

Anne Agata Brajkovic
Mathias Bjugan

Verdien av en batteribank på campus Evenstad som nullutslippsområde

Mai 2019

NTNU

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for design







Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosessteknikk

Bacheloroppgave

Oppgavens tittel Verdien av en batteribank på campus Evenstad som nullutslippsområde Project title The value of energy storage on campus Evenstad as a zero emission neighbourhood	Gitt dato 08.01.2019
	Innleveringsdato 24.05.2019
	Antall sider rapport / sider vedlegg 53 / 4
Gruppedeltakere Anne Agata Brajkovic Mathias Bjugan	Veileder Kristian M. Lien Førsteamanuensis, NTNU kristian.m.lien@ntnu.no 73 41 21 47
Studieretning Fornybar energi, ingeniør	Prosjektnummer FEN1906
Oppdragsgiver NTNU	Kontaktperson hos oppdragsgiver Kristian M. Lien / 73 41 21 47

Fritt for publisering

Midlertidig båndlagt

Fritt for publisering etter

“Progress is impossible without change, and those who cannot change their minds cannot change anything.”

George Bernard Shaw

Forord

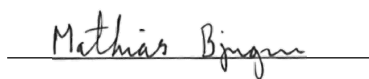
Denne oppgaven er utført under institutt for energi- og prosessteknikk, for Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) i Trondheim i perioden januar til mai 2019. Oppgaven er et resultat av et samarbeid mellom to studenter fra ingeniørstudiet Fornybar energi som et bidrag til graden bachelor.

Oppgaven er gitt av NTNU med Kristian M. Lien som veileder. Oppgavens fokusområde er å finne verdien av en batteribank på campus Evenstad. I dette legges både det økonomiske og det miljømessige perspektivet og fokuset vil ligge på litium-ion-batterier. Med dette håper vi å kunne bidra til at campusen når målet om å bli et nullutslippsområde. Vi håper også at denne oppgaven kan danne grunnlag og motivasjon for andre prosjekter og videre studier rundt emnet.

Vi ønsker å takke for all hjelp vi har fått gjennom prosessen. Veileder Kristian M. Lien – førsteamanuensis ved NTNU og medveileder Martin Gjertsen – masterstudent ved Energi og miljø har bidratt med råd og oppfølging. Martin Gjertsen har i tillegg delt resultatene fra sin masteroppgave, noe som har vært et verdifullt bidrag til vår case. John Clauß – forsker ved NTNU og Stian Backe – stipendiat ved NTNU har også bidratt med nødvendig data og gode råd. Takk også til Carine Lausset – stipendiat ved NTNU og Ola Johansson – faglig ansvarlig i solcellespesialisten for å svare på alle spørsmålene vi måtte ha. Til slutt vil vi takke alle våre klassekamerater som har bidratt med støtte og råd. Vi setter stor pris på hjelpen fra alle.



Anne Agata Brajkovic



Mathias Bjugan

Sammendrag

Klimagassutslipp fra bygninger trenger å reduseres for å hindre global oppvarming. En effektiv måte å gjøre dette på, er ved å etablere nullutslippsområder. Campus Evenstad er et pilotprosjekt som utvikles mot å bli et slikt område. I et nullutslippsområde kommer alle utslipp under søkelyset for å vurdere om de kan kuttes. Det er installert en batteribank på 204 kWh/120 kW som i hovedsak skal forsyne campus Evenstad med strøm i perioder hvor strømmettet er nede (*UPS*). 100 kWh er til enhver tid reservert til øydrift.

Det installerte litium-ion-batteriet er antatt å ha innebygde utslipp på 35 tonn CO₂-ekvivalenter. Investeringskostnaden var på 2,5 millioner kroner. I denne casen undersøkes mulighetene for å kompensere for dette og om mulig komme ut med en positiv gevinst. Det viser seg at ved å bruke den ledige kapasiteten på 104 kWh til peak shaving kan batteriet generere cirka 415 000 NOK i sparte effekttariff-utgifter gjennom sin antatte levetid på 15 år.

Ved å utnytte svingninger i spotpris i nett-strømmen kan de ledige 104 kWh i batteriet spare cirka 14 000 NOK i løpet av hele sin levetid. Grunnen til den lave verdien, er at norske strømpriser er svært stabile. Ved å utnytte svingninger i karbonintensitet på samme måte kan batteriet kompensere for 17 % av totale utslipp. Selv hvis hele batteriet brukes for økonomisk eller klimamessig besparelse, vil det ikke være i nærheten av å kompensere for gjelden. Det er ikke mulig å utnytte svingning i spotpris og karbonintensitet i strømmen samtidig i Norge, grunnet negativ samvariasjon i nett-strømmen. Slik vil sparte klimagassutslipp medføre en kostnad og vice versa. Maksimering av selvbruk av egenprodusert energi fra solcellene ved hjelp av et batteri har minimal effekt, ettersom solcellenes innebygde utslipp resulterer i mer karbonintensiv strøm enn kraften i det norske strømmettet. Den økonomiske verdien av å lagre overskuddsstrøm er liten.

Det er mulig å installere batterier med lavere klimafotavtrykk enn hva som er tilfellet i dag. Dette kan skje enten ved at batteriet er produsert på lavkarbon kraft eller at det består av en mer miljøvennlig litium-teknologi, eventuelt en kombinasjon av disse. Det er også mulig å benytte gjenbrukte batterier fra elektriske kjøretøy. Ingen av disse alternativene vil klare å tilbakebetale tilhørende gjeld. Likevel er et batteri nødvendig, og et gjenbruksbatteri ville vært det billigste og mest miljøvennlige alternativet.

Det viser seg at det installerte batteriet er overdimensjonert, ettersom de 104 kWh som brukes til å generere ekstra verdi ikke engang klarer å kompensere for sine egne investeringskostnader og klimagassutslipp. Slik det er i dag, er en batteribank på campus Evenstad som nullutslippsområde en byrde, sett bort fra verdien den gir til forskning. Selv om campusen ligger i Norge, kan modellene implementeres inn i andre system. I skrivende stund, er den beste bruken en kombinasjon av peak shaving og å spare klimagassutslipp ved å utnytte svingningene i karbonintensiteten i nettet.

Disse resultatene gjelder for sone NO1 i det norske strømmettet. De fleste europeiske land har positiv samvariasjon mellom spotpris og karbonintensitet, og dermed er forholdene annerledes. I tillegg er karbonintensiteten på kontinentet generelt høyere og spotprisene mer varierende.

Abstract

To prevent global warming, greenhouse gas emissions from the building sector needs to be reduced. This can be done by establish zero emission neighbourhoods. Campus Evenstad in Norway is a pilot project with the goal to develop into such a neighbourhood. In a zero emission neighbourhood, all emissions come under scrutiny.

There is a lithium-ion battery bank installed at Evenstad. Out of the installed capacity of 204 kWh/120 kW, 100 kWh is reserved for uninterruptible power supply (UPS) for times when the power grid is down. The rest can be used freely for other purposes. The battery is assumed to have embodied emissions of 35 tonnes of CO₂-equivalents and the initial cost was 2,5 million NOK. In this thesis, the possibilities of the battery compensating for some of its debt are considered. By using the available capacity of 104 kWh for peak shaving, the battery can generate around 415 thousand NOK in saved power tariff expenses during the lifetime of 15 years.

By exploiting fluctuations in spot price in the power grid, the 104 kWh part of the battery can save approximately 14 000 NOK during its lifetime. The reason why this value is so low, is because the Norwegian power prices are very stable. By exploiting fluctuations in the power grids carbon intensity, the 104 kWh battery can compensate for 17 % of the embodied emissions of the entire battery bank. Even by using the entire battery for this purpose, it cannot compensate for the climate debt. It is not possible to maximize the winnings both from carbon fluctuations and spot price fluctuations at the same time, as they have negative covariance. This way saved emissions will have a price and vice versa. To maximize the self-consumption of electricity from the photovoltaics by using a battery, will have a minimal effect. Due to the embodied emissions, electricity from the photovoltaics essentially has a higher carbon intensity than the average Norwegian grid mix. The economic value is also small.

There is a possibility to install batteries with lower embodied emissions. The options are batteries produced on low carbon electricity mix, a battery consisting of a more environmentally friendly technology, or a combination of these. Another possibility is to use refurbished batteries from electric vehicles. However, none of these alternatives can pay back their climate debt nor the economical debt. If a battery really is necessary, a refurbished battery is the cheapest and most environmentally friendly alternative.

It turns out that the installed battery might be oversized, as the 104 kWh used to generate profit is unable to do just so. Thus, a battery bank is a burden for campus Evenstad as a zero emission neighbourhood, except the value in using it for research purposes. Even though the campus is located in Norway, the results can be implemented into other systems. As it is at the time of writing, the best use for the battery is a combination of peak shaving and saving emissions by exploiting the fluctuations in the power grid.

These results apply only to zone NO1 in the Norwegian power grid. As most countries in EU have positive covariance between spot price and carbon intensity, the conditions are different. Also, the carbon intensity on the continent is generally higher and the spot prices more fluctuating. The aspects for a battery bank in EU are therefore more positive.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract	v
Figurer	ix
Tabeller	x
Forkortelser	xi
1 Innledning	1
1.1 Problemstilling og avgrensning	2
1.2 Oppbygning av rapporten	2
2 Teori og litteratur	3
2.1 Energilagring	3
2.2 Energilagringsteknologier	4
2.3 Livssyklusanalyse litium-ion-batterier	6
2.4 Gjenbrukte batterier fra elektriske kjøretøy	7
2.5 Norsk strøm	12
2.6 Lineær optimering	14
3 Campus Evenstad	17
4 Fremgangsmåte	21
4.1 Antakelser og data	21
4.2 Optimeringsmodeller	22
4.2.1 Peak shaving-modellen	23
4.2.2 Karbonintensitet-modellen	25
4.2.3 Spotpris-modellen	26
4.2.4 Eget forbruk-modellen	27
5 Resultat	29
5.1 Resultater fra litteraturen	29
5.2 Peak shaving	29
5.3 Karbonintensitet	30
5.4 Spotpris	30
5.5 Sammenligning av karbonintensitet og spotpris	33
5.6 Eget forbruk	35
5.7 Størrelsen på batteriet	35

6	Diskusjon	39
6.1	Utnytte svingninger i strømmen	39
6.2	Maksimere selvkonsum av egenprodusert strøm	41
6.3	Peak shaving	41
6.4	Verdien av en batteribank på Evenstad	43
7	Konklusjon	45
8	Fremtidig arbeid	47
	Vedlegg	54
A	Datablad for batteribanken installert på Evenstad	54
B	Enlinjeskjema for batterisystemet	56

Figurer

1	Et nullutslippsbygg kompensere for utslippene sine.	1
2	Den fundamentale ideen til energilagring.	4
3	Både i batteribank og tilhørende inverter oppstår tap.	4
4	Prisutvikling på ulike typer energilagring.	5
5	Strømmens opprinnelse påvirker utslipp fra batteriet.	7
6	Den fundamentale ideen rundt gjenbruksbatterier.	8
7	Kostnadsoversikt for gjenbrukt batteri fra elektrisk kjøretøy.	8
8	Avfallshierarkiet beskriver prioriteringer i avfallshåndtering.	9
9	Degenerering av virkningsgrad av hhv. NMC og LFP batterier.	10
10	GWP for et kjøretøy med forlenget livssyklus.	11
11	Livssyklusutslipp fra elektriske kjøretøy.	12
12	Spotpris på elektrisitet og tilhørende karbonintensitet en uke i januar 2015.	14
13	Campus Evenstad.	17
14	Eksempel på en peak shaving-terskel for et år.	24
15	Eksempel på en peak shaving-terskel for en uke.	24
16	Karbonintensiteten til importert strøm ved campus Evenstad i 2015.	31
17	Ulikheten i karbonintensiteten gjennom døgnet er utnyttet.	31
18	Spotpris i NO1 fra 2015 – 2017.	32
19	Ulikheten i spotpris er utnyttet til redusere å spotpris-leddet i strømregningen.	32
20	Sammenligning av spotpris og karbonintensitet ved campus Evenstad.	33
21	Maksimert akkumulert spart CO ₂ -utslipp.	34
22	Maksimert akkumulert spart spotpris-ledd.	34
23	Sammenligning av ulike batteristørrelser til bruk på campus Evenstad.	37
24	Sammenligning av ulike batteristørrelser til bruk på campus Evenstad.	37

Tabeller

1	Kostnad for et utvalg av tiltak for å spare klimagassutslipp.	14
2	Estimat på de ulike prisene i strømrregningen i 2019 for campus Evenstad. .	18
3	Estimere verdier for strømpris for Evenstad.	19
4	Mulighetene for peak shaving i scenario DS.	29
5	Verdi av peak shaving i scenario OS.	30
6	Utbyttet for ulike størrelser på batteribanken.	35
7	Maksimert klimabesparelsen for perioden 27. februar – 5. mars 2015. . . .	36
8	Maksimert økonomisk besparelse på spotpris-leddet.	36

Akronymer og symboler

Akronym	Engelsk beskrivelse	Norsk beskrivelse
BMS	Battery managment system	Batteristyringssystem
CHP	Combined Heat and Power plant	kombinert kraft- og varmeproduksjon
CO ₂	Carbon dioxide	Karbondioksid
DS	-	Dagens solcelleanlegg; installert PV og batteri
DoD	Depht of Discharge	Utladningddybde
EOL	End of Life	Slutten av livet
EU	European Union	Den Europeiske Union
EU ETS	EU Emission Trading Scheme	EUs kvotehandelsystem
GWP	Global Warming Potential	Globalt oppvarmingspotensial
GWP100	GWP; hundred-year perspective	GWP; hundreårsperspektiv
g	Grams	Gram
CO ₂ -eq	CO ₂ equivalents	CO ₂ -ekvivalenter
ICE	Internal Combustion Engine	[Kjøretøy med] forbrenningsmotor
kW	Kilowatt	Kilowatt
kWh	Kilowatt Hour	Kilowatttime
KB	-	Klimabesparelse
LCA	Life Cycle Assessment	Livsløpsanalyse
LFP	Lithium Iron (Ferro) Phosfate	Litium-ferro-fosfat
LiB	Lithium-ion battery	Lithium-ion-batteri
LMO	Lithium Manganese Oxide	Litium mangan oksid
NCA	Lithium Nickel Cobalt Aluminium Oxide	Litium nikkelt kobolt aluminium oksid
NMC	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide	Litium nikkelt mangan kobolt oksid
OS	-	Fremtidig oppskalert solcelleanlegg [kWh]
OS-TEK17	-	Fremtidig oppskalert solcelleanlegg ved oppgradert bygningsmasse
PbA	Lead-acid battery	Blybatteri
UPS	Uninterruptable power supply	Uavbrutt strømforsyning
ZEB	Zero Emission Neighbourhood	Nullutslippsområde
ZEN	Zero Emission Building	Nullutslippsbygg
ØB	-	Økonomisk besparelse

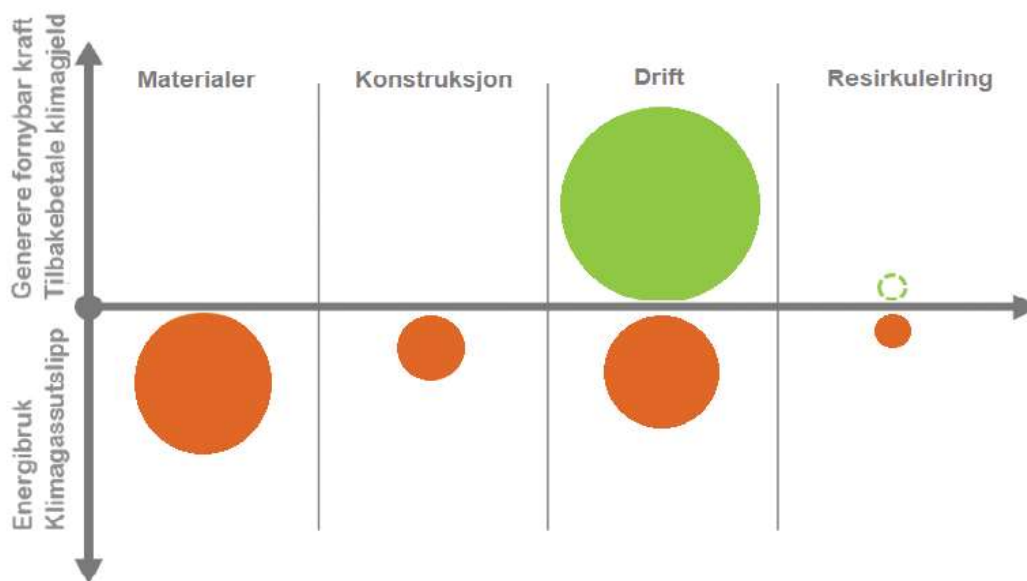
Symbol	Beskrivelse	Benevning
C_i	Karbonintensiteten i importert strøm i time i	gCO ₂ /kWh
e	Lagringskapasitet på batteriet	kWh
I	Importen til Evenstad	kWh/h
I_i	Import til Evenstad i time i	kWh
I_{maks}	Maksimum import i tidsperioden	kWh/h
p_{inn}	Ladekapasitet på batteriet	kW
p_{ut}	Utladningskapasitet på batteriet	kW
S_i	Spotprisen i time i	NOK
t	Terskelen for peak shaving	kWh/h
x_i	Effekt inn på batteriet	kWh/h
x_u	Effekt ut av batteriet	kWh/h
x_{i_i}	Energi inn på batteriet i time i	kWh
x_{u_i}	Energi ut av batteriet i time i	kWh
$x_{u_{maks}}$	Effekt ut av batteriet i timen med maksimum import	kWh/h
z_i	Mengde energi på batteriet i starten av time i	kWh
η	Nominell virkningsgrad batteri inkludert inverter	%
η_i	Nominell virkningsgrad lading	%
η_u	Nominell virkningsgrad utlading	%

1 Innledning

Utslipp av klimagasser er en av de største truslene mot menneskeheten i dag. Dette synliggjøres gjennom ekstremvær, naturkatastrofer, vannmangel og tap av biologisk mangfold (Myers and Whiting, 2019). I tillegg medfører klimagassutslipp direkte konsekvenser for mennesker. Luftforurensing står ifølge Landrigan (2016) for over 6 millioner dødsfall årlig, som kommer til syne blant annet gjennom slag og lungekreft. Til tross for økt bevissthet rundt klimaendringer fortsetter trenden med å slippe ut store mengder drivhusgasser.

Ifølge Lovdata (2017) skal Norge redusere klimagassutslippene med 40 % mellom 1990 og 2030. I 2050 skal Norge være et lavutslippssamfunn, noe som krever reduksjoner på minst 80 % referert til 1990. I det gjeldende tidsrommet har utslippene økt med 3 % SSB (2018). Drift og konstruksjon av bygninger står for over 30 % av årlige globale utslipp Architecture2030 (2019). En måte å kutte dette, er å konstruere nullutslippsområder (**ZEN**). Et ZEN er ifølge deres nettsider (2019) (oversatt fra engelsk):

I Forskningscenter for miljøvennlig energi (**FME ZEN**) er et område definert som en gruppe innbyrdes forbundne bygninger med tilknyttet infrastruktur plassert innenfor et begrenset geografisk område. Et nullutslippsområde har som mål å redusere sine direkte og indirekte utslipp av klimagasser til null over analyseperioden, i tråd med et valgt ambisjonsnivå med hensyn til hvilke livs- syklusmoduler, bygg og infrastrukturelementer som skal inkluderes.



Figur 1: Et nullutslippsbygg kompenseres i varierende grad for utslippene det står for gjennom sin levetid. Fornybar energiproduksjon (grønn sirkel) kompenseres i dette tilfellet for alle klimagassutslipp (oransje sirkler) gjennom hele levetiden til bygningen. Bearbeidet fra ZEB (2019).

For å kompensere for utslipp nullutslippsområdet står for, kan lokal energiproduksjon være en løsning. Problemet med mange typer fornybare ressurser, er at de kommer og går uavhengig av kraftbehovet. Energilagring er nødvendig for at denne energien kan brukes på andre tidspunkt enn når sola skinner eller vinden blåser. Ved hjelp av energilagring kan

fleksibilitet oppnås, slik at disse ressursene kan utnyttes i større grad. Prosjekter bør også være økonomisk levedyktige før de iverksettes. Batterier er svært fleksible med passende egenskaper, men teknologien bidrar til skyhøye investeringskostnader og store utslipp i produksjonsfasen. Gjenbruk av kasserte batterier fra elektriske kjøretøy kan bidra til reduksjon både i pris og klimapåvirkning. Gjenbruksbatterier vil derfor være et hovedfokusområde fremover (Faria et al., 2014).

Denne oppgaven er et case studie av batteribanken installert på campus Evenstad. Visjonen er å utvikle campusen til et nullutslippsområde, blant annet gjennom oppretting av et smart energisystem for å redusere belastningen på nettet og øke mengden selvprodusert energi (FME ZEN, 2019). Det er installert et batteri på campus med formål å være uavbrutt strømforsyning (*UPS*). Dette batteriet skal til enhver tid ha cirka halvparten av kapasiteten reservert til dette formålet. Den resterende delen kan ha en verdi gjennom å kutte klimagassutslipp eller redusere utgifter knyttet til strømreregningen. Problemstillingen vil bli presentert i første delkapittel.

1.1 Problemstilling og avgrensning

Problemstillingen til denne oppgaven er som følgende:

Hvilken verdi vil en batteribank tilføre campus Evenstad som et nullutslippsområde?

Problemstillingen avgrenses ved å svare på følgende spørsmål innenfor de to avgjørende aspektene miljø og økonomi. Vi ønsker med dette å finne ut om energilagring ved hjelp av en batteribank er fordelaktig for campusen og hva som er ideell kapasitet på den aktuelle innretningen.

1. Hvor høye er klimagassutslippene knyttet til relevante batteripakker og hva er kilden til dem?
2. Hvordan kan batterier bidra til å redusere utslipp i et nullutslippsområde?
3. Hvor mye kan effekttoppene reduseres slik at effekttariff-leddet blir lavest mulig?
4. Hvordan bruke batteriet optimalt slik at verdien av det maksimeres, både økonomisk og miljømessig?

1.2 Oppbygning av rapporten

Strukturen i denne oppgaven er som følger: Innledningen tar for seg bakgrunnen for oppgaven og presenterer problemstillingen med tilhørende forskningsspørsmål. Deretter følger kapittel 2 med den viktigste litteraturen sett i et økonomisk og miljømessig perspektiv. Kapittel 3 består av den spesifikke casen til denne oppgaven, nemlig campus Evenstad. Fremgangsmåten spesifikt til casen blir presentert i kapittel 4 og inkluderer ulike optimeringsmodeller for bruk av batteriet. Deretter blir resultatene lagt frem i kapittel 5. I diskusjonen i kapittel 6 drøftes resultatene, før konklusjonen nås. Siste kapittel er viet til fremtidig arbeid.

2 Teori og litteratur

I dette kapitlet vil relevant litteratur presenteres. Første delkapittel tar for seg fordelene med energilagring og da spesifikt med batterier. Deretter blir ulike relevante typer batterier lagt frem. Et delkapittel omhandlende batteriets livssyklusanalyse følger så. Deretter presenteres litteratur rundt temaet gjenbruksbatterier. Miljøaspektet rundt slike batterier er i stor grad avhengig av karbonintensiteten til energien brukt under produksjon, og dermed følger neste delkapittel opp med det norske strømmarkedet. Til slutt er et delkapittel dedikert lineær optimering og hvordan det kan brukes til å optimere bruken av batteriet.

