de totale strømkostnadene. Strømprisen er markedsstyrt, og variasjoner i denne vil dermed ha en stor innvirkning på de totale strømkostnadene i mikronettet. Den nest største kostnaden er forbruksavgiften. Denne har ikke noen prisvariasjon gjennom året, og er sammen med energileddet kun avhengig av total mengde kjøpt strøm. Tredje største kostnadsledd er effektleddet. Dette varierer med sesongen, både som følge av forskjellige priser vinter og sommer og på grunn av økte maksimale effektuttak på vinteren. Fastleddet i nettleien utgjør den minste andelen av strømkostnaden. I tillegg har mikronettet en inntekt fra salg av strøm som tidligere vist i Tabell 8, men denne er også relativt liten, og mindre enn fastleddet.



Figur 20 - Oversikt over strømkostnader i referansescenario

To kostnadsledd varierer ekstra mye gjennom året. Dette gjelder kostnadene til strømkjøp og effektleddet. Samtidig som prisene øker om vinteren øker også forbruket og det maksimale månedlige effektuttaket. Dette fører til at kostnadene til strømkjøp om sommeren er halvparten av hva de er på vinteren. For effektleddet er dette redusert til under en tredjedel om sommeren. Figur 21 viser utviklingen i kostnader til strømkjøp og effektleddet for hver måned.

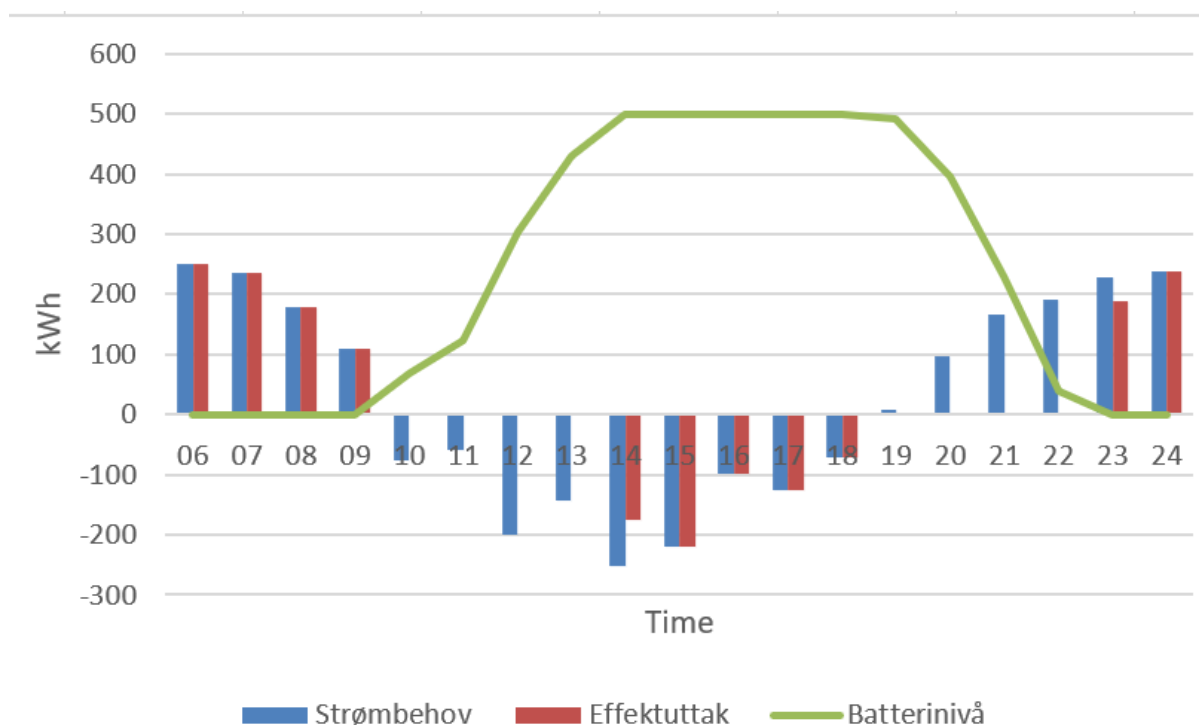


Figur 21 - Månedlige effekt- og strømkostnader i referansescenarioet

Effekttariff med enkel batterimodell

Med en enkel batterimodell vil mikronettet lagre egenprodusert kraftoverskudd, og bruke dette når mikronettet har et kraftunderskudd. Med batteriet som er gitt i forutsetningene vil 99,56% av produsert strøm enten bli brukt direkte, eller bli lagret og brukt senere. I referansescenariotet forbruker mikronettet 97,45% av all egenprodusert strøm.

Figur 22 under illustrerer hvordan batteriet for en eksempeldag i august med mye strømproduksjon lades opp til et fullt nivå. Strømbehov er strømforbruket til mikronettet minus produksjonen. Effektuttaket er strømmen som kjøpes eller selges. Batterinivå viser hvor mye strøm som er ladet opp på batteriet. Fra klokken 10 er strømbehovet negativt, men i stedet for å selge strømmen lagres den. Ved klokken 14 er batteriet fullt, og mikronettet selger strøm frem til klokken 19, da det ikke lenger er overskudd i mikronettet. Da starter batteriet å lade ut, noe som fører til at fra klokken 19 til 22 er batteriet i øymodus. Dette er en eksempeldag der mikronettet har et stort overskudd gjennom dagen på mer enn batteriets kapasitet.



Figur 22 – Eksempeldag fra august, strømbehov, effektuttak og batterinivå

Batteriet vil med en slik batterimodell kun være i bruk når det er overskudd av strøm i mikronettet, og dette er primært i sommermånedene. I seks av månedene er det aldri energioverskudd, og dermed ingen bruk av batteriet. Tabell 10 under gir en oversikt over

bruken av batteriet for hver måned. I kolonnen «Besparelse (kr)» er summen av den oppladete strømmen multiplisert med energileddet, forbruksavgiften og fast innmatingstariff. Forutsatt lik strømpris vil dette være besparelsen man oppnår ved en slik bruk av batteriet. På den annen side fører batteriet til tap av inntekt, ved at mindre strøm blir solgt og tapt energi ved opp- og utlading grunnet virkningsgraden. Effektene av dette avhenger av prisnivået på strøm ved produksjon og bruk.

Måned	Antall timer		Mengde ladet opp (kWh)	Besparelse (kr)
	med opplading	Timer med fullt batteri		
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	12	0	839	171
5	34	15	3 090	629
6	66	7	3 809	776
7	24	5	1 176	240
8	28	2	2 073	422
9	9	0	494	101
10	0	0	0	0
11	0	0	0	0
12	0	0	0	0
Sum	173	29	11 481	2 339

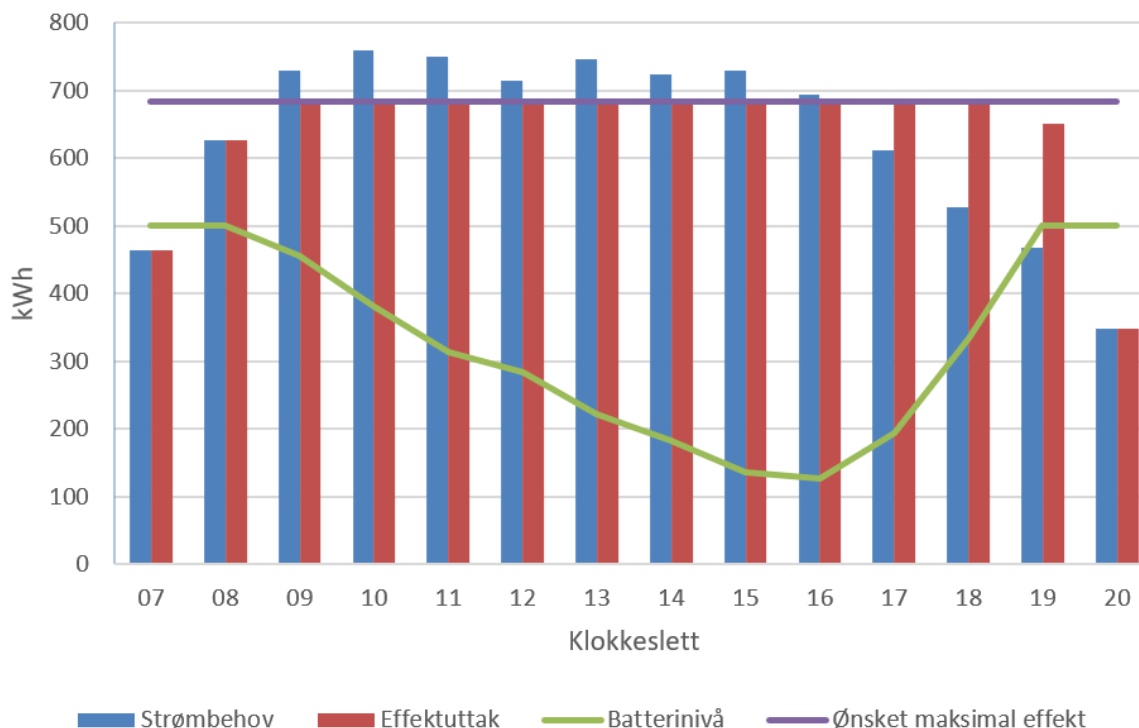
Tabell 10 - Batteribruk gjennom året for en enkel batterimodell

Effekttariff med peak-shaving

Peak-shaving kan være en alternativ måte å benytte batteriet på. I dette scenarioet settes det en ønsket reduksjon av maksimalt effektuttak, som benyttes til å beregne ønsket maksimalt effektuttak for hver måned basert på referansescenarioet. Når forbruket i mikronettet er over dette, gir batteriet fra seg strøm, og reduserer dermed mengden strøm mikronettet kjøper til ønsket maksimalt effektuttak.

Figur 23 viser hvordan batteriet reduserer effektuttaket, her fra en dag i november. Figuren viser, som i Figur 22, strømbehov, effektuttak, og batterinivå. I tillegg vises ønsket maksimalt effektuttak for november. I de timene der behovet for strøm er høyere enn ønsket maksimaluttak lader batteriet ut. Dette fører til at effektuttak aldri overstiger det ønskede nivået. Når strømbehovet på ettermiddagen blir lavere enn ønsket maksimalt effektuttak, lades batteriet opp igjen. Dette gir i disse timene et effektuttak som er høyere enn strømbehovet, noe vi kan se klokken 18 og 19. Når batteriet igjen er fullt oppladet vil strømbehovet igjen være likt effektuttaket.

