

Bacheloroppgave

Analyse av effektoppreduksjon ved bruk av batteri i mikronett på Brattørkaia

TFNE 3001 - Bacheloroppgave i Fornybar Energi

Totalt antall sider inkludert forsiden: 107

Prosjektnummer: FEN1907

Innleveringsdato: 22. mai 2019



Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi



Institutt for energi- og prosesssteknikk

Bacheloroppgave

Tittel: Analyse av effektoppreduksjon ved bruk av batteri i mikronett på Brattørkaia	Innleveringsdato: 22. mai 2019
Title: Analysis of battery use for peak shaving in a microgrid on Brattørkaia	Antall sider / bilag: 107 / 29
Studieretning: Ingeniør i Fornybar Energi	Prosjektnummer: FEN1907
Gruppedeltakere: Maria S. Langeland Jostein J. Lyngen Ragna N. Gjerstad	Veileder: Kristian Lien Førsteamanuensis, NTNU kristian.m.lien@ntnu.no + 47 73412147
Oppdragsgiver: TrønderEnergi AS	Kontaktperson hos oppdragsgiver: Anniken Auke Borgen / +47 99243936

Åpen for publisering

Midlertidig båndlagt

Åpen for publisering etter

Forord

Denne bacheloroppgaven er gjennomført av gruppe FEN1907 ved NTNU våren 2019. Gruppen består av tre studenter ved studieretningen Fornybar Energi. Oppgaven teller 20 studiepoeng, og har emnekode TFNE3001. Oppgaven er utarbeidet i samarbeid med Anniken Auke Borge fra TrønderEnergi.

Grunnet økt levestandard, ny teknologi og klimatiltak øker behovet for energi og effektivisering. Dette fører til et behov for nye energieffektiverende løsninger. Denne oppgaven tar for seg effekttoppreduksjon ved bruk av batteri i et mikronett.

Vi vil takke intern veileder Kristian Myklebust Lien, førsteamanuensis ved institutt for energi- og prosesssteknikk ved NTNU, og ekstern veileder Anniken Auke Borgen, forretningsutvikler ved TrønderEnergi. Veilederne har gitt gode tilbakemeldinger og råd underveis i prosessen, og vært svært tilgjengelig for spørsmål. En takk rettes også til TrønderEnergi for disposisjon av sine lokaler og kontorrekvisitter, og til Tord Solvoll fra Entra for tilgang til deres interne data. Til slutt vil vi takke medstudenter og foreldre for tilbakemeldinger underveis i prosessen, og hyggelige avbrekk i arbeidet.

Gjennom oppgavens utførelse har vi tilegnet oss nyttig kunnskap om energieffektivisering og økonomiaspektet knyttet til forskningsinvesteringer i næringslivet. Erfaring innen samarbeid og prosjektstyring har også blitt tilegnet.

Trondheim, 22. mai 2019

Ragna N. Gjerstad
Ragna N. Gjerstad
476029

Maria S. Langeland
Maria S. Langeland
476915

Jostein J. Lyngen
Jostein J. Lyngen
476008

Sammendrag

Oppgaven tar for seg et mikronett på Brattørkaia i Trondheim med de fire kraftkundene Brattørkaia 15, 16 og 17a, en elbusslader, i tillegg til effektbehovet i en parkeringskjeller under Brattørkaia 16 og 17a. Brattørkaia 17a heter Powerhouse Brattørkaia, og er verdens nordligste plusshus. I oppgaven vil det være fokus på hvordan et batteri kun brukes til effekttoppredusjon, og ulike bruksmetoder og størrelser av batteriet. Gjennom hele oppgaven gjøres det separate beregninger ved det tekniske og økonomiske aspektet, og miljøaspektet til prosjektet vurderes kort. Lønnsomhet er gjennomgående en viktig faktor i oppgaven.

Oppgaven begrenses til fire batteristørrelser, fire bruksmetoder av batteriene, og tre “ladetilfeller” for effektforbruket til elbilladerne. Per dags dato er det ikke gitt dispensasjon til utbyggingen av mikronettet, men i oppgaven vurderes det økonomiske utfallet dersom dispensasjon blir gitt. Det er da antatt fri flyt av strøm innad i mikronettet; kostnadsfordelingen innad i mikronettet er ikke vurdert.

Resultatet fremstiller de tekniske og økonomiske analysene separat for alle undersøkelsene. Disse går ut på kostnadsbesparelse ved mikronettsammenslåing, hvordan et batteri kan brukes til effekttoppredusjon, og hvordan ulike batteristørrelser kan brukes i mikronettet. Lønnsomheten vurderes gjennomgående ut fra prosjektets nåverdi, og det finnes løsninger for at lønnsomheten skal øke.

Resultatene viser at utbygging av mikronettet vil gi en årlig kostnadsbesparelse for de fire kundene i mikronettet. Den beste bruksmetoden for batteriet er at det ved overskudd av energi først lades opp på solkraft, og deretter selger opptil 100 kW til nettet. Etter effekttoppredusjonen er ferdig for dagen, lades batteriet helt ut før det igjen lades opp på natten med billigere kraft. Resultatene viste også at en batteriinvestering ikke er lønnsom med gitt dagens innkjøpspris, men med pristrender fra dagens batterimarked skal det være mulig å finne billigere batterier på markedet både i dag og i fremtiden som kan gi prosjektet positiv nåverdi.

I diskusjonen blir fordeler og ulemper ved batteriinvesteringen, bruksmetodene og batteristørrelsene diskutert. I tillegg diskuteres mulig framtidig ladebehov for elektriske kjøretøy, og hvordan framtidig effektbehov i mikronettet kan bli i forhold til dagens simulerte effektbehov.

Det konkluderes med at en batteriinvestering ikke er lønnsom med dagens oppgitte pris på 6 600 kr/kWh. Prisen per kWh må reduseres til å bli maksimalt 5 158 kr/kWh for at investeringen skal bli lønnsom med et 274 kWh batteri. Fra pristrendene presentert i teorien skal det finnes billige nok batteri til at prosjektet blir lønnsomt. Det er derimot ingen garanti for at batteriet har de samme spesifikasjonene og kvalitet som med dagens leverandør. Disse faktorene påvirker også lønnsomheten. Dersom det er ønskelig å undersøke hvordan store batteribanker bør og kan håndteres i fremtiden, kan det i dag investeres i et større batteri enn 274 kWh. TrønderEnergi må evaluere det økonomiske tapet med en større investering i dag opp mot framtidig markedsverdi.

Summary in English

Analysis of battery use for peak shaving in a microgrid on Brattørkaia

The thesis deals with a microgrid at Brattørkaia in Trondheim with the four power customers Brattørkaia 15, 16 and 17a, an electric bus charger, and the power requirement in a parking basement under Brattørkaia 16 and 17a. The task will focus on how a battery is used for peak shaving, and various usage methods and sizes of a lithium-ion battery. Throughout the task, separate calculations are made on the technical and economic aspects, and the environmental aspect of the project is briefly assessed. Profitability is generally an important factor in the task.

The task is limited to four battery sizes, four usage methods of the batteries, and three “charging cases” for the power consumption of the electric vehicle chargers. As of today, no exemption has been granted to construct the microgrid, but in this assignment the financial outcome is considered if an exemption is granted. It is then assumed free power flow within the microgrid; the cost distribution within the microgrid has not been assessed.

The result presents the technical and economic analyzes separately for all surveys. These involve cost savings in microgrid merging, how a battery can be used for peak shaving, and how different battery sizes can be used in the microgrid. Profitability is generally assessed on the basis of the project’s present value, and the results also presents solutions to increase profitability.

The results show that the construction of the microgrid will result in an annual saving for the four customers in the microgrid. The best method of use for the battery in the case of excess energy is to first charge with solar power, and then sell up to 100 kW to the regional grid. After peak shaving is finished for the day, the battery is fully discharged before it is recharged at night with cheaper power. The results also show that a battery investment is not profitable given the current purchase price. With price trends from today’s battery market it should be possible to find cheaper batteries on the market both today and in the future, which can give the project a positive present value.

In the discussion the advantages and disadvantages of the battery investment, methods of use and battery sizes is accounted for. In addition, possible future charging requirements for electric vehicles are discussed.

It is concluded that a battery investment is not profitable with today’s stated price of 6,600 NOK/kWh. The price per kWh must be reduced to a maximum of 5,158 NOK/kWh for the investment to be profitable with a battery of 274 kWh capacity. From the price trends presented in theory, batteries should be cheap enough to make the project profitable. However, there is no guarantee that the battery has the same specifications and quality as with today’s supplier. These factors also affect profitability. If it is desired to investigate the handling of large battery banks in the future, it can be invested in a larger battery than 274 kWh today. TrønderEnergi must evaluate the financial loss of a larger battery bank today with the market value of the achieved knowledge.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Lister	vii
Figurliste og tabelliste	vii
Symbolliste og begrepsliste	x
1 Innledning	1
1.1 Introduksjon	1
1.2 Oppgavens problemstilling og dens bakgrunn	2
1.3 Hypotese	3
1.4 Aktører i oppgaven	4
1.5 Avgrensninger	5
2 Kraftmarkedet	7
2.1 Oppbygningen av kraftmarkedet	7
2.2 Begrensninger i kjøp og salg av kraft	8
2.3 Utslipp i kraftproduksjon	9
2.4 Mikronett og kraftfordeling	10
3 Energieffektivisering	13
3.1 Plusshus og passivhus	13
3.2 Effektopper og effektoppreduksjon (ETR)	14
3.3 Lagring av energi i batteri	15
3.3.1 Batteriteknologi	15
3.3.2 Batteripriser	16
3.3.3 Produksjon av batteri	17
3.4 Elektrifisering av transportsektoren	18
4 Brattørkaia	19
4.1 Mikronettets komponenter	19
4.1.1 Powerhouse Brattørkaia	19
4.1.2 BI-bygget	20
4.1.3 Brattørkaia 15	22

4.1.4	Ladestasjon for elektrisk buss	22
4.1.5	Ladestasjon til elbil	23
4.2	Mikronettets forbruk	23
4.3	Drift av mikronettet	25
4.4	Batteriet	25
4.5	Strømpriser og nettleie	26
5	Metodikk	27
5.1	Programvarer brukt til beregninger	27
5.2	Innhenting av forbruks- og simulert data	28
5.3	Antagelser for beregninger	29
5.4	Beregninger	30
6	Teknisk-økonomisk analyse	35
6.1	Kostnader uten dispensasjon, og med dispensasjon uten batteri	35
6.1.1	Kostnader uten mikronett	35
6.1.2	Kostnader med mikronettet uten batteri	36
6.2	Effektoppreduksjon	38
6.2.1	Teknisk fremstilling av effektoppreduksjon	38
6.2.2	Økonomisk analyse av effektoppreduksjon	39
6.3	Ulike bruksmetoder ved bruk av batteri	41
6.3.1	Teknisk fremstilling av bruksmetodene	41
6.3.2	Økonomisk sammenligning av bruksmetodene	42
6.4	Ulike batteristørrelser	43
6.4.1	Teknisk fremstilling av effektoppreduksjon	43
6.4.2	Økonomisk sammenligning av batteristørrelsene	45
6.5	Følsomhetsanalyse	48
7	Diskusjon	51
7.1	Fordeler med mikronett på Brattørkaia	51
7.2	Bruk av batteri	51
7.3	Batteristørrelse	53
7.4	Elektrisk transport	54
7.5	Evaluerings av faktisk og simulert forbruk	55
7.6	Miljøaspekt	55
8	Konklusjon	57

9 Videre arbeid	59
Litteraturliste	60
Vedlegg A Kostnader med og uten et mikronett	A-1
Vedlegg B Kostnadsoversikt med bruk av et 548 kWh batteri	B-1
Vedlegg C Bruksmetode for et 548 kWh batteri	C-1
Vedlegg D Andre batteristørrelser	D-1
Vedlegg E Nåverdi for ulike batteristørrelser ved ulike ladetilfeller	E-1
Vedlegg F Følsomhetsanalyse	F-1
Vedlegg G Mengde energi som strupes	G-1
Vedlegg H Forslag til hva strupet kraft kan brukes til, og hvorfor	H-1
Vedlegg I Matlab-koder og simulink-modell	I-1

Figurliste

1.1.1 Oversikt over klimagassutslipp i Norge [%] [2]	1
1.2.1 Oversiktsbilde over Brattørkaia	3
2.1.1 Illustrasjon av hvordan kraftmarkedet fungerer[12]	7
2.3.1 Kraftflyt i det europeiske markedet 9. april 2019, kl. 11.40 [18]	9
2.4.1 Illustrasjon over hvordan et mikronett fungerer [20]	10
3.1.1 Plusshuset Powerhouse på brattørkaia [24]	13
3.2.1 Effektforbruket time for time i et hjem[27]	14
3.2.2 Effektforbruket time for time i e næringsbygg[28]	14
3.3.1 Illustrativt bilde av et litium-ionebatteri [38]	16
3.3.2 Pristrend for litiumionebatteri fra 2012 til 2030 [39]	17
4.0.1 Oversiktsbilde over mikronettet på Brattørkaia [22]	19
4.1.1 Powerhouse: Effektbehovet, januar-uken	20
4.1.2 Powerhouse: Effektbehovet, produksjonen og forbruket, juli-uken	20
4.1.3 BI-bygget: Simulert(2018)- og faktisk(2019) effektbehov, januar-uken	21
4.1.4 BI-bygget: Simulert(2018)- og faktisk(2019) effektbehov og effektforbruk, april-uken	21
4.1.5 BI-bygget: Simulert(2018)- og faktisk(2018) effektbehov og effektforbruk juli-uken	21
4.1.6 BI-bygget: Simulert(2018)- og faktisk(2018) effektbehov og effektforbruk, oktober-uken	21
4.1.7 BK15: Effektbehovet, januar-uken	22
4.1.8 BK15: Effektbehovet, juli-uken	22
4.1.9 Elbilladere: Simulert effektforbruk ved ulike ladetilfeller	23
4.2.1 Ladetilfelle 1: Mikronettets effektforbruk, januar-uken	24
4.2.2 Ladetilfelle 1: Mikronettets effektforbruk, juli-uken	24
4.2.3 Ladetilfelle 2: Mikronettets effektforbruk, januar-uken	24
4.2.4 Ladetilfelle 2: Mikronettets effektforbruk, juli-uken	24
4.2.5 Ladetilfelle 3: Mikronettets effektforbruk, januar-uken	24
4.2.6 Ladetilfelle 3: Mikronettets effektforbruk, juli-uken	24
4.5.1 Strømpris: Time for time, en gjennomsnittlig dag per kvartal	26
5.4.1 Bruksmetode; Full syklus/ladepri.	32

5.4.2 Bruksmetode; Full syklus/selgepri.	32
5.4.3 Bruksmetode; Delvis syklus/ladepri.	32
5.4.4 Bruksmetode; Delvis syklus/selgepri.	32
6.1.1 Med og uten mikronett: Kraftkostnader, kalkulasjonsmåned	36
6.1.2 Uten batteri: Totalt effektbehov , januar-uken	36
6.1.3 Uten batteri: Totalt effektbehov , juli-uken	36
6.1.4 Uten batteri: Sammenligning av kraftkostnader ved de ulike ladetilfellene, januar	37
6.1.5 Uten batteri: Sammenligning av kraftkostnader ved de ulike ladetilfellene, juli	37
6.2.1 Totalt effektbehov med ETR, januar-uken	39
6.2.2 Totalt effektbehov med ETR, juli-uken	39
6.2.3 ETR: differansen i kraftkostnader ved de ulike ladetilfellene, januar	40
6.2.4 ETR: differansen i kraftkostnader ved de ulike ladetilfellene, juli	40
6.3.1 Batterikapasiteten i juli-uken, Full syklus/ladepri.	41
6.3.2 Batterikapasiteten i juli-uken, Delvis syklus/ladepri.	41
6.3.3 Bruksmetoden: kraftkostnader, januar	42
6.3.4 Bruksmetodene: kraftkostnader, juli	42
6.4.1 274 kWh batteri, effektforbruk i januar-uken	44
6.4.2 274 kWh batteri, effektforbruk i juli-uken	44
6.4.3 1096 kWh batteri, effektforbruk i januar-uken	45
6.4.4 1096 kWh batteri, effektforbruk i juli-uken	45
6.4.5 2726 kWh batteri, effektforbruk i januar-uken	45
6.4.6 2726 kWh batteri, effektforbruk i juli-uken	45
6.4.7 Batteristørrelsene: sammenligning av besparelse, januar	46
6.4.8 Batteristørrelse: sammenligning av besparelse, juli	46
6.4.9 Potensiell nåverdi og strupt kraft i juli ved ulike batteristørrelser	48
6.5.1 Følsomhetsanalyse: besparelsens påvirkning av endringer i variabler, 548 kWh batteri	49
6.5.2 Følsomhetsanalyse: nåverdiens påvirkning av endringer i variabler, 548 kWh batteri	49
I.0.1 Simulink: modellen som ble brukt	I-9
I.0.2 Simulering: batteriet	I-10
I.0.3 Undersystem i Simulink: Overskudd sol, lader først	I-11

I.0.4 Undersystem i Simulink: Overskudd sol, selger først	I-12
I.0.5 Undersystem i Simulink: Opplading natt	I-13
I.0.6 Undersystem: ETR	I-14
I.0.7 Undersystem: Nytt krav til nettet	I-15

Tabelliste

4.1.1 Elbussen: rutetabell med ladehyppighet	22
4.4.1 Batteri: Kapasitet og innkjøpskostnad	25
4.5.1 Nettleie: TrønderEnergi Nett sin prisoversikt for næring ved lavspenning [46]	26
5.3.1 Rekkevidden til en Nissan leaf med ulike ladeeffekt	29
5.4.1 Oversikt over bruksmetodene batteriet er testet for	31
5.4.2 Utregning av nåverdi og potensiell nåverdi	34
5.4.3 Følsomhetsvariabler med grunnlag for usikkerhet	34
6.2.1 ETR: mengde effekttoppene reduseres og nye effekttopper ved ulike ladetilfeller [kW]	38
6.2.2 ETR: Besparelse per år og levetid [kr] og mengde strøpt kraft i juli, for hvert ladetilfelle	39
6.2.3 ETR: Nåverdi, potensiell nåverdi og makspris per kWh for positiv nåverdi for alle ladetilfellene [kr]	40
6.3.1 Bruksmetode: total besparelse per år og levetid [kr], og strøpt energi i juli	42
6.3.2 Bruksmetode: nåverdi, potensiell nåverdi og makspris per kWh for positiv nåverdi [kr]	43
6.4.1 Batteristørrelse: effekttoppen etter ETR [kW]	44
6.4.2 Batteristørrelse: total besparelse per år og levetid [kr], og strøpt energi i juli	46
6.4.3 Batteristørrelse: nåverdi, potensielle nåverdi og makspris per kWh for positiv nåverdi [kr]	47
A.1 Kraftkostnadene tilhørende hver komponent uten mikronett	A-1
A.2 Strømpriser i måneden uten batteri, inkludert salg av strøm ved overskudd [kr]	A-2
B.1 Kostnader i måneden med et 548 kWh batteri [kr]	B-1
C.1 Strømkostnad for bruksmetodene og ladetilfellene for januar og juli [kr]	C-1
D.1 Effekttopp ved maks. ETR i hver kalkulasjonsmåned [kWh], batteristørrelse [kWh] og effekttariff [kr]	D-1
D.2 Hvor på effekttoppen ETR kan foregå med 274 kWh og 1096 kWh batteri [kWh]	D-1
D.3 Hvor på effekttoppen ETR kan foregå med ulike batteristørrelser og dobbelt kraftforbruk for PH og BI, for ladetilfelle 3. [kWh]	D-2

D.4	Kostnader i måneden med et 274 kWh batteri [kr]	D-2
D.5	Kostnader i måneden med et 1096 kWh batteri [kr]	D-3
D.6	Kostnader i måneden med et 2686 kWh batteri [kr]	D-3
D.7	Differansen i strømpris med og uten 274 kWh batteri per måned [kr]	D-4
D.8	Differansen i strømpris med og uten 548 kWh batteri per måned [kr]	D-4
D.9	Differansen i strømpris med og uten 1096 kWh batteri per måned [kr]	D-5
D.10	Differansen i strømpris med og uten 2696 kWh batteri per måned [kr]	D-5
D.11	Kraftkostnader i året ved ulike batteristørrelser og differansen i året ift. uten batteri [kr]	D-5
E.1	Faktisk og potensiell nåverdi til de ulike batteristørrelsene [kr]	E-1
F.1	Besparelsens følsomhet med et 274 kWh batteri	F-1
F.2	Besparelsens følsomhet med et 548 kWh batteri	F-1
F.3	Besparelsens følsomhet med et 1096 kWh batteri	F-1
F.4	Nåverdiens følsomhet med et med et 274 kWh batteri	F-2
F.5	Nåverdiens følsomhet med et med et 548 kWh batteri	F-2
F.6	Nåverdiens følsomhet med et med et 1096 kWh batteri	F-2
G.1	Mengden kraft som må strupes i juli [kWh]	G-1
H.1	Forslag til utnyttelse av struport energi fra overskuddsproduksjon i mikronettet	H-1

Symbolliste

C_0	Investeringsutgift
C_t	Innbetalingsoverskuddet i år t
NPV	Netto nåverdi
r	Avkastningskravet
t	Levetiden

Begrepsliste

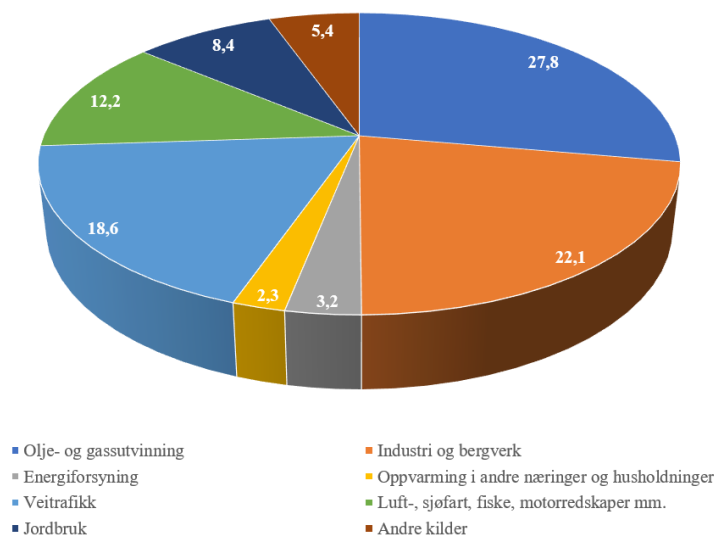
- **Delvis syklus/ladeprioritet** – En bruksmetode som fullader batteriet hver natt, ikke bruker batteriet utenom ETR, og prioriterer oppladning av batteriet ved overskudd av kraft i mikronettet.
- **Delvis syklus/selgeprioritet** – En bruksmetode som fullader batteriet hver natt, ikke bruker batteriet utenom ETR, og prioriterer å selge kraft ved overskudd av kraft i mikronettet.
- **Diskonteringsrente** – Et risikojustert avkastningskrav som benyttes for å beregne nåverdi
- **DoD** – Eng.: Dept of Discharge; No.: Prosentandelen et batteri lades ut
- **ETR** – Effekttoppredusjon, peak shaving
- **Full syklus/ladeprioritet** – En bruksmetode som fullader batteriet hver natt, bruker overskuddsenergien i batteriet om ettermiddagen, og prioriterer oppladning av batteriet ved overskudd av kraft i mikronettet
- **Full syklus/selgeprioritet** – En bruksmetode som fullader batteriet hver natt, bruker overskuddsenergien i batteriet om ettermiddagen, og prioriterer å selge kraft ved overskudd av kraft i mikronettet.
- **KPI** – Konsumprisindeks
- **LFP** – Litium-ferrofosfat
- **LMO** – Litium-mangan-oksid
- **NCA** – Litium-nikkel-kobolt-aluminium
- **NMC** – Litium-nikkel-mangan-kobolt-oksid
- **OAT** – En om gangen(One-at-a-time) analyse
- **SoC** – Eng.: State of charge; No.: Ladestatus
- **WTW** – Alt utslipp i livsløpet til et drivstoff

1 Innledning

Motivasjonen for å jobbe med denne oppgaven er at moderne teknologi innenfor energieffektivisering og innovasjon er i gruppens fagfelt og interesseområde; dette fremtidsrettede prosjektet kan endre den tradisjonelle område- og eiendomsutviklingen, og det er en utvikling det er spennende å se begynnelsen av. Dette kapitlet inneholder en introduksjon til- og bakgrunn for oppgaven, med en presentasjon av problemstilling og hypotese. Oppdragsgiver og andre viktige aktører presenteres, før oppgavens avgrensninger fremstilles til slutt.

1.1 Introduksjon

På grunn av økt levestandard, ny teknologi, og klimatiltak som er like ambisiøse som de er nødvendige, øker verdens behov for ren energi. To tredjedeler av de globale klimagassutslippene kommer fra energiproduksjon, og for Europa er energieffektivisering den viktigste faktoren for å redusere utslipp [1]. Dette gir i kombinasjon med nedskjæringer og avskaffelse av kullkraft behov for mer fornybar energiproduksjon. Energi må også utnyttes bedre, eksempelvis ved lagring i batterier for senere bruk i husstander. For å se hvor klimagassutslipp kan kuttes viser figur 1.1.1 en oversikt over prosentvis utslipp fra ulike sektorer; det totale utslippet av CO₂-ekvivalenter var i 2016 hele 53,3 millioner tonn.



Figur 1.1.1: Oversikt over klimagassutslipp i Norge [%] [2]

Transportsektoren står for 18,6 % og oppvarming av husholdninger står for 2,3 %; til sammen utgjør disse nesten en femtedel av Norges totale årlige klimagassutslipp. En elektrifisering av transportsektoren og utbygging av svært energieffektive- og energiproduserende bygninger som passiv- og plusshus vil derfor gi store kutt av klimagassutslipp.

Grunnet økt effektbehov i kraftmarkedet må også nettet bygges ut for å kunne håndtere den økte kraftflyten. Økt elektrifisering kan skape utfordring i distribusjonsnettet, først og fremst for transformatorer [3]. Denne utbyggingen vil gi nettleverandørene en utgift på mange milliarder kroner bare i Norge [4]. Strømnettet er ikke bygd ut for det kommende effektbehovet; når forbruket er størst vil de høye effekttoppene skape utfordringer for nettet. En del av energieffektiviseringen er å redusere disse toppene med det som i energisektoren er kjent som “peak shaving” på engelsk, men som her kalles effekttoppreduksjon, eller **ETR**. Dette kan gjøres ved å flytte laster, altså endre energibehovet gjennom en dag, eller ved bruk av en energilagringseenhet. Energieffektive mikronett med egen kraftproduksjon er en av løsningene som kan dempe det økende effektbehovet. Et mikronett er en gruppe sammenkoblede laster og distribuerte energiresurser innenfor klart definerte område, som fungerer som en enkel kontrollerbar enhet med hensyn til nettstasjonen.

I denne oppgaven skal det ses på muligheten for å kombinere lokalprodusert energi i passiv- og plussus med oppladning av elektriske biler og busser ved strømdeling i et mikronett. Her utnyttes overskudd av lokalprodusert fornybar energi til omliggende bygg og oppladning av en elektrisk buss. En presentasjon av problemstilling og bakgrunnen for oppgaven følger i neste delkapittel.

1.2 Oppgavens problemstilling og dens bakgrunn

Problemstillingen i oppgaven er å se på bruken av batteri til ETR i et mikronett på Brattørkaia. Det skal undersøkes om et batteri er nødvendig for lagring av overskuddsenergi, og i så fall hvordan dette batteriet bør brukes og lønnsomheten dette gir. Hvilken batteristørrelse som er mest gunstig i mikronettet, og de nye effekttoppene etter ETR skal også undersøkes. Problemstillingen har fokus på lønnsomhet, men miljøaspektet rundt et batteri vil også bli kort vurdert.

Denne oppgaven tar utgangspunkt i fem “komponenter” i et mikronett på Brattørkaia; tre energieffektive bygg, en elbuss-ladestasjon og en parkeringskjeller hvor det skal installeres 20 elbilladere; her er elbilladerne den femte komponenten. Disse komponentene beskrives tydeligere i kapittel 4, men en kjapp introduksjon kommer også her.

De tre byggene eies av Entra; Brattørkaia 15 (også kalt BK15) og Brattørkaia 16 (også kalt BI-bygget) er passivhus, og Brattørkaia 17a (også kalt Powerhouse) er et plussus. BI-bygget og Powerhouse har egen solproduksjon fra solceller på byggenes tak, og begge byggene har overskudd av solkraft i deler av året. I dag må dette overskuddet strupes grunnet lovsatte begrensninger i plusskundeavtalen for utmating av effekt. Eksempelvis struper byggene tilsammen ca. 12 300 kWh kun i juli når byggene ikke kan. Dette er i dag bortkastet energi som kunne blitt utnyttet på andre måter.

Elbusladeren er eid av reiselivs- og kollektivtransportkonsernet Tide, og driftes i samarbeid med fylkeskommunen og AtB. Laderen skal installeres mellom BI-bygget og Powerhouse. Elbilladere i den offentlige parkeringskjelleren under BI-bygget og Powerhouse er et tilbud fra Powerhouse til parkerende; laderne skal driftes av energiselskapet Fortum, og Trondheim kommune drifter selve parkeringskjelleren. Figur

1.2.1 viser en oversikt over lokasjonen til de ulike komponentene på Brattørkaia.



Figur 1.2.1: Oversiktsbilde over Brattørkaia

TrønderEnergi er med i CityxChange, et EU-finansiert smart city-prosjekt, som *“utvikler gjennomførbare og realistiske demonstrasjonsprosjekter i klimavennlige og bærekraftige bymiljøer”*. Brattøra er et av de tre demonstrasjonsområdene “PEB” (Positive Energy Block) i Trondheim [5].

Statsforetaket Enova har gitt støtte til utbyggingen av “Brattørkaia Mirkonett - Et energipositivt fornybar-samfunn” - et storskala demoprojekt hvor Brattørkaia 15 – 17a og en elbusslader skal kobles i et mikronett, og dermed er koblet til én nettstasjon. Prosjektet trenger dispensasjon for utbygging av mikronettet fra NVE for å realiseres, en prosess som pågår i dag.[6]

Det vil være fritt salg av strøm innad i mikronettet uten å gå via nettstasjonen; dette gir en økonomisk besparelse for kundene, og minker belastningen på nettstasjonen. Overskuddskraft kan også selges til regionalnettet. Mikronettets salg av kraft til regionalnettet er begrenset av lovverket for plusskundeavtalen til 100 kW. Siden mikronettets overskuddsenergi tidvis overstiger dette vil TrønderEnergi se på muligheten for å bruke et batteri til energilagring. Oppgaven skal også vurdere hvordan et batteri kan brukes for kostnadsbesparelse ved å redusere mikronettets daglige effekttopper.

1.3 Hypotese

Dette underkapittelet inneholder en hypotese stilt opp av gruppens medlemmer. Hypotesen tar utgangspunkt i informasjon gitt til gruppen og tidligere tilegnet kunnskap om temaene per januar 2019. Spørsmålene som lå i grunn var “er det lønnsomt å bruke et batteri til effekttoppreduksjon i mikronettet på Brattørkaia? og hvordan mikronettet spare penger på å bruke batteriet i mikronettet?” Hypotesen er formulert som:

“Effekttoppreduksjon vil i kombinasjon med lagring av overskuddsenergi i batteri gi kostnadsbesparelse for kundene som inntreer i mikronettet på Brattørkaia. Det 548 kWh batteriet som TrønderEnergi har tatt utgangspunkt i vil kunne lagre store deler av kraftoverskuddet i mikronettet, og resterende kraft kan selges til nettet. Når kjøp av kraft om natten utnyttes på dagtid til effekttoppreduksjon, vil strømrregningen blir betydelig lavere av dette; likvel vil importert kraft kjøpt om natten vil ha høy karbonintensitet, og øke karbonintensiteten i mikronettet. Effekttopper fra elbilladere vil også påvirke mikronettets totale forbruk i en betydelig grad, siden husene er passiv- og plusshus og derfor har få variable laster.”

1.4 Aktører i oppgaven

Oppdragsgiver for oppgaven er TrønderEnergi, som sammen med Entra og Skanska presenteres i dette delkapittelet. Deres motivasjon og ansvar i prosjektet på Brattørkaia beskrives også her, mens en mer detaljert oversikt over deres tekniske bidrag er presentert i kapittel 5.2.

