



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Simulering av bruk av batterier til å redusere elektriske effekttopper: En casestudie av Bioteknologibygningen på Campus Ås

Simulation of the use of batteries to reduce power
peaks: A case study of the Biotechnology building
at Campus Ås

Fimke Frederika Pijfers
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Denne oppgaven markerer avslutningen på min mastergrad i miljøfysikk og fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Gradsoppgaven har et omfang på 30 studiepoeng og er skrevet ved Fakultet for realfag og teknologi.

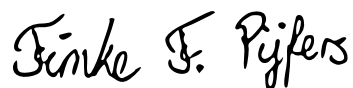
Mine seks år som student har vært en fantastisk tid fylt til randen med kunnskap for livet, fine stunder, nye bekjenskaper og lærerike utfordringer både på og utenfor skolebenken. Jeg gleder meg til å ta med meg all lærdom og alle erfaringer videre inn i arbeidslivet, men kommer alltid til å huske tiden jeg hadde i Ås.

Først og fremst vil jeg takke veilederen gjennom min masterperiode, Heidi S. Nygård. Tusen takk for alle tilbakemeldinger, innspill, diskusjoner og ideer, og ikke minst for støtte og motivasjon underveis. Takk til Trond Langseth fra Eienomsavdelingen ved NMBU for hjelp med å hente ut data og svar på alle mulige spørsmål.

Takk til alle venner, familie, bekjente og kjære som har støttet og motivert meg under studietiden, og gitt meg troen på at jeg får til mer enn jeg tror. Takk til Helene og Malin for hjelp til korrekturlesing. Takk til alle Thorvald og Tora for alle minner og bekjenskaper, og for å gjøre Ås til Ås. Til slutt vil jeg takke UKA i Ås, Studentsamfunnet i Ås og Collegium Alfa for en alle tiders studietid. All støtte, motivasjon, erfaring, latter og lærdom fra dere har vært gull verdt.

*“Kom studenter, dette er refrenget.
La studenterrånden leve lenge.
Kanskje verden er litt stri,
men når det gråner skal du si
at du har hatt en bra studentertid.”*

Ås, 13.mai 2022



Fimke Frederika Pijfers

Sammendrag

Det er nødvendig med en omfattende avkarbonisering i flere sektorer for å redusere klimagassutslippet både nasjonalt og globalt. I energisektoren forventes det en utfasing av fossil kraft og en økende andel fornybar, uregulerbar kraftproduksjon. Elektrifisering av transportsektoren er godt på vei i Norge, som synes spesielt på den raske økningen i antall elbiler på norske veier. Økt belastning på kraftsystemet fra elbillading og mer uregulerbar kraftproduksjon kan imidlertid skape utfordringer for balansen i strømmettet. Det kan bli nødvendig med løsninger som bidrar til et jevnere strømforbruk og mer fleksibilitet i kraftsystemet. En slik løsning er å bruke batterier til lastflytting.

Studien utført undersøker om batterier kan brukes til å redusere effekttopper fra elbillading ved Bioteknologibygningen (BTB) på NMBU. Det er gjort ved å analysere historiske forbruksdata for elektrisitet, simulere lastflytting med tre ulike batterisystemer og undersøke den økonomiske lønnsomheten ved bruk av batterier til lastflytting.

Forbruksdata fra BTB for årene 2016-2019 og 2021 er analysert for å kartlegge hvilken påvirkning elbillading har på effekttoppene ved bygningen. Elbilladingen forekommer samtidig som forbruket allerede er høyt, og bidrar dermed til å øke allerede høye effekttopper. Informasjon om tre ulike batterisystemer på markedet og de historiske forbruksdataene fra BTB er brukt for å simulere lastflytting. For alle batteriene er reduksjonen i effekttoppene større enn økningen i effektuttak forårsaket av elbillading. Beste resultat oppnådd i simuleringene er en reduksjon av effekttopper på 24,6 kW, som tilsvarer 12,5% av opprinnelig effekttopp. Endring i kostnader knyttet til effektledd, strømpris og energiledd er estimert og brukt i beregning av netto nåverdi og tilbakebetalingstid. Med de avgrensninger satt i oppgaven er ingen av batterisystemene en lønnsom investering, da beste resultat var en tilbakebetalingstid på 24 år og netto nåverdi på -166 791 kr.

Resultatene viser at elbillading bidrar til å øke effekttoppene til BTB, og at reduksjon av effekttopper kan oppnås ved bruk av batterier til lastflytting. Å bruke batterier kun til lastflytting vil derimot ikke være en økonomisk lønnsom løsning. Til videre arbeid kan det være interessant å se lønnsomheten ved kombinasjon av flere bruksområder for batterier.

Abstract

Extensive decarbonization of several sectors is needed to reduce emissions of greenhouse gasses. Fossil fuels are expected to be phased out with an increasing rate of intermittent power from renewable energy sources. Electrification of the transport sector has come a long way in Norway, and the proportion of electric vehicles (EV) is increasing rapidly. However, increased load on the power system from EV charging and more unregulated power generation can create challenges for the balance in the power grid. Solutions that contribute to a more even power consumption and more flexibility in the power system might be necessary. One such solution is to use batteries for peak shaving.

This master's thesis investigates whether batteries can be used to reduce power peaks from EV charging at the Biotechnology Building (BTB) at NMBU. This is done by analyzing historical consumption data for electricity, simulating peak shaving with three different battery systems, and examining the economic profitability of using batteries for peak shaving.

Consumption data for BTB from the years 2016-2019 and 2021 have been analyzed to determine the impact EV charging has on the power peaks of the building. EV charging often occurs when consumption is already peaking, and thus contributes to increasing power peaks that already are high. Information about three different battery systems on the market and the historical consumption data from BTB have been used to simulate peak shaving. The reduction in power peaks is greater than the increase in power consumption caused by EV charging for all three batteries. The best result obtained in the simulations is a reduction in power peaks of 24,6 kW, which corresponds to 12,5 % of the original peak. Changes in costs related to power tariffs, electricity prices, and the variable grid rental fee are estimated and used in the calculation of the net present value and payback time. None of the battery systems are feasible solutions under the given assumptions and limitations, with the shortest payback period being 24 years and the highest net present value - 166 791 kr.

The results show that EV charging contributes to increasing the power peaks at BTB, and that reduction of power peaks can be achieved by using batteries for peak shaving. Using batteries only for peak shaving, however, will not be an economically profitable solution. For further work, it could be interesting to explore the feasibility of using the batteries for multiple purposes.

Innhold

1	Introduksjon	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	Motivasjon	2
1.3	Problemstilling og avgrensning	2
2	Teori	3
2.1	Det elektriske kraftsystemet	3
2.1.1	Kraftsystemet i Norge	3
2.1.2	Elektrisk effekt	4
2.1.3	Fleksibilitet	5
2.2	Batterier	6
2.2.1	Oppbygging	6
2.2.2	Spesifikasjoner	8
2.2.3	Litiumionbatterier	10
2.3	Økonomi	11
2.3.1	Nettleie og strømpris	11
2.3.2	Batterier	14
3	Case: Campus Ås	16
3.1	Formål	16
3.2	Tilknytning til oppgaven	16
3.2.1	Valg av bygning	16
4	Metode	19
4.1	Databehandling	19
4.1.1	Energinet	19
4.1.2	Analyse og behandling av data	19
4.1.3	Simulering	21
4.2	Batterier	21
4.3	Økonomi	23
5	Resultat og diskusjon	24
5.1	Analyse av effektforbruket ved Bioteknologibygningen	24
5.1.1	Lastkurver 2016-2019 og 2021	24
5.1.2	Gjennomsnittlig uke om vinteren og sommeren	25
5.1.3	Varighetskurve	26
5.2	Simulering med batterier	27
5.2.1	Smart Energy Systems - 92 kWh	27
5.2.2	Hagal - 60 kWh	29
5.2.3	Hagal - 176 kWh	30
5.2.4	Diskusjon om simuleringene	31
5.3	Økonomi	33
5.3.1	Effektledd	33
5.3.2	Forflyttet forbruk	34
5.3.3	Beregning av økonomisk lønnsomhet	35
5.4	Generell diskusjon	36
5.5	Feilkilder og begrensninger ved oppgaven	38

6	Konklusjon og videre arbeid	39
6.1	Konklusjon	39
6.2	Videre arbeid	39
A	Vedlegg	45
A.1	Pythonkode for simulering	45
A.2	Simuleringer	50
A.2.1	Smart Energy Systems - 92 kWh	50
A.2.2	Hagal - 60 kWh	53
A.2.3	Hagal - 176 kWh	56
A.3	SoC-kurver fra beste simulering	59
A.3.1	Smart Energy Systems - 92 kWh	59
A.3.2	Hagal - 60 kWh	60
A.3.3	Hagal - 176 kWh	61

Figurer

2.1	Illustrasjon av av det norske kraftsystemet med produksjon, distribusjon på ulike spenningsnivåer og forbruk. Laget med informasjon fra [8] og [9].	3
2.2	Eksempel på en varighetskurve. Basert på data fra BTB fra perioden 2016-2019 og 2021. Kurven viser at det høyeste momentane forbruket forekommer en liten andel av tiden, og at strømmettet dermed stort sett er overdimensjonert.	4
2.3	Illustrasjon av lastflytting ved bruk av batterier. De røde områdene er reduksjon i effektuttak fra strømmettet og de grønne områdene er økt effektuttak fra strømmettet til opplading av batterier.	5
2.4	Skjematisk representasjon av en battericelle ved utlading. Ioner beveger seg gjennom elektrolytten fra en elektrode til den andre. Elektroner ledes fra den negative elektroden til den positive gjennom en last. Den elektriske strømmen går da motsatt vei. Ved opplading vil prosessen reverseres. Laget med informasjon fra [14].	7
2.5	Spotpris målt i øre/kWh per time i Oslo 4.mars 2022. Data hentet fra Nord Pool [23].	13
2.6	De fem prisområdene for strøm i Norge. Illustrasjon gjengitt fra Statnett med tillatelse [24].	14
3.1	Kart over Campus Ås. Gjengitt fra NMBU med tillatelse [28]. Bioteknologibygningen (BTB) er nummer 454 på kartet.	17
3.2	Elbilladerne tilknyttet BTB, med bygningen i bakgrunnen. Fotograf: Fimke F. Pijfers	18
4.1	Skjerm bilde som viser brukergrensesnittet til Energinet. Bildet viser data fra en egendefinert rapport som inkluderer elektrisitetsforbruk for BTB og elbilladere fra 2021.	20
5.1	Lastkurver for effektforbruket på BTB i perioden 2016-2019 og 2021. Grafen er basert på data fra Energinet, og inkluderer forbruk fra elbilladere.	24
5.2	Lastkurve for BTB for en gjennomsnittlig uke om vinteren, basert på data fra 2016-2019 og 2021.	25
5.3	Lastkurve for BTB for en gjennomsnittlig uke om sommeren, basert på data fra 2016-2019 og 2021.	26
5.4	Varighetskurve basert på data fra BTB fra 2016-2019 og 2021. Grensene for y-aksen er satt etter den minste og største effekten som forbrukes, på henholdsvis 78 kW og 284 kW. Grensene for det forstørrede utsnittet er valgt med tanke på resultatene av simuleringene, presentert i kapittel 5.2.	27
5.5	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 92 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 178 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 18,9 kW.	28
5.6	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 92 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 183 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 14,4 kW.	28
5.7	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 60 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 184 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 12,9 kW.	29

5.8	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 60 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 188 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 9,4 kW.	30
5.9	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 176 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 172,3 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 24,6 kW.	30
5.10	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 176 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 178,6 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 18,7 kW.	31
5.11	“State of Charge” (SoC) til batteriet på 176 kWh ved beste simulering om sommeren. SoC representerer andelen tilgjengelig kapasitet i batteriet sammenlignet med opprinnelig kapasitet.	32
A.1	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 180 kW.	50
A.2	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 178 kW.	50
A.3	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 176 kW.	51
A.4	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 184 kW.	51
A.5	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 182 kW.	52
A.6	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 180 kW.	52
A.7	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 186 kW.	53
A.8	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 183 kW.	53
A.9	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 182 kW.	54
A.10	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 190 kW.	54
A.11	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 188 kW.	55
A.12	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 187 kW.	55
A.13	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 174 kW.	56
A.14	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 171 kW.	56
A.15	Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 170 kW.	57
A.16	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 180 kW.	57
A.17	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 178 kW.	58
A.18	Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 176 kW.	58
A.19	SoC til batteriet på 92 kWh ved beste simulering om vinteren.	59

A.20 SoC til batteriet på 92 kWh ved beste simulering om sommeren.	. . .	59
A.21 SoC til batteriet på 60 kWh ved beste simulering om vinteren.	. . .	60
A.22 SoC til batteriet på 60 kWh ved beste simulering om sommeren.	. . .	60
A.23 SoC til batteriet på 176 kWh ved beste simulering om vinteren.	. . .	61

Tabeller

2.1	Elvia sine priser for effektledd og energiledd. Gjeldende fra 1.januar 2022 for bedriftskunder med timesmålte anlegg. Informasjon hentet fra Elvia [20].	12
4.1	Spesifikasjoner for Smart Energy Systems sin rackløsning med energiinnhold på 92 kWh [30].	22
4.2	Spesifikasjoner for Hagal sin batteriløsning med energiinnhold på 60 kWh [31].	22
4.3	Spesifikasjoner for Hagal sin batteriløsning med energiinnhold på 176 kWh [31].	23
5.1	Oversikt over reduksjon i effekt og kostnader knyttet til effektledd ved bruk av batterier til lastflytting.	33
5.2	Endring i strømforbruk per uke som følge av bruk av batteri til reduksjon av effekttopper. Negative verdier betyr reduksjon i forbruk og positive verdier betyr økning i forbruk.	34
5.3	Oversikt over strømpriser brukt i beregninger. Prisene er beregnet ut fra prisprofil for Sør-Norge i 2030 fra NVE og prognose for strømprisen i Norge i 2030 fra LKMA [33] [4]. Prognosen er delt inn i en lav, en høy og en basisbane.	35
5.4	Endring i strømkostnad og energiledd som følge av forflytning i forbruk som er simulert. Beregningene er gjort med verdier for energiledd fra tabell 2.1 og lavt prisscenario fra tabell 5.3].	35
5.5	Resultater fra beregning av tilbakebetalingstid og netto nåverdi (NPV) for hvert batteri med bruken som er simulert brukt i oppgaven. Endring i effektledd, strømkostnad og energiledd er brukt til å beregne inntekter. Det er antatt at inntekter og kostnader vil være like i alle år. I beregning av NPV er tidshorisonten satt til 10 år, og diskontineringsrenten er satt til 5,53% etter NVEs referanserente [34].	36

Ordliste

AC Alternating current - vekselstrøm.

BTB Bioteknologibygningen, en bygning på NMBU Campus Ås.

CET Central European Time - tidssone som ligger 1 time før Greenwich Mean Time, altså tidssonen Norge ligger i.

DC Direct current - likestrøm.

DoD Depth of Discharge - mengden kapasitet som er tømt fra et batteri sammenlignet med opprinnelig tilgjengelig kapasitet.

EIA Eiendomsavdelingen ved NMBU. Eier av prosjektet Smart Campus.

EOL End of Life - stadiet der et batteri ikke lenger kan oppnå den nødvendige eller påkrevde ytelsen.

Kraftsystem I denne oppgaven er kraftsystem definert som det elektriske kraftsystemet, altså alle komponenter som inngår i produksjon og overføring av elektrisitet.

LFP-batterier Batterier med litium-jernfosfat, en type litiumionbatteri.

NMBU Norges miljø- og biovitenskapelige universitet.

NPV Net Present Value - netto nåverdi. Viser verdien av en investering uttrykt i dens nåverende verdi.

NVE Norges vassdrags- og energidirektorat.

OPC Open circuit voltage - den teoretisk mulige spenningen en battericelle kan levere uten last.

SES Smart Energy Systems - leverandør av batteriløsninger.

SoC State of Charge - andelen kapasitet tilgjengelig i et batteri sammenlignet med opprinnelig tilgjengelig kapasitet.

SoH State of Health - batteriets helsetilstand. Forholdet mellom den målte og den nominelle kapasiteten til et batteri.

TSO Transmission System Operator - nettoperatør for transmisjonsnett.

Enheter

A Ampere - måleenhet for elektrisk strøm.

Ah Amperetimer - måleenhet for batterikapasitet.

°C Grad celsius - måleenhet for temperatur.

dm³ Kubikkdesimeter - måleenhet for volum.

kg Kilogram - måleenhet for masse.

l Liter - måleenhet for volum. $1 \text{ l} = 1 \text{ dm}^3$

NOK Norske kroner - Norges valuta. Hvis det er innforstått at det gjelder norske kroner brukes ofte kr i stedet for NOK.

V Volt - måleenhet for elektrisk spenning. $1 \text{ kV} = 1000 \text{ V}$

W Watt - måleenhet for elektrisk effekt. $1 \text{ kW} = 1000 \text{ W}$

Wh Wattimer - måleenhet for energi. $1 \text{ kWh} = 1000 \text{ Wh}$

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Klimakrisen omtales som vår tids største utfordring. Hav som stiger og blir surere, høyere gjennomsnittstemperatur på jorda, is som smelter, mer ekstremvær, tap av naturmangfold, mennesker på flukt og større økonomisk ulikhet er noen av konsekvensene av menneskers klimagassutslipp [1]. Parisavtalen, den første globale juridisk forpliktende klimaavtalen, ble vedtatt i desember 2015. I tidligere klimaforhandlinger ble det en vedtatt enighet om å begrense temperaturstigningen fra 1850 til 2100 til 2 grader; det velkjente togradersmålet. Parisavtalen gikk lengre enn det, med et mål om å forsøke å begrense oppvarmingen til 1,5 grader [2]. For å klare det må utslippet av klimagasser reduseres kraftig. Den Europeiske Union (EU) vedtok i sin European Green Deal at nettoutsippet av klimagasser skal reduseres med minst 55% innen 2030 sammenlignet med 1990, og være null i 2050 [3]. Det krever en omfattende avkarbonisering av blant annet energisektoren, industri og transport.

Avkarbonisering av energisektoren innebærer en overgang fra fossile til fornybare energikilder. Sol- og vindkraft forventes å få en kraftig vekst i Europa fram mot 2040. En overgang medfører imidlertid noen utfordringer for stabiliteten og fleksibiliteten i kraftsystemet. I Norge står regulerbar vannkraft for majoriteten av produksjonen av elektrisk energi, mens det meste av Europa baserer seg på termiske kraftverk. Det er regulerbare produksjonsmetoder, altså kan produksjonen skrues av og på eller reguleres etter behov. Fornybare energikilder som sol- og vindkraft er uregulerbare, siden produksjonen avhenger av når solen skinner eller vinden blåser [4].

For transportsektoren kan avkarbonisering bety elektrifisering, og i Norge har elektrifisering av transportsektoren kommet godt på vei. Fra 2014 til 2021 økte andelen elbiler i salget av nye personbiler fra 12,5% til 64,5%. I tillegg kommer andelen hybridbiler og ladbare hybridbiler [5]. I Nasjonal transportplan 2022-2033 ble det satt som mål at alle nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy innen 2025, og det antas at en stor andel av de vil være elektriske [6]. Elektrisitet vil dermed spille en større rolle i transportsektoren i tiden framover. Lading av elektriske kjøretøy vil bli en ny og større del av det samlede elektriske energiforbruket. Framtidens kraftproduksjon og kraftsystem må kunne forsyne og håndtere det forbruket. Dersom mange elbiler lades samtidig kan det skape utfordringer for kraftsystemet, spesielt transformatorer og kabler i distribusjonsnett [7]. Det gjelder spesielt dersom ladingen av elbiler skjer samtidig som strømforbruket er høyest.

I kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom produksjon og forbruk. Økt belastning fra elbillading og mer uregulerbar produksjon kan begge skape utfordringer for balansen. En potensiell løsning er å bruke batterier til å redusere belastningen på strømmettet i perioder med høyt forbruk. Det kan bidra til et jevnere strømforbruk og mer fleksibilitet i kraftsystemet, og dermed mindre behov for oppgradering av strømmettet.

1.2 Motivasjon

Smart Campus er et prosjekt ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), med formål om å utnytte arealene bedre, spare energi og effekt, og forbedre dialogen med brukere om inn klima. Flere av bygningene på Campus Ås har elbilladere, og i forbindelse med prosjektet er det interessant å undersøke hvordan elbilladerne påvirker effektforbruket til bygningene og om bruk av batterier kan redusere effekttoppene knyttet til dem.

1.3 Problemstilling og avgrensning

Hovedmålet med oppgaven er å undersøke om batterier kan brukes for å redusere effekttoppene som følge av elbillading ved Bioteknologibygningen ved NMBU. Arbeidet ble konkretisert i en problemstilling og tre undermål, som er presentert under.

Problemstilling:

(P): Kan batterier brukes for å redusere effekttoppene fra elbillading ved Bioteknologibygningen på NMBU?

Undermål:

(U1): Kartlegge påvirkningen av elbillading på effekttoppene ved Bioteknologibygningen.

(U2): Undersøke potensialet for reduksjon av effekttopper ved lastflytting fra batteribruk.

(U3): Undersøke den økonomiske lønnsomheten ved bruk av batterier til lastflytting.

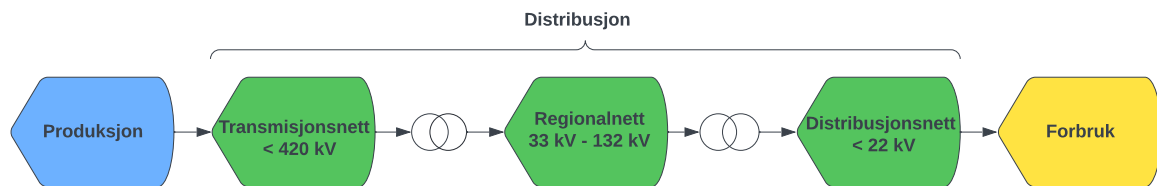
Oppgaven ser bort fra juridiske reguleringer og bestemmelser for batterisystemer, virkningen batterisystemer kan ha på spenningskvaliteten i strømmettet og samfunnsøkonomiske vurderinger.

2 Teori

2.1 Det elektriske kraftsystemet

2.1.1 Kraftsystemet i Norge

Kraftforsyningen i Norge har tre hovedkomponenter: Produksjon, distribusjon og forbruk. Kraftprodusentene står for produksjonen av elektrisk energi, som innebærer konvertering av andre energiformer, slik som strålingsenergi og kinetisk energi. Den elektriske energien overføres deretter som strøm til forbrukerne, som inkluderer alt fra husholdninger til kraftkrevende industri [8]. En enkel framstilling av det norske kraftsystemet vises i figur 2.1.



Figur 2.1: Illustrasjon av av det norske kraftsystemet med produksjon, distribusjon på ulike spenningsnivåer og forbruk. Laget med informasjon fra [8] og [9].

Det norske strømnettet er delt inn i tre nettnivåer: Transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Transmisjonsnettet, også kalt sentralnettet, er hovednettet som knytter produsenter og forbrukere i ulike landsdeler sammen. Det kan ses på som strømmnettets europaveier, og inkluderer også utenlandsforbindelsene. Spenningsnivået er normalt på 300 til 420 kV, men enkelte linjer har en spenning på 132 kV [8]. Den høye spenningen minimerer tap under overføring, ettersom det ved høy spenning kreves lavere strøm for å overføre samme effekt. En lavere strøm vil medføre mindre ohmske tap, gitt av formelen

$$P_{tap} = I^2 R. \quad (2.1)$$

P_{tap} er effekten som går tapt, I er strømmen som går i linjen og R er den resistive motstanden i ledningen [10]. Transmisjonsnettet eies og driftes av Statnett SF, som er “Transmission System Operator” (TSO) i Norge. Det er Statnett sin oppgave å sørge for at det til enhver tid er balanse i strømnettet [8].

Regionalnettet kan ses på som strømmnettets fylkesveier, og binder sammen transmisjons- og distribusjonsnettet. Det har normalt spenningsnivå på 132 kV til 66 kV, men har også linjer med spenning på 33 kV. Distribusjonsnettet er som strømmnettets gater og lokale veier. Det består av de lokale strømmnettene som sørger for distribusjon av kraft til mindre sluttbrukere. Det skilles mellom høyspent og lavspent distribusjonsnett, der skillet går på 1 kV. Lavspent distribusjonsnett har normalt en spenning på 400 V eller 230 V, mens høyspent distribusjonsnett har en spenning på opp til 22 kV. Både regional- og distribusjonsnettet eies og driftes hovedsakelig av nettselskaper [8] [9].