Batterinivået er denne dagen nede på 126 kWh, noe som illustrerer at et for ambisiøst ønsket maksimalt effektuttak kan føre til at batteriet går tomt, og at effektuttaket ikke reduseres den dagen. Siden effektleddet i nettleien beregnes basert på maksimalt effektuttak for en time en gitt måned vil dette ha konsekvenser for månedens effektledd.



Figur 23 - Strømbehov, effektuttak og batterinivå for en utvalgt dag i november med peak-shaving

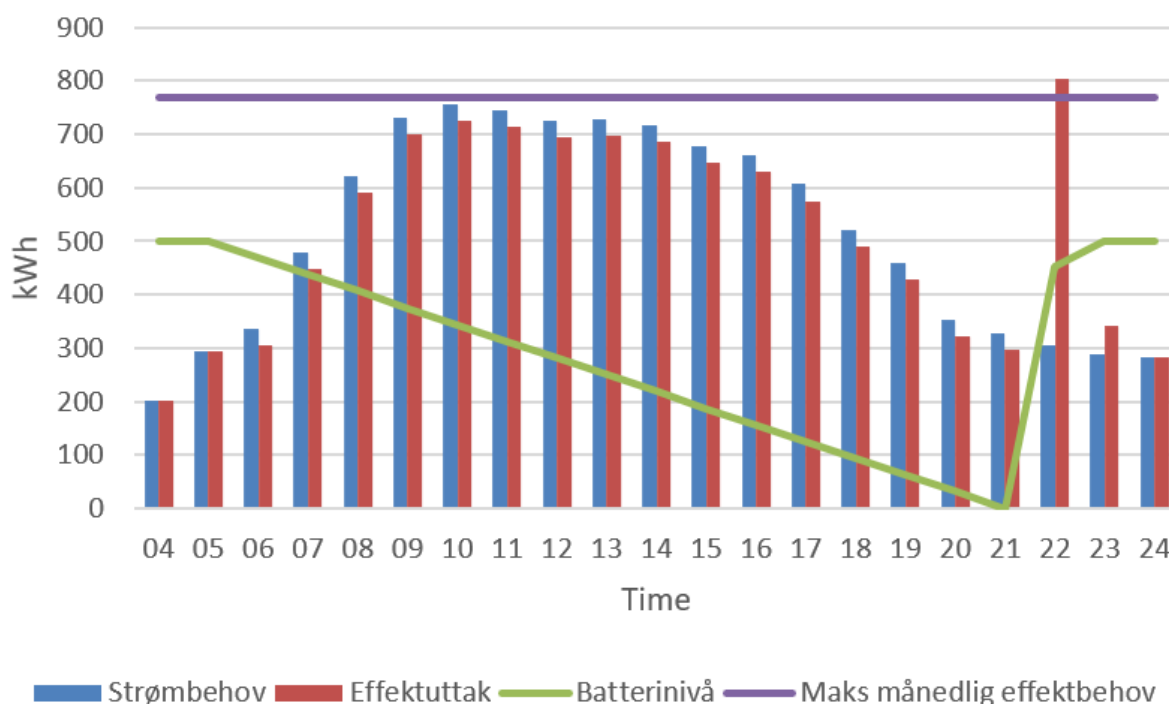
Denne batteribruken fører til en reduksjon av effektkostnadene i mikronettet. For batteriet gitt av antagelsene er det mulig å redusere de maksimale månedlige effektuttakene med 11,3% alle månedene. Dette gir en årlig reduksjon i effektleddet på 25 085 kroner sammenlignet med referansescenariot. Samtidig fører denne bruken av batteriet til et litt høyere energiforbruk, siden noe strøm går tapt ved opp- og utlading. Peak-shaving vil derfor føre til noe høyere kostnad for strømkjøp, energiledd og forbruksavgift.

Energitariff

I dette scenarioet benyttes en enkel batterimodell med en energitariff. Batteriet opptrer identisk gjennom hele året som i scenarioet med enkelt batterimodell og effekttariff, men får en økt fortjeneste siden besparelsen i energileddet er større. Det er allikevel ikke en stor besparelse, siden forskjellen i energileddet mellom effekttariff og energitariff er på 3,86 øre/kWh.

TOU med egen batterimodell

I siste scenario undersøkes det hvordan et tidsavhengig energiledd kan utnyttes ved bruk av et batteri. Her er energileddet lavt på natten vinterstid, og høyere på dagtid. Dette utnytter batteriet ved å lade opp på natten, og lade jevnt ut på dagtid når energileddet er høyere. Dette er illustrert under i Figur 24 som viser strømbehov, effektuttak og batterinivå for en dag fra november. Fra klokken seks til klokken 21 lader batteriet jevnt ut. Med en gang det blir lavere pris på energileddet lader batteriet opp med maksimal effekt. Dette fører i denne timen til et effektuttak høyere enn det som referansescenario har for denne måneden.



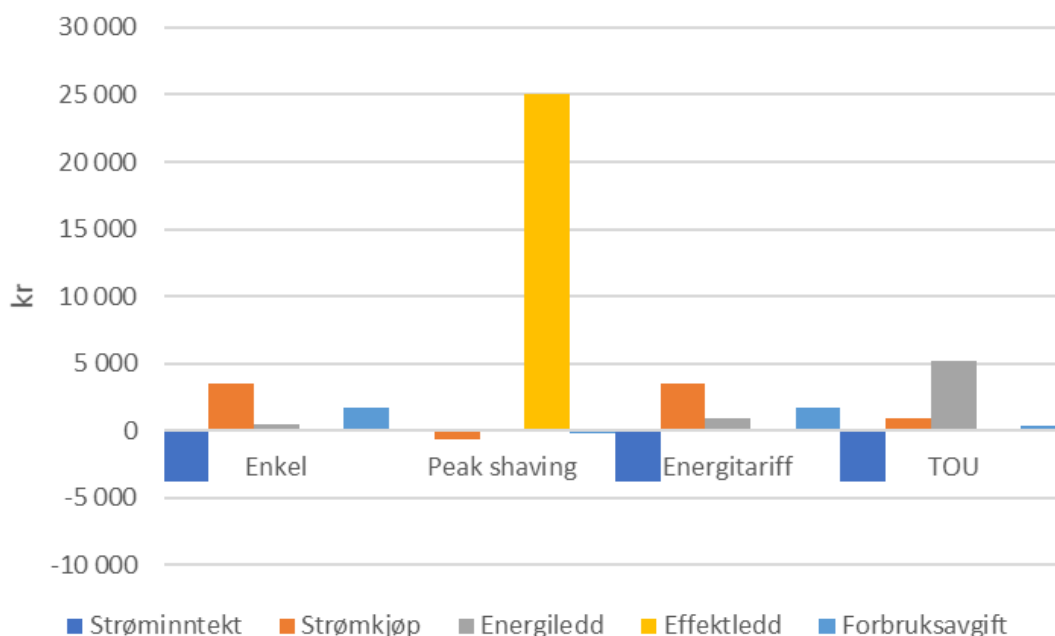
Figur 24 - Eksempeldag med TOU

Denne bruken utnytter prisforskjellen i energileddet, som fører til et lavere totalt energiledd. Samtidig fører virkningsgraden til at total mengde kjøpt strøm øker. Dermed blir effekten av et lavere energiledd redusert ved at forbruksavgift og strømkjøp øker. Denne modellen fører også til et høyere maksimalt effektuttak og en større bruk av batteri sammenlignet med de andre scenarioene. Dette høyere effektuttaket får ingen økonomiske konsekvenser siden nettleien TOU ikke har et effektledd.

Oppsummering

Figur 25 under viser besparelsene hvert scenario har for hvert kostnadsledd. De tre scenarioene som lagrer overskuddskraft (enkel, energitariff og TOU) har et tap i inntekt for

solgt strøm, siden denne lagres. Samtidig har de en besparelse i strømkjøp, energiledd og forbruksavgift siden denne lagrede strømmen reduserer mengden strøm kjøpt. Energitariff har en noe høyere besparelse enn enkel batterimodell, siden energileddet har en høyere sats i dette scenarioet. TOU har en lavere forbruksavgift enn enkel batterimodell og energitariff som følge av et større kjøpsvolum siden denne lader opp hver vinternatt. Dette gir også utslag på kostnader til strømkjøp. Samtidig har TOU en større besparelse i energileddet, noe som viser at denne modellen oppnår sitt mål om å redusere energileddet på vinteren. Figuren viser også tydelig hvor mye mer verdiskapende det er å redusere effektleddet enn andre kostnadsledd. Peak-shaving benytter også så lite strøm at effektene av økt strømkjøp i liten grad påvirker kostnadene til strømkjøp, energiledd og forbruksavgift.