TrønderEnergi

TrønderEnergi er et selskap som produserer vind- og vannkraft, distribuerer elektrisk kraft, og utvikler framtidsrettede energirelaterte tjenester. Konsernet har i overkant av 400 ansatte, og har hovedkontor i Trondheim. Datterselskapet TrønderEnergi Nett AS er regionens største distributør av elektrisk kraft til bedrifts- og privatkunder. I gamle Sør-Trøndelag har selskapet ansvar for utbygging, drift og vedlikehold av nettet. Motivasjonen til TrønderEnergi i forbindelse med denne oppgaven er å se på muligheten til å teste utbygging og tilegne seg kunnskap om mikronett med deltakelse i CityxChange og Enovaprojektet.

Entra og Skanska

Entra er et av landets ledende eiendomsselskaper, som forvalter ca. 1,3 millioner kvadratmeter, fordelt på 92 bygg. Entra har en målsetning om å være ledende innen miljø i bransjen, og vil bidra til å redusere bransjens miljøbelastning [7]. Entra eier Brattørkaia 12 – 17 , hvor tre av byggene inngår i denne oppgaven.

Entras motivasjon for dette mikronett-prosjektet er å få solgt overskuddsenergien fra solkraftproduksjon til egne bygg uten å gå via regionalnettet. Det vil være mer økonomisk gunstig for Entra å forsyne omliggende bygg med egenprodusert kraft, enn å selge den. Byggene kan da betale én nettleie i stedet for tre, i tillegg til å dele mer enn 100 kW mellom byggene. På denne måten utnyttes mer energi lokalt i nettet, og selges kun til nettselskapet ved overskudd i mikronettet. Bruk av lokalprodusert grønn kraft til elbusslading er også god reklame for AtB og Fylkeskommunen.

Powerhouse er et samarbeid innenfor plusshusbransjen mellom Entra, miljøstiftelsen ZERO, arkitektkontoret Snøhetta, rådgivningsselskapet Asplan Viak og entreprenørkonsernet Skanska. Powerhouse Brattørkaia er verdens nordligste plusshus. [8, 9]

1.5 Avgrensninger

TrønderEnergi har fått støtte fra Enova til å bygge ut et mikronett på Brattørkaia. Målet er å få tillatelse fra NVE til og drive nabosalg av kraft. Derfor er det i denne oppgaven antatt at det er *fri strømflyt mellom byggene* i beregningene med mikronett, slik at Powerhouse har tillatelse til å levere mer enn 100kW til nabobygg. Hele mikronettet på Brattørkaia anses i dette tilfellet som en plusskunde hos TrønderEnergi, begrenset av plusskundeavtalen mot å gi mer enn 100 kW til nettet, og andre kostnader tilhørende avtalen. Den administrative delen av internt salg av kraft innad i mikronettet er ikke en del av oppgaven. I denne rapporten er mikronett definert som delvis tilkoblet. Det vil si at mikronettet kan periodevis forsyne seg selv med kraft, og trekke kraft fra nettet ved behov.

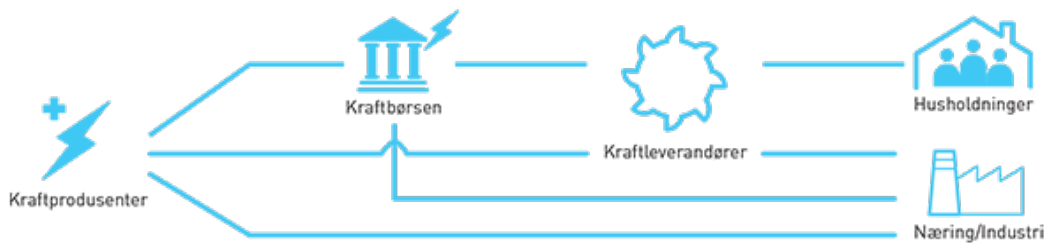
For å illustrere ytterpunktene for solkraftproduksjon og effektforbruk fokuseres det på to uker, hhv. i januar hvor solproduksjonen er minst og forbruket er høyest, og i juli der solproduksjonen er størst og forbruket er lavest. Disse refereres til som januar-ukene og juli-ukene kontinuerlig gjennom oppgaven, eller under samlebetegnelsen 'fokusukene'. I beregninger av kostnader og besparelser er forbruk- og produksjonsdata fra en uke i henholdsvis januar, april, juli og oktober brukt. Dette er gjort for å få et mer helhetlig bilde av hvordan det årlige resultatet kan bli. En uke er også multiplisert med fire for å få en måned. Data som er brukt i kalkulasjoner refereres til som 'kalkulasjonsuker' eller 'kalkulasjonsmåneder' avhengig av hvilket resultat som skal fremstilles.

2 Kraftmarkedet

For å forstå hvordan et mikronett fungerer i et større kraftnett er det nødvendig å vite litt bakgrunnsinformasjon om hvordan kraftmarkedet, -produksjon og -distribusjon fungerer. Dette kapitlet omhandler kraftmarkedets oppbygging, hvilke faktorer som påvirker produksjon og salg av kraft, og lovgivning knyttet til mikronett i et større regionalnett. I tillegg gis et overblikk over karbonintensiteten i det Nord-Europeiske kraftmarkedet.

2.1 Oppbygningen av kraftmarkedet

Prisene i kraftmarkedet styres av tilbud og etterspørsel. De nordiske kraftprodusentene og -leverandørene selger og kjøper strøm gjennom den offisielle kraftbørsen Nord Pool Spot [10]. Denne prisen kalles *spotpris*, eller markedskraftpris, og er prisen alle kraftleverandører må betale for strømmen de kjøper. Kraftleverandørene selger strømmen videre gjennom ulike strømvtaler med forbrukerne. Prisene på kraftbørsen varierer gjennom døgnet og året basert på når det er mye kraftproduksjon og når forbrukerne har behov for kraft. Kraftflyten i markedet er illustrert i figur 2.1.1. Grunnet Norges regulerbare vannkraft kan produksjonen gå etter markedets etterspørsel. Andre kraftproduserende teknologier som kjerne-, kull-, og gasskraft kan ikke reguleres i samme grad, og må derfor selge strømmen billig når etterspørselen synker om natten. På dette tidspunktet kjøper Norge billig kraft til industri og pumpekraftverk for lagring av energi. [11]



Figur 2.1.1: Illustrasjon av hvordan kraftmarkedet fungerer[12]

Kraftleverandører i Norge og Sverige er pålagt å kjøpe elsertifikater for strømmen de selger. Elsertifikater er en støtteordning som vil sikre økt utbygging av fornybar kraftproduksjon. Pengene vil i hovedsak komme fra strømkundene og gå til kraftprodusenter for å finansiere ny fornybar kraftproduksjon. Strømprisen kraftleverandørene selger strømmen for inkluderer spotpris, og et påslag. Påslaget består av elsertifikat og eventuell fortjeneste, og varierer fra 4 til 7 øre per kWh mellom ulike kraftleverandører. Kraftleverandørene er pålagt å kjøpe en mengde elsertifikater basert på leverandørens samlede kraftsalg. Elsertifikatene utgjorde 15,3 % av strømsalget i 2018 og har økt til 17,1 % i 2019. [13]

I tillegg til strømprisen kommer en nettleie som nettselskapet krever for at kunder skal kunne bruke kraftnettet deres. Denne inkluderer en fastpris satt av nettleverandøren, energipris, forbruksavgift og effekttariff. Energipris er en kostnad knyttet til kundens årlige energiforbruk som nettleverandør må levere til kunden, mens forbruksavgiften er en pålagt avgift til staten; begge gis i øre/kWh. Effekttariffen, eller effektpris, er

kostnaden knyttet til maksimal effekt av forbruker som nettleverandøren må levere og dimensjonere nettet for. Videre defineres “kraftpris” som summen av nettleien og strømprisen. Ulike nettselskaper har ulike måter å regne ut effektprisen på, men generelt gir høyere makseffekt høyere effektpris. For TrønderEnergi Nett er det bare bedriftskunder som må betale effekttariff. Den er avhengig av den høyeste timesmålte effekten i løpet av den foregående måneden. Dette er fordi nettet må være dimensjonert for den høyeste nødvendige effekten, selv om det er lite effektbehov ellers. [14]

Ekstremværet 2018

Strømprisen er avhengig av været og forventning om fremtidig behov og produksjon av kraft. Selv om mange nordmenn er vant med ustabil vær gjennom hele året var 2018 et unormalt værår. Med vinteren kom enorme snømengder i hele landet; mengder som ikke er sett på 50 år i Norge. I mai snudde været om til ekstrem varme, og mangelen på nedbør ble et problem for mange bønder. Sommeren var preget av et flertalls varmerekorder og tørke mange steder i landet, mens høsten førte med seg nedbørsrekorder og flom[15]. Den gjennomsnittlige strømprisen, inkl. nettleie, var i 2018 114,9 øre/kWh - en økning på 19 % fra 2017. Økningen skyldes både været gjennom året og økninger i CO₂-kvoter i kull- og gasskraft i EU. Kraftteterspørselen økte også her til lands grunnet elektrifisering, økning i kraftkrevende industri, og økt uttak av strøm til petroleumssektoren[16]. Dette været ga store variasjoner i strømpris, med ulike pristopper gjennom året sammenlignet med normalen.

2.2 Begrensninger i kjøp og salg av kraft

Det er visse begrensninger innenfor kjøp og salg av kraft. I forskrift om kontroll av nettvirksomheten for plusskunder er en *plusskunde* definert som:

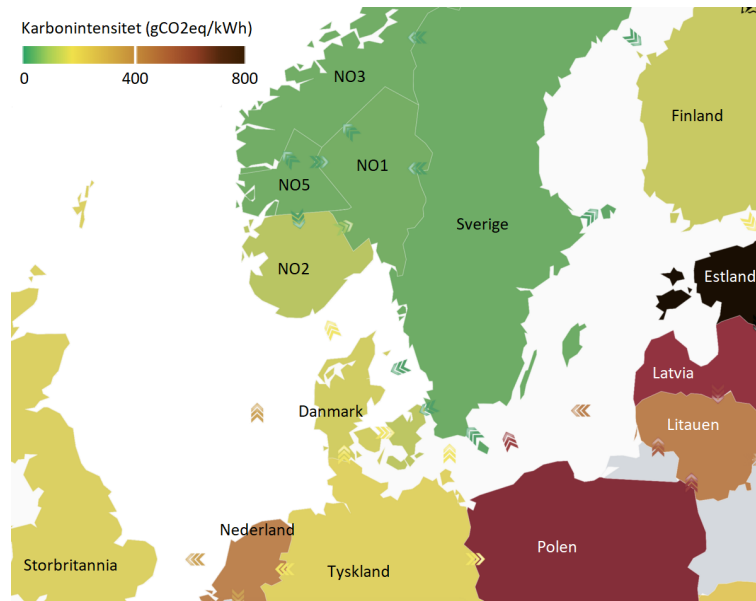
“Sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon”

- Norges vassdrags- og energidirektorat

Denne definisjonen trådte i kraft 1.januar 2017 og gjør at alle plusskunder uavhengig av nettselskap slipper å betale fastledd for innmating. Dersom det lokale nettselskapet ikke ønsker å kjøpe overskuddsstrømmen er plusskunder selv ansvarlig for å finne en kraftleverandør som vil kjøpe overskuddsproduksjonen. Nettselskapene har ulike krav som gjelder for plusskunder i deres nett. Nettselskapet er pliktig å gi tilgang til nettet for plusskunder på lik linje som andre ordinære kunder. Plusskunden kan ikke selge eller gi strøm til andre forbrukere, men må selge overskuddskraften til nettet via en kraftleverandør.[17]

2.3 Utslipp i kraftproduksjon

Norge er delt inn i 5 geografiske områder, eller “bud-områder”, som selger strøm på det nasjonale markedet; NO1 til NO5. ElectricityMap holder en reell live-oversikt over kraftproduksjon, strømflyt, og karbonintensiteten i en rekke land i verden. Når kraft flyter på tvers av så mange landegrenser er det en omfattende prosess å regne ut hvor stor karbonintensiteten i et land eller område er dersom opprinnelsen til den produserte kraften skal tas med i beregningen. Figur 2.3.1 viser et eksempel av strømflyt i deler av Nord Europa, hvor fargeforskjellene viser karbonintensiteten i kraften. Pilene mellom landene viser kraftflyten.



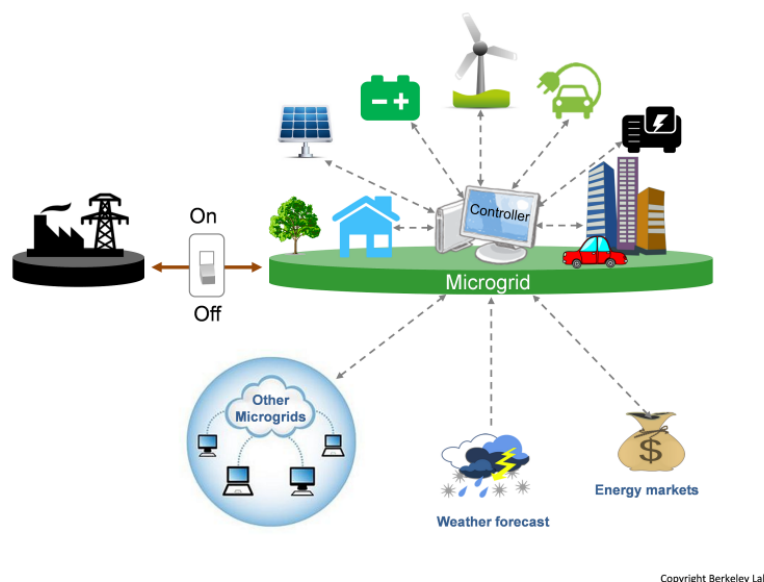
Figur 2.3.1: Kraftflyt i det europeiske markedet 9. april 2019, kl. 11.40 [18]

Strømforbruket i Midt-Norge, med den geografiske koden “NO3”, er ca. 94 % fornybart. Karbonintensiteten ligger rundt 34 g CO₂-ekv./kWh, og mellom 60 – 70 % av kraften kommer fra ren vannkraft. Karbonintensiteten i norske kraftlinjer avhenger av hvor importert kraft kommer fra. I motsetning til Norge har land som først og fremst Estland, men også Polen og Latvia har tidvis høy karbonintensitet, hhv ca. 750 g CO₂-ekv./kWh, ca. 680 g CO₂-ekv./kWh og 670 g CO₂-ekv./kWh; disse verdiene varierer med ± 100 gCO₂-ekv./kWh. Når Sverige importerer strøm fra disse landene vil dette gi utslag i norsk karbonintensitet også [18]. I NO3 er likevel karbonintensiteten veldig jevn gjennom døgnet sammenlignet med for eksempel Sør-Norge, NO2, som importerer direkte fra Danmark. I Midt-Norge ligger karbonintensiteten jevnt rundt 33 – 35 g CO₂-ekv./kWh døgnet rundt. Fornybare energikilder gir kraften lavere karbonintensitet, og lokalprodusert fornybar energi kan øke mengden ren kraft i markedet. Et mikronett med overskudd av egenprodusert fornybar kraft kan drifte seg selv i tillegg til å selge kraft til nettet.

2.4 Mikronett og kraftfordeling

Egenprodusert kraft kan fordeles ved salg mellom bygg i et mikronett. Som konsept utgjør mikronett en mengde laster og mikrokilder ett enkelt styrbart system, som kan produsere og levere kraft og varme til et lokalt område. Mikronettet kan anses som et avgrenset område i et større kraftsystem, og være utformet slik at området kan kontrolleres som én enkel last. Slik kan kraftbehovet i det lokale området tilfredstilles innen sekunder. Et mikronett kan være helt frakoblet nettet, eller delvis tilkoblet. Det vil si at mikronettet er tilkoblet periodevis eller trekker bare deler av kraftforruket fra nettet. En illustrasjon av oppbyggingen av et mikronett er vist i figur 2.4.1

Fordeler med mikronett er at den lokale påliteligheten øker, varme- og spenningsstap i rør eller ledninger minker, og de lokale spenningene støttes. I tillegg kan bruk av spillvarme gi økt effektivitet, spenningen kan lettere justeres, og strømforsyningsfunksjoner kan gå uavbrutt ved bruk av mikronett [19]. Privatpersoner kan også produsere egen strøm og selge til lokalsamfunnet, under visse begrensninger. Alle mikronett må tilpasses hvert lokale område, og ulempen her er at denne tilpasningen og utbyggingen kan bli kostbar.



Figur 2.4.1: Illustrasjon over hvordan et mikronett fungerer [20]

Et lovmessig problem som kan oppstå ved produksjon høyere enn 100kW innmatet effekt er at dette er grensen for salg i den statlige ordningen Pluss-kunde. Dersom det produseres mer strøm enn dette må denne strømmen strupes. Struping er det samme som å “kaste” strøm, som for eksempel når vekselretterne åpner kretsen mellom solceller og lasten [21]. Dersom privat- eller bedriftkunder har et overskudd høyere enn 100 kW av egenprodusert kraft kan - og i noen tilfeller bør - denne energien lagres. Det finnes mange former for energilagring, som svinghjul, brenselceller, dieselaggregat, superkondensator, pumpekraftverk og batteri for å nevne noen. Videre er det kun sett på batteri som energilagrer.

Et mikronett med plusskundeavtale vil være fritatt for konsesjonsplikt for kraftproduksjon. Strøm kan ikke selges til andre sluttforbrukere, men må via nettselskapet til regionalnettet. Avtalen begrenses ved at nabo- salg kun kan gå ved direkte tilknytning - altså ikke over en annen manns eiendom. Med kraftproduksjon i et mikronett kreves både anleggskonsesjon og omsetningskonsesjon. For et mikronett er konsesjon på forenk- lede vilkår den mest aktuelle konsesjonen, og gis til virksomhet med få kunder. En balanseavtale sørger for anskaffelser og forpliktelsessamsvar fra time til time i mikronettet [22]. Nettselskap med områdekonsesjon har plikt til å forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde med elektrisk energi.

3 Energieffektivisering

Med det økte energibehovet i verden er det flere energieffektiviserende løsninger som kan utvikles og videre kombineres. Dette kapitlet omhandler to av de mest energieffektive bygningstypene, plusshus og passivhus, hvordan effektforbruk i bygninger generelt påvirker kraftkostnader, og hvordan effekttoppene kan i forbruket reduseres. Videre presenteres bruk av litium-ionebatteri til energilagring, hvordan priser på batterier er på markedet i dag og hvordan framtidige priser vil være ut fra trendene de siste år. Videre presenteres batteriproduksjon og etiske dilemma ved denne. Til slutt kommer et avsnitt om hvordan elektrifisering av transportsektoren skal kutte klimagassutslipp, og hvordan Miljøpakken i Trondheim jobber for å gjennomføre dette.

3.1 Plusshus og passivhus

Definisjonen på et plusshus er en bygning som produserer mer energi enn det som brukes til produksjon, konstruksjon, drift og riving av bygget. Forutsetninger for at et hus skal gå i pluss i energiregnskapet er fokus på byggematerialer, god isolasjon uten luftlekkasjer, effektiv ventilasjon som gir godt inn klima og produksjon av fornybar energi. Under drift skal bygget styres mest mulig energieffektivt [23]. Powerhouse Brattørkaia er et plusshus, med solkraftproduksjon på taket av bygningen. Illustrasjonsbilde av bygningen og dens solceller på taket sett fra sørsiden er vist i figur 3.1.1



Figur 3.1.1: Plusshuset Powerhouse på brattørkaia [24]

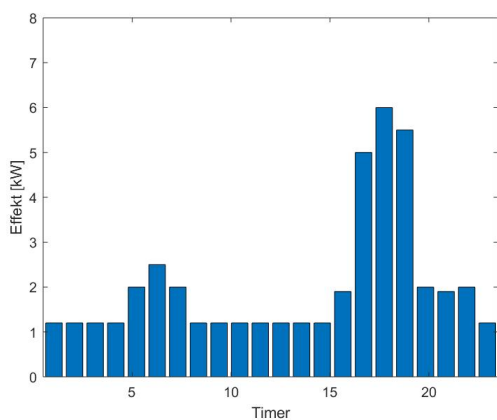
Definisjonen på et passivhus er en bygning som har en spesiell konstruksjon som gjør at bygget har et mye mindre energibehov enn dagens standard. Bygget har derfor krav til flere passive tiltak, som ekstra isolasjon, færre kuldebroer og balansert ventilasjon med varmegjenvinning, men færre krav til energiproduksjon enn plusshus. [23]

Det finnes flere ulike krav når det kommer til vurdering og energimerking av bygg. Et av disse er BREEAM, kort for “Building Research Establishment Environmental Assessment Method” [25]. Under kategorien ‘energi’ fremmer BREEAM spesifikasjoner og design av løsninger, systemer og utstyr i energieffektive bygninger. Det er også fokus på bærekraftig styring av bygget [26].

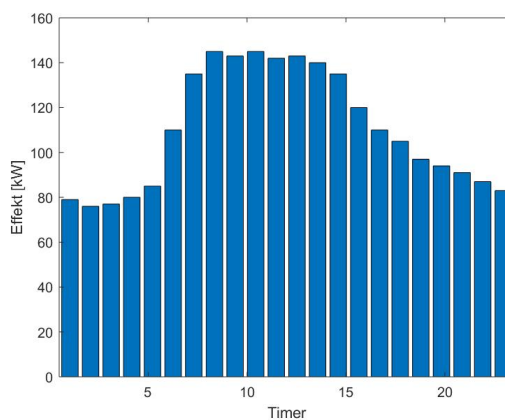
3.2 Effekttopper og effekttoppredusjon (ETR)

For effektivisering er ETR et nødvendig tiltak. ETR minker belastningen på nettet ved å flytte laster som ellers trekker strøm til andre tidspunkt, og dermed jevnes effektforbruket ut over døgnet. ETR kan også gjøres ved bruk av en ekstern energikilde eller energilagrer for å minke effektbehovet fra nettet. Kombinasjonen av eksterne energikilder og -lager som for eksempel solceller og batteri gir både mulighet for egenprodusert strøm på dagtid, og lagring og fordeling av strøm fra batteriet over dagen.

For alle kraftkunder avhenger effekttariffen i nettleien av en kundes effektforbruk. Energibehovet i bygg og tidspunktet for behovet varierer med bruksformålet til bygget, rutinene til forbrukeren og bygningskonstruksjonen. Effektbehovet i bygg med like formål er som regel likt gjennom et døgn. I husholdninger hvor eierne er på jobb og skole på dagtid er det vanlig å ha et stort effektbehov på morgenene, mellom kl. 06.00 – 09.00, og kl. 16.00 – 20.00 om kvelden. I kontorbygg er den generelle arbeidstiden satt mellom kl. 07.00 – 17.00. Ved sistnevnte tidsintervall er også effektbehovet høyt. Områdene hvor effektforbruket er høyest i løpet av en dag kalles effekttopper. Et gjennomsnittlig effektforbruk i hjem og på en arbeidsplass er henholdsvis illustrert i figur 3.2.2 og 3.2.1, og viser tydelig hvor effekttoppene gjennom en dag er for de to byggtypene.



Figur 3.2.1: Effektforbruket time for time i et hjem[27]



Figur 3.2.2: Effektforbruket time for time i et næringsbygg[28]

ETR kan gjennomføres med strømdeling over mindre områder som produserer egen strøm fra for eksempel solceller på hustak. Med et avansert styringssystem kan lastene fordeles og dermed minker behovet for utbygging av nettet. En voksende teknologi med stort potensiale for bruk til ETR er batteri.

3.3 Lagring av energi i batteri

Batterier går under samlebetegnelsen elektrokjemiske energilager, og omdanner kjemisk energi til elektrisk energi ved hjelp av en eller flere galvaniske elementer og ulik celledesign. Litium-batteri er en “familie” batterier med de mest utbredte og en av de raskest voksende teknologiene på markedet. I familien varierer katodematerialet mellom mangan (Mn), jern (Fe), kobolt (Co) og nikkel (Ni). Dette er lettvektmetaller med egenskaper som gjør de svært fleksible i oksidasjonsnumre. [29]

En fordel med batteri er at det kan brukes som avbruddsfri strømforsyning (**UPS**, eng.; uninterruptible power supply). Forsyningen sikrer kontinuerlig krafttilførsel ved å starte momentant ved for eksempel et strømbrytning. For et kontorbygg kan UPS være nødvendig for å sikre sikker lagring av data som slår inn før strømmen eventuelt kuttes helt. Ulempen med mange typer batterier er at de er veldig ømfintlige overfor høye temperaturer, både under lagring og arbeid. Dette fører til at batterikapasiteten reduseres raskere enn det ellers ville ha gjort. Litium er et svært brennbart materiale. Dersom batteriet ikke blir installert riktig eller er av dårlig kvalitet, kan en brann oppstå. [30]

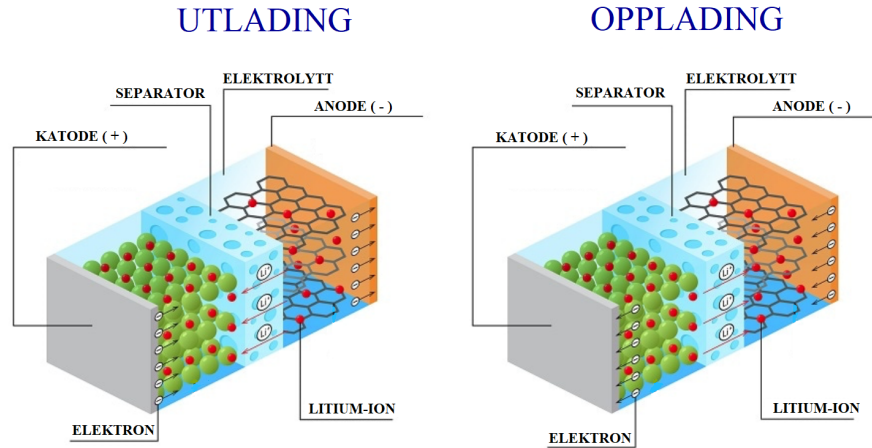
3.3.1 Batteriteknologi

Det finnes flere ulike litium-ionebatteri-teknologier, og her trekkes noen av disse frem. Litium-ferrofosfat (**LFP**) er en potensiell katodekandidat for den neste generasjonen av sekundær-litium-ionebatteri [31]. På grunn av lav spenning har LFP lav energitetthet, men teknologien gir lang levetid målt i tid, god termisk stabilitet og er den mest miljøvennlige av litiumbatteriene. Til sammenligning har litium-nikkel-mangan-kobolt-oksid (**NMC**) også lang levetid målt i tid, men har høyere virkningsgrad enn LFP. Både NMC og litium-mangan-oksid-batteri (**LMO**) inneholder mangan, og er svært følsomme for temperatur. Dette har ført til høy intern motstandsøkning gjennom batterienes aldringsprosess. Litium-nikkel-kobolt-aluminium (**NCA**) betraktes som et kompromiss mellom lengre syklusliv og høyere ytelse [32]. Litium-ionebatteri har høy kapasitet med lav vekt, og er mye brukt i småelektronikk som mobiler og PC-er, men også i storskala i elektriske biler [33].

Et batteris levetid er ofte avhengig av antall sykluser batteriet tåler før batteriets virkningsgrad når en minimumgrense satt av produsenten. En syklus tilsvarer en full opp- og utladning av batteriet. Terminologien for dette er “state of charge (**SoC**)” + “depth of discharge (**DoD**)” = en syklus. Her er SoC ladetilstanden til batteriet og DoD andelen batteriet lades ut i prosent; rent kjemisk er 100 % ladning den maksimale mulige mengden ladning som kan skiftes mellom elektrodene. To opp- og ut-ladninger fra 0 % – 50 % tilsvarer også én syklus. [29, 34]

Litium-ionebatteri er generelt bygget opp av en katode, separator, en karbon anode, og litiumsalt som elektrolytt, som illustrert på figur 3.3.1. Batteriet er kjent for å ha høy effekt, energitetthet og en god virkningsgrad. Batteriene har en lav selvutladningsverdi på omtrent 1% i måneden, som betyr at batteriet ikke selv lades ut når det ikke er i bruk [35]. Batteriene har heller ingen ’memory effekt’, som betyr at batteriet kan lades opp igjen før det er fullstendig utladet uten at dette påvirker kapasiteten. Denne typen

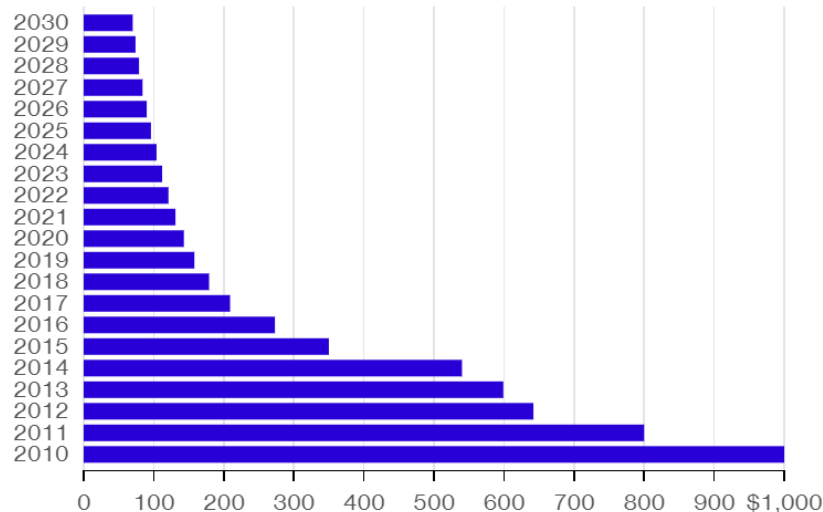
ladesykluser og fullførte ladesykluser kan gjøres mange ganger [36]. Effekten til batteriet vil derimot bli redusert med økt antall sykluser [37]. Antatt levetid for litium-ionebatterier er 3 000 sykluser ved 80% DoD [35].



Figur 3.3.1: Illustrativt bilde av et litium-ionebatteri [38]

3.3.2 Batteripriser

Prisen på batteri er gitt i kr/kWh. Tidligere har prisen på batteri vært for høy til å være en lønnsom investering, men prisen har endret seg mye de siste 10 årene. Figur 3.3.2 er hentet fra en artikkel fra Bloomberg.com, og viser tidligere priser og framtidige trender for en én kWh batteribank. Dette inkluderer ikke driftssystemet rundt batteribanken. Batteriprisen er forventet å synke med 90 % fra 2010 til 2030, og figuren viser at prisen på en litiumionebatteri-bank i 2010 lå på 1 000 USD/kWh som tilsvarer ca. 8 700 NOK. Til sammenligning var prisen i dag (2019) 158 USD/kWh, som tilsvarer ca. 1 300 NOK/kWh. I perioden 2013 til 2016 viser figuren at prisen ble mer enn halvert, men denne prisreduksjonen avtar i styrke i årene etter 2016; dette indikerer en saktere prisreduksjon i framtiden. Fram mot 2030 er prisene forventet til å komme ned til 70 USD/kWh, hvilket tilsvarer ca. 600 NOK/kWh med dagens valuta i 2030 [39]. Disse prisreduksjonene oppstår ved forbedret teknologi, større konkurranse i markedet og økt behov for energilagring.



Figur 3.3.2: Pristrend for litiumionebatteri fra 2012 til 2030 [39]

Det er lite trolig at batteriprisene vil stige i fremtiden. Selv om forbruket av råvarer er svært høyt i dag forsøkes det mye på nye materialer til implementering av batterier, samt resirkulering av nåværende materialer. Endringer i produksjonsvilkår vil trolig heller ikke føre til prisøkning. Andre og forbedrede batteriteknologier kan likevel ha en lignende utvikling både i teknologi og synkende pris, og kan potensielt komme under prisen for litium-ionebatteri i framtiden. Når det kommer til pris på batteriene er størrelsen på kundene avgjørende. I dag selges store batteripakker med underskudd slik at batterileverandørene sikrer store kunder med lang tidshorison. Denne batterirabatteringen gjør batterier mer attraktive for store kunder, mens småkundene må vente noen år før samme prisreduksjon skjer for mindre batterier.[40, 41].