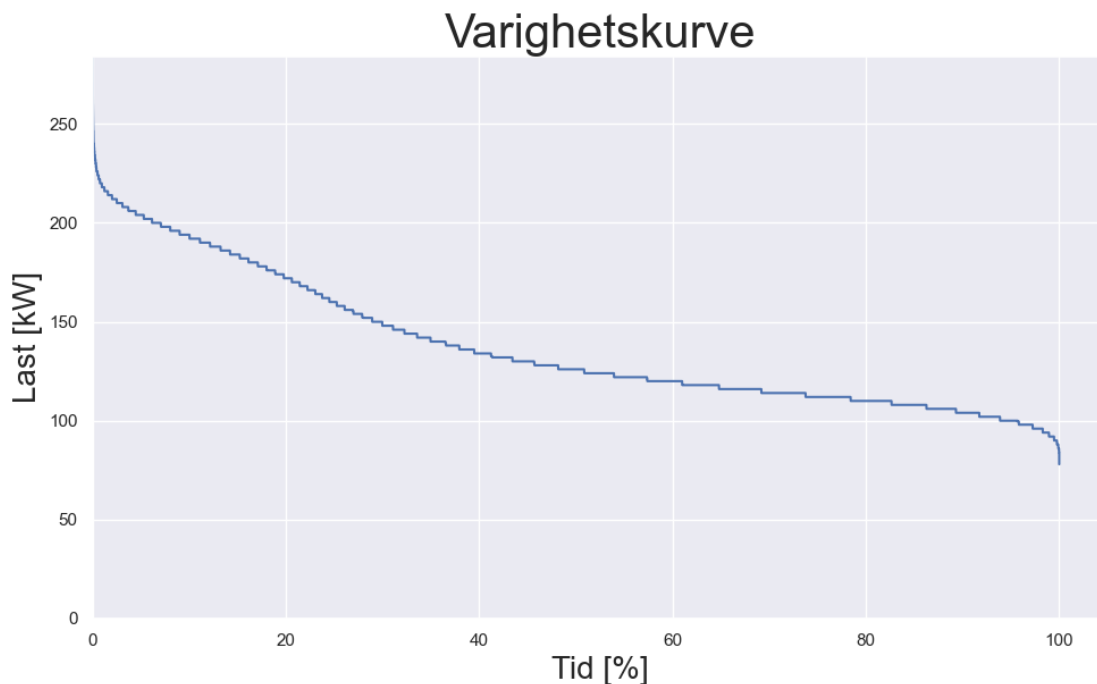
En hovedregel i kraftsystemet er at det alltid må være i balanse. Produksjon og import av elektrisk kraft må til enhver tid være lik forbruk og eksport, pluss eventuelle

tap ved overføring. Det foregår dermed en hårfin balansegang der kraftprodusenter må justere produksjonen etter det momentane forbruket [8].

2.1.2 Elektrisk effekt

De fleste forbrukere tenker på elektrisk energi i form av kWh, siden størstedelen av strømreregningen ofte baserer seg på hvor mange kWh som er brukt. For kraftsystemet er derimot effekt, målt i Watt [W], viktigere [10].

Effekt er et mål på energi per tid, og enheten Watt kan skrives om til $W = J/s$. Effekt er dermed et mål på hastigheten den elektriske energien produseres eller forbrukes. Strømnettet må dimensjoneres for den maksimale effekten fra alle forbrukere, altså det tidspunktet der forbrukerne bruker mest strøm samtidig. Den maksimale effekten forekommer normalt en svært kort periode, slik at kapasiteten på nettet store deler av tiden er overdimensjonert. Det illustreres i varighetskurven i figur 2.2. Varighetskurven viser sammenhengen mellom forbrukt effekt og hvor stor andel av tiden den effekten forekommer. Ofte vil varighetskurver visualisere at størstedelen av tiden er den forbrukte effekten lavere enn effekten nettet er dimensjonert for å håndtere. Med endringer i både produksjons- og forbruksmønster av elektrisk energi kan det derimot forventes flere perioder med et høyt momentant forbruk eller et høyere maksimalforbruk [11].

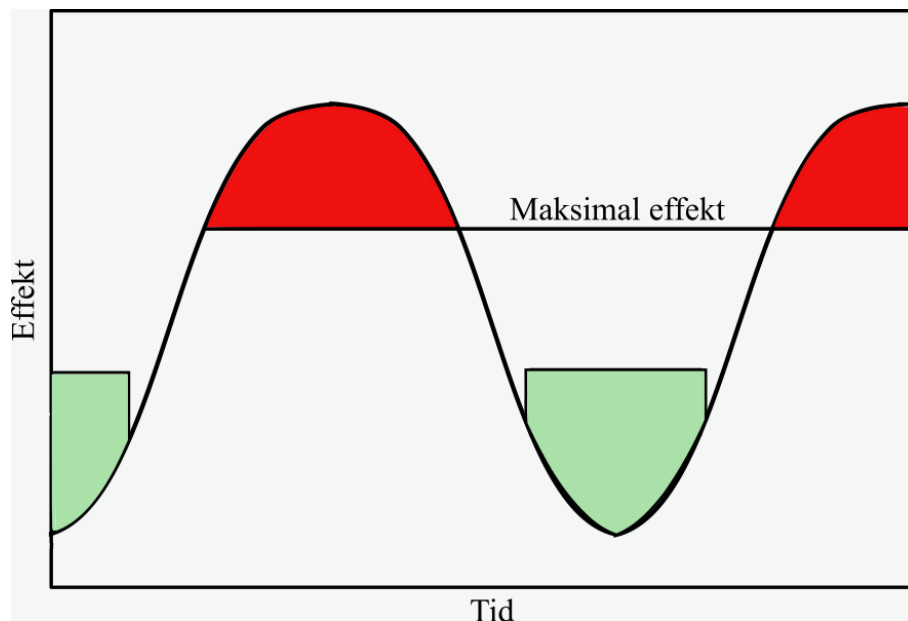


Figur 2.2: Eksempel på en varighetskurve. Basert på data fra BTB fra perioden 2016-2019 og 2021. Kurven viser at det høyeste momentane forbruket forekommer en liten andel av tiden, og at strømnettet dermed stort sett er overdimensjonert.

Dersom det maksimale forbruket øker må enten kapasiteten på strømnettet økes, eller det må iverksettes tiltak som enten reduserer eller flytter forbruket. Å bygge ut nytt eller skalere opp eksisterende strømnett kan ha konsekvenser for natur,

dyreliv og mennesker. Det er i tillegg kostbart og kan medføre en økning i nettleien [12]. Det er derfor ønskelig med tiltak som reduserer eller fjerner behovet for å oppgradere strømmettet.

En metode for å redusere behovet for oppgradering av strømmettet er lastflytting. Ved lastflytting flyttes forbruk fra tider med høyt forbruk og effektuttak til tider med lavere forbruk. En maksimal effekt kan bestemmes, der effektuttak høyere enn det må reduseres til den maksimale effekten og resterende effekt må tas ut i en periode med lavere forbruk [12]. Det kan gjøres ved å utsette forbruk i tid, men det vil være vanskelig dersom forbruket er nødvendig i den gitte perioden. En annen måte er å bruke batterier til lastflytting. Batterier kan lades opp i perioder med lavt forbruk, for så å levere effekt i perioder med høyt forbruk. På den måten trenger ikke det faktiske forbruket av effekt å forflyttes i tid, men det unngås at effektuttaket fra strømmettet blir for høyt. En konsekvens ved bruk av batterier er at effektuttaket i perioder med normalt lavt forbruk blir høyere. Lastflytting ved bruk av batterier er illustrert i figur 2.3. De røde områdene viser reduksjonen i effekt hentet ut av strømmettet, altså effekten levert av batterier. De grønne områdene viser økningen i effektuttak som følge av opplading av batterier i perioder med lavere forbruk.



Figur 2.3: Illustrasjon av lastflytting ved bruk av batterier. De røde områdene er reduksjon i effektuttak fra strømmettet og de grønne områdene er økt effektuttak fra strømmettet til opplading av batterier.

2.1.3 Fleksibilitet

Balanse i kraftsystemet forutsetter at en stor nok andel av forbruk og produksjon er fleksibel. Begrepet fleksibilitet brukes om den delen av forbruk og produksjon som kan endre uttaket eller tilførselen av kraft. Batterier inngår i definisjonen, ettersom de både kan forbruke og tilføre kraft [13].

I både det nordiske og det europeiske kraftsystemet har majoriteten av produksjonen kommet fra regulerbare kilder, slik som termiske kraftverk eller regulerbar vannkraft. Fleksibiliteten i markedet har dermed i stor grad kommet fra produksjonssiden i kraftsystemet. Dagens kraftsystem er imidlertid i endring. Fram mot 2040 anslår NVE at kraftforbruket i Norge vil øke med 26% - fra 138 TWh i 2021 til 174 TWh i 2040. Hovedårsaken til det er elektrifisering av transport, petroleumsvirksomheten og industri. I Europa er det forventet at forbruket vil øke med 643 TWh fram mot 2040, som tilsvarer en økning på 22% fra 2021 til 2040. Det er ventet en økning i kraftproduksjonen, men store deler av veksten forventes å komme fra uregulerbare kilder. I Norge er kraftproduksjonen anslått å øke med 28 TWh fram mot 2040 som følge av ny sol- og vindkraft, men også en økning i vannkraftproduksjonen [4]. Ny fornybar energi, slik som sol-, vind- og bølgekraft, er uregulerbar. Det betyr at produksjonen ikke kan styres etter ønske og behov, men at det produseres kraft når energikilden er tilgjengelig. En økning i andelen uregulerbar kraftproduksjon vil dermed medføre en reduksjon i andelen fleksibilitet fra produksjonssiden i kraftsystemet. For å unngå en knapphet på fleksibilitet vil forbrukerfleksibilitet og lagring bli viktigere [13].

Forbrukerfleksibilitet går ut på at forbrukere selv kan justere uttaket av kraft for å opprettholde balanse i systemet. Forbruket av elektrisitet har lenge vært lite prisfølsomt, og andelen forbrukerfleksibilitet har dermed vært lav. Framover er det forventet at forbrukerfleksibilitet vil spille en viktigere rolle i balanseringen av kraftsystemet. Nytt forbruksmønster eller en smart forvaltning av eksisterende forbruk kan bidra til ny forbrukerfleksibilitet. Eksempler på det er smartere oppvarming og nedkjøling av bygninger, bruk av strøm fra elbilbatterier til Vehicle to Home- (V2H) eller Vehicle to Grid (V2G), eller å lade elbiler smartere. Slike løsninger har lenge vært lite lønnsomme og vanskelige å gjennomføre. Med lav priselastisitet har det heller ikke vært mye å spare, siden endringer i strømprisen i liten grad har påvirket det kortsiktige forbruket. Med mer volatile kraftpriser, tydeligere prissignaler og nye teknologiske løsninger vil det bli både mer lønnsomt og gjennomførbart med slike tiltak som øker graden av forbrukerfleksibilitet [13].

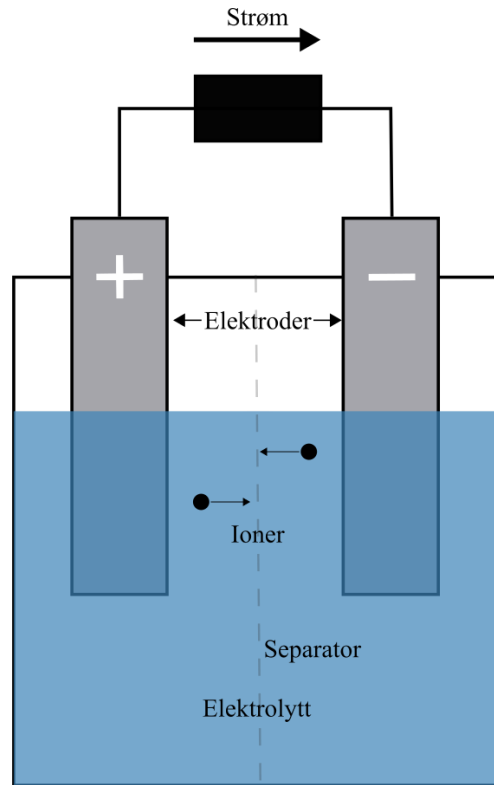
2.2 Batterier

2.2.1 Oppbygging

Batterier omformer kjemisk energi til elektrisk energi, og har blitt en utbredt metode for å lagre energi. Det finnes mange ulike typer batterier med ulike egenskaper, men prinsippene er de samme. Det er vanlig å dele batterier inn i to forskjellige typer: primære batterier og sekundære batterier. Et primært batteri kan kun brukes en gang, mens et sekundært batteri kan gjenoplades og brukes flere ganger [14].

Batterier består av én eller flere galvaniske celler, ofte kalt battericeller. Figur 2.4 viser en skjematisk representasjon av en battericelle. Den galvaniske cellen består av en positiv elektrode, en negativ elektrode, en elektrolytt, en separator og en beholder. De kjemiske reaksjonene som genererer elektrisitet foregår ved elektrodene. De to elektrodene har ulikt elektrodepotensial, som forårsaker en spenningsdifferanse i cellen. Den positive elektrodene har et høyere elektrodepotensial, og det vil skje en reduksjonsreaksjon her, altså tar elektrodematerialet til seg elektroner.

Ved den negative elektroden vil det skje en oksidasjonsreaksjon, der elektroner frigis fra elektroden. Elektronene kan ledes fra den ene elektroden til den andre gjennom en ytre krets. Til den ytre kretsen kan det kobles på en last som bruker elektrisk energi, eller strøm. Separatoren har til formål å holde elektrodene adskilt og elektrolytten lar ioner bevege seg mellom elektrodene. Slik blir det en sluttet krets [14].



Figur 2.4: Skjematisk representasjon av en battericelle ved utlading. Ioner beveger seg gjennom elektrolytten fra en elektrode til den andre. Elektroner ledes fra den negative elektroden til den positive gjennom en last. Den elektriske strømmen går da motsatt vei. Ved opplading vil prosessen reverseres. Laget med informasjon fra [14].

I et primært batteri foregår prosessen som nevnt over kun én gang, til det ikke lenger er noen spenningsdifferanse mellom elektrodene. Ved opplading av et sekundært batteri kobles en ytre spenningskilde til de to elektrodene. Den påførte spenningen fører til at prosessen som forklart over reverseres. Elektroner går fra den positive elektroden til den negative, og de kjemiske reaksjonene reverseres. Den prosessen kalles elektrolyse [14].

Strømmen som genereres av et batteri er en likestrøm (DC), mens strømmen som overføres i strømmettet og brukes i bygninger er vekselstrøm (AC). For å bruke batterier inn mot bygninger må derfor likestrømmen fra batteriet omformes til vekselstrøm. Det gjøres ved bruk av en inverter [15].

2.2.2 Spesifikasjoner

Spenning

Differansen i elektrodepotensiale for de to elektrodene bestemmer den teoretiske spenningen som battericellen kan levere uten last. Den spenningen kalles Open Circuit Voltage (OPC). Grunnet indre motstand i cellen vil den reelle spenningen som leveres være lavere enn OPC. Den indre motstanden forårsakes bl.a. av ohmske tap i de ledende elementene i cellen, utarming av ioner i elektrolytten rundt elektrodene og hvor godt de ladde partiklene i cellen overføres av elektrodene. De ohmske tapene i cellen avhenger av hvor stor strøm som går i battericellen, som vist i likning 2.1. Den indre motstanden medfører også at spenningen som kreves ved opplading av sekundære batterier må være høyere enn OPC 14.

Som nevnt i 2.2.1 kan et batteri bestå av en eller flere battericeller. Hvor høy spenning batteriet kan levere avhenger av antall celler i batteriet og hvordan de er koblet sammen. Dersom battericellene kobles i serie vil batterispenningen bli lik summen av alle cellespenningene, men kobles de i parallell vil batterispenningen være lik cellespenningen 14.

Kapasitet

Kapasiteten til et batteri er et mål på hvor mye ladning som kan hentes ut av batteriet under gitte forutsetninger. Kapasitet måles som regel med enheten ampere-timer [Ah], der kapasiteten er et mål på hvor lenge batteriet kan levere en gitt strøm før det går tomt. Kapasiteten kan beregnes ved

$$C = I \cdot t, \quad (2.2)$$

der C er kapasiteten, I er strømmen batteriet leverer og t er tiden det tar før batteriet er utladet, gitt i timer [h]. Kapasiteten vil variere med batteriets temperatur, alder og slitasje, samt strøm. Raskere utlading gir lavere kapasitet. Derfor angis ofte en nominell kapasitet på batterier, altså kapasiteten ved gitte forhold. Ofte benyttes en temperatur på 25°C og en strøm som tømmer batteriet på 5 timer fra fulladet tilstand. For å angi strømmen som er brukt til å beregne kapasiteten brukes ofte C/t , hvor t oppgis i timer. Det kalles C-rate. $C/5$ betyr at batteriet lades ut på 5 timer ved gitt strøm, mens $2C$ betyr at det tar 30 min 14

Mengden kapasitet som er tømt fra et batteri sammenlignet med den totale mengden opprinnelig tilgjengelig ved samme utladningsrate kalles “Depth of Discharge” (DoD). DoD oppgis vanligvis som en prosentandel, og beregnes ved

$$DoD = \frac{C_{utladet}}{C_{total}}, \quad (2.3)$$

der $C_{utladet}$ er mengden kapasitet som er tømt fra batteriet ved utlading og C_{total} den opprinnelige kapasiteten til batteriet før utlading. Andelen tilgjengelig kapasitet sammenlignet med opprinnelig tilgjengelig kapasitet kalles “State of Charge” (SoC). SoC kan beregnes ved

$$SoC = 1 - DoD. \quad (2.4)$$

Energiinnhold og effekt

Når batterier med lik spenning sammenlignes er det vanlig å se på kapasiteten, men det fungerer ikke like godt når batterier med ulike spenningsnivå skal sammenlignes. Da er det mer hensiktsmessig å sammenligne energiinnholdet i batteriene. Energiinnholdet kan beregnes ved likningen

$$E = V \cdot C, \quad (2.5)$$

der E er energiinnholdet målt i Wh, V er batteriets spenning og C batteriets kapasitet. For spenningen er det vanlig å bruke OPC, ettersom det gir den intrinsiske energien som er lagret i batteriet. Energien som leveres til en last vil imidlertid avhenge av hvordan batteriet lades ut, ettersom både kapasiteten og spenningen endres med strømmen som trekkes ut av batteriet. Høyere strøm vil gi både lavere kapasitet og spenning som batteriet kan levere [14].

To andre viktige størrelser for batterier er spesifikt energiinnhold og energitetthet. Spesifikt energiinnhold er et mål på hvor mye energi som er lagret per masseenhet i batteriet, og oppgis med enheten Wh/kg. Energitetthet er et mål på hvor mye energi som er lagret per volum i batteriet, og oppgis med enhetene Wh/l eller Wh/dm³. Dette er viktige parametre for batterier som skal transporteres. For slike batterier er det ønskelig med høyt spesifikt energiinnhold og høy energitetthet for å holde batteriene så lette og små som mulig [14].

Det er ofte nyttig å vite hvor stor effekt et batteri kan levere. På samme måte som for energi kan effekt oppgis som spesifikk effekt, målt i W/kg, og effekttetthet, målt i W/l eller W/dm³. I de fleste tilfeller må det gjøres en avveining mellom energi og effekt, da høyere tilgjengelig effekt betyr mindre lagret energi. Det kommer av designet på batteriet. Et batteri som skal levere høy kontinuerlig effekt vil ha et annet design enn et som skal levere korte pulser med høy effekt. Et design for høy effekt vil være vanskelig å kombinere med høyt energiinnhold [14].

Temperatur

Ytelsen til et batteri avhenger av temperaturen til omgivelsene. Innendørs ligger temperaturen som regel mellom 15°C og 30°C. Det er et temperaturspenn hvor de fleste batterier vil ha en god ytelse. Ved temperaturer mye høyere eller lavere enn det vil ytelsen til de fleste batterier falle raskt, spesielt ved lave temperaturer [14].

Virkningsgrad

Energien som kan leveres av et sekundært batteri vil alltid være mindre enn energien som er brukt til å lade opp batteriet. Det kommer av tap fra sidereaksjoner, som korrosjon av batterikomponenter og gassdannelse i elektrolytten, og den indre motstanden i battericellen. Den elektriske virkningsgraden angir forholdet mellom energien batteriet kan levere og energien brukt til opplading, og uttrykkes ved

$$\eta = \frac{E_{utladet}}{E_{oppladet}}. \quad (2.6)$$

η er virkningsgraden, $E_{utladet}$ er energien levert ved utlading og $E_{oppladet}$ er energien tilført ved opplading av batteriet. Virkningsgraden ligger ofte på rundt 90%, altså går rundt 10% av energien tapt. Virkningsgraden avhenger imidlertid sterkt

av omgivelsestemperaturen og opp- og utladingsraten, og vil dermed ikke være konstant. Høy temperatur og høy utladingsrate vil føre til større tap og en lavere virkningsgrad [14].

Levetid

Over tid vil batterikapasiteten svekkes som følge av bruk og tidens gang. Det kalles aldring. Aldring som skyldes bruk av batteriet kalles syklisk aldring, mens aldring som skjer over tid selv om batteriet ikke brukes kalles kalenderaldring. I tillegg til å svekke kapasiteten, kan aldring føre til en lavere spenning og levert effekt fra batteriet. Syklisk aldring avhenger i stor grad av hva slags sykluser (opp- og utlading) batteriet har gått gjennom. Sykluser med dyp utlading eller overopplading er spesielt skadelige for et sekundært batteri, og vil redusere levetiden betraktelig. Et batteri vil som regel tåle et høyere antall grunne sykluser, altså sykluser der batteriet verken lades helt ut eller opp [14].

For å få et inntrykk av den samlede degraderingen av et batteri brukes ofte “State of Health” (SoH), eller batteriets helsetilstand. SoH er forholdet mellom den målte kapasiteten til batteriet og den nominelle kapasiteten, vist ved likningen

$$SoH = \frac{C_{m\ddot{a}lt}}{C_{nominell}}. \quad (2.7)$$

$C_{m\ddot{a}lt}$ er den målte kapasiteten ved fulladet batteri og $C_{nominell}$ er batteriets nominelle kapasitet, altså den som ofte oppgis fra produsenten [16]

Levetiden til et sekundært batteri kan defineres på ulike måter. Oftest måles den ut fra antall år batteriet er i bruk eller antall sykluser (opp- og utlading) det går gjennom. Det er normalt å definere omgivelsestemperatur og C-rate hvis levetiden oppgis i antall sykluser. Stadiet der et batteri ikke lenger kan oppnå den nødvendige eller påkrevde ytelsen kalles “End of Life” (EoL), og brukes som et målepunkt på hvor lenge et batteri kan brukes. Ofte måles EoL ut ifra et punkt der kapasiteten til batteriet ikke lenger er på et akseptabelt nivå, for eksempel når 80% av opprinnelig kapasitet gjenstår. Det tilsvarer en SoH på 0,8. EoL kan også bestemmes ut fra batteriets effekt. Da brukes ofte punktet der effekttettheten har falt til 80% av nominell verdi ved 80% DoD [14].

2.2.3 Litiumionbatterier

Utviklingen innen sekundære batterier har gått raskt. Lenge var blysyrebatteriet den dominerende typen av sekundære batterier [14]. I takt med at bruken av sekundære batterier har økt har batterier basert på litium tatt en større rolle. Litiumionbatterier (Li-ionbatterier) er dominerende innen elbiler og forbrukerelektronikk, men spiller også en viktig rolle i andre anvendelser, som storskala lagring av elektrisk energi [17].

Li-ionbatterier har en rekke egenskaper som kan forklare den økende populariteten. De har generelt høy energitetthet, høy levert spenning, tåler mange ladesykluser, har lav selvutlading ved oppbevaring og egner seg for hurtig opplading.

I Li-ionbatterier er det litiumioner som bærer ladning mellom elektrodene. Som regel består den negative elektroden av grafitt, mens materialet i den positive elektroden kan variere. Litiumionene beveger seg mellom de to elektrodene ved opp- og utlading av batteriet. Hvilket materiale som benyttes til den negative elektroden vil påvirke egenskapene til batteriet [14]. Noen av de vanligste sammensetningene i dag er litium-nikkel-mangan-kobolt (NCM), litium-nikkel-mangan-aluminium (NCMA) litium-mangan-oksid (LMO) og litium-jernfosfat (LFP). Hver av de vil ha en noe ulik karakteristikk og ulike fordeler og ulemper. For eksempel er LFP-batterier gode med tanke på kostnader, sikkerhet, levetid og spesifikk effekt, men de har relativt lav energitetthet. LMO-batterier er bedre med tanke på energitetthet, men vil til gjengjeld prestere dårligere med tanke på sikkerhet og levetid [17].

2.3 Økonomi

2.3.1 Nettleie og strømpris

I Norge består strømregningen av tre hovedkostnader: Kostnaden for strøm, nettleie og avgifter. Størrelsen på disse avhenger av avtalen man har med sin kraftleverandør, hvor man bor og om man er privat- eller bedriftskunde [18]. Dette delkapittelet vil fokusere på bestemmelsene for bedriftskunder, ettersom det er de som gjelder for NMBU [19].

Det er kraftleverandørene som har ansvar for å kjøpe strøm på kunden sine vegne. Hva kunden betaler for strømmen avhenger av leverandør og hvilken avtale som er valgt [18]. Avgiftene består av en lovpålagt innbetaling til Enova, forbruksavgift (også kalt elavgift) og merverdiavgift. De settes av staten, men kreves inn sammen med nettleien. Nettleien betales til det lokale nettselskapet og skal dekke kostnadene for å transportere strømmen. Det inkluderer drift, vedlikehold og utbygging av kraftnettet [20]. Nettselskapet eier infrastrukturen som strømmen bruker og skal sørge for at strømmen blir levert. Nettselskapene har monopol på et gitt avgrenset område. Det betyr at alle innenfor det nettområdet har samme nettselskap og de samme betingelsene for nettleie [18].

Nettleie, effektledd og energiledd

I tillegg til de offentlige avgiftene består nettleien av en fast og to variable deler. Den faste kostnaden er en avtale som gir kunden tilgang til strøm, og skal dekke kostnader forbundet med drift av strømmettet. De variable delene er et energiledd og et effektledd. Energileddet henger sammen med kundens strømforbruk, da det betales en sum per kWh brukt i leie av strømmettet. Effektleddet avhenger av kundens effektuttak i en definert periode, men løses ulikt av de ulike nettselskapene [18].