Figur 25 - Besparelse i år 1 for hvert scenario og kostnadsledd

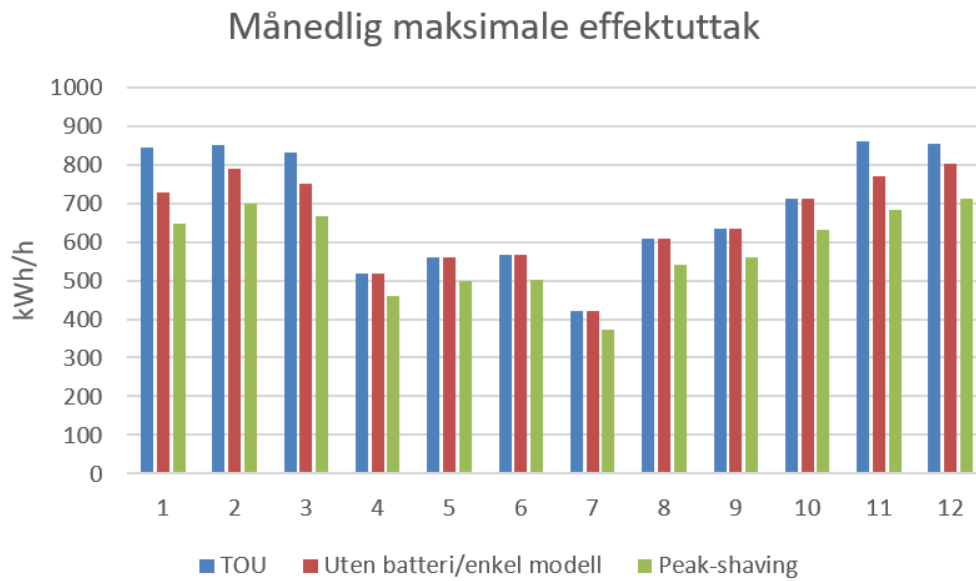
Tabell 11 under viser scenarioene, deres årlige strømkostnader i år 1, besparelsen i år 1 og nåverdi av verdiskapingen til batteriet. Hvis nåverdien til verdiskapingen er større enn nåverdien av batteriets investerings- og driftskostnader vil det være lønnsomt å investere i batteriet. Den klart mest verdiskapende måten å benytte batteriet på er peak-shaving med effekttariff, dette skaper over syv ganger så mye verdi som det scenarioet som skaper nest mest verdi. Som vi ser skaper en enkel batterimodell lavere verdier enn ved energitariff, der energileddet er høyere.

Scenario	Strømkostnader år 1	Besparelse år 1	Nåverdi verdiskaping
Referanse	1 924 583		
Enkel batterimodell	1 922 675	1 908	15 770
Peak-shaving	1 902 735	21 848	210 338
Energitariff	1 922 314	2 269	18 897
TOU	1 921 921	2 661	24 551

Tabell 11 - Oversikt over årlig besparelse i strømkostnader og nåverdi for batteriets verdiskaping (kr)

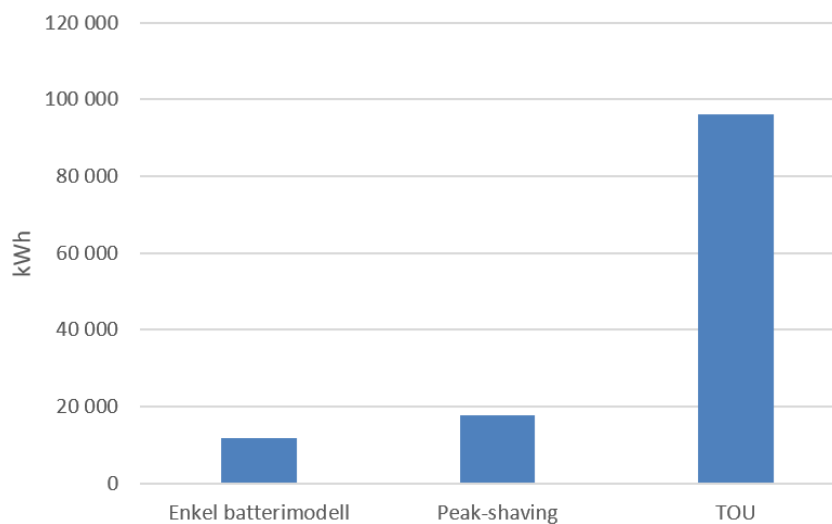
Mossefin (2020) tar i sin oppgave utgangspunkt i et virkelig batteri på lignende størrelser som koster 4927 kr/kWh i dag. Med et forutsatt batteri på 526 kWh gir det mest verdiskapende scenarioet i denne analysen en batteriverdi på 399,9 kr/kWh. Det behøves dermed en prisreduksjon for batterier på 91,9 % for at det mest verdiskapende scenarioet skal bli lønnsomt. Det er dermed ingen av scenarioene som er lønnsomme i dag.

Peak-shaving modellen er også den modellen som skaper minst effektuttak, og belaster dermed kapasiteten i resten av strømnettet minst. TOU har også effektreduserende virkning på dagtid om vinteren, der det lader jevnt ut. Samtidig lader batteriet øyeblikkelig opp når energileddet reduseres, noe som kan føre til høyere effektuttak. Figur 26 viser effektuttakene for de aktuelle scenarioene. Siden TOU benytter en enkel modell om sommeren, er effektuttaket likt en enkel batterimodell i disse månedene. I alle måneder klarer peak-shaving å redusere effektuttaket, mens TOU i samtlige måneder der det utnytter prisforskjellen i energileddet ender opp med et høyere maksimalt effektuttak. Dette viser hvordan nettleiemodeller og energilagingsstrategier kan være med på å påvirke belastningen på strømnettet i forskjellig grad.



Figur 26 - Månedlige maksimale effektuttak for TOU, uten/enkel batterimodell og peak-shaving

Det forutsettes i oppgaven at batteriet har en lik levetid uavhengig av hvordan det brukes. I virkeligheten avhenger batteriets levetid også av hvor mye det brukes. Et batteri som benyttes mindre vil ha en forventet lengre levetid enn et batteri som benyttes oftere. For å måle dette er det gjort en enkel beregning av mengden kWh som lades opp på batteriet gjennom analyseåret. Som Figur 27 viser vil batteriet i TOU-scenariet lades opp betydelig mer enn de andre batterimodellene. Samtidig har peak-shaving, som skaper mest verdi for mikronettet, bare litt mer opplading enn en enkel batterimodell. Det at TOU har en større opplading enn de andre modellene er forståelig, siden denne modellen har en full opplading hver dag gjennom hele vinteren. Den enkle modellen har også forståelig en liten mengde oppladet gjennom året, da det er en liten andel produsert kraft som ikke blir forbrukt direkte av mikronettet, som vist i Tabell 10. Effekttariff på sin side har en effektreduserende funksjon, og hvor mye batteriet brukes avhenger av hvor ofte strømbehovet i mikronettet er over ønsket maksimalt effektuttak, noe som avhenger av bruksmønsteret i mikronettet.



Figur 27 - Antall kWh årlig ladet opp på batteriet

6.2.2 Verdiskaping ved forskjellige størrelser

I dette avsnittet undersøkes kort effektene av å endre batteriets størrelse. Tabell 12 gir en oversikt over nåverdien av verdiskapingen per kWh ved forskjellig batteristørrelser for alle scenarioer utenom peak-shaving. Disse scenarioene har en avtakende verdi per kWh ved økende batteristørrelse. Grunnen til dette er at ved mindre batteristørrelser er utnyttelsesgraden større, som igjen fører til en større verdiskaping per energienhet. Dette kommer av at disse modellene utnytter overskuddskraft. TOU har om vinteren en lineær verdiskaping per energienhet, men siden det er programmert til å utnytte overskuddskraften om sommeren får dette scenarioet også en avtakende verdi jo større batteriet blir.

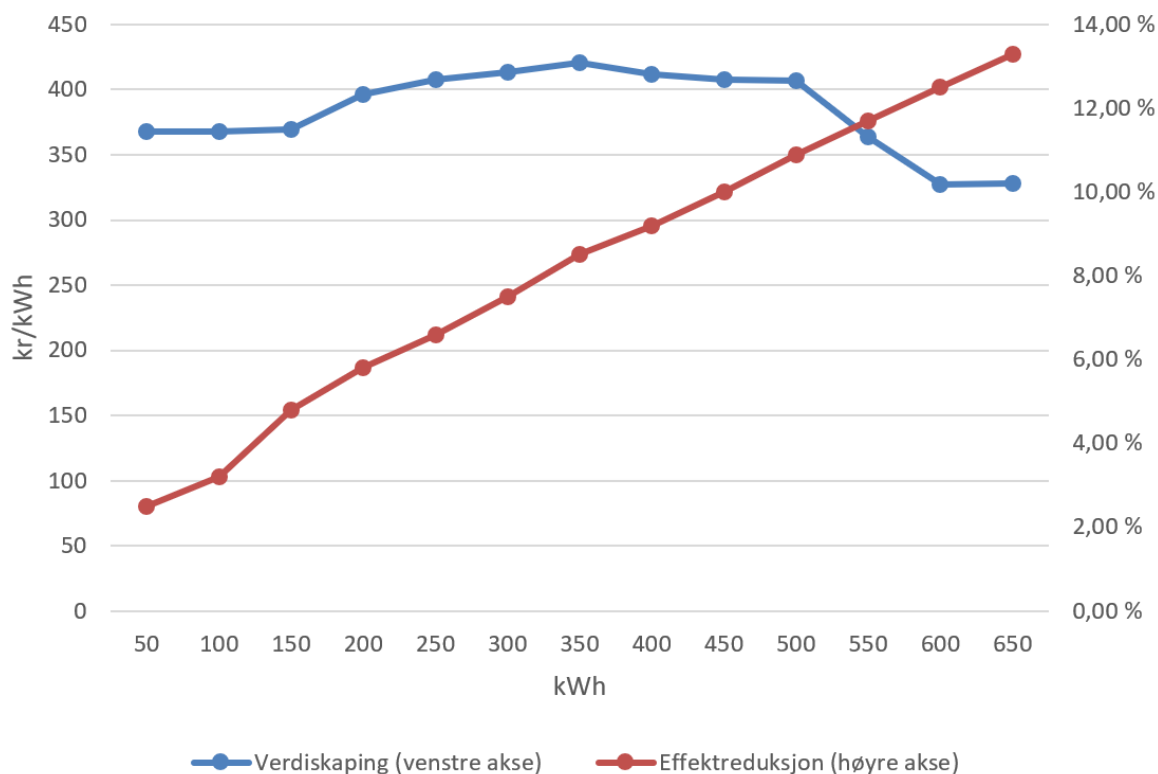
Verdi per kWh	52,6	105,3	263,2	526	789,5
Enkel batterimodell	56	48	39	30	23
Energitariff	67	57	47	36	28
TOU	72	65	55	47	39

Tabell 12 - Oversikt over nåverdi av verdiskapingen per kWh ekskludert batterikostnader for forskjellige batteristørrelser

Verdiskaping med peak-shaving under forskjellig batteristørrelser

Peak-shaving er en mer komplekst å beregne verdiskapingen til ved forskjellige størrelser, siden ønsket maksimal reduksjon må bestemmes med bakgrunn i størrelsen på batteriet. Under i Figur 28 presenteres verdiskaping per kWh og effektreduksjonen ved forskjellige

batteristørrelser. Ønsket effektreduksjon er satt slik at den skal kunne redusere de maksimale effektuttakene hver måned med en like stor andel. Mulig effektreduksjon ser ut til å ha en lineær sammenheng med batteriets størrelse. Verdiskapingen ser ut til å ha en stabil verdi per kWh uavhengig av størrelsen hvis batteristørrelsen er på mellom 200 og 500 kWh.