3.3.3 Produksjon av batteri

Deler av batteriproduksjonen er noe kontroversiell i dagens samfunn. Det knyttes spørsmål om produksjonen er etisk og miljøvennlig, som gir usikkerhet som for eksempel om en elbil er miljøvennlig dersom CO₂-utslipp fra produksjon medberegnes. Karbonintensiteten i batteriproduksjon avhenger av tap i batteriets lagringskapasitet, utslipp knyttet til transport, og karbonintensiteten til elektrisiteten som brukes i produksjon og mates inn under bruk. I tillegg er det usikkert hvor mye CO₂ som slippes ut fra “livsløp-avslutningen”, som for eksempel resirkulering, gjenbruk eller kasting. Per dags dato anslås det at utslippene knyttet til produksjonen av et Li-ion batteri er mellom 35 – 356 kg CO₂-ekv./kWh. [42]

Utslipp knyttet til produksjon kan kuttes ved å bruke ren kraft i produksjonen. Aksjeselskapet Freyr ønsker å etablere en gigantfabrikk for batteriproduksjon i Mo i Rana. Prosjektet er fortsatt i utbyggingsfasen, men om det gjennomføres vil selskapet levere hovedsaklig bilbatteri men også større batteribanker lagd på grønn vindenergi fra 2023. Dette gir et grønnere batterialternativ enn hva som finnes på markedet i dag, og vil kunne gi batteri til transportsektoren og andre kunder med lavere karbonintensitet enn hva som produseres i dag.[43]

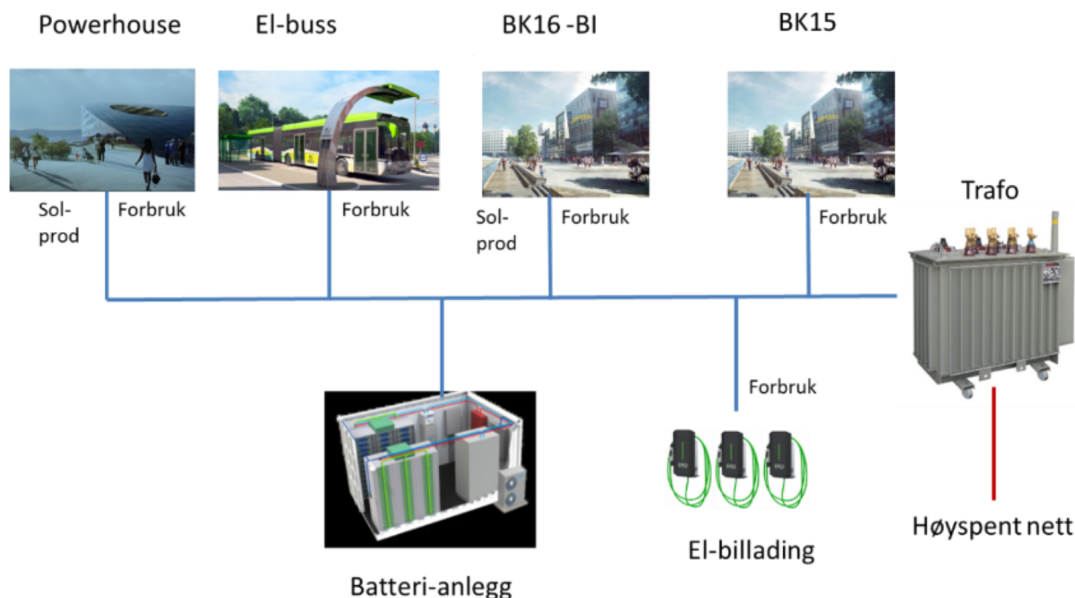
3.4 Elektrifisering av transportsektoren

I Trondheim viser tall fra Miljøpakken en historisk stor nedgang i antall bilpasseringer gjennom bomringen inn til byen i 2018. Samtidig økte antall elbiler fra ni prosent i januar til tolv prosent i desember. Elbilandelen i Trondheim er mer enn fordoblet de siste tre årene, og utgjør i snitt ca. 30 000 passeringer i døgnet gjennom bomringen inn til Trondheim. Om denne økningen fortsetter med samme styrke de neste årene vil en av fem biler inn til Trondheim være elbiler i løpet av 2021. I motsetning til et synkende antall bilpasseringer øker antall busspassasjerer; fra 2010 til 2018 har tallet økt med 55%, noe som tilsvarer en økning på ti millioner reisende i perioden. Dette tilsvarer i dag 28 millioner reiser per år. [44]

Kollektivtilbudet i Trondheim er allerede i utbygging. Med 28 millioner kollektivreiser i året tilsvarer dette et antall likt 35 % av Trondheims innbyggere. Om dette skal dobles i tillegg til å gi nullutslipp må tilbudet utvides betraktelig. Det flere elektriske løsninger som for eksempel flere elektriske superbuss, selvkjørende biler for områder utenfor dagens kollektivtilbud, bildeling, og elektriske sykler og sparkesykler [40]. Denne nedgangen i antall kjørende og økningen i antall reisende med kollektivtransport er svært bra for miljøet, men dagens og framtidige løsninger krever bedre infrastruktur og flere lademuligheter for elektrisk transport. For at de elektriske bilene og bussene skal ha lave “well to wheel”-utslipp (WTW) må ha også kraften inn på batteriene være fornybar. Vann- og solkraft i det norske nettet gir lav WTW, og en reduksjon i utslipp av helseskadelige gasser fra dagens trafikk er også en stor fordel med elektrifiseringen av transportsektoren. Økningen i elektrisk transport gir også et voksende behov for større og bedre batteribanker og -teknologi, samt behovet for energieffektivisering for å unngå store utbygginger av nettet. En mulighet for utnyttelse av lokalprodusert fornybar energi finnes i for eksempel mikronett med overskudd av egenprodusert kraft.

4 Brattørkaia

I dette kapitlet beskrives selve området for oppgaven, Brattørkaia, i detalj. Bruksområdene til komponentene i mikronettet beskrives og det gis en oversikt over noen av komponentenes effektforbruk. Batteriet i oppgaven blir presentert med relevante brukerdata som virkningsgrad, oppbygging og brukbar kapasitet. Videre presenteres kraftpriser for området. Figur 4.0.1 illustrerer mikronettets oppbygging med dets komponenter.



Figur 4.0.1: Oversiktsbilde over mikronettet på Brattørkaia [22]

4.1 Mikronettets komponenter

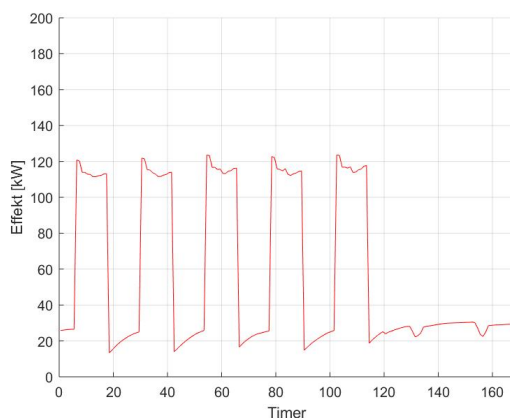
I dette kapitlet følger en generell informasjon om de fem komponentene i mikronettet på Brattørkaia. Kraftbehovet til en hver tid og bruksområdet til komponentene presenteres, der kraftbehovet i utgangspunkt fremstilles for fokusukene.

4.1.1 Powerhouse Brattørkaia

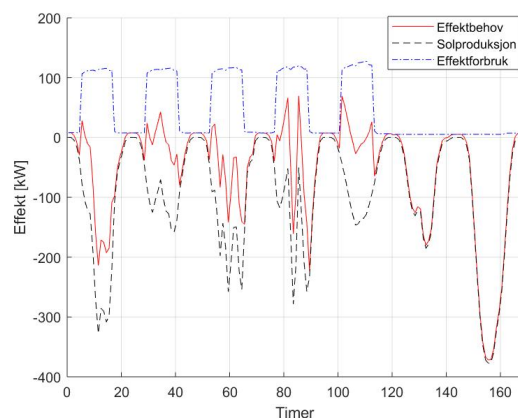
Powerhouse Brattørkaia er verdens nordligste plusshus, og har BREEAM-graden “Outstanding”, en grad mindre enn 1% av BREEAM-kvalifiserte bygg oppnår. Bygget skal brukes som et kontorbygg med totalt åtte etasjer, og romme omtrent 500 arbeidsplasser. Totalarealet er 18 200 kvm, i tillegg til en parkeringskjeller. Bygget har unike løsninger for energisparing, og effektforbruket er *svært* lavt. Powerhouses energiproduksjonen kommer fra solceller som er installert på byggets skråtak og øverst på ytterveggene. Bygget har installert solceller på taket med en effekt på 580 kWp, og har en forventet solkraftproduksjon på 485 000

kWh i året. Powerhouse har en karborgjeld på 60 år; bygget må driftes i minst 60 år for å produsere like mye energi som inngikk i byggets produksjon, drift og slutfasen, og dermed oppnå plusshus-status. [8]

Figur 4.1.1 viser det simulerte effektforbruket til Powerhouse til de 168 timene i løpet av januar-uken, hvor time 0 tilsvarer midnatt. Fra figuren er det mulig å se at bygget er planlagt å ha størst effektforbruk under arbeidstid på hverdagens, og ellers er forbruket lavt. På figur 4.1.2 vises også simulert solkraftproduksjon i juli-uken i tillegg til variasjonene i effektbehovet når solkraft produseres. Tidene for solkraftproduksjon passer bra med effektforbruket til bygget - størst produksjon når forbruket er størst, med unntak av helgen. Her bruker bygget svært lite strøm, i tillegg til at den simulerte solkraftproduksjonen i juli-uken var svært høy i helgen. Den faktiske solkraftproduksjonen kan selvsagt variere fra den simulerte.



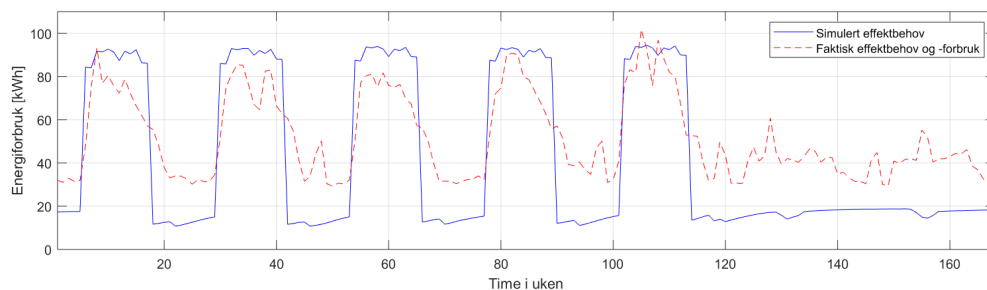
Figur 4.1.1: Powerhouse: Effektbehovet, januar-uken



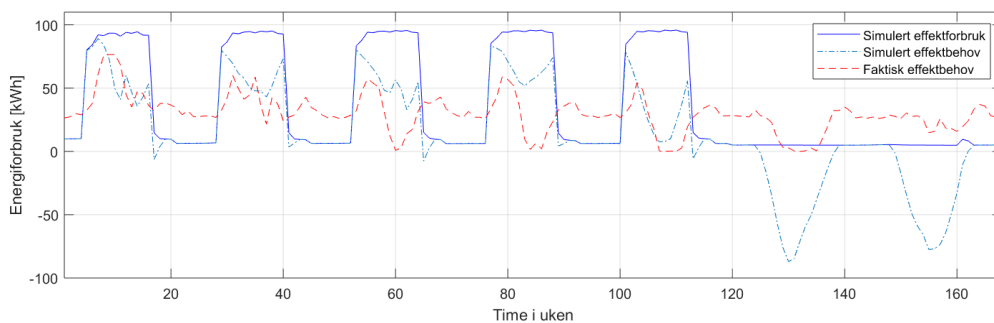
Figur 4.1.2: Powerhouse: Effektbehovet, produksjonen og forbruket, juli-uken

4.1.2 BI-bygget

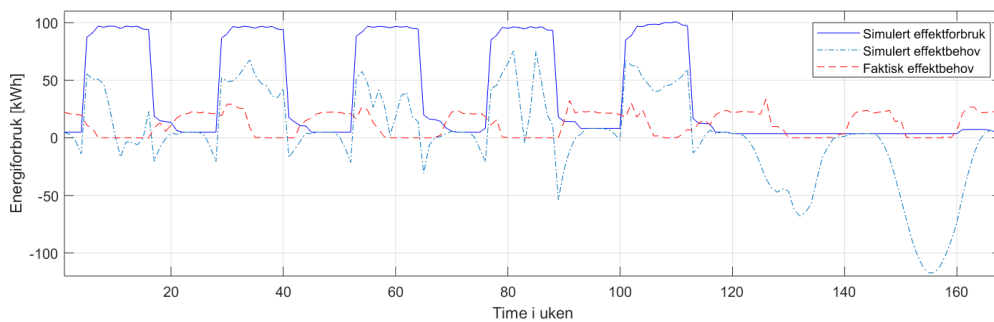
BI-bygget brukes i dag som undervisningsbygg av Handelshøyskolen BI. Bygget er et passivhus med BREEAM-graden “Excellent” [8]. Bygget har installert solceller på taket med en effekt på 195 kWp, og har en forventet solkraftproduksjon på 152 000 kWh i året [45]. Videre følger en oversikt over energibehovet i BI-bygget. Figur 4.1.3 viser kun simulert og faktisk forbruk i januar, da det ikke er medberegnet solproduksjon. Videre sammenlignes byggets simulerte effektforbruk, -behov og faktiske forbruk i figur 4.1.4, 4.1.5 og 4.1.6, for hhv. april, juli og oktober. Figurene viser at det faktiske behovet er ganske likt det simulerte i ukedagene, men om nettene og i helgene er effektforbruket gjennomgående litt høyere enn det simulerte. I juli viser figuren et effektbehov som er svært ulikt det simulerte. Dette kan skyldes at bygget hadde oppstart i juli, og at hele bygget ikke nødvendigvis var i normal drift. At det ikke er noe overskudd skyldes at solcellene stopper produksjonen for å strupe overskuddsenergi.



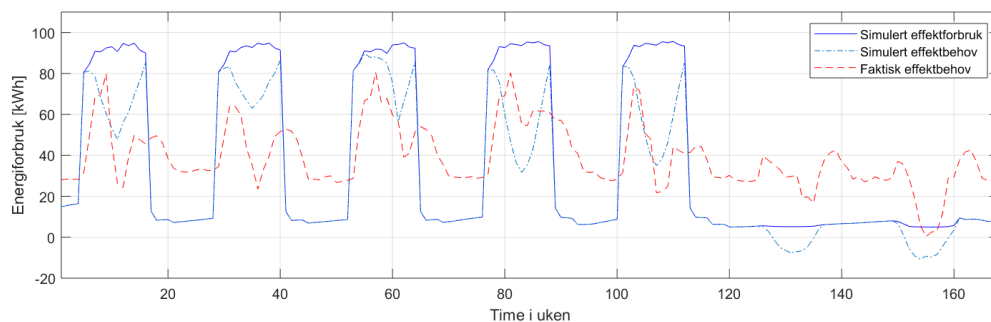
Figur 4.1.3: BI-bygget: Simulert(2018)- og faktisk(2019) effektbehov, januar-uken



Figur 4.1.4: BI-bygget: Simulert(2018)- og faktisk(2019) effektbehov og effektforbruk, april-uken



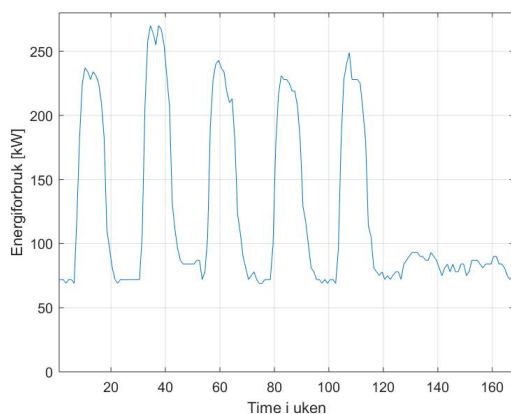
Figur 4.1.5: BI-bygget: Simulert(2018)- og faktisk(2018) effektbehov og effektforbruk juli-uken



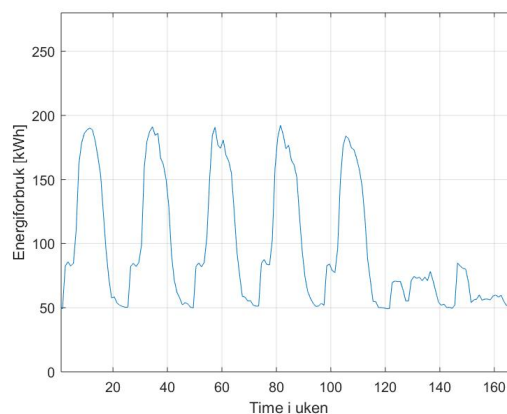
Figur 4.1.6: BI-bygget: Simulert(2018)- og faktisk(2018) effektbehov og effektforbruk, oktober-uken

4.1.3 Brattørkaia 15

BK15 er også et passivhus med BREEAM-graden "Excellent". Bygget blir idag bruk som kontorbygg. Det har ikke solceller, og produserer ingen egen kraft. Figur 4.1.7 viser det faktiske effektforbruket til bygget i januar-uken, og figur 4.1.8 viser forbruket i juli-uken. Fra figurene er det tydelig å se at effektforbruket er høyest under arbeidstidene i hverdagens, og er ellers relativt lav og stabil.



Figur 4.1.7: BK15: Effektbehovet, januar-uken



Figur 4.1.8: BK15: Effektbehovet, juli-uken

4.1.4 Ladestasjon for elektrisk buss

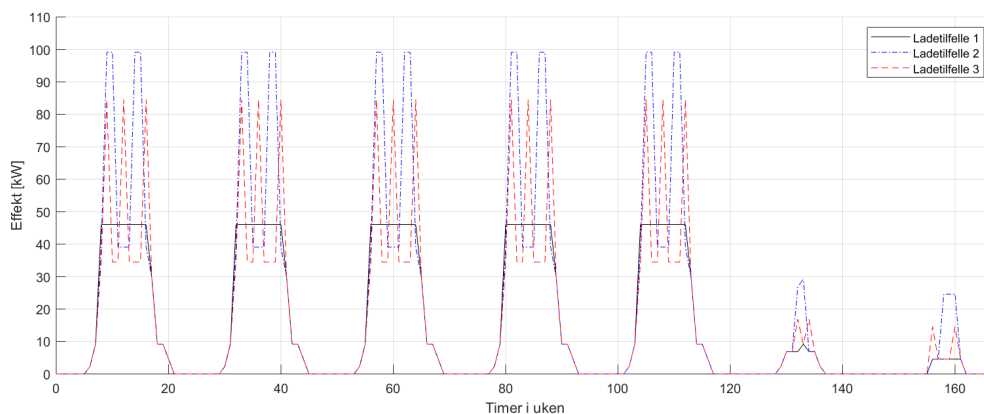
Som en del av det nyutbygde kollektivtilbudet i Trondheim skal en helelektrisk buss ha et ladeholdepunkt på Brattørkaia. Laderen eies av Tides, og er en pantograf som skal plasseres mellom Powerhouse og BI-bygget. Ladehyppigheten til bussene for de gjeldende tidene på døgnet er tydeligere beskrevet i kapittel 5.3. I tabell 4.1.1 gjengis ruteavganger og ladehyppigheten til bussene på ladestasjonen på Brattørkaia. Bussene vil totalt ha et effektbehov på 3 306 kWh i hverdagens, 2 320 kwh på lørdager og 870 kWh på søndager.

Tabell 4.1.1: Elbussen: rutetabell med ladehyppighet

Periode / Type trafikk	Morgen	Dag	Kveld/natt
Hverdager	05:00 – 08:00	08:00 – 19:00	19:00 – 24:00
Ladehyppighet	Hvert tiende min.	Hvert tiende min.	Hvert tiende min.
Lørdager	06:00 – 08:00	08:00 – 19:00	19:00 – 24:00
Ladehyppighet	Hver halvtime	Hvert tiende min.	Hver halvtime
Søndager		09:00 – 19:00	19:00 – 24:00
Ladehyppighet		Hver halvtime	Hver halvtime

4.1.5 Ladestasjon til elbil

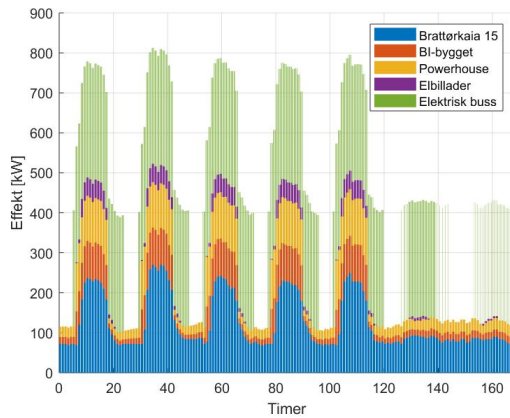
Under Powerhouse og BI-bygget skal det installeres 20 elbilladere i byggenes parkeringskjeller. Hvor mange elbiler som ønsker lagring, mengde ønsket effekt og ladetid vil variere, men tre mulige ladetilfeller er brukt i denne oppgaven. Avgrensningene rundt elbilladerner er nøyere forklart i kapittel 5.3 Effektforbruket i de tre ladetilfellene er her oppsummert i figur 4.1.9.



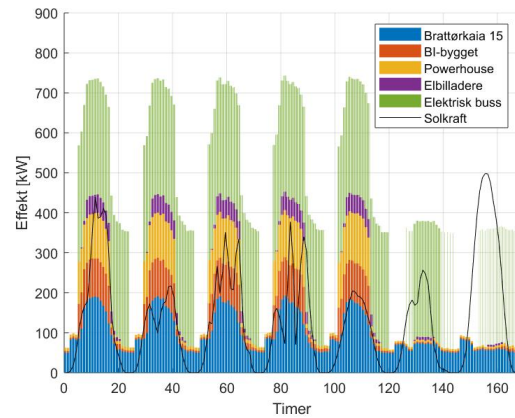
Figur 4.1.9: Elbilladere: Simulert effektforbruk ved ulike ladetilfeller

4.2 Mikronettets forbruk

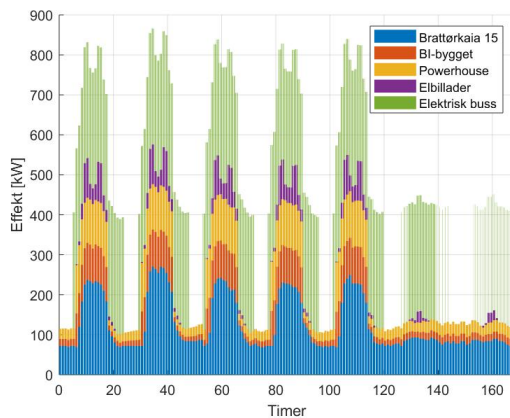
Mikronettet vil ha én felles nettstasjon, og dermed vil alle komponentene fungere som ett system mot nettet. Siden byggene er svært energieffektive og elbussladeren må gå til gitte tidspunkt er det få laster som kan flyttes for ETR; den mest regulerbare lasten er elbilladerner i parkeringskjelleren. Mikronettets totale forbruk blir summert, og den felles effekttoppen til systemet vil sette effektprisen for den påfølgende måneden. Videre følger plot av mikronettets forbruk ved de tre ulike ladetilfellene, for begge fokusukene. De ulike fargene viser forbruket til de ulike komponentene, og den sorte linjen illustrerer den totale solkraftproduksjonen i mikronettet. Fargeintensiteten i grafene endres med ladehyppigheten til bussladeren; mer gjennomsiktighet betyr lengre tid mellom effektforbruket. Dette er tydeligst på søndager. Ladetilfelle 1 er vist i figur 4.2.1 og 4.2.2, ladetilfelle 2 i figur 4.2.3 og 4.2.4, og ladetilfelle 3 i figur 4.2.5 og 4.2.6. Hvor disse dataene er hentet fra utdypes i kapittel 5.3.



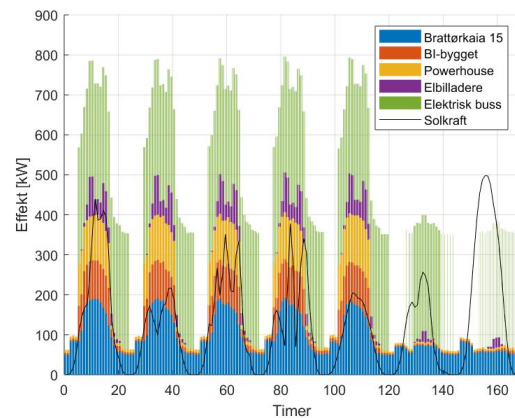
Figur 4.2.1: Ladetilfelle 1: Mikronettets effektforbruk, januar-uken



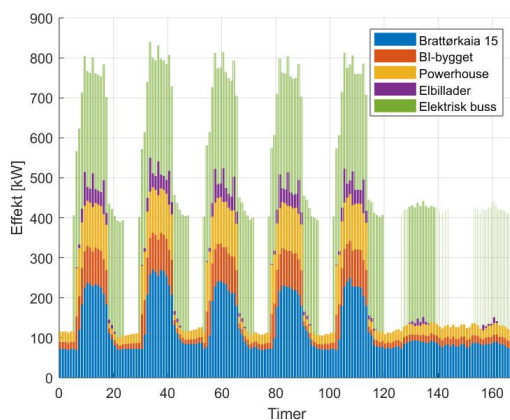
Figur 4.2.2: Ladetilfelle 1: Mikronettets effektforbruk, juli-uken



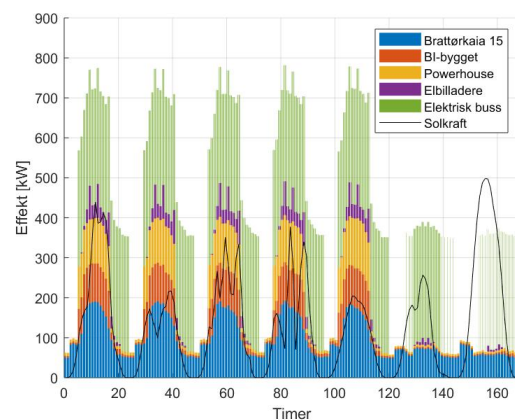
Figur 4.2.3: Ladetilfelle 2: Mikronettets effektforbruk, januar-uken



Figur 4.2.4: Ladetilfelle 2: Mikronettets effektforbruk, juli-uken



Figur 4.2.5: Ladetilfelle 3: Mikronettets effektforbruk, januar-uken



Figur 4.2.6: Ladetilfelle 3: Mikronettets effektforbruk, juli-uken

I ladetilfelle 1 er mikronettets totale effektforbruk i januar-uken rundt 770 kW – 810 kW på hverdagene og 420 kW i helgen. I juli-uken er forbruket rundt 720 kW i hverdagene og 390 kW i helgene. For ladetilfelle 2 og 3 er helgeforsbruket ganske likt som i januar- og juli-uken. I ladetilfelle 2 er mikronettets totale effektforbruk i januar-uken mellom 790 kW – 860 kW i hverdagene, hvor de største effekttoppene kommer av sværthøy ladeeffekt hos elbilladerne i parkeringskjelleren. I juli-uken er forbruket mellom 710 kW – 800 kW. I ladetilfelle 3 er mikronettets forbruk mellom 770 kW – 840 kW i hverdagene i januar-uken, og 710 – 790 kW i juli-uken. Det er disse effekttoppene som skal reduseres.

4.3 Drift av mikronettet

I forbindelse med driften av mikronettet vil kostnader ved vedlikehold av kabler være 0 kr. Utgiften for innkjøp av målere er antatt av TrønderEnergi til å være ca. 15 000 kr. Det kommer også en kostnad på 5 kr/Mwh for fakturering hver måned. Årlig vil faktureringskostnaden bli ca. 11 000 kr i mikronettet.

4.4 Batteriet

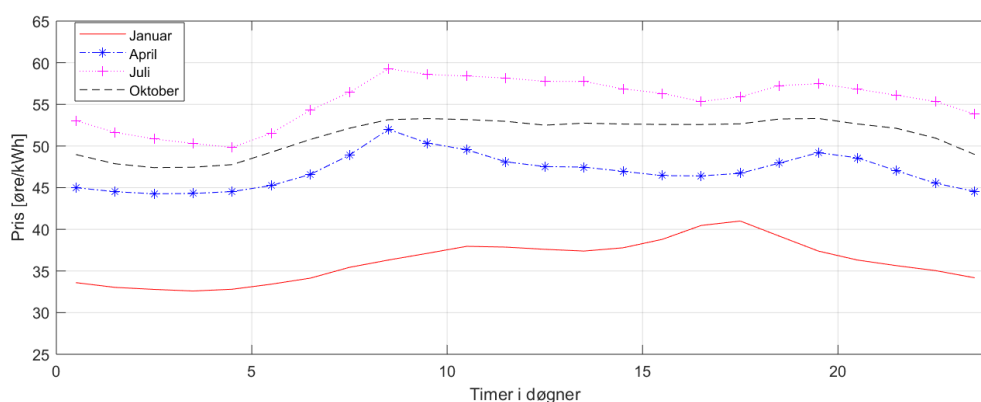
Det skal investeres i et nytt batteri til mikronettet på Brattørkaia, hvor av 2 millioner kroner er støttet av Enova til batteriinnkjøp. Den aktuelle batteritypen er et Li-ionebatteri, som har en virkningsgrad på 98,6 %. I tillegg til batterivirkningsgraden har inverterne en virkningsgrad på 97,0 %. Batteriene har en ti års ytelsesgaranti og arbeidstemperatur fra -20°C til 40°C. Det er installert varmpumper i batterikapslingene for kjøling og oppvarming. Opploadingstiden til batteriene er 1 en time. Dette batteriet består av åtte moduler av samsung-baserte Li-ionebatteri som hver har 68,5 kWh kapasitet, tilsammen 548 kWh kapasitet. To andre batterier fra samme leverandør skal også vurderes til mikronettet. I tillegg skal den minste batteristørrelsen som kan redusere effekttoppene mest mulig finnes - uavhengig av om leverandøren selger et batteri med denne størrelsen. Dette gjøres for å finne den mest optimale størrelsen til batteriet i denne oppgaven. Et batteri med høyere kapasitet er dyrere men har muligheten til å utnytte billige spotpriser bedre, samt ha en lavere ETR-verdi. Et batteri med lavere kapasitet er billigere, men har bare mulighet til å ta noe av de største effekttoppene. Bruksdata for batteriene er vist i tabell 4.4.1, og innkjøpsprisen er oppgitt av oppdragsgiver til 6 600 kr/kWh.

Tabell 4.4.1: Batteri: Kapasitet og innkjøpskostnad

Kapasitet	Brukbar kapasitet	Effekt (25°C)	Effekt (40°C)	Innkjøpskostnad
274 kWh	260 kWh	318 kVA	249 kVA	1,8 MNOK
548 kWh	521 kWh	636 kVA	498 kVA	3,6 MNOK
1096 kWh	1041 kWh	1272 kVA	995 kVA	7,0 MNOK
2726 kWh	2686 kWh	3206 kVA	2508 kVA	18 MNOK

4.5 Strømpriser og nettleie

Brattørkaia tilhører Trondheim/Molde-regionen med den geografiske referansen NO3 i kraftmarkedet; all strømprisdata er derfor hentet derfra dette området. Nord Pool AS holder oversikt over strømprisene i hver region til enhver tid. Strømprisene varierer fra time til time, og figur 4.5.1 viser strømprisene som var for en gjennomsnittlig dag i januar, april, juli og oktober for NO3 i 2018. Figuren viser at strømmen er billigst om natten rundt kl. 03:00 – 04:00 for alle de fire gjennomsnittsdagene. Strømprisene er her 33 øre/kWh i januar, 44 øre/kWh i april, 50 øre/kWh i juli og 47 øre/kWh i oktober. I juli og april er pristoppen mellom kl. 08:00 – 09:00, mens i oktober er den høyest kl. 19:00 – 20:00, og i januar fra kl. 17:00 – 18:00. Det er relativt store økninger i strømprisen om morgenen og ettermiddagen mens effektbehovet er størst. Som forklart i kapittel 2.1 var det en unormalt høy strømpris i 2018. Her er strømprisene lavest på vinterhalvåret, og høyest om sommeren, i motsetning til normale år.