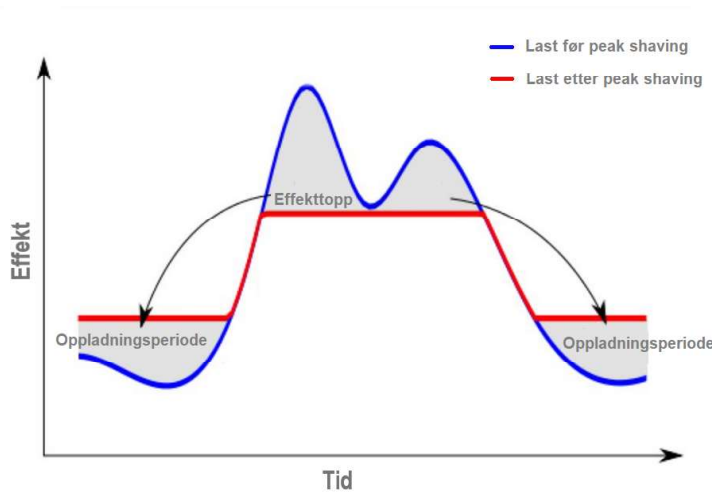
Introduksjon av akronymer vil foregå ved at det norske begrepet skrives fullt ut, med forkortelse i parentes i fet, kursiv skrift. Da de fleste akronymene originalt er en forkortelse av et engelsk begrep, vil akronym-listen bestå av både en norsk og en engelsk forklaring.

2.1 Energilagring

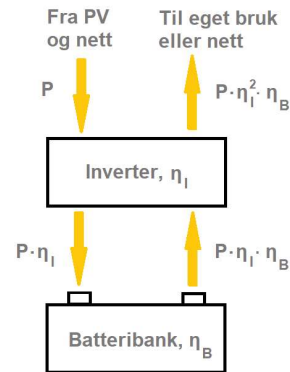
Den største fordelen med energilagring, er at energi kan spares til et tidspunkt det trengs. Slik kan energi nyttiggjøres som ellers ville gått tapt. Batterier er spesielt fleksible i bruk, siden de gir muligheten til å nyttiggjøre energien som elektrisitet. Dermed kan de fungere i nødtilfeller som UPS. En annen funksjon, er å spare utslipp av klimagasser ved å lade opp batteriet med strøm fra nettet og lade ut batteriet når karbonintensiteten i nettstrømmen er høy. Også å maksimere selvforsyning av egenprodusert energi fra solceller kan ha miljømessige fordeler. Disse applikasjonene kan også generere økonomisk gevinst. (FME ZEN, 2019)

Effekttoppkutting, også kalt peak shaving, er en annen form for nettstøtte som kan generere økonomisk besparelse. Ved å lade et batteri når forbruket er lavt, for så å benytte energien når forbruket er høyt, blir lasten jevnet ut og toppene kuttet, samtidig som det totale energibehovet er relativt likt. Konseptet er vist i figur 2. Store forbrukere av kraft avregnes ofte for den høyeste effekttoppen i løpet av en time det siste året. Dersom denne effekttoppen minimeres blir strømrregningen lavere. Hvis batteriet i tillegg lades når strømprisene er lave, vil ytterligere besparelser oppstå. Etersom nettet utnyttes mer effektivt, vil det være mindre behov for i tillegg vil nettet være mer stabilt ettersom etterspørselen etter kraft er jevnere. Slik blir det lettere for nettoperatoren å balansere nettet. (Fitzgerald et al., 2015) Batteriet og tilhørende inverter er imidlertid ikke ideelle systemer og tap må påberegnes. Dette er illustrert i figur 3.

Ifølge Jensen et al. (2018) er ikke batterier i hjem økonomisk levedyktig i Norge i dag. I fremtiden vil økte og mer varierende strømpriser i kombinasjon med innføring av ny netttariff som gir insentiv for energiflytting eller effektutjevning kunne endre dette. Hansen et al. (2017) har utarbeidet tre forslag. De tre forslagene Abonnert effekt, Time-of-use og Målt effekt vil øke lønnsomheten til batterier, men ikke nok til å lønne seg alene eller i kombinasjon med solcelleanlegg. Den nye tariffen skal tre i kraft i 2021 (Jensen et al., 2018).



Figur 2: Den fundamentale ideen til energilagring, ifølge Uddin et al. (2018) (bearbejdet).



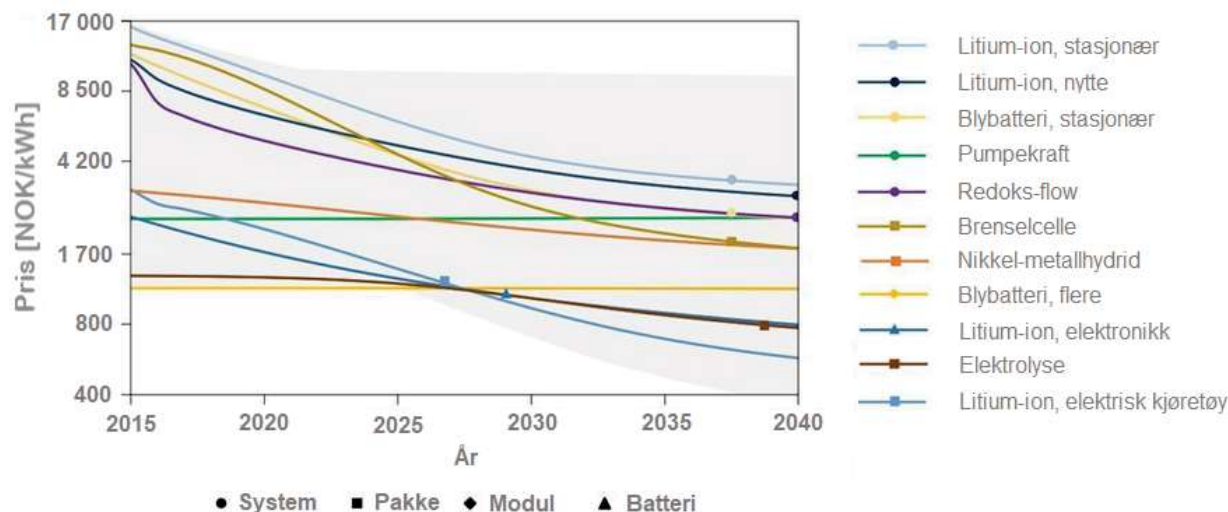
Figur 3: Både i batteribank og tilhørende inverter oppstår tap. Illustrert av forfatteren.

2.2 Energilagringsteknologier

Argyrou et al. (2018) deler opp energilagring i fem kategorier: mekanisk, elektrokjemisk, elektrisk, kjemisk og termisk. Hver av kategoriene er delt opp i ulike teknologier som hver har sine styrker og svakheter. Mekaniske system som pumpekraftverk vil som regel ikke være økonomisk levedyktig i småskala anlegg. Termisk lagring er realistisk, da mye energi brukes på oppvarming. Dette kan ikke konverteres direkte tilbake til elektrisitet og det er dermed er det en fordel å lagre noe av kraften i batterier.

Elektrokjemisk lagring er en samlebetegnelse for batterier. De ulike batteriene har ulike egenskaper og dermed ulike bruksområder. I et flow-batteri lagres energien direkte i elektrolytten i hver sin separate tank. Flow-batterier, inkluderende redoks-flow-batterier, har svært lang levetid og hurtig responstid, men høy pris og lav virkningsgrad reduserer bruken (Akbari et al., 2018, Pickerel, 2017). Blybatterier er en godt utprøvd teknologi som er blitt brukt i generasjoner. De er en av de billigste teknologiene på markedet, men har relativt kort levetid og lav utladningsdybde (**DoD**). Nikkel-kadmium-batterier har i motsetning til blybatterier lang levetid, men er dyrere og har lavere virkningsgrad. Dermed har de aldri fått noen stor plass i solcelle-applikasjoner. I kontrast til de forrige teknologiene, er saltvannsbatterier en ganske ny og uprøvd teknologi. Disse inneholder ingen tungmetaller og er dermed lett resirkulerbare. De har imidlertid ikke fått et ordentlig fotfeste i solcelle-markedet. Nikkel-metall-hydrid-batterier er godt etablerte. Den mest fremtredende bruken av disse er hybrid-kjøretøy som Toyota Prius. På de fleste andre bruksområder har teknologien blitt erstattet av litium-ion-batterier (**LiB**). (Energysage, 2019)

Fordelen med LiB er at de er utbredt i det kommersielle markedet. Grunnet konkurranse og etterspørsel synker prisene stadig. Figur 4 sammenligner pristrenden for ulike typer energilagring. Ifølge Holm (2017) er prisen på et ferdig batterianlegg allerede nede i 6000 NOK/kWh. Mens andre teknologier tilbyr lignende priser, utmerker litium-batterier seg både når det gjelder virkningsgrad, kapasitet, DoD og levetid.



Figur 4: Prisutvikling på ulike typer energilagring ifølge Extance (2017) (bearbejdet).

Litium-ion-batterier har forskjellige katodematerialer som fører med seg ulike egenskaper. Litium-ferrofosfat (**LFP**) har lav energitetthet på grunn av lav spenning, men teknologien viser et langt kalenderliv og god termisk stabilitet, i tillegg til å være relativt miljøvennlig. Litium-nikkel-mangan-kobolt-oksidd (**NMC**) har i likhet med LFP høyt antall ladesyklusler, men har høyere nominell virkningsgrad. NMC og litium-mangan-oksidd (**LMO**) som inneholder mangan, har vist seg å være svært følsomme for høye temperaturer. De er derfor forbundet med høy intern motstandsøkning ettersom de eldes. Slik kan litium-nikkel-kobolt-aluminium-oksidd (**NCA**) betraktes som et kompromiss mellom lengre syklusliv og høyere ytelse. (Eddahech et al., 2015, Ellingsen, 2017)

Mengden litium i verden er begrenset, og prisen er dermed høy (Dansie, 2017). Store teknologiske omveltninger på batterifronten fører til at nye teknologier utvikles og priser synker. Blant annet har det australske selskapet Gelion tatt de billige og lett tilgjengelige materialene fra sink-bromin hybrid-flow batteriet og laget et gel-batteri. Ifølge nettsiden deres, Gelion Technology (2019), har en gele de mekaniske styrkene til et fast stoff og ionisk ledningsevne til et fluid - altså skal batteriet kunne lades opp i løpet av minutter. Hvor LiB alltid har risikoen for overoppheting, viser denne gelen brannhemmende egenskaper. Gelions batterier er foreløpig under testing. Nye teknologier som dette vil komme på markedet, men foreløpig virker det som om litium-batterier er den mest modne teknologien.

Selv om LiB foreløpig dominerer markedet, er det knyttet flere utfordringer til teknologien. Batterier er globalt et symbol på ren energi, men lokalt forårsaker produksjonen utilsiktede skader både for mennesker og miljø. Produksjon av battericeller bidrar til å øke luftforurensningen i Øst-Asia. Kobolt-gruvedrift i DR Kongo bidrar til støv, røyk og avløpsvann. Litium-gruvedrift i Latin-Amerika fører til vannmangel og giftige utslipp. I Russland finnes en svært forurenset elv etter uthenting av nikkel. Slik bidrar batteriproduksjon til negative effekter over hele verden. I tillegg er flere av de nevnte landene forbundet med konflikter og krenking av menneskerettigheter. For å få et helhetlig bilde på miljøpåvirkningene knyttet til et produkt, må en Livssyklus-analyse (**LCA**) gjennomføres. (Eckart, 2017)

2.3 Livssyklusanalyse litium-ion-batterier

LCA er en prosess for å vurdere helhetlige miljøpåvirkninger som oppstår gjennom levetiden til et produkt, inkludert uthenting av råstoff, bearbeidelse, produksjon, transport, montering, bruk og resirkulering. Denne oppgaven vil legge vekt på utslipp av klimagasser og det globale oppvarmingspotensialet (*GWP*). Dette delkapittelet sammenligner studier relevant til valgt problemstilling. Studiene tar i hovedsak for seg cradle-to-gate, prosessen fra råstoffene blir utvunnet til batteriet er ferdig og skal sendes ut på markedet.

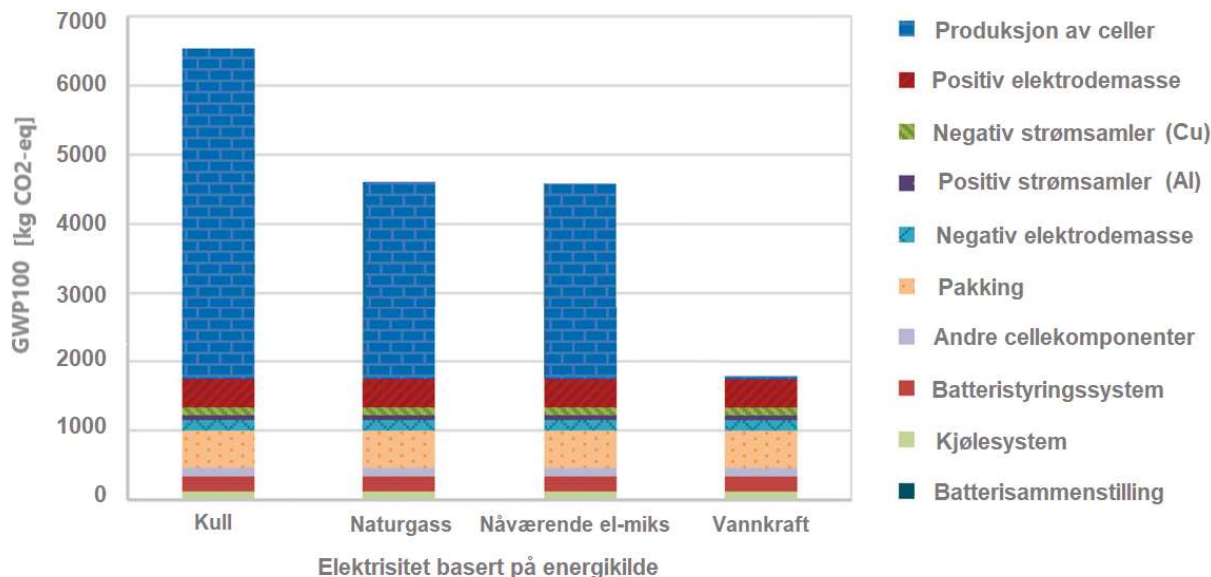
Ellingsen (2017) har i sin doktorgradsavhandling utført en livsløpsanalyse av NMC-batterier til elektriske kjøretøy. Avhandlingen fokuserer på celler produsert i Sør-Korea og sammensatt i Tyskland, noe som er vanlig produksjonspraksis. Ellingsen konkluderte med at utslippene ved produksjon av dette batteriet besto i 172 kg CO₂-eq/kWh i et masseprodusert perspektiv. Utslippene knyttet til produksjonen av et batteri kalles innebygde utslipp og er essensielle for å beregne klimapåvirkningen til et produkt.

Kim et al. (2016) har undersøkt utslippene for Ford Focus BEV. Katodematerialet på disse batteriene er en fusjon av LMO og NMC. Resultatet viste utslipp på 140 kg/kWh batteri. Cellene til dette batteriet er også produsert i Sør-Korea, men er satt sammen i Michigan. Det lavere utslippet fra Kim et al. er grunnet det blandede katodematerialet, da materialer som inneholder kobolt har høyere klimapåvirkninger enn alternativet.

Hovedbidraget av utslippene knyttet til batterier kommer fra celleproduksjonen. Ifølge Ellingsen (2017) står celleproduksjonen alene for over 60 % av GWP i et hundreårsperspektiv. Å erstatte nåværende miks med et lavkarbon alternativ, vil dermed redusere utslippene med 60 %, se figur 5. Nåværende miks referer til koreansk miks som ifølge ElectricityMap (2019) er på rundt 480 g/kWh. Det å kjøre batteriproduksjon på lavkarbon strøm, som Tesla (2019) lover at de skal gjøre i løpet av 2019 i sin Gigafactory i Nevada, vil kunne gi helt andre forutsetninger for batterier i nullutslippsområder. Energibehovet vil også være lavere i et tørt klima, da det ifølge Ellingsen kreves mindre for å tørke materialene. Også i Mo i Rana i Norge planlegges en slik gigafactory (Ånestad, 2019).

Det er viktig å presisere at figur 5 ser på klimapåvirkningene i et hundreårsperspektiv. Metan har høyere GWP enn CO₂, men vil brytes ned til karbondioksid over tid. Dermed har metan høyere klimapåvirkninger i et kortere tidsperspektiv. Etersom menneskeheten ikke lenger har 100 år på å redusere klimagassutslippene før uopprettelig skade forekommer, bidrar GWP₁₀₀ til misvisende verdier.

En mindre andel av utslippene er allokert til kjemien i cellen. Det er vanlig å bruke grafit som anodematerial. Dette er relativt miljøvennlig, men virkningsgraden er ikke ideell. Alternativt forskes det på å bruke ulike typer nanomaterialer på anoden. Disse er ikke like miljøvennlige, da fremstillingen er energikrevende. I dag er LFP det eneste katodematerialet på markedet med nanostruktur. Generelt ser det ut til at hvis materialer er lite karbonintensive i utvinnings-, og produksjonsfase, vil de medføre miljømessige ulemper under bruk og vice versa (Ellingsen, 2017).



Figur 5: Strømmens opprinnelse har mye å si på utslippene knyttet til et batteri. Disse resultatene gjelder for et 253 kg NCM-batteri med en nominell energikapasitet på 26.6 kWh. Akronym: Battery management system (*BMS*) (Ellingsen, 2017).

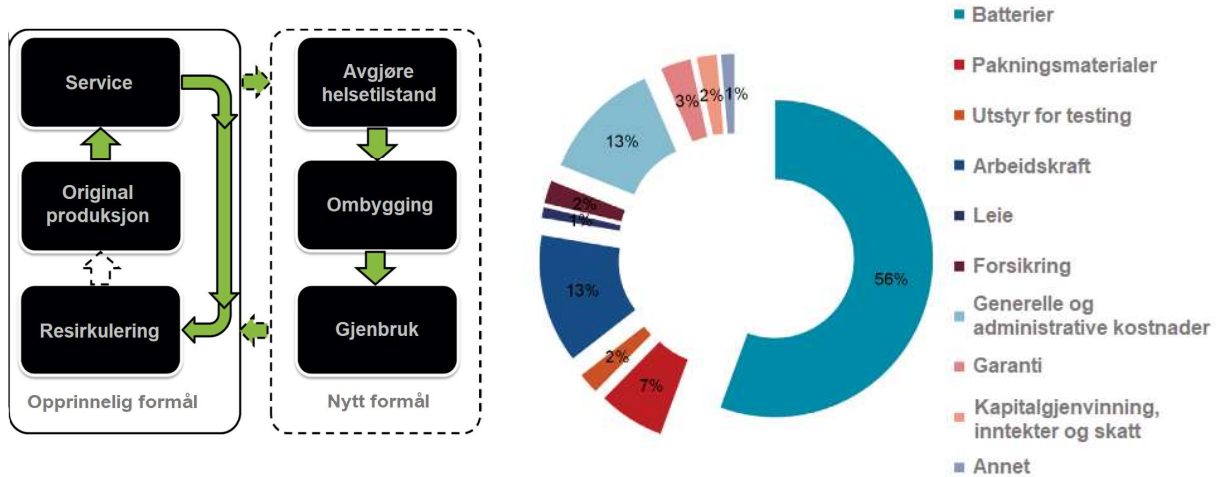
Når batteriet har nådd slutten av sitt liv skal det resirkuleres. Ifølge Ellingsen (2017) tar få studier hensyn til resirkulering i LCA på grunn av de store usikkerhetene knyttet til prosessen. Ifølge Eckart (2017) koster det 5 ganger så mye å resirkulere litium som å kjøpe nytt. Kobolt og nikkell er de mest verdifulle metallene i innretningene, og de gjenvinnes vanligvis på bekostning av litium. For å tilby konkurransedyktige priser reduserer batteriprodusentene mengden verdifulle metaller i batterier. Slik blir resirkulering mindre lønnsomt. Ifølge Romare and Dahllöf (2017) resirkuleres så lite volum av LiB fordi økonomiske incentiver mangler, i tillegg til at relativt få batterier fra elektriske kjøretøy foreløpig har nådd slutten av sitt liv, siden batterielektiske kjøretøy i store volum kun har vært på veiene de siste 5-10 årene.

Disse kjøretøyene vil snart nå slutten av slitt liv. USAs Department of Energy (DOE) har denne våren satset på et Forsknings- og utviklingscenter for gjenvinning av LiB. Målet er å utvikle teknologier for økonomisk å fange opp 90 % av alle litiumbaserte batteriteknologier i USA, blant annet for å sikre selvforsyning av råstoffet. For tiden samles og gjenvinnes LiB med en rate på mindre enn 5 %. (Messenger, 2019). Et lignende prosjekt er lansert i Canada, ifølge Recycling product news (2018). Med to av verdens største land ledende an, er det en mulighet for at dette sprer seg til resten av verden i løpet av de neste årene.

2.4 Gjenbrukte batterier fra elektriske kjøretøy

Når et batteri har om lag 80 % kapasitet igjen, møter det ikke lenger bilindustriens krav og det kasseres. I løpet av de neste årene vil millioner av slike batterier flomme markedet og foreløpig eksisterer ikke et skikkelig system for håndtering. Det er et stort potensiale i å gjenbruke disse batteriene til stasjonære applikasjoner. Flere celler kan settes sammen til en ny batteribank, og kjemien kan utnyttes noen år ekstra. Konseptet er vist i figur 6.

Den økonomiske levedyktigheten til et produkt er et viktig skritt mot industriell aksept. Figur 7 viser de ulike utgiftspostene ved å pusse opp et batteri. Ifølge Martinez-Laserna et al. (2018) kan priser på batterier i sitt andre liv ende mellom 400 og 1700 NOK/kWh. Hvis de oppfyller en rekke spesifikasjoner, vil de kunne være et konkurransedyktig alternativ for nye batterier.



Figur 6: Den fundamentale ideen om gjenbruksbatterier. Bearbeidet fra Catton et al. (2019).

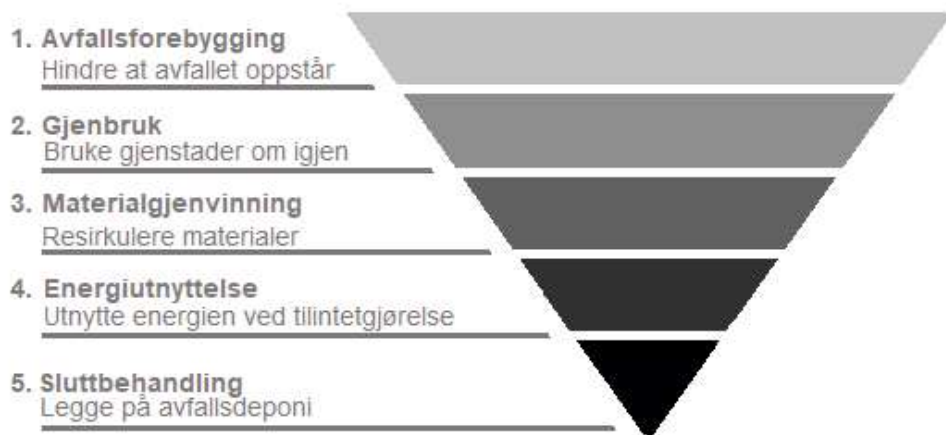
Figur 7: Kostnadsoversikt for gjenbrukt batteri fra elektrisk kjøretøy. Bearbeidet fra Martinez-Laserna et al. (2018)

Det finnes utfordringer knyttet til gjenbruksbatterier, som Bobba et al. (2018a) skriver. For det første finnes svært få reguleringer rundt konseptet og et tydelig rammeverk mangler. Tekniske barrierer, som manglende kunnskap om batteriets ytelse og degenerering, er også en utfordring. I tillegg finnes finansielle barrierer med tanke på usikkerhet rundt økonomiske muligheter og sikkerhetsbarrierer rundt håndtering av litium-ion-batterier. Ved å designe disse batteriene med gjenbruk i tankene, vil markedet ha et bedre utgangspunkt.

Andregangsbruk er ikke definert i batteridirektivet eller i noe avfallsdirektiv. Gjenbruken av batterier fra elektriske kjøretøy er imidlertid i tråd med avfallshåndteringshierarkiet som verdsetter gjenbruk fremfor resirkulering (figur 8). Ved å opprettholde verdien på produkter over tid, kan mengden avfall minimeres.

Ifølge Europeisk lovgivning er batterier klassifisert som avfall etter sitt første liv i et elektrisk kjøretøy. Etter denne definisjonen vil klimafotavtrykket fra produksjon og resirkulering være knyttet fullstendig til batteriets første liv. Denne tolkningen benyttes av Faria et al. (2014) og Bobba et al. (2018a) i deres studier. Bobba et al. undersøker verdien av et gjenbruksbatteri med kapasitet 81,31 % drevet på europeisk strømmiks. Det brukte batteriet forventes å ha en levetid på 3,6 år før kapasiteten synker under 60 % og er dermed ubrukelig også til stasjonær lagring. Videre er konklusjonen at et batteri under dagens forhold ikke vil kunne kompensere for utslippene fra produksjonsfasen. Et brukt batteri vil være bedre for klimaet enn et nytt batteri i et nett-tilkoblet hus med solceller. Et fravær av bat-

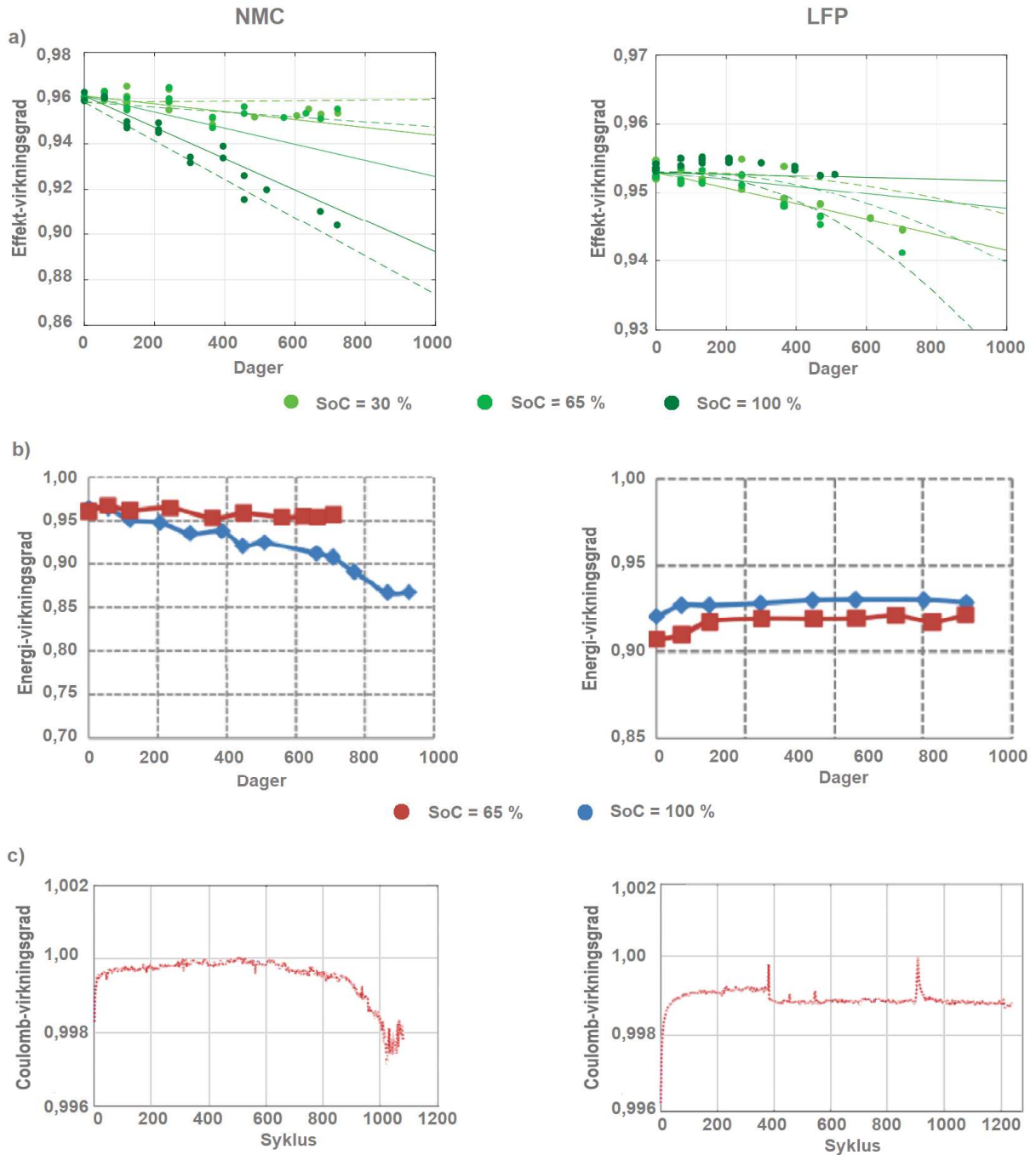
teri vil være bedre for klimaet enn et gjenbruksbatteri. Også Sun et al. (2019) fant at et batteri reduserer klimafordelene ved et solcellesystem. Årsakene er ombygging av batteriet og energitap som følge av lavere virkningsgrad.



Figur 8: Avfallshierarkiet beskriver prioriteringer i avfallshåndtering ut fra klimaperspektivet. Illustrert av forfatteren.

Ahmadi et al. (2014b) antar at batteriet har 8 års levetid i kjøretøyet og 10 års levetid i sitt andre liv som stasjonært energilagringssystem. Ahmadi et al. er altså betraktelig mer optimistisk til batteriets levetid enn Bobba et al.. Modellen til Ahmadi et al. viser at ved å gi batteriet et nytt liv kan klimagassutslipp reduseres med opp til 56 % over batteriets totale levetid på 18 år. Det antas at batteriet lades med lavkarbon elektrisitet og erstatter topplast av gasskraft. Lignende fant Richa et al. (2017) at utslippene kan reduseres mellom 15 % 70 % ved å utvide livssyklusen til batteriet. Forfatteren antar at 50 % av batteriene fra elektriske kjøretøyer kan konverteres til stasjonært bruk, med en stasjonær levetid på fem år.

Mens kapasitet er en enhet for effekt eller for hvor mye energi som kan lagres i et batteri, forteller virkningsgraden hvor mye energi som går tapt i batteriet. På tross av emnets relevans, finnes et begrenset antall studier som forsker på reduksjon av virkningsgrad over batteriets levetid. Manglende data førte Ahmadi et al. (2014a) til å anta at virkningsgraden følger samme nedadgående trend som kapasiteten, mens Bobba et al. (2018b) vurderte batteriets virkningsgrad til å ha en lineær reduksjon på ett prosentpoeng per år. Tap av virkningsgrad er ifølge Yang et al. (2018) hovedsakelig grunnet tap av litium inventar. Faststoff-elektrolytt grenseflate og økning i indre resistans er også faktorer som spiller inn. Figur 9 tar for seg forringelse av virkningsgrad for NMC- og LFP-batterier sett fra tre forskjellige forfattere. Virkningsgraden for a) og b) er gitt for ulike ladetilstander, State of Charge (*SoC*) og plottet mot tid. c) er plottet mot ladesyklus.

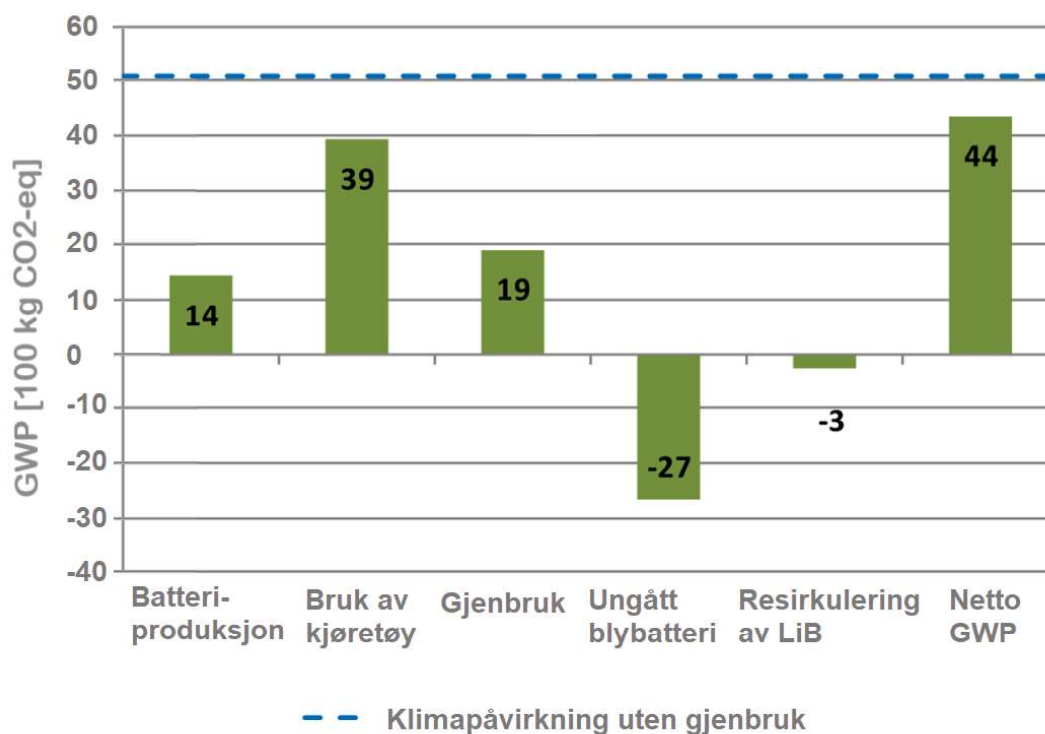


Figur 9: Degenerering av virkningsgrad av henholdsvis NMC og LFP batterier ved 45 °C ifølge tre studier. a) = Redondo-Iglesias et al. (2019); Punkt er målinger, kontinuerlige linjer er simulering av Eyring-modeller, stiplede linjer er simulering av polynomiske modeller. b) = Eddahech et al. (2015) og c) = Yang et al. (2018). Figuren er bearbejdet.

De ulike teknologiene oppfører seg ulikt avhengig av ladetilstand og alder. For NMC-batterier virker degenereringen å foregå hurtigst ved høye ladetilstander, mens for LFP fører lave ladetilstander til raskest nedbrytning. NMC har i utgangspunktet høyest virkningsgrad, men LFP holdes mer stabil. Denne kunnskapen er svært verdifull når batterier skal brukes både til sitt første og andre formål. De tre studiene er ikke direkte sammen-

lignbare, da de representerer ulike typer virkningsgrad. De illustrerer likevel det å regne med nominell virkningsgrad vil medføre avvik i resultatene.

Det er vanskelig å vite nøyaktig hvilke tall som ligger til grunn for alle disse studiene. Spesielt utfordrende er det at de fleste studiene går ut fra forskjellige antakelser. Noen studier har antatt null miljøpåvirkning på batteriets andre liv, mens andre har beregnet at en prosentandel av GWP følger fra dets første liv. Det er også mulig å beregne miljøpåvirkningen for andregangsbruk ved å undersøke totalt GWP slik som i figur 10. Figuren er hentet fra Richa et al. (2017) som antar at batteriet erstatter et blybatteri.

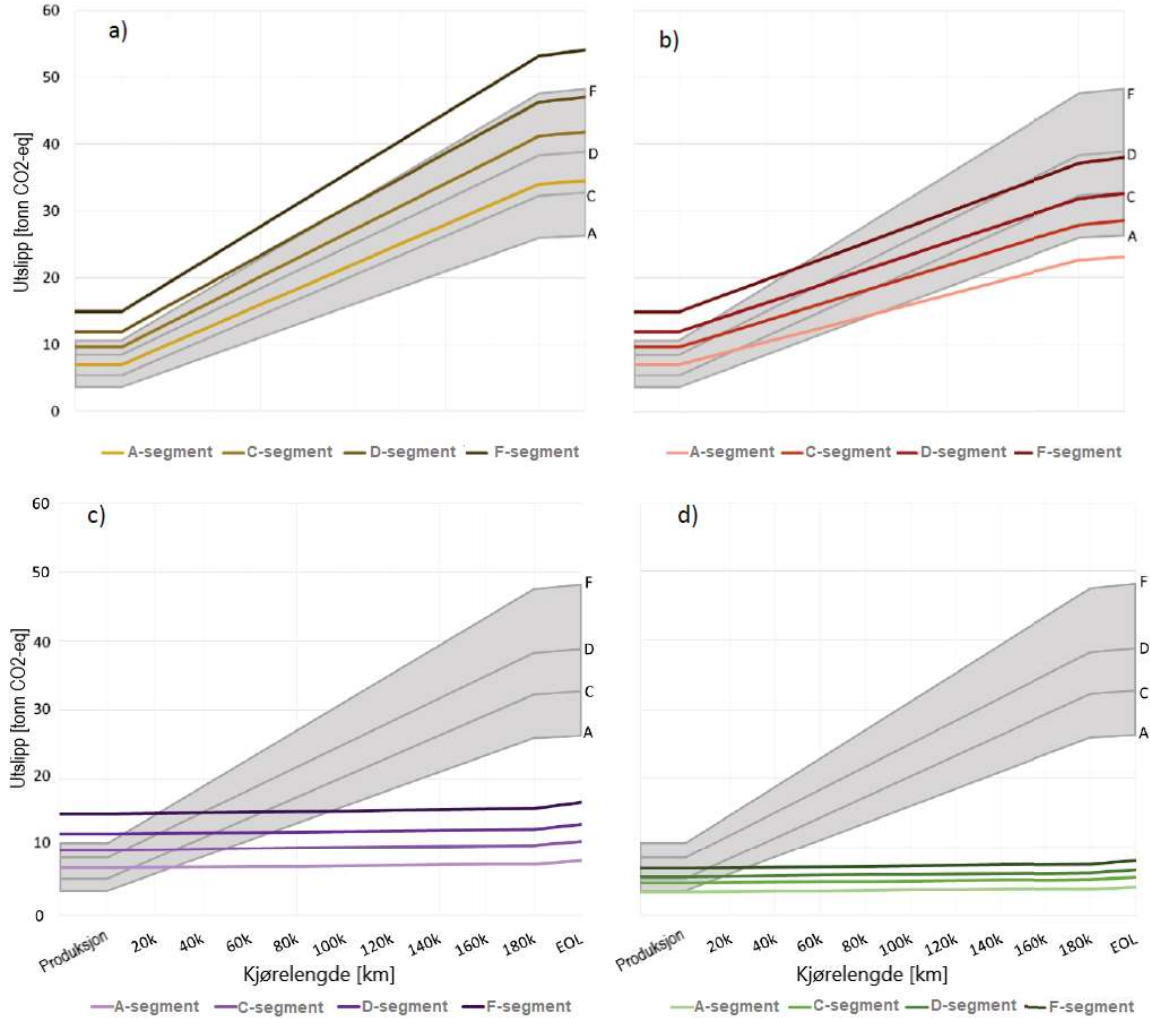


Figur 10: GWP for et kjøretøy med forlenget livssyklus, ifølge Richa et al. (2017). Klimapåvirkningene knyttet til batteriet synker med 15 %. (Bearbeidet)

Netto GWP avhenger av elektrisitetsmiksen kjøretøyet har blitt drevet av. Ellingsen (2017) har i sin doktorgradsavhandling sammenlignet livssyklusutslipp av elektriske kjøretøy og tilsvarende fossildrevne kjøretøy. Dette er illustrert i figur 11. Norge vil her være nærmere c) enn b), og det kan dermed virke som batteriet har kompensert for store deler av utslippene ved slutten av sitt liv (*EOL*). Figur 11a) viser at elektrisk kjøretøy drevet av kullkraft vil ha høyere klimagassutslipp enn et tilsvarende kjøretøy med forbrenningsmotor (*ICE*).

På tross av hva figur 11a) viser, kan elektriske kjøretøy drevet av kullkraft i den store helheten være mer miljøvennlige enn ICE-kjøretøy. Ifølge Europakommisjonens nettsider (2019) setter Europas kvotehandelssystem (*EU ETS*) et tak på antall ekvivalenter som slippes ut fra energiintensive industrier i medlemslandene. Hvert år reduseres mengden tilgjengelige kvoter og EU ETS er dermed unionens viktigste tiltak for å kutte klimagassutslipp. Kjøretøy med forbrenningsmotor er ikke inkludert i dette systemet. Når bilparken

overføres til elektrisitet, må varmekraftverkene (kull og naturgass) vurdere lønnsomheten ved å kjøpe inn flere kvoter for å dekke den økte etterspørselen eller betale store bøter for å slipp ut mer enn kvotene tillater (European Union, 2019, Molnes, 2019). Således blir bilparken inkludert i kvotesystemene og utslippene vil kunne minke totalt.



Figur 11: Livssyklusutslipp fra elektriske kjøretøy drevet av elektrisitet basert på a) kull, b) naturgass, c) vind, og d) et fiktivt scenario der produksjonen også er drevet av vindkraft. A-segment = minibil, C-segment = medium bil, D-segment = stor bil og F-segment = luksusbil. Grått område illustrerer tilsvarende ICE-kjøretøy. Bearbeidet fra Ellingsen (2017).

2.5 Norsk strøm

Strømmerketet er splittet opp i to adskilte markeder. Det ene markedet tar for seg den fysiske elektrisiteten som sendes ut på markedet. I realiteten er denne kraften en miks av ulike opprinnelser, hvor mengden karbonintensiv strøm går betraktelig opp om natten, når Norge importerer billig kraft fra kontinentet. Det andre markedet handler med opphavsretten til den produserte strømmen. En produsent av fornybar energi kan selge opprinnelsesgarantier tilsvarende mengden energi han produserer, og kunden forbruker da i teorien kun ren kraft (Storvik and Haugen, 2008). Med karbonintensitet menes meng-

den CO₂-ekvivalenter som slippes ut ved produksjonen av en kWh kraft. Karbonintensiv strøm, også kalt skitten strøm, vil ha en høy mengde CO₂-ekvivalenter knyttet til seg og vil dermed ha høy klimapåvirkning. Mengden CO₂-ekvivalenter i strømmen oppgis i g/kWh.

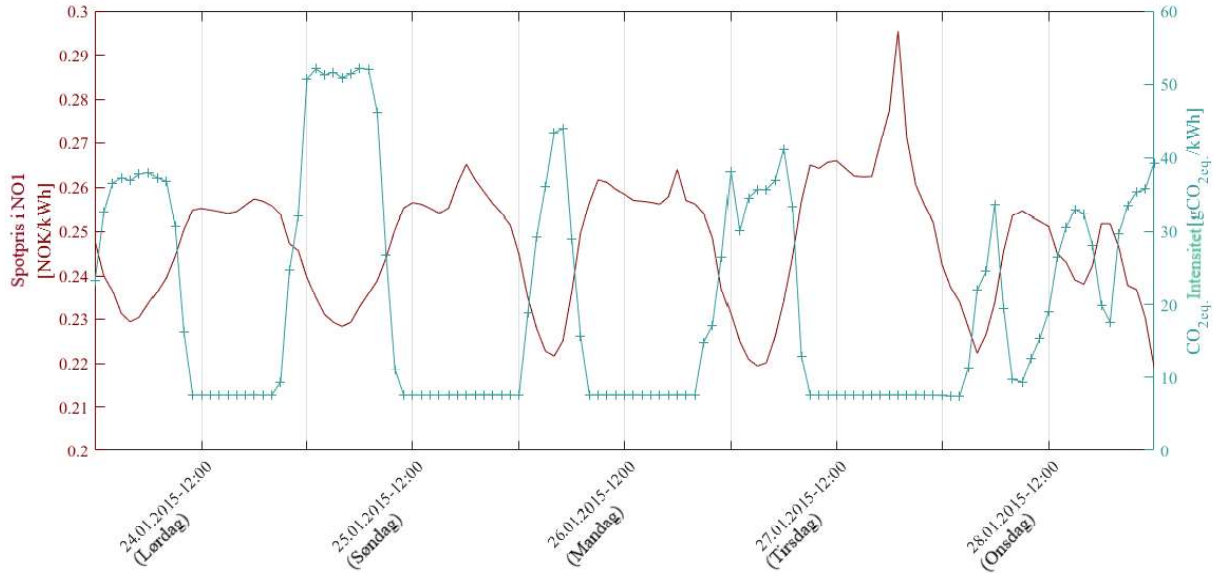
Løsningen med opprinnelsesgarantier er ikke feilfri. Ifølge Hovland (2018) selges 80 - 90 % av norske opprinnelsesgarantier til Europa. De som kjøper opprinnelsesgarantiene har da rettighetene til strømmen. Norske forbrukere og industri mener likevel at de bruker ren strøm, og henviser til den fysiske produksjonsmiksen i landet. Kraftkrevende industri i Norge, spesielt aluminiumsindustrien, reklamerer med den rene strømmen de benytter. Norsk Hydro handler ikke i opprinnelsesgarantier (Oslo Economics, 2018). I tillegg er aluminiumsproduksjon en elektrokjemisk prosess som kjører døgnet rundt, og dermed fysisk forbruker karbonintensiv strøm importert fra kontinentet.

For å unngå at den rene strømmen selges to ganger, blir kraftmiksen i Norge etter at opprinnelsesgarantiene er solgt ifølge NVEs varedeklarasjon (2018) i realiteten en del av Europeisk rest-miks, som består av 57 % fossil varmekraft. Karbonintensiteten blir da på 532 g/kWh, i motsetning til 16,4 g/kWh som gjelder for ren norsk strøm (NVE, 2018). EUs gjennomsnittsmiks som ikke tar hensyn til opprinnelsesgarantier er 345 g/kWh. For å unngå problemstillingen med opprinnelsesgarantier, regner nullutslippsområder med fysisk strøm.

Fornybar energi er vanligvis ikke mulig å regulere og tilgjengeligheten er dermed begrenset. I fossile varmekraftverk er det kostbart å regulere produksjonen. Den norske vannkraften er dermed i en særstilling, ettersom den er regulerbar og de variable kostnadene er svært lave. Samtidig som det er rimelig å regulere produksjonen i forhold til behov (NVE, 2015). Ifølge Clauß et al. (2018) vil vannkraftverkene generere elektrisitet når strømprisen er høy, av økonomiske grunner. Slik vil karbonintensiteten i norsk strøm være lav når belastningen på nettet er høyest. Mismatchen mellom pris og karbonintensitet er illustrert i figur 12. Ved hjelp av et batteri kan disse ulikhetene utnyttes til *enten* å redusere klimagassutslipp *eller* å redusere utgifter knyttet til strømregningen.

Faria et al. (2014) har undersøkt et solcellesystem med gjenbruksbatterier i Frankrike ved å bruke gjennomsnittlige timesverdier fremfor et årsgjennomsnitt. Studien viser at i Frankrike vil karbonintensiteten og prisen følge samme trend og dermed stige og falle samtidig. Dette er tilfellet i de fleste land i Europa, ettersom uregulerbar fornybar kraft vil bidra til en lavere strømpris, i tillegg til å senke karbonintensiteten i nettet. Faria et al. fant ut at batteriet under gjeldene forhold oppnådde en positiv miljøgevinst. Dette er en kontrast mot de fleste studiene referert i kapittel 2.4, som bruker gjennomsnittlig elektrisitetsmiks og dermed oppnår økt GWP.

Det er mulig å redusere klimagassutslipp på andre måter, men det har en pris. Denne utgiften har fått navnet tiltakskost og er kostnaden for å redusere et tonn med forurensning. Tiltakskosten kan være negativ hvis lavkarbon-alternativet er billigere enn hva som er i bruk i dag. Vanligvis er ikke dette tilfellet. Typisk tiltakskost i bygninger varierer avhengig av tiltaket. Andersson et al. (2018) har undersøkt tiltakskost for innebygde utslipp på



Figur 12: Spotpris på elektrisitet og tilhørende karbonintensitet en uke i januar 2015. (Clauß et al., 2018)

bygninger i Sverige. Resultatene viste at 15 % av utslippene kan reduseres kostnadsnøytralt. Videre tiltakskostnader spenner mellom 0 og 1 600 NOK/tonn, og ifølge Klimakur 2020 (2010) kan tiltakskosten i enkelte tilfeller være negativ. I tabell 1 er tiltakskost for noen typiske sektorer gitt. (Klimakur 2020, 2010)

Tabell 1: Kostnad for et utvalg av tiltak for å spare klimagassutslipp, ifølge Klimakur 2020 (2010).

Tiltak	Tiltakskostnad [NOK/tonn CO ₂ -eq spart]
Effektivisering av personbiler	185
Elektrifisering av personbiler	1 230
Elektrifisering av sokkelen	400 – 4 000
Karbonfangst	1 300 – 2 250
Redusert gjødsling	550
Planting av skog på nye arealer	-10

Ved å utnytte svingningene i strømmen kan batteriet bidra til å spare utgifter eller klimagassutslipp. Dette kan gjøres ved å lage en optimeringsmodell som bruker all tilgjengelig data til å styre batteriet smartest mulig. En slik optimeringsmodell kan lages ved hjelp av lineær optimering.

2.6 Lineær optimering

Lineær optimering handler om å velge verdier for et lineært system av variabler på en slik måte at den optimerer en målfunksjon. Et lineært system er en mengde ligninger og ulikheter som beskriver restriksjonene til systemet, mens målfunksjonen beskriver resultatet av systemet. En restriksjon er en begrensning for hvilke verdier variablene kan ha. Et system kan ha flere funksjoner som beskriver dens egenskaper, men bare en målfunksjon skal

optimeres. Å optimere er som oftest et mål om å minimere eller maksimere målfunksjonen. At systemet er lineært betyr at ligningene og ulikhetene utgjør en sum av konstanter og vektete variabler. (Andersen, 2019)

Verdien til variablene velges slik at målfunksjonen blir optimert. I et lineært problem er den optimale løsningen alltid i et ytterpunkt, det vil si i yttergrensen av mulighetsområdet for variablene. Videre er variablene alltid ikke-negative i et lineært problem. En mulighet er å bruke simpleksmetoden til å løse de lineære problemene. Simpleksmetoden er en numerisk løsning av problemer fra lineær programmering.

Skyggeprisen i en lineær modell representerer effekten på målfunksjonen ved at koeffisienten på høyresiden av restriksjonen økes med en enhet. Skyggeprisen er som oftest gyldig i et intervall av verdier for høyresiden av restriksjonen. Det vil si at skyggeprisen er lik i intervallet, og endrer seg først når høyresiden av restriksjonen er endret så mye at den er utenfor intervallet. Det er viktig å se på skyggeprisen som et mål på hvordan målfunksjonen endres når koeffisienten på høyresiden til en restriksjon av gangen økes med en enhet. Det er med andre ord ikke mulig å endre to koeffisienter på høyresiden til to restriksjoner samtidig og konkludere med at summen av skyggeprisene er endringen i målfunksjonen. (Williams, 1985)

3 Campus Evenstad

Campus Evenstad ligger i Stor-Elvdal kommune og er dermed en del av strømsone NO1. Dermed gjelder verdier for importert strøm for denne sonen. Campusen er en del av Høgskolen i Innlandet og består av 10 000 m² gulvareal fordelt over 17 bygninger. Disse har ulike bruksområder som er beskrevet i figur 13. Det nye administrasjonsbygget ble bygget etter ZEB-COM standard, som er det nest strengeste ambisjonsnivået i henhold til ZEB (2019). Campusen har et årlig energibehov på ca 1 000 000 kWh elektrisk energi og cirka 620 000 kWh termisk energi. Det termiske energibehovet skal i utgangspunktet dekkes av biobasert kombinert kraft- og varmeproduksjon (*CHP*). Det viser seg at dette ikke er tilstrekkelig, så en biokjel, en elektrokjel og solfangere er også installert. CHP bidrar også til å dekke det elektriske energibehovet på campus sammen med strøm importert fra nettet og solceller. Det finnes også tre kilder til energilagring: akkumulatortanker, varmtvannstanker og en batteribank. (Backe et al., 2019)



Figur 13: Campus Evenstad. (Backe et al., 2019)

Solcelleanlegget som er installert på Låven produserer ca 62 000 kWh årlig. innebygde utslipp for dette anlegget er anslått til 50 g/kWh ifølge Gjertsen (2019). Det kan være hensiktsmessig tidvis å lagre overskuddsenergi fra solcellene, så den kan nyttiggjøres utenom produksjonstidspunktet. Den nåværende batteribanken ble installert i 2018 med hovedformål å være UPS, siden nettet i regionen er ustabil. Investeringskostnaden var på 2,5 millioner kroner. Batteriene, som er fordelt over tre batteribanker er levert av IBC Solar, et tysk selskap som distribuerer solceller og batteri. Enlinjeskjema er gitt i vedlegg B. Batteriene er av typen NMC og har en forventet levetid på over 15 år med totalt 5000 ladesykluser. Virkningsgraden er oppgitt til å være minst 95 % for en ladesyklus ifølge IBC Solstore (2017). Videre spesifikasjoner ligger i vedlegg A.

100 kWh skal til enhver tid være tilgjengelig for øydrift, men de resterende 104 kWh kan brukes til andre formål. Ettersom investeringskostnaden og klimafotavtrykket som følger med batterier er svært høye, er det en mulighet til å kompensere for noe av dette ved å bruke batteriet smart. Det er dermed ønskelig å finne ut hva verdien av en batteribank på campus er utenom UPS-formålet.

Gjertsen (2019) skriver i sin masteroppgave om mulighetene for å oppgradere deler av bygningsmassen på Evenstad til den nyeste byggetekniske forskriften TEK17, samt å oppskalere solcelleanlegget. Energibehov ved oppgradering av bygningsmasse er cirka 800 000 kWh, med forutsetningen at all varme også produseres av elektrisitet. Dette er en halvering av dagens energibehov. Produksjon fra oppskalert solcelleanlegg ved TEK17 vil kunne øke fra 62 000 til 305 000 kWh årlig. Oppskalert solcelleanlegg uten oppgradert bygningsmasse begrenser seg til 259 000 kWh årlig. De nye solcellene blir installert også på øst-, og vestvendte tak i tillegg til sørvendte, for å få en jevnere produksjon over dagen. Dette sørger også for mer energi om morgenen og kvelden når behovet er størst. Klimafilene brukt til utregning er fra Oslo, da det ikke finnes klimadata i relevant programvare fra Evenstad eller nærliggende områder.

Campus Evenstad har kontrakt for kjøp av strøm med strømleverandøren Ishavskraft og med netteieren Eidsiva Nett. Avtalen med strømleverandøren er en såkalt innkjøpsprisavtale. Det vil si at spotprisen fra time til time blir vektet i forhold til forbruksmønsteret på campus. Siden detaljene i innkjøpsprisavtalen ikke er kjent brukes spotprisen uten tillegg som grunnlag. Utover spotprisen betales en fast månedlig kostnad til Ishavskraft. Kontrakten med netteieren er delt i tre: en årlig fast kostnad, en energidel som er relatert til transportkostnader og en effektdel som tar hensyn til maksimum last. Effektleddet er basert på den timen med høyest gjennomsnittlig målt effekt de siste 12 månedene og er gitt i kWh/h (Backe et al., 2019). Effekttoppene fra april-oktober blir redusert med 75 % før avregning, mens effekttoppene vinterstid (november-mars) i ukedagene fra kl. 22:00 – 06:00, samt lørdager og søndager blir redusert med 25 % før avregning. (Eidsiva Nett AS, 2018) Det gjør at det er svært lite sannsynlig at den høyeste toppen effektleddet baserer seg på kommer i løpet av sommerperioden. I tabell 2 er det gjort et estimat på prisene for 2019 eksklusive moms på 25 prosent.

Tabell 2: Estimat på de ulike prisene i strømregningen i 2019 for campus Evenstad.

	Faste kostnader [NOK/år]	Variable kostnader [NOK/kWh]	Effektledd [NOK/kWh/h]
Energiledd	588	0,03 – 1,62	
Nettleie	13200	0,04/0,02	432
Avgifter	800	0,16+0,0256	

Energileddet består av en fast del (Backe et al., 2019) og en variabel del. De variable kostnadene er gjennomsnittlig laveste og høyeste spotpris på timesbasis for årene 2015 til 2018. Gjennomsnittlig spotpris var da 0,28 NOK/kWh (Nord Pool AS, 2019). Nettleien består av et fastledd, variable kostnader (Eidsiva Nett AS, 2019) og et effektledd (Eidsi-

va Nett AS, 2018). De variable kostnadene representerer marginaltap for vinter/sommer. Effektleddet er estimert effekttariff for 2019. Øvrige avgifter består av faste kostnader i form av innbetaling til energifondet Enova (Eidsiva Nett AS, 2019) og variable kostnader som er summen av forbruksavgift (Eidsiva Nett AS, 2019) og den estimerte verdien av el-sertifikater for 2019 (NVE and Energimyndigheten, 2018).

I casen er det antatt at campus Evenstad er plusskunde. Det vil si at campusen kan eksportere maksimalt 100 kW til enhver tid, og at Evenstad får betalt for den eksporterte strømmen. Estimert verdi basert på energisparing, eksport, peak shaving og eget forbruk av solstrøm er gitt i tabell 3.

Tabell 3: Estimert verdi basert på energisparing, eksport, peak shaving og eget forbruk av overskudds-strøm for campus Evenstad. Tilnærmede verdier er benyttet.

Verdiledd	Utrekning	Resultat
Verdi av energisparing	$(0,28+0,030+0,16+0,026)(1,25)$	0,61 NOK/kWh
Verdi av eksportert energi	$(0,28+0,030+0,030+0,026)$	0,36 NOK/kWh
Verdi av årlig høyeste peak shaving	$(432)(1,25)$	540 NOK/kWh/h
Verdi av selvforbruk av overskudds-strøm	$(0,61)-(\frac{0,36}{\eta})$	0,20 NOK/kWh

Verdiene baserer seg på tabell 2. Energisparing består av gjennomsnittlig spotpris, gjennomsnittlig marginaltap for året, forbruksavgift, el-sertifikat-avgift og 25 % merverdiavgift. Eksport av energi består også av gjennomsnittlig spotpris, gjennomsnittlig marginaltap for året og el-sertifikat-avgift, i tillegg til en inntekt av å være plusskunde. Verdien av årlig høyeste peak shaving er estimert effekttariff for 2019 pluss 25 % merverdiavgift. Evenstad sparer i gjennomsnitt 0,61 NOK/kWh på å redusere forbruket av strøm, og den økonomiske verdien av å eksportere ut på nettet er i gjennomsnitt 0,36 NOK/kWh. Verdien av å mellomlagre overskuddsstrøm fra solcellene på batteriet for så å bruke den til å dekke eget forbruk er i gjennomsnitt 0,20 NOK/kWh. Grunnen til at dette gir verdi er at kostnaden for import er høyere enn inntekten av eksport, medregnet nominelle tap i batteri og inverter. Disse verdiene brukes for å simulere verdier knyttet til bruk av en batteribank.

4 Fremgangsmåte

Innhenting av informasjon og litteratursøk har i hovedsak foregått gjennom å lese vitenskapelige artikler. Enkelte nyhetsartikler og nettsider har også blitt vurdert pålitelige. Figurene brukt i de tre første kapitlene er oversatt til norsk og bearbeidet for en felles formatering. Enkelte figurer er illustrert av forfatterne.

I dette kapitlet blir metodikken presentert. Først legges antakelser og data til grunn og de ulike scenarioene presenteres. Deretter er metoden for optimeringsmodellene lagt frem ved en grundig beskrivelse av de enkelte elementene.

4.1 Antakelser og data

En svakhet ved denne oppgaven er at miljøanalysen hovedsakelig består av en sammenligning av tidligere studier. Disse studiene varierer i alder og kvalitet og det er vanskelig å vite nøyaktig hvilke antakelser som er lagt til grunn til enhver tid. I tillegg er resultatene ofte basert på gjennomsnittlige fremfor marginale verdier. Alle studiene kom imidlertid frem til at gjenbruksbatterier i et klimaperspektiv er fordelaktig fremfor nye batterier.

Foreløpig er batterier klassifisert som avfall etter å bli kassert fra det elektriske kjøretøyet. Dermed er det grunnlag for å anta at utslippene ved produksjon og resirkulering er knyttet fulstendig til dets første liv. Dette vil kun gjelde så lenge batterier er avfall. Etter hvert som et ordentlig marked oppstår rundt konseptet, vil kasserte batterier få en økonomisk verdi og dermed bli en ressurs. Utslippene knyttet til andregangsbruk bør derfor allokeres i henhold til det økonomiske resultatet det genererer. Tilgjengeligheten av nøyaktige verdier rundt emnet er meget begrenset, men med grunnlag i litteraturen allokeres 25 % av totale produksjonsutslipp til andregangsbruken i denne casen.

Videre er utregningene foretatt ved gitte tilfeller. Det er allerede installert en batteribank på Evenstad. Cirka halvparten er satt av til UPS, resten er ledig til peak shaving-formål og lignende. Det er muligheter for å oppskalere solcelleanegget og oppgradere deler av bygningsmassen. For å få et helhetlig bilde på hva som er den beste løsningen, må disse scenarioene utforskes. Dagens installerte batteri (120 kW, 204 kWh) ligger til grunn i alle scenarioene dersom annet ikke spesifiseres. Ved utregninger tas det derfor utgangspunkt i følgende:

Navn på scenario	Beskrivelse av scenario
DS	Dagens solcelleanlegg (62 000 kWh)
OS	Hypotetisk oppskalert solcelleanlegg (259 000 kWh)
OS-TEK17	Hypotetisk oppskalert solcelleanlegg ved oppgradert bygningsmasse til TEK17 (305 000 kWh)

Datagrunnlaget kommer fra Clauß (2019), Backe (2019), Gjertsen (2019) og NordPool (2019). Clauß har stått for gjennomsnittlige timesverdier for reell CO₂-intensitet for 2015 og Backe har stått for import og eksport av elektrisitet hver time på campus Evenstad i 2015 – 2017. Gjertsen har overlevert resultater for oppgradert bygningsmasse og solcelleanlegg. I tillegg ble spotpris for 2015 – 2018 hentet fra Nordpool sine hjemmesider.

For miljømessig besparelse og økonomisk besparelse i spotpris-leddet, antas det at data for 2015 representerer verdier for alle år over batteriets levetid, grunnet begrenset tilgang på data. For peak shaving og maksimering av eget forbruk er data fra 2015 – 2017 brukt som grunnlag. I alle utregningene tas det hensyn til UPS på 100 kWh og DoD på 80 %. Nominell virkningsgrad er satt til 96 % for en syklus i batteriet og det samme for inverteren. Degenerering av batteriet til 80 % etter 5 000 ladesykluser er ikke medregnet. Dette vil uansett ikke ha noen innvirkning på peak shaving, ettersom batteriet brukes så sjeldent. Batteriets selvutladning medregnes ikke ettersom den bidrar til en forsvinnende liten del i den store sammenheng. Videre er det antatt at opp- og utladning av batteriet er tilnærmet det samme ved at effekten gjennom inverteren er lik begge veier. Modellene baserer seg også på at importen og eksporten er konstant gjennom hele den gjeldene timen.

Alle optimeringsmodellene maksimerer utbyttet av hver sine mål. Det vil derfor ikke være mulig å slå sammen utbyttet av modellene, da det å fokusere på flere mål samtidig ved anvendelsen av batteriet vil ha innbyrdes påvirkning. Dermed vil resultatene representere maksverdier for hvert av målene isolert.

4.2 Optimeringsmodeller

Det er utarbeidet en rekke optimeringsmodeller for å identifisere egenskaper ved batteri-banken under de ovennevnte scenarioene. Felles for alle modellene er at de er lineære optimeringsproblemer som er løst ved hjelp av simpleks-metoden. Videre ble alle modellene laget i Microsoft Excel. Problemløseren, et tilleggsprogram i Excel, ble brukt til å løse de lineære problemene. Målfunksjonen, variablene, restriksjonene og løsningsmetoden ble lagt inn i Problemløseren. Alle modellene baserer seg på data gitt i timesverdier.

Modellene har mange likhetstrekk. De tre første modellene benytter seg av scenarioet DS, mens Eget forbruk benytter OS og OS-TEK17. Alle modellene har de samme tre variablene, utenom Peak shaving som har to variabler ekstra. Det er fem restriksjoner i hver modell, hvorav fire er felles for alle. Unntaket er når modellene for karbonintensitet og spotpris tar hensyn til peak shaving terskelen, og dermed har seks restriksjoner. Ved å løse modellene over et år, blir antall variabelceller 43 800 for Peak shaving-modellen og 26 280 for Eget forbruk-modellen. Antall restriksjonsceller blir 43 800 for begge modellene. For Karbonintensitet- og Spotpris-modellene, som blir løst for en uke når de sammenlignes, brukes 504 variabel- og 840 restriksjonsceller. Når de løses for et år brukes 26 280 variabel- og 43 800 restriksjonsceller, eller 52 560 restriksjonsceller når de tar hensyn til peak shaving-terskelen. Tiden det har tatt å løse modellene har variert. Peak shaving-modellen og Eget forbruk-modellen tok sekunder å løse, mens modellene for Karbonintensitet og Spotpris tok sekunder for en periode på en uke og rundt tre minutter for et halvår.

Disse modellene benytter historiske data. Det betyr at modellene har et perfekt data-grunnlag for å gjøre sine utregninger, og usikkerhet er dermed ikke til stede. Det gjør at modellene finner den beste oppnåelige verdien, noe som ikke er mulig for en modell som skal se inn i framtiden. I realiteten vil det være mye usikkerhet til stede og utbyttet vil være mindre enn det modellene nedenfor genererer av resultater.

4.2.1 Peak shaving-modellen

Den første modellen har som mål å minimere kostnader for effekt-tariffen ved å minimere peak shaving-terskelen for en gitt periode. Campus Evenstad avregnes for den høyeste effekttoppen de siste 12 månedene, og dermed er et år en naturlig avgrensning i modellen. Timesdata på importert strøm på Evenstad ble lastet inn i Excel. Basert på dette og batteristørrelsen ble en optimal terskel for peak shaving funnet. Først er fire variabler definert.

$$\begin{aligned} & t \\ & x_i \\ & xu_i \\ & xu_{maks} \\ & z_i \end{aligned}$$

t er terskelen for peak shaving, x_i er energi inn på batteriet i time i , xu_i er energi ut av batteriet i time i , xu_{maks} er effekten ut av batteriet i timen med maksimum import og z_i er mengde energi på batteriet i time i . Peak shaving-terskelen og effekten ut av batteriet i timen med maks import er gitt i kWh/h, mens de andre variablene er gitt i kWh. Videre defineres målfunksjonen i ligning 1, som har formålet å finne optimal peak shaving-terskel.

$$\text{Min } I_{maks} - xu_{maks} \cdot \eta_u = t \quad (1)$$

Her representerer Min at det lineære problemet skal minimeres. I tillegg representerer I_{maks} maksimum importert strøm til Evenstad i en time i tidsperioden, xu_{maks} er effekten ut av batteriet i timen med maksimum import og η_u er virkningsgrad ved utladning. En rekke restriksjoner følger målfunksjonen. Ligning 2 angir mengde energi på batteriet ved starten av neste time.

$$z_{i+1} = z_i + x_i - xu_i \quad (2)$$

Mengden energi på batteriet ved starten av neste time er altså mengden energi på batteriet i starten av nåværende time addert med differansen av inngående og utgående energi i den aktuelle timen. Mengden energi på batteriet har en begrensning og den er gitt av ligning 3 som angir øvre og nedre grense for mengde energi i batteribanken.

$$\frac{100 \text{ kWh}}{\eta_u} \leq z_{i+1} \leq \frac{e}{\eta_u} \quad (3)$$

Mengden energi må alltid være større enn 100 kWh, som er energimengden reservert til UPS. Tap av energi gjennom nominell virkningsgrad medregnes. På den andre siden kan mengden energi i batteriet aldri være høyere enn lagringskapasiteten medregnet nominell virkningsgrad. Videre angir ligning 4 øvre grense for energi inn.

$$0 \leq x_i \leq p_{inn} \cdot \eta_i \quad (4)$$

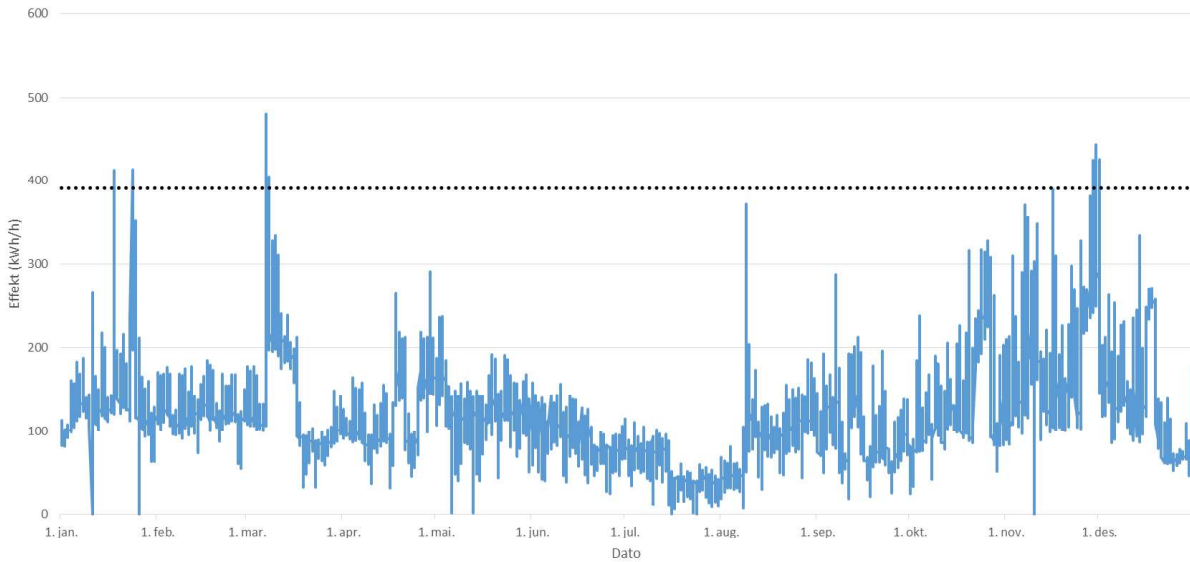
Effekten inn på batteriet må være minst null og maks innkommende effekt inkludert tap. På lignende vis angir ligning 5 nedre grense for effekt ut av batteriet.

$$0 \leq xu \leq \frac{p_{ut}}{\eta_u} \quad (5)$$

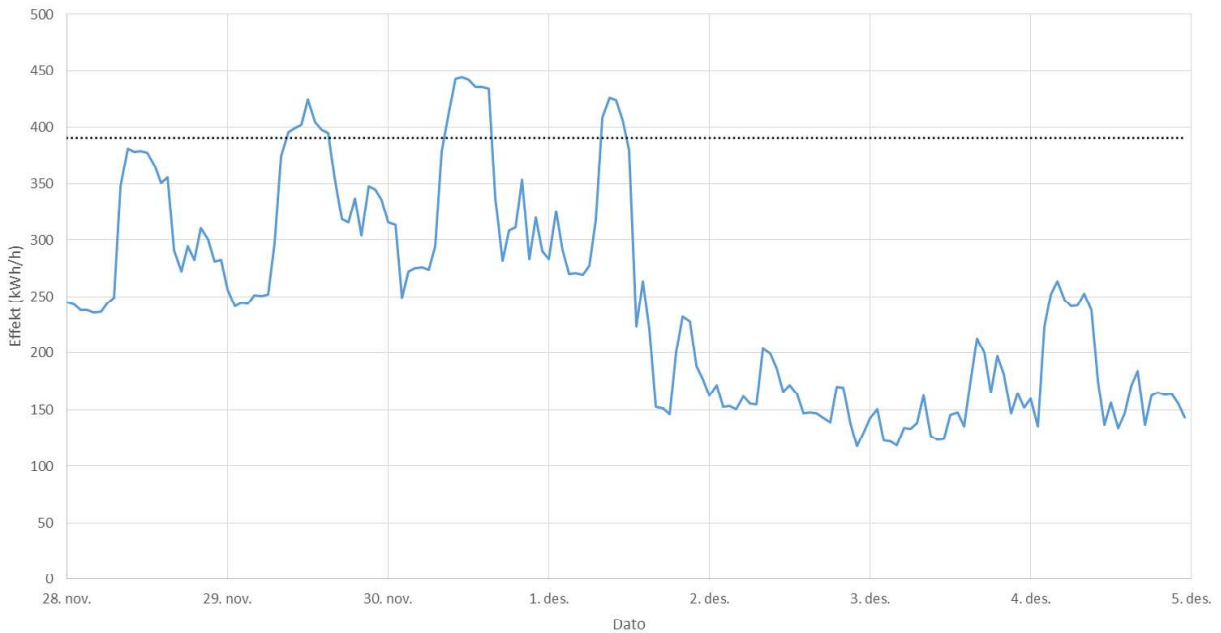
Effekten ut av batteriet må være mellom null og maks effekt ut. Tap er medregnet gjennom nominell virkningsgrad. Videre i ligning 6 fremkommer at reell import er maksimalt terskelen for peak shaving.

$$I - xu \cdot \eta_u \leq t \quad (6)$$

Total import til campus minus energi ut av batteriet (inkludert tap) må være maks peak shaving-terskel.



Figur 14: Eksempel på en peak shaving-terskel for år 2016. I dette tilfellet ved 391 kWh/h.



Figur 15: Eksempel på en peak shaving-terskel for en uke i 2016. I dette tilfellet ved 391 kWh/h.

Modellen fungerer ved at batteriet tappes fortløpende så lenge forbruket av kraft på campus Evenstad er høyere enn terskelen for peak shaving. Når forbruket er lavere enn terskelen lades batteriet. Løsningen på optimeringsproblemet kan illustreres slik som i figur 14. All import over peak shaving-tersekelen dekkes av batteriet. Dermed blir reell import aldri høyere enn 391 kWh/h. En kortere periode med peak shaving vises i figur 15. Økonomisk gevinst finnes ved å multiplisere effekttariffledet på 540 NOK med peak shaving.

4.2.2 Karbonintensitet-modellen

Det er utarbeidet en modell for å spare utslipp av klimagasser ved å bruke batteriet. Timesdata på importert strøm og tilhørende karbonintensitet ble lastet inn i Excel. Basert på dette ble optimal anvendelse av batteriet funnet. Variablene er som følger.

$$\begin{aligned} x_i \\ xu_i \\ z_i \end{aligned}$$

Målfunksjonen har som formål å minimere GWP ved å kutte utslipp. Den optimale løsningen angir når batteriet skal lades og lades ut. Målfunksjonen er gitt i ligning 7.

$$\text{Maks } \sum_{i=1}^x xu_i \cdot \eta_u \cdot C_i - \sum_{i=1}^x \frac{x_i}{\eta_i} \cdot C_i \quad (7)$$

Denne modellen skal maksimeres, i motsetning til den forrige. Det første leddet representerer summen av energi ut av batteriet multiplisert med karbonintensiteten til importert strøm i samme time. Det andre leddet er summen av energi inn i batteriet multiplisert med karbonintensiteten til importert strøm i samme time. Tap gjennom nominell virkningsgrad er inkludert i beregningene. Målfunksjonen starter i time 1 og summerer resultatene til kumulative sparte utslipp. Restriksjonene til denne modellen er de samme som for peak shaving og er gitt i ligning 2-6.

$$z_{i+1} = z_i + x_i - xu_i \quad (2)$$

$$\frac{100 \text{ kWh}}{\eta_u} \leq z_{i+1} \leq \frac{e}{\eta_u} \quad (3)$$

$$0 \leq x_i \leq p_{inn} \cdot \eta_i \quad (4)$$

$$0 \leq xu \leq \frac{p_{ut}}{\eta_u} \quad (5)$$

$$I - xu \cdot \eta_u \leq t \quad (6)$$

Ligning 6 brukes kun når peak shaving-tersekelen skal begrense importen. Den siste restriksjonen viser at batteriet ikke kan levere mer energi enn behovet for strøm på campus.

$$xu_i \cdot \eta_u \leq I_i \quad (8)$$

Modellen angir den optimale løsningen for når batteriet skal lades og lades ut. Forenklet lades batteriet når karbonintensiteten i strømmen er lav og lades ut når karbonintensiteten i strømmen er høy.

4.2.3 Spotpris-modellen

Videre er det laget en modell for å minimere spotpris-leddet i strømregningen. Timesdata på importert strøm og tilhørende spotpris ble lastet inn i Excel. Basert på dette ble optimal anvendelse av batteriet funnet. Denne modellen er svært lik den forrige. Nå er imidlertid fokuset lagt på å maksimere økonomiske fortjeneste. Variablene er gitt som følger.

$$\begin{aligned} & xi_i \\ & xu_i \\ & z_i \end{aligned}$$

Målfunksjonen har som formål å maksimere økonomisk fortjeneste ved å kutte utgifter i spotpris-leddet. Den optimale løsningen angir når batteriet skal lades og lades ut. Funksjonen er gitt i ligning 9.

$$\text{Maks } \sum_{i=1}^x xu_i \cdot \eta_u \cdot S_i - \sum_{i=1}^x \frac{xi_i}{\eta_i} \cdot S_i \quad (9)$$

Funksjonen er en differanse mellom energi ut av batteriet i time i multiplisert med spotprisen i gjeldende time og energi inn på batteriet i time i og tilhørende spotpris. Tap er medberegnet gjennom nominell virkningsgrad. Målfunksjonen starter i time 1 og summerer resultatene til kumulativ økonomisk vinning. Denne funksjonen skal også maksimeres. Restriksjonene er identiske med de gitt under forrige modell og er gitt i ligning 2-6 og i ligning 8. Ligning 6 brukes kun når peak shaving-terskelen skal begrense importen.

$$z_{i+1} = z_i + xi_i - xu_i \quad (2)$$

$$\frac{100 \text{ kWh}}{\eta_u} \leq z_{i+1} \leq \frac{e}{\eta_u} \quad (3)$$

$$0 \leq xi \leq p_{inn} \cdot \eta_i \quad (4)$$

$$0 \leq xu \leq \frac{p_{ut}}{\eta_u} \quad (5)$$

$$I - xu \cdot \eta_u \leq t \quad (6)$$

$$xu_i \cdot \eta_u \leq I_i \quad (8)$$

Målet for modellen er å maksimere sparte utgifter til spotpris-leddet. Den optimale løsningen angir når batteriet skal lades og lades ut. Forenklet lades batteriet når spotprisen er lav og lades ut når spotprisen er høy.

4.2.4 Eget forbruk-modellen

Campusen kan hente ut økonomisk verdi av å maksimere eget forbruk av overskuddsstrømmen som produseres. Dette gjøres ved å lage en optimeringsmodell med fokus på Scenario OS - oppskalert solcelleanlegg og for scenario OS-TEK17 som også tar for seg oppgradert bygningsmasse. Timesdata på importert strøm og produksjon av strøm fra solcelleanlegget ble lastet inn i Excel. Basert på dette maksimeres eget forbruk av solcellestrømmen. For SO-TEK17 ble simulerte lastprofiler benyttet. Variablene er de samme som for de to foregående modellene.

$$xi_i$$

$$xu_i$$

$$z_i$$

Målfunksjonen har som formål å maksimere forbruk av egenprodusert strøm. Batteriet lades kun opp av strøm fra solceller og lades ut så fort solcellene ikke klarer å dekke behovet. Funksjonen er gitt i ligning 10.

$$\text{Maks } \sum_{i=1}^x xu_i \cdot \eta_u \quad (10)$$

Funksjonen sier at summen av energi ut av batteriet i time i multiplisert med virkningsgraden skal maksimeres. Funksjonen starter i time 1 og summerer timene til kumulativt eget forbruk. Restriksjonene er gitt i ligning 2-5 og i ligning 8.

$$z_{i+1} = z_i + xi_i - xu_i \quad (2)$$

$$\frac{100 \text{ kWh}}{\eta_u} \leq z_{i+1} \leq \frac{e}{\eta_u} \quad (3)$$

$$0 \leq xi_i \leq p_{inn} \cdot \eta_i \quad (4)$$

$$0 \leq xu_i \leq \frac{p_{ut}}{\eta_u} \quad (5)$$

$$xu_i \cdot \eta_u \leq I_i \quad (8)$$

Målet til modellen er å maksimere energien ut av batteriet. All strøm går til eget forbruk, da dette er mer lønnsomt enn å eksportere det. Modellen fungerer ved at batteriet kun lades opp med strøm fra solcelleanlegget og lades ut så fort anlegget ikke dekker strømbehovet på campus.

5 Resultat

Resultatene vil presenteres i dette kapitlet. Disse inkluderer svar på forskningsspørsmålene rundt problemstillingen. Først legges resultatene fra litteraturen frem. Dette er en kort oppsummering av hva flertallet av studiene synes å være enige om. Deretter vil resultatene fra optimeringsmodellene presenteres. Utvalgte viktige verdier er i tabell-form, mens oversiktsbilder og sammenligninger vises i figurer.

5.1 Resultater fra litteraturen

Både nye batterier og gjenbruksbatterier fra elektriske kjøretøy er relevante til ønsket bruk. Den nye batteribanken som allerede er installert på Evenstad er av typen NMC og har dermed innebygde utslipp på cirka 172 kg/kWh. Totalt har batteriet dermed en klimagjeld på 35 tonn CO₂-ekvivalenter. Et gjenbruksbatteri vil ha 75 % lavere klimagjeld, altså 8,8 tonn. Et nytt batteri produsert på lavkarbon strøm-miks vil ha en klimagjeld på rundt 14 tonn. På tross av innbyrdes ulikheter konkluderer alle studiene med at et gjenbruksbatteri vil være bedre for miljøet enn et nytt batteri.

5.2 Peak shaving

Potensialet for peak shaving i scenario DS er gitt i tabell 4. Peak shaving-terskelen varierer fra år til år, og den gjennomsnittlige terskelen i 2015 – 2017 er 409,9 kWh/h. Spart effektariff, som er peak shaving multiplisert med effektariff-leddet på 540 NOK/kWh/h, har en gjennomsnittlig verdi på 27 699 NOK årlig. I gjennomsnitt er det kun 8 timer med peak shaving i året.

Tabell 4: Mulighetene for peak shaving i scenario DS, dagens solcelleanlegg. Data mangeler mellom 1. januar og 8. februar 2017.

År	2015	2016	2017	Snitt
	15.12. kl. 09–10	07.03 kl. 11–12	22.11. kl. 12–13	
	436,3	479,5	467,7	
3 høyeste effekttopper [kWh/h]	15.12. kl. 08–09	07.03. kl. 12–13	22.11. kl. 12–13	
	422,6	455,0	467,7	
	15.12. kl. 11–12	30.11. kl. 10–11	22.11. kl. 13–14	
	366,2	443,7	461,5	
Peak shaving-terskel [kWh/h]	377,5	421,2	430,9	409,9
Peak shaving [kWh/h]	58,83	58,26	36,80	51,30
Spart effektariff [NOK]	31 766	31 459	19 872	27 699
Timer med peak shaving	4	13	7	8
Skyggepris lagringskapasitet [kWh/h]/[NOK]	0,4703/	0,1568/	0,3135/	0,3135/
	254,0	84,65	169,3	169,3
Skyggepris effektkapasitet	0	0	0	0
Full utnyttelse av effektkapasitet [kWh]	400,9	648,2	580,4	543,2

Ved å oppskalere batteriet fra 204 kWh til 205 kWh er det mulig å spare i gjennomsnitt 169,3 NOK mer i året. Dette gir 2 534 NOK over batteriets levetid på 15 år, noe som alene ikke forsvarer en ekstrainvestering på 6000 kr/kWh. Videre er skyggeprisen 0 for

effektkapasiteten fordi det går ikke an å peak shave mer selv om effektkapasiteten øker fra 120 til 121 kW fordi størrelsen til batteriet er begrensningen. Siste rad i tabellen representerer hvor stort batteriet må være for fullt å utnytte effektkapasiteten på 120 kW. For å oppnå dette trengs et batteri som i gjennomsnitt er 543,2 kWh. Teoretisk maksimal utnyttelse av potensialet for peak shaving for dagens batteri med 100 kWh UPS fører til en økonomisk verdi på 56 160 NOK i årlig spart effekttariff.

Resultatene for peak shaving i scenario OS er gitt i tabell 5. Produksjonen fra solcelleanlegget i scenario OS er 259 000 kWh i året. Tabellen viser at i gjennomsnitt er det mulig å peak shave for 43,95 kWh/h. Dette er 7,35 kWh/h mindre enn for DS.

Tabell 5: Verdi av peak shaving i scenario OS, oppskallert solcelleanlegg. Data mangeler mellom 1. januar og 8. februar 2017.

År	2015	2016	2017	Snitt
Peak shaving [kWh/h]	58,83	31,08	41,93	43,95
Peak shaving-terskel [kWh/h]	377,5	404,2	425,7	402,4
Spart effekttariff [NOK]	31 766	16 785	22 644	23 732

I OS-TEK17-scenarioet vil peak shaving-terskelen være på 264,3 kWh/h med peak shaving på 81,6 kWh/h. Årlig besparelse i effekttariff-leddet vil være 44 060 NOK, og høyeste effekttopp uten peak shaving vil være 345,9 kWh/h.

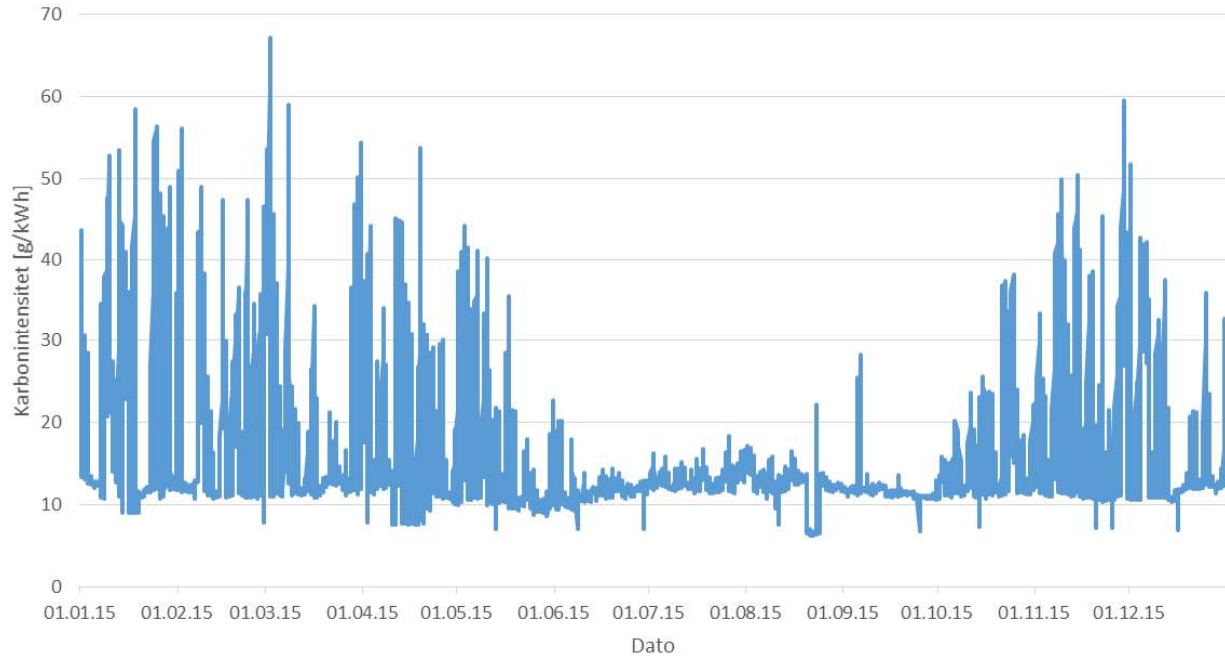
5.3 Karbonintensitet

Karbonintensiteten i importert strøm ved campus Evenstad er gitt i figur 16. Karbonintensiteten svinger mellom 6 og 67 g/kWh. Minimum på 6,2 g/kWh fant sted 22. august klokken 00.00 – 01.00, mens maksimum på 67,1 g/kWh fant sted 2. mars klokken 01.00 – 02.00. Generelt er karbonintensiteten høyere om natten og i vinterhalvåret. Gjennomsnittlig karbonintensitet gjennom året er 15,2 g/kWh. Figur 17 viser en uke i 2015 hvor ulikheten i karbonintensiteten er utnyttet til å spare klimagassutslipp. Totalt spart er i denne perioden 18 kg CO₂-eq, og antall sykluser er 10. Dette er en mye høyere verdi enn gjennomsnittsuken for året, ettersom denne uken hadde spesielt store svingninger. For hele 2015 er mulig spart klimautslipp cirka 410 kg CO₂-ekvivalenter. Dette tilsvarer cirka 6,2 tonn over hele levetiden til batteriet på 15 år.

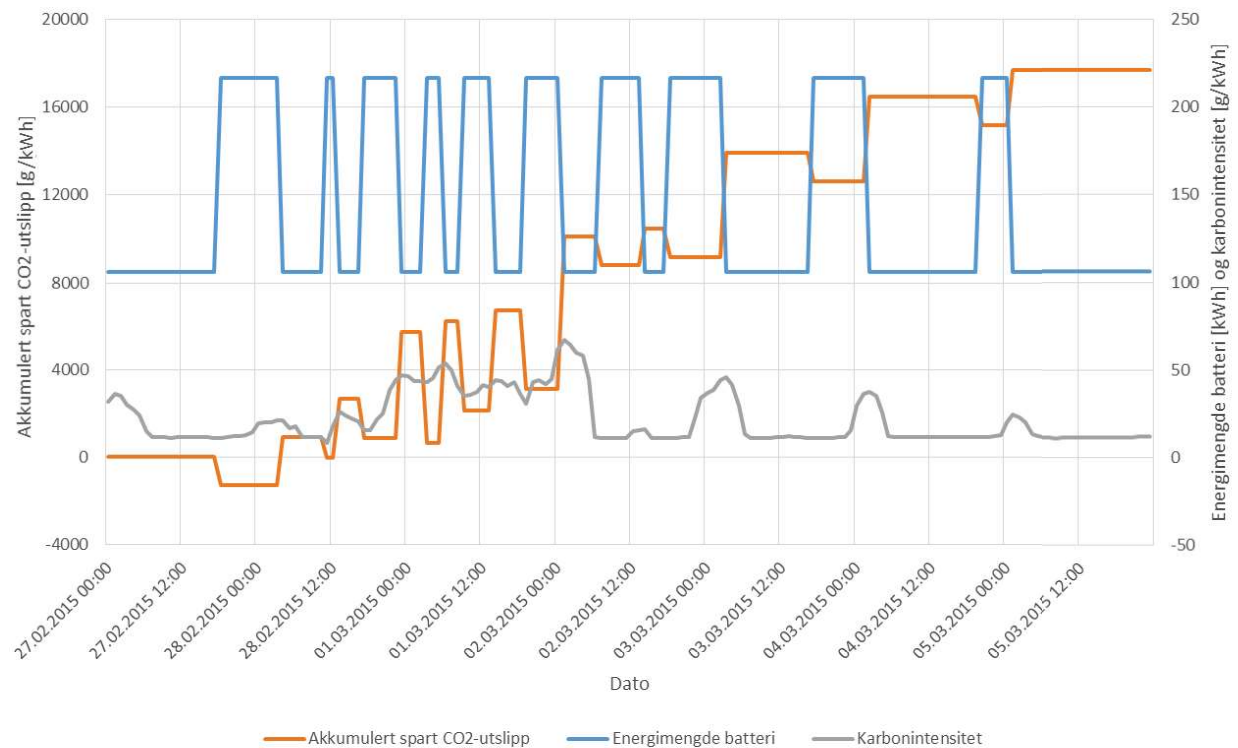
5.4 Spotpris

Spotprisen til campus Evenstad mellom 2015 og 2017 er gitt i figur 18. Spotprisen er jevnt høyere i vinterhalvåret grunnet økt etterspørsel. Gjennomsnittlig spotpris denne perioden var 0,23 NOK/kWh. Minimum spotpris på 0,01 NOK/kWh fant sted 26.07.15 klokken 04.00 – 05.00 og maksimum på 2,08 NOK/kWh fant sted 21.01.16 klokken 07.00 – 08.00. Den økonomiske gevinsten oppnådd ved å utnytte prisforskjellene i en uke vinteren 2016 med ekstremt store prissvingninger er gitt i figur 19. Spart spotpris-ledd for denne uken er 710 NOK, og antall sykluser er 12. Dette er langt over hva som kan forventes av økonomisk

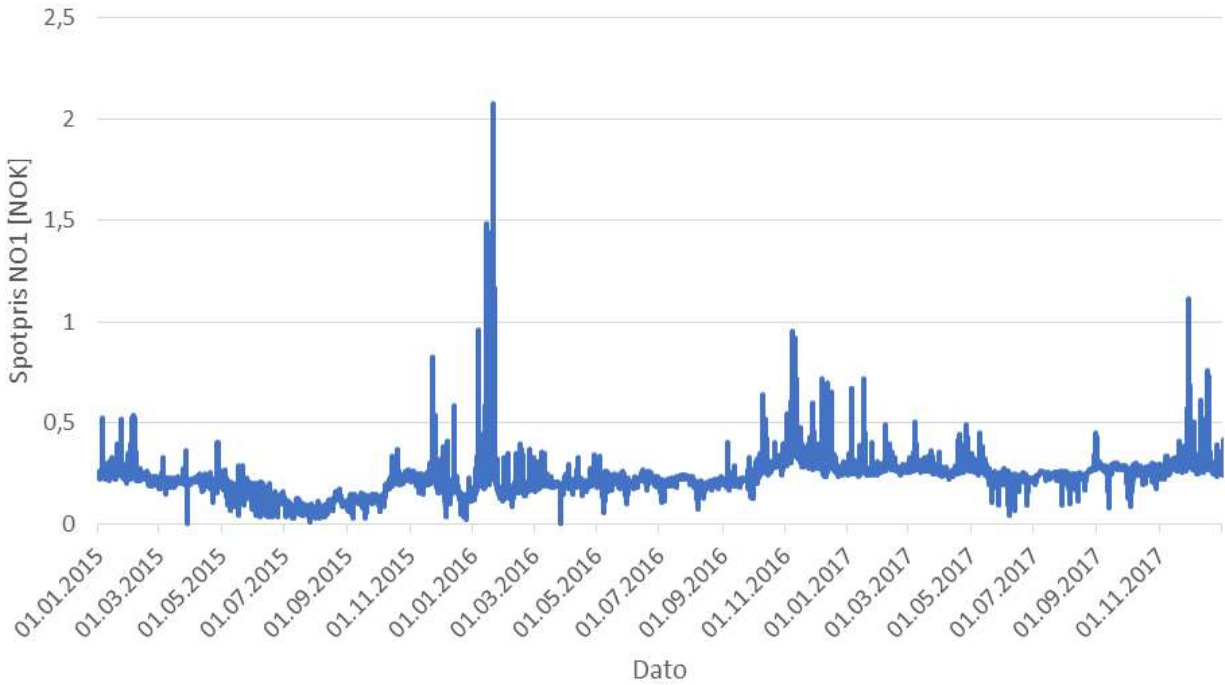
gevinst for en gjennomsnittsuke for året. Spotprisen for uken varierte mellom 0,19 og 2,08 NOK. Totalt spart spotpris-ledd for hele 2015 ble 1 765 NOK. Dette tilsvarer 21 210 NOK over hele levetiden til batteriet som kortes ned til cirka 12 år fordi denne bruken medfører 8 sykluser i snitt hver uke.



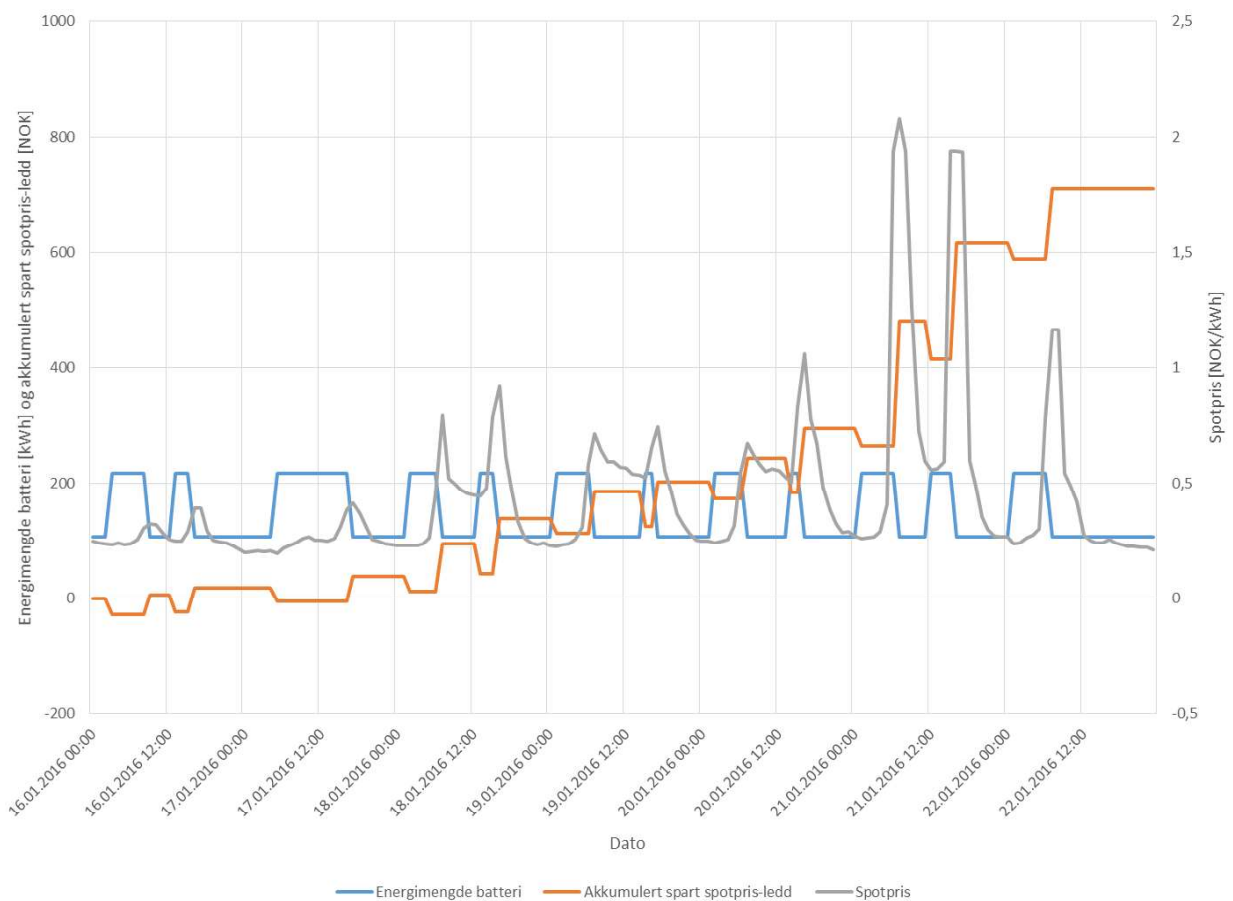
Figur 16: Karbonintensiteten til importert strøm ved campus Evenstad i 2015.



Figur 17: Ulikheten i karbonintensiteten gjennom døgnet er utnyttet til å spare klimagassutslipp. Perioden er 27. februar – 5. mars 2015.



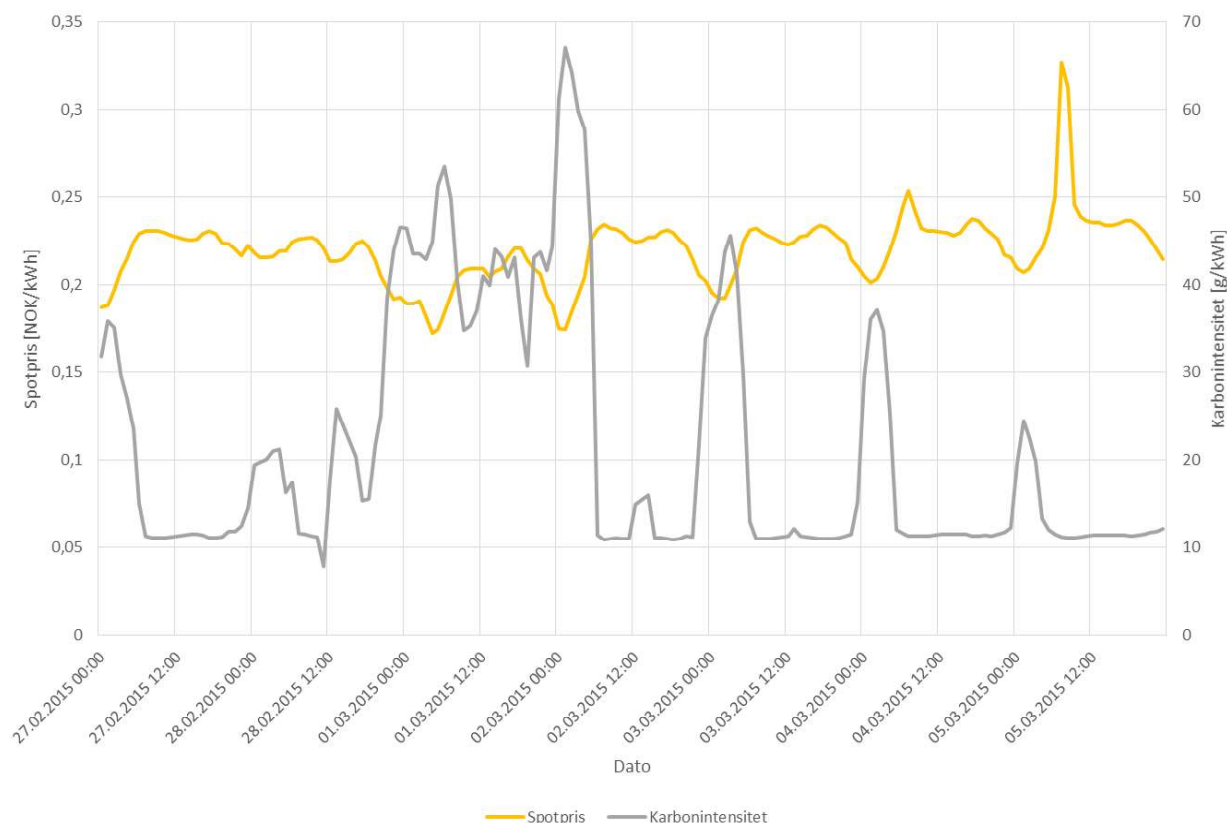
Figur 18: Spotpris i NO1 fra 2015 – 2017.



Figur 19: Ulikheten i spotprisen gjennom døgnet er utnyttet til å redusere spotpris-leddet i strømregningen for scenario DS. Perioden er 16. – 22. januar 2016.

5.5 Sammenligning av karbonintensitet og spotpris

Figur 20 viser karbonintensiteten og spotprisen for en uke i 2015. Ettersom spotprisen og karbonintensiteten har negativ samvariasjon, er det ikke mulig å spare begge deler samtidig. I figur 21 er akkumulert spart klimagassutslipp maksimert for den utvalgte uken. Dette fører til en gevinst på 18 kg CO₂-ekvivalenter spart, med en tilhørende kostnadsøkning på 48 NOK. Det gir et forhold på 2,67 NOK/kg CO₂-ekvivalenter spart. Dette tilsvarer en tiltakskost på 2 670 NOK per tonn. Ved å sette denne kostnaden lik for hele 2015 blir utgiften for å spare 414 kg CO₂-ekvivalenter på et år 1 105 NOK. Dette tilsvarer 16 575 NOK for 6 208 kg spart over batteriets totale levetid på 15 år.

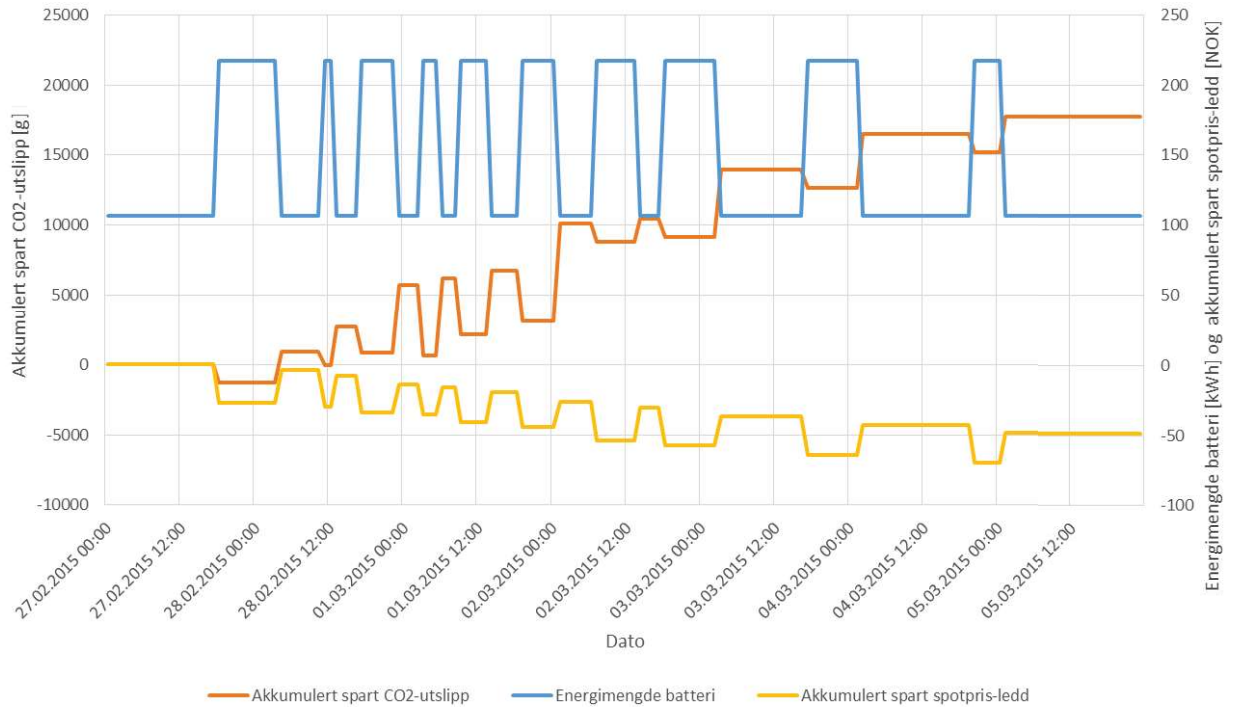


Figur 20: Sammenligning av spotpris og karbonintensitet ved campus Evenstad i perioden 27. februar – 5. mars 2015.

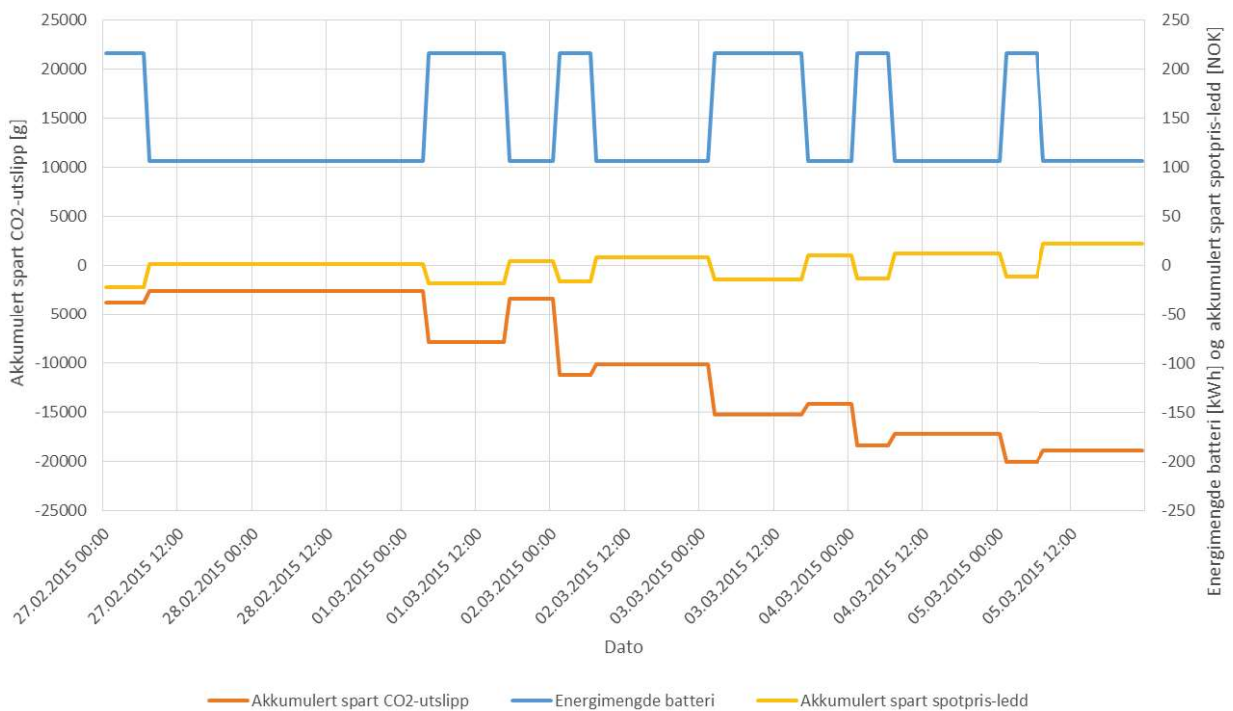
Totalt kan batteriet spare inn 6,2 tonn over hele sin levetid på 15 år. Det nye batteriet har en klimagjeld på 35 tonn CO₂-ekvivalenter og vil ikke klare å kompensere for de totale utslippene. Det vil heller ikke kunne kompensere for utslippene knyttet til de 104 kWh som brukes til å spare klimagassutslipp. Et batteri produsert på lavkarbon energimiks vil ha innebygde utslipp på 14 tonn og kan heller ikke kompensere for utslippene. Et brukt batteri med en levetid på 10 år vil kunne spare 4,1 tonn. Gjenbruksbatteriet har et klimafotavtrykk 8,8 tonn, og vil ikke klare å kompensere for utslippene under produksjon.

Om akkumulert spart spotpris-ledd maksimeres for den samme uken gir det en gevinst på 23 NOK og økte klimagassutslipp på 19 kg, som vist i figur 22. Dermed blir forholdet mellom økonomisk gevinst og klimagassutslipp 1,20 kg/NOK. Ved å sette denne kostnaden lik for

hele 2015 blir klimautslipp ved maksimert økonomisk gevinst 2 115 kg CO₂-ekvivalenter. Over hele batteriets levetid tilsvarer det 21 210 NOK spart med et økt klimautslipp på 25 415 kg CO₂-ekvivalenter.



Figur 21: Maksimert akkumulert spart CO₂-utslipp for perioden 27. februar – 5. mars 2015.



Figur 22: Maksimert akkumulert spart spotpris-ledd for perioden 27. februar – 5. mars 2015.

5.6 Eget forbruk

Verdien av å lagre overskuddsenergi i et batteri for fremtidig bruk fremfor å eksportere all overproduksjon i scenario OS består av cirka 12 500 kWh/år, noe som gir en økonomisk verdi på om lag 2 500 NOK/år. Forutsetningen om at batteriet brukes kun til å lagre overskuddsenergi og forsyne campusen så fort det trenger energi ligger til grunn. Campus sparer i gjennomsnitt 0,20 NOK/kWh på å lagre overskuddsstrømmen for senere bruk kontra å eksportere strømmen. Det kommer av forskjellen i kostnaden av å importere strøm sammenlignet med inntekten av å eksportere overskuddsstrømmen. Ved scenario OS-TEK17 vil økt selvkonsum være 14 190 kWh/år, noe som gir en økonomiske besparelsen på 2 848 NOK/år. Den miljømessige besparelsen som følger er neglisjerbar. Dette kommer av at solcellene på campus har innebygde utslipp som gjør at elektrisiteten har karbonintensitet på 50 g/kWh. I tillegg forekommer tap i batteri og inverter. Dermed er det kun 18 timer i året hvor nett-strømmen er karbonintensiv nok til at solcelleanlegget klimamessig er fordelaktig fremfor nett-strømmen. Det er derfor mer miljøvennlig å eksportere overskuddsstrøm, og slik unngå tap i batteri og inverter.

5.7 Størrelsen på batteriet

Tabell 6, 7 og 8 viser ulike verdier for et variert utvalg av batteristørrelser. Tabell 6 viser potensialet for peak shaving og økonomisk gevinst som følger av dette. I tillegg viser den økonomisk gevinst ved økt selvkonsummering for batterier både ved scenario OS og OS-TEK17.

Tabell 7 viser klimabesparelsen (**KB**) som er mulig å oppnå ved å lagre strøm med lav karbonintensitet fra nettet, med tilhørende økonomiske besparelsen (**ØB**). Tabell 8 viser maksimal ØB ved optimal bruk av batteribanken og tilhørende KB. KB og ØB har en negativ samvariasjon, slik at ved å maksimere KB vil ØB være negativ og vice versa. Data gjelder fredag 27. februar til torsdag 5. mars 2015.

Tabell 6: Utbyttet for ulike størrelser på batteribanken. Verdiene gjelder for 2015.

Batteristørrelse [kWh]/[kW]	Peak shaving [kWh/h]	Verdi peak shaving [NOK]	OS: Økt selvkonsummering [kWh]/økonomisk gevinst [NOK]	OS-TEK17: Økt selvkonsummering [kWh]/økonomisk gevinst [NOK]
200/118	56,82	30 685	11 902/2 389	13 808/2 771
300/177	94,75	51 166	20 445/4 103	21 242/4 263
400/235	119,8	64 674	27 030/5 425	26 788/5 377
500/294	141,2	76 229	31 737/6 370	31 359/6 294
600/353	157,2	84 869	34 768/6 878	33 908/6 806
700/412	173,2	93 509	36 004/7 226	35 911/7 208

Figur 23 viser den økonomiske verdien av peak shaving og av økt selvkonsummering av solcellestrømmen ved ulike batteristørrelser for 2015. Gevinsten ved peak shaving er mye større enn ved økt selvkonsummering av egenprodusert strøm. For eksempel vil en batteripakke på 300 kWh/177 kW gi en gevinst på cirka 51 000 NOK ved peak shaving og kun 4 000

NOK ved økt selvkonsumering av solcellestrømmen både i scenarioene OS og OS-TEK17. Videre vil verdien av peak shaving, økt selvkonsumering og maksimert spotpris-besparelse for et 300 kWh-batteri over batteriets levetid være 2 852 NOK/kWh, noe som er mindre enn investeringskostnaden på 6000 NOK/kWh. Siden effekten av å oppgradere batteriet gradvis avtar fra 300 kWh til 700 kWh og prisen er antatt å være lineær vil det ikke være lønnsomt å investere i et større batteri.

Tabell 7: Maksimert klimabesparelsen for perioden 27. februar – 5. mars 2015.

Batteristørrelse [kWh]/[kW]	Maksimal KB [kg CO ₂ -eq]	ØB ved maks KB [NOK]	KB ved maks import på peak shaving terskel [kg CO ₂ -eq]	ØB ved maks import på peak shaving terskel [NOK]
200/118	17,23	-45,68	17,23	-45,68
300/177	33,00	-92,54	33,00	-92,55
400/235	47,51	-136,0	46,89	-137,3
500/294	60,80	-177,5	58,28	-173,1
600/353	70,56	-209,9	66,40	-197,5
700/412	79,09	-239,4	73,10	-213,6

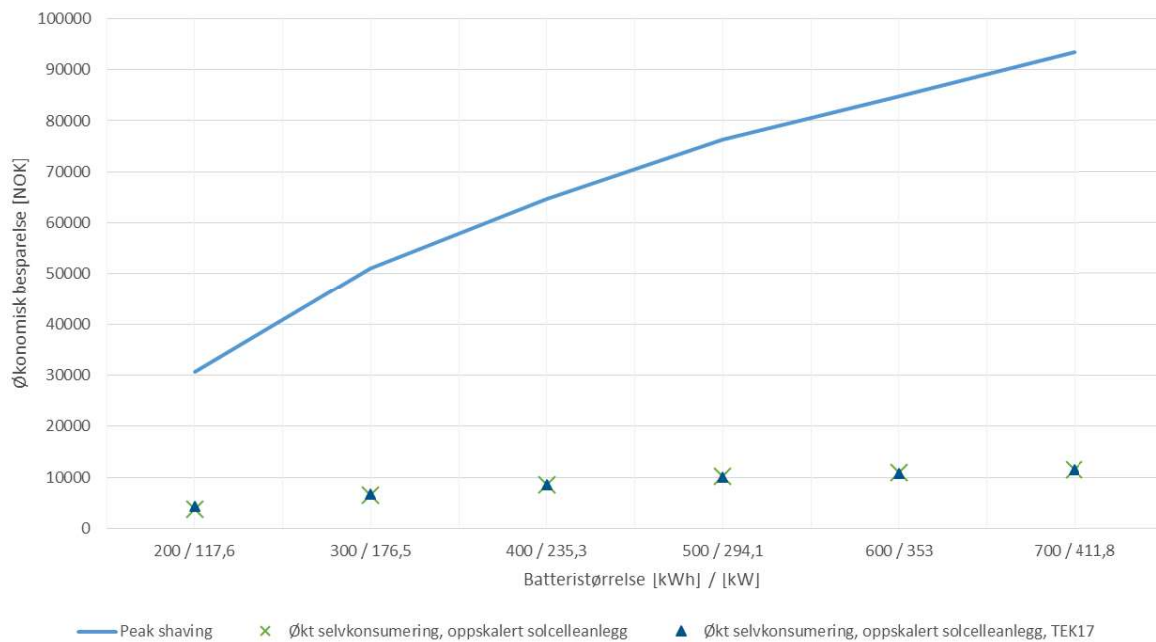
Tabell 8: Maksimert økonomisk besparelse på spotpris-leddet. Gjelder for perioden 27. februar – 5. mars 2015.

Batteristørrelse [kWh]/[kW]	Maksimal ØB [NOK]	KB ved maks ØB [kg CO ₂ -eq]	ØB ved maks import på peak shaving terskel [NOK]	KB ved maks import på peak shaving terskel [kg CO ₂ -eq]
200/118	21,75	-18,15	21,75	-18,15
300/177	42,10	-36,59	42,10	-36,59
400/235	60,66	-55,29	60,30	-55,32
500/294	73,85	-73,85	69,92	-71,56
600/353	82,66	-88,52	73,41	-81,29
700/412	90,57	-103,8	73,69	-86,70

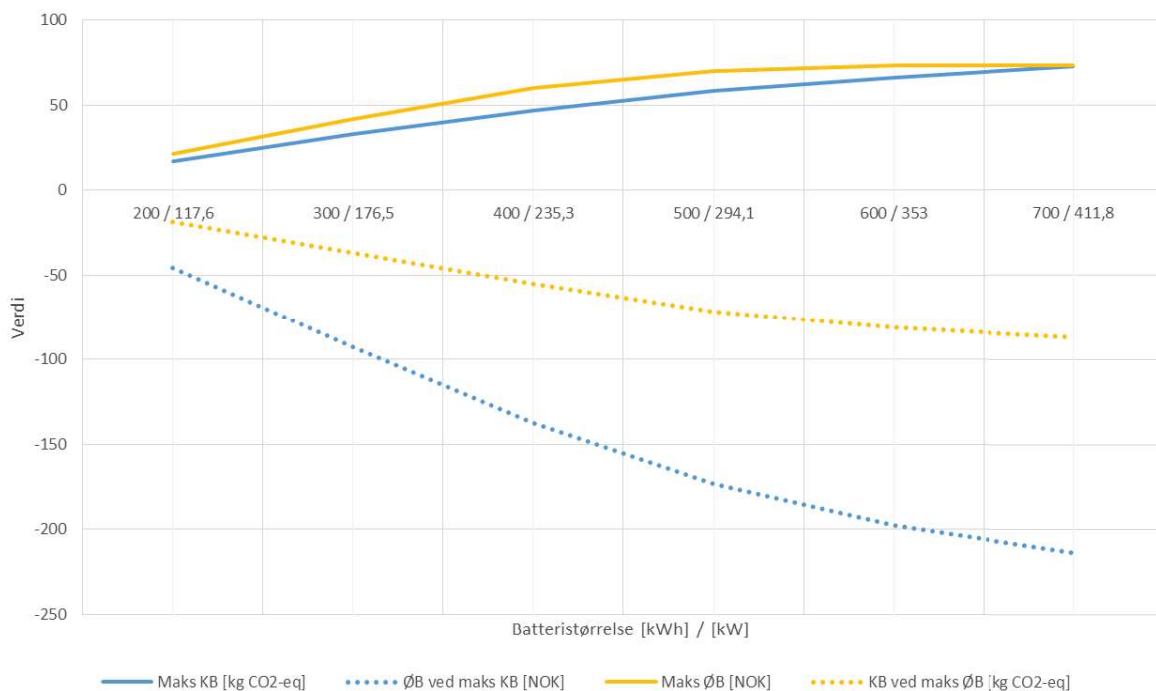
Figur 24 beskriver KB og ØB når maksimal import fra nettet er peak shaving-terskelen. Dette er det mest sannsynlige scenarioet for driften av batteriet grunnet de store økonomiske besparelsene som følger peak shaving. Figuren viser at spart spotpris-ledd stiger fra 21,75 NOK for et batteri på 200 kWh/118 kW til 73,41 NOK for et batteri på 600 kWh/353 kW. Ved å øke batteristørrelsen fra 600 kWh/353 kW til 700 kWh/412 kW øker besparelsene i spotpris-leddet for den gjeldende uken med kun 0,28 NOK. For denne meget beskjedne økningen i økonomisk verdi øker klimagassutslippene med hele 5,41 kg CO₂-ekvivalenter.