Figur 28 - Verdiskaping og effektreduksjon ved forskjellige batteristørrelser ved peak-shaving

6.2.3 Diskusjon

Denne analysedelen har undersøkt hvilken verdiskaping et batteri kan ha ved lagring av overskuddsstrøm, ved effektreduksjon eller ved utnyttelse av et varierende energiledd. Funnene viser at lagring av overskuddskraft i mikronettet har liten verdiskaping, noe som samsvarer med funnene fra masteroppgaven til Mossefin (2020). Mengden overskuddsstrøm og prisdifferansen mellom kjøpt og solgt strøm var ikke stor nok til at dette skaper noe stor verdi, og batteri må falle dramatisk i pris for at dette skal bli en lønnsom investering. For mikronettet blir fortjenesten rundt 20 øre/kWh for strøm som lagres på batteriet og brukes lokalt med nettleien som Tensio Nett har. Denne fortjenesten kommer som følge av spart energiledd, forbruksavgift og fast innmatingstariff. Denne fortjenesten kan øke betydelig hvis energileddet i nettleiutforming heves. Det eksisterer i dag nettselskap som har et

energiledd i sine effekttariffer for næringskunder på over 15 øre/kWh, og for energimålte næringskunder kan det være over 25 øre/kWh (NVE, 2021b). Dette vil ikke gjøre lagring av overskuddsstrøm lønnsomt, men kan med de høyeste energileddene mer enn doble gevinsten per lagrede kWh.

TOU har blitt foreslått som en mulig utforming av nettleien, og dette åpnes det nå også for. NVE (2020g) har foreslått at energileddet «kan ha et påslag når nettet er høyt belastet». Analysen, som la til grunn en TOU-modell inspirert av Glitre Energi Nett sin «Smart Nettleie» kom frem til at batteriet ikke hadde en stor verdiskaping ved å utnytte det varierende energileddet. En slik bruk av batteriet førte også til hyppigere bruk av batteriet og et større maksimalt effektuttak enn de andre scenarioene. Selv om bruk av batteri til å utnytte en TOU-tariff ikke er lønnsomt kan andre kontrollerbare laster skape verdi av en slik tariff. For eksempel kan det forskyve elbillading til timer på døgnet der strømmettet er lavere belaster. Samtidig viser analysen utfordringen med automatisk styring, der det kan oppstå en plutselig kraftig økning i effektuttaket ved prisendring. Det kan være utfordrende for nettselskap å håndtere en situasjon der mange laster automatisk starter samtidig.

Den mest verdiskapende batteribruken undersøkt i analysen er å redusere effekttoppene. Funnene viser allikevel at dette ikke er lønnsomt, og det er nødvendig med en prisreduksjon på batterier på rundt 92% for at verdiskapingen skal dekke kostnadene til et batteri. BloombergNEF (2019) forventer en fremtidig halvering i batteripriser frem mot 2030, så et batteri som brukes til effektreduksjon vil ikke være lønnsomt i denne tidshorisonten. Flere nettselskap har effekteledd som er over dobbelt så høye som det Tensio har (NVE, 2021b). Det kan derfor være steder i Norge der en slik bruk vil bli lønnsom tidligere enn for Brattørkaia mikronett.

Modellen som ble presentert i denne oppgaven hadde en opplading i det mikronettet ikke hadde et effektuttak over det maksimalt ønskelige. Det vil sannsynligvis være mulig å spare noe ved å lade opp på natten, når strømprisene er lavere. Figur 13 viste tidligere at den gjennomsnittlige differansen mellom laveste og høyeste strømpris var på 6 øre/kWh. Med en opplading på i underkant av 20 000 kWh som vist i Figur 27 vil dette maksimalt utgjøre en økning i årlig verdi på 4 000 kroner hvis en flytter all opplading fra den dyreste gjennomsnittlige timesprisen til den billigste.

Modellen benyttet også kjente månedlige maksimale effektuttak til å beregne ønsket maksimalt nivå. I virkeligheten vil ikke maksimalt effektuttak være kjent ved månedsstart, noe som vil gjøre det mer krevende å bestemme hva ønsket maksimale effektuttak bør være for den kommende måneden. Dette vil kreve en god modellering for å oppnå optimal styring.

Selv om batteriet ikke i denne oppgaven viser seg å være lønnsomt gir denne analysen en innsikt i hva som påvirker lønnsomheten til et batteri i et mikronett. Det kan også være mulig å kombinere bruken av batteriet på forskjellig måter. For eksempel vil de fleste effekttoppene skje i arbeidstiden, og dermed kan batteriet muligens brukes til å lagre overskuddskraft eller være tilgjengelig for bruk av nettselskapene resten av døgnet.

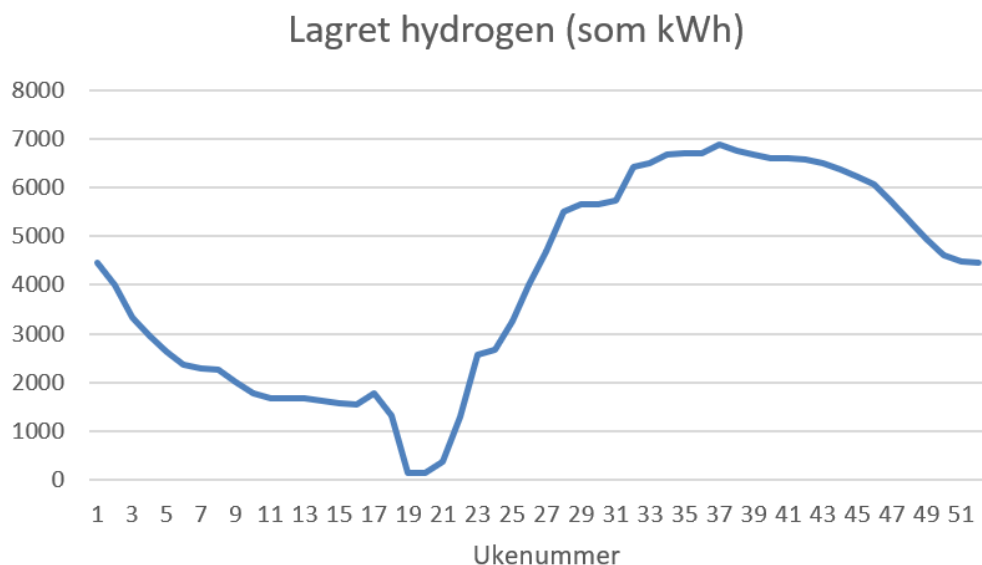
6.3 Effekt av forskjellige energilagre

I den tredje analysedelen undersøkes verdiskapingen for hydrogen og V2G. Disse teknologiene har forskjellige lagringsegenskaper. Hydrogen kan lagres over lengre perioder, og være tilgjengelig til enhver tid. V2G har kortere tidshorisont, siden bilene må etter forutsetningene ha en tilgjengelig batterikapitet på slutten av arbeidsdagen. Samtidig kommer bilene tilbake daglig, og det er dermed alltid tilgjengelig en stor kapasitet på starten av hver arbeidsdag.

6.3.1 Hydrogen

Hydrogenmodellen lagrer overskuddsenergi, og bruker denne gjennom året når mikronett har et stort effektbehov. Dette fører til at lagrede hydrogenmengden øker gjennom sommeren før den gradvis reduseres til neste vår. Med de forutsetningene som er gitt kan et hydrogensystem redusere det maksimale effektuttaket med 8,4% hver måned sammenlignet med referansescenarioet. Figur 29 viser lagret anvendelig energi gjennom året. På det meste er 6 923 kWh tilgjengelig.

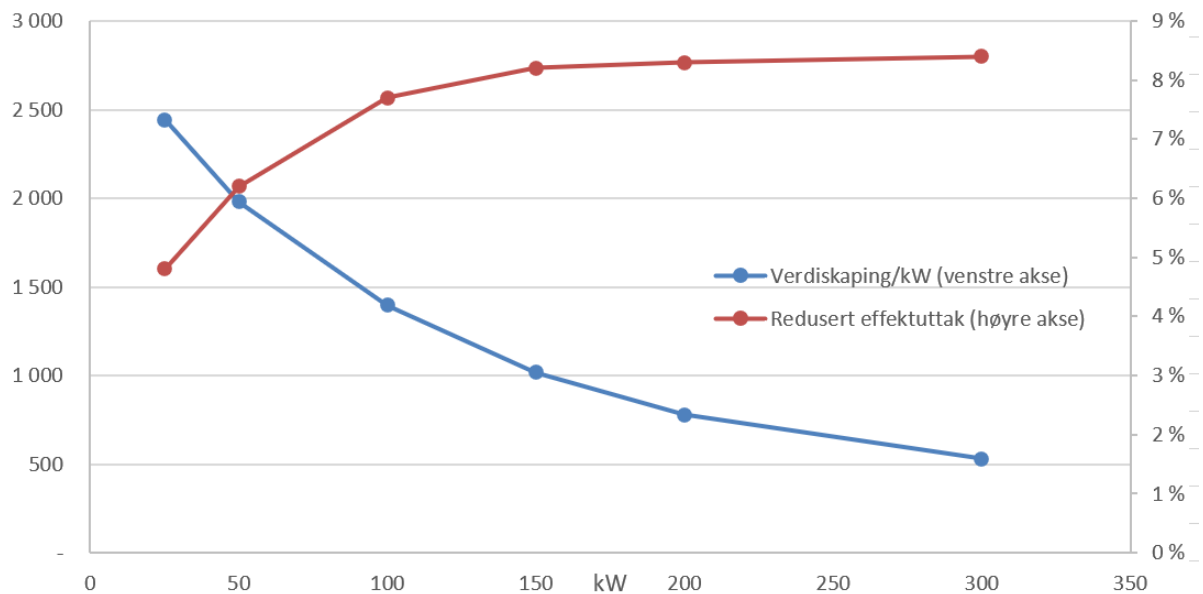
I dette scenarioet selges ikke noe strøm til nettet, siden den forutsatte elektrolyseren er større enn det maksimale energioverskuddet. Dermed har dette scenarioet ingen inntekter fra salg av strøm. Besparelsen kommer av et lavere effektledd, som følge av besparelsene i maksimalt effektbruk. I tillegg kommer det noen mindre besparelser i strømkjøp, energiledd og forbruksavgift siden det egenprodusert energi blir benyttet i større grad i mikronettet enn i referansescenarioet.