Figur 4.5.1: Strømpris: Time for time, en gjennomsnittlig dag per kvartal

En oversikt over TrønderEnergis effektariff for bedriftskunder finnes i tabell 4.5.1. Dette er grunnlag for effektariffberegninger i denne oppgaven. Ved økt effektforbruk minkes effekttariffen marginalt. Med mikronettet som plusskunde vil prisene gjelde mikronettet i total, og ikke de ulike komponentene i mikronettet. Effektariffen for Brattørkaia dersom de har en effekttopp på 700 kW vil i følge disse opplysningene koste 37 300 kr i januar og 28 000 kr i juli.

Tabell 4.5.1: Nettleie: TrønderEnergi Nett sin prisoversikt for næring ved lavspenning [46]

Fastbeløp:	8 800 kr/år
Energipris:	5,0 øre/kWh
Forbruksavgift:	15,83 øre/kWh

Effektpris: kr/kW per mnd

	0 – 200 kW	200 – 500 kW	500 – 800 kW	>800 kW
Vinter (nov. – feb.)	60	53	47	40
Sommer (mars – okt.)	45	40	35	30

5 Metodikk

Dette kapittelet oppsummerer hvilke virkemidler som ble brukt i analysen tilknyttet oppgavens hypotese. Innhenting av informasjon ble gjort fra vitenskapelige artikler fra internett, hovedsakelig ved bruk av Google Scholar, og samtaler med fagpersoner. Fra Google Scholar ble rapporter og artiklers siteringer og relevans for oppgaven nøye vurdert før bruk. Fagpersoner har blitt kontaktet i deres respektive felt og konsultert før dokumentasjon ble brukt i oppgaven. Forbruks- og simulerte data ble videre organisert i Microsoft Excel, mens alle beregninger, selvlagde grafer og figurer er gjort i Matlab eller Excel. Simuleringsprogrammet Simulink er brukt til å simulere hvordan batteriet ble brukt til ETR. Videre følger en mer detaljert beskrivelse av hvordan beregninger ble utført.

5.1 Programvarer brukt til beregninger

Programvare ble valgt utifra gruppens tidligere erfaring innenfor fagfeltet. De programmene som ble vurdert var PVSyst, TRNSYS og Matlab. I denne oppgaven ble Matlab og Matlabs underprogram Simulink valgt blant de tre, i kombinasjon med datasortering i Microsoft Excel. Videre følger en mer nøyaktiv beskrivelse av hvordan programvarene ble brukt.

Matlab

Matlab er et matematisk programmeringsbasert beregningsprogram, som bruker et kodespråk basert på C. I denne oppgaven er Matlab brukt til matrisebehandling før videre simulering i Simulink, og utregninger for å designe figurer. Kodene som ble brukt til beregninger i programmet er utviklet av gruppens medlemmer, og ligger vedlagt i vedlegg I.

Mengden effekt som kan forskyves ved bruk av batteriet er funnet ved hjelp av prøve- og feilemetoden. Matlab-koden som ble laget var programert til å samle all energien over en valgt effekt-grense. Dette ble gjort for hver av ukedagene. Ved å teste dette programmet og sammenligne energien over grensen med den brukbare kapasiteten til batteriet inkludert en sikkerhetsmargin, ble en tilnærmet effekttopp fra nettet satt, og det resterende effektbehovet i effekttoppene ble dekt av batteriet. Matlabkoden som ble brukt til dette er vedlagt i vedlegg I, og er nederste del av koden.

Simulink

Simulink er et grafisk programmeringsmiljø utviklet av MathWorks for å simulere og analysere dynamiske systemer. Programmet ble i hovedsak brukt til å simulere hvilke timer i døgnet batteriet skulle brukes, hvor stor effekt batteriet må yte og hvordan energiinnholdet forandret seg gjennom uka. Beregningene er gjort for alle kalkulasjonsukene og -månedene. Etter å ha funnet ut hvor stort effektbehov fra nettet batteriet kunne erstatte ble det nye effektbehovet til mikronettet funnet. Modellen ble også brukt til å finne

mengden overskudd av solkraft som kan bli solgt og strupet i de ulike tilfellene. Modellen er selvutviklet for oppgavens behov ved bruk av standardblokker. Det blir simulert verdier for hvert andre minutt, slik at det er totalt 5400 verdier i løpet av en uke. Simulinkmodellen vises i vedlegg I. Den består av flere undersystemer som har hver sin funksjon. De forskjellige undersystemene er:

- Batteri
- Overskudd sol lader først/Overskudd sol selger først
- Opplading natt
- ETR
- Nytt krav til nettet

Undersystemet som representerer batteriet har som funksjon å kontrollere mengden energi som er lagret i batteriet for å kunne godkjenne om batteriet faktisk kan lades opp og lades ut. Variablene i undersystemet er: batterikapasitet, virkningsgrad, startverdi på energimengden i batteriet og hvor raskt og når batteriet skal tømmes om energi gjenstår når det er ferdig med ETR. Siden det simuleres for verdier hvert andre minutt lades batteriet opp stegvis. Batteriet lader opp så lenge kapasiteten er under en satt grense og vil i noen tilfeller lades opp litt for mye. I Simulink brukes det derfor 40 kWh mindre enn brukbar kapasitet i batteriene for at batteriet ikke skal bruke mer lagringskapasitet enn mulig.

Når det er overskudd av sol kan det prioriteres å lade opp batteriet eller selge strøm. Derfor er det lagd to undersystemer som kan brukes til hvert sitt formål. Det ene lader opp batteriet så mye som mulig og deretter finner hvor mye som kan selges. Det andre selger så mye som er lov før det gir batteriet mulighet til å lades opp. Hvor mye energi som blir strupet vil i begge undersystemene være det som er til overs etter både lading og salg.

For å sikre at batteriet inneholder nok energi til å utføre ETR på dagtid lades batteriet opp om natten. I slike undersystemer kan det velges en maksimumsgrense på hva strømprisen kan være slik at batteriet lades opp i de billigste timene om natten. Hvor mye effekt som blir levert fra nettet ved opplading om natten kan også justeres. Effekten som batteriet må yte under ETR finnes ved å sette en maksimumsgrense på hva effekten tatt fra nettet skal være, og denne verdien trekkes fra effekten som blir tatt fra nettet uten ETR. Alle positive verdier vil da tilsvare effekten til batteriet når det er nødt til å erstatte nettet.

Effektforbruket etter ETR regnes ut ved at effekten batteriet yter trekkes fra effektforbruket uten ETR. Tre ting som må undersøkes for å sjekke om modellen utfører ETR korrekt er: om det nye effektforbruket ikke overstiger maksimumsgrensen, om batteriets SoC er innenfor 0–100 % og at batterieffekten ikke overstiger merkeeffekten til batteriet.

5.2 Innhenting av forbruks- og simulert data

Faktiske forbruksdata for BK15 og BI-bygget fra 2018 ble hentet fra energioppfølgingsprogrammet til Entro AS som Entra benytter. Simulerte data for Powerhouse og BI-bygget ble tilsendt fra TrønderEnergi, og er utført av Skanska. I tillegg ble antatt bruk av elbilladere organisert i et Excelfil. Data om elbussavganger

og ladetid i hverdager ble tilsendt fra kontaktperson i Tide, mens helgeavgangene ble antatt ut fra dagens rutetider på tilsvarende bussrute, dagens rute 4 mellom Lade og Heimdal. Ved framstilling av effektbehov har effektforbruk positiv verdi, mens solkraftproduksjon har negativ verdi. Fokuset ligger på hvor mye mikronettet bruker av effekt, og produsert solkraft subtraheres fra forbruket for å finne totalbehov. Med totalbehov menes hvor mye kraft som må kjøpes fra nettet, eller dekkes med batteriet.

5.3 Antagelser for beregninger

Før beregninger ble gjort måtte noen antakelser gjøres for sette klare rammer rundt og begrense oppgaven. Videre følger en oversikt over antakelser gjort for de gjeldende komponentene i mikronettet. Det presiseres også om tall og simuleringer er gitt fra aktørene eller simulert av gruppen.

Simulert forbruk

Entreprenørkonsernet Skanska har simulert forventet forbruk og solkraftproduksjon for Powerhouse og BI-bygget i løpet av et år ved hjelp av simuleringsprogrammet SIMIEN. Det antas i begynnelsen av oppgaven at simuleringene stemmer med det som blir det faktiske forbruket til byggene. Gjennom hele oppgaven antas det at Brattørkaia 15 vil ha likt forbruk de neste årene som bygget hadde i 2018, og derfor brukes disse forbruksdataene i beregningene.

Elbilladere og ladetilfeller i parkeringskjelleren

Når det kommer til parkeringskjelleren antas det i beregningene uten mikronett at den er en del av Powerhouse. Hvor mange biler som skal lades, til hvilke tider og effekten de lades på antas også. Fokus på ladetidspunktet begrenses til en vanlig arbeidsdag mellom kl. 07:00 – 17:00. For å anslå hvordan bruken av laderne i parkeringskjelleren kan være ble en gjennomsnittlig norsk elbil, en Nissan Leaf 2013-modell, brukt i simuleringen. Det ble antatt at de fleste som ønsker å lade bilen i parkeringskjelleren er pendlere som bor innen fire miles omkrets av Trondheim, og jobber på Brattørkaia. Behovet for lading ble sammenlignet med kjørerekkevidde og strømbehovet for å kjøre hjem fra jobb. Dersom Leafen har en kjørelengde på fire mil fra Trondheim, må bilen lade ca. 7,6 kWh i løpet av en dag for hjemturen med dårlig føre [47]. Tabell 5.3.1 viser hvor mange kilometer en Leaf kan kjøre ved én times lading ved ulike effekter. Her refereres “bra føre” til tørre veier på en varm dag, mens “dårlig føre” refererer til vinterføre med snø og lav temperatur, under 0°C.

Tabell 5.3.1: Rekkevidden til en Nissan leaf med ulike ladeeffekt

Effektforbruk per 100 km	2,3 kWh	5,0 kWh	10 kWh	20 kWh
Bra føre (15,5 kWh/ 100km)	14,8 km	32,3 km	64,5 km	129 km
Dårlig føre (18,90 kWh/ 100 km)	12,16 km	26,5 km	52,9 km	106 km

Det kommer frem i tabellen at dersom en person ønsker å lade bilen på 20 kW i én time kan vedkommende få over 10 mils rekkevidde inn på bilen. Dette er ikke noe som antas å være en realistisk problemstilling over lengre tid med tanke på effekttopp gjennom en uke, men heller enkelttilfeller som må tas hensyn til ved ETR. Ved lading på 2,3 kW er det mulig å få inn 118,4 km i løpet av en arbeidsdag, noe som også er mer enn nok for pendlere. Det er derfor greit å anta at hovedtilbudet bør ligge på 2,3 kW, og noen få ladere kan tilby høyere effekt. Denne refleksjonen ga grunnlag for tre mulige “ladetilfeller” knyttet til bruk av laderne. Ladetilfellene er til for å se på kundenes ulike behov. Effektforbruket for hvert ladetilfelle inngår i mikronettets totalforbruk. Noen biler er også simulert til å lade i helger, men disse inngår ikke i mikronettets ukentlige største effekttopp, og er derfor ikke spesielt utdypet i ladetilfellene.

Ladetilfelle 1: 20 ladere er i konstant drift fra kl. 08:00 – 16:00 på 2,3 kW. I tillegg simuleres noen biler som lader før kl. 08:00 og etter 16:00, men disse vil ikke inngå i den største effekttoppen gjennom dagen.

Ladetilfelle 2: 17 ladere er i konstant drift fra kl. 08:00 – 16:00 på 2,3 kW. Noen biler lader også før kl. 08:00 og etter 16:00. I tillegg antas det at 3 ladere vil være i bruk i 2-timers intervall på 20 kW. Dette vil være biler som skal fullade et batteri på kort tid.

Ladetilfelle 3: 15 ladere er i konstant drift fra kl. 08:00 – 16:00 på 2,3 kW. Noen biler lader også før kl. 08:00 og etter 16:00. I tillegg antas det at 5 ladere vil være i bruk i 1-time intervall på 10 kW. Dette vil være biler som skal fullade et batteri på kort tid, ved feks. et møte.

Elbuslader

Elbusladeren mellom BI-bygget og Powerhouse skal kunne levere 450 kW i effekt, bussene skal maks ta imot 290 kW i 6 minutters-intervall hvert 10. minutt. I disse ladeintervallene leveres altså 29 kWh til bussen. Det antas av Tide at bussene skal lades kontinuerlig hvert tiende minutt fra klokken 05:00 – 23:59 i hverdagene. På lørdager antas det at bussen skal gå en gang i halvtimen fra klokken 06:00 – 07:59 og 19:00 – 23:59, og hvert tiende minutt fra klokken 09:00 – 18:59, og på søndager antas det at bussen går en gang i halvtimen fra 09:00 – 23:59.

5.4 Beregninger

Videre følger en oversikt over hvordan beregningene i oppgaven er gjort. Alle koder som ble brukt til beregninger i Matlab er laget av gruppens medlemmer.

Strøm- og effektkostnader

I kalkulasjoner med strømprisen ble en gjennomsnittlig dag fra en valgt uke i begynnelsen av hvert kvartal brukt. Strømprisene time-for-time ble funnet ved å ta gjennomsnittet av timesverdiene gjennom de valgte ukene. En snittpris ble funnet for en dag i januar, april, juli og oktober, og brukt gjennom de respektive

ukene, og videre for tilhørende måned. Ved salg av strøm er den gjennomsnittlige spotprisen gjennom måneden kalkulert på samme måte som ved kjøp av strøm. I beregninger av kraftkostnaden inkluderes spotpris, elsertifikater, fastpris, energipris, forbruksavgift og effekttariffer. Spotpris ble funnet på Nord Pool Spot, og effektpriser ble bekreftet av TrønderEnergi. Opprinnelsesgarantier er ikke medberegnet i oppgaven. Koden for beregningene er lagt ved i vedlegg I.

Bruksmetoder for batteriet

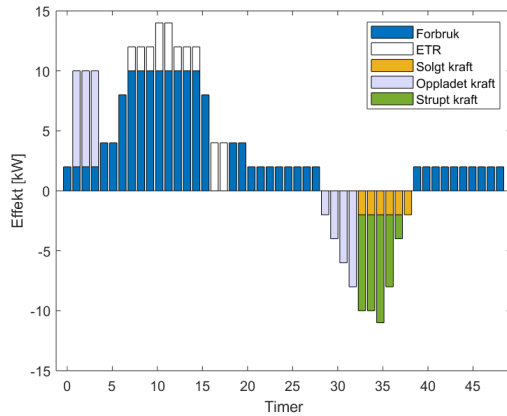
For å finne den mest optimale måten å bruke batteriet på ble et 548 kWh batteri testet på ulike bruksmetoder for ETR. Den påfølgende listen viser til mulig bruk av batteriet, og bruk av overskuddsenergien. Kombinasjoner av disse ga ulike bruksmetoder, som er vist i tabell 5.4.1. I beregning av totale kostnader og årlige besparelser ved bruk av ETR ble både en Matlab-kode og et Simulink-program brukt. Dette ble gjort for kvalitetssikring av beregningene. I alle bruksmetodene blir batteriet ikke ladet opp natt til lørdag og søndag i periodene med overskuddskraft i helgene.

- **Full syklus:** Fullader batteriet hver natt, for å så tømme batteriet om ettermiddagen slik at batteriet utfører en full syklus i løpet av en dag
- **Delvis syklus:** Fullader batteriet hver natt, og bruker ikke batteriet utenom ETR
- **Ladeprioritet:** Forkortet: Ladepri., prioriterer opplading av batteriet når det er overskuddsenergi fra solproduksjon, og selger kraft når batteriet er fulladet
- **Selgeprioritet:** Forkortet: Salkgspri., prioriterer salg av kraft opp til 100 kW, og lader opp batteriet dersom kraftproduksjonen overskrider 100 kW.

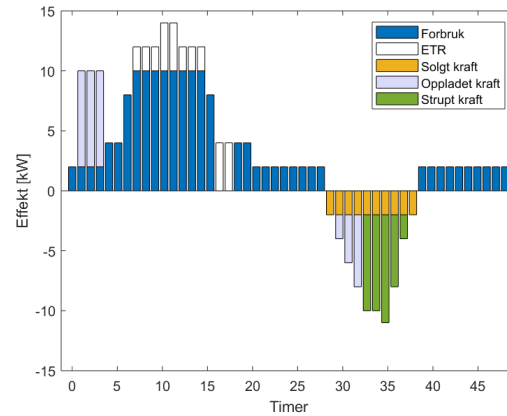
Tabell 5.4.1: Oversikt over bruksmetodene batteriet er testet for

	Ladeprioritet	Selgeprioritet
Full syklus	Full syklus/ladepri.	Full syklus/selgepri.
Delvis syklus	Delvis syklus/ladepri.	Delvis syklus/selgepri.

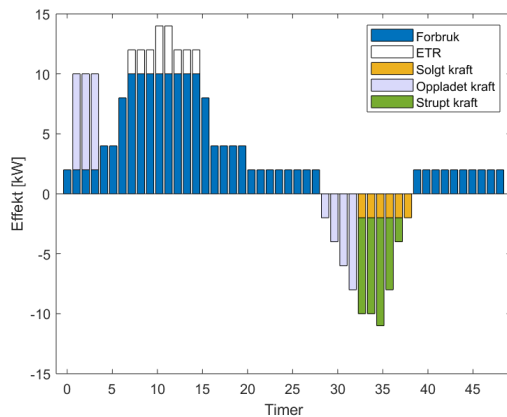
De fire bruksmetodene er illustrert i de følgende figurene: Full syklus/ladepri. i figur 5.4.1, Full syklus/selgepri. i figur 5.4.2, Delvis syklus/ladepri. i figur 5.4.3 og Delvis syklus/selgepri. i figur 5.4.4. Figurene er ment som en oversikt over hvordan batteriet brukes på en hverdag, effekttoppen til venstre på hver figur, og en dag med høyt overskudd, den negative effekttoppen til høyre i hver figur.



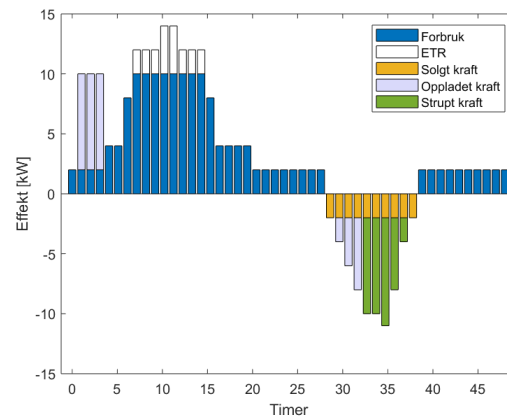
Figur 5.4.1: Bruksmetode; Full syklus/ladepri.



Figur 5.4.2: Bruksmetode; Full syklus/selgepri.



Figur 5.4.3: Bruksmetode; Delvis syklus/ladepri.



Figur 5.4.4: Bruksmetode; Delvis syklus/selgepri.

Batteristørrelse

For å finne optimal batteristørrelse ble to batterier fra samme leverandør på 274 kWh og 1096 kWh analysert og sammenlignet med batteriet på 548 kWh. Det ble også gjort tester for å finne ut hvilket batteri som er nødvendig for å redusere effekttoppene mest mulig. Det er da tatt utgangspunkt i at det er mulig å lade opp batteriet hver natt. Det ble gjort ved å ta gjennomsnittet av effektforbruket for hvert døgn i hver kalkulasjonsuke, og da tilhørende batterikapasitet der gjennomsnittet var høyest. Tilhørende batterikapasitet tilsvarer all energien som må lagres for å oppnå den nye ønskede effekttoppen, og batteristørrelsen som kan redusere toppene mest mulig er 2726 kWh. Matlabkoden i vedlegg I er brukt til dette.

Prosjektets nåverdi

For å kalkulere prosjektets lønnsomhet ble batteriets nåverdi beregnet i Excel, med tall fra beregning av årlige kostnader og kostnadsbesparelse. Formålet med beregningen er å se om batteriinvesteringen er lønnsom per dags dato, for ulike batteristørrelser. Informasjon om innkjøps- og vedlikeholdskostnader ble gitt av TrønderEnergi, mens besparelsene som følger ved bruk av batteri ble beregnet i oppgaven. Disse antas å være like gjennom prosjektets levetid. En **diskonteringsrente** anbefalt av NVE på 4% ble brukt gjennom beregningen. Formelen for beregning av nåverdi er vist i ligning 5.4.1. Her står C_t for innbetalingsoverskuddet i år t , C_0 er investeringsutgiften, r er avkastningskravet og t er levetiden.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (5.4.1)$$

Nåverdien ble beregnet for alle de tre ladetilfellene ved elbilladere, som ble besluttet tidligere i kapittelet, de fire bruksmetodene for en av ladetilfellene og igjen for de fire ulike batteristørrelsene for en av ladetilfellene og en av bruksmetodene. Batteristøtten fra Enova er med i beregningen av investeringskostnaden. Powerhouses tidshorisont på 60 år er brukt i beregninger av nåverdien til prosjektet.

De oppgitte verdiene for innkjøp og vedlikehold av batteriet med 548 kWh kapasitet var gitt av TE. Vedlikeholdskostnadene er satt til 10 000 kr i året i beregningene ved alle batteristørrelsene og bruksmetodene. Det er medberegnet nye investeringskostnader jevnlig, avhengig av levetiden til batteriet; ved Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri. kommer er det beregnet nye investeringskostnader hvert 10. år, og ved Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. er investeringene hvert 19. år. Ut i fra oppgitt kostnad av TrønderEnergi er forholdet mellom innkjøpspris og investeringskostnadene på 69 %, siden de nye investeringene ikke inneholder prisen for kapslingen. Den medberegnete Enovastøtten er på 2 millioner kroner. Det ble også funnet en nåverdi beregnet utifra prognoser av batterimarkedet. Denne nåverdien vil videre bli referert til som *potensiell nåverdi*. Den potensielle nåverdien ble funnet ved først å ta utgangspunkt i prisen vist på figur 3.3.2 i kapittel 3.3. Under disse beregningene er det antatt at kun modulene er inkludert til denne prisen. Første innkjøpskostnad er derfor dividert med forholdstallet på 69 %. Tabell 5.4.2 viser hvordan nåverdien er beregnet i begge tilfellene. For å finne den laveste prisen per installerte kWh til batteriet som ga nåverdi lik 0 eller høyere, ble en “Hva-skjer-hvis-analyse” - “Målsøking” i Excel brukt.

Tabell 5.4.2: Utregning av nåverdi og potensiell nåverdi

	Nåverdi	Potensiell nåverdi
1. Innkjøpskostnad	Innstillingskostnad + ant.kWh* 6 600 kr/kWh	Innstillingskostnad + ant.kWh* 1 347 kr/kWh/ 69 %
Ny investering	ant.kWh*6 600kr/kWh * 69 %	ant.kWh*600 kr/kWh

- Innstillingskostnad = 50 000 kr
- 6 600 kr/kWh = Gitt pris av TrønderEnergi inkludert kapsling
- 1 347 kr/kWh = Trendpris idag ekskludert kapsling, funnet i figur 3.3.2
- 600 kr/kWh = Trendpris i 2030 ekskludert kapsling, funnet i figur 3.3.2

Følsomhetsanalyse

For å undersøke hvordan endringer i ulike variabler påvirker utfallet av simuleringene ble det utført en “One-at-a-time”(OAT) analyse . Det ble først utført for batteriet på 548 kWh. Ved å endre variablene forbruk og strømpris ble endringen i besparelse per år funnet. Deretter ved å endre variablene innkjøpskostnad og driftskostnad i tillegg til de tidligere nevnte, ble endringen i nåverdien funnet. Det ble også utført en analyse der alle verdiene endret seg samtidig i enten positiv eller negativ retning, for å få frem den største mulige endringen i besparelse per år og nåverdi. Tabell 5.4.3 viser usikkerheten til de ulike variablene, og grunnlaget for valgt usikkerhet.

Tabell 5.4.3: Følsomhetsvariabler med grunnlag for usikkerhet

Variabel	Grunnlag til antagelse	Usikkerhet
Forbruk	Sammenligning av simulert og faktisk forbruk på BI-bygget	±40 %
Strømpris	Endringen i strømpris fra 2017 til 2018	±20 %
Innkjøpskostnad	Forholdet mellom gitt pris og funnet trendpris	-70 %
Driftskostnad	Forholdet mellom dobling og halvering av batteristørrelsen	+100 % / -50 %

6 Teknisk-økonomisk analyse

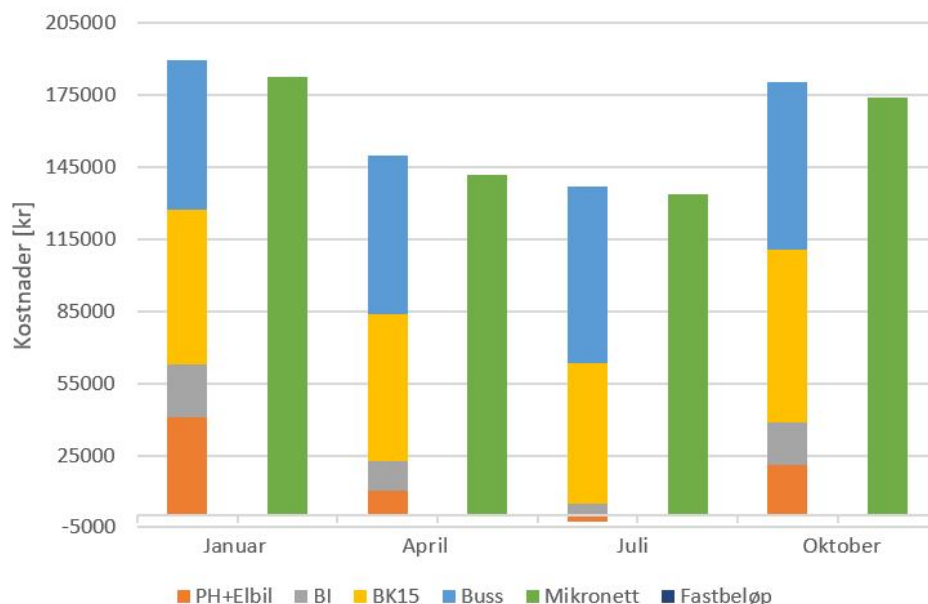
I dette kapittelet kommer en oversikt over resultater. De tekniske og økonomiske aspektene fremstilles separat i delkapitlene, og en sammenligning av disse presenteres i diskusjonsdelen av oppgaven. Først i resultatene fremstilles kostnadene komponentene i oppgaven vil ha dersom det ikke innvilges utbygging av mikronettet. Her sammenlignes kostnadene uten mikronett med kostnadene med mikronett - men uten bruk av batteri. Videre vil strømkostnader til mikronettet uten batteri bli lagt frem, etterfulgt av hvor mye effekttoppen kan reduseres ved ETR med et 548 kWh batteri for de tre ulike ladetilfellene. Kostnadsbesparelsen for prosjektet gjennom et år og dets levetid blir også presentert. Deretter vil resultater for ulike bruksmetoder med et 548 kWh batteri lagt frem; den mest lønnsomme metoden vil bli brukt i videre beregninger. Disse kalkulasjonene vil også gjøres for et 274 kWh, 1096 kWh og 2726 kWh batteri for å sammenligne prosjektets lønnsomhet med tre alternative batteristørrelser. Lønnsomheten vurderes etter nåverdi, og er kalkulert for dagens innkjøpspris, mulig innkjøpspris på markedet i dag, og framtidige batteripriser sammenlignet med trenden for batteripris. En oversikt over mengde energi som må strupes vises i tabeller i forbindelse med de ulike lademulighetene og bruksmetodene. Sist i resultatene kommer en følsomhetsanalyse for både besparelse per år og nåverdi.

6.1 Kostnader uten dispensasjon, og med dispensasjon uten batteri

Dette delkapittelet ser på utfallet dersom NVE gir eller ikke gir dispensasjon for utbygging og bruk av mikronettet. Dette vil bli gjort separat og skal vise prosjektets utgangspunkt, da det ikke er regnet med bruk av batteri. Her sammenlignes kostnader, besparelse og mikronettets totale effektforbruk.

6.1.1 Kostnader uten mikronett

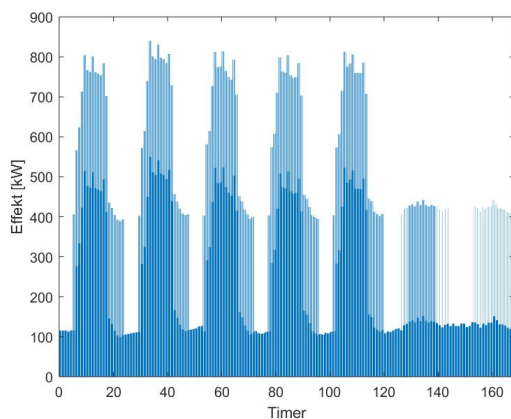
Dersom mikronettet ikke blir innvilget vil kraftkostnadene se anderledes ut. Da må alle komponentene betale hver sin effekttariff og hvert sitt fastbeløp. Det vil også føre til mer struping av solkraft. Figur 6.1.1 viser kraftkostnadene for hver måned med og uten mikronett; her er ladetilfelle 3, med 17 ladere på 2,3 kW og 3 på 10 kW i små perioder, brukt som eksempel for enkelhets skyld. Figuren viser at kraftkostnadene er litt lavere med et mikronett. Fastbeløpet er også lagt inn her, men gir så likte utslag på resultatet at det ikke vises på figuren. De eksakte kostnadene uten mikronett per komponent er lagt ved i vedlegg A. Totalt er kostnadsdifferansen med og uten mikronett 65 823 kr i året ved ladetilfelle 3. Tabell G.1 viser at ved ladetilfelle 3 i dette tilfellet strupes 12 354 kWh i juli.



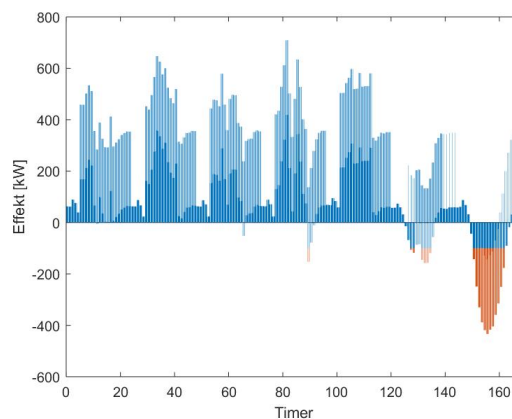
Figur 6.1.1: Med og uten mikronett: Kraftkostnader, kalkulasjonsmåneder

6.1.2 Kostnader med mikronettet uten batteri

Videre vises mikronettets effektforbruk i fokusukene der solkraftproduksjon er tatt med. For å illustrere forbruket er ladetilfelle 3 brukt som eksempel. Figur 6.1.2 og figur 6.1.3 viser det totale effektforbruket hhv. i fokusukene. I hverdage lades bussen i intervaller med 6 min på og 4 min av, og på søndager lades bussen i intervaller med 6 min på og 24 min av. Dette er årsaken til variasjon i fargeintensiteten.



Figur 6.1.2: Uten batteri: Totalt effektbehov, januar-uken

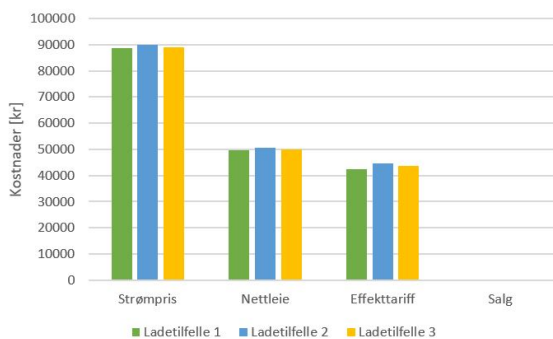


Figur 6.1.3: Uten batteri: Totalt effektbehov, juli-uken

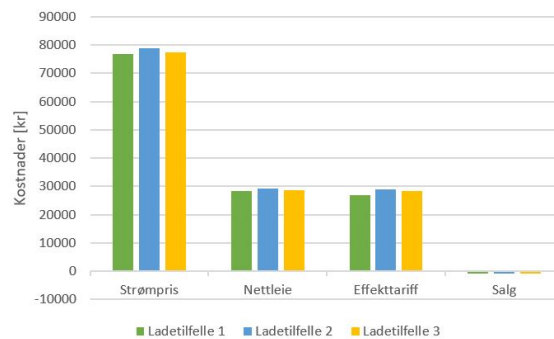
I januar viser figur 6.1.2 et jevnt effektforbruk i hverdage, hvor de høyeste toppene skyldes elbilladere på 10 kW som tilhører ladetilfellet. De lave toppene til høyre i grafen er forbruket i helgen. Effektbeho-

vet i hverdagene på dagtid er omtrent 800 kW, mens det i helgen ligger rundt 410kW. Figur 6.1.3 viser effektforbruket i juli. Her varierer “mønsteret” i forhold til januarforbruket på grunn av solkraften som produseres og forbrukes i mikronettet. Her kommer det også frem overskuddskraft i helgen, grunnet lavere effektbehov til bussladeren og byggene. Grunnet restriksjoner i plusskundeavtalen må overskuddskraft over 100 kW strupes. Området mellom 0 og -100 kW er hvor mye kraft som kan selges til nettet, mens det resterende området viser mengden kraft som må strupes. I et mikronett uten batteri vil fortsatt ca. 9 500 kWh strupes i juli. En full oversikt over mengde kraft som må strupes for de ulike ladetilfellene og batteristørrelsene fremstilles i vedlegg G.