NMBU ligger i nettområdet til Elvia, som avregner effektleddet etter det høyeste effektuttaket i et anlegg per kalendermåned [19]. Det betyr at kunden betaler en sum ut fra den maksimale effekten kunden har brukt en måned. Effektleddet har ulik pris om vinteren og sommeren, ettersom de høyeste effekttoppene typisk forekommer om vinteren. Den differensierte prisingen skal gjenspeile at kraftnettet må bygges ut for å tåle de høyeste toppene og at kostnadene ved å bygge ut nett avhenger av effekttoppene. Effektleddet skal gi kundene et insentiv til å for-

dele forbruket jevnt utover døgnet. Tabell 2.1 viser Elvias priser for effektledd og energiledd for bedriftskunder med timesmålte anlegg fra 1.januar 2022. For NMBU og fokuset i denne oppgaven er det prisene for lavspenning som gjelder [19].

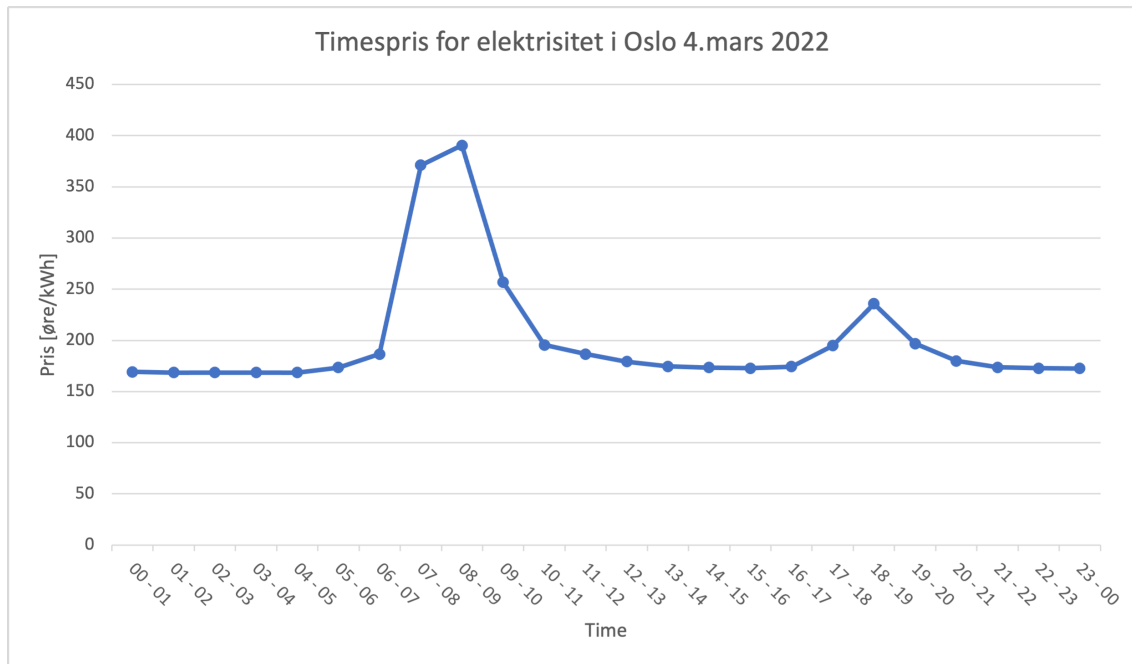
Tabell 2.1: Elvia sine priser for effektledd og energiledd. Gjeldende fra 1.januar 2022 for bedriftskunder med timesmålte anlegg. Informasjon hentet fra Elvia [20].

Ledd	Lavspenning	Fellesmåling	Høyspenning
Effektledd vinter (november-mars)	84 kr/kW/mnd	84 kr/kW/mnd	65 kr/kW/mnd
Effektledd sommer (april-oktober)	35 kr/kW/mnd	35 kr/kW/mnd	25 kr/kW/mnd
Energiledd vinter (november-mars)	7 øre/kWh	7 øre/kWh	3,50 øre/kWh
Energiledd sommer (april-oktober)	3,90 øre/kWh	3,90 øre/kWh	1,80 øre/kWh

Strømpris

Strømprisen settes på kraftbørsen Nord Pool. Det foregår som en auksjon, der forbrukere og produsenter av strøm legger inn sine bud for påfølgende dag innen klokken 12 sentraleuropeisk tid (CET). Kapasiteten i nettet og på koblinger mellom prisområder publiseres klokken 10 CET. Budene for produksjon og forbruk, samt overføringskapasiteten, settes så sammen for å finne en systempris per område. Timesprisene det neste døgnet for de ulike områdene publiseres som regel på Nord Pool klokken 12:45 CET eller senere [21]. Nord Pool har i tillegg et intradagmarked for å håndtere eventuelle endringer gjennom dagen og sikre balansen i nettet [22].

På grunn av variasjon i tilbud og etterspørsel varierer typisk strømprisen gjennom døgnet. Det er illustrert i figur 2.5, som viser strømprisen i Oslo 4.mars 2022. Prisen er oftest høyere om dagen enn om natten, og høyest når forbruket av elektrisitet er størst. Norge har en stor andel regulerbar vannkraft i kraftmiksen, og det har derfor historisk sett vært lite variasjon i strømprisen gjennom døgnet i Norge [7]. Som følge av økt overføringskapasitet til andre land og mer uregulerbar kraftproduksjon er det derimot forventet at det vil endres. Grafen i figur 2.5 har både høyere pris og større variasjon enn det som har vært typisk historisk sett [4].



Figur 2.5: Spotpris målt i øre/kWh per time i Oslo 4.mars 2022. Data hentet fra Nord Pool [23].

Norge består av fem prisområder, som vist i figur 2.6. Det er for å effektivt utnytte de norske kraftressursene, gi signaler til markedet om knapphet og overskudd, og for å sikre en forsvarlig drift av systemet [24]. På grunn av begrenset overføringskapasitet mellom områdene kan det oppstå flaskehals og prisulikheter mellom områdene. Historisk sett har prisene vært relativt like, men perioder med høyt forbruk i sør og øst, og høy produksjon i nord og vest, kan føre til store prisforskjeller. De fleste av mellomlandsforbindelsene går fra Sør-Norge, som gjør at området blir mer påvirket av strømprisene i de tilknyttede landene, som Danmark, Tyskland og Storbritannia. Etersom strømprisen i andre europeiske land typisk har vært høyere enn i Norge kan det bidra til en høyere systempris i Sør-Norge. NMBU ligger i prisområdet NO1, som er et område med høyt forbruk og lav produksjon.



Figur 2.6: De fem prisområdene for strøm i Norge. Illustrasjon gjengitt fra Statnett med tillatelse [24]

2.3.2 Batterier

Batterisystemer til større energilagring er ofte kostbare. Hvorvidt en investering er økonomisk lønnsom må ofte utredes. Batterier kan anvendes på flere områder som kan gi en økonomisk gevinst, dog vil det her fokuseres på lastflytting.

Energisektoren krever ofte store investeringer, men byr samtidig på konkurrerende investeringsmuligheter som kan gjøre det utfordrende å vurdere alternativer opp mot hverandre. Et grunnleggende rammeverk for økonomiske analyser er kostnytte-analysen, hvor kostnader og fordeler over levetiden til et prosjekt evalueres. Investeringer med netto positive fordeler anses som akseptable investeringer. For

private investeringer brukes ofte en lignende tilnærming. For investeringer i offentlige prosjekter eller prosjekter med kollektive goder er det også viktig å gjøre grundige økonomiske analyser [25]. Implementering av batterisystemer ved NMBU anses her som en privat investering, og eventuelle kollektive goder vil dermed ikke vektlegges.

Tilbakebetalingstid

En metode for å evaluere en investering er å se på tilbakebetalingstiden. Formålet er å beregne hvor lang tid det vil ta å tjene inn igjen investeringsutlegget. Tilbakebetalingstiden T_{tb} i dager, måneder eller år beregnes ved å dele investeringskostnaden på inntektene eller reduksjonen i kostnader som følge av investeringen, som vist i likning 2.8. C_{inv} er investeringskostnadene og R er netto inntekter eller reduksjon i kostnader [25].

$$T_{tb} = \frac{C_{inv}}{R} \quad (2.8)$$

Tilbakebetalingsmetoden er en enkel måte å analysere lønnsomheten til en investering. Den tar imidlertid ikke hensyn til hva som skjer etter tilbakebetalingstiden, eventuelle kostnader i løpet av levetiden til investeringen eller pengers tidsverdi [25].

For et batterisystem vil investeringskostnaden være innkjøpskostnaden av et komplett batterisystem, inkludert eventuelle installasjonskostnader. Reduksjon i kostnader kan komme av lavere effekttariff og lavere strømrregning som følge av forflytning av forbruk [25].

Netto nåverdi - NPV

Netto nåverdi, eller Net Present Value (NPV), viser verdien av en investering uttrykt i investeringens nåværende verdi. Metoden tar altså hensyn til pengers tidsverdi. NPV beregner den totale verdien av et prosjekt ved å finne nåverdien av alle inn- og utgående kontantstrømmer i en gitt periode. Det gjøres ved likningen

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{(R_t - C_t)}{(1+i)^t} - I_0 \quad (2.9)$$

der R_t er inntekter i år t , C_t er kostnader i år t , i er diskonteringsrenten og I_0 er den opprinnelige investeringen. Diskonteringsrenten kan anses som et risikostjustert avkastningskrav. Prosjekter med positiv NPV anses som lønnsomme, og en så høy NPV som mulig er ønskelig [25].

3 Case: Campus Ås

3.1 Formål

Smart Campus-prosjektet skal undersøke mulighetene for løsninger knyttet til smarte bygg og smarte nabolag for Campus Ås [26]. Hele eller deler av campus skal betraktes som et enhetlig energisystem og som et bærekraftig smart nabolag [27]. Målet med prosjektet er å oppnå bedre arealutnyttelse, spare energi og effekt og forbedre dialogen med brukere om inn klima [26].

Som en del av prosjektet må det gjøres en grundig kartlegging av den teknologiske modenheten i bygningene på Campus Ås, samt mulighetene som eksisterer for bedre styring i og på tvers av bygningsmassen. I den anledning ble det opprettet et forprosjekt, BEFAB: Brukerorientert energi og fleksibilitetsstyring av bygg i nabolag [28]. Forprosjektet skal analysere mulighetene for å bruke sensorteknologi til å optimalisere arealbruken og dermed energi- og effektuttak i de aktuelle bygningene. I august 2021 fikk forprosjektet tildelt 1 million norske kroner i støtte fra Enova (prosjektnummer 21/2578) [27].

Prosjektet eies av Eiendomsavdelingen (EIA) ved NMBU, men er et samarbeid mellom interne og eksterne parter. Internt bidrar fakultetet REALTEK med forsknings- og utviklingsressurser, og eksternt er Smart Innovation Norway, Statsbygg, Entra og flere eiendomsaktører involvert.

Smart Campus ble påbegynt ved NMBU i 2019, da det ble festet i strategisk dokument for NMBU: «Smarte Bygg/Smart Campus – Ås pilotprosjekt». Dokumentet er forankret hos universitetets ledelse. Styringsdokumentet baserer seg på digitaliseringsstrategien til NMBU, som skal gi en miljøvennlig og bærekraftig utnyttelse av ressurser ved hele NMBU.

3.2 Tilknytning til oppgaven

Flere av bygningene på Campus Ås har elbilladere, og de har ofte et betydelig effektforbruk. I forbindelse med prosjektet er det dermed interessant å undersøke hvordan elbilladerne påvirker effektforbruket til bygningene, og om batterier kan være en hensiktsmessig løsning for å redusere effekttopper.

3.2.1 Valg av bygning

Campus Ås ved NMBU ligger i Ås kommune i Viken fylke. Totalt inkluderer campus over 100 bygninger, som vist i figur 3.1.



Figur 3.1: Kart over Campus Ås. Gjengitt fra NMBU med tillatelse [28]. Bioteknologibygningen (BTB) er nummer 454 på kartet.

Flere av bygningene og områdene på Campus Ås er vernede, og var derfor ikke aktuelle å undersøke. En forutsetning for oppgaven var at bygningen hadde elbillader med timesmåling, og bygninger uten elbilladere tilknyttet eller med ladere uten timesmåling ble dermed utelukket. For å undersøke potensialet for lastflytting var det en fordel at elektrisitetsforbruket i bygningen hadde en relativt stor variasjon i løpet av døgnet. Følgende bygninger oppfylte kravene og ble undersøkt: Bioteknologibygningen (nummer 454 på kartet i figur 3.1), Kirkejordet (nummer 661 på kartet) og Fiskelaboratoriet (nummer 091 på kartet). Forbruket på TF fløy 1 og 2 (nummer 511 og 512 på kartet) ble også undersøkt innledningsvis, men ble gått bort fra ettersom elbilladere tilknyttet bygningene ikke hadde timesmåling.

Bioteknologibygningen (BTB) pekte seg ut som et stort bygg med et varierende elektrisitetsforbruk, og har fire elbilladere med timesmålinger tilknyttet bygningen, vist i figur 3.2. Det ble derfor bestemt at elektrisitets- og effektforbruket ved BTB skulle være fokus for oppgaven.



Figur 3.2: Elbilladere tilknyttet BTB, med bygningen i bakgrunnen. Fotograf: Fimke F. Pijfers

4 Metode

4.1 Databehandling

Innhenting og behandling av data ble gjort ved bruk av Energinet, Excel (versjon 16.59) og Python (versjon 3.7.9). Analyse av data og simulering ble gjort i programmeringsspråket Python ved bruk av det integrerte utviklingsmiljøet Spyder (versjon 4.2.0).

4.1.1 Energinet

Energinet er energioppfølgingssystemet som brukes av Eiendomsavdelingen ved NMBU. Der logges og lagres ulike energidata for Campus Ås, blant annet elektrisitetsforbruk for de ulike bygningene. Data for elektrisitetsforbruket til elbilladerne og Bioteknologibygningen (BTB) er hentet fra Energinet. Høyeste mulige oppløsning er data på timesbasis. Figur [4.1](#) viser et utsnitt av brukergrensesnittet til Energinet, med data for elektrisitetsforbruk på BTB for 2021.

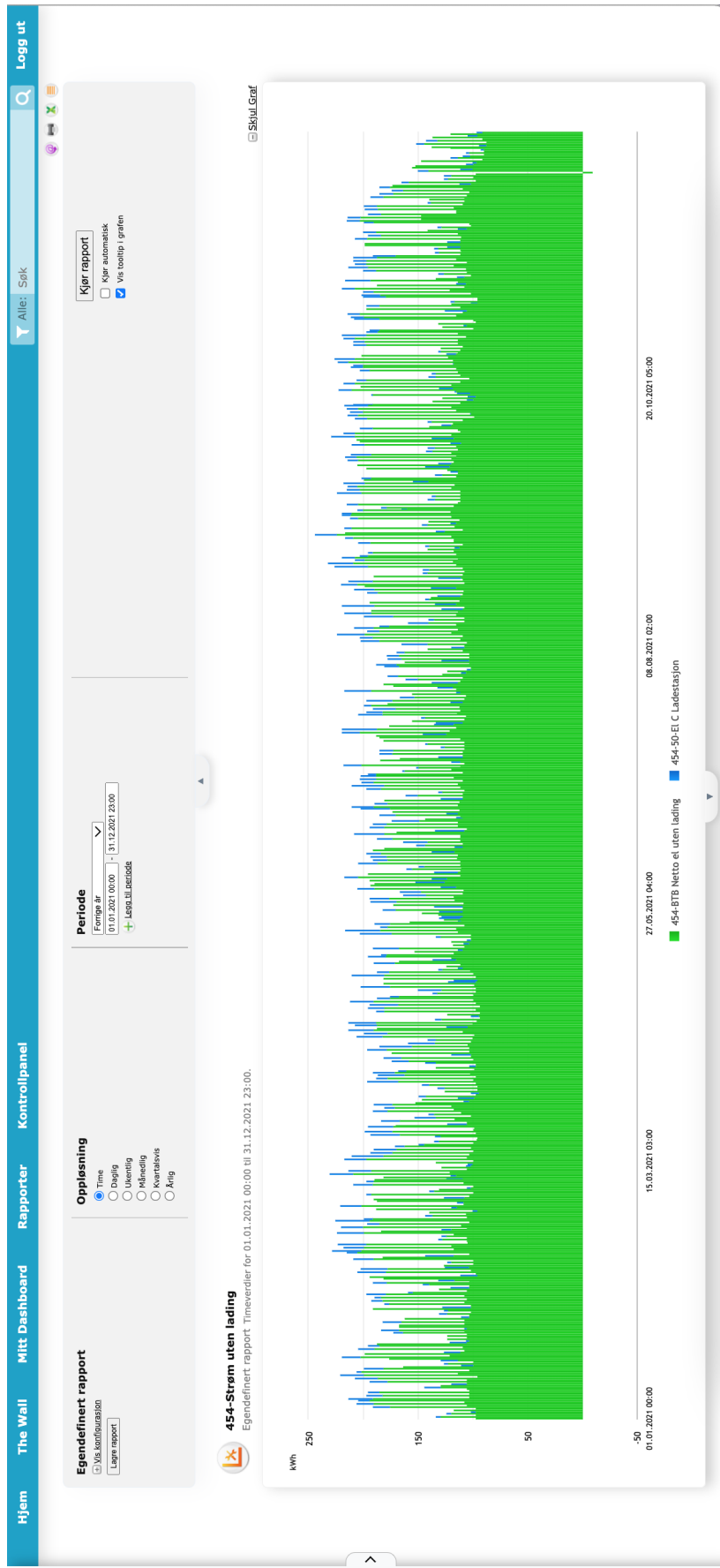
4.1.2 Analyse og behandling av data

I en egendefinert rapport i Energinet ble elektrisitetsforbruket fra elbilladerne og BTB uten elbilladerne lagt inn. Forbruket på timesbasis for årene 2016-2021 ble så lastet ned, da det var høyest mulig oppløsning i Energinet. Dataene for forbruk ble oppgitt i kWh, og representerte den gjennomsnittlige forbrukte effekten den tilhørende timen. Videre vil dette omtales som effektforbruk. Timene i døgnet ble oppgitt som “00:00 - 01:00” til “23:00 - 00:00”.

Dataene fra de ulike årene ble først behandlet i Excel for å få en korrekt sammensetting av data. Ett regneark ble opprettet for hvert år. Det ble så opprettet egne kolonner for år, måned, dag, ukedag, time, ukedag og time samlet, og de ulike effektene: BTB uten ladere, ladere og BTB med ladere. Ukedag representeres ved et tall mellom 0 og 6, der 0 betyr mandag og 6 betyr søndag. Time er oppgitt på formen “00:00 - 01:00” og effektene er oppgitt i kW.

Året 2020 skilte seg ut med et ulikt forbruk enn de andre årene, trolig på grunn av koronapandemien og dens følger etter mars 2020. Det ble derfor bestemt at data fra 2020 ikke skulle brukes videre, ettersom de ikke ble ansett som representative.

Datasettene for de ulike årene ble videre behandlet i Python, der de ble samlet til ett datasett. Timer ved overgang til sommertid og vintertid ble fjernet, nærmere bestemt rader med timesverdiene “01:00 - 03:00” og “02:00 - 02:00”. Rader med tydelig avvikende verdier, som negative verdier for effekt, ble også fjernet. Det gjaldt to rader fra 2021 og to rader fra 2019. Grunnet store datasett med naturlig mye variasjon var det vanskelig å oppdage andre feil, og det ble derfor ikke sett på andre avvik.



Figur 4.1: Skjermbilde som viser brukergrensesnittet til Energinet. Bildet viser data fra en egendefinert rapport som inkluderer elektrisitetsforbruk for BTB og elbilladere fra 2021.

Ettersom nettleien til Elvia er ulik om vinteren og sommeren ble datasettet delt opp i et datasett for vintermånedene (november til mars) og et for sommermånedene (april til oktober). Ved å sortere verdiene for de ulike effektene etter ukedag og time ble det opprettet lastkurver for en gjennomsnittlig uke om vinteren og sommeren. Det ble også laget en varighetskurve for BTB.

4.1.3 Simulering

Simuleringen av bruk av batteri til å redusere effekttopper ved BTB ble basert på koden og metoden presentert i Tråer sin masteroppgave om gjenbruk av brukte elbilbatterier i det norske kraftsystemet [29]. Koden ble tilpasset datasettet og formålet i denne oppgaven. Koden kan ses i vedlegg A.1.

Koden inneholder en klasse for batteri, og inkluderer funksjoner for opp- og utlading av batteriet. Batteriet opprettes ved å legge inn nominell kapasitet, gjenværende kapasitet og DOD-grense. Kapasitetene oppgis som energiinnhold i kWh. Ettersom det i denne oppgaven benyttes nye batterier ble gjenværende kapasitet satt lik den nominelle kapasiteten.

Ladefunksjonen simulerer opplading av batteriet, og gjør det med hensyn på batteriets spesifikasjoner og effektforbruket i systemet det er tilknyttet, som i dette tilfellet er BTB. Batteriet lades kun opp hvis effektforbruket er lavere enn en gitt verdi, og ladingen stopper når forbruket overstiger en definert verdi. Batteriet kan heller ikke lades opp over den nominelle batterikapasiteten. Ladefunksjonen bruker også effekt og virkningsgrad for opplading.

Funksjonen for utlading fungerer på en lignende måte som funksjonen for opplading. Først må effektforbruket være høyere enn en gitt verdi for at utladingen skal starte, og utladingen stopper når forbruket går under en definert verdi. Batteriet kan heller ikke tømmes lengre enn kapasitetsgrensen. Funksjonen bruker også effekt og virkningsgrad ved utlading.

Funksjonene settes så sammen til en samlet simulering for bruk av batterier til reduksjon av effekttopper. I simuleringen brukes spesifikasjonene til batteriet, som nevnt over, og historiske data fra BTB som beskrevet i 4.1.2. Det settes også et tidsrom der batteriet kan lades opp, basert på analyse av forbruksdataene.

4.2 Batterier

For å få informasjon om hvilke løsninger som var tilgjengelige på markedet ble leverandører av batterisystemer kontaktet. Nedenfor finnes informasjon om de ulike batterisystemene som er brukt i beregninger og simulering videre i oppgaven.

Smart Energy Systems

Smart Energy Systems (SES) er en nordisk bedrift som tilbyr løsninger innen energilagring. Ett av batterisystemene de leverer er en rackløsning med nominelt energiinnhold på 92 kWh. Det kan leveres komplett for innendørs montasje med inverter. Spesifikasjoner for batteriet finnes i tabell 4.1.

Tabell 4.1: Spesifikasjoner for Smart Energy Systems sin rackløsning med energiinnhold på 92 kWh [30]

Spesifikasjon	Verdi	Enhet
Nominell energi	92	kWh
DoD-grense	0,90	-
Virkningsgrad omforming	0,92	-
Effekt opp- og utlading	50	kW
Ladesykluser	6 000	-
Kjemi	LFP	-
Omgivelsestemperatur	-20 ~ 50	°C
Pris batteri	193 080	NOK
Pris inverter	50 000	NOK
Totalpris	243 080	NOK

Hagal

Hagal er et norsk selskap som leverer smarte batterier. Ett av batterissystemene deres har et nominelt energiinnhold på 60 kWh og kan leveres komplett med branndetektering, batteristyringsystem, skap for å stå utendørs og inverter. Spesifikasjoner for batteriet er gitt i tabell 4.2.

Tabell 4.2: Spesifikasjoner for Hagal sin batteriløsning med energiinnhold på 60 kWh [31].

Spesifikasjon	Verdi	Enhet
Nominell energi	60	kWh
DoD-grense	0,80	-
Virkningsgrad omforming	0,90-0,80	-
Effekt opp- og utlading	30	kW
Ladesykluser	10 000 - 16 000	-
Kjemi	LFP	-
Pris inverter	70 000	NOK
Totalpris	400 000	NOK

Hagal har også en DNV-godkjent batterimodul som brukes offshore. Den har IP67-sertifisering, altså kan den senkes i vann. Modulen er satt sammen av tre batterimoduler og har et samlet nominelt energiinnhold på 176 kWh. Spesifikasjoner for dette batteriet finnes i tabell 4.3.

Tabell 4.3: Spesifikasjoner for Hagal sin batteriløsning med energiinnhold på 176 kWh [31].

Spesifikasjon	Verdi	Enhet
Nominell energi	176	kWh
DoD-grense	1 (0,8)	-
Virkningsgrad omforming	0,90-0,80	-
Effekt opp- og utlading	125	kW
Ladesykluser	2 000 - 8 000	-
Kjemi	LFP	-
Omgivelsestemperatur	-20 ~ 55	°C
Totalpris	859 910	NOK

Det oppgis at batterimodulen er funksjonell ved en SoC på 0 til 100%, altså en DoD-grense på 1. Samtidig oppgis antall ladesykluser som over 2 000 ved en DoD-grense på 80%, som tilsvarer en SoC på 20% eller 0,2. I simuleringene ble det derfor brukt en DoD-grense på 0,8. Totalprisen er oppgitt til å være 100 000 USD. I 2021 tilsvarte 1 USD i snitt 8,5991 NOK [32]. Totalprisen for batterimodulen på 176 kWh er dermed tilsvarende 859 910 NOK.