Figur 29 - Lagret hydrogen som utnyttbar kWh

Forskjellige størrelse på elektrolysøren

Verdiskapingen er også her beregnet per størrelse, men her er det ikke kapasiteten som er kostnadsdrivende siden denne ble forutsatt uendelig. Både for brenselceller og elektrolysører er det effektstørrelsen som er kostnadsdrivende. Siden lagringskapasiteten avhenger av effekten på elektrolysøren beregnes her verdiskapingen per effektstørrelse på elektrolysøren. Som i scenarioet med peak-shaving må ønsket effektreduksjon bestemmes med bakgrunn i lagringssystemets størrelse. For hydrogensystemet vil en redusert elektrolysør føre til en mindre hydrogenproduksjon, og dermed mindre hydrogen som kan brukes til effektreduksjon. I Figur 30 vises verdiskapingen per kW og redusert månedlig maksimalt effektuttak ved forskjellige elektrolysestørrelser. Denne verdiskapingen skal dekke alle kostnader for hydrogensystemet, som elektrolyse, lagring og brenselcelle.



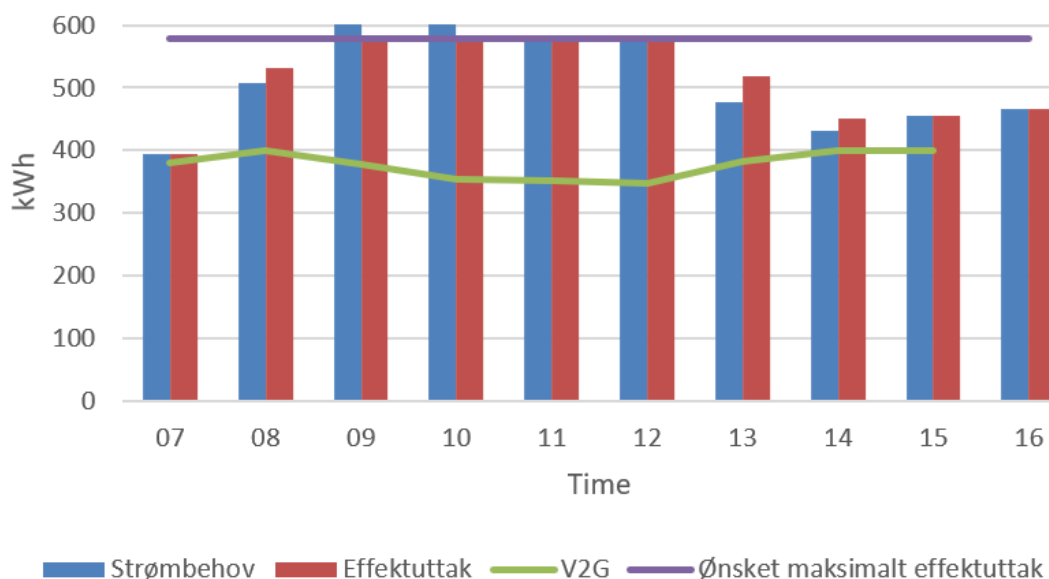
Figur 30 - Verdiskaping og redusert maksimalt månedlig effektuttak for forskjellige elektrolysestørrelser

Siden modellen er innstilt på kun opplading når det er overskudd i mikronettet, vil en elektrolyseør med en lavere effekt ha en større utnyttelsesgrad enn et større system. Det forutsatte hydrogensystemet, med en elektrolyseør på 300 kW virker å være overdimensjonert, da man nesten kan få til en like stor effektreduksjon med en elektrolyseør som har en størrelse på 200 kW. NEL opplyser til DNV-GL (2019) at de sannsynligvis ville levere elektrolyseører til 600 €/kW i 2020. Hydrogensystemet dekker dermed ikke en gang kostnadene til elektrolyseøren, og da er kostnader til annet utstyr ikke regnet med.

6.3.2 V2G

V2G har kun mulighet til å bli benyttet når bilene er tilkoblet anlegget, og det er i denne oppgaven definert som hver dag i normal arbeidstid. Dette er kortsiktig lagring, og med de forutsetninger som er lagt fungerer bilene kun til å redusere det maksimale effektuttaket. V2G har enda lavere muligheter til å redusere effekttoppene, og det besluttes å sette en begrensning på 5% reduksjon hver måned.

Figur 31 viser et eksempel på en arbeidsdag der V2G-systemet brukes til å redusere effektuttaket. Klokkene 8 lader bilene noe opp, til bilenes maksimale kapasitet på 400 kWh, deretter lader bilene ut mellom 9 og 12 for å redusere effektuttaket. Bilene lades så opp igjen til fullt nivå ved endt arbeidsdag. I alle perioder der bilene ikke er koblet til systemet er strømbehovet lik effektuttaket.



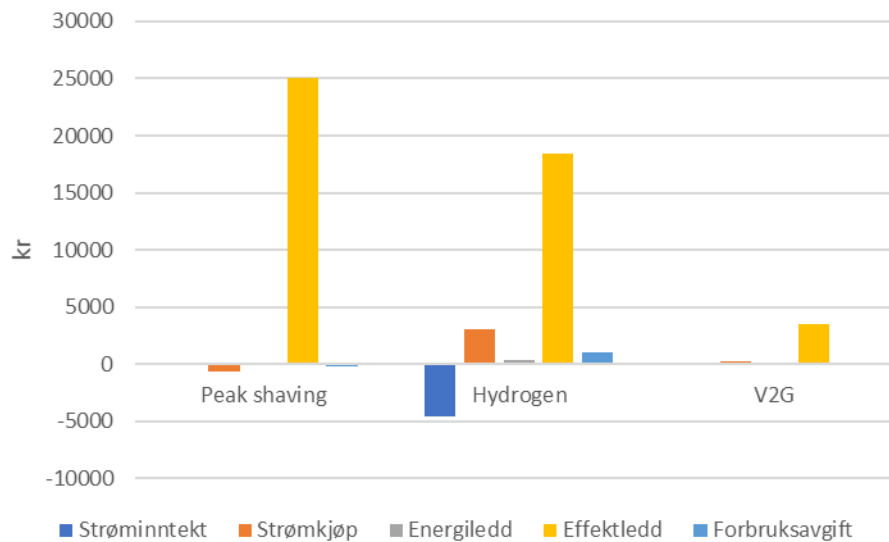
Figur 31 - Eksempeldag V2G

Med 5% effektreduksjon som krav er det 12 dager i løpet av året der systemet ikke klarer å lade opp bilene fullstendig. Dette viser avveiningen som må gjøres mellom levert energi til bilene og redusert effekt i mikronettet. Strømkostnadene reduseres noe sammenlignet med referansescenariot. Dette inkluderer en kompensasjon siden modellen forutsetter at bilene mottar 20 kWh hver dag siden de forutsettes ikke helt fulladde.

Scenariot har en nåverdi på verdiskapingen på 32 510 kroner. Hva kostnaden vil være for utstyr nødvendig for å realisere V2G er usikkert siden teknologien fortsatt er umoden og i en pilotfase. Det er også usikkert hvor mye det vil koste å kompensere elbileierne, som sannsynligvis kan få en lavere levetid på bilen ved å gjøre batteriet tilgjengelig for bruk mikronettet.

6.3.3 Oppsummering

Figur 32 under viser besparelse i år 1 for de forskjellige scenarioene og kostnadene, sammen med peak-shaving som var det mest lønnsomme scenariot fra analysedel to. Som figuren viser reduserer ikke hydrogen eller V2G effektledet like mye som peak-shaving. Figuren viser også hvordan hydrogenscenariot ikke selger strømmen, men bruker alt internt i mikronettet. Dette reduserer inntektene fra strømsalg, men reduserer kostnadene til strømkjøp, forbruksavgift og energiledd. V2G har ingen andre tydelige effekter på strømkostnadene enn besparelsen i effektledet.



Figur 32 - Besparelse i år 1 for scenarioene peak-shaving, hydrogen og V2G sammenlignet

Tabell 13 under viser strømkostnaden, årlig besparelse og nåverdi for de to scenarioene analysert i denne analysedelen og det mest verdiskapende scenarioet i analysedel to. Alle scenarioene har en positiv verdiskaping som er større enn de mindre verdiskapende scenarioene i analysedel to. Det er allikevel ingen av disse teknologiene som er lønnsomme når kostnadene eventuelt inkluderes. Som tidligere vist klarer ikke hydrogensystemet å skape nok verdi for å finansiere en elektrolyser (og da er ingen andre kostnader inkludert), og V2G-systemet vil sannsynligvis ha problemer med å dekke tapet i bilenes verdi.

Scenario	Strømkostnader år 1	Besparelse år 1	Nåverdi verdiskaping
Referanse	1 924 583	0	
Peak-shaving	1 902 735	21 848	191 234
Hydrogen	1 906 244	17 979	159 322
V2G	1 920 788	3 436	32 510

Tabell 13 - Oversikt over verdiskapingen til batteri, hydrogen og V2G

6.3.4 Diskusjon

De to alternative energilagringssystemene som ble undersøkt, hydrogen og V2G, ble begge to brukt til å redusere effektuttaket. Dette viste seg for begge å fungere, men er ikke lønnsomt i dag. Den forutsatte virkningsgraden til hydrogen er så lav at kun 52% av energien

som ble brukt til lagring var tilgjengelig til en senere bruk. Slike lave virkningsgrader gjør prisen for strømmen som blir lagret veldig viktig. Som vist i Figur 12 var den laveste ukentlige strømprisen mer enn 52% lavere enn den høyeste ukentlige strømprisen i 2019. NVE (2020d) forventer også at strømprisen vil bli mer variabel i fremtiden, noe som kan øke den mulige verdiskapingen til et hydrogensystem. Analysen viste hvordan overskuddskraft kunne redusere de månedlige maksimale effekttoppene. Her var det den tilgjengelige lagrede energien som var begrensningen på hvor mye effektuttaket kunne reduseres, og ved å også produsere hydrogen når strømprisene er lave vil det være mulig å øke effektreduksjonen.