Videre viser figur 24 at ved å øke batteristørrelsen fra 200 kWh/118 kW til 300 kWh/177 kW øker klimabesparelsen fra 17,23 kg til 33,00 kg. Ved å øke batteristørrelsen fra 600

kWh/353 kW til 700 kWh/412 kW øker klimabesparelsen fra 66,3 til 73,1 kg. Det er derfor 2,3 ganger større økt klimabesparelse ved å øke batteriet fra 200 – 300 kWh enn fra 600 – 700 kWh. Kostnaden for å redusere utslipp ved å øke størrelsen fra 600 – 700 kWh sammenlignet med 200 – 300 kWh går ned fra 3,0 NOK/kg til 2,4 NOK/kg. Å øke batterikapasiteten fra 200 kWh/118 kW til 700 kWh/412 kW medfører en økt kostnad i spotprisleddet på 0,27 NOK/kg, noe som tilsvarer en økning i kostnader på 10 prosent per kg CO₂-eq spart.



Figur 23: Sammenligning av ulike batteristørrelser til bruk på campus Evenstad. Data fra 2015.



Figur 24: Sammenligning av ulike batteristørrelser til bruk på campus Evenstad når maksimal import fra nettet er peak shaving-terskelen. Gjelder perioden 27. februar – 5.mars 2015.

For å finne ut om et batteri på 300 kWh/177 kW er mer miljøvennlig enn dagens batteri undersøkes total klimabesparelse i 2015. Resultatet er 750 kg CO₂-ekvivalenter. Batteriet vil da over sin levetid kunne kompensere for 11 tonn av totalt 52 tonn innebygde utslipp. Det gjør at utslippene øker med 11 tonn sammenlignet med dagens batteri. Siden klimabesparelsen er avtagende fra 300 kWh til 700 kWh og de innebygde utslippene til batteriet er proporsjonale, er det ikke mer klimavennlig å øke størrelsen på batteriet på campus Evenstad.

Dersom dagens batteri ikke hadde hatt begrensningen i UPS, slik at hele batterikapasiteten kunne vært utnyttet, ville spart klimautslipp vært 610 kg CO₂-ekvivalenter i 2015. Det ville over levetiden gitt en kompensasjon i klimagassutslipp på 9,2 tonn, noe som tilsvarer 26 % av batteriets innebygde utslipp.

6 Diskusjon

I dette kapitlet vil de viktigste resultatene oppsummeres før de utdypes og drøftes. Først er et delkapittel dedikert til utnyttelse av svingninger i karbonintensitet og pris for strømmen. Neste delkapittel tar for seg verdien av å maksimere bruk av egenprodusert energi. Deretter følger en seksjon med peak shaving, som har som mål å redusere strømregningen. Til slutt drøftes verdien av en batteribank på campus Evenstad, med tilhørende diskusjon rundt størrelse og bruk. Underveis vil de ulike usikkerhetsmomentene ved oppgaven vurderes og settes i sammenheng.

6.1 Utnytte svingninger i strømmen

Ettersom prisen på strømmen i nettet varierer er det mulig å importere kraft billig for å lade opp batteriet, for å drive campus på strøm fra batteriet når nett-strømmen er dyrere. Ved å maksimere denne besparelsen kan campus Evenstad spare 710 kroner i løpet av en uke i vinteren 2016. Denne uken hadde ekstreme utslag i spotprisen, som varierte mellom 0,19 og 2,08 NOK. Vanligvis er strømprisene i Norge svært stabile, og denne uken er ikke representativ. Totalt vil denne bruken av batteriet kun spare 1 765 NOK for hele året. Økte klimagassutslipp som følge av dette vil være 2,1 tonn. I tillegg vil denne bruken av batteriet medføre rundt 8 ladesykluser i uka. Dermed vil batteriets levetid kortes ned til 12 år. Under disse forholdene er denne bruken av batteribanken helt uaktuell.

Hvis det norske strømmarkedet knyttes nærmere kontinentet med flere utenlandskabler vil spotprisen kunne øke. Videre kan prisen også variere mer gjennom døgnet, og større profitt kan hentes ut av å utnytte prissvingningene. Dette er imidlertid bare spekulasjoner på dette tidspunktet og ettersom spotprisen og karbonintensiteten fremdeles vil ha negativ samvariasjon, vil gevinsten være tvilsom.

Ved å utnytte svingningene i strømmen til å minke klimagassutslipp er det nødvendig at svingningene i karbonintensitet er høye. I Norge er disse svingningene moderate om sommeren. Om vinteren er de imidlertid store nok til å være av betydning. Ved kun å bruke batteriet oktober – mai vil det totale antallet ladesykluser være 5 100 over 15 år, noe som stemmer med batteriets spesifikasjoner.

Et batteri på 204 kWh som utnytter svingningene i karbonintensiteten, vil kunne kompensere for 26 % av sine innebygde utslipp. For et batteri på 204 kWh hvor 100 kWh er reservert til UPS, vil batteriet kunne kompensere for 18 % av totale utslipp. Dette er et absolutt maksimum under dagens forhold. Batteriet er en nødvendig del av campus og utslipp er dermed uunngåelig. Siden FME ZEN har som visjon å gjøre campusen til et nullutslippsområde, må utslippene kompenseres for i størst mulig grad, og et større batteri enn det som er nødvendig til UPS vil føre til unødvendige økte utslipp.

Det koster å importere lavkarbon strøm, og prisen for å spare 6,2 tonn er om lag 16 500 NOK. Dette vil bare være en dråpe i havet i forhold til investeringskostnadene til batteriet på 6 000 NOK/kWh. Tiltakskostnaden kan likevel være unødvendig høy. Det koster 2,67 NOK å kompensere for 1 kg CO₂-ekvivalenter. Dette tilsvarer 2 670 NOK

per tonn. I kapittel 2.5 kom det frem at tiltakskost for bygg kan komme opp i 1 600 NOK/tonn. Dette er betraktelig lavere enn kostnaden knyttet til batterier, og således finnes det mye mer kostnadseffektive måter å redusere klimagassutslipp i bygninger på. Vedrørende nullutslippsområder kan det hende disse tiltakene allerede er gjennomført og ikke lenger tilgjengelig som et bedre alternativ.

Tiltakskosten på 2 670 NOK/tonn kan også sammenlignes med andre sektorer. Effektivisering og elektrifisering av personbiler koster henholdsvis 185 og 1 230 NOK per tonn, mens planting av skog er -10 NOK/tonn. Karbonfangst og elektrifisering av sokkelen kan komme opp i henholdsvis 2 250 og 4 000 NOK/tonn. Det er altså billigere å fange karbondioksid fra atmosfæren enn det er å bruke en batteribank til å redusere klimagassutslipp.

Ettersom sterkere programvare for simulering enten krevde lisens eller bedre programmeringskunnskaper, er sammenligningen av spart klimagassutslipp og spotpris kun optimalisert for en uke i 2015. Det gjør det vanskelig å konkretisere klimabesparelsen med tilhørende kostnad for et helt år, noe som skaper en større usikkerhet ved generalisering. Det er også usikkert hvor representative dataene fra 2015 er for hele levetiden til batteriet, både for uka ved sammenligningen og hele året ved maksimeringen av spart klimagassutslipp og spotpris. Utslaget dette har på resultatene er uvisst, ettersom data på karbonintensitet fra andre år ikke var tilgjengelig.

Det finnes litium-teknologier som har opptil 20 % lavere utslipp enn NMC-batteriene som er installert i dag. Disse kommer også med andre egenskaper. LFP-batterier har lavere energitetthet og lavere nominell virkningsgrad, men teknologiene som inneholder mangan (LMO og NMC) degenereres raskere. Det er uvisst hvilke refleksjoner som ble gjort ved valg av batteriteknologi. Dette skal heller ikke diskuteres videre her, ettersom det ikke er noe hovedfokusområde.

Hvis NMC-batterier produseres på lavkarbon energi, vil utslippene kuttes til om lag 14 tonn. Heller ikke under disse forutsetningene kan nye batterier kompensere for klimafotavtrykket sitt, men utgangspunktet vil være betraktelig bedre enn ved dagens forhold. Batterier produsert på lavkarbon energi eksisterer ikke i skrivende stund, men er under utvikling.

Heller ikke gjenbruksbatterier klarer å gå i null i klimaregnskapet, forutsatt at batteriet står for 25 % av utslippene ved produksjon og at det har en levetid på 10 år. Med en klimagjeld på 8,8 tonn CO₂-ekvivalenter og en maksimal besparelse på 4,1 tonn, er denne teknologien i stand til å kompensere for nærmere 47 % av innebygde utslipp. Fremdeles ligger forutsetningen om at cirka halvparten av kapasiteten er reservert til UPS til grunn. Ved å bruke hele batteriet for å spare utslipp, kan et gjenbruksbatteri under de riktige forutsetningene bli klimanøytralt. Det er ikke gitt at 25 % av utslippene skal knyttes til batteriets andre liv, og resultatene er dermed heller ikke gitt. Ved nærmere analyse kan det vise seg at en lavere andel av utslippene er knyttet til batteriets andre liv. Det er uansett en fordel å forlenge livet til batteriet lengst mulig før det kasseres. Slik vil totale klimagassutslipp reduseres.

Å bruke et batteri til klimaformål i Norge vil uansett medføre økonomiske tap, om det er nytt eller gjenbrukt. Med en så høy tiltakskost vil dette neppe implementeres i dette landet. Hvis et batteri virkelig er nødvendig, slik som i denne casen, er det imidlertid klimamessig bedre med et gjenbruksbatteri enn et nytt batteri.

Det unike med Norge er at mesteparten av kraften kommer fra en regulerbar fornybar energikilde. Dermed har karbonintensiteten og prisen på norsk strøm negativ samvariasjon. Slik er det umulig å maksimere utbyttet av det økonomiske og det miljømessige aspektet samtidig. Dette er ikke tilfellet for de fleste andre land i Europa, hvor forutsetningene vil være ganske annerledes. Kontinentet har generelt høyere karbonintensitet og høyere prissvingninger enn i Norge og resultatene vil således være annerledes.

6.2 Maksimere selvkonsum av egenprodusert strøm

Besparelse kan også komme av å koble batteriet opp mot et solcelleanlegg og bruke det til å øke selvforbruket av egenprodusert fornybar energi. Dette har en økonomisk verdi ettersom kostnaden for import er høyere enn inntekten ved å eksportere kraften. Forskjellen utgjør en besparelse på 0,20 NOK per kWh økt selvforbruk, tapene i batteri og inverter medregnet. Hvis batteriet utnytter svingningene i spotprisen i nett-strømmen, kan ytterligere besparelse oppnås. Ettersom disse besparelsene vil være små, er de ikke medregnet i denne modellen.

For at økt selvkonsum av egenprodusert kraft skal ha noen miljømessig verdi, må strømmen fra solcelleanlegget være renere enn nett-strømmen. Gjennomsnittlig norsk strømmiks er 16,4 g/kWh, mens innebygde utslipp knyttet til solcellene er rundt 50 g/kWh. Det er kun noen få timer hvor karbonintensiteten i nettet er høy nok til å ende med klimagevinst. Dermed er den miljømessige gevinsten som følger økt selvforbruk forsvinnende liten.

Forholdene er altså ikke ideelle for at økt selvkonsum skal ha noen større gevinst. Økonomisk verdi er beregnet til cirka 2 500 NOK/år og miljømessig verdi er neglisjerbar. På kontinentet er reell karbonintensitet og pris generelt høyere enn i Norge, og det er også store svingninger gjennom døgnet. EU har en gjennomsnittsmiks på 345 g/kWh og har dermed mer lovende forutsetninger for også denne bruken.

Det ble tatt utgangspunkt i et system uten opprinnelsesgarantier. Ved å ta utgangspunkt i et markedet med opprinnelsesgarantier, og antatt at Evenstad ikke kjøper disse, kunne resultatene blitt noe annet. Nett-strømmen vil da i teorien ha en mye høyere karbonintensitet og forutsetningene for solceller ville vært annerledes. En slik utregning ville medført langt flere antakelser og teoretiske utregninger, noe som kunne undergravet resultatene.

6.3 Peak shaving

Spart effekttariff ved peak shaving utgjør i årene 2015 til 2017 mellom 20 000 og 32 000 kroner per år. Over hele batteriets levetid vil batteriet kunne generere cirka 415 000 NOK. Dette er ikke i nærheten av å dekke investeringskostnadene til batteriet på 2,5 millioner NOK. Dette kommer ikke som noen overraskelse, ettersom all litteratur har konkludert

med det samme. Ettersom dette spesifikke batteriet er installert med UPS-formål, er forutsetningene annerledes. At batteriet kan spare inn deler av utgiften er dermed et tilsiktet gode.

Potensialet for peak shaving varierer mellom 36,80 kWh/h og 58,26 kWh/h i året. Det utgjør en differanse i besparelsene på effekttariffen på nesten 12 000 NOK/år. Siden denne terskelen varierer såpass er det vanskelig å sette en anbefalt verdi som kan benyttes. Slår batteriet inn ved for lav terskel kan det risikere å gå tom for strøm slik at effekttariff-leddet ikke blir redusert. Dersom batteriet slår inn for sent vil ikke batteriets fulle potensial bli benyttet, og effekttariff-leddet blir unødvendig høyt.

Peak shaving er svært sårbart overfor lengre perioder med høyt effektforbruk. En dag med anleggsarbeid på campus kan føre til at effekttoppene går langt over terskelen som er satt for peak shaving i flere timer sammenhengende. Da risikeres det at batteriet går tomt for strøm midt i effekttoppen og at peak shaving er til ingen nytte. Derfor er det essensielt at terskelen for peak shaving blir satt slik at batteriet kan kutte alle timene effekttoppen varer. Et supplement til peak shaving med batteri kan være å leie et biodieselaggregat til perioder hvor det forventes høyere effektforbruk på grunn av arbeid eller lignende, eventuelt ha et stasjonært nødaggregat som starter opp om batteriet begynner å tære på UPS-strømmen.

I scenario OS vil peak shaving være om lag 7 kWh/h lavere enn ved DS. Ved å oppskalere solcelleanlegget vil den økonomiske verdien av peak shaving dermed reduseres. De få ekstreme toppene som oppstår ved DS vil dempes litt av solcelleanlegget ved OS og dermed redusere gevinsten for peak shaving. På den andre siden er peak shaving-terskelen lavere for OS, noe som gjør utgiften for effekttariff-leddet mindre enn i dag.

I scenario OS-TEK17 vil peak shaving være på 81,6 kWh/h, noe som utgjør 44 060 NOK per år. Dette er betraktelig mer enn ved scenarione DS og OS. Grunnen er at det kun vil være noen få veldig høye effekttopper i dette scenarioet. Ved å kutte så høye topper er besparelsen svært høy.

Skyggeprisen for effektkapasiteten er null for samtlige år, og maksimum effekt ut av batteriet er 58,8 kW for 2015. Det vil si at effekten ut av batteriet er langt fra å bli utnyttet maksimalt da kapasiteten er 120 kW. Dette betyr at dagens batteri er overdimensjonert effektmessig til peak shaving-formål, og at investeringskostnaden for batteriet kunne vært redusert.

Det er vanskelig å vite hvordan peak shaving vil lønne seg når ny effekttariff implementeres. Det er ikke gitt hvilket av forslagene som blir valgt, ei heller nøyaktige verdier. Siden tariffen implementeres for at belastningen på nettet skal bli lavere, er det rimelig trygt å anta at verdien av peak shaving ikke vil reduseres i fremtiden.

Klimakonsekvensene av peak shaving er små. Det er tapene i inverter og batteri som representerer det ekstra forbruket i strøm, men siden det er såpass få timer i året med peak sha-

ving, er klimakonsekvensene neglisjerbare. Siden batteriet brukes så lite ved peak shaving, er det dessuten mulig å utnytte det til klimaformål samtidig, ved å utnytte svingningene i karbonintensiteten i nett-strømmen.

Det er i samtlige modeller antatt at importen og eksporten er konstante verdier for hele den gjeldene timen. Det er noe upresist, da effekten kan svinge mye innad i timen, men med tilgjengelige data som var timesbasert var dette den eneste løsningen. Dette kan gi utslag i utladningen av batteriet og betyr at batteriet egentlig ikke har høy nok effektkapasitet til å dekke etterspørselen. Det kan gjør at Evenstad i realiteten må importere kraft i perioder hvor det i modellene ser ut til at batteriet dekker hele etterspørselen. Dette trenger ikke å gjøre store utslag i resultatene, men kan påvirke alle modellene om effekten svinger mye ved campus Evenstad.

6.4 Verdien av en batteribank på Evenstad

Batteriets hovedformål er UPS og det hindrer fullstendig utnyttelse av potensialet for økonomisk og klimamessig besparelse. Det viser seg imidlertid at selv uten UPS lønner ikke batteriet seg hverken økonomisk eller miljømessig. Dermed vil det heller ikke lønne seg å øke størrelsen på batteriet på noen måte. Ved å øke batteristørrelsen øker både klimagassutslippene og de økonomiske tapene. Siden dagens batteri er ulønnsomt for begge aspektene, ville det beste alternativet vært å ha et batteri som begrenser seg til UPS på 100 kWh. Slik ville de økonomiske og klimamessige tapene blitt minimert.

Det kan se ut til at alternativet som genererer minst tap består i å selge halvparten av batteriene i batteribanken. Slik slipper campus unna en høy klimagjeld, noe som er avgjørende for et nullutslippsområde. Det kan imidlertid være en verdi i å benytte batteriet til forskning, ettersom campus Evenstad er et pilotprosjekt. Slik er det mulig å finne bruksmåter som kan implementeres med batterier som i fremtiden er mer miljøvennlige. Resultatene kan også benyttes i land med andre forutsetninger og dermed gi positive utslag for samfunnet. Etersom Spotpris- og Eget forbruk-modellen genererer såpass lite av verdi, vil den mest hensiktsmessige bruken av batteriet være en kombinasjon av peak shaving og å spare klimagassutslipp gjennom å utnytte svingningene i nett-strømmen. Besparelsen ved peak shaving og kompensering av klimagassutslipp er henholdsvis 415 000 kroner og 6,2 tonn over levetiden til batteriet. De to måtene å utnytte batteriet på virker å fungere rimelig bra sammen, da batteriet er fulladet på dagen og klar for peak shaving, før det tømmes om natten for å erstatte karbonintensiv nett-strøm. Ulempen er at batteriet må være fulladet om morgenen slik at det er klart for å kutte effekttopper. Dette gjør at batteriet må lades delvis på karbonintensiv strøm tidlig på morgenen. Det gjør at sparte klimagassutslipp reduseres.

7 Konklusjon

Det installerte litium-ion-batteriet er antatt å ha innebygde utslipp på 35 tonn CO₂-ekvivalenter. Investeringskostnaden var på 2,5 millioner kroner. I denne casen undersøkes mulighetene for å kompensere for dette og om mulig komme ut med en positiv gevinst. Det viser seg at ved å bruke den ledige kapasiteten på 104 kWh til peak shaving kan batteriet generere cirka 415 000 NOK i sparte effekttariff-utgifter gjennom sin antatte levetid på 15 år.

Ved å utnytte svingninger i spotpris i nett-strømmen kan de ledige 104 kWh i batteriet spare cirka 14 000 NOK i løpet av hele sin levetid. Grunnen til den lave verdien, er at norske strømpriser er svært stabile. Ved å utnytte svingninger i karbonintensitet på samme måte kan batteriet kompensere for 17 % av totale utslipp. Selv hvis hele batteriet brukes for økonomisk eller klimamessig besparelse, vil det ikke være i nærheten av å kompensere for gjelden. Det er ikke mulig å utnytte svingning i spotpris og karbonintensitet i strømmen samtidig i Norge, grunnet negativ samvariasjon i nett-strømmen. Slik vil sparte klimagassutslipp medføre en kostnad og vice versa. Maksimering av selvbruk av egenprodusert energi fra solcellene ved hjelp av et batteri har minimal effekt, ettersom solcellenes innebygde utslipp resulterer i mer karbonintensiv strøm enn kraften i det norske strømnettet. Den økonomiske verdien av å lagre overskuddsstrøm er liten.

Det er mulig å installere batterier med lavere klimafotavtrykk enn hva som er tilfellet i dag. Dette kan skje enten ved at batteriet er produsert på lavkarbon kraft eller at det består av en mer miljøvennlig litium-teknologi, eventuelt en kombinasjon av disse. Det er også mulig å benytte gjenbrukte batterier fra elektriske kjøretøy. Ingen av disse alternativene vil klare å tilbakebetale tilhørende gjeld. Likevel er et batteri nødvendig, og et gjenbruksbatteri ville vært det billigste og mest miljøvennlige alternativet.

Det viser seg at det installerte batteriet er overdimensjonert, ettersom de 104 kWh som brukes til å generere ekstra verdi ikke engang klarer å kompensere for sine egne investeringskostnader og klimagassutslipp. Slik det er i dag, er en batteribank på campus Evenstad som nullutslippsområde en byrde, sett bort fra verdien den gir til forskning. Selv om campusen ligger i Norge, kan modellene implementeres inn i andre system. I skrivende stund, er den beste bruken en kombinasjon av peak shaving og å spare klimagassutslipp ved å utnytte svingningene i karbonintensiteten i nettet.

Disse resultatene gjelder for sone NO1 i det norske strømnettet. De fleste europeiske land har positiv samvariasjon mellom spotpris og karbonintensitet, og dermed er forholdene annerledes. I tillegg er karbonintensiteten på kontinentet generelt høyere og spotprisene mer varierende.

8 Fremtidig arbeid

Denne studien har gjennomført en detaljert evaluering av verdiene som følger av en batteribank på campus. For et mer oversiktlig bilde ville det vært interessant å sette seg inn i en sterkere programvare som kan kjøre simulasjoner for sammenligningen av karbonintensitet og spotpris for et helt år. Resultatene ville sannsynligvis fortelle det samme, men grunnlaget for å konkludere vil være sterkere. I videre arbeid ville det vært interessant å implementert alle modellene i en stor modell, og funnet en helhetlig strategi for et batteri. For å gjøre den anvendbar måtte det vært en prediktiv modell som baserer seg både på historisk data om forbruk og klima, og på data om fremtidig spotpris, forbruk og værmeldinger. En slik modell kan lages og gjøres fritt tilgjengelig, slik at andre også kan undersøke verdien av stasjonære batterier, potensielt andre steder i verden.

Det fremkom nemlig at forutsetningene for stasjonære batterier er annerledes på kontinentet. Selv om denne spesifikke studien ser på et batteri som har hovedformål å være UPS, kan resultatene overføres til batterier brukt kun av økonomiske og miljømessige hensyn. I Norge er dette helt uaktuelt, ettersom forholdene absolutt ikke er lagt til rette. Det hadde vært svært interessant å utforske dette videre. Det ville også vært interessant å utforske ulike scenarioer. Vanligvis når slike studier gjennomføres brukes en gjennomsnittsmiks for en region. Disse kan være norsk miks på 16,4 g/kWh, varedeklarasjon på 532 g/kWh, EUs gjennomsnittsmiks på 345 g/kWh og lignende. Ved å sammenligne disse scenarioene med marginale data for utvalgte land og regioner kan helt nye resultater dukke opp.

Ved å undersøke verdier for gjenbruksbatterier og batterier produsert på lavkarbon kraft, vil både det økonomiske og miljømessige aspektet revolusjoneres. Før verdier brukes for å finne definitive resultater, bør det forskes mer på degenerering av virkningsgrad i batterier. En lav virkningsgrad fører til tap i batteriet og dermed tap i fortjeneste. Det er også nødvendig å få ordentlige retningslinjer rundt gjenbruksbatterier, slik at riktige verdier blir benyttet, både med tanke på pris, levetid og allokering av utslipp.

Referanser

- L. Ahmadi, M. Fowler, S. B. Young, R. A. Fraser, B. Gaffney, and S. B. Walker. Energy efficiency of li-ion battery packs re-used in stationary power applications. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 8:9 – 17, 2014a. URL <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.06.006>.
- L. Ahmadi, A. Yip, M. Fowler, S. B. Young, and R. A. Fraser. Environmental feasibility of re-use of electric vehicle batteries. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 6:64 – 74, 2014b. URL <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.01.006>.
- H. Akbari, M. C. Browne, A. Ortega, M. J. Huang, N. J. Hewitt, B. Norton, and S. J. McCormack. Efficient energy storage technologies for photovoltaic systems. *Solar Energy*, 2018. URL <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.03.052>.
- A. C. Andersen. Lineær programmering og optimering – innføring, del i, hentet 23. april 2019. URL <http://blog.andersen.im/2010/03/lineaer-programmering-og-optimering-innforing-del-1/>.
- M. Andersson, J. Barkander, J. Kono, and Y. Ostermeyer. Abatement cost of embodied emissions of a residential building in Sweden. *Energy and Buildings*, 158:595 – 604, 2018. URL <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.10.023>.
- M. Ånestad. Vil bygge batterifabrikk til 35 milliarder, 2. april 2019. URL https://www.dn.no/energi/norsk-hydro/kjell-inge-rokke/batteriteknologi/vil-bygge-batterifabrikk-til-35-milliarder/2-1-577991?_l.
- Architecture2030. Why the building sector?, hentet 12. mars 2019. URL https://architecture2030.org/buildings_problem_why/.
- M. C. Argyrou, P. Christodoulides, and S. A. Kalogirou. Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94:804 – 821, 2018. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.044>.
- S. Backe. Strømdata campus evenstad. Personlig kommunikasjon, 21. januar 2019.
- S. Backe, Å. L. Sørensen, D. Pinel, J. Clauß, C. Lausset, and R. Woods. *Consequences of Local Energy Supply in Norway: A case study on ZEN pilot Campus Evenstad*. ZEN Report no XX, 2019.
- S. Bobba, F. Mathieux, F. Ardente, G. A. Blengini, M. A. Cusenza, A. Podias, and A. Pfrang. Life cycle assessment of repurposed electric vehicle batteries: an adapted method based on modelling energy flows. *Journal of Energy Storage*, 19:213 – 225, 2018a. URL <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.07.008>.
- S. Bobba, A. Podias, F. Dipersio, M. Messagiop, P. Tecchio, M. A. Cusenza, U. Eynard, F. Mathieux, and A. Pfrang. Sustainability Assessment of Second Life Application of Automotive Batteries (SASLAB). Teknisk rapport JRC112543, Joint ResearchCentre (JRC), Luxembourg, august 2018b. URL <https://doi.org/10.2760/53624>.

- J. W. A. Catton, S. B. Walker, P. McInnis, M. Fowler, R. A. Fraser, S. B. Young, and B. Gaffney. Design and Analysis of the Use of Re-Purposed Electric Vehicle Batteries for Stationary Energy Storage in Canada. *Batteries*, 5(1):14, 2019. URL <https://doi.org/10.3390/batteries5010014>.
- J. Clauß. CO2 intensitet vs. pris i NO1. Personlig kommunikasjon, 7. mars 2019.
- J. Clauß, S. Stinner, C. Solli, K. B. Lindberg, H. Madsen, and L. Georges. *A generic methodology to evaluate hourly average CO2eq. intensities of the electricity mix to deploy the energy flexibility potential of Norwegian buildings*. 10th International Conference on System Simulation in Buildings, Liege, desember 2018.
- M. Dansie. Gelion batteries, 6. april 2017. URL <https://revolution-green.com/gelion-batteries/>.
- J. Eckart. Batteries can be part of the fight against climate change - if we do these five things. World Economic Forum, 28. november 2017. URL <https://www.weforum.org/agenda/2017/11/battery-batteries-electric-cars-carbon-sustainable-power-energy/>.
- A. Eddahech, O. Briat, and J.-M. Vinassa. Performance comparison of four lithium-ion battery technologies under calendar aging. *Energy*, 84:542 – 550, 2015. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.019>.
- Eidsiva Nett AS. Nettariff i distribusjonsnett, januar 2018. URL <https://www.eidsivanett.no/globalassets/dokumenter/priser/tariffer-2018/priser-for-naringskunder-effektmalt-2018.pdf>.
- Eidsiva Nett AS. Nettariff i distribusjonsnett, januar 2019. URL <https://www.eidsivanett.no/globalassets/dokumenter/priser/tariffer-2019/tariffblad-2.1-naring-effektmalt.pdf>.
- ElectricityMap. Climate Impact by Area, hentet februar - mai 2019. URL <https://www.electricitymap.org/?page=country&solar=false&remote=true&wind=false&countryCode=KR>.
- L. A.-W. Ellingsen. *Life cycle assessment of lithium-ion traction batteries*. Doktorgradsavhandling, NTNU, Trondheim, 2017.
- Energysage. How to choose the best battery for a solar energy, 8. mars 2019. URL <https://www.energysage.com/solar/solar-energy-storage/what-are-the-best-batteries-for-solar-panels/>.
- European Union. EU Emissions Trading System (EU ETS), hentet 14. februar 2019. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en.
- A. Extance. Energy storage prices forecast to tumble. Chemistry World, 17. juli 2017. URL https://www.chemistryworld.com/news/energy-storage-prices-forecast-to-tumble/3007717.article?fbclid=IwAR2waAiYE-9V3WmkEzk-SL7_SrLg4qKJVk2x1ZF1I_qzJDAeMTnK_2481m0.

- R. Faria, P. Marques, R. Garcia, P. Moura, F. Freire, J. Delgado, and A. T. Almeida. Primary and secondary use of electric mobility batteries from a life cycle perspective. *Journal of Power Sources*, 262:169 – 177, 2014. URL <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.03.092>.
- G. Fitzgerald, J. Mandel, J. Morris, and H. Touati. *The Economics of Battery Energy Storage; How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid*. Rocky Mountain Institute, 2015.
- FME ZEN. Campus Evenstad, hentet 27. januar 2019. URL <https://fmezen.no/campus-evenstad/>.
- Gelion Technology. Gelion, powering the future, hentet 12. mars 2019. URL <http://www.gelion.com/>.
- M. Gjertsen. Utvidet solcelleranlegg. Personlig kommunikasjon, januar - mai 2019.
- H. Hansen, T. Jonassen, K. Løchen, and V. Mook. Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirkosomhet. Teknisk rapport, NVE, mai 2017. URL <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2242754>.
- Ø. Holm. *Energilagring ved Campus Evenstad*. Multiconsult, januar 2017.
- K. M. Hovland. Strømvavgift kan gi batteriboost, 1. juni 2018. URL <https://e24.no/energi/stroem/stroemavgift-kan-gi-batteriboost/24350517>.
- IBC Solstore. *IBC Solstore Li*, 2017.
- S. Jensen, E. Opsahl, and M. Monsen. Batterier for norske boliger og næringsbygg. Bacheloroppgave, NTNU, Trondheim, 2018.
- H. C. Kim, T. J. Wallington, R. Arsenault, C. Bae, S. Ahn, and J. Lee. Cradle-to-gate emissions from a commercial electric vehicle li-ion battery: A comparative analysis. *Environmental Science & Technology*, 50(14):7715–7722, 2016. URL <https://doi.org/10.1021/acs.est.6b00830>.
- Klimakur 2020. Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020. Teknisk rapport TA2590/2010, Regjeringen, 17. februar 2010. URL https://www.regjeringen.no/contentassets/3fd187d0cd8e49d48841d7f552d6e2f9/klimakur_170210.pdf.
- P. J. Landrigan. Air pollution and health. *The Lancet Public Health*, 2(e4 - e5), 2016. URL [https://doi.org/10.1016/S2468-2667\(16\)30023-8](https://doi.org/10.1016/S2468-2667(16)30023-8).
- Lovdata. Lov om klimamål (klimaloven), 16. juni 2017. URL <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60>.
- E. Martinez-Laserna, I. Gandiaga, E. Sarasketa-Zabala, J. Badedo, D.-I. Stroe, M. Swierczynski, and A. Goikoetxea. Battery second life: Hype, hope or reality? a critical review of the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93:701 – 718, 2018. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.035>.

- B. Messenger. US Department of Energy Launches Lithium-Ion Battery Recycling Prize. *Waste management world*, 2019. URL <https://waste-management-world.com/a/us-department-of-energy-launches-lithium-ion-battery-recycling-prize>.
- G. Molnes. Nei, klimautslippene fra elbiler i norge er ikke dobbelt så høye som fra «fossilbiler», 24. januar 2019. URL <https://www.faktisk.no/faktasjekker/yXA/klimautslippene-fra-elbiler-i-norge-er-dobbelt-sa-hoye-som-fra-fossilbiler>.
- J. Myers and K. Whiting. These are the biggest risks facing our world in 2019, 16. januar 2019. URL <https://www.weforum.org/agenda/2019/01/these-are-the-biggest-risks-facing-our-world-in-2019/>.
- Nord Pool AS. Historical market data. Nord Pool AS, 2019. URL <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- NordPool. Elspot Prices 2015 Hourly NOK, 25. mars 2019. URL <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- NVE. Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet, 27. februar 2015. URL <https://www.nve.no/stromkunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet>.
- NVE. Nasjonal varedeklarasjon 2017, juni 2018. URL <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/varedeklarasjon/nasjonal-varedeklarasjon-2017/>.
- NVE and Energimyndigheten. Et norsk-svensk elstertifikatmarked. Teknisk rapport, NVE, 2018. URL http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_53.pdf.
- Oslo Economics. *Utredning om opprinnelsesgarantier og varedeklarasjoner for strøm*. Olje og energidepartementet, 11. september 2018. OE-rapport 2018-30.
- K. Pickerel. Common battery types used in solar+storage, 27. november 2017. URL <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/11/common-battery-types-used-in-solarstorage/>.
- Recycling product news. First lithium-ion battery recycling project in quebec receives \$3.8 million in funding, 1. november 2018. URL <https://www.recyclingproductnews.com/article/29377/first-lithium-ion-battery-recycling-project-in-quebec-receives-dollar3-8-million-in-funding>.
- E. Redondo-Iglesias, P. Venet, and S. Pelissier. Efficiency degradation model of lithium-ion batteries for electric vehicles. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55(2): 1932–1940, 2019. URL <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2877166>.
- K. Richa, C. W. Babbitt, N. G. Nenadic, and G. Gaustad. Environmental trade-offs across cascading lithium-ion battery life cycles. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 22(1):66–81, 2017. URL <https://doi.org/10.1007/s11367-015-0942-3>.
- M. Romare and L. Dahllöf. The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries. *IVL Svenska miljöinstitutet*, 243(No. C), 2017.

- SSB. Utslipp til luft, 1991-2017, endelige tall, 11. desember 2018. URL <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn/aar-endelige/2018-12-11>.
- P. M. Storvik and S. A. Haugen. Norsk krafttilbud av fornybar og karbonnøytral energi, med europas co2-kvote- og sertifikatmarked som virkemidler. Masteroppgave, Norges handelshøyskole, Bergen, 2008. URL <https://core.ac.uk/download/pdf/30894446.pdf>.
- S. I. Sun, A. F. Crossland, A. J. Chipperfield, and R. G. A. Wills. An Emissions Arbitrage Algorithm to Improve the Environmental Performance of Domestic PV-Battery Systems. *Energies*, 12(3):560, 2019. URL <https://doi.org/10.3390/en12030560>.
- Tesla. Tesla gigafactory, hentet 17. februar 2019. URL https://www.tesla.com/no_NO/gigafactory.
- M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. A. Halim, A. H. A. Bakar, and T. C. Kwang. A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:3323 – 3332, 2018. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056>.
- H. Williams. *Model Building In Mathematical Programming*. John Wiley & Sons, januar 1985.
- F. Yang, D. Wang, Y. Zhao, K.-L. Tsui, and S. J. Bae. A study of the relationship between coulombic efficiency and capacity degradation of commercial lithium-ion batteries. *Energy*, 145:486 – 495, 2018. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.144>.
- ZEB. Zeb definitions, hentet 12. mars 2019. URL <http://www.zeb.no/index.php/en/about-zeb/zeb-definitions>.

Vedlegg

A Datablad for batteribanken installert på Evenstad (IBC Solstore, 2017)

Smart Systems
for Solar Power



Next generation storage solution
IBC SolStore Li
Modular system storage unit for increasing self-consumption

The lithium-based storage unit IBC SolStore Li combines innovative technology with optimum efficiency. The required storage capacity can be arranged flexibly with IBC SolStore 6.5 Li using its modular system. The storage unit produced in Germany is therefore suitable for both single and multi-family households and commercial businesses. Due to its combination of materials, the used cells have a particularly high thermal and mechanical stability. A high-quality metal housing also protects it against external influences. The modern battery management system ensures a trouble-free operation and maximum security.

HIGHLIGHTS:

- More cost-effective: compared to similar lead-acid storage systems
- Customised: number of batteries can be selected according to customer requirements
- Flexible: modular design for use in new and existing systems
- Safe: proven cell technology combined with a 5-step security concept
- Durable: 5,000 cycles/15-year lifetime
- Quality: made in Germany
- Reliable: 10-year IBC guarantee

TECHNICAL DATA

IBC SolStore Li				
Battery storage unit	IBC SolStore 6.5 Li	IBC SolStore 13.0 Li	IBC SolStore 19.5 Li	Customised:
Suitable for a power consumption of up to (kWh per year)	approx. 4,000	approx. 8,000	approx. 12,000	approx. 14,000
Suitable for an annual solar yield of (kWh per year)	approx. 4,500	approx. 9,000	approx. 13,500	approx. 15,000
Manufacturer	IBC SOLAR			
Energy content (kWh)	6.5	13	19.5	Customised systems: number of batteries can be selected according to customer requirements
Usable energy content in conjunction with Sunny Island inverters (kWh) (kWh)*	4.7	9.4	14.1	
Nominal capacity (Ah)	117	234	351	
Max. discharge/charging current (A)**	300	600	900	
Max. discharge/charging output (kW)**	11	22	33	
Nominal voltage (V)	55.5			
Expected life cycle (in years)***	>15			
Expected number of cycles***	5000			
Cell efficiency at 25 °C (%)	>95			
Cooling	Automatic			
Technology	Lithium (NMC/Graphit)			
Temperature range (°C)	2–40			
Optimum operating temperature (°C)	10–30			
Protection class	IP21			
H/W/D dimension (cm)	46 × 64 × 49	92 × 64 × 49	138 × 64 × 49	
Weight (kg)	95	2 × 95 = 190	3 × 95 = 285	
Expandability	Expandable	Expandable	Expandable	
Meets the following standards and guidelines	UN38.3, CE, DIN EN 50272-1/2, DIN EN 60950-1, DIN EN 61427-2 (Draft standard), DIN EN 61508, DIN EN 62281, DIN EN 62619 (Draft standard), DIN EN 62620, VDE-ST-Li-ESS-001:2013/03			
Item numbers				
Battery incl. battery cabinet	5200700002	2 × 5200700002	3 × 5200700002	
Extension set	–	5200700010 – 5200700012		5200700013

* Value dependent on SMA Sunny Island efficiency. See „SMA Sunny Island“ information sheet.

** Value dependent on the chosen IBC SolStore Set. See „Overview of storage solutions“ information sheet.

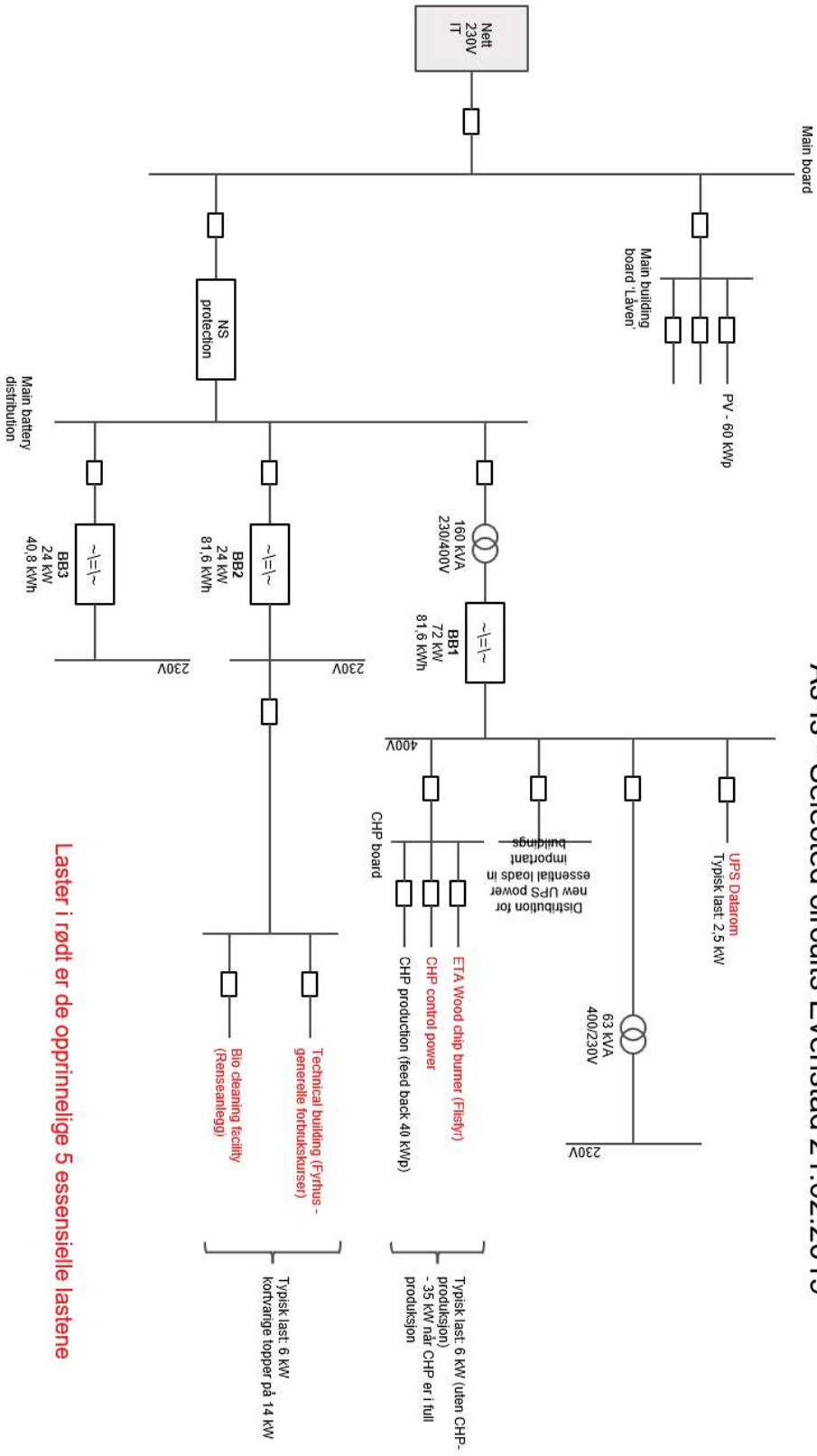
*** at ambient temperature of 25 °C; 70 % remaining capacity.

Presented by:

Changes to products and services also due to country-specific requirements and deviations from technical data remain reserved. IBC SOLAR shall not be liable for any mistakes or printing errors.

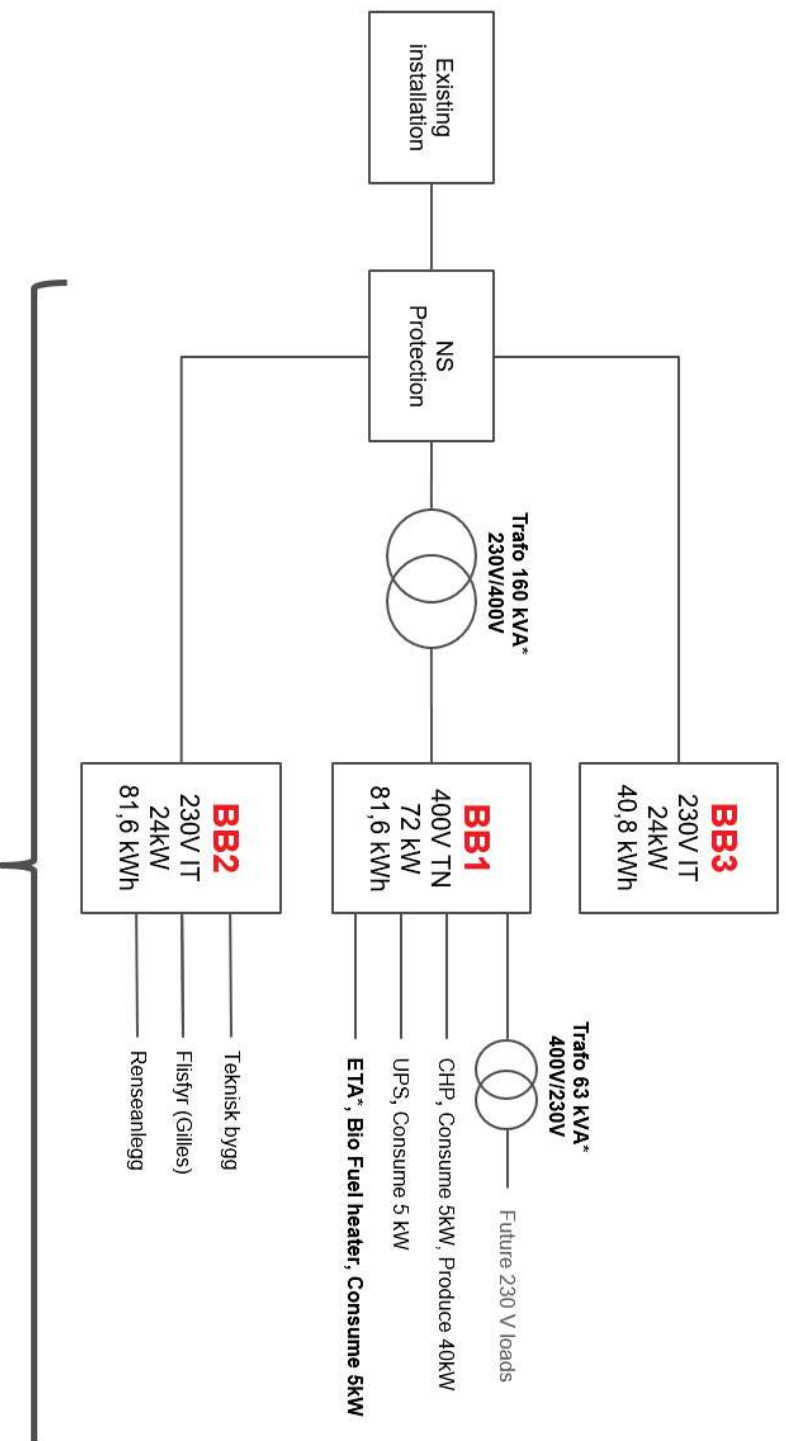
As of: 2017/03/03
9001500001

B Enlinjeskjema for batterisystemet



As-Is - Selected circuits Evenstad 21.02.2019

Solution 1/2: 'Temp. solution for V2X' - As-Is Update - 12.12.2018 - Simplified



*Units in bold represents changes since 22.06.2018

On/Off grid - Total battery capacity: 120 kW og 204 kWh