Begge batteriene fra Hagal ble oppgitt til å ha en virkningsgrad på 0,90 - 0,80. I simuleringene er det brukt en virkningsgrad på 0,85.

4.3 Økonomi

Det er forventet at batteriløsninger som de nevnt over kan vare i flere år. For å gjøre de økonomiske beregningene mer representative for årene framover var det derfor hensiktsmessig å finne prognoser for utvikling i strømprisen de neste årene.

For å finne en prognose for strømprisen framover, ble prisprofil for Sør-Norge for 2030 brukt, tilsendt av NVE [33]. Prisprofilene var delt inn i 13 4-ukers perioder. Periode 1, 2, 3, 12 og 13 ble definert som vinter, mens de resterende periodene ble definert som sommer. Det var for å best mulig passe inndelingen til Elvia sin nettleie. Prisprofilene ble videre delt inn etter dag og natt, og datapunkter fra helg ble utelatt. Lavt, høyt og basisscenario for strømprisen i 2030 fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse ble så brukt til å finne en snittpris for strøm på dag og natt for ukedager under sommer og vinter i 2030.

De beregnede strømprisene ble brukt til å beregne endring i strømkostnad, sammen med resultater fra simuleringene av bruk av batteriene. Priser for nettleie, nærmere bestemt effektledd og energiledd som vist i tab 2.1, ble hentet fra Elvias nettsider [20]. De ble brukt til å beregne endring i effektledd og energiledd i kombinasjon med resultater fra simuleringene. De beregnede endringene i kostnader ble videre brukt til å beregne tilbakebetalingstid og netto nåverdi (NPV) for de tre batterisystemene. Referanserenten fra NVE, som er satt til 5,53% i 2022, ble brukt som diskonteringsrente ved beregning av NPV [34].

5 Resultat og diskusjon

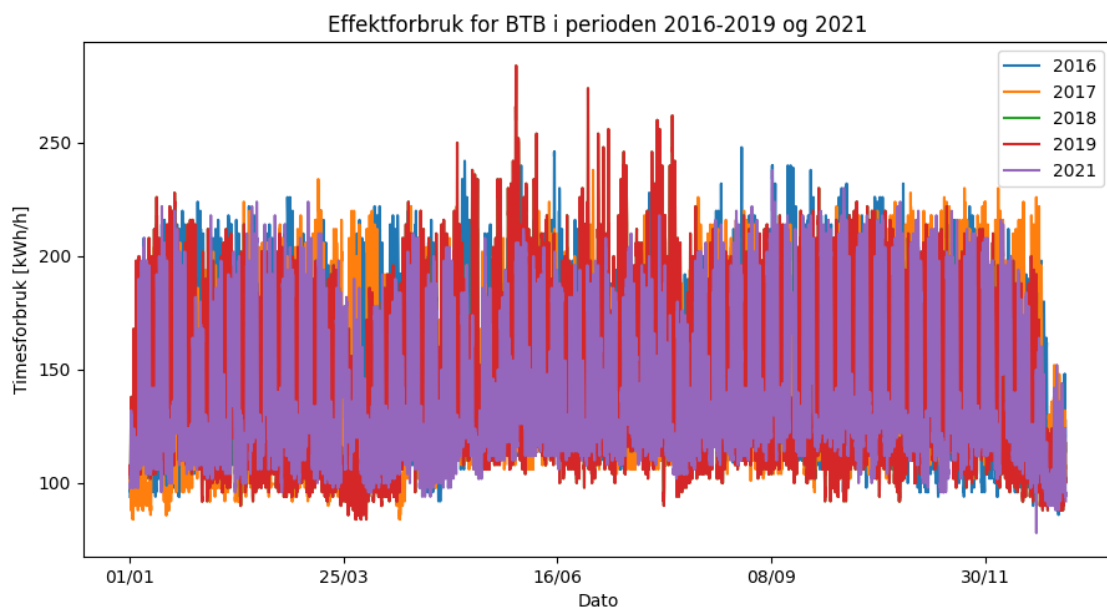
Dette kapittelet går gjennom resultatene av dataanalyse, simulering av bruk av batterier og økonomiske beregninger. Kapittelet er delt inn i delkapitler som tar for seg hver del av resultatene. Resultatene kommenteres og diskuteres underveis. Til slutt kommer en generell diskusjon og vurdering av feilkilder og begrensninger ved oppgaven.

På grunn av dataformatet i Energinet representerer ikke forbruksdataene den faktiske forbrukte effekten, men det gjennomsnittlige effektforbruket over en time. Ettersom fokus for oppgaven ligger på effektforbruk er det valgt å bruke ordet “effektforbruk” og enheten W ved beskrivelse av resultater, på tross av at det er noe unøyaktig. I figurer med lastkurver er kWh/h brukt på y-aksen for å understreke oppløsningen i datagrunnlaget.

5.1 Analyse av effektforbruket ved Bioteknologibygingen

5.1.1 Lastkurver 2016-2019 og 2021

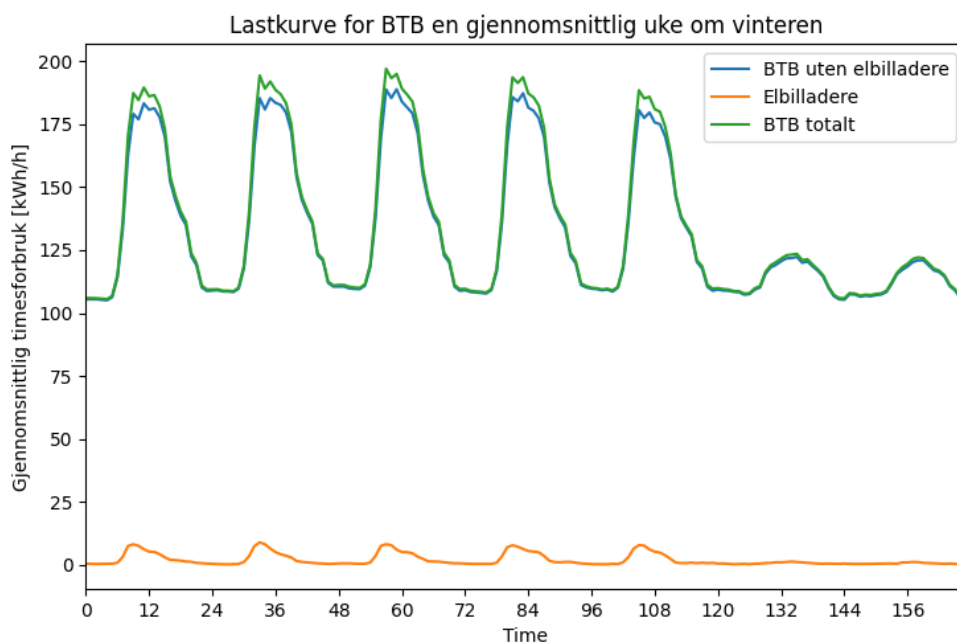
Figur 5.1 viser effektforbruket representert ved lastkurver for BTB i årene 2016-2019 og 2021. Grafen viser det totale forbruket, altså inkludert elbilladere. Det kommer fram at effektforbruket i de aktuelle årene er relativt likt, og at forbruket for det meste ligger mellom 100 og 225 kW. Sommermånedene i 2019 utpeker seg med flere høye topper med forbruk på over 250 kW. Figuren viser også at forbruket ikke påvirkes nevneverdig av perioder med ferie og undervisningsfri, som juleferie og sommerferie.



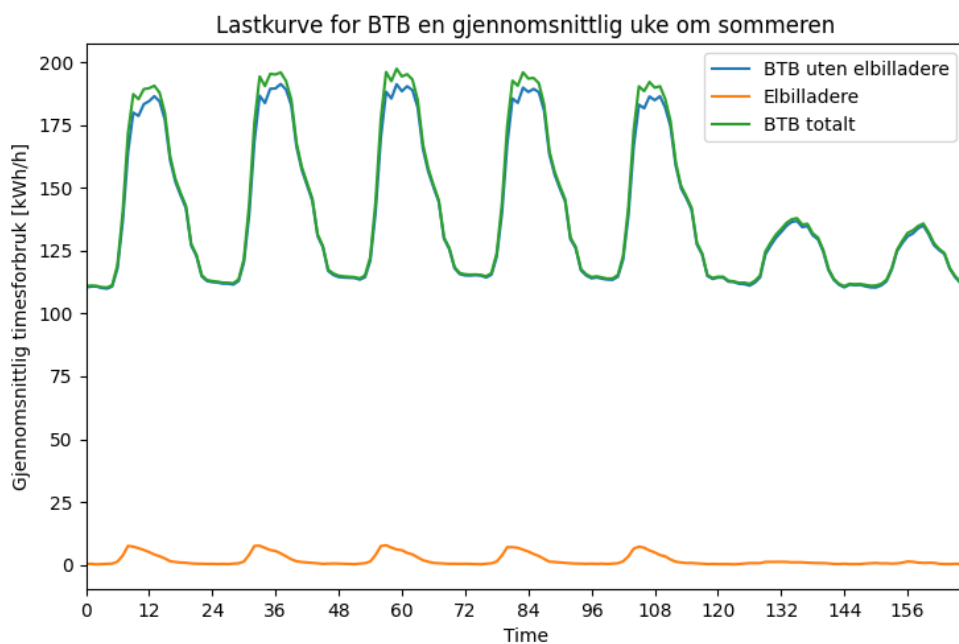
Figur 5.1: Lastkurver for effektforbruket på BTB i perioden 2016-2019 og 2021. Grafen er basert på data fra Energinet, og inkluderer forbruk fra elbilladere.

5.1.2 Gjennomsnittlig uke om vinteren og sommeren

Figur 5.2 viser en gjennomsnittlig lastkurve for BTB en uke om vinteren, og figur 5.3 viser en gjennomsnittlig lastkurve en uke om sommeren. Av figurene kan det ses at effektforbruket øker om morgenen rundt starten av arbeidsdagen, og holdes på et ganske stabilt, høyt nivå fram til arbeidsdagens slutt på ettermiddagen. BTB er en bygning som hovedsakelig brukes på dagtid som arbeidsplass og til undervisning. Det er derfor ikke overraskende at forbruket er høyest i det tidsrommet. Grafene viser også at elbillading foregår når forbruket allerede er høyt, og dermed bidrar til å øke effekttoppene. Det er heller ikke overraskende, da det kan tenkes at elbilladerne hovedsakelig brukes av ansatte eller studenter som parkerer og lader opp bilen mens de er på jobb eller undervisning. På det meste fører elbilladingen til et økt effektuttak på rundt 9 kW om vinteren og i underkant av 8 kW om sommeren. I perioder med lavere forbruk, som ettermiddag, natt og helg, er forbruket fra elbilladerne tilnærmet null, som forsterker inntrykket av at elbilladerne hovedsakelig brukes av studenter og ansatte mens de uansett er på BTB eller andre steder på Campus Ås.



Figur 5.2: Lastkurve for BTB for en gjennomsnittlig uke om vinteren, basert på data fra 2016-2019 og 2021.



Figur 5.3: Lastkurve for BTB for en gjennomsnittlig uke om sommeren, basert på data fra 2016-2019 og 2021.

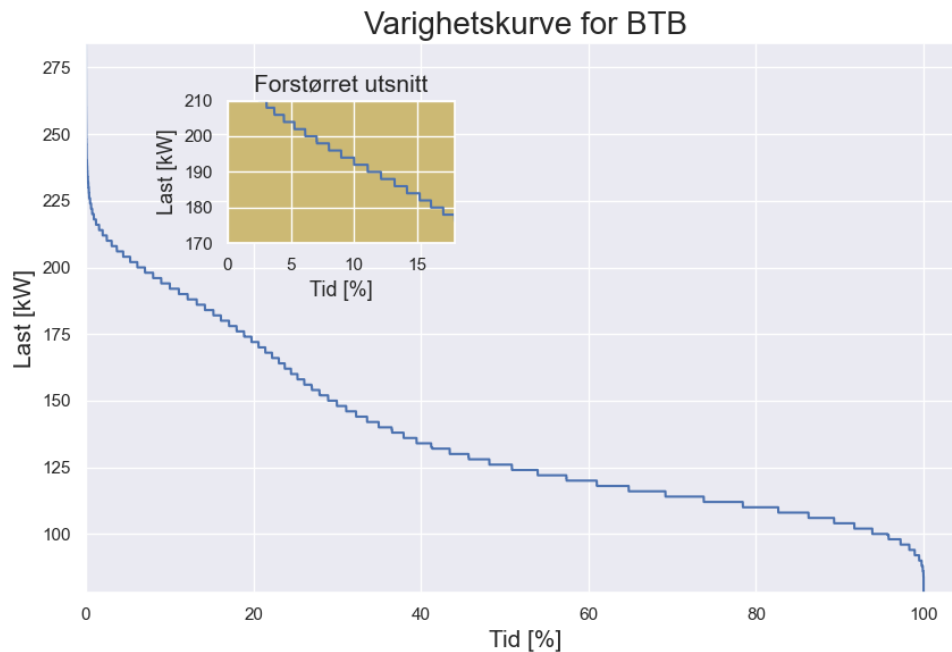
Figur 5.2 og figur 5.3 viser at effektforbruket er noe høyere om sommeren enn vinteren. Om vinteren ligger forbruket om natten rundt 110 kW, mens det ligger rundt 115 kW om sommeren. Differansen kan forklares av at det ikke brukes elektrisitet til å varme opp bygningen, da oppvarming av BTB gjøres ved bruk av fjernvarme. Nedkjøling og ventilasjon bruker derimot elektrisitet. Ettersom behovet for nedkjøling som regel er størst om sommeren kan det forklare hvorfor effektforbruket i snitt er noe høyere om sommeren enn om vinteren. Nivået på de høyeste effekttoppene er likevel likt mellom sommer og vinter. Den høyeste effekttoppen er på 196,9 kW om vinteren og 197,4 kW om sommeren.

Grafene i figur 5.2 og figur 5.3 viser at det ikke er betydelige forskjeller i forbruket fra elbilladere om vinteren og om sommeren. Behovet for elbil som fremkomstmiddel vil trolig ikke påvirkes nevneverdig av sesong og årstid, så et likt forbruk om sommeren og vinteren er ikke overraskende. Om sommeren er det likevel bedre muligheter for å gå eller sykle til jobb eller studiested. Som nevnt over kan det tenkes at elbilladere hovedsakelig brukes av ansatte og studenter mens de er på campus. Det kan da tenkes at de som allerede kjører bil til jobb eller studie bor for langt unna til å gå eller sykle, eller at de har en hverdag eller livsstil som ikke gjør det mulig.

5.1.3 Varighetskurve

Figur 5.4 viser en varighetskurve for BTB basert på de historiske dataene. Den inkluderer data fra både sommer og vinter. Grensene for y-aksen er satt til å være den minste og største effekten som forbrukes. Den minste effekten er 78 kW, mens den maksimale effekten er 284 kW. Grafen viser at forbruket på BTB overstiger 200 kW rundt 6% av tiden og 180 kW rundt 16% av tiden. Det er altså tydelig

at den høyeste effekten forekommer en liten andel av tiden, og at kapasiteten på nettet dermed er overdimensjonert mesteparten av tiden.



Figur 5.4: Varighetskurve basert på data fra BTB fra 2016-2019 og 2021. Grensene for y-aksen er satt etter den minste og største effekten som forbrukes, på henholdsvis 78 kW og 284 kW. Grensene for det forstørrede utsnittet er valgt med tanke på resultatene av simuleringene, presentert i kapittel 5.2.

5.2 Simulering med batterier

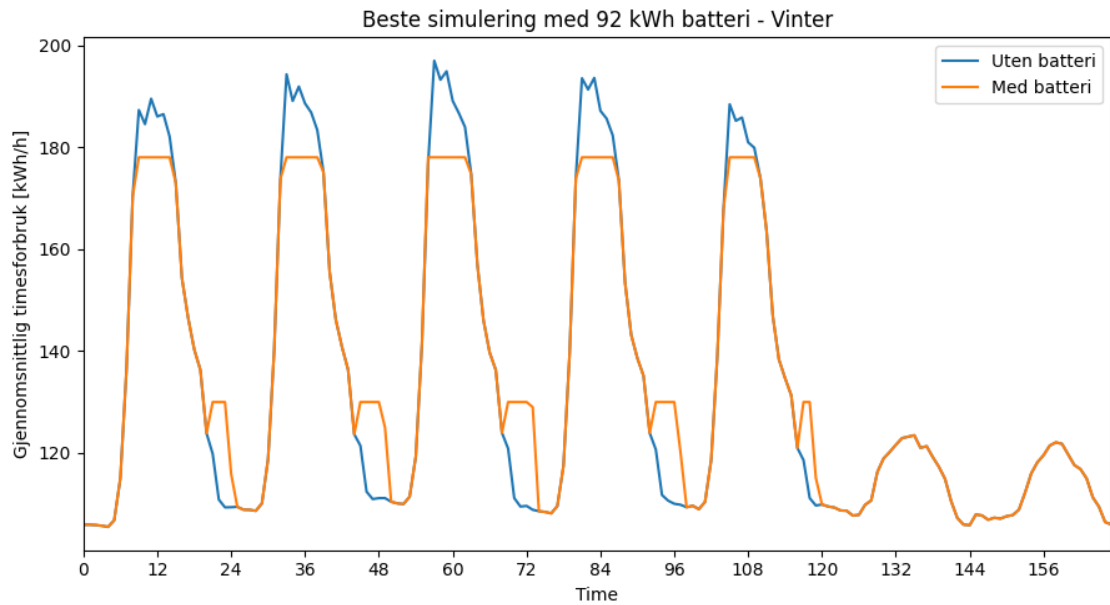
I dette delkapittelet presenteres de beste resultatene for hvert batteri, altså den maksimale reduksjonen i effekttopper som er oppnådd med det gjeldende batteriet. De øvrige simuleringene kan ses i vedlegg A.2.

I alle simuleringene er det satt at batteriet kan lades opp i tidsperioden kl.21 - kl.07 når effektforbruket er lavere enn 140 kW og fram til det overstiger 130 kW. Grensene ble valgt fordi det var intervaller med lavt forbruk på BTB, slik at økt forbrukt effekt fra opplading av batteriet ikke ville gi en effekttopp som oversteg de allerede eksisterende toppene.

5.2.1 Smart Energy Systems - 92 kWh

Vinter

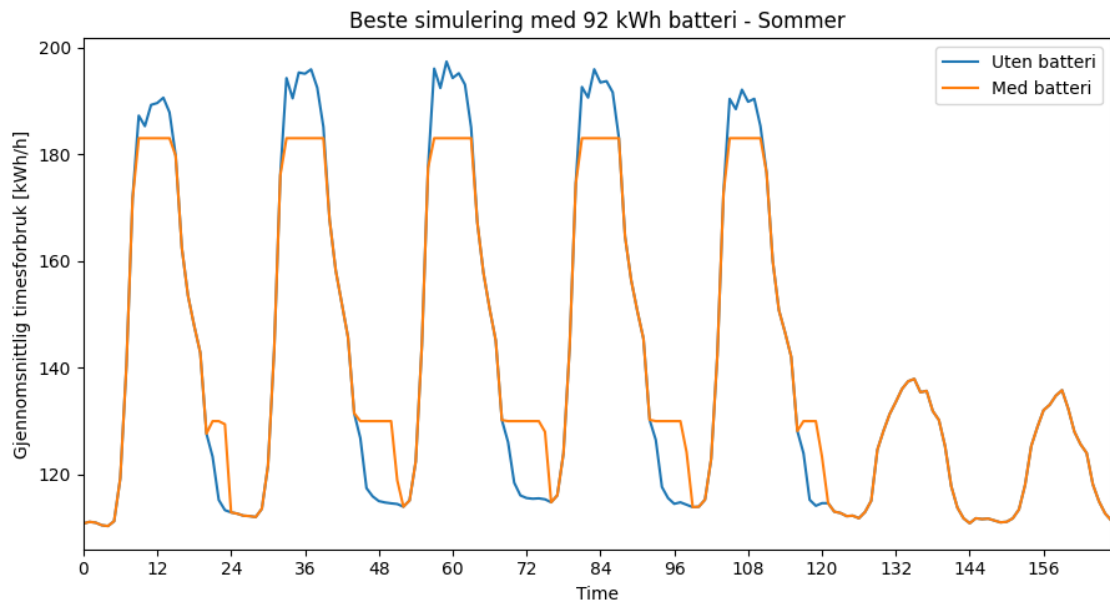
Figur 5.5 viser resultatet av simuleringene med Smart Energy Systems (SES) sin rackløsning med energiinnhold på 92 kWh på vinteren. Dette er det beste resultatet, der batteriet klarer å dekke alt effektforbruk over 178 kW. Det oppnås altså en reduksjon i effekttoppen på 18,9 kW.



Figur 5.5: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 92 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 178 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 18,9 kW.

Sommer

I figur 5.6 vises det beste resultatet av simuleringene med Smart Energy Systems sin rackløsning med energiinnhold på 92 kWh på sommeren. Batteriet klarer bare å dekke effektforbruket over 183 kW, som gir en reduksjon i effekttoppen på 14,4 kW.

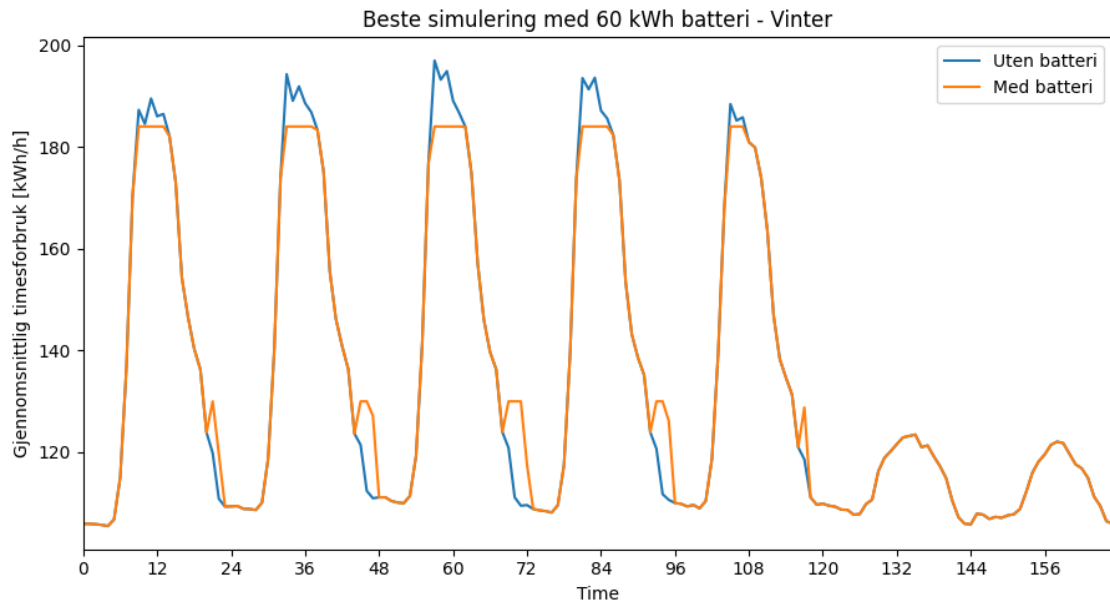


Figur 5.6: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 92 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 183 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 14,4 kW.

5.2.2 Hagal - 60 kWh

Vinter

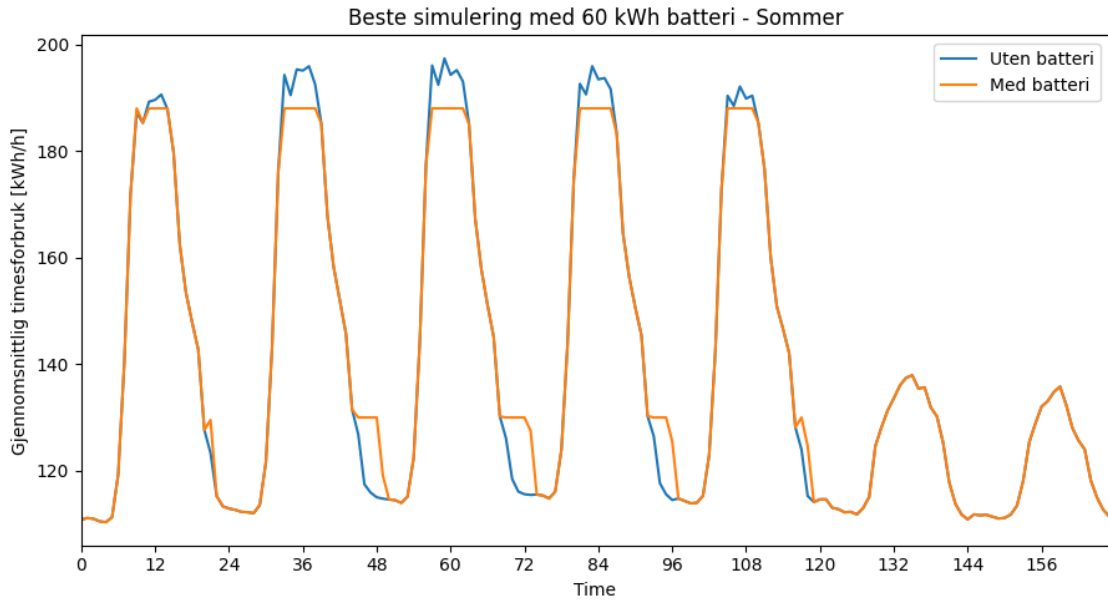
Figur 5.7 viser det beste resultatet av simuleringene med Hagal sitt batteri med energiinnhold på 60 kWh på vinteren. Batteriet klarer å dekke effektforbruk som overstiger 184 kW, som gir en reduksjon i effekttoppen på 12,9 kW.