Oppgaven forutsatte at lagring av hydrogen ikke ville være en begrensning, noe som ekskluderer en viktig kostnadspost. I hydrogenscenarioet ble det maksimalt lagret hydrogen tilsvarende 6 923 kWh. Dette vil, ved en lagring på 50 bar og 25°C tilsvare et volum på 52,4 m³. (gitt 132 kWh/m³ (DNV-GL, 2019)). Ved en kompresjon ned til 700 bar får man et volum på rundt en femtedel av dette, men dette vil kreve økt energibruk. I tillegg er det en sikkerhetsrisiko ved lekkasjer av hydrogengass som også kan være kostnadsdrivende.

I oppgaven forutsettes det at det er effektredusering som er den mest lønnsomme bruken av hydrogen. Samtidig kan det være interessant å trekke inn beliggenheten til Brattørkaia. Med kort vei til jernbanestasjonen og hurtigbåtterminalen i Trondheim kan salg av hydrogen være en mulig inntektskilde gitt at dette i fremtiden vil benyttes i transportmidler. DNV-GL (2019) estimerer at hydrogenetterspørselen i 2030 er på 56 000 tonn innenfor transportsektoren.

Et eksempel på bruk av hydrogen som energilager for overskudd av strøm fra solceller er Vårgårda Bostäder i Sverige. Her skal et kompleks på 172 leiligheter kobles av strømmettet, og kun forsynes av egenprodusert strøm fra solceller, der hydrogen brukes til å lagre overskuddsstrøm til vinteren (Macdertmott, 2019). Dette viser at hydrogen som energilagring i boliger er teknologisk modent i dag.

I analysen ble det vist at det er mulig for V2G å redusere effekttoppene, men det lå en begrensning i forutsetningen om at bilene måtte være fulladet ved endt arbeidsdag. Som vist tidligere i Figur 6 vil batteriene til elektriske kjøretøy fremover utgjøre en betydelig andel av verdens lagringskapasitet. Dette kan gi muligheter til å utnytte fleksibiliteten batterier har, men dette må samtidig balanseres mot en forkortet livstid på bilenes batteri hvis bruken blir

for omfattende. Hoff (2019) undersøker i sin masteroppgave mulighetene for V2G på Oslo lufthavn. Her ble det forutsatt at de parkerte bilene fikk gratis parkering mot at de ble koblet opp mot V2G og brukt til effektreduksjon. Studien finner at det mest gunstige var å benytte langtidsparkerte biler, siden det var flest tilgjengelige og tapt parkeringsavgift var lavest. Noe lignende kan være mulig for Brattørkaia, ved å tilby langtidsparkering til brukere av jernbanestasjonen eller hurtigbåtterminalen.

Det er forventet at elektriske biler fremover vil få en bedre kapasitet. Dette begrenser nødvendigheten av at disse bilene er fulladede hvis de kun benyttes til dagpendling. Hypotetisk kan dette føre til en større fleksibilitet, ved at biler som kobles mot et V2G-system ikke behøver å være fulladet ved endt arbeidsdag, noe som var forutsatt ikke mulig i analysen gjort i denne oppgaven.

6.4 Sensitivitetsanalyser

Med kun ett år med observasjoner og antagelser omkring de forskjellige teknologiene er det usikkerhet rundt funnene. I denne delen vil de forskjellige faktorenes påvirkning på lønnsomheten bli undersøkt. Det vil bli undersøkt forskjellene med å ha beste og verste utgangspunkt i forutsetningene, og effektene av endret mengde overskudd av strøm i mikronettet.

6.4.1 Worst case og best case scenario for analysene

For scenarioene i 6.2 og 6.3 er det flere antagelser som påvirker nåverdien av verdiskapingen til energilagrene. Her undersøkes effektene av best mulig og verst mulig utgangspunkt. Tabell 14 viser antagelser som er endret i de to utgangspunktene. Batteriet har her en størrelse på 500 kWh.

Antagelse	Beste utgangspunkt	Verste utgangspunkt
Avkastningskrav	2%	8%
Virkningsgrad, batteri	100%	92,5%
Levetid	15 år	8 år
Reell prisøkning, nettleie	5%	0%
Virkningsgrad, elektrolyse	75%	55%
Virkningsgrad V2G	95%	85%

Tabell 14 - Forutsetninger i beste og verste tilfelle

Avkastningskravet påvirker verdien fremtidig kontantstrømmer vil ha i dag. For et prosjekt som har høy risiko vil det være naturlig med et høyt avkastningskrav.

Virkningsgraden til batteriet, elektrolysen og V2G-systemet påvirker hvor stor andel av strømmen som lagres som faktisk er tilgjengelig til senere bruk. Batteriets virkningsgrad er for både verst og beste utgangspunkt betydelig bedre enn virkningsgraden til elektrolysen.

Levetiden er det også en usikkerhet rundt som vil påvirke lønnsomheten, dette avhenger også av hvor mye utstyret faktisk brukes årlig.

En sterkere økning av nettleien vil forbedre lønnsomheten til energilagrene, siden mye av energilagrenes verdiskaping i flere scenarioer kommer fra å redusere enten effekt- eller energileddet i nettleien.

Resultat

Tabell 15 under viser nåverdien til verdiskapingen fra energilagrene ved de forskjellige scenarioene for det beste og verste utgangspunktet. For de to mest verdiskapende scenarioene, peak-shaving og hydrogen, varierer prisene mye i absolutt verdi, spesielt hydrogen. Det er også tydelig at virkningsgraden i en stor grad påvirker TOU sin verdiskaping, der den går fra å ha en negativ verdi i det verste utgangspunktet til 87 716 kroner i verdiskaping i det beste. Dette skyldes nok at batteriet i TOU brukes daglig, og en liten reduksjon i virkningsgrad reduserer eller fjerner muligheten til å utnytte prisvariasjoner i energileddet gjennom døgnet. Med stor forskjell i flere antagelser er det ikke overraskende at verdiene endrer seg, men ingen teknologier er i nærheten av prisene for lagringsteknologiene i dag selv med det beste utgangspunktet.

Scenario	Beste utgangspunkt	Verste utgangspunkt
Enkel batterimodell	22 818	9 494
Peak-shaving	281 388	136 054
Energitariff	27 084	11 505
TOU	87 716	-2 969
Hydrogen	245 855	88 235
V2G	44 941	21 812

Tabell 15 – Nåverdi av verdiskaping for scenarier med beste og verste utgangspunkt

6.4.2 Endring i kraftoverskudd

Denne analysen har benyttet reelle data for Brattørkaia mikronett. Her undersøkes det om et mikronett med mer eller mindre kraftoverskudd vil endre verdiskapingen til scenarierne. Mer overskudd beregnes ved å øke kraftproduksjonen med 10% samtidig som forbruket reduseres med 10%. I analysen over mindre overskudd gjøres det samme med motsatt fortegn for begge. Endret importert energimengde i mikronettet gjør at de alternative nettleiene ikke har samme kostnad som effekttariff i referansescenariet, og er derfor ikke sammenlignbart. Tabell 16 viser nåverdien av energilagringsteknologiene i et mikronett med mer eller mindre overskudd av energi.

Scenario	Mer overskudd	Mindre overskudd
Enkel batterimodell	29 618	5 098
Peak-shaving	238 282	64 089
Hydrogen	262 538	92 448
V2G	66 073	13 237

Tabell 16 – Nåverdi av verdiskapingen ved endret energioverskudd

Alle lagringsteknologiene skaper mer verdi i et mikronett med større overskudd, og nesten alle teknologier produseres minst dobbelt så mye verdi i scenariet med økt overskudd sammenlignet med scenariet med redusert overskudd. Dette viser at hvis energilagring er installert vil tiltak som reduserer energibehovet, som økt produksjon eller redusert forbruk, ha en høyere lønnsomhet enn den energiressursen alene. For de modellene som utnytter

overskuddskraft kommer dette av at det er mer overskuddskraft som kan lagres, noe som øker verdien for en enkel batterimodell og hydrogen. For peak-shaving og V2G kommer effekten av en lavere energibruk i mikronettet, noe som gir disse scenarioene mulighet til å redusere effekttoppene mer enn ved et større forbruk.

6.5 Alternative verdistrømmer

I denne delen diskuteres muligheter og alternative verdistrømmer som ikke er analysert, men som kan være aktuelle for Brattørkaia mikronett. Her diskuteres andre former for etterspørselsrespons, økt forsyningssikkerhet og handel i lokale energimarkeder.

6.5.1 Kontrollerbare laster

Flere av byggene i Brattørkaia mikronett er nye og energieffektive. Dette fører til at det eksistere få laster som kan skrus av midlertidig uten at det påvirker driften av bygget. En kontrollerbar last som allikevel eksisterer i mikronettet, er opplading av de elektriske bussene. Med en rekkevidde på fem timer, rask opplading og mulighet for å lade flere ganger i timen ser dette ut til å være en last som er mulig å kontrollere. Denne lasten kan styres slik at mikronettet reduserer sitt effektuttak. Ved lengre utsettelse av opplading vil bussene ha et større behov, men med god styring kan dette akkumulerte behovet for opplading oppfylles når det er mindre belastning i mikronettet.

6.5.2 Andre former for etterspørselsrespons

I analysen undersøkes det hvordan etterspørselsrespons som reduisering av effekttopper og utnyttelse av varierende energiledd påvirker økonomien i et mikronett. Samtidig finnes det flere andre former for etterspørselsrespons. Som nevnt tidligere har SonnenCommunity i Tyskland og Advanced Microgrid Solutions i USA aggregert flere kunder med energilagringssløsninger for å kunne tilby tjenester til nettselskap. Dette vil være en form for etterspørselsrespons. Ahčin et al. (2019) finner også i deres artikkel at batteri brukt som primærreserve for å frekvensregulere nettet er lønnsomt allerede i dag i Norge. Siden Brattørkaia eies av en nasjonal stor eiendomsaktør er det mulig at Entra kan ta et slikt initiativ, eller at andre aktører kan samle nok kontrollerbare laster. Statnett (2020a) har for eksempel tidligere undersøkt hvordan aggregerte forbrukerlaster fra elbillading og oppvarming av bygg kan brukes til å øke fleksibiliteten i strømnettet.

6.5.3 Økt forsyningssikkerhet

Ved å installere energilagringsteknologi kan mikronettet, og strømmettet ellers, få en mer sikker strømforsyning. Både ved peak-shaving, TOU, hydrogen og V2G har mikronettet et energilager som det kan bruke ved eventuelle strømbrudd eller til frekvensregulering. Med bruk av den enkle batterimodellen forlenger mikronettet tiden det er frakoblet strømmettet, som også kan regnes som en økt sikkerhet. Mikronettet kjøper i gjennomsnitt 300 kW fra strømmettet, så et energilager som skal gi en mulighet til å være i øymodus må ha en relativ stor effekt for å kunne sikre øymodus i en lengre periode.

6.5.4 Lokale energimarkeder

Med et energilager vil mikronettet være mer fleksibelt, og kan dermed lettere delta i forskjellige lokale energimarkeder. Dette kan være integrering med andre mikronett som Stadler et al. (2016) foreslår eller andre lokale markeder for kjøp og salg av strøm.

For Brattørkaia mikronett undersøkes det også muligheten for å etablere et lokalt energimarked internt i mikronettet. Dette vil gjøre det mulig å kunne redusere forbruket når det er mye forbruk i mikronettet. Dette blir en slags etterspørselsrespons ved hjelp av et internt fleksibilitetsmarked.

7. Konklusjon

Denne oppgaven har undersøkt hvordan strømkostnadene i et mikronett påvirkes av forskjellige reguleringer og energilagringsteknologier. Det siste tiåret har teknologier som distribuert energiproduksjon og -lagring opplevd et kraftig prisfall og dette har ført til en forventning om sterk vekst i Norge og globalt. Samtidig kommer strømmettet til å kreve fremtidige investeringer. Disse utviklingstrekkene gjør at mikronett, som lettere kan integrere variabel kraftproduksjon og redusere kapasitetsbehovet kan være en måte å organisere strømmettet på.

Det finnes flere motivasjoner for å etablere et mikronett og flere måter mikronett kan generere en inntekt på. I denne oppgaven ble det undersøkt hvordan Brattørkaia mikronett kan redusere sine strømkostnader ved å investere i en energilagringsteknologi eller ved å oppfylle vilkårene til en plusskunde. For sistnevnte viser det seg at det ikke er lønnsomt å strupe mengden solgt strømmen ned til dagens plusskundegrense, siden fastleddet for innmating av strøm er så lavt.

Videre undersøkes det hvordan batterier kan skape verdi under forskjellige styrings- og nettleiemodeller. Den mest verdiskapende løsningen var å ha et batteri som reduserer de maksimale effektuttakene med en effektbasert nettleiemodell. Med en effektreduserende bruk hele året med et batteri på 526 kWh har batteriet en verdiskaping med en nåverdi på 399,9 kr/kWh. Et batteri har i dag en pris på mellom 4 000 og 6 000 kr/kWh, og det er dermed ikke lønnsomt med en investering i et batteri til denne bruken i et mikronettet i dag.

Det ble også undersøkt om hydrogenlagring eller V2G kunne skape verdi for mikronettet. Ved bruk av hydrogen, som egner seg godt til langtidslagring, var det mulig å redusere det maksimale effektuttaket i samtlige måneder. Dette var allikevel ikke lønnsomt med dagens priser. V2G hadde en lavere verdiskaping enn hydrogen og batteri med peak-shaving, men det var mulig å redusere de maksimale effektuttakene. For V2G, som fortsatt er en umoden teknologi med en usikker forretningsmodell, var det nødvendig med mange forutsetninger.

Det finnes flere mulige verdistrømmer for mikronett som ikke ble undersøkt i denne oppgaven, noe som kan gjøre energilagringsteknologier undersøkt lønnsomme.

8. Videre studier

Denne oppgaven er skrevet om et tema som er i både rask teknologisk utvikling og vekst, der det i dag er pilotprosjekter om regulering, markedsplasser og utforming. Oppgaven har undersøkt de reduserte kostnadene tilknyttet strømkjøp og nettleie, og slik ikke undersøkt effektene av å delta i et fleksibilitetsmarked eller andre mulige verdistrømmer for mikronettet.

En DER som ikke analyseres i denne oppgaven er kontrollerbare laster. Dette kan gi gode muligheter for både fleksibilitet og effektreduksjon. Slike laster kan være oppvarming, opplading av elektriske kjøretøy eller annen forbruk som er mulig å utsette.

Denne oppgaven beregner reduserte strømkostnader ved forskjellige heuristiske lagringsmodeller. En annen metode kan være å optimalisere mengden av de forskjellige DER i et mikronett for å oppnå størst mulig lønnsomhet.

Oppgaven undersøker det bedriftsøkonomiske perspektivet til et mikronett, og dermed ikke det samfunnsøkonomiske. Energi er en samfunnskritisk ressurs, og det bør undersøkes om mikronett er en rasjonell måte å organisere fremtidens strømnnett på.

Elektriske kjøretøy vil i fremtiden utgjøre en majoritet av bilene i Norge, og globalt utgjøre den største elektriske lagringskapasiteten. Smart styring er mulig i dag, men salg av strøm til nettet er fortsatt i pilotfasen. Dette kan være en fleksibel, stor fleksibilitetsressurs, og selv om det forkorter bilens levetid kan dette være et alternativ til å installere et stasjonært batteri. Dette bør vurderes også i et ressursutnyttelsesperspektiv, da et batteri i en bil muligens utnyttes mer enn et stasjonært.

9. Litteraturliste

Accenture, & WWF. (i.d). *Mot lysere tider: Solkraft i Norge – Fremtidige muligheter for verdiskaping*.
https://www.wwf.no/assets/attachments/solkraft_i_norge_fremtidige_muligheter_for_verdiskaping1.pdf

Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195-204.
[https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)

Agder Energi. (2021). *Tariffer*. <https://www.aenett.no/bygge-og-grave/tilknytning-til-nett/produksjon-av-strom/tariffer/>

Ahčin, P., Berg, K., & Petersen, I. (2019). Techno-economic analysis of battery storage for peak shaving and frequency containment reserve. 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM),

BloombergNEF. (2019, 31.07.2019). *Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade*. Hentet 10.11.2020 fra <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>

CAISO, & RGI. (2019). *Energy Storage - Perspektiver fra California and Europe*. https://renewables-grid.eu/fileadmin/user_upload/FINAL_energy-storage-report_2019_web.pdf

CharIN. (2019). *The five levels of Grid Integration*. <https://www.charinev.org/news/news-detail-2018/news/the-five-levels-of-grid-integration-charin-ev-grid-integration-roadmap-published/>

CIGRÉ. (i.d). *Introducing CIGRE*. <https://www.cigre.org/GB/about/introducing-cigre>

CityXchange. (i.d). *CityXChange*. <https://cityxchange.eu/>

DNV-GL. (2018). *Energy Transition Outlook 2018*.

-
- DNV-GL. (2019). *Produksjon og bruk av hydrogen i Norge*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>
- DNV-GL. (2020). Energy Transition Outlook 2020.
- EERE. (i.d.). *Hydrogen Production: Electrolysis*. Energy Efficiency & Renewable Energy. Hentet 12.11.2020 fra <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis#:~:text=Electrolysis%20is%20a%20promising%20option,a%20unit%20called%20an%20electrolyzer.>
- ENOVA. (2019). *210 millioner til fremtidens energisystem* https://presse.enova.no/pressreleases/210-millioner-til-framtidens-energisystem-2829629?_ga=2.31625342.1753694590.1607340891-1728289429.1578747723
- Fadum, H. S. (2019). *Tilstandsvurdering av forsyningsikkerheten og beredskap i kraftforsyningen*. http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_10.pdf
- Flaatten, C., & Langås, T. M. (2018). *Alternativer til nett NHH*. <https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/2586277/masterthesis.PDF?sequence=1&isAllowed=y>
- Fridgen, G., Kahlen, M., Ketter, W., Rieger, A., & Thimmel, M. (2018). One rate does not fit all: An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids. *Applied Energy*, 210, 800-814. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.138>
- Giraldez, J., Flores-Espino, F., MacAlpine, S., & Asmus, P. (2018). *Phase I Microgrid Cost Study: Data Collection and Analysis of Microgrid Costs in the United States*. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/67821.pdf>
- Glitre Energi Nett. (i.d.). *Nettleiepriser*. <https://www.glitreenergi-nett.no/nettleie/priser/>
- Henden, L., & Ericson, T. (2018). *Bruken av solkraft vokser raskt*. https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_01.pdf
- Hirsch, A., Parag, Y., & Guerrero, J. (2018, 2018/07/01/). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 402-411. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>
- Hoff, O. (2019). *Lønnsomhetsanalyse av V2G-park NMBU*. <https://static02.nmbu.no/mina/studier/moppgaver/2019-Hoff.pdf>

-
- Hole, J., & Horne, H. (2019). *Batterier vil bli en del av kraftsystemet*. http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf
- Horne, H., Buvik, M., & Hole, J. (2019). *Smarte ladesystemer og Vehicle-to-Grid*. http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_09.pdf
- Horne, H., & Hole, J. (2019). *Hydrogen i det moderne energisystemet*. http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf
- International Energy Agency. (2017). *Energy Access Outlook 2017*. <https://webstore.iea.org/download/direct/274>
- IRENA. (2019a). *Behind-the-meter batteries*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BTMBatteries_2019.pdf
- IRENA. (2019b). *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf
- IRENA. (2020). *Renewable power generation cost in 2019*. <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
- Jha, S. K., Stoa, P., & Uhlen, K. (2016, 21-23 Des. 2016). Green and hybrid microgrid for rural electrification. 2016 IEEE Region 10 Humanitarian Technology Conference (R10-HTC),
- Lidula, N. W. A., & Rajapakse, A. D. (2011, 2011/01/01/). Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 186-202. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.041>
- Lilienthal, P. (2020). *The story of the Microgrids: A historical Perspective*, HOMER Energy. <https://www.youtube.com/watch?v=XZyerTpdZbM>
- Lislevand, T. (2004). *Fugler og kraftledninger* (NOF Rapportserie, Issue. <https://www.nve.no/media/2081/fugl-og-kraftledninger.pdf>
- Macdertmott, C. (2019). Off-grid Swedish housing block to be supplied 100% by PV, hydrogen. *PV Magazine*. <https://www.pv-magazine.com/2019/01/04/off-grid-swedish-housing-block-to-be-supplied-100-by-pv-hydrogen/>