For de fire kalkulasjonsmånedene er de totale strømkostnadene beregnet. I vedlegg A fremstilles de totale månedskostnadene og de fire underkategoriene i tabell A.2 med de tre ulike ladetilfellene. Underkategoriene i totalkostnaden er strømpris, nettleie, og effekttariff. Salg av strøm er også medberegnet i måneder med overskudd. Totalkostnaden varierer noe fra årstider og ladetilfelle. I fokusmånedene varierer strømkostnaden i januar fra 180 845 kr – 182 593 kr mellom ladetilfellene, mens tilsvarende kostnad varierer mellom 131 406 kr – 136 145 kr i juli. Strømkostnadens fordeling i underkategoriene er fremstilt i figur 6.1.4 og figur 6.1.5.



Figur 6.1.4: Uten batteri: Sammenligning av kraftkostnader ved de ulike ladetilfellene, januar



Figur 6.1.5: Uten batteri: Sammenligning av kraftkostnader ved de ulike ladetilfellene, juli

Figurene viser at den største utgiften er kjøp av kraft, og ligger mellom 90 000 kr i januar til 80 000 kr i juli. Det er en større forskjell i nettleie og effekttariff. Nettleien ligger på ca. 50 000 kr i januar og ca. 30 000 kr i juli. Effekttariffen ligger i januar rundt 43 000 kr og 30 000 kr i juli. I juli er det en liten andel solkraft solgt til forskjell fra januar som er uten salg. Ved å multiplisere hver kalkulasjonsmåned med tre for å få prisen per kvartal, ble kvartalkostnadene summert til årskostnaden for strøm.

Den største årlige kostnaden tilhører ladetilfelle 2, og er på 1 893 912 kr. Dette skyldes at dette ladetilfellet har høyest effekttopper. Case 1 har den laveste årlige kostnaden på 1 873 122 kr. Ladetilfelle 3 ligger i mellom med en kostnad på 1 893 912 kr. Her varierer kostnadene med 20 790 kr fra ladetilfelle 1 til ladetilfelle 3, og 30 822 kr fra ladetilfelle 3 til ladetilfelle 2. Den største differansen er mellom ladetilfelle 1 og 2 på 51 612 kr. Her kan utgiftene reduseres ved installasjon av et batteri, dersom investeringen viser seg å være lønnsom.

6.2 Effekttoppredusjon

Dette delkapittelet tar for seg ETR, hvordan effektforbruket blir etter ETR og økonomiske besparelser ved ETR. Det er i dette delkapittelet tatt utgangspunkt i et 548 kWh batteri og bruksmetode Full syklus/ladepri.

6.2.1 Teknisk fremstilling av effekttoppredusjon

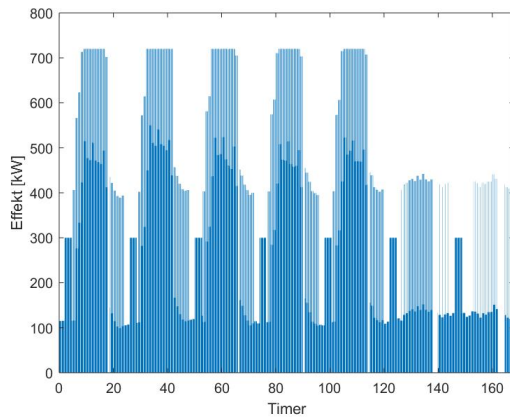
Et batteri gir muligheten for ETR. Delen av effekttoppen som kan reduseres varierer med batterikapasiteten. Tabell 6.2.1 viser hvor mye effekttoppen kan reduseres med ved ETR, og hva den nye høyeste effekttoppen blir ved de ulike ladetilfellene i kalkulasjonsukene. Bruksmetoden Full syklus/ladepri. fullader batteriet hver natt, bruker overskuddsenergien etter ETR hver ettermiddag, og prioriterer oppladning av batteriet ved overskudd av kraft i mikronettet før salg.

Tabell 6.2.1: ETR: mengde effekttoppene reduseres og nye effekttopper ved ulike ladetilfeller [kW]

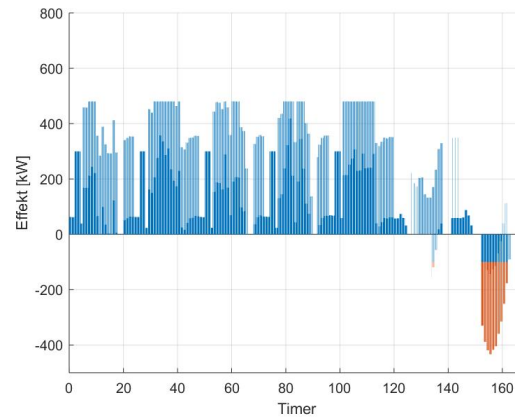
		Januar	April	Juli	Oktober
Mengde redusert	Ladetilfelle 1	103	184	195	147
	Ladetilfelle 2	136	191	233	181
	Ladetilfelle 3	120	186	229	176
Ny effekttopp	Ladetilfelle 1	710	545	475	615
	Ladetilfelle 2	730	560	490	635
	Ladetilfelle 3	720	550	480	625

Tabellen viser at de nye effekttoppene kan bli lavest ved ladetilfelle 1, da toppene i utgangspunktet er lavest her. Det er likevel små forskjeller i effekttopper mellom de ulike ladetilfellene i hver enkelt måned. Tabellen viser også at effekttoppene blir mest redusert i månedene med solproduksjon, og da spesielt april og juli. Effekttoppene kan reduseres mest ved ladetilfelle 2, siden effekttoppene er høyest og tynne nok til at batteriet kan ta hele toppen.

Figur 6.2.1 og figur 6.2.2 viser hvordan effektforbruket vil se ut i løpet av fokusukene dersom et 548 kWh batteri blir installert. Også her tar figurene utgangspunkt i ladetilfelle 3 som eksempel. Etter ETR er effekttoppene like høye i alle ukedagene for de respektive ukene. I januar er toppen på 710 kW og på i juli på 475 kW. Forskjell i fargeintensitet på effektbehovet kommer av at bussen lader i intervaller og pause i lading gir mindre tetthet på figuren; dette vises best i helgene når det er lengre tid mellom ladingene. I figuren fremstilles salg av kraft til nettet med negativt effektbehov i blå farge ned til - 100 kW. Etter dette er overskuddet farget rødt for å illustrere struping av kraft.



Figur 6.2.1: Totalt effektbehov med ETR, januar-uken



Figur 6.2.2: Totalt effektbehov med ETR, juli-uken

6.2.2 Økonomisk analyse av effektoppreduksjon

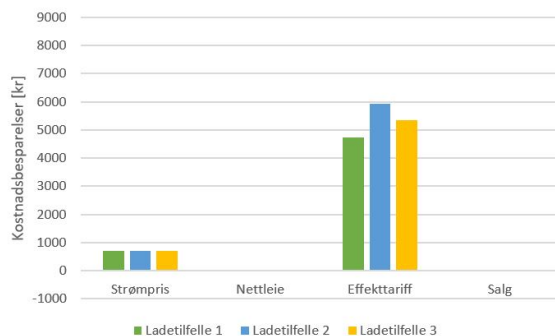
De totale strømutgiftene for hvert ladetilfelle og hver kalkulasjonsmåned er vist i vedlegg B i tabell B.1. Her er de totale årlige kostnadsbesparelsen og besparelsen over prosjektets levetid ved bruk av batteri vist i tabell 6.2.2. Beregningene er gjort for de tre ladetilfellene ved bruk av 548 kWh batteri. Mengden strupt kraft i juli vises også for hvert ladetilfelle.

Tabell 6.2.2: ETR: Besparelse per år og levetid [kr] og mengde strupt kraft i juli, for hvert ladetilfelle

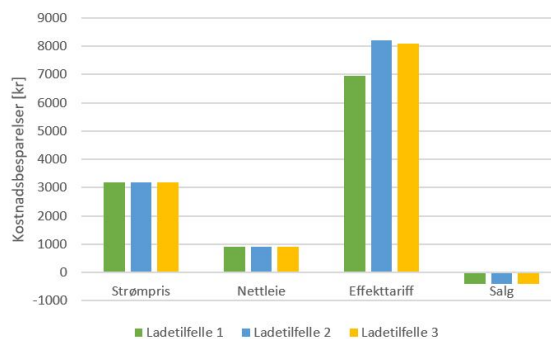
	Besparelse i året	Besparelse over levetid	Mengde kraft strupt, juli
Ladetilfelle 1	93 251	2 109 663	8 254 kWh
Ladetilfelle 2	104 396	2 361 802	8 041 kWh
Ladetilfelle 3	101 714	2 324 823	8 158 kWh

Den årlige kostnadsbesparelsen varierer mellom 93 251 og 104 395 kr mellom ladetilfellene. For den totale besparelsen per år er det kun 11 145 kr i differanse mellom de to mest ulike ladetilfellene, som her er ladetilfelle 1 og 2. Den totale besparelsen over levetiden varierer med 215 160 kr mellom ladetilfelle 1 og 3, og 36 979 kr mellom ladetilfelle 3 og 2. Den største differansen er mellom ladetilfelle 1 og 2 på 252 139 kr. Det er tydelig liten variasjon i besparelse mellom de ulike ladetilfellene sammenlignet med den totale årlige kostnaden.

Et nærmere blikk på hvor kostnadsbesparelsene finnes er vist i figur 6.2.3 og figur 6.2.4. Figurene viser hvor stor besparelsene er for de ulike underkategoriene, hvor kostnadene ved å ikke bruke batteri er sammenlignet med bruk av et 548 kWh batteri til ETR. Kraften som blir strup er relativt lik på alle ladetilfellene, og er i overkant av 8 000 kWh i juli.



Figur 6.2.3: ETR: differansen i kraftkostnader ved de ulike ladetilfellene, januar



Figur 6.2.4: ETR: differansen i kraftkostnader ved de ulike ladetilfellene, juli

Figurene viser at det er effekttariffen som endres mest for de ulike ladetilfellene. Endringen er på rundt 5 000 kr i januar, og 7 000 kr – 8 000 kr i juli. Videre er det en endring i strømpris på ca. 700 kr i januar og 3 000 kr i juli for alle ladetilfellene. På grunn av virkningsgraden til batteriet vil nettleiekostnaden øke litt - mer strøm må inn på batteriet enn hva batteriet kan levere til mikronettet. Her er energiforbruket høyere enn uten batteri. I juli derimot, er nettleiekostnaden redusert med ca. 1 000 kr. Salg av kraft forblir 0 kr i januar og synker med omtrent 500 kr i juli, da mindre kraft selges siden bruksmetoden prioriterer lading foran salg.

Tabell 6.2.3 viser nåverdien, potensiell nåverdi og høyestpris per kWh for positiv nåverdi, ved 548 kWh batteri og Full syklus/ladepri. I denne oppgaven representerer potensiell nåverdi nåverdien med trendprisen fra figur 3.3.2, fra kapittel 3.3. Tabellen viser at nåverdien er relativt lik på alle ladetilfellene, og er ca. -4 millioner kroner, og den potensielle nåverdien er rundt 2,3 millioner kroner. For at et 548 kWh batteri skal gi positiv nåverdi må innkjøpsprisen være ca. 3 250 kr.

Tabell 6.2.3: ETR: Nåverdi, potensiell nåverdi og makspris per kWh for positiv nåverdi for alle ladetilfellene [kr]

	Nåverdi	Potensiell nåverdi	Makspris/kWh
Ladetilfelle 1	-4 199 249	2 289 409	3 095
Ladetilfelle 2	-4 040 362	2 228 297	3 301
Ladetilfelle 3	-4 101 038	2 387 621	3 251

Det er gjennomgående liten endring i både de totale strømutfgiftene og totale besparelsene for de tre ulike ladetilfellene. På grunnlag av dette er det valgt ta utgangspunkt i ett av ladetilfellene videre i beregningene av resultatene. **Siden verdiene til ladetilfelle 3 gjennomgående ligger mellom verdiene til ladetilfelle 1 og 2 brukes dette ladetilfellet videre.** Verdier i videre beregninger for ladetilfelle 1 og 2 fremstilles i vedleggene.

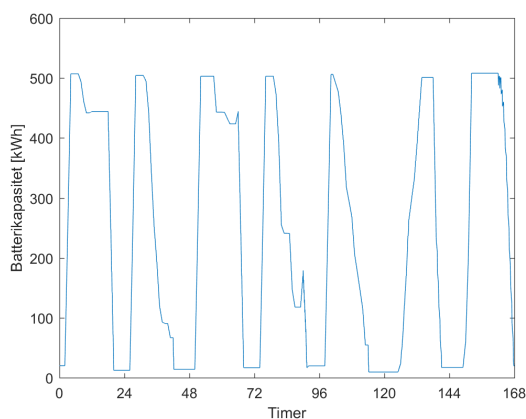
6.3 Ulike bruksmetoder ved bruk av batteri

For å finne den mest økonomisk gunstige måten å bruke et 548 kWh batteri på er kraftkostnadene ved fire forskjellige typer bruk beregnet. For hver av bruksmetodene er det regnet ut kraftpris i fokusmånedene. En oversikt over kraftkostnadene for hver bruksmetode og hvert ladetilfelle i fokusmånedene finnes i vedlegg C i tabell C.1.

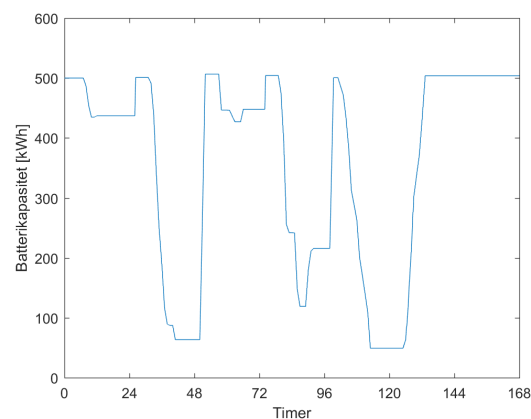
6.3.1 Teknisk fremstilling av bruksmetodene

Bruksmetodene er parvis like i periodene hvor det ikke er overskudd av kraft. Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri. lader opp batteriet på natten og tømmer det helt i løpet av dagen, og prioriterer å kjøpe billig kraft på natten fremfor dyrere kraft på dagen. Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri. har derfor minst en full syklus hver dag som vist i figur 6.3.1, altså minimum 365 i året. På dager med overskuddskraft innimellom effekttoppreduksjonen blir overskuddet lagret i Full syklus/ladepri. Denne bruksmetoden har derfor litt flere sykluser enn Full syklus/selgepri., som prioriterer salg av overskuddskraft.

Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. bruker kun batteriet til ETR, som betyr at de har færre sykluser i året enn Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri. Som vist i figur 6.3.2 brukes batteriet bare fem dager i uken for Delvis syklus/ladepri., og det er ikke fulle sykluser hver dag det brukes. Syklusene i Delvis syklus/ladepri. tilsvarer ca. 3 fulle sykluser i løpet av en uke, og antall sykluser er litt mindre for Delvis syklus/selgepri. Det er derfor antatt at Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. har 156,4 fulle sykluser i året. I kapittel 3.3 opplyses det om at et litium ionebatteri har en levetid på 3 000 sykluser ved 80% DoD. Det vil si at batteriet vil ha en levetid på ca. 8,2 år ved Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri., og en levetid på ca. 19,2 år med Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. For 274 kWh, 548 kWh og 1096 kWh batteriet er maksimal DoD på henholdsvis 80%, 88% og 91%.



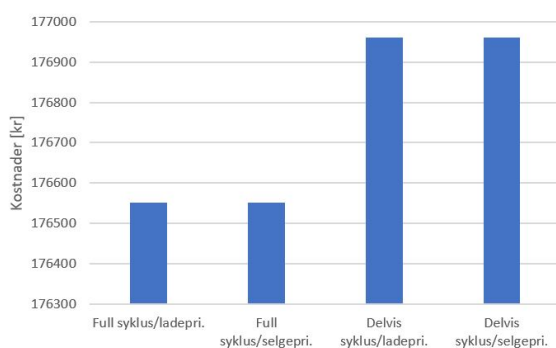
Figur 6.3.1: Batterikapasiteten i juli-uken, Full syklus/ladepri.



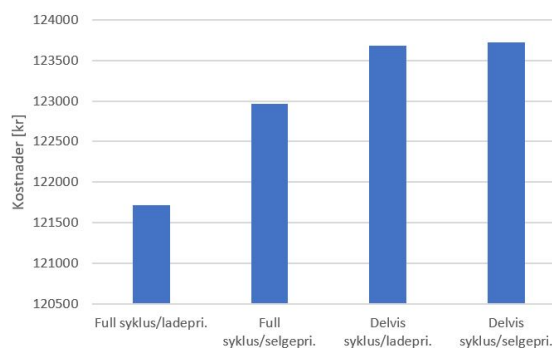
Figur 6.3.2: Batterikapasiteten i juli-uken, Delvis syklus/ladepri.

6.3.2 Økonomisk sammenligning av bruksmetodene

I figur 6.3.3 og figur 6.3.4 fremstilles kostnadene for hver bruksmetode, hhv. i fokusmånedene. For januar viser figuren at kraftkostnaden er lik for Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri., og lik for Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. Dette fordi det ikke er noe overskuddskraft fra solkraftproduksjonen som kan brukes til å lade batteriet. Figur 6.3.4 viser at Full syklus/ladepri. er mer enn 1 000 kr lavere enn Full syklus/selgepri. i juli. Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. ser ut til å ha relativt lik verdi som er litt mer enn 500 kr mer enn Full syklus/selgepri. igjen. De eksakte kostnadene for de ulike bruksmetodene er i tabell C.1, i vedlegg C.



Figur 6.3.3: Bruksmetoden: kraftkostnader, januar



Figur 6.3.4: Bruksmetodene: kraftkostnader, juli

Tabell 6.3.1 viser besparelsene i året, levetid og mengden struport energi i juli, kraft ved de ulike bruksmetodene. Tabellen viser at de årlige besparelsene varierer fra 84 845 kr til 101 714 kr, hvor Full syklus/ladepri. sparer mest og Delvis syklus/selgepri. sparer minst. Besparelsene i levetid ligger på omtrent 2 millioner for alle bruksmetodene, men også her sparer Full syklus/ladepri. litt mer enn de andre. Mengden energi som må strupes i juli er forskjellig mellom de ulike bruksmetodene. Full syklus/ladepri. struper mest, og Full syklus/selgepri. minst. Differansen i mengde struport strøm utgjør 1 124 kWh mellom Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri., kostnadsbesparelsen mellom bruksmetodene er 4 664 kr i året.

Tabell 6.3.1: Bruksmetode: total besparelse per år og levetid [kr], og struport energi i juli

	Besparelse i året	Besparelse i levetid	Struport energi, juli
Full syklus/ladepri.	101 714	2 324 823	8 151 kWh
Full syklus/selgepri.	97 050	2 195 610	7 027 kWh
Delvis syklus/ladepri.	84 965	1 896 992	9 116 kWh
Delvis syklus/selgepri.	84 845	1 894 313	7 547 kWh

Tabell 6.3.2 viser nåverdien, potensiell nåverdi og makspris per kWh for positiv nåverdi ved et 548 kWh batteri. Det er her antatt at batteriet har en levetid på 19 år ved Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri., og at modulene blir byttet to ganger gjennom byggets levetid. Mikronettet vil derfor brukes med

batteri i 57 år, og uten i 3 år.

Tabell 6.3.2: Brukmetode: nåverdi, potensiell nåverdi og makspris per kWh for positiv nåverdi [kr]

	Nåverdi	Potensiell nåverdi	Makspris/kWh
Full syklus/ladepri.	-4 101 038	2 387 618	3 251
Full syklus/selgepri.	-4 206 554	2 282 105	3 165
Delvis syklus/ladepri.	-1 756 958	2 331 947	4 438
Delvis syklus/selgepri.	-1 759 637	2 329 268	4 435

Tabellen viser at Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri. har svært negativ nåverdi med dagens innkjøpspris, begge nært -4,15 millioner kroner, mens Sparsom/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. gir nåverdi rundt -1,75 millioner kroner. Full syklus/ladepri. gir høyest potensiell nåverdi, og med 10 års levetid vil garantien sikre at batteriet holder til neste innkjøp; med 19 års levetid er det ingen garanti for at batteriet holder hele veien. **På grunn av dette er det valgt å bruke Full syklus/ladepri. i videre beregninger i oppgaven.**

6.4 Ulike batteristørrelser

For å finne den mest optimale batteristørrelsen mtp. prosjektets lønnsomhet er det gjort undersøkelser på fire forskjellige batteristørrelser. I dette delkapittelet fremstilles de samme beregningene gjort for 548 kWh batteriet for de tre andre batteristørrelsene. Videre kommer en oversikt over de tre ulike batterienes effektforbruk ved ETR, og en oversikt over differansen i kraftkostnad sammenlignet med forbruk uten bruk av batteri til ETR.

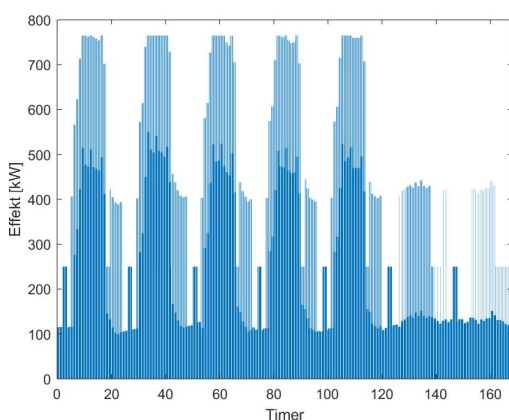
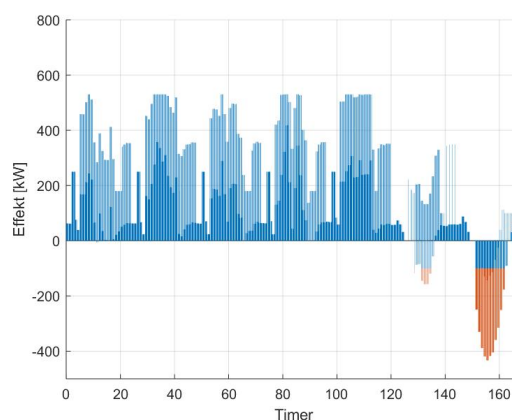
6.4.1 Teknisk fremstilling av effektoppreduksjon

Det ble kalkulert hvor langt ned på effekttoppen ETR kan foregå med de tre ulike batteristørrelsene. Tabell 6.4.1 viser høyden på effekttoppene etter ETR med ulike batteristørrelser i hver kalkulasjonsmåned, og mengden de blir redusert. Med 274 kWh batteriet blir den nye effekttoppen 755 kW i januar og 520 kW i juli; for 1096 kWh batteriet er toppen 630 kW i januar og 395 kW i juli; mens for 2726 kWh batteriet er toppen på 430 kW i januar og 260 kW i juli. Tabellen viser naturlig nok at det største batteriet kan kutte effekttoppene mest, og dermed gi den laveste effekttoppen gjennom månedene; likevel er ikke denne batteristørrelsen nødvendigvis mest lønnsom. Det lille batteriet tar kun de små toppene som overgår det alminnelige forbruket.

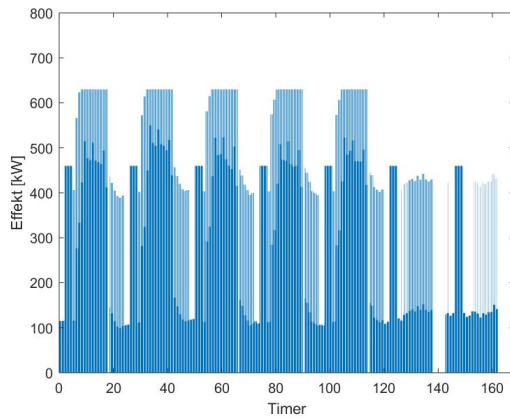
Tabell 6.4.1: Batteristørrelse: effekttoppen etter ETR [kW]

		Januar	April	Juli	Oktober
Mengde redusert	274 kWh	85	131	189	116
	1096 kWh	210	261	314	266
	2726 kWh	410	411	449	436
Ny effekttopp	274 kWh	755	605	520	685
	1096 kWh	630	475	395	535
	2726 kWh	430	325	260	365

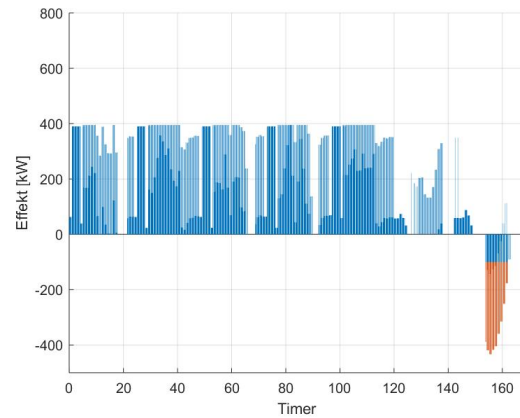
274 kWh batteri: Mikronettets effektforbruk i januar og juli ved ETR ved bruk av et 274 kWh batteri er vist i figur 6.4.1 og figur 6.4.2. Sammenlignet med effekttoppreduksjonen i januar og juli med et 548 kWh batteri på figur 6.2.1 og 6.2.2 batteri blir denne reduksjonen minimal i forhold. Høyeste effekttopp kan med denne størrelsen bli redusert med 85 kW i januar og 189 kW i juli. Forskjell i fargeintensitet på effektbehovet kommer av at bussen lader i intervaller, og at det er lengre intervaller i helgene. Når det er overskudd av kraft i figuren vil opp til 100 kW bli solgt til kraftnettet og den resterende kraften blir struport.

**Figur 6.4.1:** 274 kWh batteri, effektforbruk i januar-uken**Figur 6.4.2:** 274 kWh batteri, effektforbruk i juli-uken

1096 kWh batteri: Mikronettets effektforbruk i januar og juli ved ETR ved bruk av et 1096 kWh batteri er vist i figur 6.4.3 og figur 6.4.4. Sammenlignet med 548 kWh-batteriet kan et større batteri redusere effekttoppene betydelig mer. Høyeste effekttopp kan med denne størrelsen bli redusert med 210 kW i januar og 314 kW i juli.

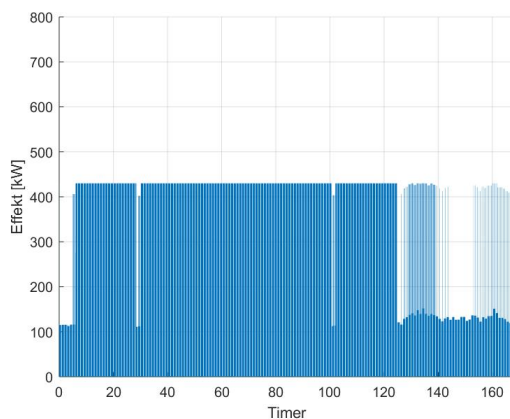


Figur 6.4.3: 1096 kWh batteri, effektforbruk i januar-uken

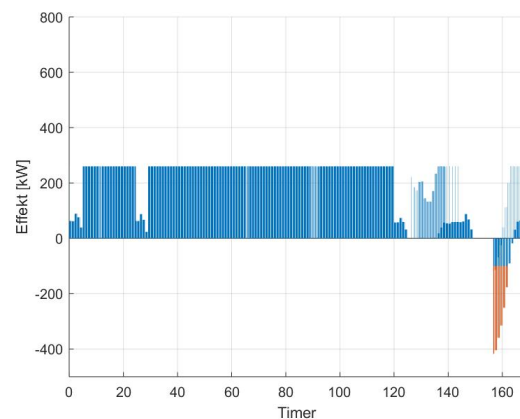


Figur 6.4.4: 1096 kWh batteri, effektforbruk i juli-uken

2726 kWh batteri: Mikronettets effektforbruk i fokusukene ved ETR ved bruk av et 2726 kWh batteri er vist i figur 6.4.5 og figur 6.4.6. Høyden på effekttoppene ved bruk av dette batteriet er omtrent den laveste effekttoppen mulig. Høyeste effekttopp kan med denne størrelsen bli redusert med 410 kW i januar og 449 kW i juli. Ved denne batteristørrelsen er det brukt en egen bruksmetode, som lader opp batteriet med kraft fra nettet ved alle muligheter bortsett fra i helgene. Ved overskudd i mikronettet blir oppladning av batteriet prioritert over salg. Dette ble gjort for alltid å ha strøm på batteriet til ETR.



Figur 6.4.5: 2726 kWh batteri, effektforbruk i januar-uken



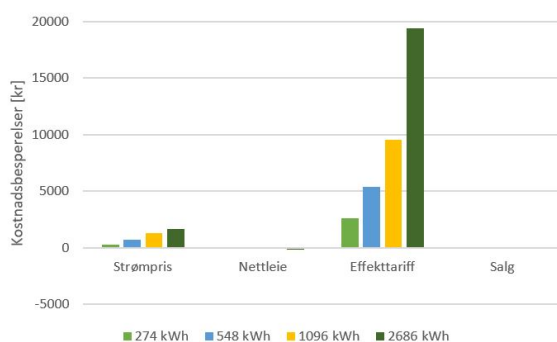
Figur 6.4.6: 2726 kWh batteri, effektforbruk i juli-uken

6.4.2 Økonomisk sammenligning av batteristørrelsene

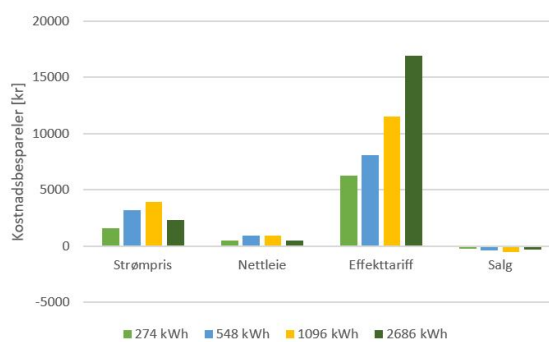
Prosjektets lønnsomhet avhenger av innkjøpsprisen til batteriet, hvor mye effekttoppreduksjonen gir i kostnadsbesparelse, og hvordan overskuddsenergi brukes til opplading av batteri eller andre bruksområder. I dette delkapittelet beregnes prosjektets nåverdi og hva den høyeste innkjøpsprisen på batteriet kan være for å gi positiv nåverdi er, samt hvordan framtidige priser påvirker nåverdien ved andre batteristørrelser enn

548 kWh batteriet. Hvor mye overskuddskraft som går til struping vil også bli beregnet.

Videre følger en oversikt over kostnadsbesparelsen i de ulike underkategoriene i den totale kraftkostnaden for de ulike batteristørrelsene. Dette er vist både for januar og juli, hhv. i figur 6.4.7 og figur 6.4.8. Her er differansen i kategoriene gjennomgått for alle batteristørrelsene, inkludert 548 kWh. Figurene viser at det er størst besparelse innenfor kategorien effekttariff. Her er det størst besparelse for de største batteriet. Differansen i effekttariff er større mellom batteristørrelsene i januar-ukene enn i juli-ukene. Det kommer også frem at det største batteriet på 2726 kWh gir lavere besparelse enn 1096 kWh i strømpris i juli. Dette skyldes at 2726 kWh batteriet kjøper kraft ved første mulighet, og ikke om natten som de andre batteriene.



Figur 6.4.7: Batteristørrelsene: sammenligning av besparelse, januar



Figur 6.4.8: Batteristørrelse: sammenligning av besparelse, juli

De totale årsbesparelsene ved bruk av de fire batteristørrelsene er sammenlignet i tabell 6.4.2. Den største årlige besparelsen er med det største batteriet på 2726 kWh kapasitet, hvor besparelsen blir 216 519kr. Dette tilsvarer 213 % av 548 kWh batteriets besparelse. Den minste batteristørrelsen vil gi en besparelse på 65 337 kr som er 64 % av 548 kWh batteriet. Tabellen viser også hvor stor besparelsen blir gjennom 60 år, inkludert vedlikehold og utskifting av moduler, for hver batteristørrelse. Det kan bespares 7 704 185 kr ved et 2726 kWh batteri i løpet av levetiden til bygget. Videre synker livsløpsbesparelsen med batteristørrelsen, og er på 5 481 968 kr ved et 1096 kWh batteri, 3 622 815 kr med et 548 kWh batteri, og 2 324 823 kr ved et 274 kWh batteri.

Tabell 6.4.2: Batteristørrelse: total besparelse per år og levetid [kr], og strupet energi i juli

	Besparelse i året	Besparelse over levetid	Strupet energi, juli
274 kWh	65 337	2 324 823	9 062 kWh
548 kWh	101 714	3 622 815	8 158 kWh
1096 kWh	153 910	5 481 968	6 684 kWh
2726 kWh	216 519	7 704 185	3 698 kWh

Besparelsen i nettleien fremstilles i tabellene D.7 til D.10 i vedlegg D. Tabellene viser at besparelsen i nettleie er negativ i januar og oktober for alle batteristørrelsene, altså øker nettleien ved bruk av batteri. Differansen i nettleie øker med økt batteristørrelse. Eksempelvis er nettleien -154 kr med et 2726 kWh

batteri, ladetilfelle 3, og Full syklus/ladepri. Dette skyldes virkningsgraden på batteriene og simulink modellen brukt i beregningene.

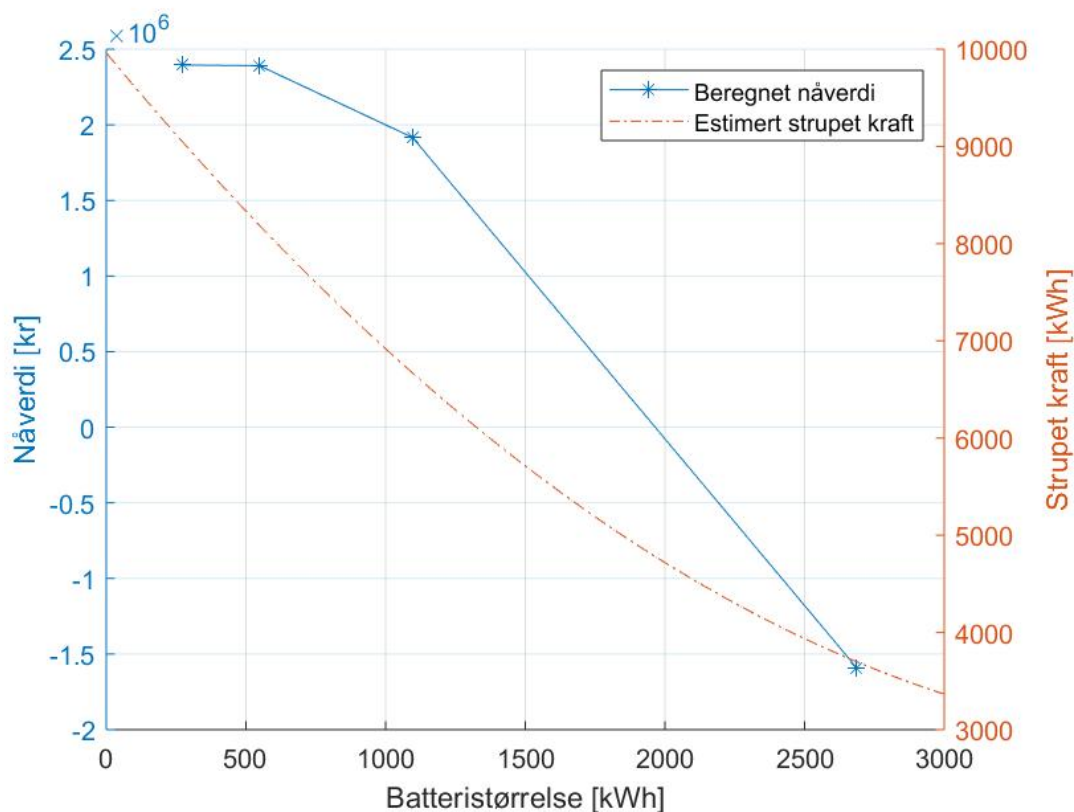
Tabell 6.4.3 fremstiller nåverdien, potensiell nåverdi og minstepris per kWh for positiv nåverdi, for ladetilfelle 3 med de fire batteristørrelsene. Innkjøpsprisen er på 6 600 kr/kWh i beregningene av nåverdiene. Tabellen viser at nåverdien til prosjektet er svært negativ; prosjektet er ikke lønnsomt med en pris på 6 600 kr/kWh. For at prosjektet skal bli lønnsomt er det derfor behov for å finne den maksimale innkjøpsprisen per kWh kapasitet som “i dag” vil gi prosjektet nåverdi lik 0 kr eller høyere. Den kalkulererte høyeste innkjøpspris per kWh kapasitet er også vist i tabell 6.4.3. Tabellen viser at prisen per kWh for positiv nåverdi synker med batteristørrelsen. 548 kWh batteriet må ned på 3 251 kr/kWh for å gi positiv nåverdi.

I kapittel 3.3 viser figur 3.3.2 en oversikt over litiumionebatteris priser per installerte kWh fra 2010 til 2018. Videre vises trenden til de antatte prisene per installerte kWh fra 2019 til 2030. Dersom batteriprisen første gang i nåverdien beregnes med tall fra figuren for 2019 på kr, og investeringkostnadene hver 10. år settes med tall for 2030 vil nåverdien bli positiv for tre av batteristørrelsene. Den potensielle nåverdien er vist i tabell 6.4.3 for ladetilfelle 3, mens de fire batteristørrelsene og tre ulike ladetilfellene er vist i vedlegg E i tabell E.1. Videre refereres “potensiell nåverdi” eller “potensiell innkjøpskostnad” til beregninger gjort med trendpriser.

Tabell 6.4.3: Batteristørrelse: nåverdi, potensielle nåverdi og makspris per kWh for positiv nåverdi [kr]

	Nåverdi	Potensiell nåverdi	Makspris/kWh
274 kWh	- 882 967	2 395 652	5 158
548 kWh	- 4 101 038	2 391 045	3 251
1096 kWh	- 11 002 274	1 916 739	2 108
2726 kWh	- 33 622 213	-1 590 028	1 080

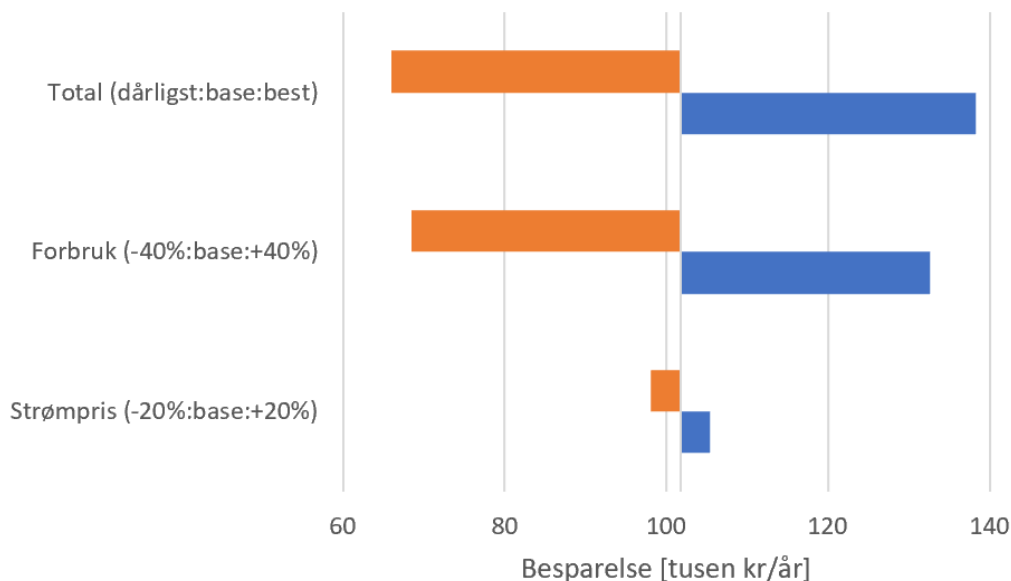
Tabellen viser at prosjektets nåverdi vil kunne bli 2 391 045 kr for 548 kWh batteriet dersom billigere batteri som finnes på markedet. Det vil være lønnsomt å gjøre batteriinvesteringen med disse prisene. Nåverdien på det største batteriet er derimot negativ her og. Figur 6.4.9 viser den potensielle nåverdien og estimert strupet kraft i juli mot batteristørrelsen. Figuren viser at batteristørrelsen med høyest nåverdi befinner seg i området rundt 274 kWh og 548 kWh.



Figur 6.4.9: Potensiell nåverdi og strupet kraft i juli ved ulike batteristørrelser

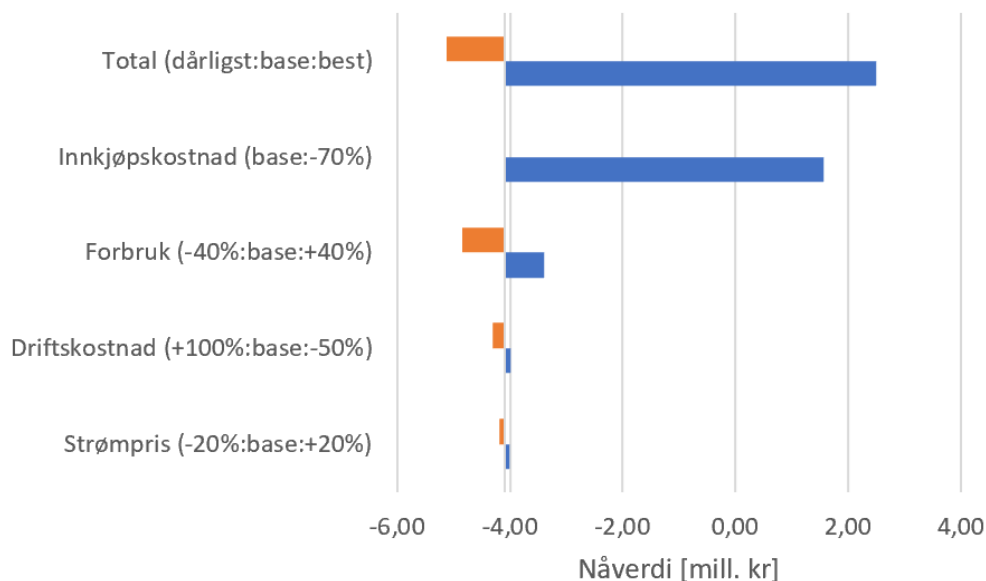
6.5 Følsomhetsanalyse

Påvirkningen til endringer i variablene ble undersøkt med en OAT analyse. Mengden og retningen til påvirkningen ble hovedfokuset i denne analysen. Figur 6.5.1 viser hvor følsom besparelsen per år er på endringer i strømprisen og effektforbruket. Fra figuren er det tydelig å se at besparelsen er mest følsom på endringer i forbruket. For batteriet på 548 kWh vil en endring i forbruket på 40 % føre til at besparelsen endres med ca. 30 000 kr i året. Figuren viser også den totale endringen i beste og dårligste scenario. Alle verdier ligger i vedlegg F.



Figur 6.5.1: Følsomhetsanalyse: besparelsens påvirkning av endringer i variabler, 548 kWh batteri

Figur 6.5.2 illustrerer hvor følsom nåverdien er på endringer i strømprisen, forbruket, driftskostnaden og innkjøpskostnaden til batteriet. Fra figuren er det tydelig å se at nåverdien er mest følsom på endringer i innkjøpskostnaden. Om innkjøpskostnaden blir 70 % lavere vil nåverdien øke med 5,2 millioner kr. Figuren viser også den totale endringen i beste og dårligste scenario. Alle verdier ligger i vedlegg F.



Figur 6.5.2: Følsomhetsanalyse: nåverdiens påvirkning av endringer i variabler, 548 kWh batteri

Det ble til slutt utført en beregning for å se hvor følsom nåverdien var for endringer i levetiden for de ulike batteristørrelsene ved Full syklus/ladepri. og ladetilfelle 3. Nåverdien ble beregnet med 8 års batterilevetid, og funnene var at nåverdien fortsatt tilsa at prosjektet var lønnsomt selv om nåverdien sank med ca. 400 000 kr. Dette ble gjort for å se sammenhengen mellom den potensielle innkjøpsprisen og garantien til batteriet. Videre ble levetiden til Delvis syklus/ladepri. satt til 10 år i stedet for 19 år for å se om nåverdien var like følsom som ved endring i levetid ved Full syklus/ladepri. Her ble den potensielle nåverdien fortsatt positiv men den sank med 2 millioner kroner. Dette vil si at dersom det ikke er en garanti tilstedet, og batteriet må byttes ut etter 3 000 sykluser vil den potensielle nåverdien til batteriet være 2 millioner kr med Full syklus/ladepri. og 2,3 millioner kr med Delvis syklus/ladepri. Dersom batteriet blir ødelagt før endt levetid, og garantien på 10 år må benyttes vil den potensielle nåverdien til batteriet være 2,4 millioner kr med Full syklus/ladepri. og 300 000 kr med Delvis syklus/ladepri.

7 Diskusjon

I diskusjonen knyttes resultater til spørsmål i problemstillingen og hypotesen. Diskusjonen følger oppbyggingen av resultatene der det først ses på behovet for å bygge ut et mikronett på Brattørkaia, og videre hvordan et batteri bør brukes til ETR og lagring. I underkapittelet om bruk av batteri og batteristørrelse diskuteres lønnsomhet knyttet til de ulike bruksmetodene og batteristørrelsene, og hvilke faktorer som påvirker. Elbilladernes innvirkning på mikronettets forbruk og effekttopper og transportsektorens fremtidsutsikter blir diskutert. Diskusjonen avsluttes med en sammenligning av faktisk forbruk i fremtiden med simulert forbruk i dag, før miljøaspektet ved batteriinnkjøp og produksjon raskt diskuteres.

7.1 Fordeler med mikronett på Brattørkaia

Som hypotesen sier får komponentene på Brattørkaia noen reduserte utgifter dersom de slås sammen til et mikronett. I mikronettet kan den årlige kraftkostnaden totalt reduseres med ca. 65 000 kr uten et batteri i mikronettet. I kapittel 4.3 kommer det frem en utgift på 15 000 kr for innkjøp av målere, og de fakturakostnadene i fokusmånedene. Disse kostnadene er små nok til at det fortsatt er lønnsomt å drifte et mikronett. Powerhouse og BI-bygget vil kunne strupe ca. 2 900 kWh mindre solkraft i juli ved å kunne dele kraft med BK15 og elbussen uten at kraften må innom nettstasjonen.

Grunnet økt energiforbruk og elektrifisering av transportsektoren blir etterspørselen av kraft større. Nettleien vil også presses opp, da det blir større krav til kraftnettet. Det økte energiforbruket vil presse opp kraftprisene, noe en økning i kraftproduserende enheter kan forhindre. Energieffektive mikronett med egen kraftproduksjon kan være et av tiltakene for å motvirke utviklingen i kraftkostnadene. For stor kraftproduksjon kan derimot føre til større kostnader i kraftnettet da nettet ikke er dimensjonert for å både levere og motta kraft i store mengder.

Mikronettet på Brattørkaia er et prøveprosjekt som kan være med og øke kompetansen innen fagområdet. Med mer kunnskap kan det bli lettere å planlegge og dimensjonere slike mikronett og plussbus, slik at både forbrukere og kraftnettet kan dra nytte av det.

7.2 Bruk av batteri

Som hypotesen sier kan noe av overskuddsenergien fra Powerhouse og BI-bygget utnyttes av de andre komponentene i mikronettet, men mengden utnyttet energi er mye mindre enn først antatt. I motsetning til hypotesen klarer ikke et 548 kWh batteri å lagre en signifikant del av av energien som i dag strupes - kun ca. 1 400 kWh av 9 500 kWh. Det var også overraskende lite energi som kan selges til nettet grunnet de lovlige restriksjonene. Kjøp av billigere kraft om natten bidrar til en kostnadsbesparelse ved ETR, hvilket hypotesen antok. Likevel viser figur 6.4.7 og 6.4.8 at det ikke er strømprisen som gir den største besparelsen, men effekttariffen. Følsomhetsanalysen underbygger påstanden ved å vise at strømpris ikke

har stor innvirkning på nåverdien. Billig kraft om natten gir altså ikke de store kostnadsbesparelsene som først antatt. Videre i dette delkapittelet diskuteres bruken av batteri, og knytter lønnsomhet til de ulike bruksmetodene.

Bruksmetodene som struper minst kraft er Full syklus/selgepri. og Delvis syklus/selgepri. Sannsynligvis vil ikke små effekttopper i ukedagene påvirke mengde strupet kraft på noen av bruksmetodene. Dette fordi det skal veldig mye overskuddskraft til for å lade opp batteriet i tillegg til å fylle salgskvoten. I helger med mye overskudd kan batteriet både lades fullt opp, og mikronettet kan selge overskuddskraften.

Disse bruksmetodene er likevel ikke de mest lønnsomme. Årsaken til dette kan forklares med at kraften som blir solgt er mindre verdt enn kraften som kjøpes, på grunn nettleien som øker ved økt trafikk gjennom nettstasjonen. Full syklus/ladepri. utnytter både egenprodusert og billig kraft fra nettene. Dette kan være årsaken til at besparelsen er høyere her enn ved de andre bruksmetodene.

Det negative med Full syklus/ladepri. er at denne metoden fører til at batteriet degraderes raskest; ikke bare kjører bruksmetoden en syklus om dagen, men i dager med overskudd gjennomfører batteriet mer enn en syklus. Dette forklares med at batteriet lades opp om nettene i tillegg til at overskuddskraft innimellom reduseringen av effekttopper. Dette er ikke tilfellet med Full syklus/selgepri. og Delvis syklus/selgepri., som selger de små mengdene overskuddskraft innimellom reduksjonen.

Levetiden til batteriet med Full syklus/ladepri. er kalkulert til å være litt mindre enn 8,2 år. Batterileverandøren har derimot en garanti på 10 år, så her trengs det ikke å tas hensyn til at batteriets levetid blir kortere. Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. har en beregnet levetid på 19 år, som er 9 år lengre enn garantien. Det er mulig at batteriet blir degradert raskere, da batterienes maksimale DoD er litt høyere enn ved antatt levetid. Om batteriene må byttes tidligere vil det føre til at intervallene mellom innkjøpene blir mindre, og nåverdien lavere. Ved undersøkelser gjort for å se hvordan prosjektets potensielle nåverdi varierte med endring i levetid viste resultatet at prosjektet fortsatt var lønnsomt.

Følsomheten til nåverdien ved Full syklus/ladepri. avhenger lite av garantien, som gir større spillerom for å finne et billigere batteri på markedet. Det er likevel foretrukket å investere i et batteri med en garanti. Ulempen med Delvis syklus/ladepri. er at den inneholder en større risiko knyttet til levetid enn Full syklus/ladepri. For at nåverdiene skal bli sammenlignbare må dette batteriet brukes i 19 år, hvilket er langt over garantien. Dette er mulig med tanke på antall sykluser som vil gjennomføres i denne tiden, men batteriet kan bli slitt med tiden. Full syklus/ladepri. kan oppnå en potensiell nåverdi på 2 millioner kr ved å bli byttet ut hver 8. år, som med tanke på investeringsintervall er under halvparten av tiden til Delvis syklus/ladepri. Det kan derfor være tryggere å gå for en bruksmetode der batterigarantien sikrer en forutsigbar investeringsplan som også er lønnsom.

Med dagens batteripris, strømpris og nettleie er det ikke lønnsomt med noen av bruksmetodene, spesielt ikke Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri. Dersom bedriftens økonomi skal prioriteres anbefales det ikke å investere i et batteri på 548 kWh, med noen av disse bruksmetodene, til dagens pris. Dersom batteriprisen blir lik den potensielle prisen på markedet idag vil derimot Full syklus/ladepri. være mest lønnsom. Det er da viktig at batterileverandøren fortsatt har en garanti på ti eller flere år. Hvis dette er tilfellet, er

dette den sikreste bruksmetoden, siden alle årene batteriet er i bruk er innenfor garantien. Dersom det er vanskelig å finne et batteri til den potensielle prisen, med disse kriteriene, vil det derimot være lettere å finne et batteri på markedet som er lønnsomt for Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. Årsaken til dette er at makspris for lønnsomhet er 1 200 kr høyere her per kWh.

For å minke mengden strukt kraft uten at det skal gå utover lønnsomheten, kan en kombinasjon av bruksmetodene være beste løsning i perioder med mye sol. Dersom Full syklus/ladepri. brukes til hverdags, og Full syklus/selgepri. brukes i periodene det er meldt fint vær og lite forbruk, f.eks helger og andre rød-dager, vil dette være med på å strupe mindre kraft. Dette kan i tillegg være enda mer lønnsomt, siden mer kraft blir solgt. Hvis værmeldingen endres til dårligere og Full syklus/selgepri. fortsatt kjører, kan dette påvirke besparelsene negativt. Det kan i disse tilfellene føre til at batteriet ikke blir ladet like mye som det potensielt kunne vært med Full syklus/ladepri.

7.3 Batteristørrelse

I mikronettet på Brattørkaia er ikke en investering med gitt pris på 6 600 kr/kWh økonomisk lønnsom, og selv med Enova-støtte vil alle batteristørrelsene gi negativ nåverdi ved Full syklus/ladepri. Det er derimot mulighet for at det blir lønnsomt i fremtiden om batteriprisene synker. Det vil først bli lønnsomt med små batteri da batteriprisen bare trenger å synke til 5 158 kr/kWh for at nåverdien til et 274 kWh batteri skal bli null. For et 548 kWh batteri må prisen ned til 3 251 kr/kWh for at nåverdien skal bli null. Større batteri enn det igjen må ha enda lavere pris per kWh for at en slik investering skal være lønnsom. Om batteriprisene blir så lave som Bloomberg hevder, vil det på et tidspunkt bli like lønnsomt å investere i et 274 kWh batteri som i et 548 kWh batteri.

Figur 6.4.9 viser den potensielle nåverdien til de ulike batteristørrelsene, der et batteri på 274 kWh og 548 kWh har en nåverdi på rundt 2,4 millioner. Det er usikkert hva de estimerte nåverdiene for batteristørrelser mellom 274 kWh og 548 kWh, og 548 kWh og 1096 kWh er. Når det kun er 5 000 kr i differanse mellom nåverdien til de to førstnevnte batteriene kan det være grunn til å tro at det finnes batteristørrelser mellom 274 kWh og 548 kWh som har høyere nåverdi. Det er også mulig at det er en batteristørrelse over 548 kWh som er like lønnsom. Hvis flere batteristørrelser har lik nåverdi er det hensiktsmessig å velge det største for å strupe minst mulig solkraft.

Det kommer frem i analysen at nettleien blir dyrere dersom et batteri installeres, og da dyrere desto større batteriet er. Årsaken til dette kan skyldes virkningsgraden til batteriet. Det aktuelle batteriet har en virkningsgrad på 98,6 % og inverterne på 97,0 %. Det betyr at batteriet må mates med mer kraft enn det kan få ut. Den dyre nettleien kan også skyldes simulink-modellen. Modellen som er brukt lader opp batteriet stegvis, og det kan derfor være tilfeller hvor batteriet blir ladet opp mer enn mulig. Dette betyr at det kan være tilfeller hvor det har blitt kjøpt mer kraft enn det som kan brukes. Denne årsaken vil også ha påvirket strømprisen negativt.

Når det uansett skal investeres i et batteri bør det vurderes hvor mye den økte kunnskapen og miljøgevinsten er verdt. Ved å øke størrelsen fra 274 kWh til 548 kWh vil nåverdien bli 3,3 millioner mindre, men samtidig vil forsknings- og miljøgevinsten øke. Mengden strukt kraft vil synke med 904 kWh bare i juli og det er mulig å teste ut et dobbelt så stort batteri i dette tilfellet. Når trenden viser at batteriprisene synker, kan det være lurt å kjøpe et større batteri nå for å forberede seg på hvordan teknologien vil bli brukt i fremtiden. Om forsknings- og miljøgevinsten blir verdsatt høyere enn det økonomiske tapet, burde det vurderes å kjøpe et større batteri. Den samme vurderingen bør igjen bli tatt for et enda større batteri som f.eks. batteriet på 1096 kWh. Et argument for å velge et større batteri på Brattørkaia er at denne utgiften blir bare en brøkdel av kostnaden ved å bygge et mikronett med et så energieffektivt hus som Powerhouse.

Pris er den avgjørende rollen i hvor stor batterikapasiteten kan være. Det kan være vanskelig å finne batterier med like god garanti og kvalitet som dagens leverandør gir. Det er mer sannsynlig å finne batterier med pris nærmere den maksimale pris/kWh som gir 0 kr i nåverdi enn potensiell pris. En løsning kan være å finne batterier i dag som er nærmere denne “nullnåverdi-prisen”, og i neste investering bruke utviklingen av batteriteknologien og markedet for å finne et billigere men like bra batteri. En annen grunn til at den potensielle batteriprisen er vanskelig å finne har bakgrunn i at det skal kjøpes inn få batteri, og at Trønder-Energi er et lite selskap på internasjonal skala sammenlignet med store batterikunder. Et forslag kan være å få inn en større batteriaktør som kan være med på utviklingen av batteribruk til større mikronett, for å få billigere batteri.

7.4 Elektrisk transport

Med bakgrunn i de økende elbil- og busspassasjerantallene fra 2018 er det grunn til å tro at denne utviklingen fortsetter, og behovet for lademuligheter til de elektriske kjøretøyene øker. I mikronettet på Brattørkaia kan dette føre til økt ladebehov fra elbil- og elbussladeren.

Dersom forbruket øker vil også overskuddsenergien komme til nytte. I perioder med mye overskudd, slik som i helger og om sommeren, kan flere elektriske busser bruke ladestasjonen på Brattørkaia for å utnytte denne energien. Dette kan planlegges ut fra innsamlet data i mikronettet. Om dette skjer vil behovet for lagring av overskuddsenergi i et batteri minke, og siden besparelsen i tillegg blir mindre med økende effekt vil en batteriinvestering bli mindre nødvendig og lønnsom.

Når det kommer til elbilladerne i mikronettets parkeringskjeller kommer det frem i kapittel 6.2 at kostnadsbesparelsen og effektoppene fra de ulike ladetilfellene ikke har stor innvirkning på effektoppene - i motsetning til hva hypotesen sier. Selv om alle tre ladetilfellene sannsynligvis kan forekomme i dag, kan utviklingen i elbiltallene i Trondheim gi større pågang på laderne i framtiden. Fremtidens ladebehov må tilfredsstilles med høyere effekt på laderne eller flere ladere. På den andre siden kan utvikling av elbilers rekkevidde og batterikapasitet føre til at færre behøver lading utenom på natten.

Forbruket i årene fremover kan være ulikt fra simuleringene her, uavhengig av økt elbil- og elbusspassasjertall. Elbilladerne kan bli hyppigere brukt på ettermiddager, kvelder og helger dersom studenter på BI

bruker parkeringskjelleren utenom arbeidstiden, ved kveldsarrangement i området, eller i helger til shopping i midtbyen. Om det er møter i et av byggene hvor mange kommer langveisfra kan de ha behov for å lade opp elbilen sin på høy effekt. Det kan også være at færre har behov for lading, da flere tar kollektivtransport som buss og tog til området. Så lenge det bare lades én buss om gangen med tanke på effekt og antallet busser ikke endrer seg med tanke på energibruk, vil ikke bussforsinkelser påvirke kraftkostnadene i stor grad. Det er beregnet at bussene lader på maks effekt slik at de kan ikke lade raskere og må ofre rekkevidde for å unngå forsinkelser.

7.5 Evaluering av faktisk og simulert forbruk

I simuleringene er det antatt at det ikke vil være produksjon av solkraft i de tre vintermånedene. Dersom dette ikke er tilfellet, og det likevel produseres solenergi her er det mulig at energibehovet på vinteren varierer litt mer. Det vil da være mulig å redusere effekttoppene litt også i vintermånedene, og det vil bli mer lønnsomt å bruke et batteri til ETR. Figur 4.1.3 viser det simulerte forbruket og det faktiske forbruket til BI-bygget i januar. Her er det mulig å se at det faktiske forbruket er litt lavere enn det simulerte. Det er derimot vanskelig å si om dette skyldes solkraftproduksjon eller et lavere effektforbruk, men dersom forbruket gjennomgående er litt lavere vil også effekttoppen kunne reduseres noe mer, og dermed gi lavere effektpris påfølgende måned.

På figur 4.1.4, 4.1.5 og 4.1.6 sammenlignes det simulerte og det faktiske forbruket på BI-bygget i hhv. april, juli og oktober. Fra disse figurene er det mulig å se at det faktiske energibehovet har tydelige likheter med det simulerte, med unntak av uken i juli rett etter oppstart av bygget. Likheten kan være med på å styrke resultatenes troverdighet. Den største forskjellen er i de periodene der bygget ikke er i bruk; her er det simulerte energibehovet mye lavere enn det faktiske. Høyere effektforbruk i perioder utenom effekttoppene har uansett liten betydning på hvor mye effekttoppene kan reduseres, så lenge det ikke blir for høyt.

Funn i analysen viste at forbruk, og dermed også solkraftproduksjon, gir størst utslag på mikronettets følsomhetsanalyse. Siden effektbehovet til BI-bygget er noe høyere enn simulert kan også forbruket til Powerhouse, elbusladeren og elbilladerne bli høyere enn simulert. For å optimalisere størrelsen og bruksmetoden til batteriet i mikronettets helhet bør en prøveperiode gjennomføres for å få mer realistiske data om forbruk. Fra dette er det mulig å finne en mer optimal løsning med tanke på batteribruk og størrelse på batteriet.

7.6 Miljøaspekt

I motsetning til hva hypotesen sier er ikke karbonintensiteten i Midt-Norge mye høyere i kraft kjøpt om natten enn på dagen. Den er nesten lik som på dagtid, så karbonintensiteten i batteriet øker ikke med denne typen bruk av batteriet. Likevel er karbonintensiteten fra produksjonen og transportering av batteriet, som forklart i kapittel 3.3.3 høy, og utslipp av CO₂-ekvivalenter i produksjonen er ikke til å stikke under en stol. I fremtiden kan dette utslippet reduseres betraktelig; utvikling av batterier og økt fokus på klimatiltak som

for eksempel CO₂-fangst kan gi et bedre CO₂-regnskap. Mulige lokalproduserte batterier fra Mo i Rana, med vindenergi i produksjonen, vil gi lavere karbonintensitet og være et bra alternativ i framtiden.

8 Konklusjon

En utbygging av mikronett på Brattørkaia har potensialet til å gi økonomisk besparelse for brukerne av byggene i mikronettet. Det vil også energieffektivisere Brattørkaia ved å bruke overskuddsenergi fra solkraft som ellers ville blitt struvt. For at prosjektet skal gjennomføres er det avhengig av at NVE gir dispensasjon til en slik utbygging.

Fire prinsipper for valg av bruksmetode er: lade, som lader opp batteriet ved overskudd; selge, som selger kraft ved overskudd; Full syklus, som lader ut batteriet hver ettermiddag; og Delvis syklus, som kun bruker batteriet til effekttoppreduksjon. En kombinasjon av to prinsipper blir en bruksmetode. Ved undersøkelse av de valgte bruksmetodene ble det funnet ut at levetiden varierer fra 8,2 år for bruksmetodene Full syklus/ladepri. og Full syklus/selgepri. til 19 år for Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. Besparelsen i året er størst for Full syklus/ladepri. og mengde struvt kraft er minst for Full syklus/selgepri. Med gitt batteripris er ingen av bruksmetodene lønnsomme. Med priser som i følge Bloomberg skal eksistere på batterimarkedet i dag, er Full syklus/ladepri. mest lønnsom for prosjektet.

Det konkluderes med at dersom batteriprisen blir tilnærmet lik trendprisen fra Bloomberg bør Full syklus/ladepri. brukes i kombinasjon med Full syklus/selgepri. Full syklus/selgepri. bør brukes på dager hvor det mest sannsynlig blir mye overskudd av solkraft, og Full syklus/ladepri. ellers. Dersom prisen blir høyere bør Delvis syklus/ladepri. og Delvis syklus/selgepri. benyttes.

Funn i analysen viser at selv ikke batteri opp mot 2726 kWh kan lagre all overskuddskraften om sommeren, og lovverket begrenser salget av kraften som ikke blir lagret. Dette resulterer i at mye av den egenproduserte kraften blir struvt selv med bruk av batteri. Analysen viser også at det er lønnsomt å kjøpe billig kraft om nettene for ETR på dagtid, og at kraften som kjøpes om natten i Midt-Norge har omtrent lik karbonintensitet som på dagtid. Elbilladerne utgjør kun små effekttopper i effektforbruket, og det er enkelt å redusere disse selv ved bruk av et lite batteri på 274 kWh. Dersom flere ladere brukes på høy effekt over en lengre periode vil det bli mye vanskeligere å redusere alle toppene.

Analysen viser at ingen av de undersøkte batteristørrelsene, på 274 kWh, 548 kWh, 1096 kWh og 2726 kWh, er lønnsomme med gitt pris; det minste batteriet har minst økonomisk tap og videre øker tapet med batteristørrelsen. Det konkluderes med at en batteriinvestering med pris på 6 600 kr/kWh ikke er å anbefale med hensyn på økonomisk vinning, uavhengig av batteristørrelse og bruksmetode. Dersom det skal bli lønnsomt å investere i et batteri på 274 kWh må prisen være lavere enn 5 158 kr/kWh. Makspris for positiv nåverdi blir lavere når batteristørrelsen øker. Med Delvis syklus/ladepri. eller Delvis syklus/selgepri. vil maksimal batteripris for positiv nåverdi være høyere, på grunn av økt levetid og dermed færre investeringer i batteri.

Det konkluderes med at en batteriinvestering ikke er lønnsom med dagens oppgitte pris på 6 600 kr/kWh. Prisen per kWh må reduseres til å bli maksimalt 5 158 kr/kWh for at investeringen skal bli lønnsom med et 274 kWh batteri. Trender viser at batteriprisene vil bli rimeligere i fremtiden og at batterieterspørselen øker. Med dagens og fremtidens trendpriser oppgitt av Bloomberg, vil det være like lønnsomt å investere i

et batteri på 274 kWh som et på 548 kWh; det største batteriet bør velges for å utnytte overskuddsenergien best mulig. Det er derimot ingen garanti for at batteriet har de samme spesifikasjonene og kvalitet som med dagens leverandør. Disse faktorene påvirker også lønnsomheten.

Dersom det er ønskelig å undersøke hvordan store batteribanker bør og kan håndteres i fremtiden, kan det i dag investeres i et større batteri enn 274 kWh. TrønderEnergi må evaluere det økonomiske tapet med en større investering i dag opp mot fremtidig markedsverdi.

9 Videre arbeid

I dette delkapittelet presenteres noen ideer til videre arbeid og potensielle fokusområder i fremtiden. Disse ideene diskuteres ikke i større grad da temaene avviker noe fra problemstillingen, og for å holde avgrensningene i oppgaven. Det vil være interessant å se resultat av nye oppgaver med utspring i ideene under.

Bruke andre løsninger til ETR

Det finnes flere former for energilagring, som for eksempel hydrogen eller biodiesel. Det er mulig at en annen lagringsform enn batteri hadde egnet seg bedre på Brattørkaia med tanke på økonomi og miljø. Lastflytting er også en løsning for å redusere effekttoppene som kan undersøkes.

Bruksområder til strøpt kraft

Det er fortsatt mye energi som strupes grunnet restriksjoner i salg og lagringskapasitet i batterier. Det hadde vært interessant å finne nye bruksområder for overskuddsenergien, som for eksempel ved å utvide mikronettet. Flere enklere forslag til bruksområder er listet i tabell vedlegg H i tabell H.1

Resirkulering og gjenbruk av batteri

Det er mulig å undersøke om batteriet kan bli solgt etter det ikke lenger oppfyller kravene på Brattørkaia for å øke lønnsomheten til prosjektet. Hvis det er mulig kan det også undersøkes hvilken miljøpåvirkning det har å ikke resirkulere batteriet for tidlig, men utnytte det maksimalt.

Drifting av elbilladerne

Kapittel 3.4 forteller om hvordan transportsektoren har utviklet seg, og mest sannsynlig kommer til å utvikle seg i fremtiden. Det kan derfor regnes med at i fremtiden vil det komme busser som lader med hyppigere mellomrom og flere som ønsker å lade elbilen. Begge disse tilfellene vil føre til et høyere effektforbruk i mikronettet, og da høyere effekttopper. Det kan være interessant å undersøke hvordan utviklingen i transportsektoren vil påvirke forbruket på Brattørkaia. Om det blir nødvendig å regulere ladeforbruket burde det utarbeides en ordning som setter en pris for lading og hvordan ladetiden skal fordeles.

Litteraturliste

- [1] Faith Birol mfl. *Energy and climate change*. International Energy Agency, 2015. URL: <https://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf> (sjekket 28.04.2019).
- [2] *2017-12-14*. ssb.no. URL: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn/aar-endelige/2017-12-14> (sjekket 28.04.2019).
- [3] *Energibruk i Norge - NVE*. URL: <https://www.nve.no/energibruk-og-effektivisering/energibruk-i-norge/> (sjekket 24.01.2019).
- [4] Kjetil Malkenes Hovland. *Ruster opp kraftnettet for milliarder: – Et historisk høyt nivå*. E24. URL: <http://e24.no/a/24412303> (sjekket 28.04.2019).
- [5] *+CityxChange*. URL: <https://cityxchange.eu/> (sjekket 28.02.2019).
- [6] *210 millioner til framtidens energisystem*. Mynewsdesk. URL: <http://presse.enova.no/pressreleases/210-millioner-til-framtidens-energisystem-2829629> (sjekket 15.03.2019).
- [7] *Entra*. Entra. URL: <https://entra.no/about> (sjekket 04.02.2019).
- [8] *front*. URL: <https://www.powerhouse.no/prosjekter/brattorkaia/> (sjekket 16.01.2019).
- [9] Tuva Strøm Johannessen. *Verdens nordligste plusshus åpner dørene*. Tu.no. 3. mar. 2019. URL: <https://www.tu.no/artikler/verdens-nordligste-plusshus-apner-dorene/458951> (sjekket 05.03.2019).
- [10] *Dagens strømpris (Januar 2019)*. nb-no. URL: <https://forbrukernet.com/str%C3%B8m/spotpriser.php> (sjekket 18.01.2019).
- [11] *Strømkunder - NVE*. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/stromkunder/> (sjekket 18.01.2019).
- [12] *Kraftmarkedet*. Energifakta Norge. URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> (sjekket 05.03.2019).
- [13] *Elsertifikater - NVE*. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/?ref=mainmenu> (sjekket 24.01.2019).
- [14] *Nettleie - NVE*. URL: <https://www.nve.no/stromkunde/nettleie/?ref=mainmenu> (sjekket 25.01.2019).
- [15] *NRK TV - Se Våråret 2018*. URL: <https://tv.nrk.no/program/dvyr20000018/vaeraaret-2018> (sjekket 22.01.2019).
- [16] *Strømprisen har aldri vært høyere*. Kraftnytt.no. 26. feb. 2019. URL: <https://kraftnytt.no/2019/02/27/stromprisen-har-aldri-vaert-hoyere/> (sjekket 07.03.2019).
- [17] *Plusskunder - NVE*. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/> (sjekket 01.02.2019).
- [18] Olivier Corradi. *Estimating marginal carbon intensity with machine learning*. Medium. 3. jul. 2018. URL: <https://medium.com/electricitymap/using-machine-learning-to-estimate-the-hourly-marginal-carbon-intensity-of-electricity-49eade43b421> (sjekket 09.04.2019).
- [19] R. H. Lasseter. «MicroGrids». I: *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Con-

- ference Proceedings (Cat. No.02CH37309). Bd. 1. Jan. 2002, 305–308 vol.1. DOI: 10.1109/PESW.2002.985003.
- [20] *About Microgrids | Building Microgrid*. URL: <https://building-microgrid.lbl.gov/about-microgrids> (sjekket 24.01.2019).
- [21] Per Helge Seglsten. *De største solkraftprodusentene har måttet kaste strøm*. Tu.no. 20. aug. 2018. URL: <https://www.tu.no/artikler/de-storste-solkraftprodusentene-har-mattet-kaste-strom/443759> (sjekket 02.04.2019).
- [22] Mari Andrea Pedersen. «Teknisk-økonomisk planlegging av mikronett». I: *Solar Energy* 5 (apr. 2018), s. 443–448. URL: https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2508294/17949_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y (sjekket 24.01.2019).
- [23] *Passivhus, plusshus, nullutslippsbygg...* nb-NO. URL: <http://lavenergiprogrammet.no/aktuelt/passivhus-plusshus-nullutslippsbygg/> (sjekket 17.01.2019).
- [24] *Dette taket skal gi strøm til naboene*. Tu.no. 28. sep. 2018. URL: <https://www.tu.no/artikler/dette-taket-skal-gi-strom-til-naboene/447082> (sjekket 24.01.2019).
- [25] *BREEAM i Norge, Vurdering av BREEAM-NOR i praksis*. nb-NO. URL: https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/232396/637811_FULLTEXT01.pdf?sequence=2&isAllowed=y (sjekket 24.01.2019).
- [26] *How BREEAM Certification Works*. BREEAM. URL: <https://www.breeam.com/discover/how-breeam-certification-works/> (sjekket 24.01.2019).
- [27] Solar Choice Staff. *Is Solar Power right for you in NSW?* Solar Choice. 9. aug. 2011. URL: <http://www.solarchoice.net.au/blog/price-1-5kw-solar-power-system-right-for-you-in-nsw/> (sjekket 13.03.2019).
- [28] Bente Halvorsen Torgeir Ericson. «Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer?» I: (jun. 2008). URL: https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200806/ericson.pdf (sjekket 13.03.2019).
- [29] Odne Burheim. *Engineering Energy Storage*. Jan. 2002. (Sjekket 24.01.2019).
- [30] Solar Choice Staff. *Is Solar Power right for you in NSW?* Solar Choice. 9. aug. 2011. URL: <http://www.solarchoice.net.au/blog/price-1-5kw-solar-power-system-right-for-you-in-nsw/> (sjekket 13.03.2019).
- [31] Jiajun Chen og M. Stanley Whittingham. «Hydrothermal synthesis of lithium iron phosphate». I: *Electrochemistry Communications* 8.5 (1. mai 2006), s. 855–858. ISSN: 1388-2481. DOI: 10.1016/j.elecom.2006.03.021. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1388248106001020> (sjekket 10.05.2019).
- [32] L. A.-W. Ellingsen. «Life cycle assessment of lithium-ion traction batteries.» Doktorgradsavhandling. Trondheim: NTNU, 2017.
- [33] Ivar Gunvaldsen, Steinar Mathiesen og Knut A. Rosvold. *batteri*. I: *Store norske leksikon*. 29. okt. 2018. URL: <http://snl.no/batteri> (sjekket 10.05.2019).
- [34] *What is charge cycle? - Definition from WhatIs.com*. URL: <https://whatis.techtarget.com/definition/charge-cycle> (sjekket 26.04.2019).

- [35] K.C. Divya og Jacob Østergaard. «Battery energy storage technology for power systems—An overview». I: *Electric Power Systems Research* 79.4 (apr. 2009), s. 511–520. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2008.09.017. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779608002642> (sjekket 09.04.2019).
- [36] Bhaskar Saha og Kai Goebel. «Modeling Li-ion Battery Capacity Depletion in a Particle Filtering Framework». I: (2009), s. 11.
- [37] Seung Woo Lee mfl. «High-power lithium batteries from functionalized carbon-nanotube electrodes». I: *Nature Nanotechnology* 5.7 (jul. 2010), s. 531–537. ISSN: 1748-3387, 1748-3395. DOI: 10.1038/nnano.2010.116. URL: <http://www.nature.com/articles/nnano.2010.116> (sjekket 09.04.2019).
- [38] *Lithium Batteries — Clues To The Mystery*. CleanTechnica. 4. mar. 2018. URL: <https://cleantechnica.com/2018/03/04/lithium-battery-clues-mystery/> (sjekket 15.05.2019).
- [39] *Better Batteries - Bloomberg*. URL: <https://www.bloomberg.com/quicktake/batteries> (sjekket 19.03.2019).
- [40] *Samtale med intern veileder*. I samarbeid med Kristian Lien. 9. mai 2019. (Sjekket 09.05.2019).
- [41] Fride Vullum-Bruer. *Framtidige batteripriser og utslipp fra produksjon*. E-mail. 27. mar. 2019.
- [42] Linda Ager-Wick Ellingsen, Christine Roxanne Hung og Anders Hammer Strømman. *Identifying key assumptions and differences in life cycle assessment studies of lithium-ion traction batteries with focus on greenhouse gas emissions*. NO-7491. Science Direct: Norwegian University of Science m.m., 27. jun. 2019. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920916309658?fbclid=IwAR0p9_xTuLmhn-KhykoRhb085zGfpd1bdBEHY5HFUuFluso8F1MTteR8jto (sjekket 02.04.2019).
- [43] *Gründere vil etablere gigantisk batterifabrikk i Mo i Rana - Shifter*. URL: <https://shifter.no/grundere-vil-etablere-gigantisk-batterifabrikk-i-mo-i-rana/> (sjekket 14.05.2019).
- [44] Torsten Hanssen. «Historisk nedgang i bomringtrafikken». I: (2. jan. 2019).
- [45] Entra. *FDV dokumentasjon BK16*. Jan. 2019. (Sjekket 04.02.2019).
- [46] *Nettleie bedrift 2019*. Tronderenerginett.no. URL: <https://tronderenerginett.no/kunde/avtaler/bedrift-nettleie-2019> (sjekket 05.03.2019).
- [47] *Forbruk og rekkevidde - utfra tester og egne erfaringer*. URL: <https://elbilforum.no/index.php?topic=40562.0> (sjekket 20.05.2019).

A Kostnader med og uten et mikronett

I dette vedlegget fremstilles en oversikt over de totale kostandene uten og ved bruk av et 548 kWh batteri. Totalkostnadenes fordeling i underkategorier er også vist.

Kostnader uten mikronett

Tabell A.1 viser en oversikt over kraftkostnadene til de ulike komponentene dersom det ikke er et mikronett. Fastbeløpet på 8 800 kr/år er ikke lagt til her. Dette beløpet vil bli lagt til på hver komponent.

Tabell A.1: Kraftkostnadene tilhørende hver komponent uten mikronett

		Januar	April	Juli	Oktober	Årlig
PH + Elbil	adetilfelle 1	37 766	9 654	-5 148	18 589	182 580
	Ladetilfelle 2	43 140	12 448	-311	23 321	235 794
	Ladetilfelle 3	40 719	10 441	-2 676	20 887	208 113
BI		22 077	12 154	4 947	18 017	171 585
BK 15		64 289	60 982	73 208	71 428	765 825
Buss		62 155	66 219	73 208	69 827	814 227
Sum	Ladetilfelle 3	189 234	149 796	134 058	180 159	1 994 941

Kostnadsoversikt med mikronett, uten batteri

Tabell A.2 viser en oversikt over de ulike kostnadene for mikronettet, med de ladetilfellene for elbillading.

Tabell A.2: *Strømpriser i måneden uten batteri, inkludert salg av strøm ved overskudd [kr]*

		Strømpris	Nettleie	Effekttariff	Salg	Kostnad
Jan.	Ladetilfelle 1	88 575	49 762	42 506	-	180 845
	Ladetilfelle 2	90 077	50 587	44 630	-	185 295
	Ladetilfelle 3	89 003	49 990	43 600	-	182 593
April	Ladetilfelle 1	78 043	34 973	29 008	616	140 638
	Ladetilfelle 2	79 830	34 974	29 770	614	143 961
	Ladetilfelle 3	78 516	34 410	29 257	616	141 569
Juli	Ladetilfelle 1	76 915	28 460	26 957	926	131 406
	Ladetilfelle 2	79 027	29 225	28 815	922	136 145
	Ladetilfelle 3	77 477	28 667	28 304	927	133 521
Okt.	Ladetilfelle 1	100 866	40 422	30 196	-	171 485
	Ladetilfelle 2	102 960	41 247	31 969	-	176 177
	Ladetilfelle 3	101 439	40 650	31 531	-	173 621

B Kostnadsoversikt med bruk av et 548 kWh batteri

Tabell B.1 viser en oversikt over de ulike kostnadene for mikronettet, med de ladetilfellene for elbillading, dersom et 550 kW batteri blir installert og brukes ut fra den best kalkulerete bruksmetoden.

Tabell B.1: Kostnader i måneden med et 548 kWh batteri [kr]

		Strømpris	Nettleie	Effekttariff	Salg	Kostnad
Jan.	Ladetilfelle 1	87 868	49 795	37 770	-	175 434
	Ladetilfelle 2	89 379	50 621	38 710	-	178 709
	Ladetilfelle 3	88 287	50 023	38 240	-	176 551
April	Ladetilfelle 1	75 799	33 424	22 575	378	131 419
	Ladetilfelle 2	77 605	34 206	23 100	378	134 532
	Ladetilfelle 3	76 295	33 640	22 750	379	132 305
Juli	Ladetilfelle 1	73 735	27 546	20 000	523	120 758
	Ladetilfelle 2	75 843	28 313	20 600	515	124 241
	Ladetilfelle 3	74 290	27 759	20 200	521	121 728
Okt.	Ladetilfelle 1	100 192	40 463	25 025	-	165 680
	Ladetilfelle 2	102 286	41 285	25 725	-	169 297
	Ladetilfelle 3	100 763	40 686	25 375	-	166 825

C Bruksmetode for et 548 kWh batteri

Tabell C.1 viser strømkostnadene ved de fire bruksmetodene og de tre forskjellige ladetilfellene, for januar og juli. Den bruksmetoden som gir lavest strømkostnad er brukt i oppgaven.

Tabell C.1: Strømkostnad for bruksmetodene og ladetilfellene for januar og juli [kr]

		Januar	Juli
Full syklus/Ladepri.	Ladetilfelle 1	175 434	120 758
	Ladetilfelle 2	178 710	124 241
	Ladetilfelle 3	176 551	121 728
Full syklus/selgepri.	Ladetilfelle 1	175 434	121 967
	Ladetilfelle 2	178 710	125 528
	Ladetilfelle 3	176 551	122 962
Delvis syklus/ladepri.	Ladetilfelle 1	175 826	122 695
	Ladetilfelle 2	179 088	126 147
	Ladetilfelle 3	176 960	123 681
Delvis syklus/selgepri.	Ladetilfelle 1	175 826	122 737
	Ladetilfelle 2	179 088	126 186
	Ladetilfelle 3	176 960	123 721

D Andre batteristørrelser

I dette vedlegget framstilles beregninger for bruk av et 274 kWh og et 1096 kWh batteri. Ved beregning av differanse i strømkostnader er også 548 kWh batteriet inkludert for å vise beregningen for alle de tre ladetilfellene. Totale årskostnader og besparelse er kalkulert for alle batteriene og alle ladetilfellene.

Nødvendig batterikapasitet for størst ETR

Tabell D.1 viser hvor lav effekttoppen kan bli ved ETR, den tilhørende brukbare- og installerte batterikapasiteten som er nødvendig for å oppnå dette, og en oversikt over hva effekttariffkostnaden for gitt måned blir for mikronettet.

Tabell D.1: Effekttopp ved maks. ETR i hver kalkulasjonsmåned [kWh], batteristørrelse [kWh] og effekttariff [kr]

	Maks effekt	Brukb. kap.	Inst. kap.	Effekttariff
Januar	432	2646	2686	24 296
April	343	2131	2171	14 720
Juli	294	1985	2025	12 760
Oktober	380	2383	2423	16 200

Hvor på effekttoppen ETR kan foregå med ulike batteristørrelser

Tabell D.2 viser hvor langt ned effekttoppen kan reduseres til ved bruk av ETR ved hver ladetilfelle for de to batteriene.

Tabell D.2: Hvor på effekttoppen ETR kan foregå med 274 kWh og 1096 kWh batteri [kWh]

		Januar	April	Juli	Oktober
274 kWh batteri	Ladetilfelle 1	750	595	520	675
	Ladetilfelle 2	775	610	545	690
	Ladetilfelle 3	755	605	520	685
1096 kWh batteri	Ladetilfelle 1	625	475	395	530
	Ladetilfelle 2	640	490	410	545
	Ladetilfelle 3	630	475	395	535

Tabell D.3: Hvor på effekttoppen ETR kan foregå med ulike batteristørrelser og dobbelt kraftforbruk for PH og BI, for ladetilfelle 3. [kWh]

	Januar	April	Juli	Oktober
274 kWh	910	745	690	820
548 kWh	965	910	745	890
1096 kWh	835	680	625	735
2686 kWh	630	485	425	540

Månedlige kostnader for ulike batteri størrelser

Tabell D.4 viser de totale månedlige strømkostnadene, og kostnadsfordelingen i underkategoriene.

Tabell D.4: Kostnader i måneden med et 274 kWh batteri [kr]

		Strømpris	Nettleie	Effekttariff	Salg	Kostnad i mnd
Januar	Ladetilfelle 1	88 305	49 798	39 885	-	177 987
	Ladetilfelle 2	89 806	50 622	41 060	-	181 487
	Ladetilfelle 3	88 729	50 025	40 355	-	179 109
April	Ladetilfelle 1	77 005	33 844	24 325	482	134 692
	Ladetilfelle 2	78 806	34 621	24 850	482	137 795
	Ladetilfelle 3	77 483	34 051	24 675	482	135 727
Juli	Ladetilfelle 1	75 328	27 995	22 050	693	124 680
	Ladetilfelle 2	77 408	28 746	22 925	680	128 398
	Ladetilfelle 3	75 863	28 192	22 050	687	125 418
Oktober	Ladetilfelle 1	100 556	40 440	27 125	-	168 122
	Ladetilfelle 2	102 643	41 261	27 650	-	171 554
	Ladetilfelle 3	101 131	40 668	27 475	-	169 274

Tabell D.5 viser de totale månedlige strømkostnadene, og kostnadsfordelingen i underkategoriene.

Tabell D.5: Kostnader i måneden med et 1096 kWh batteri [kr]

		Strømpris	Nettleie	Effekttariff	Salg	Kostnad i mnd
Januar	Ladetilfelle 1	87 271	49 845	33 775	-	170 890
	Ladetilfelle 2	88 780	50 669	34 480	-	173 928
	Ladetilfelle 3	87 693	50 071	34 010	-	171 774
April	Ladetilfelle 1	74 152	32 848	20 000	213	126 788
	Ladetilfelle 2	75 925	33 615	20 600	205	129 935
	Ladetilfelle 3	74 612	33 047	20 000	209	127 451
Juli	Ladetilfelle 1	72 947	27 483	16 800	401	116 830
	Ladetilfelle 2	75 106	28 267	17 400	397	120 376
	Ladetilfelle 3	73 535	27 703	16 800	401	117 637
Oktober	Ladetilfelle 1	99 619	40 505	22 225	-	162 349
	Ladetilfelle 2	101 702	41 328	22 575	-	165 605
	Ladetilfelle 3	100 187	40 730	22 225	-	163 142

Tabell D.6: Kostnader i måneden med et 2686 kWh batteri [kr]

	Strømpris	Nettleie	Effekttariff	Salg	Total
Januar	112 725	64 026	34 010	-	210 760
April	100 133	44 187	20 400	127	164 593
Juli	102 226	38 017	18 000	239	158 004
Oktober	130 713	52 535	22 400	-	205 648

Differanse i kostnader ved bruk av batteri og total besparelse

Tabell D.7, D.8 og D.9 viser total differanse i strømkostnader uten bruk av hhv. 274 kWh, 548 kWh og 1096 kWh batteri, sammenlignet med kostnaden uten bruk av batteri. Total differanse tilsvarer kostnadsbesvarelsen.

Tabell D.7: *Differansen i strømpris med og uten 274 kWh batteri per måned [kr]*

Kapasitet			Strømpris	Nettleie	Effekttariff	Salg	Tot. diff.
274 kWh	Jan.	Ladetilfelle 1	271	-35	2 622	-	2 857
		Ladetilfelle 2	272	-35	3 571	-	3 808
		Ladetilfelle 3	275	-35	3 245	-	3 485
	April	Ladetilfelle 1	1 038	360	4 684	134	5 947
		Ladetilfelle 2	1 025	354	4 920	133	6 166
		Ladetilfelle 3	1 033	360	4 584	134	5 842
	Juli	Ladetilfelle 1	1 587	466	4 907	234	6 726
		Ladetilfelle 2	1 620	479	5 891	242	7 747
		Ladetilfelle 3	1 614	476	6 255	241	8 104
Okt.	Ladetilfelle 1	310	-18	3 072	-	3 364	
	Ladetilfelle 2	318	-14	4 320	-	4 623	
	Ladetilfelle 3	309	-18	4 057	-	4 347	

Tabell D.8: *Differansen i strømpris med og uten 548 kWh batteri per måned [kr]*

Kapasitet			Strømpris	Nettleie	Effekttariff	Salg	Tot. diff.
548 kWh	Jan.	Ladetilfelle 1	707	-32	4 736	-	5 410
		Ladetilfelle 2	699	-33	5 920	-	6 585
		Ladetilfelle 3	715	-33	5 360	-	6 042
	April	Ladetilfelle 1	2 244	779	6 433	237	9 219
		Ladetilfelle 2	2 224	768	6 670	235	9 428
		Ladetilfelle 3	2 220	770	6 509	236	9 263
	Juli	Ladetilfelle 1	3 180	914	6 957	402	10 648
		Ladetilfelle 2	3 183	911	8 215	406	11 904
		Ladetilfelle 3	3 187	916	8 104	405	11 802
Okt.	Ladetilfelle 1	673	-40	5 171	-	5 805	
	Ladetilfelle 2	674	-38	6 244	-	6 880	
	Ladetilfelle 3	676	-37	6 156	-	6 795	

Tabell D.9: Differansen i strømpris med og uten 1096 kWh batteri per måned [kr]

Kapasitet			Strømpris	Nettleie	Effekttariff	Salg	Tot. diff.
1096 kWh	Jan.	Ladetilfelle 1	1 305	-82	8 732	-	9 954
		Ladetilfelle 2	1 298	-81	10 151	-	11 368
		Ladetilfelle 3	1 311	-81	9 590	-	10 820
	April	Ladetilfelle 1	3 891	1 355	9 009	403	13 851
		Ladetilfelle 2	3 906	1 359	9 170	409	14 026
		Ladetilfelle 3	3 904	1 363	9 259	408	14 119
	Juli	Ladetilfelle 1	3 968	977	10 157	526	14 577
		Ladetilfelle 2	3 922	958	11 416	526	15 770
		Ladetilfelle 3	3 943	965	11 505	527	15 885
Okt.	Ladetilfelle 1	1 247	-82	7 972	-	9 137	
	Ladetilfelle 2	1 258	-80	9 395	-	10 572	
	Ladetilfelle 3	1 253	-80	9 307	-	10 480	

Tabell D.10: Differansen i strømpris med og uten 2696 kWh batteri per måned [kr]

	Strømpris	Nettleie	Effekttariff	Salg	Total
Januar	964	-154	17890	-	18700
April	4602	1659	15316	462	21115
Juli	6552	2175	17196	642	25281
Oktober	109	-129	15236	-	15216

Tabell D.11 viser den årlige besparelsen de tre ladetilfellene og tre batteriene vil gi. Her multipliseres total besparelse per måned med tre, og summeres for de gjeldene ladetilfellene.

Tabell D.11: Kraftkostnader i året ved ulike batteristørrelser og differansen i året ift. uten batteri [kr]

		Kostnader i året	Besparelse i året
274 kWh	Ladetilfelle 1	1 816 443	56 683
	Ladetilfelle 2	1 857 706	67 033
	Ladetilfelle 3	1 828 581	65 337
548 kWh	Ladetilfelle 1	1 779 876	93 251
	Ladetilfelle 2	1 820 343	104 396
	Ladetilfelle 3	1 792 205	101 714
1096 kWh	Ladetilfelle 1	1 730 570	142 556
	Ladetilfelle 2	1 769 532	155 207
	Ladetilfelle 3	1 740 008	153 910
2726 kWh	Ladetilfelle 3		216 519

E Nåverdi for ulike batteristørrelser ved ulike ladetilfeller

Nåverdien til prosjektet er regnet ut med utgangspunkt i at prisen på batteriet er 6 600 kr/kWh kapasitet, at batteriene vedlikeholdes hvert år for 10 000 kr, og at modulene byttes ut hvert 10. år. Utskifting av moduler koster ca. 69% av innkjøpsprisen til batteriet. Den potensielle nåverdien til prosjektet er regnet med utgangspunkt i en markedspris i 2019 på 1 347 kr/kWh kapasitet, og 598 kr/kWh kapasitet i årene etter 2030. Her har utskifting av moduler ikke redusert pris fra innkjøpsprisen. En oversikt over den faktiske og potensielle nåverdien til de ulike batteristørrelsene er vist i tabell E.1.

Tabell E.1: Faktisk og potensiell nåverdi til de ulike batteristørrelsene [kr]

Kapasitet		Faktisk nåverdi	Potensiell nåverdi
274 kWh	Ladetilfelle 1	- 1 075 327	2 199 868
	Ladetilfelle 2	- 841 173	2 434 021
	Ladetilfelle 3	- 879 523	2 395 652
548 kWh	Ladetilfelle 1	- 4 195 826	2 292 834
	Ladetilfelle 2	- 4 036 938	2 451 722
	Ladetilfelle 3	- 4 097 613	2 391 045
1096kWh	Ladetilfelle 1	- 11 255 717	1 659 872
	Ladetilfelle 2	- 10 814 300	2 101 288
	Ladetilfelle 3	- 10 998 850	1 916 739
2686kWh	Ladetilfelle 3	- 33 662 213	- 1 590 028

Den potensielle nåverdien til prosjektet er regnet med utgangspunkt i en markedspris i 2019 på 1 347 kr/kWh kapasitet, og 598 kr/kWh kapasitet i årene etter 2030. Her har utskifting av moduler ikke redusert pris fra innkjøpsprisen. Oversikten over den potensielle nåverdien for de ulike batteristørrelsene er vist i tabell E.1

F Følsomhetsanalyse

Kostnadsbesparelsens følsomhet ved like batteristørrelser

Tabell F.1, F.2 og F.3 viser hva besparelsen per år blir når hver enkelt variabel endres.

Tabell F.1: *Besparelsens følsomhet med et 274 kWh batteri*

	Besparelse i året [kr]	
Strømpris (-20%:base:+20%)	63 624	67 051
Forbruk (-40%:base:+40%)	45 647	65 337
Total (best:base:dårligst)	44 484	88 241

Tabell F.2: *Besparelsens følsomhet med et 548 kWh batteri*

	Besparelse i året [kr]	
Strømpris (-20%:base:+20%)	98 019	105 408
Forbruk (-40%:base:+40%)	68 447	101 714
Total (best:base:dårligst)	65 999	138 284

Tabell F.3: *Besparelsens følsomhet med et 1096 kWh batteri*

	Besparelse i året [kr]	
Strømpris (-20%:base:+20%)	148 225	159 596
Forbruk (-40%:base:+40%)	101 285	153 910
Total (best:base:dårligst)	97 537	208 298

Nåverdiens følsomhet ved ulike batteristørrelser

Tabell F.4, F.5 og F.6 viser hva nåverdien blir når hver enkelt variabel endres.

Tabell F.4: Nåverdiens følsomhet med et med et 274 kWh batteri

	Nåverdi [kr]	
Strømpris (-20%:base:+20%)	-844 189	-921 728
Forbruk (-40%:base:+40%)	-1 328 413	-426 187
Driftskostnad (+100%:base:-50%)	-1 091 309	-882 967
Innkjøpskostnad (base:-70%)	–	1 945 765
Total (dårligst:base:best)	-1 563 069	2 568 113

Tabell F.5: Nåverdiens følsomhet med et med et 548 kWh batteri

	Nåverdi [kr]	
Strømpris (-20%:base:+20%)	-4 017 458	-4 184 634
Forbruk (-40%:base:+40%)	-4 853 654	-3 402 935
Driftskostnad (+100%:base:-50%)	-4 309 380	-4 101 038
Innkjøpskostnad (base:-70%)	–	1 556 426
Total (dårligst:base:best)	-5 117 381	2 487 931

Tabell F.6: Nåverdiens følsomhet med et med et 1096 kWh batteri

	Nåverdi [kr]	
Strømpris (-20%:base:+20%)	-10 873 641	-11 130 897
Forbruk (-40%:base:+40%)	-12 192 840	-9 969 654
Driftskostnad (+100%:base:-50%)	-11 210 616	-11 002 274
Innkjøpskostnad (base:-70%)	–	312 654
Total (dårligst:base:best)	-12 485 967	1 647 276

G Mengde energi som strupes

Tabell G.1 viser en oversikt over hvor mye energi som må strupes i juli. Beregningen er gjort uten bruk av batteri, og med bruk av de tre ulike batteristørrelsene, alle for de tre ulike ladetilfellene.

Tabell G.1: Mengden kraft som må strupes i juli [kWh]

Kapasitet		Strupet energi
Uten mikronett	Ladetilfelle 1	12 060
	PH + Elbil	11 403
	Ladetilfelle 3	12 104
BI		250
Uten batteri	Ladetilfelle 1	9 579
	Ladetilfelle 2	9 323
	Ladetilfelle 3	9 475
274 kWh	Ladetilfelle 1	9 166
	Ladetilfelle 2	8 907
	Ladetilfelle 3	9 062
548 kWh	Ladetilfelle 1	8 254
	Ladetilfelle 2	8 041
	Ladetilfelle 3	8 158
1096 kWh	Ladetilfelle 1	6 718
	Ladetilfelle 2	6 564
	Ladetilfelle 3	6 684
2686	Ladetilfelle 3	3 698

H Forslag til hva strupet kraft kan brukes til, og hvorfor

Tabell H.1: Forslag til utnyttelse av strupet energi fra overskuddsproduksjon i mikronettet

Hva	Hvordan
Selge kraft som varme	Siden det er lov til å dele varme mellom bygg , kan overskuddsenergien som nå strupes gå til varmeveksling med fjernvarmenettet på Brattørkaia, altså <i>levere</i> varme til fjernvarmen. Dette vil kunne gi litt mer varme til omliggende bygg på Brattøra. Begrensningen her ligger i om det er lov til å levere varme til fjernvarmenettet, og at det ikke hentes ut varme fra fjernvarmenettet i all tid det ikke leveres varme til fjernvarmenettet.
Busslading i helger	Om sommeren er det beregnet at det største overskuddet produseres i helger. Med dagens rutetabell går busser kun hver halvtime på søndager. Ved overskuddsproduksjon kan busselskapet varsles, og busser kan komme inn til pantografen på Brattørkaia for å lades. Dette utnytter overskuddskraften i tillegg til at bussene ikke trenger å lade på natten når skitten kraft importeres.
Signalisere struping	En stille protest mot restriksjoner av salg fra fornybar kraftproduksjon kan gjennomføres ved å vise publikum og politikere at det strupes ren kraft. Dette kan gjøres ved å installere små grønne lys på byggets fasade, eller ha ett signallys som viser at her er energi tilgjengelig, men den går til spille.
Redusert pris på elbillading	En påbyggelse på signalisering i perioder med overskuddskraft kan være at elbiler kan komme og lade opp bilen på kraft til svært redusert pris. Etterspørselen kan øke litt. Restriksjoner i dette tilbudet vil være at prisen går til normalpris når det ikke lengre er overskudd. Bruker må være informert.
Fontene ved kaia	Overskuddsenergi kan brukes til å drive en fontene ved kaia om sommeren. Fontenen drives av dette overskuddet, og kan utformes slik at høyden på strålen viser hvor stort overskuddet er. Dette kan gi et kulturelt bidrag til Brattørkaias besøkende og passerende. Fontenen vil også symbolisere hvor mye kraft som går til spille, og ikke kan selges til nettet pga. restriksjoner.
Isbar om sommeren	Når strømproduksjonen og overskuddet er størst er også været finest. Antall forbipasserende som f.eks. går tur vil også øke på disse dagene. For økt aktivitet rundt mikronettet kan overskuddsenergi f.eks. gis til en pop-up isbar utenfor Powerhouse. Denne "avtalen" må da inkludere at isbaren selv betaler for strømmen om det ikke er overskuddskraft tilgjengelig. Et sidetilbud her kan være små ladestasjoner som signaliserer (f.eks. lyser grønt) overskuddsproduksjon slik at forbipasserende kan lade mobil er eller powerbanker gratis med grønn kraft.

I Matlab-koder og simulink-modell

Matlab: Beregning av gjennomsnitt effektbehov dag for dag, og minimum batterikapasitet

Matlabkoden for beregning av gjennomsnitts effektforbruk hver ukedag er vist i listen I. Variabelen i koden er forbruket, som settes inn i linje nr. 2. Listen viser også hvordan minimum batterikapasitet for en viss grense er blir funnet. Grensen er også en variabel, som endre i linje nr.33. Grensen er verdien hvor det skal utføres ETR.

```
1 %% Finne gjennomsnittet av et forbruk , dag for dag
2 Forbruk = ForbrukOktobrer ;
3 forbrukMan=0;
4 forbrukTir=0;
5 forbrukOns=0;
6 forbrukTor=0;
7 forbrukFre=0;
8
9 for i=1:length(Forbruk)
10     if i < (24*30)
11         forbrukMan=forbrukMan + Forbruk(i);
12     elseif i < (2*24*30)
13         forbrukTir=forbrukTir + Forbruk(i);
14     elseif i < (3*24*30)
15         forbrukOns=forbrukOns + Forbruk(i);
16     elseif i < (4*24*30)
17         forbrukTor=forbrukTor + Forbruk(i);
18     elseif i < (5*24*30)
19         forbrukFre=forbrukFre + Forbruk(i);
20     end
21
22 end
23
24 GrenseMan=forbrukMan/(24*30);
25 GrenseTir=forbrukTir/(24*30);
26 GrenseOns=forbrukOns/(24*30);
27 GrenseTor=forbrukTor/(24*30);
28 GrenseFre=forbrukFre/(24*30);
29
30 grense=[GrenseMan , GrenseTir , GrenseOns , GrenseTor , GrenseFre]
31 %% Finne min. batterikapasitet
```

```
32
33 Grense = max(grense)
34 Mandag = 0;
35 Tirsdag=0;
36 Onsdag=0;
37 Torsdag=0;
38 Fredag=0;
39 Lordag=0;
40 Sondag=0;
41 i=1;
42 for i=1:length(Forbruk)
43     if i < (24*30)
44         if Forbruk(i) > Grense
45             Mandag = Mandag + (Forbruk(i) - Grense);
46         end
47
48     elseif i < (2*24*30)
49         if Forbruk(i) > Grense
50             Tirsdag = Tirsdag + (Forbruk(i) - Grense);
51         end
52
53     elseif i < (3*24*30)
54         if Forbruk(i) > Grense
55             Onsdag = Onsdag + (Forbruk(i) - Grense);
56         end
57
58     elseif i < (4*24*30)
59         if Forbruk(i) > Grense
60             Torsdag = Torsdag + (Forbruk(i) - Grense);
61         end
62
63     elseif i < (5*24*30)
64         if Forbruk(i) > Grense
65             Fredag = Fredag + (Forbruk(i) - Grense);
66         end
67
68     elseif i < (6*24*30)
69         if Forbruk(i) > Grense
70             Lordag = Lordag + (Forbruk(i) - Grense);
71         end
```

```

72     else
73         if Forbruk(i) > Grense
74             Sondag = Sondag + (Forbruk(i) - Grense);
75         end
76     end
77
78     i=i+1;
79 end
80
81 Batterikapasitet=[Mandag, Tirsdag, Onsdag, Torsdag, Fredag, Lordag,
82                   Sondag]/30;
83 MinBatterikapasitet = max(Batterikapasitet)

```

Matlab: Beregning av strømkostnad for mikronettet etter ETR

For å beregne strømkostnaden for hver måned etter at batteriet er brukt til ETR, ble koden I brukt. Koden bruker resultatene fra Simulinkmodellen i vedlegg I, strømprisene fra figur 4.5.1 og nettleieprisene fra tabell 4.5.1.

```

1 %% Fjerner verdier ved effektoverskudd
2 NettkravSc1Januar = NettkravJanuarSc1.';
3 for i=1:length(NettkravSc1Januar)
4     if NettkravJanuarSc1(i) < 0
5         NettkravSc1Januar(i)= 0;
6         i=+1;
7     end
8 end
9
10 NettkravSc1April = NettkravAprilSc1.';
11 for i=1:length(NettkravSc1April)
12     if NettkravAprilSc1(i) < 0
13         NettkravSc1April(i)= 0;
14         i=+1;
15     end
16 end
17
18 NettkravSc1Juli = NettkravJuliSc1.';
19 for i=1:length(NettkravSc1Juli)
20     if NettkravJuliSc1(i) < 0

```

```
21     NettkravSc1Juli(i)= 0;
22     i=+1;
23     end
24 end
25
26 NettkravSc1Oktober = NettkravOktoberSc1.';
27 for i=1: length(NettkravSc1Oktober)
28     if NettkravOktoberSc1(i) < 0
29         NettkravSc1Oktober(i)= 0;
30         i=+1;
31     end
32 end
33
34 %% Strompris
35 JanuarprisukeSc1 = NettkravSc1Januar /30 .* Stromprisukejanuar2018;
36
37 AprilprisukeSc1 = NettkravSc1April /30 .* Stromprisukeapril2018;
38
39 JuliprisukeSc1 = NettkravSc1Juli /30 .* Stromprisukejuli2018;
40
41 OktoberprisukeSc1 = NettkravSc1Oktober /30 .* Stromprisukeoktober2018;
42
43 JanuarprisSc1 = sum(JanuarprisukeSc1*4) /100;
44
45 AprilprisSc1 = sum(AprilprisukeSc1*4) /100;
46
47 JuliprisSc1 = sum(JuliprisukeSc1*4) /100;
48
49 OktoberprisSc1 = sum(OktoberprisukeSc1*4) /100;
50
51 %% Nettleie
52 Energipris = 5; %ore /kWh
53 Forbruksavgift = 15.83; %ore /kWh
54
55 NettleieJanuarSc1 = sum(NettkravSc1Januar /30) * (Energipris +
    Forbruksavgift) *4 /100;
56
57 NettleieAprilSc1 = sum(NettkravSc1April /30) * (Energipris +
    Forbruksavgift) *4 /100;
58
```

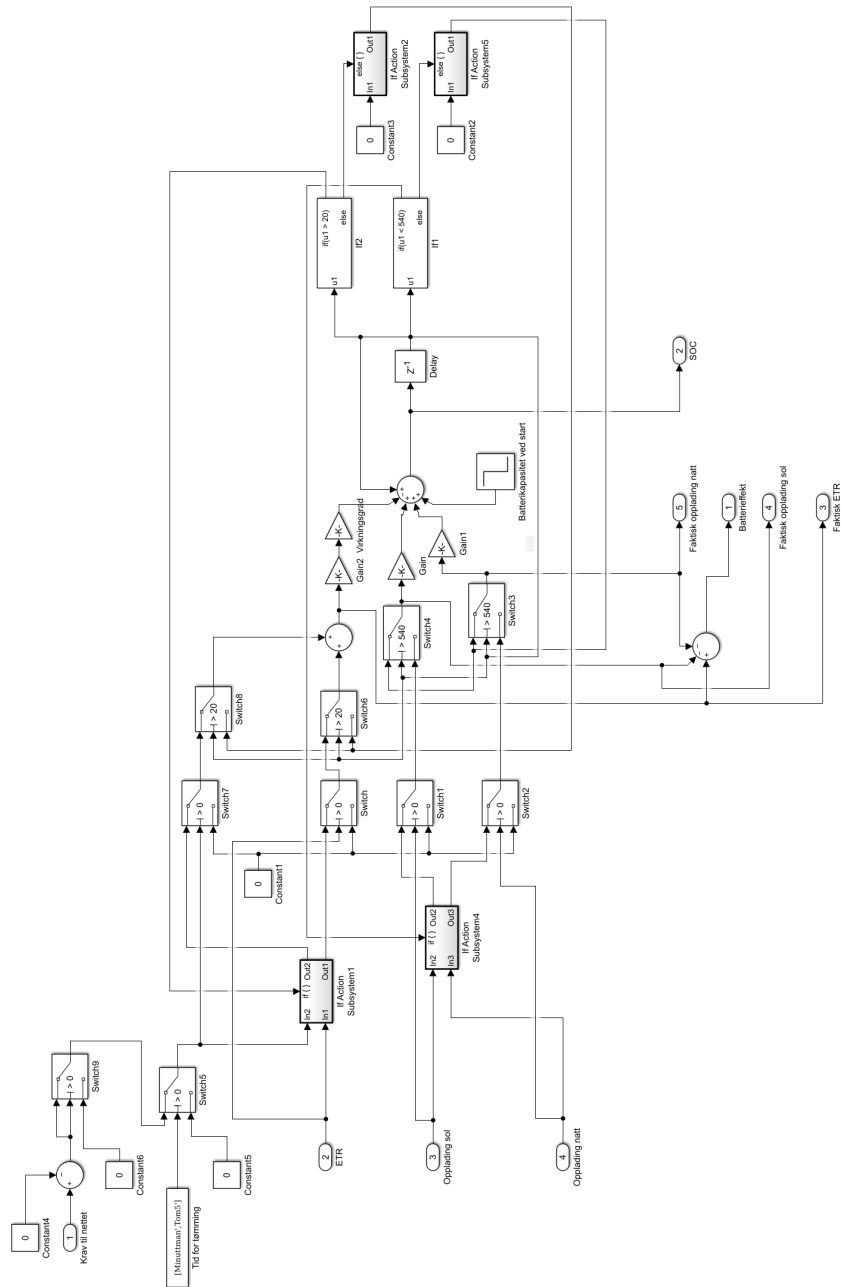


```
59 NettleieJuliSc1 = sum(NettkravSc1Juli /30) * (Energipris +
    Forbruksavgift) *4 /100;
60
61 NettleieOktoberSc1 = sum(NettkravSc1Oktober /30) * (Energipris +
    Forbruksavgift) *4 /100;
62
63 %% Effekttariff
64
65 EffektJanuarSc1 = max(NettkravSc1Januar);
66 EffekttariffJanuarSc1 = 0;
67
68 if EffektJanuarSc1 < 200
69     EffekttariffJanuarSc1 = EffektJanuarSc1 * 60;
70 else EffektJanuarSc1 = EffektJanuarSc1 - 200
71     EffekttariffJanuarSc1 = 200 * 60;
72
73     if EffektJanuarSc1 < 300
74         EffekttariffJanuarSc1 = EffekttariffJanuarSc1 +
            EffektJanuarSc1 * 53;
75     else EffektJanuarSc1 = EffektJanuarSc1 - 300
76         EffekttariffJanuarSc1 = EffekttariffJanuarSc1 + 300 * 53;
77
78         if EffektJanuarSc1 < 300
79             EffekttariffJanuarSc1 = EffekttariffJanuarSc1 +
                EffektJanuarSc1 * 47;
80         else EffektJanuarSc1 = EffektJanuarSc1 - 300
81             EffekttariffJanuarSc1 = EffekttariffJanuarSc1 + 300 * 47 +
                EffektJanuarSc1 * 40;
82
83         end
84     end
85 end
86
87 %% Effekttariff
88
89 EffektAprilSc1 = max(NettkravSc1April);
90 EffekttariffAprilSc1 = 0;
91
92 if EffektAprilSc1 < 200
93     EffekttariffAprilSc1 = EffektAprilSc1 * 45;
```

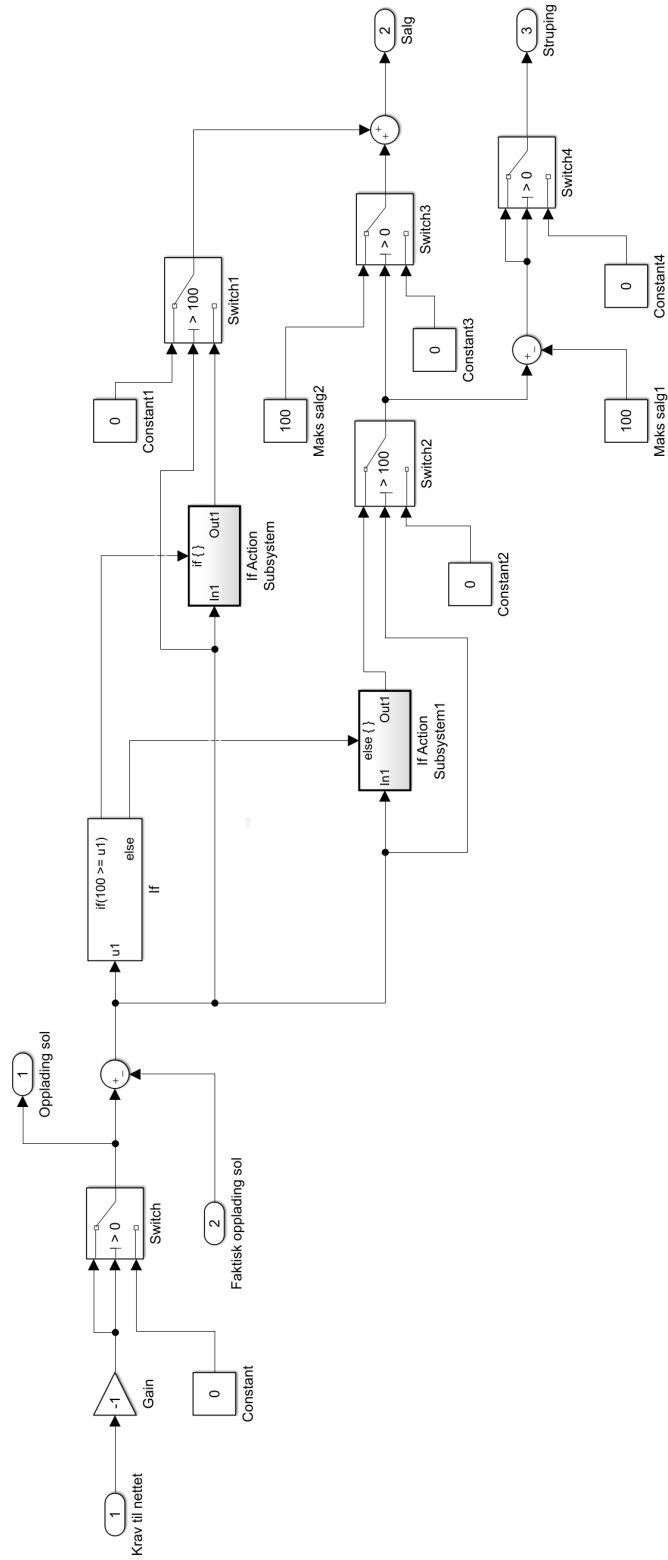
```
94 else EffektAprilSc1 = EffektAprilSc1 - 200
95     EffekttariffAprilSc1 = 200 * 45;
96
97     if EffektAprilSc1 < 300
98         EffekttariffAprilSc1 = EffekttariffAprilSc1 + EffektAprilSc1 *
99             40;
100     else EffektAprilSc1 = EffektAprilSc1 - 300
101         EffekttariffAprilSc1 = EffekttariffAprilSc1 + 300 * 40;
102
103     if EffektAprilSc1 < 300
104         EffekttariffAprilSc1 = EffekttariffAprilSc1 +
105             EffektAprilSc1 * 35;
106     else EffektAprilSc1 = EffektAprilSc1 - 300
107         EffekttariffAprilSc1 = EffekttariffAprilSc1 + 300 * 35 +
108             EffektAprilSc1 * 30;
109     end
110 end
111 end
112 %% Effekttariff
113 EffektJuliSc1 = max(NettkravSc1Juli);
114 EffekttariffJuliSc1 = 0;
115
116 if EffektJuliSc1 < 200
117     EffekttariffJuliSc1 = EffektJuliSc1 * 45;
118 else EffektJuliSc1 = EffektJuliSc1 - 200
119     EffekttariffJuliSc1 = 200 * 45;
120
121     if EffektJuliSc1 < 300
122         EffekttariffJuliSc1 = EffekttariffJuliSc1 + EffektJuliSc1 *
123             40;
124     else EffektJuliSc1 = EffektJuliSc1 - 300
125         EffekttariffJuliSc1 = EffekttariffJuliSc1 + 300 * 40;
126
127         if EffektJuliSc1 < 300
128             EffekttariffJuliSc1 = EffekttariffJuliSc1 + EffektJuliSc1
129                 * 35;
130         else EffektJuliSc1 = EffektJuliSc1 - 300
```

```
129         EffekttariffJuliSc1 = EffekttariffJuliSc1 + 300 * 35 +
           EffektJuliSc1 * 30;
130
131     end
132 end
133 end
134
135 %% Effekttariff
136
137 EffektOktoberSc1 = max(NettkravSc1Oktober);
138 EffekttariffOktoberSc1 = 0;
139
140 if EffektOktoberSc1 < 200
141     EffekttariffOktoberSc1 = EffektOktoberSc1 * 45;
142 else EffektOktoberSc1 = EffektOktoberSc1 - 200
143     EffekttariffOktoberSc1 = 200 * 45;
144
145     if EffektOktoberSc1 < 300
146         EffekttariffOktoberSc1 = EffekttariffOktoberSc1 +
           EffektOktoberSc1 * 40;
147     else EffektOktoberSc1 = EffektOktoberSc1 - 300
148         EffekttariffOktoberSc1 = EffekttariffOktoberSc1 + 300 * 40;
149
150         if EffektOktoberSc1 < 300
151             EffekttariffOktoberSc1 = EffekttariffOktoberSc1 +
           EffektOktoberSc1 * 35;
152         else EffektOktoberSc1 = EffektOktoberSc1 - 300
153             EffekttariffOktoberSc1 = EffekttariffOktoberSc1 + 300 * 35
           + EffektOktoberSc1 * 30;
154
155         end
156     end
157 end
158
159 %% Total kostnad
160 KraftkostJanuarSc1 = NettleieJanuarSc1 + JanuarprisSc1 +
           EffekttariffJanuarSc1;
161
162 KraftkostAprilSc1 = NettleieAprilSc1 + AprilprisSc1 +
           EffekttariffAprilSc1;
```

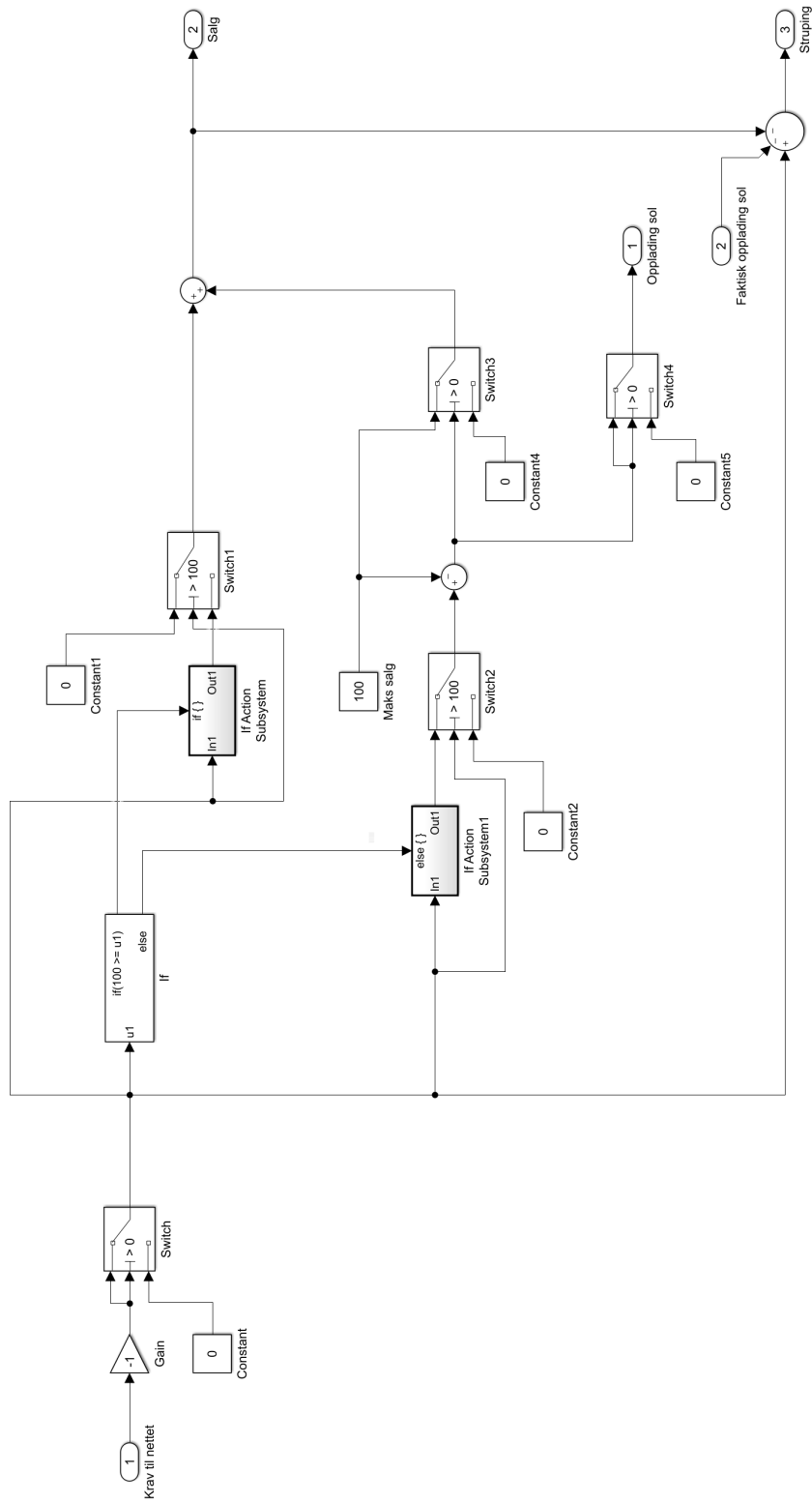
```
163
164 KraftkostJuliSc1 = NettleieJuliSc1 + JuliprisSc1 + EffekttariffJuliSc1
    ;
165
166 KraftkostOktoberSc1 = NettleieOktoberSc1 + OktoberprisSc1 +
    EffekttariffOktoberSc1 ;
167
168 %% Salg
169 KraftsalgAprilSc1 = sum(SalgAprilSc1.' .* (Stromprisukeapril2018 -
    Paaslag)) /3000;
170
171 KraftsalgJuliSc1 = sum(SalgJuliSc1.' .* (Stromprisukejuli2018 -
    Paaslag)) /3000;
172
173 %% Total
174 TotkostJanuarSc1 = KraftkostJanuarSc1 ;
175
176 TotkostAprilSc1 = KraftkostAprilSc1 - KraftsalgAprilSc1 ;
177
178 TotkostJuliSc1 = KraftkostJuliSc1 - KraftsalgJuliSc1 ;
179
180 TotkostOktoberSc1 = KraftkostOktoberSc1 ;
```

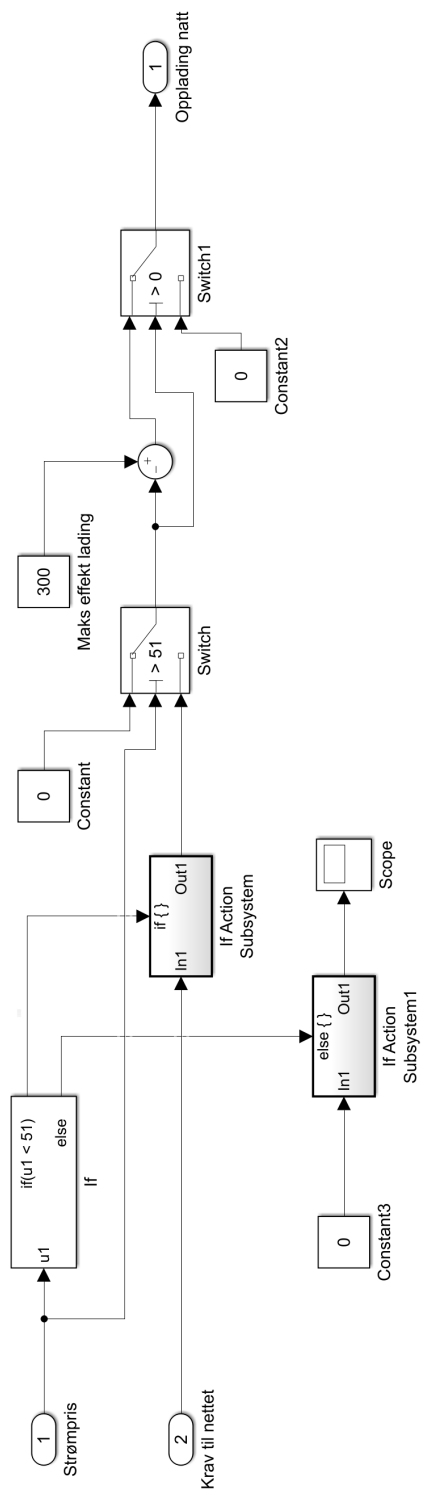
Figur I.0.2: Simulering: batteriet



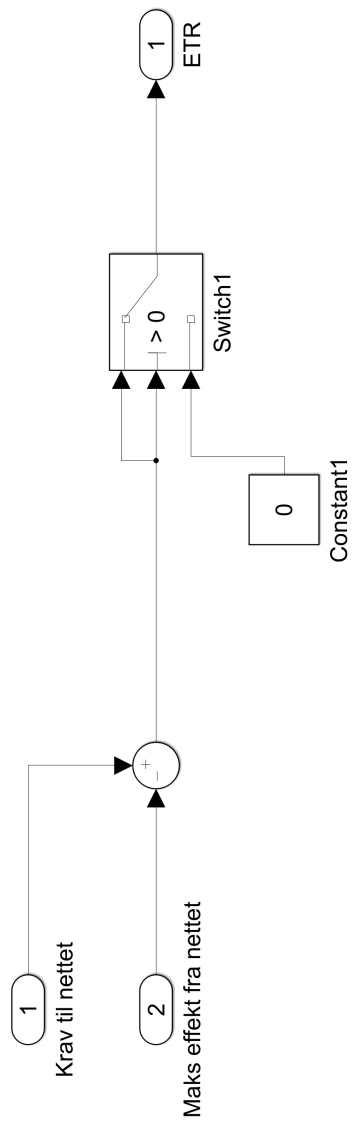
Figur I.0.3: Undersystem i Simulink: Overskudd sol, lader først



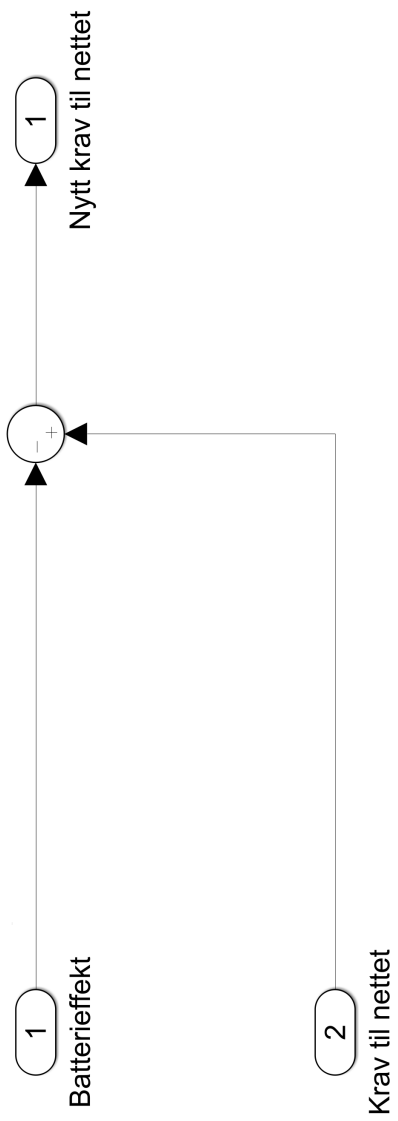
Figur I.0.4: Undersystem i Simulink: Overskudd sol, selger først



Figur I.0.5: Undersystem i Simulink: Opplading natt



Figur I.0.6: Undersystem: ETR



Figur I.0.7: Undersystem: Nytt krav til nettet