Figur 5.7: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 60 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 184 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 12,9 kW.

Sommer

Figur 5.8 illustrerer beste resultat av simuleringene med Hagal sitt batteri med energiinnhold på 60 kWh på sommeren. Batteriet dekker effektforbruk som overstiger 188 kW, og det oppnås en reduksjon i effekttoppen på 9,4 kW.

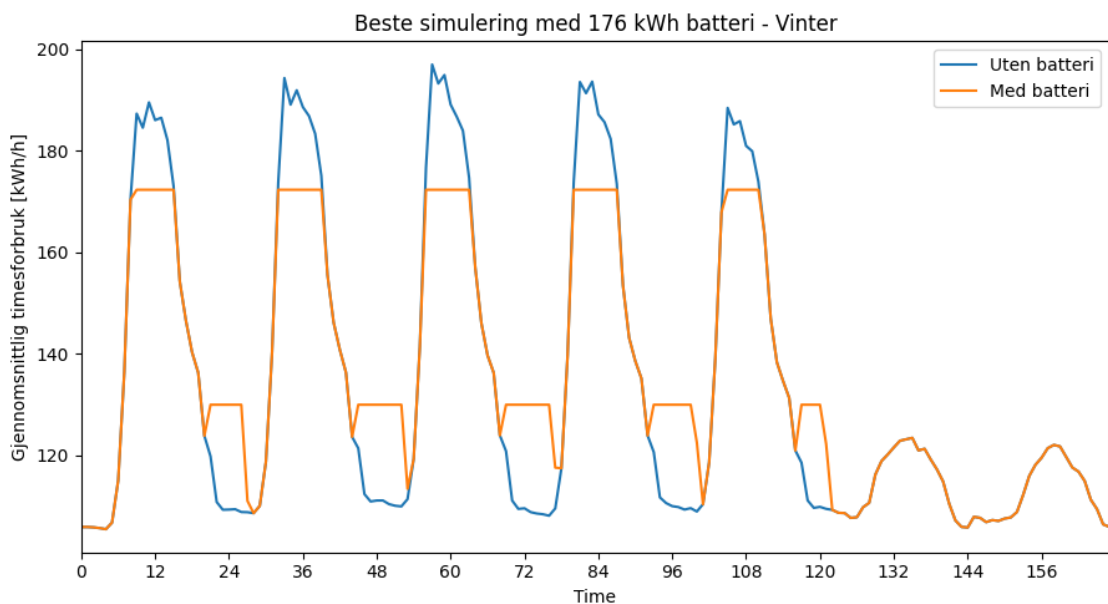


Figur 5.8: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 60 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 188 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 9,4 kW.

5.2.3 Hagal - 176 kWh

Vinter

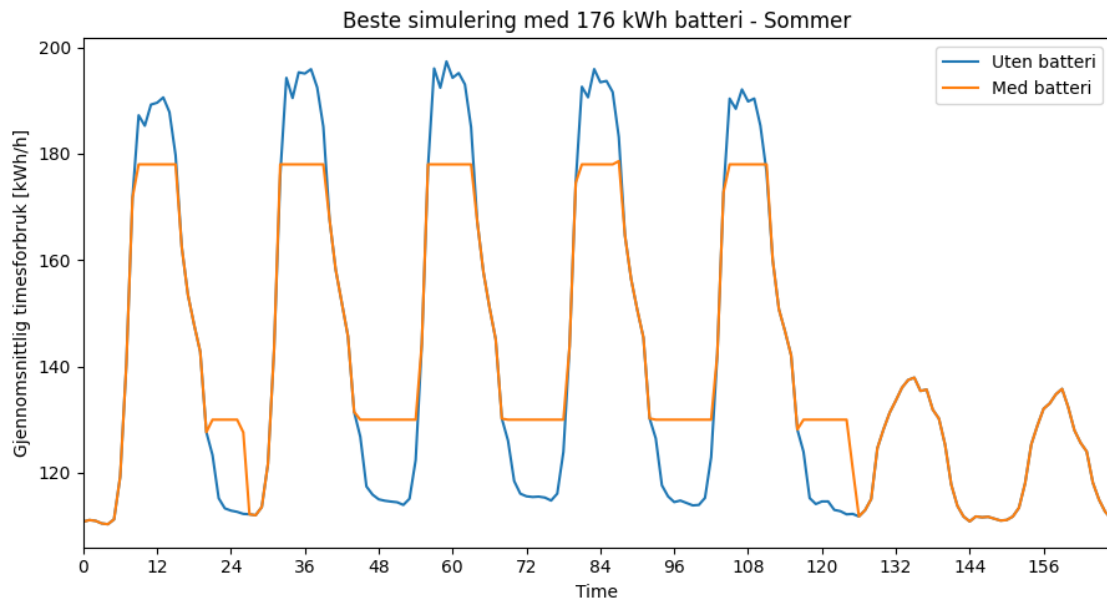
Figur 5.9 viser det beste resultatet av simuleringene med Hagal sin batterimodul med energiinnhold på 176 kWh på vinteren. Dette batteriet har et høyt energiinnhold, og klarer å kompensere for effektforbruk over 172,3 kW. Det oppnås dermed en reduksjon i effekttoppen på 24,6 kW.



Figur 5.9: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 176 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 172,3 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 24,6 kW.

Sommer

I figur 5.10 vises det beste resultatet av simuleringene med Hagal sitt batteri med energiinnhold på 176 kWh på sommeren. På grunn av det noe høyere effektforbruket om sommeren klarer batteriet bare å dekke effektforbruket over 178,6 kW, som gir en reduksjon i effekttoppen på 18,7 kW.



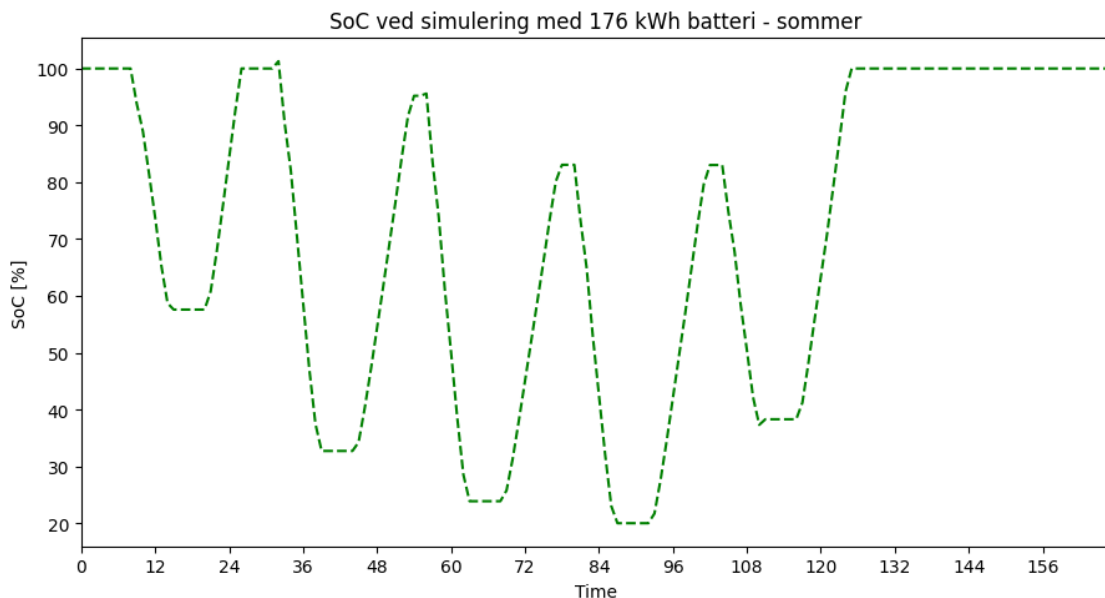
Figur 5.10: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 176 kWh. Batteriet lades ut når effektforbruket overstiger 178,6 kW. Det medfører en reduksjon i effekttoppen på 18,7 kW.

5.2.4 Diskusjon om simuleringene

Resultatene fra simuleringene viser at alle tre batteriene gir en reduksjon i effekttoppene som er større enn effekten som kommer fra elbillading. Alle tre batteriene klarer også å dekke effektforbruket over en høyere grense om vinteren enn om sommeren, og dermed oppnås en høyere reduksjon i effekttoppene om vinteren enn om sommeren. Hvor stor forskjellen er varierer noe mellom batteriene. For SES sitt batteri er forskjellen mellom effekttoppene om vinteren og sommeren 4,5 kW, mens Hagal sitt batteri på 60 kWh gir en forskjell på 3,5 kW. Den største forskjellen i effekttoppene mellom vinter og sommer fås med Hagal sitt batteri på 176 kWh, der forskjellen er 5,9 kW. Om vinteren er de høyeste effekttoppene både lavere og smalere, som gjør at batteriet må bidra med mindre energi over en kortere periode enn om sommeren. Det vil påvirke hvor mye av effektforbruket som kan dekkes av batteriet, og dermed hvor mye effekttoppene kan reduseres.

Figurene fra simuleringene illustrerer også at batteriets energiinnhold ikke nødvendigvis er proporsjonalt med hvor stor reduksjonen i effekttoppene er. SES sitt batteri har et nominelt energiinnhold på rundt 1,5 ganger Hagal sitt på 60 kWh. Samtidig er reduksjonen i effekttoppene ved bruk av SES sitt batteri rundt 1,5 ganger så stor som ved bruk av batteriet på 60 kWh. Hagal sitt batteri på 176 kWh har et nominelt energiinnhold på rundt 1,9 ganger SES sitt, men oppnår bare en reduksjon i effekttoppene som er rundt 1,3 ganger større enn ved SES sitt batteri.

Ved utføring av simuleringene er det gjort en sensitivitetsanalyse basert på grensene for utlading av batteriene. Det er imidlertid ikke gjort en slik analyse for grensene ved opplading. Av figurene fra simuleringene kan det likevel se ut som om grensene er passende. I de fleste simuleringene opphører ladingen før grensene er nådd, både med tanke på tidspunkt og effektforbruk. Unntaket er for Hagal sitt batteri på 176 kWh om sommeren, der oppladingen av batteriet foregår i hele det tillatte intervallet. Det kan tyde på at batteriet ikke rekker å lade fullstendig opp med unntak av den første natten. Det bekreftes ved å se på SoC-kurven (“State of Charge”) til batteriet i denne simuleringen, vist i figur 5.11. Der fremkommer det at batteriet kun lades helt opp den første natten, og dermed har mindre kapasitet på onsdag, torsdag og fredag. Det kan derfor tenkes at batteriet kunne kuttet enda mer i effekttoppene og kompensert for enda mer av effektforbruket dersom grensene for opplading hadde blitt utvidet. SoC-kurver for de øvrige simuleringene kan ses i vedlegg A.3.



Figur 5.11: “State of Charge” (SoC) til batteriet på 176 kWh ved beste simulering om sommeren. SoC representerer andelen tilgjengelig kapasitet i batteriet sammenlignet med opprinnelig kapasitet.

I alle simuleringene kommer det fram at batteriene kun lades ut og dermed reduserer effekttopper i ukedagene. Effektforbruket og effekttoppene i helgen er lavere enn den maksimale grensen som oppnås ved alle batteriene. Det medfører at batteriene kun lades ut og opp fem ganger i uken. Det betyr rundt 260 ladesykluser i året, og 2 600 sykluser over 10 år. For batteriet fra Smart Energy Systems på 92 kWh og batteriet fra Hagal på 60 kWh er det godt innenfor antallet ladesykluser som det oppgis at batteriet skal tåle. Batteriet fra Hagal på 176 kWh er oppgitt til å tåle 2 000 - 8 000 ladesykluser. Det er et stort spenn, og dersom den nedre grensen blir gjeldende vil trolig ikke batteriet holde i 10 år med den bruken som simuleres. Samtidig er opp- og utlading satt til å følge DoD-grensen, og omgivelsestemperaturen vil trolig holde seg innenfor det intervallet som er oppgitt for batteriet (-20°C - 55°C). Batteriet lades heller ikke ut med en høy C-rate, som vil føre til større slitasje enn en lavere C-rate. I figur 5.11 kan det ses at batteriets SoC går fra 100% til litt over 30% på rundt 7 timer, som indikerer en lav C-rate.

Det kan dermed antas at opp- og utlading av batteriet ikke medfører en veldig stor slitasje på batteriet. Det er altså ikke utenkelig at dette batteriet kan tåle over 2 600 sykluser.

Ettersom simuleringene er gjort for én uke er det ikke tatt hensyn til aldring og redusert ytelse. Over en periode på 10 år er det forventet at ytelsen til et batteri vil svekkes. Hvor mye ytelsen svekkes vil avhenge av bruken av batteriet. Som nevnt over vil en raskere opp- og utlading slite mer på batteriet enn dersom prosessene skjer over lengre tid. I alle simuleringene lades batteriene både ut og opp over flere timer, og det kan tenkes at det ikke vil ha en for stor negativ effekt på batteriene. Batteriene lades ikke ut lengre enn DoD-grensen, og unødvendig slitasje grunnet dyp utlading unngås. Koden som simulerer opplading tillater at batteriene fullades, men de overopplades ikke. Likevel vil kontinuerlig fullading medføre noe slitasje på batteriet. Batteriet fra SES leveres for innendørs montering, og det vil derfor holdes godt innenfor de oppgitte grensene for temperatur. Det er ikke oppgitt hvilke omgivelsestemperaturer batteriet på 60 kWh fra Hagal kan operere i, men det antas at det er lignende temperaturer som for batteriet på 92 kWh. Temperaturen i Ås ligger normalt innenfor det oppgitte intervallet som batteriene skal tåle, selv om det kan bli kaldere om vinteren [35]. Det kan likevel antas at omgivelsestemperatur ikke vil være en faktor som fører til betydelig svekket ytelse. Alle batteriene brukt i simuleringene er LFP-batterier, en type litiumionbatterier. Litiumionbatterier kan ha en levetid på opp mot 40 år [17]. Det er dermed ikke utenkelig at batteriene brukt i simuleringene fremdeles kunne hatt en akseptabel ytelse etter 10 år med bruken som er simulert.

5.3 Økonomi

I dette delkapittelet presenteres resultater fra beregninger av den økonomiske lønnsomheten ved å bruke batterier til å redusere effekttopper ved Bioteknologibygningen (BTB). Først presenteres resultater brukt i beregningene av lønnsomheten, nærmere bestemt endring i effektledd, forflyttet forbruk og strømpriser for 2030. Deretter presenteres beregnet tilbakebetalingstid og netto nåverdi (NPV) for de tre batterisystemene.

5.3.1 Effektledd

En reduksjon i effekttopper vil medføre en reduksjon i nettleien. Tabell 5.1 viser reduksjonen i effekttopper ved simulering med de ulike batteriene og den totale årlige reduksjonen i kostnader knyttet til effektledd. Reduksjonen i kostnader er beregnet ved bruk av verdiene i tabell 2.1.

Tabell 5.1: Oversikt over reduksjon i effekt og kostnader knyttet til effektledd ved bruk av batterier til lastflytting.

Batteri	Redusert effekt	Redusert effekt	Reduksjon
	vinter [kW]	sommer [kW]	effektledd [NOK/år]
SES 92 kWh	18,9	14,4	11 475
Hagal 60 kWh	12,9	9,4	7 730
Hagal 176 kWh	24,6	18,7	14 932

Uten reduksjon i effekttopper er effektleddet for BTB estimert til 131 061 NOK/år. Endringen i effektledd ved bruk av de tre batteriene tilsvarer en reduksjon på henholdsvis 8,8%, 5,9% og 11,4%.

5.3.2 Forflyttet forbruk

Endret strømforbruk

På grunn av tap i elektriske komponenter og batteriet kreves det mer energi for å lade opp et batteri enn batteriet kan levere ved utlading, som forklart i [2.2.2](#). Ved å bruke batterier til å redusere effekttopper vil netto forbruk av strøm fra strømmettet være høyere enn uten batterier, men en del av forbruket flyttes til tidsrommet der batteriet lades opp. Her flyttes en del av forbruket fra dagtid til natten. Endring i strømforbruk per uke som følge av bruk av batterier til lastflytting vises i tabell [5.2](#).

Tabell 5.2: Endring i strømforbruk per uke som følge av bruk av batteri til reduksjon av effekttopper. Negative verdier betyr reduksjon i forbruk og positive verdier betyr økning i forbruk.

Batteri	Vinter		Sommer	
	Endring forbruk dag [kWh/uke]	Endring forbruk natt [kWh/uke]	Endring forbruk dag [kWh/uke]	Endring forbruk natt [kWh/uke]
SES 92 kWh	-286,0	337,6	-270,0	318,9
Hagal 60 kWh	-123,6	171,0	-122,2	168,7
Hagal 176 kWh	-477,9	661,5	-436,1	602,0

Tabellen over viser at økningen i strømforbruk om natten er høyere enn reduksjonen i forbruk om dagen. Ettersom strømprisen typisk er ulik på natten og dagen kan det medføre en endring i kostnaden for strøm. Hvorvidt endringen er en økning eller en reduksjon i kostnaden vil avhenge av forholdet mellom strømprisen på dagen og natten.

Som forklart i [2.3.1](#) er en del av nettleien et energiledd som betales per kWh strøm som forbrukes. En netto økning i strømforbruk vil dermed medføre en økning i energileddet, altså en økning i kostnader.

Beregnete strømpriser for 2030

I tabell [5.3](#) finnes de beregnede strømprisene for 2030. I beregningene er det kun brukt tall for ukedager, siden batteriene bare lades og utlades i ukedager. Dag er satt til å være fra kl. 7 til kl. 16, ettersom det er da batteriene ser ut til å bli ladet ut. Natt er satt til å være fra kl.21 til kl. 7, siden det er i dette tidsrommet batteriene kan lades opp i simuleringen. Første rad i tabellen viser prisene fra Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040 (LKMA) [4](#).

Tabell 5.3: Oversikt over strømpriser brukt i beregninger. Prisene er beregnet ut fra prisprofil for Sør-Norge i 2030 fra NVE og prognose for strømprisen i Norge i 2030 fra LKMA [33] [4]. Prognosen er delt inn i en lav, en høy og en basisbane.

Periode	Lav [NOK/kWh]	Basis [NOK/kWh]	Høy [NOK/kWh]
Gj.snitt 2030 (fra [4])	0,40	0,52	0,66
Vinter - dag	0,41	0,54	0,68
Vinter - natt	0,39	0,51	0,65
Sommer - dag	0,39	0,51	0,65
Sommer - natt	0,42	0,55	0,70

I tabell [5.3] er prisen på dagtid lavere enn på natten om sommeren. Det kan komme av en forventning om økende andel solkraft innen 2030 [4]. Etersom solkraft er uregulerbar kraftproduksjon kan det bidra til å drive strømprisene ned i perioder med høy produksjon, som typisk er på dagtid om sommeren. I beregningen av strømprisene er flere timer i døgnet og helg utelatt for å få en prisprofil som stemmer overens med simuleringene i oppgaven. Det er dermed ikke sikkert at de beregnede strømprisene representerer de faktisk forventede strømprisene i 2030 med alle timer, ukedager og helger inkludert.

Endring i strømkostnad og energiledd

Som nevnt over vil forflytning i strømforbruket medføre endringer i strømkostnad og energiledd. I tabell [5.4] presenteres endringer i strømkostnad og energiledd som følge av forflytningen i forbruk fra simuleringene. I beregningene av endret strømkostnad er lavt prisscenario fra tabell [5.3] brukt. Endring i energiledd er regnet ut med verdier fra tabell [2.1]

Tabell 5.4: Endring i strømkostnad og energiledd som følge av forflytning i forbruk som er simulert. Beregningene er gjort med verdier for energiledd fra tabell [2.1] og lavt prisscenario fra tabell [5.3].

Batteri	Vinter		Sommer	
	Endring strømkostnad [NOK/uke]	Endring energiledd [NOK/uke]	Endring strømkostnad [NOK/uke]	Endring energiledd [NOK/uke]
SES 92 kWh	14,4	3,62	28,7	1,91
Hagal 60 kWh	16,0	3,32	15,7	1,82
Hagal 176 kWh	62,0	12,8	56,0	6,47

5.3.3 Beregning av økonomisk lønnsomhet

Tabell [5.5] viser resultatene fra beregning av tilbakebetalingstid og netto nåverdi (NPV) for batteriene brukt til simulering. Reduksjonen i kostnader knyttet til effektledd er regnet som inntekter. Økning i strømkostnader og energiledd er så trukket fra inntekten. Det er antatt at inntekter og kostnader vil være like i alle år. I beregning av NPV er tidshorisonten satt til 10 år, og referanserenten fra NVE brukes som diskonteringsrente. For 2022 er referanserenten satt til 5,53% [34].

Tabell 5.5: Resultater fra beregning av tilbakebetalingstid og netto nåverdi (NPV) for hvert batteri med bruken som er simulert brukt i oppgaven. Endring i effektledd, strømkostnad og energiledd er brukt til å beregne inntekter. Det er antatt at inntekter og kostnader vil være like i alle år. I beregning av NPV er tidshorizonten satt til 10 år, og diskontineringsrenten er satt til 5,53% etter NVEs referanserate [34].

Batteri	Tilbakebetalingstid [år]	Netto nåverdi [NOK]
SES 92 kWh	24	-166 791
Hagal 60 kWh	58	-348 954
Hagal 176 kWh	75	-773 836

Tabellen viser at alle batteriene har en negativ netto nåverdi. Altså vil ingen av batteriene være en økonomisk lønnsom investering for bruken som er simulert. Tilbakebetalingstiden er også langt over den estimerte levetiden for batteriene. Batteriene kan ha en lengre levetid enn 10 år, men det er lite trolig at batteriene kan brukes i verken 24, 58 eller 75 år.

I beregningene er strømpriser for 2030 lagt til grunn, mens verdier for effektledd og energiledd er fra 2022. Prisene er ikke justert etter forventet inflasjon, og det vil dermed medføre noe feil, selv om NPV tar hensyn til pengers tidsverdi. Ved analyser virker det likevel som om justering med tanke på inflasjon ikke vil ha stor innvirkning på lønnsomhetsresultatene. Det er også vanskelig å vite om det vil skje endringer i nettleien fram mot 2030. Dersom effektleddet økes forholdsmessig mer enn energileddet vil lønnsomheten til investeringene øke. Dersom energileddet økes forholdsmessig likt som effektleddet, eller mer, vil lønnsomheten forbli lik eller bli lavere. Fra 1.mai 2022 endret Elvia nettleien sin, med en økning i både effektleddet og energileddet for bedriftskunder [36]. Med den endringen øker lønnsomheten til investeringene. Den prosentvise økningen i energileddet var imidlertid større enn økningen i effektleddet. Dersom endringen er representativ for endringer de neste årene vil den økonomiske lønnsomheten ved å investere i batterier til bruken simulert i oppgaven kunne bli enda lavere.

I beregningene av den økonomiske lønnsomheten er kun det lave prisscenarioet for 2030 lagt til grunn. Dersom strømprisene i virkeligheten blir nærmere basis eller høyt prisscenario vil kostnadene øke, og å investere i batterisystemene nevnt i denne oppgaven vil bli enda mindre lønnsomt. Kostnadene direkte knyttet til batteriene er også forenklet, da det kun er investeringskostnaden som er inkludert. Kjøp av et batterisystem vil trolig også medføre kostnader til installasjon, vedlikehold og eventuelt demontering. Altså vil de reelle kostnadene trolig være høyere enn de brukt i beregningene, som vil medføre en lavere lønnsomhet.

5.4 Generell diskusjon

Resultatene fra simuleringene viser en reduksjon i effekttopper på mellom 12,9 kW og 24,6 kW om vinteren, og 9,4 og 18,7 kW om sommeren. Alene er ikke det nok til å utgjøre en stor forskjell i fleksibiliteten og balansen i kraftsystemet, men det illustrerer et potensiale. Dersom flere bygninger i et område benytter

batterier til å redusere effekttopper kan det både gi verdifull fleksibilitet og en total reduksjon i etterspurt effekt, som kan fjerne eller utsette behovet for oppgradering av strømmettet.

I oppgaven er det kun fokusert på én bygning med fire elbilladere tilknyttet. Dersom en hadde sett på flere bygninger med elbilladere kunne resultatet blitt et annet. Det kan tenkes at batteriene kunne blitt brukt til en reduksjon i effekttoppene over flere bygninger, spesielt dersom effekttoppene forekommer på ulike tidspunkt slik at batteriet kunne blitt ladet opp i mellomtiden. Reduksjonen i effekttopper ville da trolig vært mindre enn når batteriene kun brukes for en bygning, men kanskje ville den totale reduksjonen i effekttopper, og dermed også effektledd, gitt en høyere lønnsomhet for batteriinvesteringen.

Elbilladerne tilknyttet BTB er ikke hurtigladere, og det er kun fire ladere tilknyttet bygningen. Dersom det hadde blitt installert flere ladere eller hurtigladere i tilknytning til BTB kunne det bidratt til en større økning i effekttoppene, gitt at forbruksmønsteret forblir likt. Hurtigladere brukes normalt en kortere periode siden de leverer en høyere effekt, men dersom den perioden sammenfaller med perioder der forbruket allerede er høyt på BTB kan det gi en stor økning i bygningens effekttopp. Det kunne gitt en smal, men høy, effekttopp som ville medført en stor økning i effektleddet. Dersom batteriene kunne redusert hele eller deler av den effekttoppen kunne det muligens bidratt til å gjøre investering i batterier mer lønnsomt.