- Marnay, C., Chatzivasileiadis, S., Abbey, C., Iravani, R., Joos, G., Lombardi, P., Mancarella, P., & Appen, J. v. (2015). Microgrid Evolution Roadmap. 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST),
- Mathes, F. C., Flachsbarth, F., Vogel, M., & Cook, V. (2018). *Decentralization, regionalization and power lines*. R. G. Initiative. https://renewables-grid.eu/fileadmin/user_upload/Files_RGI/Studies/Metastudy_decentralization_region_alization_and_power_lines.pdf
- Milis, K., Peremans, H., Springael, J., & Van Passel, S. (2019). Win-win possibilities through capacity tariffs and battery storage in microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *113*, 109238. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.045>
- Milis, K., Peremans, H., & Van Passel, S. (2018). The impact of policy on microgrid economics: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *81*, 3111-3119. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.091>
- Moretti, M., Djomo, S. N., Azadi, H., May, K., De Vos, K., Van Passel, S., & Witters, N. (2017). A systematic review of environmental and economic impacts of smart grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *68*, 888-898. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.039>
- Mossefin, A. (2020). *Dimensjonering av batteri for Powerhouse Brattørkaia og Brattørkaia mikronett* NTNU].
- Navigant. (2019). *Update on World Global Markets* Microgrid Symposium, Fort Collins, USA. https://microgrid-symposiums.org/wp-content/uploads/2019/08/Americas1-3_Asmus.pdf
- Nord Pool. (2020a). *Day-ahead market*. Hentet 13.10.2020 fra <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>
- Nord Pool. (2020b). *Intraday market*. Hentet 13.10.2020 fra <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>
- Nord Pool. (i.d.). *History*. <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>
- NVE. (2018a). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. https://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2018/hoeringsdokument2018_06.pdf

-
- NVE. (2018b). *Fremskrivning av nettleie for husholdninger*. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_55.pdf
- NVE. (2018c). *Oppsummeringsrapport: Forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_67.pdf
- NVE. (2019a). *Behov for tillatelser*. Hentet 18.11.2020 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/pilot-og-demonstrasjonsprosjekter/behov-for-tillatelser/>
- NVE. (2019b). *KILE - kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi*. Hentet 20.11.2020 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/S>
- NVE. (2019c). *Nettselskapenes nøytralitet*. Hentet 18.11.2020 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/sluttbrukermarkedet/nettselskapets-noytralitet/?ref=mainmenu>
- NVE. (2020a). *Endringer i nettleiestrukturen* (RME Høringdokument, Issue. http://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_01.pdf
- NVE. (2020b). *Fritak for leveringsplikt*. Hentet 18.11.2020 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettilknytning/fritak-for-leveringsplikt/>
- NVE. (2020c). *Innmatingstariffer*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/inmatingstariffer/>
- NVE. (2020d). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse*. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf
- NVE. (2020e). *Om den økonomiske reguleringen*. Hentet 18.11.2020 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/>
- NVE. (2020f). *Omsetningskonsesjonsplikt for kraftprodusenter*. Hentet 19.11.2020 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/omsetningskonsesjon/omsetningskonsesjonsplikt-for-kraftprodusenter/>

- NVE. (2020g). *Oppsummering av høring og anbefaling til endringer i nettleiestrukturen.* https://www.nve.no/media/10607/oppsummering-av-h%C3%B8ring-og-anbefalinger-til-endringer-i-nettleiestrukturen-rme_rapport2020_06.pdf
- NVE. (2020h). *Sammendrag av nøkkeltallene for nettselskapene.* <https://www.nve.no/media/11301/sammendrag.pdf>
- NVE. (2020i). *Solkraft.* <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/solkraft/?ref=mainmenu>
- NVE. (2020j). *Strømvavtaler. strømpriser og faktura.* <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/stromkunde/stromavtaler-strompriser-og-faktura/>
- NVE. (2020k). *Strømforbruk i Norge har lavt klimagassutslipp.* Hentet 16.11.2020 fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stromforbruk-i-norge-har-lavt-klimagassutslipp/>
- NVE. (2021a). *Eierskap i norsk vann- og vindkraft.* Hentet 19.04.2021 fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/eierskap-i-norsk-vann-og-vindkraft/?ref=mainmenu>
- NVE. (2021b). *Nettleiestatistikk.* <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/nettleiestatistikk/>
- NVE. (2021c, 16.09.2020). *Plusskunder.* Hentet 14.10.2020 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>
- OED. (2019a, 4.1.2019). *Det juridiske rammeverket.* Hentet 14.10.2020 fra <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/det-juridiske-rammeverket/>
- OED. (2019b). *Konsesjonsbehandling.* Hentet 18.11.2020 fra <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/konsesjonsbehandling/>
- OED. (2019c). *Regulering av nettvirksomhet.* Hentet 18.11.2020 fra <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/regulering-av-nettvirksomhet/>

-
- OED. (2019d). *Strømnettet*. Hentet 13.10.2020 fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- OED. (2020, 12.10.2020). *Kraftmarkedet*. Hentet 13.10.2020 fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Olson, D., & Bakken, B. E. (2019). *Utility scale solar PV - from big to biggest*
Hentet 10.11.2020 fra <https://www.dnvgl.com/feature/utility-scale-solar.html>
- Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., & Bahramirad, S. (2015). State of the Art in Research on Microgrids: A Review. *IEEE Access*, 3, 890-925.
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2015.2443119>
- Powerhouse. (i.d). *Powerhouse Brattørkaia*.
<https://www.powerhouse.no/prosjekter/brattorkaia/>
- Regjeringen. (2020). *Liste over samfunnskritiske funksjonen*. Hentet 14.10.2020 fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/samfunnssikkerhet-og-beredskap/innsikt/liste-over-kritiske-samfunnsfunksjoner/id2695609/?expand=factbox2695623>
- Roark, J., Weng, D., & Maitra, A. (2017). Measuring the value of microgrids: a benefit–cost framework. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), 1892-1894.
<https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1324>
- Seglstein, P. H. (2018). De største solkraftprodusentene har måttet kaste strøm. *Teknisk Ukeblad*. <https://www.tu.no/artikler/de-storste-solkraftprodusentene-har-mattet-kaste-strom/443759>
- Shen, J., Jiang, C., & Li, B. (2015). Controllable Load Management Approaches in Smart Grids. *Energies*, 8, 11187-11202. <https://doi.org/10.3390/en81011187>
- Skatteetaten. (2021). *Avgift på elektrisk kraft*. Hentet 26.03.2021 fra <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/elektrisk-kraft/>
- SSB. (2020). *Elektrisitetspriser*. Hentet 09.11.2020
fra <https://www.ssb.no/statbank/table/09007/>

-
- Stadler, M., Cardoso, G., Mashayekh, S., Forget, T., DeForest, N., Agarwal, A., & Schönbein, A. (2016). Value streams in microgrids: A literature review. *Applied Energy*, 162, 980-989. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.081>
- Statkraft. (2020). *Statkrafts lavutslippscenario 2020*. https://cdn.vev.design/private/Iw2tRVtoe8hFj2j8SUdXxxV3w3d2/tRcjo2kPB_Statkrafts_Lavutslippsscenario_2020_digital.pdf.pdf
- Statnett. (2011). *Statnett og miljøorganisasjonene signerer europeisk avtale om miljøvennlig nettutbygging*. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/Nyhetsarkiv-2011/statnett-og-miljoorganisasjonene-signerer-europeisk-avtale-om-miljovennlig-nettutbygging/>
- Statnett. (2018). *Slik fungerer kraftsystemet*. Hentet 16.11.2020 fra <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/>
- Statnett. (2020a). *Elbiler og bygg bidrar til balansen i strømmettet*. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2020/elbiler-og-bygg-bidrar-til-balansen-i-stromnettet/>
- Statnett. (2020b). *NORFLEX*. Hentet 13.10.2020 fra <https://www.statnett.no/om-statnett/fou-og-teknologiutvikling/vare-sentrale-fou-prosjekter/norflex/>
- Tensio. (2020). *Nettleie, priser og avtaler*. Hentet 10.11.2020 fra <https://ts.tensio.no/kunde/nettleie-priser-og-avtaler>
- Ton, D. T., & Smith, M. A. (2012). The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *The Electricity Journal*, 25(8), 84-94. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>
- Trondheim2030. (2019). *Elektrisk buss i Trondheim*. Hentet 25.11.2020 fra <https://trondheim2030.no/2019/03/27/elektrisk-buss-i-trondheim/>
- Williams, N. J., Jaramillo, P., Taneja, J., & Ustun, T. S. (2015). Enabling private sector investment in microgrid-based rural electrification in developing countries: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1268-1281. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.153>
- Wold, B., Færestrand, J., Lehne, M., & Haugdal, T. D. (2020). *Verdsettelse av Entra ASA* [NTNU]. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu->

[xmlui/bitstream/handle/11250/2657790/no.ntnu%3Ainspera%3A55531081%3A56085747.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://hdl.handle.net/11250/2657790/no.ntnu%3Ainspera%3A55531081%3A56085747.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

World Economic Forum. (2017). *Global Energy Architecture Performance Index Report 2017*.

http://www3.weforum.org/docs/WEF_Energy_Architecture_Performance_Index_2017.pdf

World Energy Council. (2020a). *Energy Trilemma Index*. Hentet 13.11.2020 fra <https://trilemma.worldenergy.org/>

World Energy Council. (2020b). *Norway*. Hentet 13.11.2020 fra <https://trilemma.worldenergy.org/#!/country-profile?country=Norway&year=2020>