Hvis installasjon av flere elbilladere eller hurtigladere fører til en stor økning i effektuttak kan det føre til at oppgraderinger av strømmettet blir nødvendig. Det kan medføre et anleggsbidrag for NMBU. I så fall kan bruk av batterier til å redusere effekttopper muligens være et rimeligere alternativ enn å betale anleggsbidraget [37].

Som vist i tabell 5.4 medfører opp- og utlading av batteriene en økning i strømkostnaden og energileddet. Variasjonen i strømpris mellom natt og dag er ikke stor nok til å kompensere for økningen i strømforbruk som kommer av lastflyttingen. En mulig løsning for å redusere kostnadene er å benytte lokal elektrisitetsproduksjon. I 2021 ble det installert solceller på BTB. Etersom det ikke eksisterte lange nok tidsserier med produksjonsdata ble de ikke inkludert i analysene i oppgaven. Solceller har lave drifts- og vedlikeholdskostnader [38]. Dersom strømmen generert av solcellene forbrukes selv kan man derfor regne med svært billig eller tilnærmet gratis strøm. For at strøm fra solcellene skulle kunne ladet opp batteriene brukt i oppgaven måtte oppladingen blitt flyttet, siden opplading skjer om natten i simuleringene. Det kan likevel tenkes at det hadde vært vel så lønnsomt å bruke strøm fra solcellene direkte til å kutte effekttopper, og bruke eventuell overskuddsstrøm til batteriene. Dette var imidlertid utenfor oppgavens omfang.

I 2019 forventet NVE at kostnadene for stasjonære batterier kom til å bli halvert innen 2030. En slik reduksjon i kostnader vil bidra til å øke lønnsomheten av batterier som er estimert i denne oppgaven. Utviklingen er imidlertid usikker og avhenger av mange faktorer. Materialknapphet grunnet etiske problemstillinger

ger ved utvinning av materialer kan være et hinder for kostnadsreduksjon [39]. Koronapandemien som startet i 2020 og krigen i Ukraina i 2022 har også skapt usikkerhet rundt kostnadsutviklingen, da de kan bidra til at prisen på råvarer øker [31]. Kostnaden ved å investere i batterisystemer kan også reduseres ved å benytte brukte elbilbatterier. Brukte elbilbatterier vil ha en lavere lagringskapasitet enn nye batterier, og er ikke nødvendigvis dimensjonert for så hyppig opp- og utlading som er simulert i oppgaven. Det kan derfor forventes at ytelsen vil svekkes raskere enn for nye batterier. Brukte elbilbatterier forventes likevel å fungere greit i stasjonære batterisystemer, og er blant annet tatt i bruk på Bislett Stadion [39].

Stasjonære batterier kan ha flere andre bruksområder enn lastflytting. Ved å bruke batterier til balansetjenester, arbitrasje eller som fleksibel ressurs kan batteriene skape en direkte inntjening. Arbitrasje går ut på å utnytte prisforskjellene i markedet og lade batteriet med billig strøm, for så å selge strømmen med fortjeneste når strømprisen er høyere. Analyser gjort av forskningsprosjektet IntegER indikerer at å delta i balansemarkedet kan gi en positiv NPV ved investeringskostnader på 14 000 kr/kWh eller lavere. Alle de tre batteriene brukt i oppgaven har en lavere investeringskostnad enn det. Det forutsetter imidlertid at batteriene er av en slik størrelse at de kan delta i balansemarkedet [39]. Å bruke batterier som raske frekvensreserver (FFR) kan gi en årlig inntjening på 200 000 kr/MW, men minimum budstørrelse for å delta i det frekvensmarkedet er 1 MW [40]. Trolig er den mest lønnsomme løsningen å bruke batterisystemer til flere bruksområder.

5.5 Feilkilder og begrensninger ved oppgaven

I simulering av bruk av batterier til å redusere effektopper er det benyttet verdier oppgitt av batterileverandørene Smart Energy Systems (SES) og Hagal. Det er naturlig at leverandører ønsker å oppgi så gode spesifikasjoner som mulig, men i praksis vil trolig verdiene avvike fra tabellverdiene. SES oppgir blant annet en virkningsgrad på systemet på 92%, som er noe høyere enn en typisk virkningsgrad på 90 %.

Etter at resultatene var ferdige ble det oppdaget en feil i koden som gjør at SoC i enkelte tilfeller overstiger 100 %. Det kan ses i figur 5.11 og figurene A.19 og A.22 i vedlegg A.3. Feilen er ikke funnet ved feilsøking, men analyser viser at den ikke har nevneverdig innvirkning på resultatene av simuleringene.

I oppgaven er det ikke tatt hensyn til juridiske reguleringer og bestemmelser for batterisystemer eller virkningen batterisystemer kan ha på spenningskvaliteten i strømmettet. Det kan dermed være hensyn som må tas ved investering i et batterisystem som ikke er dekket her.

Samfunnsøkonomiske vurderinger ved investering i batterisystemer for å redusere effektopper er sett bort fra i denne oppgaven. Eventuelle kollektive goder og andre samfunnsøkonomiske konsekvenser er altså ikke tatt hensyn til, men kan påvirke lønnsomheten til investeringen.

6 Konklusjon og videre arbeid

6.1 Konklusjon

Formålet med oppgaven var å **(P)** undersøke om batterier kan brukes for å redusere effekttoppene fra elbillading ved Bioteknologibygningen (BTB) på NMBU. Det ble undersøkt ved hjelp av tre undermål.

Påvirkningen elbillading har på effekttoppene ved BTB **(U1)** ble kartlagt ved å analysere bygningens elektrisitetsforbruk for årene 2016-2019 og 2021. Forbruksdataene viste at elbilladingen foregår samtidig som forbruket allerede er høyt, og dermed bidrar til å øke effekttoppene.

Gjennom simulering av bruk av tre ulike batterisystemer ble potensialet for reduksjon av effekttopper ved lastflytting undersøkt **(U2)**. For alle tre batteriene var reduksjonen i effekttoppene større enn økningen i effekt forårsaket av elbillading. Den oppnådde reduksjonen var mellom 12,9 kW og 24,6 kW om vinteren, og 9,4 kW og 18,7 kW om sommeren.

Beregninger på netto nåverdi (NPV) og tilbakebetalingstid indikerer at bruk av batterier til å redusere effekttopper ved lastflytting ikke er økonomisk lønnsomt **(U3)**. Det mest lønnsomme alternativet, med en investeringskostnad på 243 080 kr, ga en tilbakebetalingstid på 24 år og en NPV på -166 791 kr.

Konklusjonen på oppgavens problemstilling er dermed at batterier kan brukes til å redusere effekttopper som følge av elbillading ved Bioteknologibygningen på NMBU, men at det ikke er økonomisk lønnsomt med de avgrensninger som er satt i oppgaven. Dersom bygninger med stor variasjon i effektforbruk benytter batterier til lastflytting kan det gi verdifull fleksibilitet til et kraftsystem i endring, men for at det skal være gjennomførbart og lønnsomt vil trolig en kombinasjon av anvendelsesområder for batterier være nøkkelen til suksess.

6.2 Videre arbeid

Ved simulering av bruk av batterier er de samme grensene for opp- og utlading brukt for alle tre batterisystemene. Resultatene viser at grensene ikke var like passende for alle batteriene. Ved å finjustere grensene etter hvert batteri kan det tenkes at utnyttelsen av batterienes kapasitet kan økes. Det hadde vært interessant å se om det kan bidra til en større reduksjon i effekttopper og bedre økonomisk lønnsomhet.

BTB har én distinkt effekttopp per dag. Det hadde vært spennende å undersøke om batterier kunne blitt brukt til lastflytting ved flere bygninger med ulik lastprofil, og hvordan det i så fall ville påvirket reduksjonen i effekttopper og den økonomiske lønnsomheten.

I oppgaven er det kun gjort simuleringer av bruk av batterier til lastflytting, og alle resultatene er dermed teoretiske. Det hadde vært interessant å undersøke bruk av batterier ved BTB i praksis, og om resultatene av det avviker stort fra de teoretiske resultatene.

Batterier kan anvendes på flere områder i kraftsystemet enn kun lastflytting og reduksjon av effektopper. Bruk av batterier til arbitrasje, i balansemarkedet eller som fleksibel ressurs kan gi en direkte inntjening. Kan batterier til lastflytting kombineres med et eller flere av nevnte anvendelsesområder, og hvordan vil det påvirke effekten av lastflytting og den økonomiske lønnsomheten?

Samfunnsøkonomiske vurderinger av å bruke batterier til å redusere effektopper ved lastflytting er sett bort fra i denne oppgaven. I områder med begrenset kapasitet i strømmettet kan det tenkes at bruk av batterier kan erstatte eller utsette en oppgradering av strømmettet. Det ville vært interessant å undersøke de tekniske og økonomiske konsekvensene av det.

Referanser

- [1] FN-sambandet. "Klimaendringer". FN.NO. Hentet fra: <https://www.fn.no/tema/klima-og-miljoe/klimaendringer> (Lastet ned: 24.februar 2022)
- [2] European Commission. "Paris Agreement". EC.EUROPA.EU. Hentet fra: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_en (Lastet ned: 24.februar 2022)
- [3] European Commission. "A European Green Deal". EC.EUROPA.EU. Hentet fra: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (Lastet ned: 24.februar 2022)
- [4] H. Birkelund, F. Arnesen, J. Hole, D. Spilde, S. Jelsness, F. H. Aulie og Ingrid E. Haukeli, "Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040", NVE, Norge, oktober 2021. Hentet fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf
- [5] Norsk elbilforening. "Elbilsalg". ELBIL.NO. Hentet fra: <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/elbilsalg/> (Lastet ned: 24.februar 2022)
- [6] Det Kongelige Samferdselsdepartementet, "Nasjonal transportplan 2022-2033", Regjeringen, Norge, mars 2021. Hentet fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/fab417af0b8e4b5694591450f7dc6969/no/pdfs/stm202020210020000dddpdfs.pdf>
- [7] C. H. Skotland, E. Eggum, D. Spilde, "Hva betyr elbiler for strømmettet?", NVE, Norge, september 2016. Hentet fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf
- [8] Olje- og energidepartementet. "Strømmettet". ENERGIFAKTANORGE.NO. Hentet fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>. (Lastet ned: 13.januar 2022)
- [9] Norges vassdrags- og energidirektorat. "Strømmettet må alltid være i balanse". NVE.NO. Hentet fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/forbrukerfleksibilitet/stromnett-et-ma-alltid-vaere-i-balanse/> (Lastet ned: 21.april 2022)
- [10] A. von Meier, "Loads" i *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*, 1.utg. utgitt i Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons Inc, 2006, kap. 5, s.127-140

- [11] A. von Meier, "AC Power" i *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*, 1.utg. utgitt i Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons Inc, 2006, kap. 3.3, s.66-75
- [12] Pöyry og Menon Economics, "Vurdering av atferdsvirkemidler som kan bidra til reduksjon av effekttopper", ekstern rapport for NVE, Norge, februar 2019. Hentet fra: http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_03.pdf
- [13] A. Kringstad, V. Holmefjord og J. Aarstad, "Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet, 2018 - 2040", Statnett, Norge, januar 2018. Hentet fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>
- [14] R. M. Dell og D. A. J. Rand, *Understanding batteries*, utgitt i Cambridge, UK: The Royal Society of Chemistry, 2001
- [15] A. von Meier, "System operation, Management, and New Technology" i *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*, 1.utg. utgitt i Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons Inc, 2006, kap. 9.2, s.268-281
- [16] H. C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic og A. Jossen, "Lithium-Ion Battery Storage for the Grid — A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids", *Energies*, vol. 10, nr. 12, s.2107, 2017. Hentet fra: doi: 10.3390/en10122107
- [17] G. Reid og J. Julve, "Second Life-Batteries As Flexible Storage For Renewables Energies", Bundesverbandes Erneuerbare Energie E.V. og Hannover Messe, 2016. Hentet fra: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/201604_Second_Life-Batterien_als_flexible_Speicher.pdf
- [18] Norges vassdrags- og energidirektorat. "Alt om strøm". NVE.NO. Hentet fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/strom/alt-om-strom/>. (Lastet ned: 3.april 2022)
- [19] Personlig kommunikasjon med Trond Langseth, energirådgiver ved Eiendomsavdelingen ved NMBU. Perioden januar - april 2022.
- [20] Elvia. "Nettleiepriser og effekttariff for bedrifter i Oslo og Viken". ELVIA.NO. Hentet fra: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleie/nettleiepriser-og-effekttariff-for-bedrifter-i-oslo-og-viken/>. (Lastet ned: 3.april 2022)

- [21] Nord Pool. "Day-ahead market". NORDPOOLGROUP.COM. Hentet fra: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>. (Lastet ned: 5.april 2022)
- [22] Nord Pool. "Intraday market". NORDPOOLGROUP.COM. Hentet fra: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>. (Lastet ned: 5.april 2022)
- [23] Historical Market Data. "Elsport Prices_2022_Hourly_NOK". NORD-POOLGROUP.COM. Hentet fra: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>. (Lastet ned: 5.april 2022)
- [24] Statnett. "Hvorfor har vi prisområder?". STATNETT.NO. Hentet fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>. (Lastet ned: 4.april 2022)
- [25] S. C. Bhattacharyya, "Economic Analysis of Energy Investments" i *Energy Economics : Concepts, Issues, Markets and Governance*, utgitt i London, England: Springer London, 2011, kap 7, s.163-189. Tilgjengelig: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-0-85729-268-1.pdf>
- [26] NMBU. "Smart Campus-prosjektet har starta opp og kjernegruppa i prosjektet er på plass". NMBU.NO. Hentet fra: <https://www.nmbu.no/om/adm/eia/aktuelt/node/43992>. (Lastet ned: 6.april 2022)
- [27] NMBU. "EIA har fått Enova-støtte til prosjektet Smart Campus". NMBU.NO. Hentet fra: <https://www.nmbu.no/om/adm/eia/aktuelt/node/43732>. (Lastet ned: 6.april 2022)
- [28] Personlig kommunikasjon med Dag-Kjetil Buran, senioringeniør ved Eien-
domsavdelingen ved NMBU. 22.april 2022.
- [29] K. Tråer, "Second-Life Electric Vehicle Batteries in the Norwegian Power System: A Feasibility Study", Mastergradsavhandling, Fakultetet for realfag og teknologi, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås, 2020. [Online]. Hentet fra: <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/bitstream/handle/11250/2680376/tr%C3%A5er2020.pdf>
- [30] Personlig kommunikasjon med Ole Marius Christiansen, salgssjef for Smart Energy Systems. Perioden mars - april 2022.
- [31] Personlig kommunikasjon med Tom Haarstad, Chief Procurement Officer & Head of E-Mobility for Hagal AS. Perioden april 2022.

- [32] Norges Bank. "Valutakurser". NORGES-BANK.NO. Hentet fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/valutakurser/?tab=currency&id=USD>. (Lastet ned: 19.april 2022)
- [33] Personlig kommunikasjon med Silje Jelsness, rådgiver i Energi- og konsesjonsavdelingen ved Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Perioden mars - april 2022.
- [34] Norges vassdrags- og energidirektorat. "Referanserenten". NVE.NO. Hentet fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/%C3%B8konomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/>. (Lastet ned: 3.mai 2022)
- [35] Norsk klimaservicesenter. "Observasjoner og værstatistikk". SEKLIMA.MET.NO. Hentet fra: [https://seklima.met.no/years/mean\(air_temperature%20P1Y\),max\(air_temperature%20P1Y\),min\(air_temperature%20P1Y\)/custom_period/SN17850/nb/2010-01-01T00:00:00+01:00;2022-12-31T23:59:59+01:00](https://seklima.met.no/years/mean(air_temperature%20P1Y),max(air_temperature%20P1Y),min(air_temperature%20P1Y)/custom_period/SN17850/nb/2010-01-01T00:00:00+01:00;2022-12-31T23:59:59+01:00). (Lastet ned: 5.mai 2022)
- [36] Elvia. "Nettleiepriser og effekttariff for bedrifter i Oslo og Viken". ELVIA.NO. Hentet fra: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleie/nettleiepriser-og-effekttariff-for-bedrifter-i-oslo-og-viken/>. (Lastet ned: 5.mai 2022)
- [37] K. Sand, K. Berg, A. Hammer og K. Ingebrigtsen. "Veileder for kost/nytte-vurderinger ved integrasjon av batteri i distribusjonsnettet", SINTEF Energi AS, Norge, november 2020. Hentet fra: <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2757299/2020-01345.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
- [38] A. Smets, K. Jäger, O. Isabella, R. van Swaaij og M. Zeman, "PV System economics" i *The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*, utgitt i Cambridge, England: UIT Cambridge LTD, 2016, kap.21.1, s.351-357.
- [39] J. Holde og H. Horne, "Batterier vil bli en del av kraftsystemet", NVE, Norge, 2019. Hentet fra: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf
- [40] Enfo. "Reservemarkedene til Statnett". ENFO.NO. Hentet fra: <https://enfo.no/systemydelsesmarkederne/>. (Lastet ned: 6.mai 2022)

A Vedlegg

A.1 Pythonkode for simulering

```
1 # -*- coding: utf-8 -*-
2
3 class Battery:
4     """
5     Class handling charging and discharging of the battery.
6     """
7
8     def __init__(self, nom_capacity, remaining_capacity, DOD_limit
9 ):
10     """
11     Establishing battery, with parameters that need to be put
12     in.
13
14     Parameters
15     -----
16     nom_capacity : Nominal energy capacity of battery, given
17     in kWh.
18     remaining_capacity : Current capacity of battery, given in
19     kWh.
20     DOD_limit : Lower limit of battery discharge, given as
21     float between 0
22     and 1.
23
24     Returns
25     -----
26     None.
27
28     """
29     self.nom_capacity = nom_capacity
30     self.remaining_capacity = remaining_capacity
31     self.capacity_limit = nom_capacity * (1-DOD_limit)
32
33     def charge(self, kwh_value, start_charge, end_charge,
34 charge_power, c_efficiency):
35     """
36     Defines charging of the battery, with parameters that need
37     to be put in.
38
39     Parameters
40     -----
41     kwh_value : Energy value, float given in kWh.
42     start_charge : Energy consumption value where charging can
43     start, float given in kWh.
44     end_charge : Energy consumption value where charging
45     should end, float given in kWh.
46     charge_power : Maximum charging power, float given in kW.
47     c_efficiency : Charging efficiency, float between 0 and 1.
48
49     Returns
50     -----
```

```

43     new_kwh_value : Energy value after charge, float given in
kWh.
44
45     """
46     if (kwh_value < start_charge) and (self.remaining_capacity
< self.nom_capacity):
47         start_capacity = self.remaining_capacity
48
49         if ((self.nom_capacity - start_capacity)/c_efficiency)
<= \
50             (end_charge - kwh_value):
51             if charge_power >= ((self.nom_capacity -
start_capacity)/
52                 c_efficiency):
53                 self.remaining_capacity = self.nom_capacity
54                 new_kwh_value = kwh_value + ((self.
nom_capacity -
55                     start_capacity)/
c_efficiency)
56             else:
57                 self.remaining_capacity += (charge_power*
c_efficiency)
58                 new_kwh_value = kwh_value + charge_power
59
60             else:
61                 if charge_power >= (end_charge - kwh_value):
62                     self.remaining_capacity += ((end_charge -
kwh_value)*
63                         c_efficiency)
64                     new_kwh_value = end_charge
65                 else:
66                     self.remaining_capacity += (charge_power*
c_efficiency)
67                     new_kwh_value = kwh_value + charge_power
68             else:
69                 new_kwh_value = kwh_value
70
71     return new_kwh_value
72
73
74     def discharge(self, kwh_value, start_discharge, end_discharge,
75                 discharge_power, d_efficiency):
76         """
77         Defines discharging battery, with parameters that need to
be put in.
78
79         Parameters
80         -----
81         kwh_value : Energy value, float given in kWh.
82         start_discharge : Energy value where discharge can begin,
float given in kWh.
83         end_discharge : Energy value where discharge should end,
float given in kWh.
84         discharge_power : Maximum discharge power, float given in
kW.
85         d_efficiency : Discharge efficiency, float between 0 and
1.
86
87         Returns

```

```

88
89     -----
90     new_kwh_value : Energy value after discharge, float given
in kWh.
91
92     """
93     if kwh_value > start_discharge:
94         start_capacity = self.remaining_capacity
95
96         if ((start_capacity - self.capacity_limit)*
d_efficiency) >= \
97             (kwh_value - end_discharge):
98             if discharge_power >= (kwh_value - end_discharge):
99                 new_kwh_value = end_discharge
100                self.remaining_capacity = start_capacity - \
101                    ((kwh_value - end_discharge)/
102                     d_efficiency)
103            else:
104                new_kwh_value = kwh_value - discharge_power
105                self.remaining_capacity -= (discharge_power/
106                                           d_efficiency)
107            else:
108                if discharge_power >= ((start_capacity - self.
capacity_limit)
109                                       *d_efficiency):
110                    new_kwh_value = kwh_value - \
111                        ((start_capacity - self.capacity_limit)*
d_efficiency)
112                    self.remaining_capacity = self.capacity_limit
113                else:
114                    new_kwh_value = kwh_value - discharge_power
115                    self.remaining_capacity -= (discharge_power/
116                                               d_efficiency)
117            else:
118                new_kwh_value = kwh_value
119
120            return new_kwh_value
121
122
123     def battery_simulation(self, df_energy, nominal_capacity,
124                          available_capacity, DOD_limit,
start_charge,
125                          end_charge, charge_power, c_efficiency,
126                          start_discharge, end_discharge,
discharge_power,
127                          d_efficiency):
128
129         # Defines the battery simulation, with the parameters that
need to be added
130         """
131         Function taking a dataframe containing columns of hourly
kwh-averages for consumption
132         Simulation with battery defined above.
133         Returns kwh-list of kwh values before and after simulation
, and a list of
134         the battery's remaining capacity after each hour.
135
136         Parameters
137         -----

```

```

138     df_energy : Dataframe containing hourly average
consumption. Must have columns
139     'kW total' and 'Hour number'
140     nominal_capacity : Float. Nominal capacity of battery (kWh
).
141     available_capacity : Float. Remaining capacity in battery
(kWh).
142     DOD_limit : Float between 1 and 0. How far the battery is
allowed
143     to discharge.
144     start_charge : Float. kWh-value where charging begins.
145     end_charge : Float. kWh-value where charging ends.
146     charge_power : Float. Charging power (kW).
147     c_efficiency : Float between 1 and 0. Charging efficiency.
148     start_discharge : Float. Kwh-value where discharge
commences.
149     end_discharge : Float. Kwh-value where discharge ends.
150     discharge_power : Float. Discharge power (kW).
151     d_efficiency : Float between 1 and 0. Discharging
efficiency.
152
153     Returns
154     -----
155     kwh_values: List of original kwh-values.
156     kwh_values_with_battery : List of floats, where floats are
kwh values
157     after simulation.
158     capacity_battery : List of floats, where floats are the
remaining
159     capacity in the battery.
160
161     """
162
163     kwh_values = df_energy['kW total'].tolist()
164     #Creates a list with the consumption values
165     times = df_energy['Hour number'].tolist()
166     #Creates a list with the hour numbers
167
168     battery = Battery(nominal_capacity, available_capacity,
DOD_limit)
169     #Defines the battery
170
171     kwh_values_with_battery = []
172     #Creates empty list for the energy consumption values with
battery
173     capacity_battery = []
174     #Creates empty list for the battery capacity
175
176     for i in range(len(kwh_values)):
177         #Iterates over the rows of the energy consumption
values
178         if times[i] <= 7 or times[i]>=21:
179             #If the hour number is in this range, the battery is
charged with the set conditions
180             kwh_values_with_battery.append(battery.charge(
kwh_values[i],
181     start_charge ,

```

```

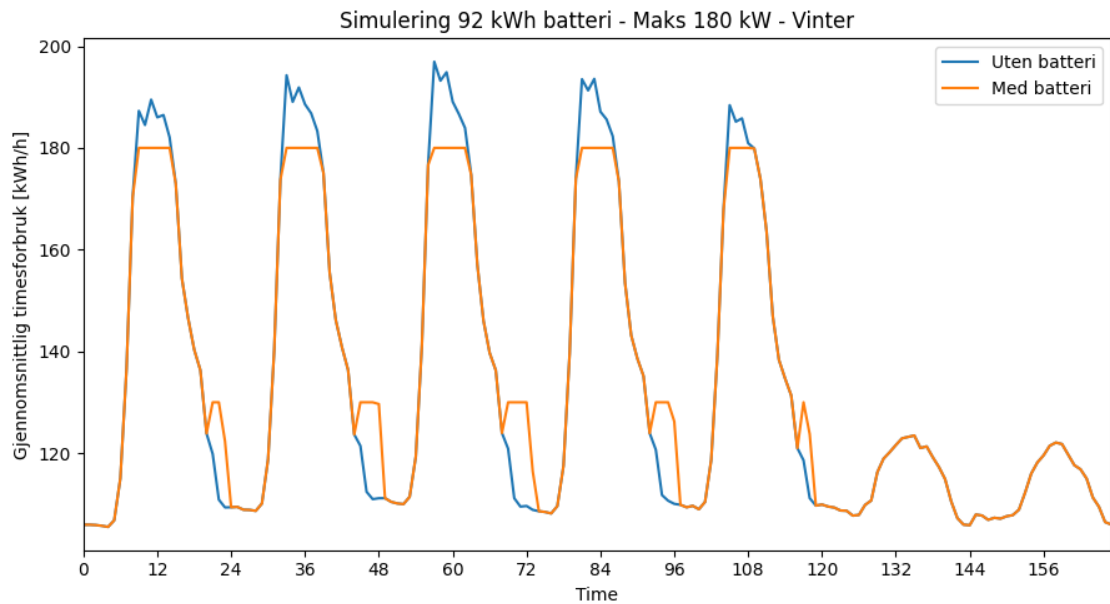
182     end_charge ,
183     charge_power ,
184     c_efficiency))
185         else:
186             #If the hour number is outside the range, the battery
is discharged with set conditions
187                 kwh_values_with_battery.append(battery.discharge(
kwh_values[i],
188     start_discharge ,
189     end_discharge ,
190     discharge_power ,
191     d_efficiency))
192                 capacity_battery.append(battery.remaining_capacity)
193                 #Adds the remaining capacity to the list for battery
capacity
194
195         return kwh_values , kwh_values_with_battery ,
capacity_battery
196     # Returns the energy consumption value without battery (
initial values),
197     # energy consumption with battery and the capacity of the
battery

```

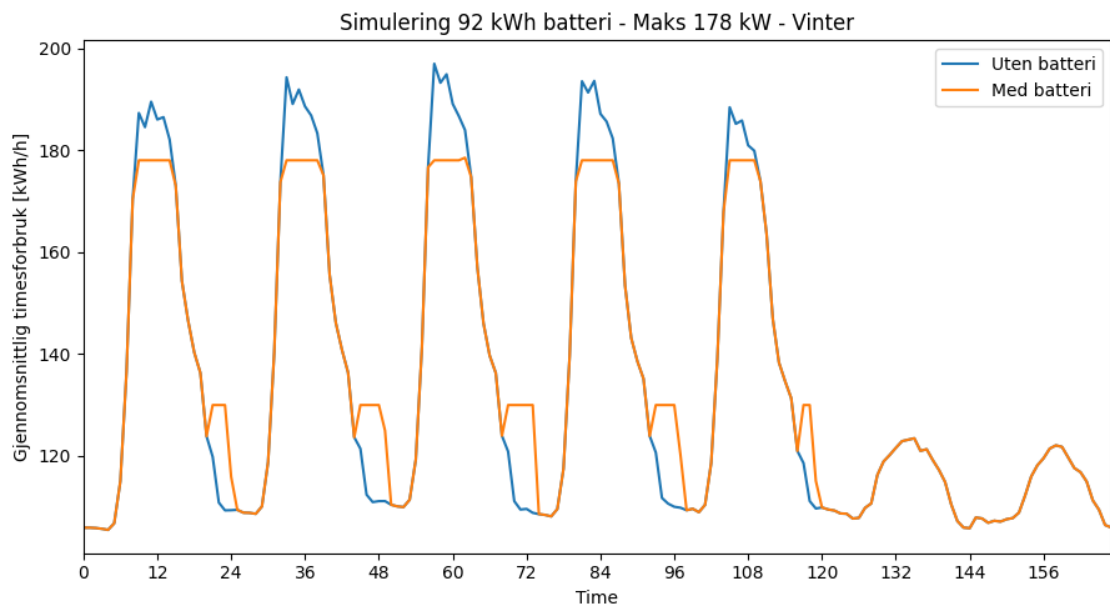
A.2 Simuleringer

A.2.1 Smart Energy Systems - 92 kWh

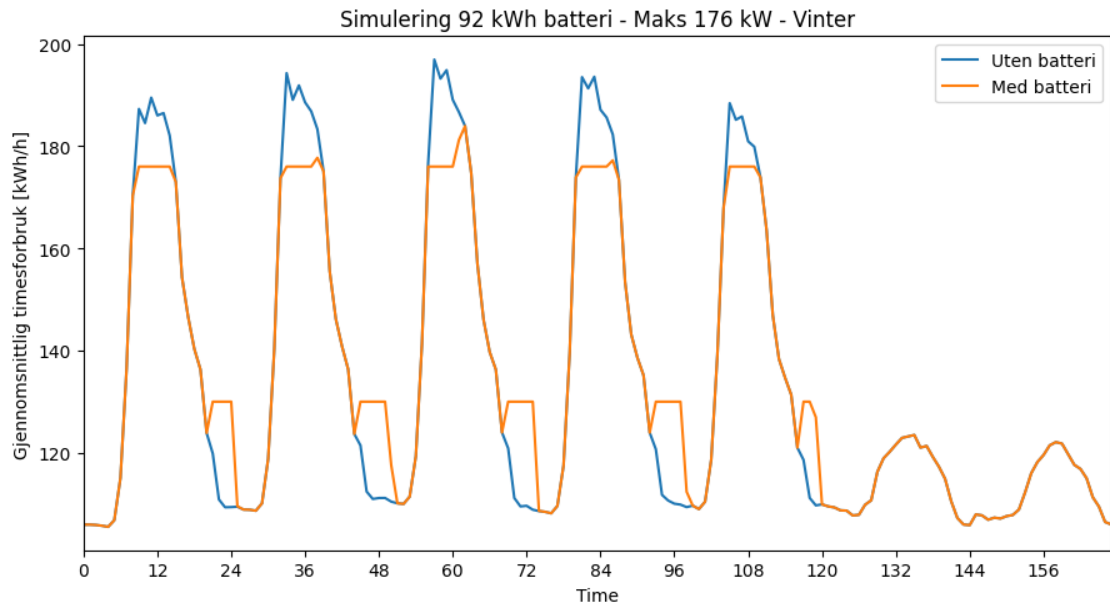
Vinter



Figur A.1: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 180 kW.

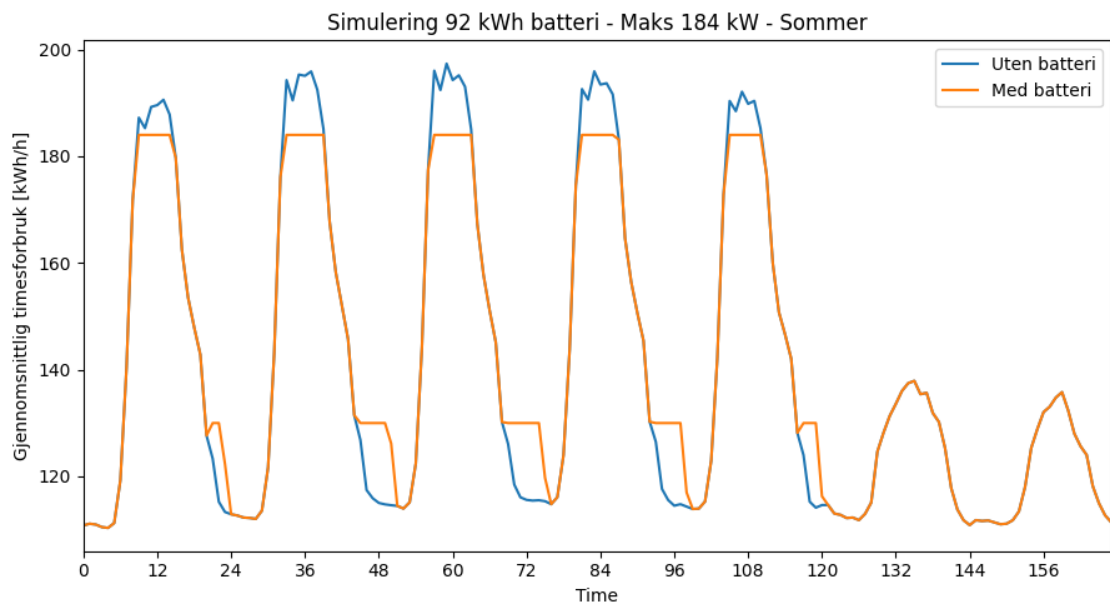


Figur A.2: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 178 kW.

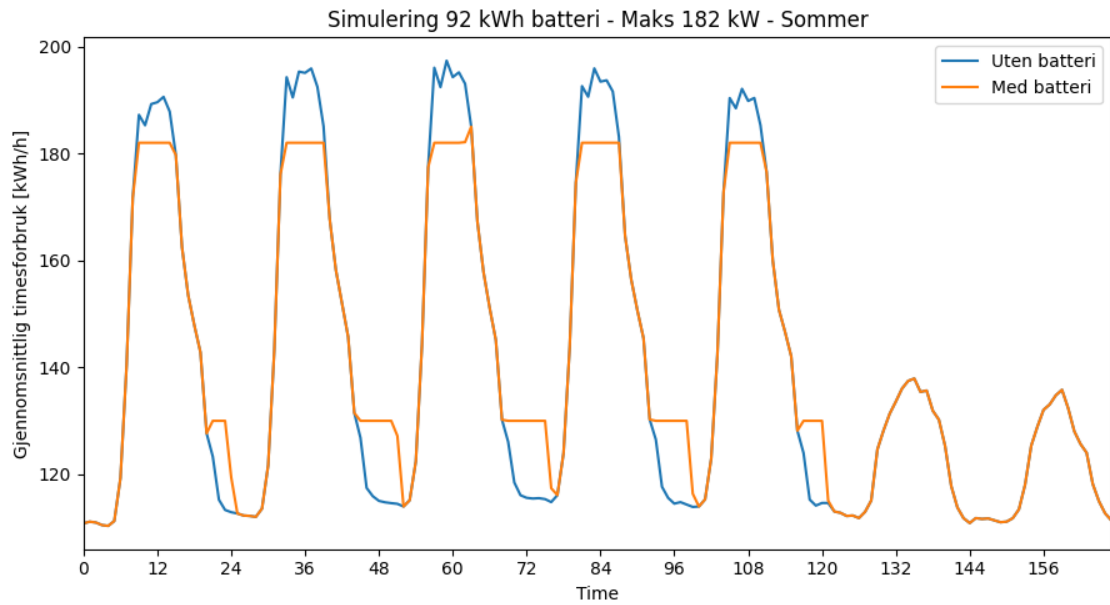


Figur A.3: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 176 kW.

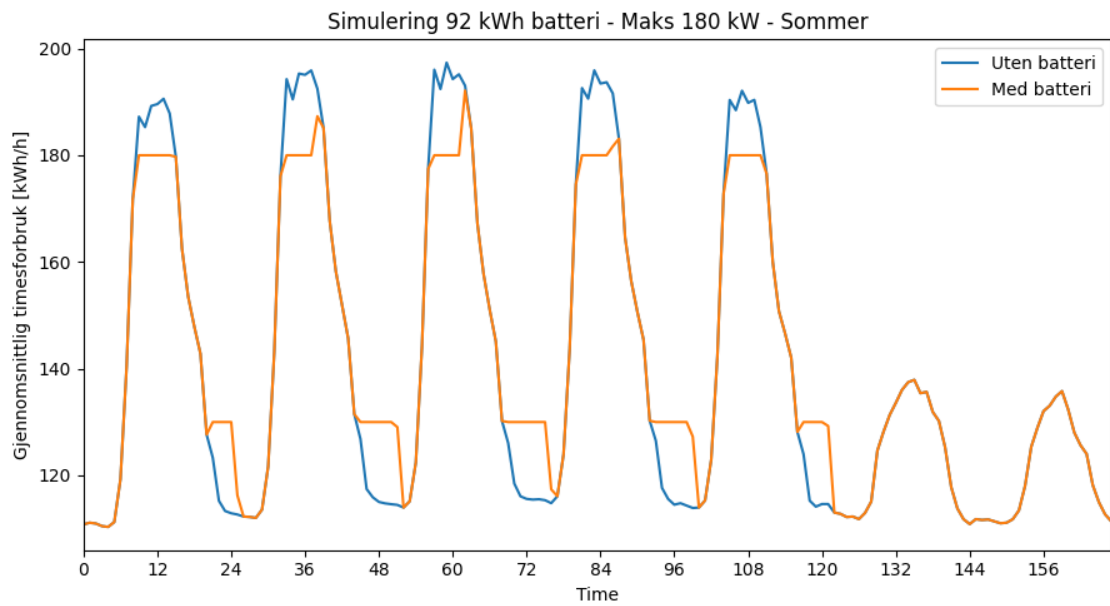
Sommer



Figur A.4: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 184 kW.



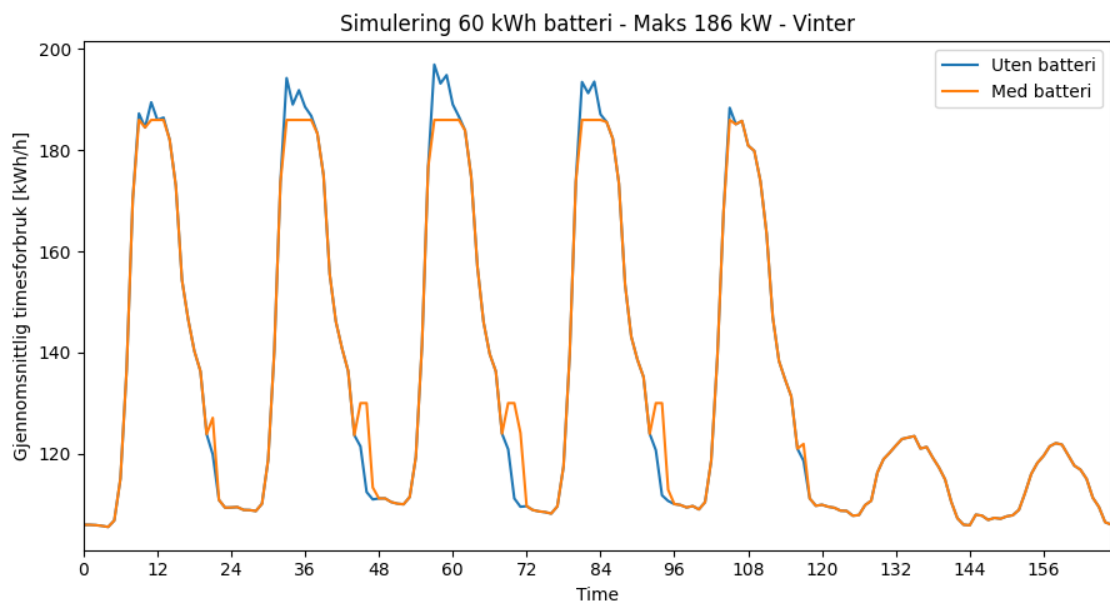
Figur A.5: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 182 kW.



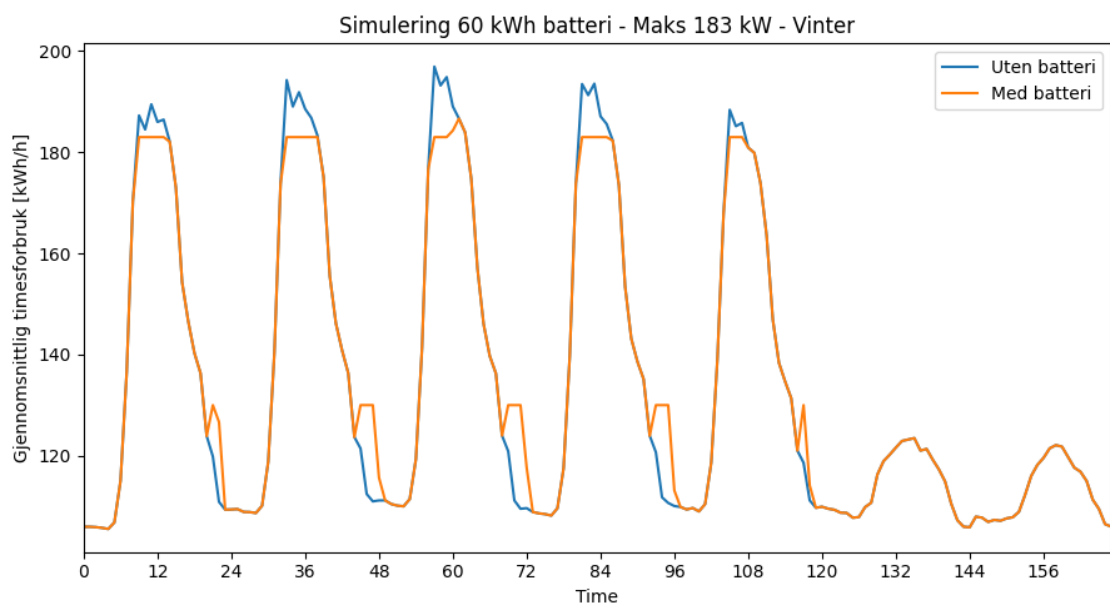
Figur A.6: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 92 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 180 kW.

A.2.2 Hagal - 60 kWh

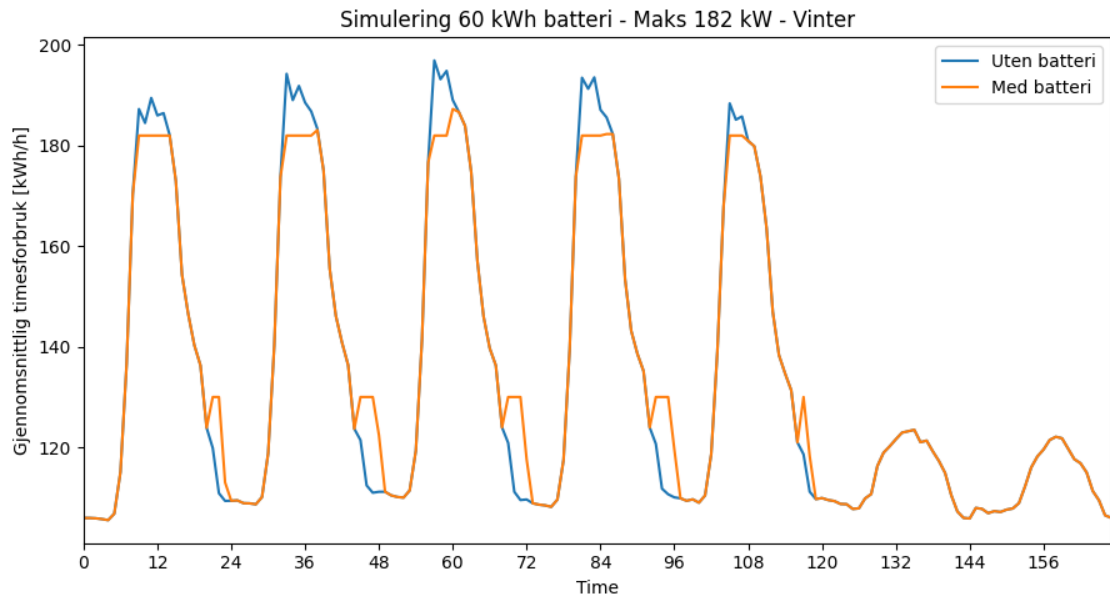
Vinter



Figur A.7: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 186 kW.

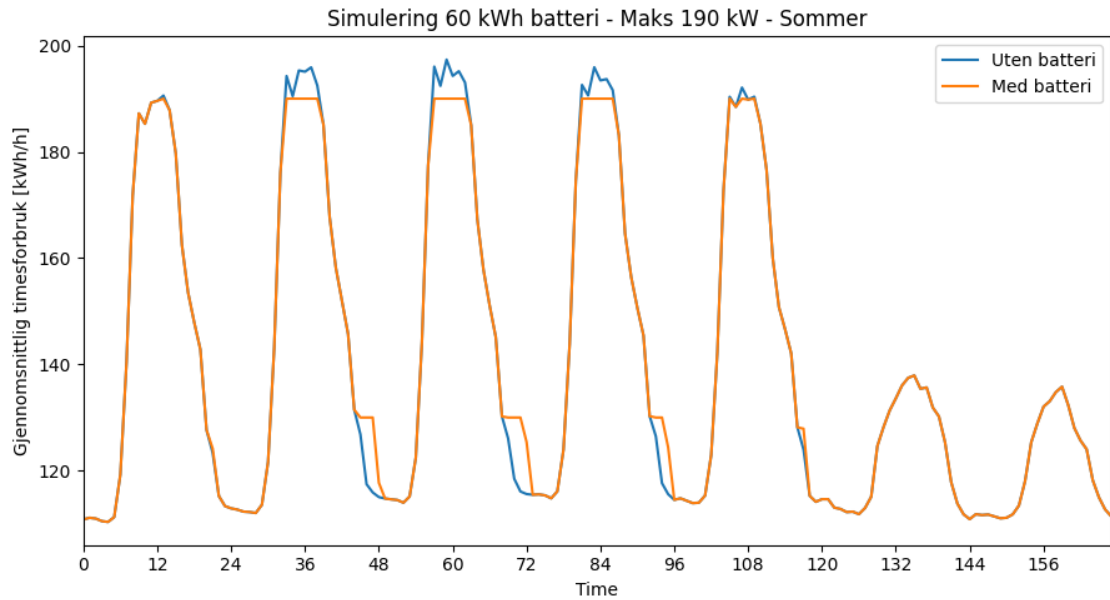


Figur A.8: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 183 kW.

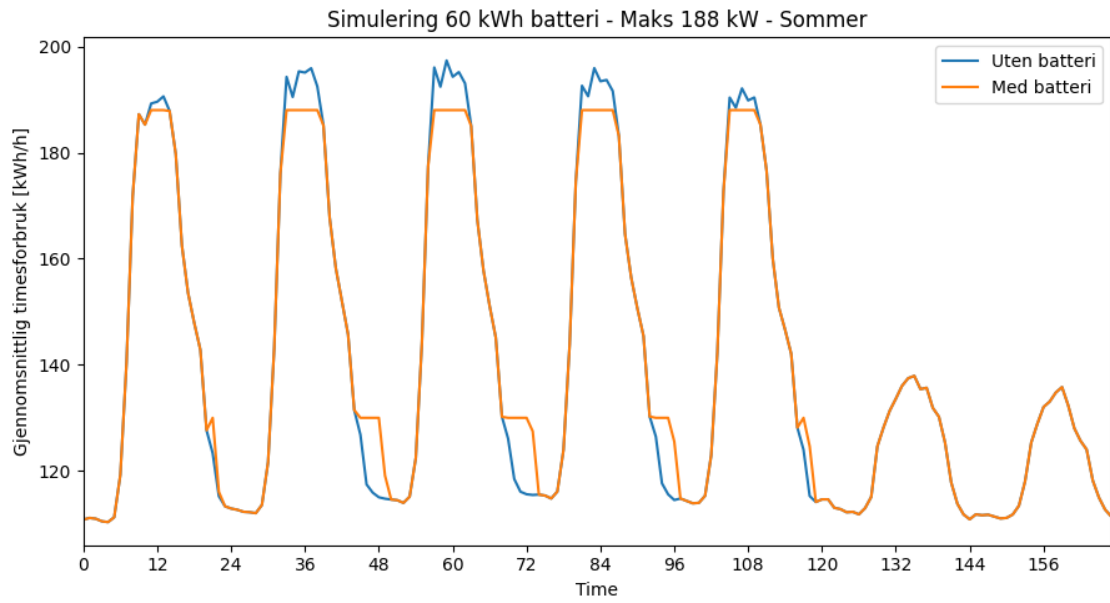


Figur A.9: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 182 kW.

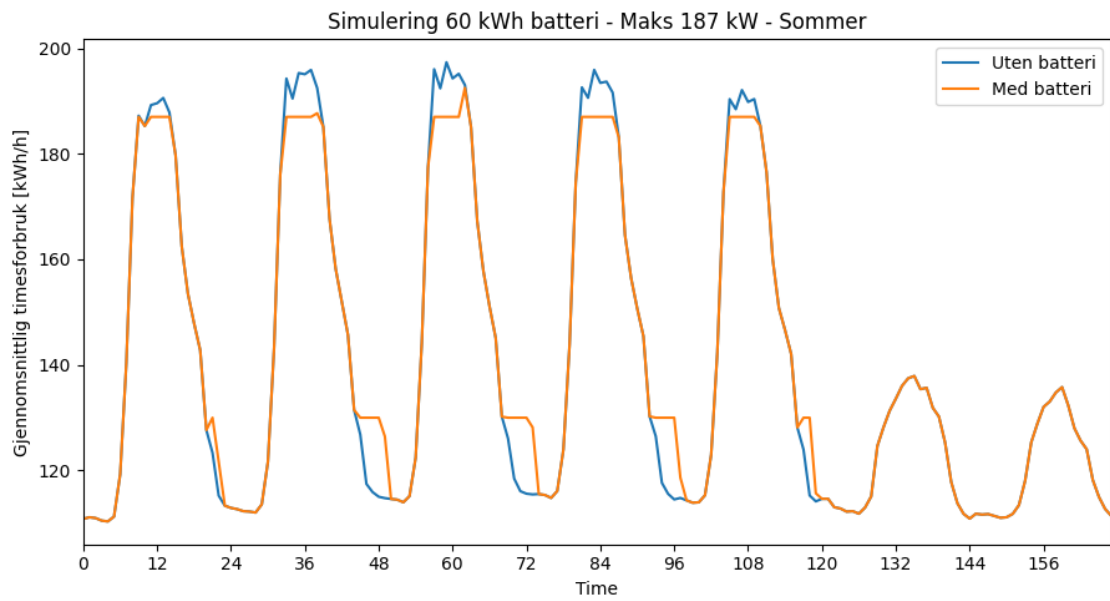
Sommer



Figur A.10: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 190 kW.



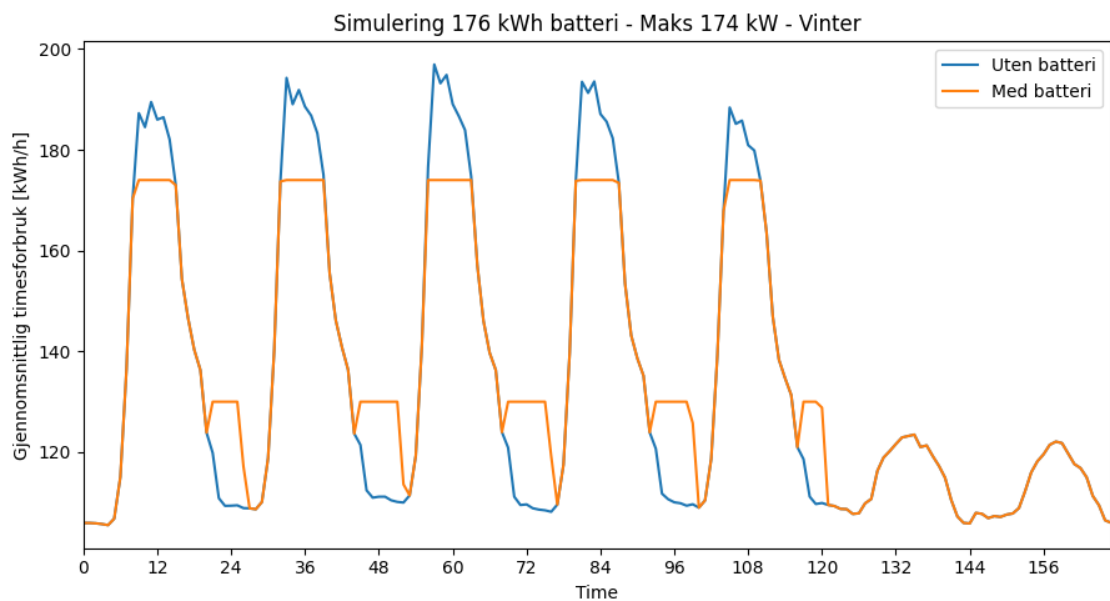
Figur A.11: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 188 kW.



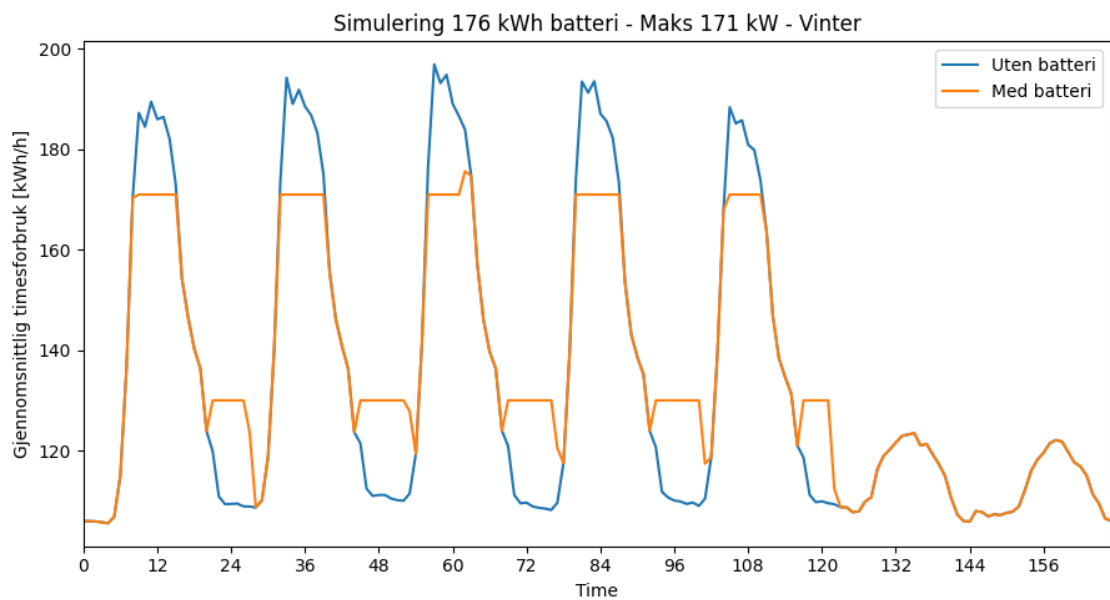
Figur A.12: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 60 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 187 kW.

A.2.3 Hagal - 176 kWh

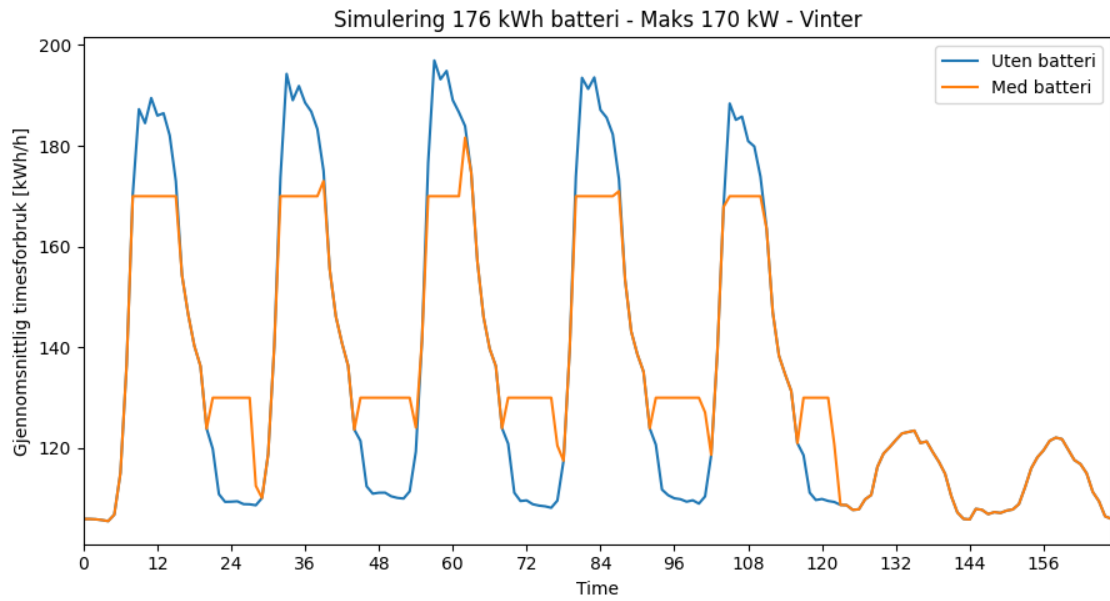
Vinter



Figur A.13: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 174 kW.

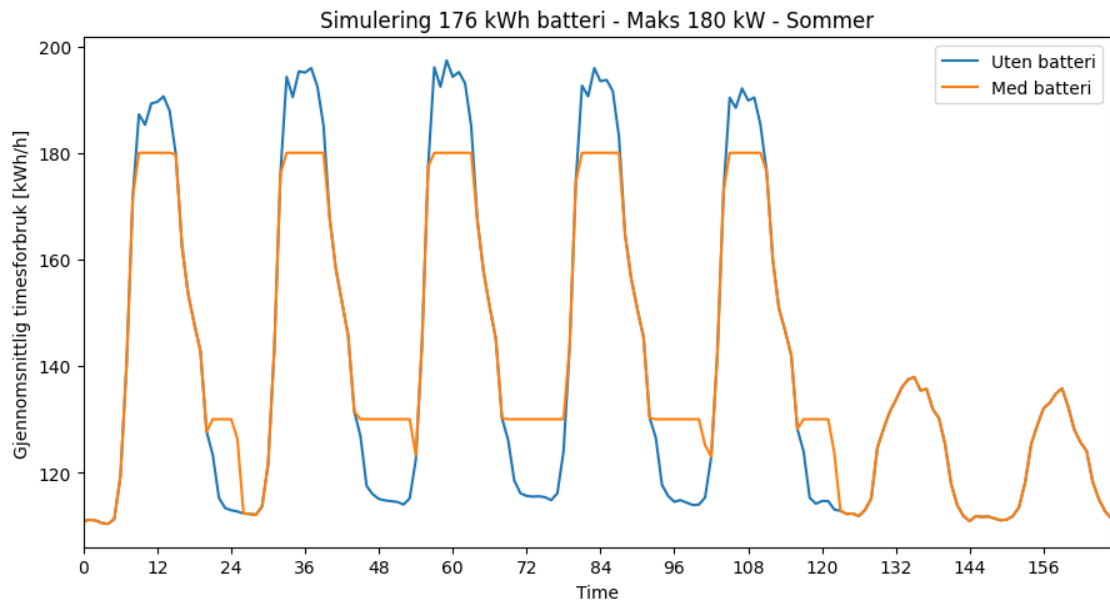


Figur A.14: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 171 kW.

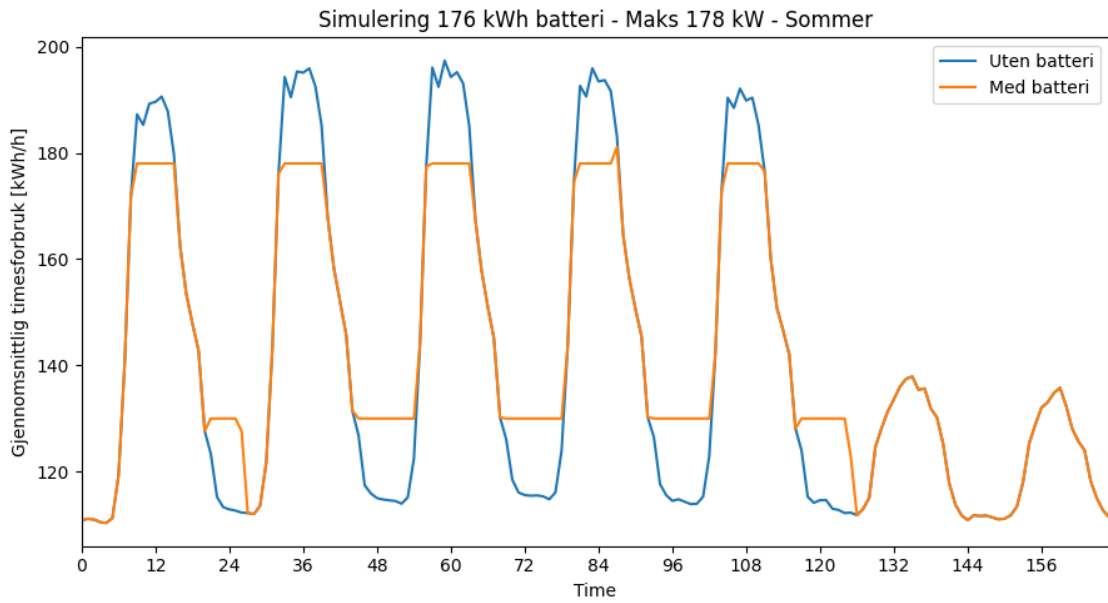


Figur A.15: Lastkurve for BTB om vinteren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 170 kW.

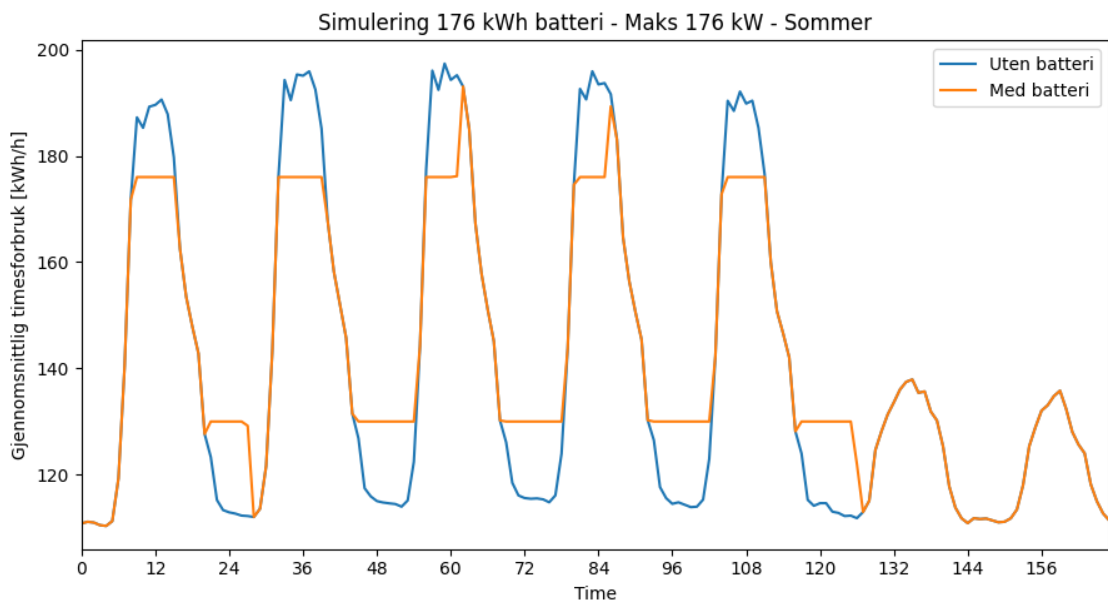
Sommer



Figur A.16: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 180 kW.



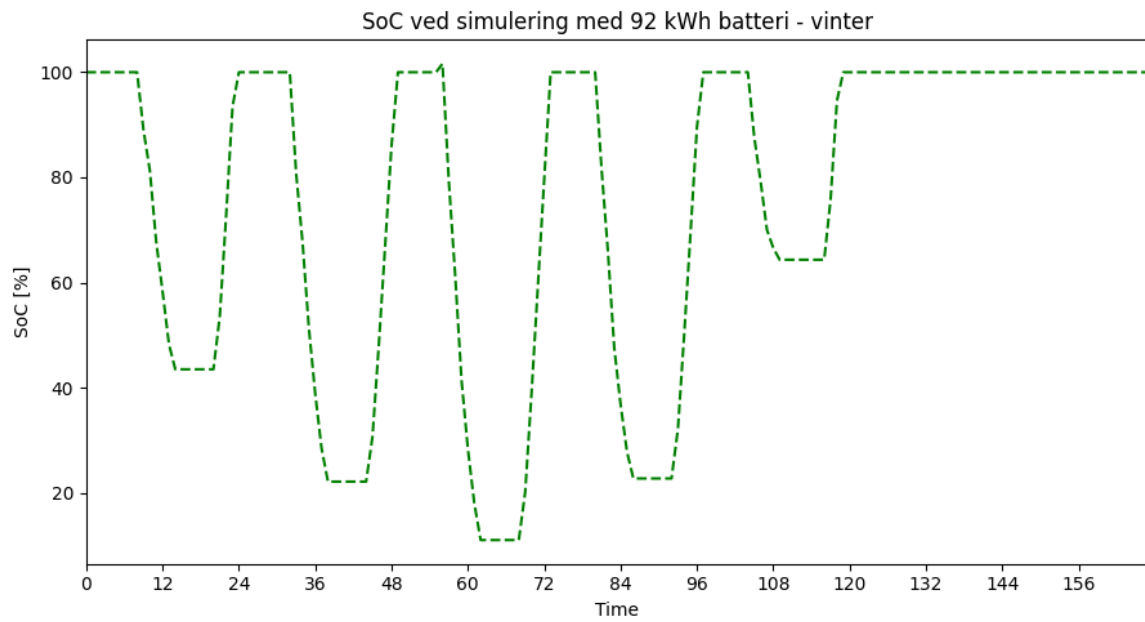
Figur A.17: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 178 kW.



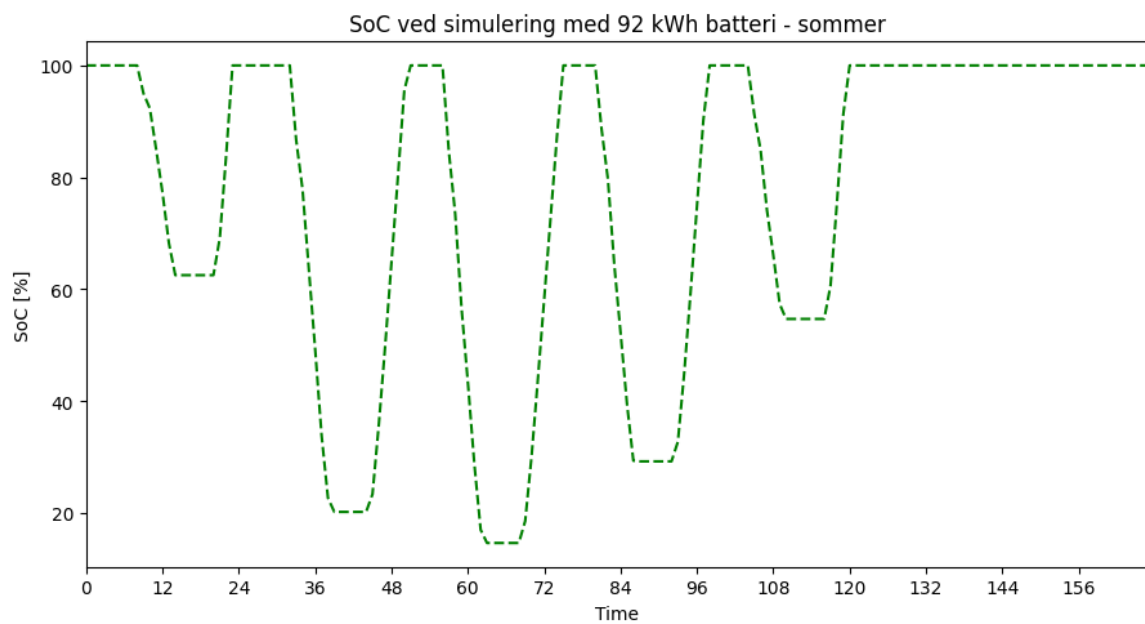
Figur A.18: Lastkurve for BTB om sommeren ved simulering med batteri på 176 kWh der batteriet skal dekke forbruk over 176 kW.

A.3 SoC-kurver fra beste simulering

A.3.1 Smart Energy Systems - 92 kWh

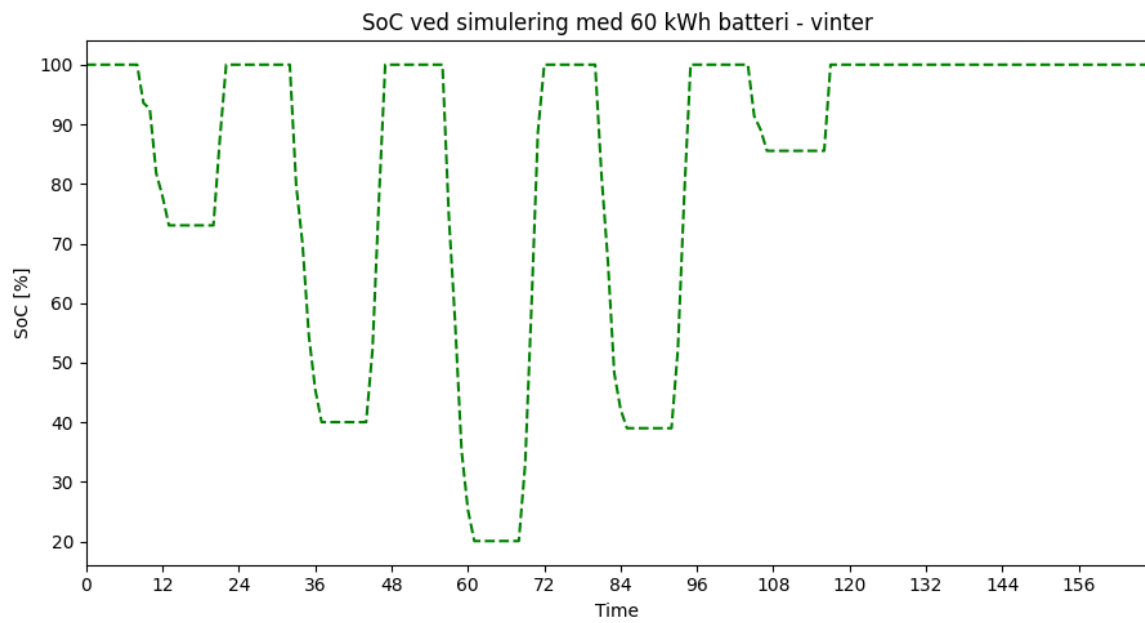


Figur A.19: SoC til batteriet på 92 kWh ved beste simulering om vinteren.

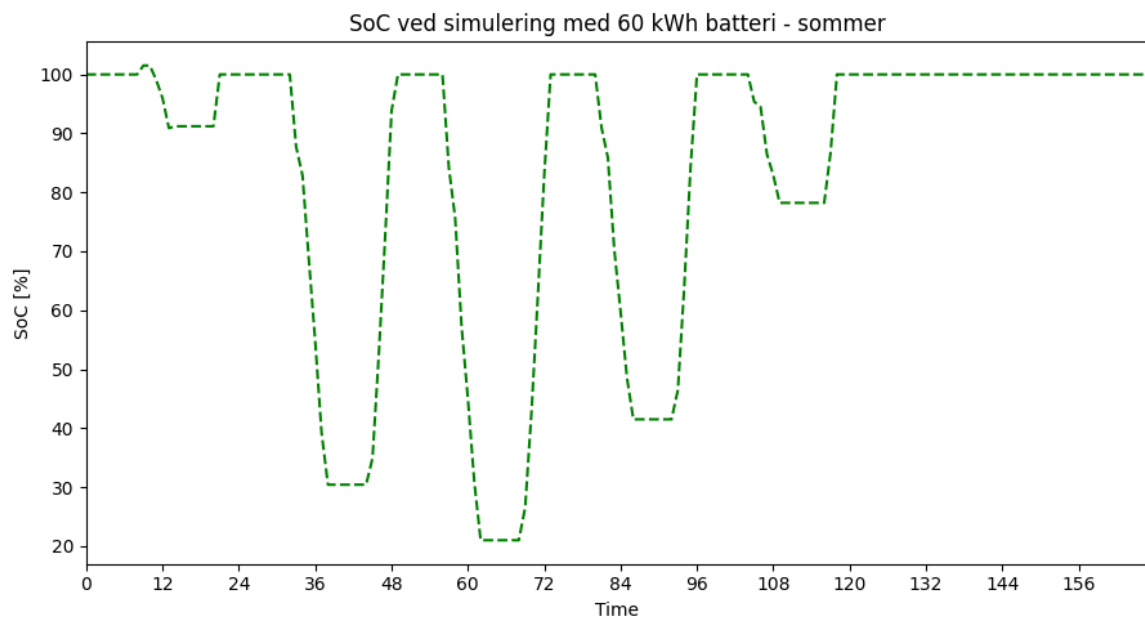


Figur A.20: SoC til batteriet på 92 kWh ved beste simulering om sommeren.

A.3.2 Hagal - 60 kWh

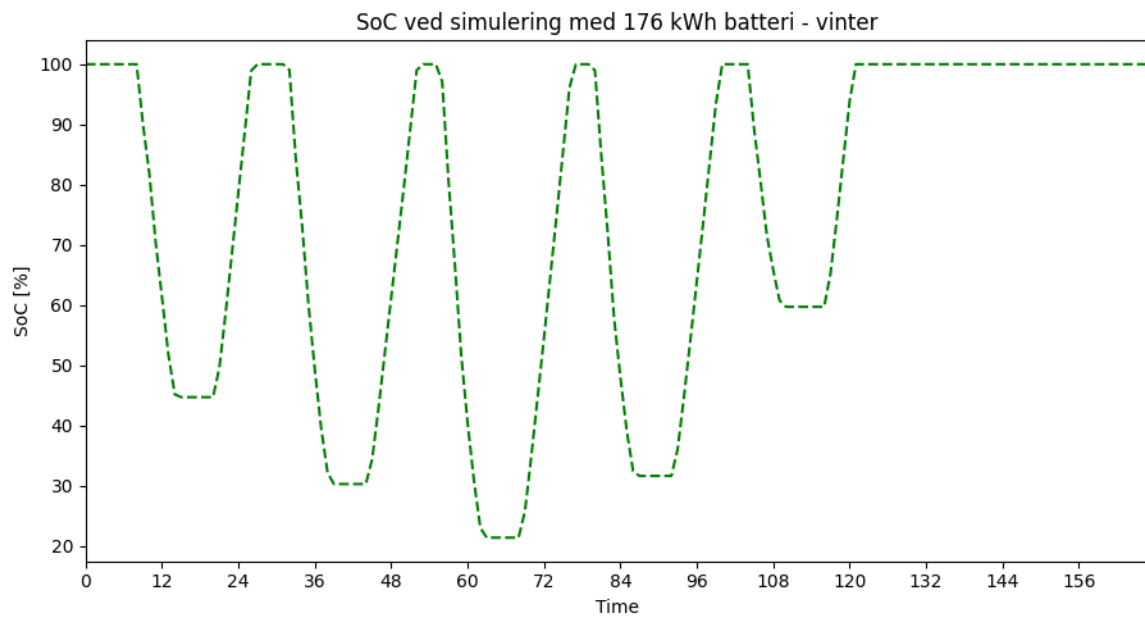


Figur A.21: SoC til batteriet på 60 kWh ved beste simulering om vinteren.



Figur A.22: SoC til batteriet på 60 kWh ved beste simulering om sommeren.

A.3.3 Hagal - 176 kWh



Figur A.23: SoC til batteriet på 176 kWh ved beste simulering om vinteren.



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway