



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Simulering og lønnsomhetsanalyse av husbatteri for å redusere elektriske effekttopper

Simulation and Profitability Analysis of Home
Battery to Reduce Electrical Power Peaks

Hedda Mathilde Jørgensen
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven markerer avslutningen på mastergraden min i Miljøfysikk og fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Etter seks år som student kan jeg se tilbake på en fantastisk studietid som har vært både spennende og lærerik.

Først vil jeg takke veilederen min Heidi S. Nygård for god oppfølging og nyttige tilbakemeldinger gjennom hele prosessen. Takk til Olav Henrik Skonnord og Stig Ottesen Ødegård fra Smart Innovation Norway for at jeg fikk bruke programmet BO Optimization og for at dere har svart på alle spørsmålene mine underveis. Takk til Alexander Finn fra Smart Energy Systems AS for tilgang på data, og for all hjelp underveis.

Til slutt vil jeg takke venner, familie og kjære for all støtte jeg har fått gjennom studietiden. En ekstra takk til dere jeg har delt lesesal med denne våren.

Ås, 13. juni 2023

Hedda M. Jørgensen

Sammendrag

Avkarbonisering og elektrifisering av energisektoren i Norge øker behovet for elektrisitet. Det er derfor planlagt store utbygginger av blant annet vind- og solkraft. Dette er uregulerbar kraft som krever at det hentes fleksibilitet andre steder i kraftsystemet. I Norge er husholdninger en av de største uutnyttede kildene til fleksibilitet. Denne oppgaven har sett på bruken av batterier til lastflytting på husholdninger, og undersøkt om det er lønnsomt fra et forbrukerperspektiv.

For å undersøke hvordan batterier kan brukes til lastflytting, og å finne lønnsomhet, ble det simulert batteribruk på forbruksdata fra syv norske boliger, der to av boligene hadde installert solcellepanel. Det ble gjennomført simuleringer av fem scenarier med forskjellige kombinasjoner av nettleie og strømprisområde. I de fire første scenariene hadde to og to scenarier samme strømpris og samme nettleiepris. Når andelen uregulerbar kraft i kraftsystemet øker, kan strømprisene endre seg. I Danmark var andelen vindkraft i energimiksen 74 % i 2021. I oppgaven er det sett på to scenarier der strømprisen er som i prisområde NO1 i Norge, og to scenarier med strømpriser fra prisområde DK2 i Danmark. Elektrifisering fører også til at strømmettet må utbygges ytterligere, og oppgaven har derfor sett på to scenarier med Elvias nettleiepriser i 2023, og to scenarier der nettleieprisene til Elvia økes med 40 % fra prisene i 2023.

I batterisimuleringen ble de høyeste timeeffektene redusert for alle husholdningene. Simuleringen flyttet forbruk fra timene med høyest strømpris, til timene med lavest strømpris. Den simulerte batteriinvesteringen ble ikke lønnsom for noen av boligene i noen av de første fire scenariene.

2²-faktorielt eksperimentdesign ble brukt for å se på om nettleiedobling og endring i prisområde fører til størst økning i lønnsomhet og lastflytting. Det ble funnet at en endring fra prisområde NO1 til prisområde DK2 førte til den største økningen i lønnsomhet for batteriinvesteringen. Resultatene tyder også på at strømprisområde og nettleiepris ikke er samhandlende faktorer når det sees på årlig besparelse i energikostnader fra en batteriinvestering. Det ble bare sett på en bolig som hadde solcellepanel i hele 2022, og for denne boligene tyder resultatene på at nettleieøkning og endring i prisområde er samhandlende faktorer.

Det femte scenariet var en sensitivitetsanalyse for å finne en kombinasjon av strømprisområde og n-te dobling av nettleieprisene til Elvia fra 2023 som må til for at investeringen skal ha en positiv netto nåverdi. Sensitivitetsanalysen ble gjennomført for tre av boligene. Det ble funnet ut at kombinasjonen av strømpriser fra prisområde DK2 og en fjortendobling av nettleieprisene måtte til for å gjøre investeringen lønnsom for den ene boligen. For de to andre boligene måtte det til attendoblinger av nettleieprisene.

Resultatene tyder på at batteriinvesteringer for husholdninger ikke er lønnsomme i 2022, batterier kan være effektive i å redusere de høyeste timeeffektene og flytte forbruk etter strømpriser. Oppgaven har ikke tatt samfunnsøkonomiske vurderinger eller eventuelle støtteordninger i perspektiv.

Abstract

Decarbonisation and electrification of the energy sector in Norway will increase the need for electricity. Large-scale development of wind and solar power, is therefore planned. Wind and solar power cannot be regulated, this requires flexibility elsewhere in the power system. In Norway, households are one of the largest unused sources of flexibility. This thesis has looked at the use of batteries for load shifting in households, and investigated whether it is profitable from a consumer perspective.

To find how batteries can be used for load shifting, and to find profitability, battery use was simulated on consumption data from seven Norwegian homes, two had solar panels installed. Simulations were carried out on five scenarios with different combinations of grid costs and electricity prices. In the first four scenarios, two and two scenarios had the same electricity prices and the same grid costs. When the power systems depends more on wind and solar power, electricity prices can change. In Denmark, the share of wind power in the energy mix was 74 % in 2021. Two scenarios use the electricity price from price area NO1 in Norway, and two scenarios from price area DK2 in Denmark. Electrification also means that the power grid must be expanded further, and the task has therefore looked at two scenarios with Elvia's grid costs in 2023, and two scenarios where Elvia's grid costs are increased by 40 % from the 2023-prices.

In the battery simulation, the highest hourly power peaks were reduced for all households. The simulation moved consumption from the hours with the highest electricity price to the hours with the lowest electricity price. The simulated battery investment was not profitable for any of the homes in any of the first four scenarios.

A 2^2 factorial experiment design was used to see if increased grid costs and a change in price range lead to the greatest increase in profitability and load shifting. It was found that a change from electricity prices from NO1 to electricity prices from DK2 led to the greatest increase in profitability for the battery investment. The results also suggest that electricity price range and grid costs are non-interacting factors when looking at annual savings in energy costs from a battery investment. Only one home out of the ones which were used in the simulations had a solar panel throughout 2022, and for this home the results suggest that grid cost increases and changes in the electricity prices are interacting factors.

The fifth scenario was a sensitivity analysis aiming to find a combination of electricity price and the nth doubling of the grid costs to Elvia from 2023 that gives makes the investment have a positive net present value. The sensitivity analysis was carried out for three homes. It was found that the combination of electricity prices from price area DK2 and a fourteenfold increase in grid costs was needed to make the investment profitable for one of the homes. For the other two homes, grid costs had to be multiplied by twenty.

The results suggest that battery investments for households are not profitable in 2022. Batteries can be effective in reducing the highest hourly effects and shifting consumption according to electricity prices. The thesis has not taken socio-economic assessments or any financial support into perspective.

Innhold

Figurer	vii
Tabeller	x
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Avgrensninger	3
2 Teori	4
2.1 Kraftsystemet	4
2.1.1 Oppbygningen til kraftnettet	4
2.1.2 Fleksibilitet	5
2.1.3 AMS-målere	7
2.1.4 Nettleie	7
2.1.5 Strømpris	8
2.1.6 Strømforbruk	10
2.2 Fornybar energi	11
2.2.1 Energiproduksjon i Norden	11
2.2.2 Solkraft	12
2.3 Batterier	13
2.4 Økonomi	14
2.4.1 Nåverdivurdering - NPV	14
2.4.2 Tilbakebetalingstid	15
3 Metode	16
3.1 AI Battery Optimizer	16
3.2 Data og databehandling	16
3.2.1 Forbruksdata	16
3.2.2 Spotpriser	18

3.2.3	Nettleie	19
3.3	Batteripakken	20
3.3.1	Batteriparametre	20
3.3.2	Modulene	21
3.4	Simulering	22
3.4.1	Simuleringen	23
3.5	Analysen	24
4	Resultat og diskusjon	25
4.1	Innledende resultater	25
4.2	Lønnsomhetsanalyse	32
4.2.1	Scenario NO23	32
4.2.2	Scenario NO40	33
4.2.3	Scenario DK23	33
4.2.4	Scenario DK40	34
4.2.5	Diskusjon av lønnsomhet	34
4.3	2 ² -faktorielt design	36
4.3.1	Diskusjon av 2 ² -faktorielt design	38
4.4	Lastflytting	38
4.4.1	Bolig nr. 4	39
4.4.2	Bolig nr. 6	43
4.4.3	Bolig nr. 10	47
4.4.4	Diskusjon av lastflytting	53
4.5	Positiv NPV	54
4.5.1	Bolig nr. 4	55
4.5.2	Bolig nr. 6	58
4.5.3	Bolig nr. 10	61
4.5.4	Diskusjon av positiv NPV	64
5	Generell diskusjon og feilkilder	66

6	Konklusjon og videre arbeid	68
6.1	Konklusjon	68
6.2	Videre arbeid	69
A	Vedlegg	75
A.1	Utfyllende informasjon	75
A.2	Datablad	76
A.3	Faktorielt design	78

Figurer

2.1	Det norske, elektriske kraftsystemet illustrert	4
2.2	Varighetskurve for en norsk husholdning i 2022	6
2.3	Lastflytting illustrert	6
2.4	Norske prisområder illustrert	9
2.5	Danske prisområder illustrert	9
2.6	Gjennomsnittlig strømpris i prisområdene i Norge og Danmark i 2022 [17]. De danske strømprisene er vist med stiplede linjer.	10
2.7	Elektrisk kraftproduksjon i de nordiske landene for 2021. Fordelingen viser produksjon i prosent av total elektrisk kraftproduksjon.	12
2.8	Plasseringer av batterier i kraftnettet [9]. Figuren er gjengitt med tillatelse fra Sintef.	14
3.1	Boligenes totale strømforbruk i 2022.	18
3.2	Input og output i simuleringsmodellen	24
4.1	Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 3 i 2022, fordelt etter ukedager.	26
4.2	Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 4 i 2022, fordelt etter ukedager.	27
4.3	Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 5 i 2022, fordelt etter ukedager.	28
4.4	Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 6 i 2022, fordelt etter ukedager.	29
4.5	Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 7 i 2022, fordelt etter ukedager.	30
4.6	Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 9 i 2022, fordelt etter ukedager.	31
4.7	Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 10 i 2022, fordelt etter ukedager.	32
4.8	2 ² -faktorielt design av bolig nr. 4.	36
4.9	2 ² -faktorielt design av bolig nr. 6.	37
4.10	2 ² -faktorielt design av bolig nr. 4.	37
4.11	2 ² -faktorielt design av bolig nr. 10.	38

4.12	Varighetskurven viser de konsumerte timeeffektene for bolig nr. 4 i 2022.	39
4.13	Varighetskurvene viser de fire simulerte forbrukene med batteri for bolig nr. 4.	40
4.14	Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 4.	41
4.15	Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 4.	41
4.16	Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 lørdag den 2. juli 2022 for bolig nr. 4.	42
4.17	Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 lørdag den 2. juli 2022 for bolig nr. 4.	43
4.18	Varighetskurven viser de konsumerte timeeffektene for bolig nr. 6 i 2022.	43
4.19	Varighetskurvene viser de fire simulerte forbrukene med batteri for bolig nr. 6.	44
4.20	Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 6.	45
4.21	Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 6.	45
4.22	Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 lørdag den 2. juli 2022 for bolig nr. 6.	46
4.23	Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 lørdag den 2. juli 2022 for bolig nr. 6.	47
4.24	Varighetskurven viser de konsumerte timeeffektene for bolig nr. 10 i 2022.	48
4.25	Varighetskurvene viser de fire simulerte forbrukene med batteri for bolig nr. 10.	49
4.26	Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 10.	50
4.27	Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 10.	51
4.28	Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 lørdag den 2. juli 2022, bolig nr. 10.	52
4.29	Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 lørdag den 2. juli 2022, bolig nr. 10.	53

4.30	NPV ved forskjellige n-te doblinger av nettleien for bolig nr. 4.	55
4.31	Varighetskurven viser strømkonsumet fra strømmettet for bolig nr. 4 i scenariet med positiv NPV.	56
4.32	Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 4 i scenariet med positiv NPV mandag den 3.januar 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.	57
4.33	Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 4 i scenariet med positiv NPV lørdag den 2. juli 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.	57
4.34	NPV ved forskjellige n-te doblinger av nettleien for bolig nr. 6.	58
4.35	Varighetskurven viser strømkonsumet fra strømmettet for bolig nr. 6 i scenariet med positiv NPV.	59
4.36	Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 6 i scenariet med positiv NPV mandag den 3.januar 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.	60
4.37	Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 6 i scenariet med positiv NPV lørdag den 2. juli 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.	60
4.38	NPV ved forskjellige n-te doblinger av nettleien for bolig nr. 10.	61
4.39	Varighetskurven for bolig nr. 10 i scenariet med positiv NPV	62
4.40	Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 10 i scenariet med positiv NPV mandag den 3.januar 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.	63
4.41	Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 10 i scenariet med positiv NPV lørdag den 2. juli 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.	64
A.1	Databladet til batterimodulene som brukes i simuleringene.	77
A.2	2 ² -faktorielt design av bolig nr. 3.	78
A.3	2 ² -faktorielt design av bolig nr. 5.	78
A.4	2 ² -faktorielt design av bolig nr. 7.	79

Tabeller

2.1	Energileddet i nettleien	8
2.2	Effektledet i nettleien	8
3.1	Presentasjon av karakteristikene til boligene som brukes i simuleringene.	17
3.2	Fastleddstrinn brukt i simuleringen	19
3.3	Energileddet i nettleien hos Elvia med priser fra 2023 og med en 40% økning fra 2023-prisene. Verdiene er hentet fra Elvia [11].	20
3.4	Oversikt over batteriparametre brukt i simuleringen [52].	22
3.5	De fire simuleringene som skal kjøres, med forskjellige kombinasjoner av strømpris og nettleie.	23
4.1	NPV og tilbakebetalingstid for scenario NO23.	33
4.2	NPV og tilbakebetalingstid for scenario NO40.	33
4.3	NPV og tilbakebetalingstid for scenario DK23	34
4.4	NPV og tilbakebetalingstid for scenario DK40	34
4.5	Resultater fra bolig nr. 4. Positiv NPV oppnås når nettleien har en fjortenedobling og danske strømpriser.	55
4.6	<i>Resultater fra bolig nr. 6. Positiv NPV oppnås når nettleien har en attendobling og danske strømpriser.</i>	58
4.7	Positiv NPV oppnås for bolig nr. 10 når nettleien er attendoblet og strømpriser fra prisområde DK2 brukes.	61
A.1	Utfyllende informasjon om boligene brukt i simuleringene.	75

Ordliste

AMS Avanserte måle- og styringssystemer

DoD Depth-of-Discharge - Forholdet mellom kapasiteten som er tømt og maksimalt tilgjengelig kapasitet i batteriet under samme forhold før utlading

DSO Distribution System Operator - nettoperatør for distribusjonsnett

entso-e European network of Transmission System Operators for Electricity

NPV Net Present Value - Netto nåverdi. Verdien til en investering gjennom levetiden, uttrykt i nåværende verdi.

NVE Norges vassdrags- og energidirektorat

SES Smart Energy Systems - leverandør av fornybare energiløsninger

SIN Smart Innovation Norway - Forsknings- og innovasselskap

SOH State Of Health - batteriets helsetilstand

TSO Transmission System Operator - nettoperatør for transmisjonsnett

Enheter

A Ampere

EUR - Euro, valuta som brukes i Eurosonen

kWh Kilowatttime - måleenhet for elektrisk energi

kWh/h Timeeffekt - måleenhet for elektrisk energi per time

NOK - Norske kroner, valuta som brukes i Norge

W Watt - måleenhet for elektrisk effekt

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Klimakrisen er den største utfordringen menneskeheten står ovenfor. FN har erklært at alt som kan være en løsning på klimakrise må forsøkes [1]. Hovedårsaken til klimaendringene er forbrenning av fossile brennstoff. Forbrenningen frigjør energi og slipper ut CO_2 som har vært lagret i flere hundre millioner år. Når CO_2 som ikke deltar i karbonsyklusen tilføres atmosfæren, øker konsentrasjonen av CO_2 i atmosfæren. CO_2 er en drivhusgass, altså en av gassene som bidrar til drivhuseffekten. En økning i konsentrasjonen av drivhusgasser i atmosfæren øker drivhuseffekten og kan føre til klimaendringer [2].

For å bremse klimaendringene må utslippene av CO_2 reduseres [2]. Bruken av fossile brennstoff kan erstattes med fornybar energi gjennom elektrifisering. Elektrifisering er overgangen til et energisystem som bruker elektrisk energi, og at sektorer som tidligere brukte fossile brennstoff legges om til å bruke elektrisk energi [3]. Alene fører ikke elektrifisering til reduserte CO_2 -utslipp, siden elektrisk kraft kan komme fra fra forbrenning av fossile brennstoff, som i et kullkraftverk. Det er derfor viktig at den elektriske energien kommer fra fornybare kilder.

Når flere sektorer skal gå over til å bruke elektrisk kraft må produksjonen økes for å dekke det økte behovet. I en rapport fra 2021 la NVE til grunn at det bygges ut 7TWh havvind i en tiårsperiode fra 2030, og 7TWh solkraft innen 2040. Med forutsetning om disse utbyggingene kom rapporten frem til at Norge fortsatt vil ha et kraftoverskudd i 2040 [4]. Imidlertid fant Statnett i en analyse fra 2021 at Sør-Norge vil få et kraftunderskudd allerede i 2026 [5].

En økning av sol- og vindkraft vil øke mengden ikke-regulerbar kraft i det norske kraftsystemet, siden både sol- og vindkraft avhenger av værforholdene. En måte å håndtere den økte mengden ikke-regulerbar kraft er å bruke mer av forbrukerfleksibiliteten. Forbrukerfleksibilitet defineres av Sintef som forbruk hos industrikunder, husholdninger og andre som kan forskyves i tid, slås av eller endres [6].

En måte å bruke forbrukerfleksibilitet på er å installere batterier. Batterier kan lades opp i perioder der strømproduksjonen er høy, og strømpriser er lavere. Batteriet kan lades ut der strømproduksjonen er lavere, og strømprisen høyere [7]. Å utnytte at energiprisene endres over tid kalles prisarbitrasje [8]. Det kan installeres batterier blant annet i husholdninger, på industribygninger, næringsliv, eller i overføringsnett [9]. For å utnytte fleksibiliteten i batteriet på en effektiv måte må beslutningene om opp- og utlading være gode. Ladingen vil avhenge av flere variabler, som energibehovet der batterier er installert og kostnaden av å konsumere energi [8].

Kostnaden av å konsumere energi innbærer strømpris, påslag til strømselskapet, nettleie og avgifter. Det ble innført en ny nettleie 1. juli 2022. Denne inneholder i tillegg til energileddet, et effektledd. Effektleddet er delt inn i trinn, og snittet for de tre høyeste timesforbrukene av timeeffekt bestemmer hvilket trinn, og hvilken pris kunden må betale [10]. Prisene for hvert trinn varierer mellom nettselskapene. I de

fleste nettselskapene er det en forskjell på rundt 100kr mellom de vanligste trinnene for husholdninger. Energiledet i nettleien, som er en pris per kWh, er høyere på dagtid enn på natten og i helgene [11, 12, 13, 14]. Strømprisen kommer i tillegg, og varierer hver time basert på produksjon og etterspørsel.

Strømpris oppgis ofte som spotpris, og er oppgitt i kr/kWh. I NO1, prisområdet som dekker Østlandet, lå den gjennomsnittlige spotprisen i 2020 på 0,98kr/kWh, og i 2022 hadde gjennomsnittsprisen økt til 19,4kr/kWh. Det er forventet at andelen ikke-regulerbar kraft i det norske kraftsystemet skal øke de neste årene. Basert på dette kan det antas at strømprisene i fremtiden vil ligne mer på prisene i land som har høyere andel ikke-regulerbar kraft enn det Norge har i dag, som for eksempel i Danmark. I Danmark sto vindkraft for 73,9% av elektrisitetsproduksjonen 2021, men i Norge var det bare 7,5%. Dette er en av årsakene til at strømprisen varierer mer i de danske prisområdene enn i de norske. Snittprisen for det danske prisområdet DK2, var for 2022 litt høyere enn NO1, på 21,2 NOK/kWh. I løpet av 2022 hadde DK2 flere timer med negative stømpriser, noe NO1 aldri hadde [15, 16, 17, 18].

1.2 Problemstilling

Målet med denne oppgaven er å se på om, og hvordan, det er lønnsomt for en husholdning å bruke batterier som fleksibilitet, slike batterier kalles husbatterier. Dette skal gjøres ved å simulere fem scenarier. I de fire første scenariene er det to forskjellige nettleiestrukturer og to forskjellige strømpriser. Scenariene skal brukes til å analysere om det er lønnsomt for syv forskjellige husholdninger å installere og bruke batterier til lastflytting. I to av scenariene brukes spotprisen fra prisområde NO1 i Norge fra 2022, og i to brukes spotprisen fra prisområde DK2 i Danmark. Hver av disse skal simuleres med dagens nettleiestruktur hos Norges største nettselskap, Elvia, og en nettleiestruktur som er 40% høyere enn 2023-prisene hos Elvia. Det femte scenariet skal se på hvilken kombinasjon av strømpriser fra 2022 og økning i nettleien til Elvia i 2023 som gir positiv netto nåverdi.

For å finne ut om det er lønnsomt å installere batterier, skal det regnes ut tilbakebetalingstid for batteriinvesteringen, og finne netto nåverdi for investeringen. Simuleringen er basert på et program utviklet av SIN, Smart Innovation Norway [19]. Programmet tar inn strømpriser, nettleie og forbruksdata, og finner en optimal simulering med bruk av batteri der kostnadene til strømkonsum minimeres. I programmet brukes batteriparametre basert på batteriløsninger som SES, Smart Energy Systems, tilbyr. SES er et selskap som tilbyr energiløsninger, blant annet batterier til hus.

For å oppnå målene med oppgaven skal følgende delproblemstillinger besvares:

- P1:** Kan batterier brukes til å redusere effekttopper på forbruksdata til husholdninger?
- P2:** Vil et 2^2 faktorelt eksperimentdesign vise at en 40% økning i nettleien eller endring fra NO1 til DK2-spotpriser gjøre at batteriet er mest lønnsomt eller best på lastflytting?

P3: I en sensitivitetsanalyse, hvilken kombinasjon av nettleieøkning og strømpris skal til for å gjøre batteriinvesteringen lønnsom?

1.3 Avgrensninger

Oppgaven skal undersøke bruken av batteri fra et forbrukerperspektiv. Derfor foretas ingen samfunnsøkonomiske vurderinger.

Oppgaven skal se på resultatene fra å bruke en simulering, men ikke foreta en vurdering av programmet som brukes for å finne resultatene.

Oppgaven skal ikke ta hensyn til strømstøtten som ble gitt til husholdninger i 2022.

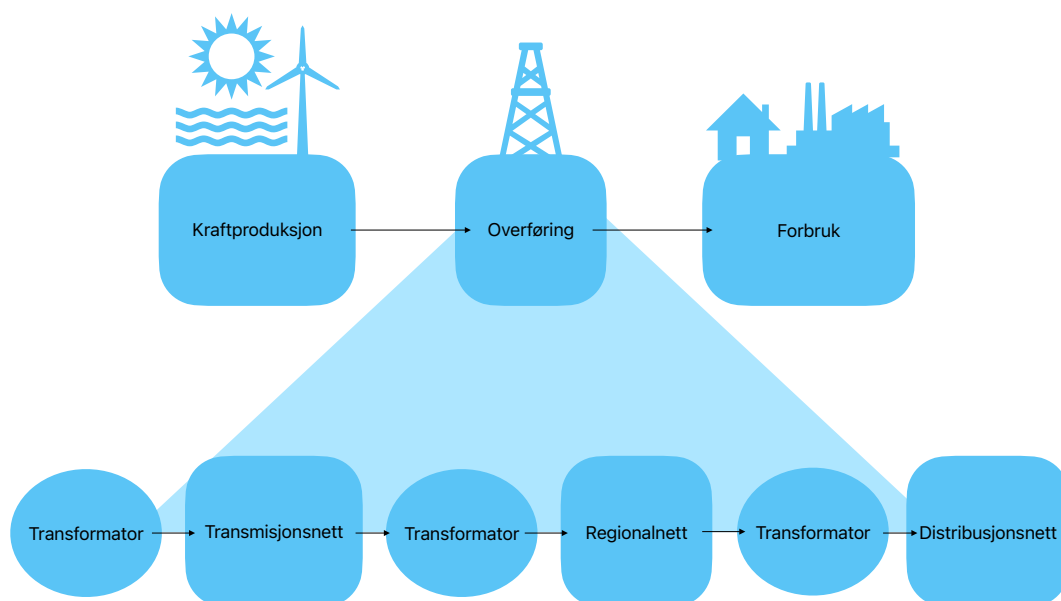
2 Teori

2.1 Kraftsystemet

Dette delkapitler beskriver oppbygningen og funksjonen av det elektriske kraftnettet i Norge.

2.1.1 Oppbygningen til kraftnettet

Det norske kraftnettet deles inn i tre nettnivåer: transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Disse er vist i figur 2.1. I det norske kraftnettet finnes det en TSO og flere DSOer. TSO står for Transmission System Operator, og betyr nettoperatør for transmisjonsnettet. I Norge er TSOen Statnett, og er ansvarlig for transmisjonsnettet. DSO står for Distribution System Operator og betyr nettoperatør for distribusjonsnettet. DSOene er ansvarlige for regionalnettet og distribusjonsnettet. I tillegg er DSOene ansvarlige for forbrukerne, og det er til disse nettleien betales [20]. I Norge finnes det over 100 forskjellige DSOer, og de kalles ofte nettselskap eller netteier [21].



Figur 2.1: Det norske kraftnettet fra produksjon gjennom overføringsnettet og til konsum, med oppbygningen av overføringsnettet. Figuren er basert på informasjon fra [20], fremstilling fra Lyslo [22].

I transmisjonsnettet kobles de største produsentene og forbrukerne sammen i et landsdekkende system. Dette er det høyeste spenningsnivået, som vanligvis holder mellom 300 og 420 kV, og utgjør omtrent 11 000 km. Regionalnettet er mellomledet mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet. Spenningsnivået er lavere

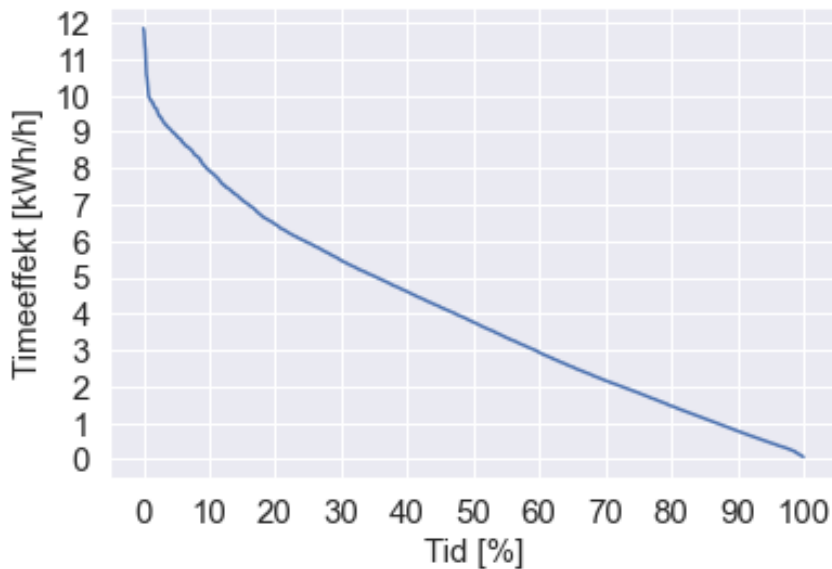
enn transmisjonsnett, 33 til 123 kV, og utgjør omtrent 19 000 km. Ifølge EU-regelverket er regionalnettet definert som et distribusjonsnett, men i Norge skilles det mellom disse to. I regionalnettet er det også noe produksjon og forbruk på høyere spenningsnivå. I Norge skilles distribusjonsnettet mellom lavspent og høyspent, i det høyspente området er spenningen opp til 22 kV, og under 1 kV regnes som lavspent. I det lavspente området er 230 eller 400 V vanlig spenningsnivå til vanlig forbruk. Distribusjonsnettet utgjør over 100 000 km [20].

Kraftsystemet er avhengig av balanse mellom forbruk og produksjon til enhver tid. Det norske kraftsystemet er koblet sammen med kraftnettet i Sverige, Finland og deler av Danmark. Sammen danner dette det nordiske synkronområdet. I det nordiske synkronområdet skal frekvensen ligge på $50 \pm 2\%$ Hz. For å opprettholde frekvensen kreves balanse mellom produksjon og forbruk. Historisk har denne balansen blitt opprettholdt gjennom regulerbar kraftproduksjon. Når andelen uregulerbar kraft, som vind- og solkraft, øker i energimiksen kreves nye kilder til fleksibilitet for å opprettholde balansen [23].

2.1.2 Fleksibilitet

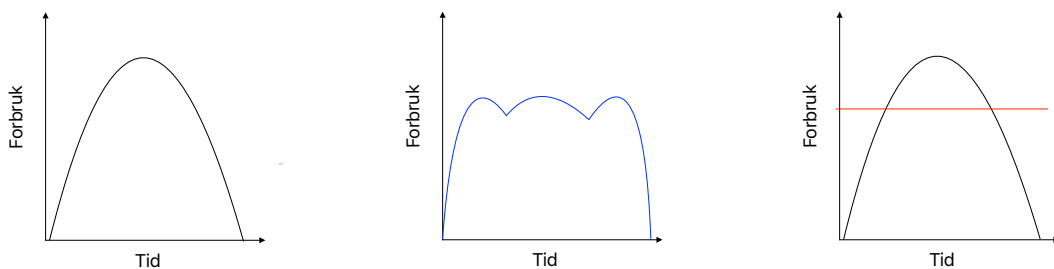
En variabel last, som en husholdning, vil ha et varierende effektbehov over tid. I noen perioder, som de kaldeste vinterdagene trengs mer effekt enn på en varm sommerdag. I tillegg til årsvariasjoner er elbillading en stor, variabel last. Kraftnettet må bygges ut for å dekke behovet i de timene i året med størst effektbehov. For å visualisere det varierende effektbehovet kan det brukes en varighetskurve. En varighetskurve er en fremstilling av sammenheng mellom effekt fra nettet og til hvor stor tid. En bratt varighetskurve betyr at det er stor variasjon i effektforbruket, og en flat varighetskurve betyr at effektforbruket er jevnere.

Figur 2.2 er forbruket til en norsk husholdning gjennom hele 2022 presentert som en varighetskurve. I varighetskurven er lasten målt som timeeffekt. Timeeffekt er et mål på elektrisk energi per time [kWh/h] [24]. I figuren brukes timeeffekt som et mål på snitteffekten konsumert per time. For den husholdningen kurven viser er timeeffekten mellom 10 og 12 kW i under 1% av tiden. Timeeffekter over 4 kW ble brukt over 50% av tiden. Når dette bare gjelder en husholdning vil ikke dette kreve nye nettutbygginger i seg selv. Hvis flere husholdninger i samme område har overlappende forbruk, der effekttoppene kommer samtidig og forbruket over tid øker, må nettet bygges ut til å tåle disse store belastningene.



Figur 2.2: En varighetskurve som viser effektkonsumet til en husholdning med to elbiler i 2022. Bolig nr. 6 i tabell 3.1.

En måte å flate ut varighetskurven er lastflytting. Lastflytting er å flytte forbruk i tid. Figur 2.3 viser skjematisk hvordan effekttopper kan flates ut ved å bruke enten lastflytting eller lastklipping. Under lastflytting, som vist i figur 2.3b forbrukes samme energimengde som i figur 2.3a, men det fordeles jevnere utover et lengre tidsrom [25]. Lastflytting kan for en husholdning være å vente med å lade elbilen til etter at middagen er lagd. Et alternativ til lastflytting er lastklipping. Som vist i figur 2.3c er lastklipping å fjerne eller redusere en last. Lastklipping fører til reduksjon i forbrukt energimengde. Et eksempler på lastklipping i en husholdning er å skru av lys, skru ned oppvarming, eller fjerne andre store laster.



(a) Forbruk uten lastflytting, der forbruket har en tydelig effekttopp.

(b) Forbruk med lastflytting. Toppen er fordelt i tre flatere topper.

(c) Forbruk med lastklipping, lastklippet forbruk er under den røde linja.

Figur 2.3: Forskjellen mellom ingen lastflytting, lastflytting og lastklipping.

2.1.3 AMS-målere

Avanserte måle- og styringssystemer, AMS, er et begrep som brukes om de nye strømmålere som automatisk registrerer strømforbruk med timesoppløsning. Nettselskapene er ansvarlige for at alle målepunkt i sitt område har installert AMS-målere [26]. AMS-målere registrerer også overskuddsproduksjon fra solceller som mates inn på nettet og selges. Målerne gir nettselskapene bedre informasjon om tilstanden til kraftnettet, som kan brukes til å effektivisere drift og dimensjonering [27]. I dag sender AMS-målerne strømdata på timesoppløsning til nett- og strømselskap, men dette skal erstattes med kvartersoppløsning innen februar 2024 [28, 29].

AMS gir også forbrukerne informasjon om eget strømforbruk. Forbrukerne kan få oppdateringer i nåtid, som gir mulighet til å effektivisere og redusere eget strømforbruk. Det er også flere tilleggstjenester, som forbrukeren frivillig kan aktivere tiknyttet energisparing og -styring. Styringstjenester kan kobles direkte til varmekildene i en bolig, og kobles til en app som gir kunden kontroll over temperaturen uten å være hjemme [30, 27].

AMS-målere legger til rette for fleksibilitet. NVE ser på muligheten for å bruke fleksibilitetsmarkeder som alternativ til nettutbygging. Utrullingen av AMS-målere gjorde det også mulig å innføre en ny nettleiestruktur, som ikke bare tar hensyn til total energimengde konsumert, men også når energien blir konsumert [31].

2.1.4 Nettleie

Etter innføringen av AMS-målere ble det mulig å gjøre målinger med høyere oppløsning. Det er ikke høyt strømkonsum over en måned som fører til at kraftnettet må bygges ut, men høyt samtidig forbruk. For å fordele kostnadene av nettutbygging jevnere, og for å gi kunden et incentiv til å fordele forbruket gjennom døgnet, ble det innført en ny nettleiestruktur i 2022 [10, 11].

Frem til 1. juli 2022 var nettleien bare basert på energimengden forbrukeren konsumerte i løpet av en måned. Den månedlige avlesningen ble gjort av sluttkunden selv, og rapportert inn til nettselskapet. 1. juli 2022 ble det innført en ny nettleie. Den nye nettleien baseres på mer enn bare totalt strømkonsum gjennom måneden, men dette er fortsatt med, og kalles nå for energiledet. Energiledet er avhengig av om det er helg eller ukedag, og om det er natt eller dag [10, 21, 11].

Elvia er Norges største nettselskap, og har omtrent to millioner kunder i områdene Oslo, Viken og Innlandet [32]. Tabell 2.1 viser hvordan energiledet i Elvia bestemmes i 2023. Det er dyrest å konsumere på dagtid, som er definert som tidsrommet mellom 06:00 og 22:00 på hverdager. Natt og helg er billigere, fordi dette er tidspunkt der det vanligvis er lavere forbruk [11]. Det er forskjellige priser for forskjellige måneder i oversikten til Elvia. Elvia nedjusterte prisene sine 1. februar 2023 som følge av reduserte kostnader [33]. Regjeringen valgte å redusere elavgiftene for de tre første månedene i 2023. Derfor har prisene ett hopp fra mars til april [34].

Tabell 2.1: Tabellen viser en oversikt over energileddet i nettleien hos Elvia i 2023 [11].

Energiledd	Dag	Natt/helg	enhet
Januar	35,29	29,04	øre/kWh
Februar-mars	35,20	28,95	øre/kWh
April-desember	43,55	37,30	øre/kWh
(Energiledd uten avgifter)	18,00	13,00	øre/kWh

I tillegg til energileddet består nettleie også av et fastledd som er basert på de tre høyeste timeeffektene fra måneden. Kostnaden for hvert ledd, og hvilken effekt det skilles på, er avhengig av nettselskapet. Forskjellene i nettleieprisene kommer av at kostnaden for drift og vedlikehold, som nettselskapene er ansvarlige for, varierer mellom selskapene. For eksempel vil et tettbefolket område på østlandet med mildt klima, ha andre forutsetninger enn et tynt befolket område langs kysten. Tabell 2.2 viser effektrinnene til de tre største nettselskapene i Norge, Elvia, Tensio og BKK, og Norgesnett som er det åttende største [10, 35].

Tabell 2.2: Fastleddstrinnene for nettselskapene Elvia, Norgesnett, Tensio og BKK [11, 12, 14, 13].

Trinn	Døgnmaks	Elvia	Norgesnett	Tensio	BKK
1	2	110	103,35	83	125
2	5	170	173,25	147	206
3	10	270	285,90	252	350
4	15	370	506,66	371	494
5	20	470	672,98	610	638
6	25	570	834,68	1048	781

I overføringen av energi gjennom strømmettet, oppstår nettap. Nettap, også kalt ohmske tap, er termiske tap forårsaket av motstanden i kraftlinjene. Nettapene avhenger også av lengden på kraftlinjene. Nettselskapene er ansvarlig for tapene, og må dekke nettapet for kunden ved å kjøpe kraft. Når strømprisen øker, er prisen som nettselskapet må betale for å dekke nettapene høyere. Dette gjør at økte strømpriser i lengden kan føre til en høyere nettleie [21].

2.1.5 Strømpris

Norge er delt inn i prisområder fordi det er flaskehals i nettet. En flaskehals vil si at det er et område med begrensninger i transmisjonsnettet [18]. Norge er som følge av dette inndelt i fem prisområder for strømpris. Inndelingen er vist på figur 2.4, og kan grovt forklares ved at NO1 er Østlandet, NO2 er Sørlandet, NO3 er Midt-Norge, NO4 er Nord-Norge og NO5 er Vestlandet. Prisområdene kalles også ofte Oslo, Kristiansand, Trondheim, Tromsø og Molde. I 2022 var NO4 og NO3 områdene med de laveste prisene, og prisene ble høyere lengre sør i Norge [18].



Figur 2.4: Inndelingen av prisområder i Norge [18]. Figuren er gjengitt med tillatelse fra Statnett.

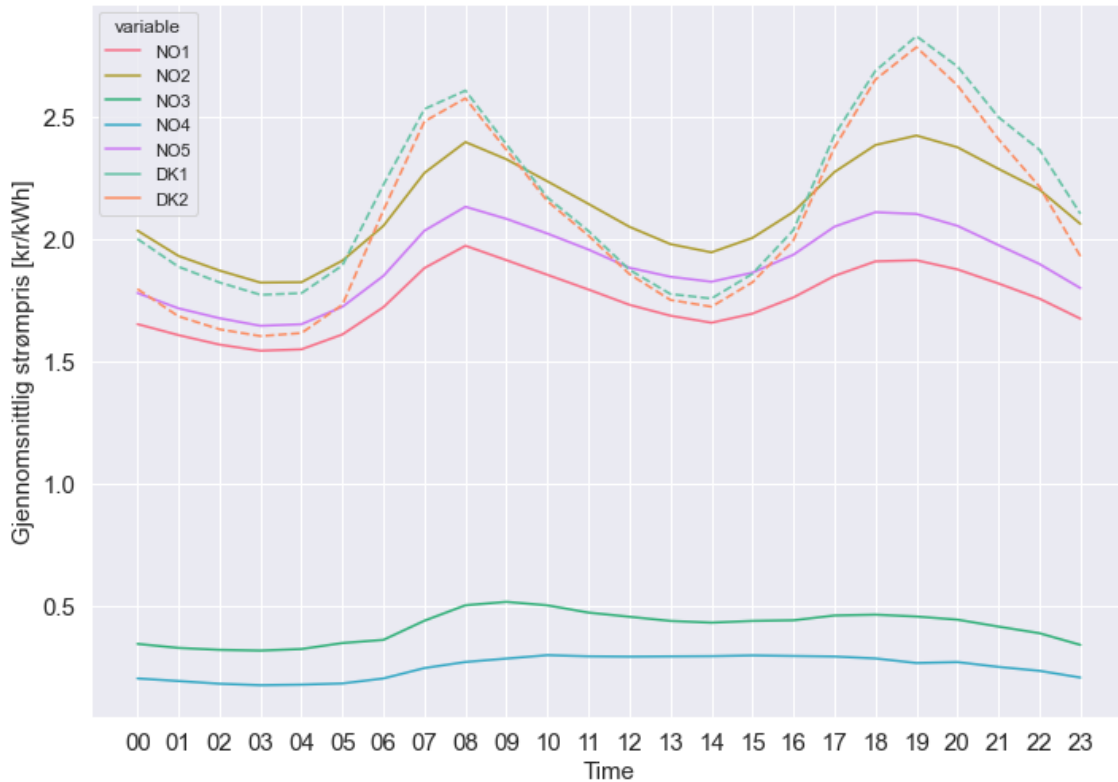
Danmark er som Norge delt inn i prisområdet på grunn av flaskehals mellom områdene. Danmark er delt inn i to prisområder, DK1 og DK2 som vist på figur 2.5. DK2 er østdanmarks elprisområde, og DK1 er vestdanmarks elprisområde [36].



Figur 2.5: Inndelingen av prisområder i Danmark [37]. Figuren er gjengitt med tillatelse fra Energinet.

I figur 2.6 er den gjennomsnittlige strømprisen i de norske og danske prisområde for 2022 visualisert sammen. Figuren viser at prisområde NO3 og NO4 i snitt hadde de laveste prisene i 2022. Prisene lå langt under de andre prisområdene. Prisområde DK1 og DK2 hadde de høyeste snittprisene i 2022. Mellom klokken 06 og 09, og

mellom klokken 17 og 21 hadde alle prisområdene unntatt NO3 og NO4 de høyeste snittprisene.



Figur 2.6: Gjennomsnittlig strømpris i prisområdene i Norge og Danmark i 2022 [17]. De danske strømprisene er vist med stiplede linjer.

Hver dag klokken 12:42 offentliggjør NordPool spotprisene for hver time den påfølgende dagen for hvert prisområde [38]. NordPool er en felles strømbørs for 16 europeiske land hvor strømprisene bestemmes gjennom auksjon [39].

Når norske forbrukere betaler for strømforbruket sitt er det en kombinasjon av spotprisen bestemt på NordPool, og et tillegg bestemt av strømvartalen hos strømselskapet. Noen strømvtaler har en månedspris, altså et fast tillegg som betales uavhengig av strømforbruket. Andre avtaler har et påslag, der det er en pris som legges oppå spotprisen, og avhenger av strømforbruket, omtrent som energileddet i nettleien. Det finnes også strømvtaler som har en kombinasjon av disse, både månedspris og påslag [40].

2.1.6 Strømforbruk

I en analyse fra 2019 har NVE kommet frem til at strømforbruket på fastlandsnorge vil øke med 23 TWh fra 2018 til 2040. Mesteparten av økningen vil komme av elektrifisering av transportsektoren. Det forventes også at industri og datasentre skal stå for noe av økningen. Analysen har også lagt inn økt temperatur, som reduserer oppvarmingsbehovet for bygg om høst, vinter og vår, men en liten økning av kjøling

om sommeren [41].

I samme rapport fra 2019 fant NVE at Danmark har Nordens laveste strømforbruk på 35 TWh i 2015. Samme år hadde Norge et strømforbruk på 135 TWh. NVE forventer at det danske strømkonsumet skal øke som følge av mer datasentre og elektrifisering av transportsektoren [41].

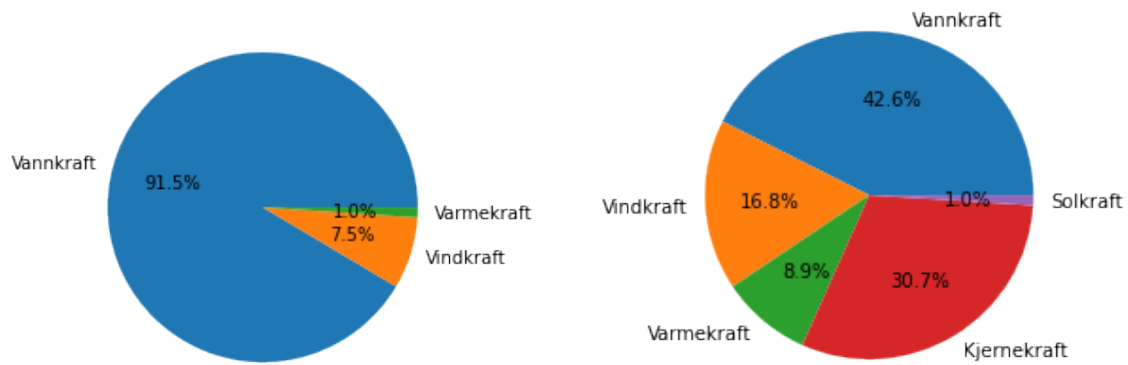
I 2022 var 79% av nye personbiler elbiler. Andelen helelektriske elbiler registrert i Norge ligger på 21% for 2022. For hybridbiler er andelen 12% [42]. Hybridbiler er biler som har både en elektrisk motor, og en forbrenningsmotor. Noen hybridbiler er oppladbare, og andre lades kun ved bremsing eller kjøring i nedoverbakker [43]. Selv om elbiler og hybridbiler ikke forbrenner fossile brennstoffer direkte, kan bilen være ladet med kraft fra et fossilt kraftverk. Hvis bilene går på fornybar energi, er CO_2 -utslippene til bilene lavest.

2.2 Fornybar energi

Dette delkapitlet skal handle om fornybar energi i produksjon av elektrisk energi. Delkapitlet skal ta for seg fordelingen av energiproduksjon i Norden, og en introduksjon til de forskjellige fornybare energiene som brukes i Norden.

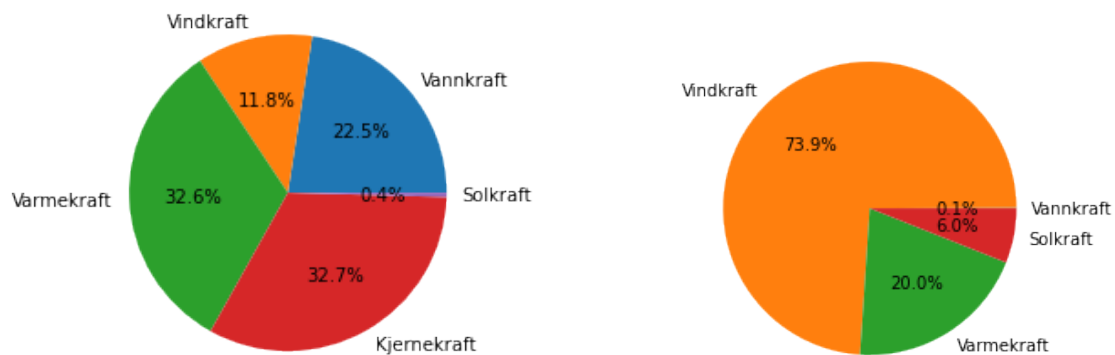
2.2.1 Energiproduksjon i Norden

Norden er definert som området som består av Norge, Sverige, Danmark og Finland. Det er også disse landene som utgjør det nordiske synkronområdet. Energiproduksjonen og konsumet varierer mellom landegrensene, og fordelingen er vist i figur 2.7. Figurene 2.7a, 2.7b, 2.7c og 2.7d viser elproduksjonen i henholdsvis Norge, Sverige, Finland og Danmark. Konsumet av elektrisk energi avviker noe fra produksjonen på grunn av import og eksport. Flere av landene eksporterer og importerer strøm fra hverandre, og andre land. I figurene er varmekraft definert som elkraft produsert fra termisk energi gjennom en varmekraftmaskin. Fjernvarmeproduksjon kommer i tillegg til oppgitte verdier i figurene.



(a) Kraftproduksjon i Norge [44].

(b) Kraftproduksjon i Sverige [45].



(c) Kraftproduksjon i Finland[46].

(d) Kraftproduksjon i Danmark [47].

Figur 2.7: Elektrisk kraftproduksjon i de nordiske landene for 2021. Fordelingen viser produksjon i prosent av total elektrisk kraftproduksjon.

Danmark er det landet i Europa der variasjonen i utenlandshandel med elektrisitet er størst. I 2020 var Danmarks nettoimport av elektrisitet fra Norge 26,3 PJ, fra Sverige 13,5 PJ, og nettoeksporten til Tyskland var 11,0 PJ. Fra 90-tallet og frem til de siste fem årene har kjernekraft vært hovedkilden til elektrisitet i Danmark. Det produseres også elektrisitet fra forbrenning av avfall, tre, halm og biogass [48]. I 2021 var vindandelen av den danske energimiksen på 73,9%. Den variable delen av den danske energimiksen er solkraft og vindkraft, og utgjør sammen 79,9% av den totale kraftproduksjonen i 2021 63% i 2020 [49]. I tillegg til egen produksjon importerer Danmark vannkraft fra Norge og Sverige når det er lite vindproduksjon. Når vindproduksjonen er høy eksporterer Danmark elektrisitet til Norge, Sverige og Tyskland.

2.2.2 Solkraft

I 2022 sto solkraft knyttet til kraftnettet for en promille av Norges kraftproduksjon. Det meste av dette kommer fra tak på husholdninger og industri.

Generelt kalles konsumenter som også produserer for prosumenter [39]. Innenfor

elektriske kraftsystemer kalles prosumenter av strøm plusskunder. Elhub definerer en plusskunde som en forbrukskunde som i enkelttimer produserer mer kraft enn det forbrukes. Overskuddskraften kan mates inn på nettet [50]. Mange privathusholdninger har blitt plusskunder etter å ha installert solcellepanel på taket. I perioder der solcellene produserer mer strøm enn det husholdningen konsumerer leveres strøm på nettet.

I perioder der plusskunder leverer strøm til nettet, regnes nettleie med samme funksjon som når plusskunden forbruker. Forskjellen er at forbruket i denne situasjonen har negativt fortegn, og nettselskapet skal betale kunden [21].

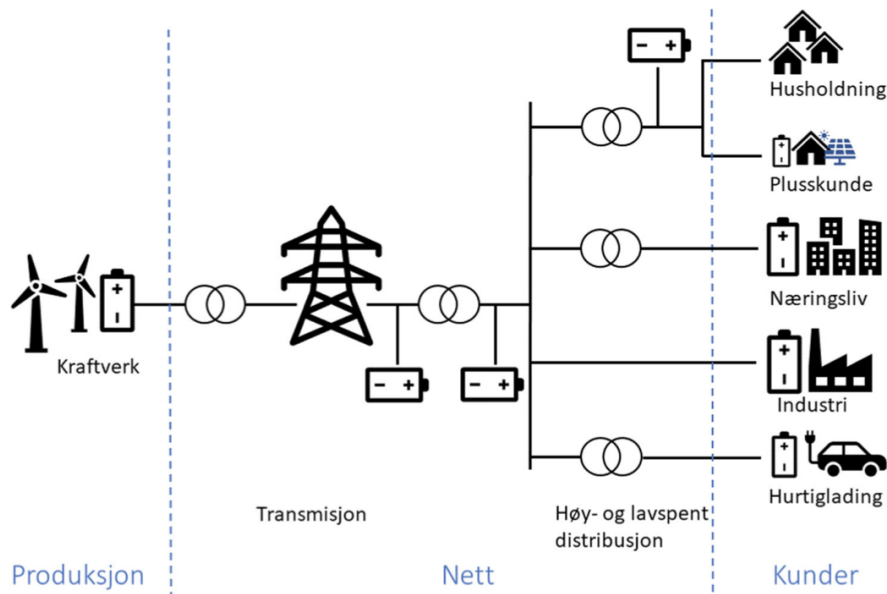
2.3 Batterier

Batterier brukes til kjemisk lagring av elektrisk energi. Oppbygningen av et batteri er generell og består av galvaniske celler. Batterier deles inn i primær- og sekundærbatterier. Primærbatterier er batterier som bare kan brukes en gang, sekundærbatterier er batterier som kan opplades og brukes flere ganger [51].

Batterier finnes i forskjellige størrelser, og til forskjellig bruk. Batterienes kjemiske forbindelser bestemmer hvilket bruk batteriet er egnet til. I 2023 brukes batteri nesten overalt, og noen av bruksområdene til batterier er blant annet elbiler, telefoner og klokker. De vanligste batteriene er i dag litium-ionbatterier, dette kommer av at disse har høyere energitetthet, høyere virkningsgrad og lengre levetid enn andre batterityper på markedet [9].

Levetiden til et batteri er ofte oppgitt som design life. Design life er et satt antall år batteriet forventes å prestere innenfor databladets oppgitte parametre. Mange faktorer kan påvirke det faktiske levetiden til et batteri, som temperatur, miljø, hvordan opp- og utlading foregår og antallet ladesykluser. En ladesyklus er en opplading fra en gitt startprosent til 100%. De fleste moderne batterier skal ikke lades helt ut, og en syklus er derfor ikke fra 0%. Hvis en syklus er definert fra 10% til 100%, vil ni utladninger fra 40% til 50% tilsvare en syklus. For batterier kan design life også oppgis i antallet sykluser. Antallet år gitt i design life er ingen garanti for hvor lenge et batteri skal fungere. Utenforfaktorer spiller også inn på levetiden, men i utgangspunktet skal batteriet prestere innenfor oppgitte parametre i denne perioden. Hvis batteriet ikke har noen skader, kan batteriet fortsatt brukes utover oppgitt design life [52].

Batterier kan også anvendes i kraftnettet, og på husholdninger. Som vist i figur 2.8 kan batterier plasseres ved forskjellige punkter i både distribusjons- og transmisjonsnettet. I kraftnettet plasseres batterier ofte i distribusjonsnettet. Dette kan være i radialer for å midlertidig forsterke nettet før en utbygging, eller ved hurtigladestasjonen der det trengs høy effekt. I husholdninger brukes batterier oftest der det er installert solcellepanel, siden batteriet øker muligheten for egenkonsum av solstrøm [9].



Figur 2.8: Plasseringer av batterier i kraftnettet [9]. Figuren er gjengitt med tillatelse fra Sintef.

2.4 Økonomi

I dette delkapitlet beskrives metoder som brukes for å vurdere hvorvidt en investering er økonomisk lønnsom eller ikke.

2.4.1 Nåverdivurdering - NPV

I lønnsomhetsvurderinger, og når investeringer skal sammenlignes, er nåverdivurdering et verktøy som ofte brukes. Netto nåverdi, eng: net present value, sammenstiller investeringskostnader, årlig inntjening, årlig kostnad og alternativkostnaden ved en investering. Netto nåverdi beregnes slik:

$$NPV = \sum_{i=1}^N \frac{(R_t - C_t)}{(1 + i)^t} - I_0, \quad (2.1)$$

der R_t er inntjening eller besparelse fra investeringen i år t , C_t er kostnaden ved å bruke/opprettholde investeringen i år t , i er diskonteringsrenten, og I_0 er investeringskostnaden. Diskonteringsrenten skal settes til den laveste avkastningen av en investering som fortsatt gir en lønnsom investering. En investering er sett på som lønnsom dersom netto nåverdi er positiv. Høyere netto nåverdi betyr en mer lønnsom investering [53].

2.4.2 Tilbakebetalingstid

Et annet nyttig verktøy når en investering vurderes er tilbakebetalingstid. Tilbakebetalingstid ser på hvor lang tid det tar før investeringen har betalt for investeringskostnaden. Det gir en tidshorisont for når investeringen gir avkastning. Tilbakebetalingstid beregnes slik:

$$T = \frac{I_0}{R_t}, \quad (2.2)$$

der I_0 er investeringskostnaden og R_t er inntjeningen, eller besparelsen, investeringen gir årlig. I motsetning til netto nåverdi, tar ikke tilbakebetalingstiden hensyn til eventuelle kostnader tilknyttet investeringen etter investeringskostnaden. Ligningen tar heller ikke med pengers tidsverdi [53].

3 Metode

Simuleringer kan brukes til å vurdere lønnsomheten av en investering. I denne oppgaven simuleres lastflytting med en batteripakke på 10 kWh, ved å bruke forbruksdata fra syv boliger. Utdata fra simuleringen brukes til å finne den årlige besparelsen ved batteribruk i fem scenarier. Den årlige besparelsen skal brukes til å finne om investeringen er lønnsom, ved å regne ut netto nåverdi. For å svare på problemstillingen brukes forbruksdata fra boliger og historiske strømpriser fra NordPool. Til simuleringen brukes en optimaliseringsmodell fra prosjektet AI Battery Optimizer [19].

3.1 AI Battery Optimizer

Prosjektet AI Battery Optimizer er et samarbeidsprosjekt mellom SIN og SES. Hovedmål med prosjektet er å redusere energikostnadene til boligene i prosjektet med 20%. For å oppnå dette skal det utvikles og demonstreres systemer basert på maskinlæring som bruker batteripakker for fra SES. Sekundærmålet til prosjektet er å redusere månedlige effekttopper i forbruket til boligene ved å konsumere effekt fra husbatteriet i timer med størst last. I prosjektet skal det også demonstreres hvordan lokalprodusert solstrøm kan lagres på batteriet for så å brukes i timer der strømprisen er høyere [54].

I denne masteroppgaven skal det ikke brukes maskinlæring til å predikere opp- og utlading av installerte batterier, men simulere hvordan batterier kan brukes til å flytte forbruket, og redusere energikostnadene, til syv forskjellige boliger.

3.2 Data og databehandling

Følgende datasett ble brukt i simuleringene:

- Forbruksdata for syv boliger fra 2022
- Spotpriser for prisområde NO1 fra 2022
- Spotpriser for prisområde DK2 fra 2022

3.2.1 Forbruksdata

Forbruksdataene som brukes i simuleringene er kopiert fra Elhub [55]. Datasettet inneholder forbruksdata for hele 2022. Boligene som har delt sine forbruksdata med prosjektet er rekruttert av SIN for å dekke forskjellige kategorier av og typer bolig. Målet var at datasettet skulle bestå av boliger av forskjellige størrelser og alder for å kunne undersøke hvordan dette påvirker energibehovet til boligen. Av samme grunn ble det også valgt boliger med isolering av forskjellig alder. Flere av boligene ble rekruttert fordi de hadde meldt interesse i å installere solcelleanlegg eller batteri [52].

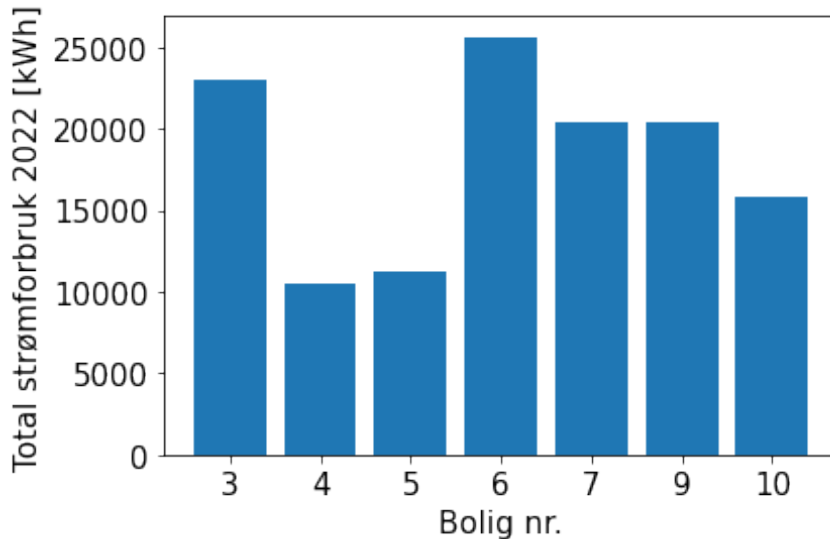
I datasettet er det justert for sommertid slik at alle døgnene har 24 timer, der døgnet varer fra klokken 00 til 23 [55]. For plusskundene er det ikke oppgitt to separate serier, med én for forbruk og én for produksjon. Disse er oppgitt samlet i én serie, hvor timer med høyere produksjon enn forbruk er representert med negative verdier.

Boligene som brukes i simuleringen har attributtene som vist i tabell 3.1. Tabellen inneholder syv boliger fra 3 til 10. Det originale datasettet inneholdt ti boliger, men her er bolig nr. 1, 2 og 8 fjernet. Bolig nr. 1 er tatt ut av datasettet fordi det allerede var installert batteri på boligen i 2022. Forbruksdataene til bolig nr. 2 og 8 inneholdt så store feil og mangler at de ikke kunne brukes i oppgaven. For mer utfyllende informasjon om boligene se vedlegg A.1.

Tabell 3.1: Presentasjon av karakteristikene til boligene som brukes i simuleringene.

Bolig	Beboere	Netteier	Område	Elbil	Plusskunde	Boligtype
Nr. 3	2	Agder	NO2	1		Enebolig fra 1987
Nr. 4	4	Elvia	NO1			Leilighet fra 1898
Nr. 5	4	Elvia	NO1			Leilighet fra 1994
Nr. 6	4	Norgesnett	NO1	2		Enebolig fra 1979
Nr. 7	4	Elvia	NO1	1		Enebolig fra 1996
Nr. 9	4	Hålogaland	NO4	1	Fra juni 2022	Enebolig fra 2019
Nr. 10	4	Norgesnett	NO1	2	Ja	Enebolig fra 2017

De syv boligene hadde totalforbruk i 2022 som vist i figur 3.1. Bolig nr. 6 har det høyeste forbruket i oversikten. Denne boligen har to elbiler og ligger i prisområde NO1. Eneboligen er fra 1979 og har ingen ny isolering etter bygging. Det eneste andre huset i datasettet som er eldre enn bolig nr. 6 og er uten etterisolering er bolig nr. 3. Bolig nr. 3 har nest høyest totalforbruk, to færre beboere og ingen elbillader. Det tredje høyeste totalforbruket har bolig nr. 9, nesten jevnt med bolig nr. 7. Bolig nr. 9 ligger i prisområde NO4, som ifølge figur 2.6 er det billigste prisområdet i Norge. Det høye forbruket kan også komme av at boligen har en elbillader. Bolig nr. 4 og 5 har lavest strømforbruk. Dette kan komme av at boligene er leiligheter, og ikke har elbil.



Figur 3.1: Boligenes totale strømforbruk i 2022.

Tre av boligene er valgt ut for å se nærmere på lastflytting, og til sensitivitetsanalysen. Disse er valgt ut for å representere forskjellige forbruk og attributter. Bolig nr. 4 ble valgt fordi det har det laveste forbruket, er en av to leiligheter og er uten installert elbillader. Bolig nr. 6 ble valgt fordi den har to elbiler, og det høyeste forbruket. Bolig nr. 10 ble valgt fordi det er det eneste huset som har solcelleanlegg i hele 2022.

Til 2^2 -faktorielt design skal det sees på de tre samme boligene som i lastflyttingen, men også bolig nr. 9. Bolig nr. 9 tas med for å kunne se på to boliger med og to boliger uten solcelleanlegg.

3.2.2 Spotpriser

Det er brukt strømpriser fra prisområdet NO1 i Norge og DK2 i Danmark, begge for hele 2022. Strømprisene er hentet fra ENTSO-E med tillatelse fra NordPool. Prisene er omgjort fra EUR/MWh til NOK/kWh. Det er brukt en gjennomsnittlig valutakurs på 10,10 NOK/EUR for hele året [56]. Konverteringen fra prisen i EUR/MWh, som er uttrykt som E , og til NOK/kWh, som er uttrykt som k , er i følgende ligning:

$$k = E \cdot \frac{10,10 \text{ EUR/NOK}}{1000 \text{ kWh/MWh}}. \quad (3.1)$$

Ligning 3.1 ble brukt på prisdatabasene fra ENTSO-E fra 2022 for prisområdene NO1 og DK2.

I simuleringen er det antatt at alle boligene ligger i samme prisområde, og har samme påslag. Prisområde NO1 er valgt fordi de fleste av husene i simuleringen ligger i dette prisområdet. Det er brukt et påslag på 69 øre pr kWh. Dette er fra avtalen Spot Romsdalseggen fra Rauma kraft. Avtalen var per 27. mars 2023 det laveste ikke-negative påslaget hos Bytt.no som er uten faste månedlige gebyr [40]. Påslaget er konstant i og mellom simuleringene.

Strømprisene som brukes fra NO1 er fra 2022, og simuleringen skal brukes til å beregne besparelse og lastflyttingen til husbatteriet, gjennom hele batteriets levetid. I fremtiden forventes en økning i ikke-regulerbar kraft i Norge [4]. Dette kan gjøre strømprisene i Norge mer like de danske over tid. Danmark har en energimiks med en større andel vindkraft enn Norge. I 2022 sto vindkraft for 50,37% av kraftproduksjonen i Danmark [15]. Det ble valgt å gjøre simuleringer med strømpriser fra prisområde DK2 i Danmark, fordi det var større variasjoner i prisene i DK2 enn i DK1 [57].

3.2.3 Nettleie

Boligene som brukes i simuleringene ligger i tre forskjellige prisområder, og tilhører som vist i tabell 3.1 fire forskjellige nettselskaper. Nettleiestrukturen har i Norge lik struktur over hele landet, men prisene varierer mellom nettselskapene, som vist i tabell 2.2. Målet med nettleiestrukturen som ble innført 1. juli 2022 er å gi forbrukere et insentiv til å flytte strømforbruket. Det er derfor valgt å bruke nettleiestrukturen som ble innført 1. juli 2022 for hele året. I denne modellen brukes nettleieprisene til Elvia, det nettselskapet i Norge med flest kunder [35].

For å øke incentivet forbrukerne har til å flytte forbruket, og flate ut effekttopper, kan nettleien over tid endres. På bakgrunn av dette ble det lagd en nettleie som er 40% høyere enn Elvias nettleiepriser i 2023. I tabell 2.1 som viser energileddet, er det flere satser for forskjellige deler av året. Det er også forskjellige satser for med og uten avgifter. I simuleringen er det valgt å bruke prisene for energileddet uten avgifter, for så å legge til avgiftene i utregningen etterpå. Det er valgt å bruke elavgiften for perioden april til desember 2023 for hele simuleringen, siden analysen skal se på fremtidige kostnader og besparelser.

Med en øking på 40% blir fastleddet til Elvia uten avgifter som vist i tabell 3.2. Kostnadsforskjellen mellom de vanligste leddene blir økte fra 100kr, til 140kr.

Tabell 3.2: Fastleddstrinnene i nettleien hos Elvia i 2023 og med en 40% økning fra 2023-prisene. Verdiene er hentet fra Elvia [11].

Trinn	Døgnmaks [kWh/h]	Elvia	Elvia 40% økning	Enhet
1	2	110	154	kr/måned
2	5	170	238	kr/måned
3	10	270	378	kr/måned
4	15	370	518	kr/måned
5	20	470	658	kr/måned
5	25	570	798	kr/måned

Energileddet økes også med 40%, som gjør at det blir en større prisforskjell mellom dagtid på hverdager, og om natten og i helger. Energileddene som brukes i simuleringen er vist i tabell 3.3.

Tabell 3.3: Energiledet i nettleien hos Elvia med priser fra 2023 og med en 40% økning fra 2023-prisene. Verdiene er hentet fra Elvia [11].

Energiled	Dag	Natt/helg	Enhet
Uten avgifter	18,00	13,00	øre/kWh
Uten avgifter 40% mer	25,00	18,00	øre/kWh

3.3 Batteripakken

3.3.1 Batteriparametre

I dette delkapitlet presenteres batteriparametrene som er brukt i simuleringmodellen. Batteriparametre bestemmer funksjonen til batteripakken. Parametrene som presenteres her kan endres for å representere forskjellige batteripakker. I denne oppgaven skal det kun sees på en batteripakke, og derfor er det brukt samme batteriparametre i alle simuleringene.

Tilstanden til et batteri, SoH, State of Health, er definert til å være:

$$SOH(\%) = \frac{C}{C_{nominell}} \cdot 100\%, \quad (3.2)$$

der C er den målte batterikapasiteten og $C_{nominell}$ er den nominelle batterikapasiteten [58].

DOD, Depth-of-discharge, er forholdet mellom kapasiteten som er tømt og maksimalt tilgjengelig kapasitet i batteriet under samme forhold før utlading [51]. DOD kan også defineres som:

$$DOD = 1 - SOC(\%), \quad (3.3)$$

der SOC, State-of-Charge, er forholdet mellom gjenværende kapasitet i batteriet og nominell kapasitet [58].

Energimengden lagret i batteriet ligger alltid mellom maksimal- og minimumsnivåene. Disse nivåene kan beskrives slik:

$$O_t^{min} \leq \sigma_t^{energi} \leq O_t^{max}, \quad (3.4)$$

der O_t^{min} settes til den laveste energimengden som kan være igjen på batteriet før opplading. σ_t^{energi} er energimengden på batteriet. Maksimalverdien bestemmer hvor mye energi som kan lagres på batteriet. O_t^{min} settes ofte til en prosentandel av O_t^{max} . O_t^{min} og O_t^{max} settes til minimum og maksimum SOC for batteriet [8]. Energimengden lagret i batteriet oppdateres under lading. Energimengden i et batteri på et tidspunkt t kan uttrykkes slik:

$$\sigma_t^{energi} = \sigma_{t-1}^{energi} + \sigma_t^{ch} \cdot A^{ch} - \frac{\sigma_t^{dis}}{A^{dis}}, \quad (3.5)$$

der σ_{t-1}^{energi} er energimengden i forrige tidssteg, σ_t^{ch} er opplading og σ_t^{dis} er utlading i nåværende tidssteg. Effektiviteten til energioverføringen til batteriet under lading er A^{ch} . Under utlading er effektiviteten i overføringen fra batteriet A^{dis} [59].

Parameterne Q_{min}^{ch} og Q_{min}^{dis} er den laveste effekten batteriet kan lades opp og ut med [52].

For boliger med solcelleanlegg, vil strømmen som genereres fra solenergien være:

$$G_t + \sigma_t^{dis} = \sigma_t^{ch} + C_t, \quad (3.6)$$

der G_t er strøm som genereres fra solcelleanlegg, pluss utlading av batteriet σ_t^{dis} . Dette må være likt oppladingen av batteriet σ_t^{ch} pluss det totale konsumet C_t [8]. Det totale konsumet kan deles inn i flere deler, som summen av umålte laster og noen målte laster. I forbruksdataene fra Elhub er totalt konsum oppgitt per time.

Det er ikke lagt inn parametre for å representere forelding av batteripakken, hverken kalendarisk eller gjennom bruk. Dette ble gjort for å lage en forklet modell som kjører raskere. Det er heller ikke tatt med miljøfaktorer, som temperatur, eller hvordan dette påvirker batteripakken [55].

3.3.2 Modulene

Simuleringen er basert på en batteripakke som består av to batterimoduler. For modulene er O_t^{max} 5,12 kWh hver, som til sammen utgjør 10,24 kWh for batteripakken. Denne størrelsen er en den mest etterspurte batteristørrelsen hos Smart Energy Systems. Med et batteri som har en O_t^{max} på 10 kWh kan de største effekttoppene hos en vanlig bolig flates ut. Denne størrelsen gir også nok energi til at noen apparater kan forsynes over en mindre periode. Større batterier koster mer, men gir større fleksibilitet og kan brukes hyppigere [52].

SES anbefaler en batteristørrelse på bakgrunn av en analyse av forbruksmønsteret til boligen som ønsker å installere batteri. Valget står oftest mellom 10 eller 20 kWh. Det er få tilfeller der boliger trenger et batteri som er større enn 10 kWh. Siden det ikke er noen støtteordninger for batterisystemer på privathjem, er det ofte prisen på batterisystemet som bestemmer hvilken batteristørrelse boligen velger å installere. I Norge installerer husbatteri i kombinasjon med solceller for å supplere [52].

SES bruker batterimodulene av typen VESTWOODS. Prisen på en batteripakke med disse modulene med installasjon er beregnet til å være 106236,11 kr. Batteripakken inkluderer ett batterikabinett, to batterimoduler på 5 kWh, kabelpakke til batteri og hybridinverter. Utregningen er basert på pris fra grossist, med et påslag på 20%, og fire timers arbeid for to installatører. Det er ikke beregnet kostnader til vedlikehold eller drift etter installasjonen [52].

Når batterier simuleres er det brukt parametre for opp- og utlading. Dette er samme parametre som er presentert i delkapitlet om batteriparametre. Tabell 3.4 viser en oversikt over parameterne som er brukt i simuleringen. Det er bare oppgitt en

effektivitet ved opp- og utlading per batteripakke, og ikke per modul. Dette er fordi effektiviteten er avhengig av både modulene og inverteren som brukes.

Tabell 3.4: Oversikt over batteriparametre brukt i simuleringen [52].

	For en modul	For batteripakken	Enhet
O_{min}	0, 5	1	kWh
O_{max}	5, 12	10, 24	kWh
O_{end}	2, 048	4, 096	kWh
Q_{max}^{ch}	5	10	kW
Q_{max}^{dis}	5	10	kW
Q_{min}^{ch}	0,2	0,4	kW
Q_{min}^{dis}	0,2	0,4	kW
A^{ch}		96, 03	%
A^{dis}		90, 21	%

Levetiden til modulene og batteriet er oppgitt som design life. Design life beregnes etter hvor mange sykluser batteriet er designet for å levere innenfor de oppgitte parameterne, og er for dette batteriet satt til 15 år.

3.4 Simulering

Datasettene som skal brukes for å svare på problemstillingen har følgende variabler:

1. Variasjon i strømpris
2. Gjennomsnittlig strømpris
3. Variasjon mellom nettleieledene
4. Totalpris/snittpris for nettleie
5. Totalforbruk
6. Døgnvariasjon i forbruk

De seks variablene vil gi forskjellige resultater avhengig av hvordan de kombineres. Hovedformålet er å finne ut hvor prisforskjellen mellom baseline og batteri er størst.

Faktorene 1 og 2 kan varieres ved å bruke strømprisdata fra forskjellige områder, eller forskjellige år. Vanligvis er strømprisen høyere om vinteren enn om sommeren, og strømprisen i Danmark varierer mer enn den gjør i Norge [17]. Faktorene 3 og 4 kan varieres ved å endre nettleieprisene og prisforskjellene mellom dem. Faktorene 5 og 6 vil testes i alle scenariene, siden det er syv forskjellige boliger, som alle har forskjellige forbruksmønstre [60].

En metode for å effektivt sammenligne flere variabler er 2^2 - faktorielt design, der to og to faktorer varieres sammen for å finne ut hvordan de påvirker hverandre. Da

gjennomføres det fire simuleringer for hver to-kombinasjon av variabler [60]. I denne oppgaven skal simuleringene settes opp som vist i tabell 3.5.

Tabell 3.5: De fire simuleringene som skal kjøres, med forskjellige kombinasjoner av strømpris og nettleie.

	Norsk strømpris 2022	Dansk strømpris 2022
Nettleie Elvia 2023	NO23	DK23
40% økning av nettleie Elvia 2023	NO40	DK40

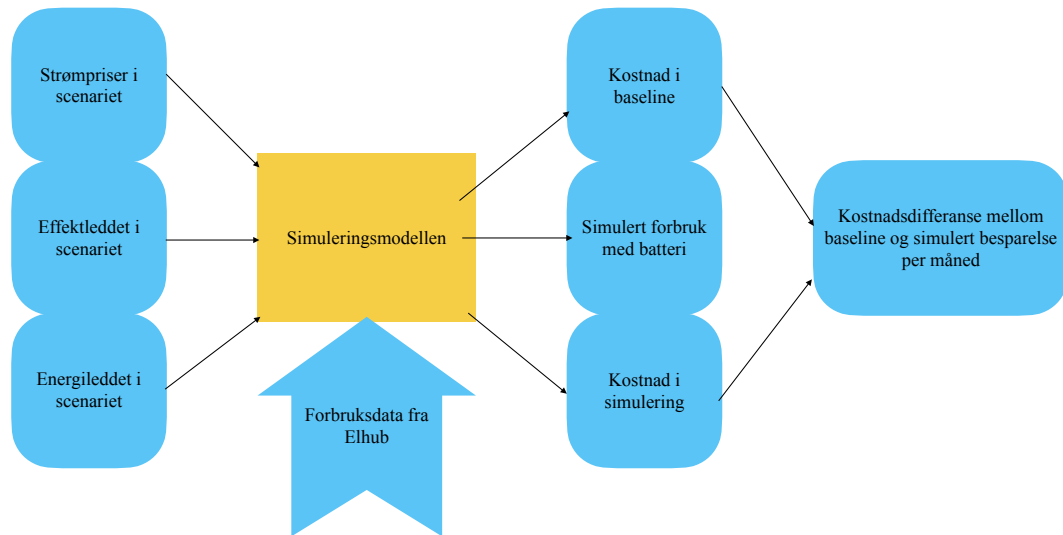
For hver av disse fire scenariene kjøres simuleringer for de syv boligene som er presentert i tabell 3.1. For hver bolig regnes det også ut en baseline i hvert scenario. Baseline er utgiftene tilknyttet strøm og nettleie uten batteri. Hovedresultatet blir totalbesparelse ved å bruke batteri for hver bolig i løpet av 2022.

3.4.1 Simuleringen

For å simulere et batteri som skal minimere utgiftene tilknyttet strømforbruk, brukes en optimalisering. Optimalisering er en matematisk løsning på et problem der output av en funksjon enten skal maksimeres eller minimeres. I dette tilfellet skal kostnadene tilknyttet strømforbruk minimeres.

Optimaliseringsmodellen bruker reelle forbruksdata fra boligene presentert i tabell 3.1. Disse forbruksdataene kombineres med nettleiestruktur og strømpriser fra 2022 for å regne ut kostnaden for nettleie og strøm i løpet av hver måned og totalt for året. Dette danner en baseline. Optimaliseringsmodellen simulerer deretter at boligen er koblet til et batteri. Batteribruken optimaliseres med mål om å minimere kostnadene tilknyttet strømpris og nettleie.

Resultatene er funnet ved å endre på inndata som vist i figur 3.2. Inndata vist til venstre er strømpris i scenariet, effektledet i scenariet og energiledet i scenariet. Disse endres mellom simuleringene. Forbruksdata fra Elhub varierer mellom de syv boligene som er brukt. Utdata er kostnaden i baseline, kostnad i simuleringen og det simulerte forbruket med batteri. Kostnaden i baseline og kostnaden som er simulert brukes til å finne en kostnadsdifferanse mellom baseline og det simulerte forbruket. Denne differansen brukes i resultatene som en årlig besparelse ved å installere batteri.



Figur 3.2: Input og output i simuleringsmodellen.

3.5 Analysen

I analysen skal det ikke sees på en endring av nettleie og strømpris over tid, disse er konstant for hvert scenario. Det antas at forbruket til husholdingene er uavhengig av spotpriser og økning i nettleie.

I beregningen av netto nåverdi brukes det en diskonteringsrente på 7,6%. Diskonteringsrenten er satt til NVEs estimerte referanserente for 2023 [61]. Tidshorisonten i beregningen av netto nåverdi er satt til 15 år. Dette er i databladet til batteriet oppgitt basert på 8000 ladesykluser med en DOD-grense på 80%. Databladet ligger i vedlegg A.2 For beregningen av netto nåverdi og tilbakebetalingstid er investeringskostnaden satt til 106236 kr. I utregningen antas det at det installeres to VESTWOODS batteri på 5,12 kWh, ett batterikabinett, en kabelpakke fra VESTWOODS og en 7,3 kW, 3-fase, 230 V hybridinverter fra DEYE. Et påslag fra grossist på 20% og at to installatører bruker fire timer på installasjonen [52].

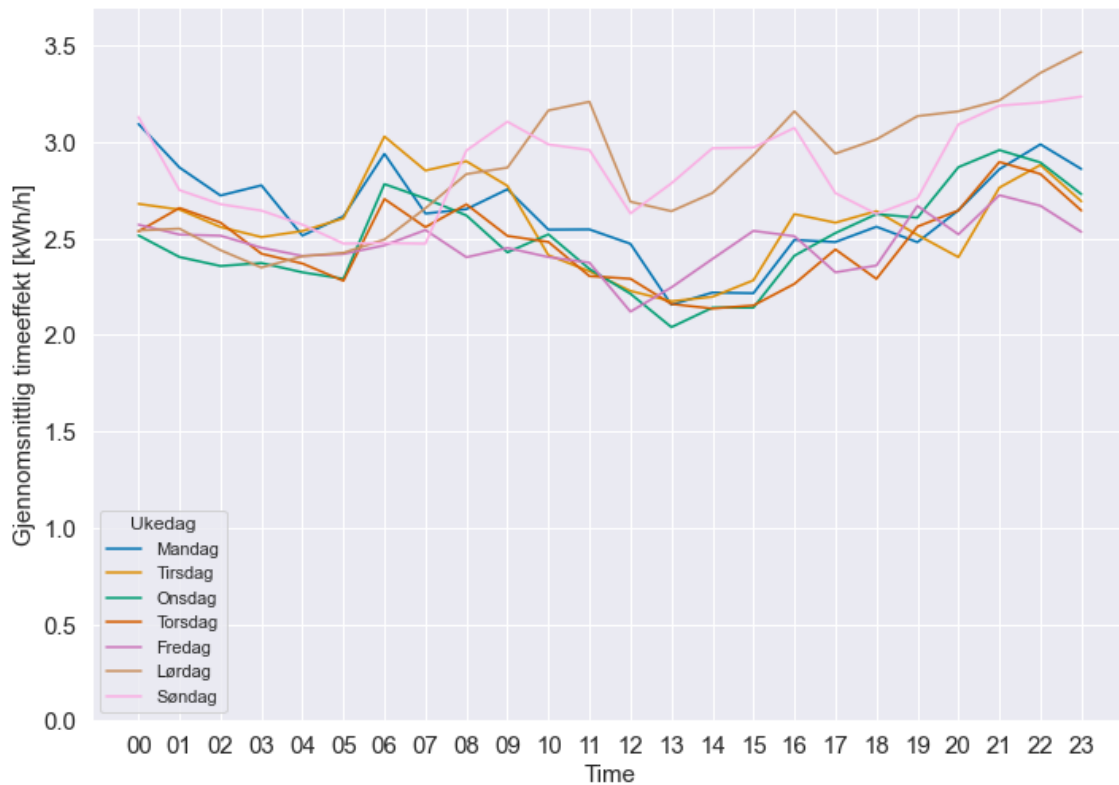
4 Resultat og diskusjon

I dette kapitlet presenteres resultatene som er funnet fra simuleringene av batteri på de syv boligene, etter hvert delkapittel med resultater diskuteres resultatene fra denne delen. Først skal det presenteres forbruksdata fra 2022, for boligene som er brukt i simuleringene. Dette er innledende resultater, og diskuteres ikke. Deretter presenteres resultatene fra lønnsomhetsanalysene for scenario NO23, NO40, DK23 og DK40 for bolig nr. 3, 6 og 10. Etter diskusjonen av lønnsomhetsanalysen presenteres resultatene av det 2²-faktorielle designet. Dette ble gjennomført for fire boliger, bolig nr. 3, 6, 9 og 10. For hver av de tre boligene som ble brukt i lønnsomhetsanalysen, skal det sees på hvordan det ble simulert lastflytting. Til slutt presenteres og diskuteres resultatene fra scenariet med positiv NPV for de tre boligene.

4.1 Innledende resultater

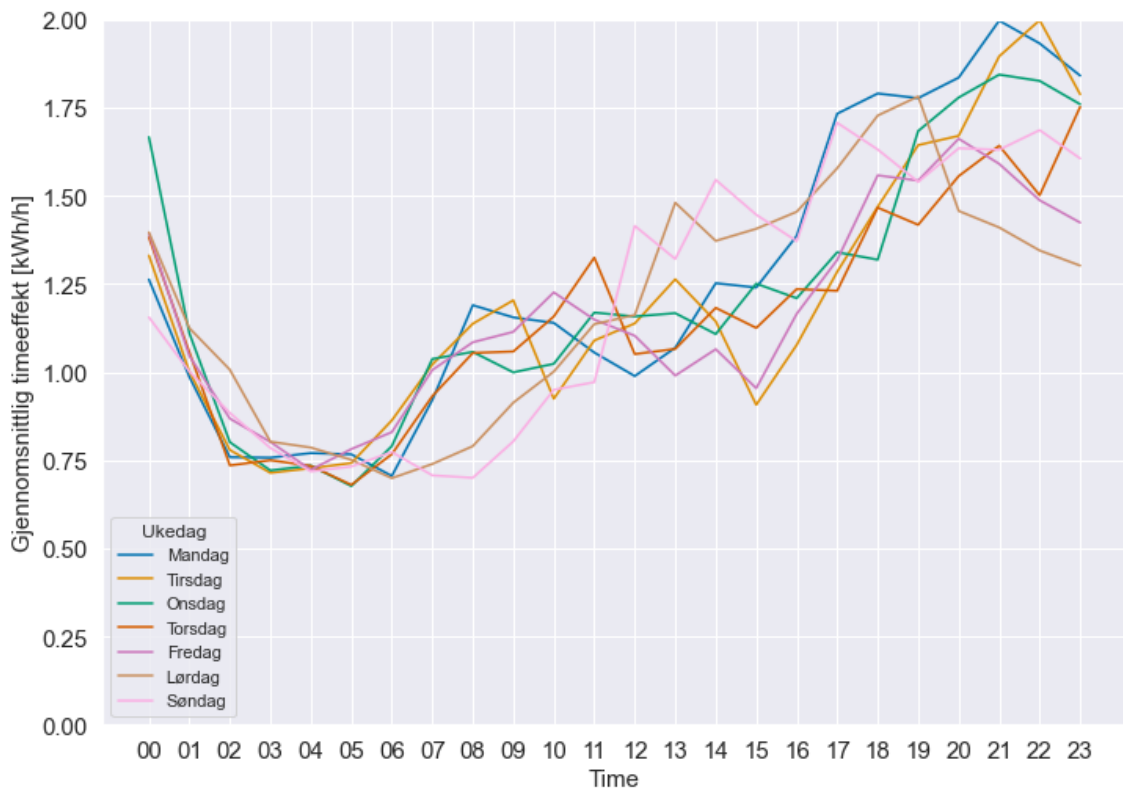
I dette delkapitlet skal det presenteres forbruksdata fra 2022 for de syv boligene som det skal simuleres batteri på. Forbruksdataene er det faktiske strømforbruket boligen hadde i 2022, og ingen av husholdningene har installert batteri.

Bolig nr. 3 er en enebolig fra 1987 på 260 m² uten ny isolering. Det bor to personer i boligen og oppvarmingen er en kombinasjon av elektrisk, luft-til-luft varmepumpe og vedovn. Gjennomsnittsförbruket av timeeffekt for boligen i 2022 er vist i figur 4.1. Kurvene viser at gjennomsnittlig timeeffekt ligger mellom 2,0 og 3,5 kWh/h hele uka. Hverdagene følger et mønster med noe høyere snitt om morgenen, litt lavere midt på dagene for så å øke utover kvelden. I helgene ligger de gjennomsnittlige timeeffektene høyere enn hverdager. De høyeste gjennomsnittlige timeeffektene er på lørdager klokken 11, 16 og etter klokken 21. Den laveste gjennomsnittlige timeeffekten i løpet av uke er på onsdager klokken 13.



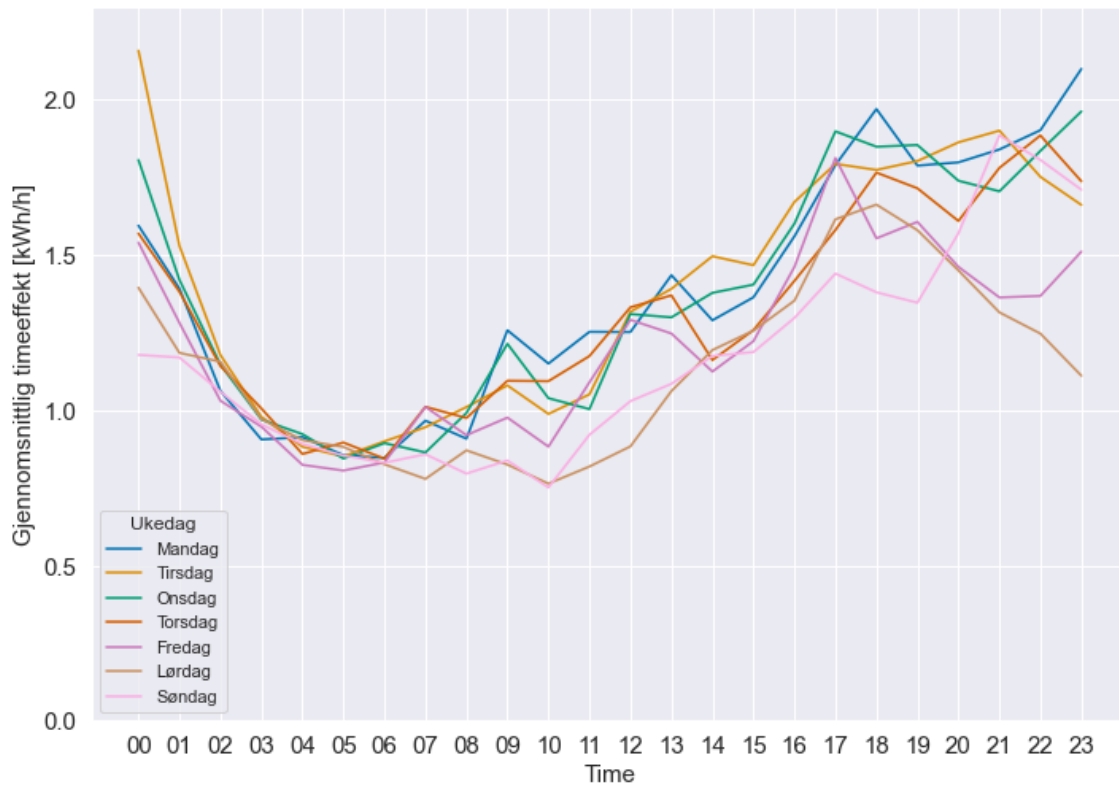
Figur 4.1: Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 3 i 2022, fordelt etter ukedager.

Bolig nr. 4 er en leilighet fra 1898 med isolering fra 2000, den er på 89 m^2 , oppvarmingen er elektrisk og det bor fire studenter i leiligheten. I figur 4.2 er gjennomsnittlig forbruk av timeeffekt til bolig nr. 4 i 2022 presentert. Forbruket er delt inn etter ukedager. Kurven viser at gjennomsnittlig timeeffekt ligger mellom 0,6 og 2,0 kWh/h. Forbruket øker på kvelden for hverdagen, og det største timeeffektforbruket er på mandager og tirsdager etter klokken 19. Kurven viser ingen store forskjeller mellom ukedagene, de fleste ligger nært og følger samme form. På lørdager og søndager er forbruket høyere enn i ukedagene mellom klokken 13 og 15. De laveste timeeffektene er i snitt mellom 02 og 06 på hverdager, og mellom 02 og 08 i helgene. Det økte forbruket på kvelden er uvanlig for husholdninger som ikke har elbil. Det kan komme av at det er en eldre leilighet som kun bruker elektrisk oppvarming, og at beboerne er studenter som har en litt annen døgnrytme enn den gjennomsnittlige norske husholdningen.



Figur 4.2: Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 4 i 2022, fordelt etter ukedager.

Bolig nr. 5 er en leilighet fra 1994 på 70 m^2 . Det bor fire studenter i boligen, og oppvarmingen er elektrisk. I figur 4.3 er det gjennomsnittlige forbruket av timeeffekt til bolig nr. 5 for 2022 presentert. Som i bolig nr. 4 er forbruket høyest på kvelden, og lavest på morgenen. Begge boligene er leiligheter der det bor fire studenter. Lørdag og søndag har lavere kveldsforbruk enn de andre dagene. På morgenen øker forbruket senere i helgene enn på hverdagene. Mandag er den dagen i uka med høyest forbruk, de høyeste gjennomsnittlige timeeffektene er klokken 23 på mandager og 00 på tirsdager. Alle de gjennomsnittlige timeeffektene ligger mellom 0,75 og 2,25 kWh/h.



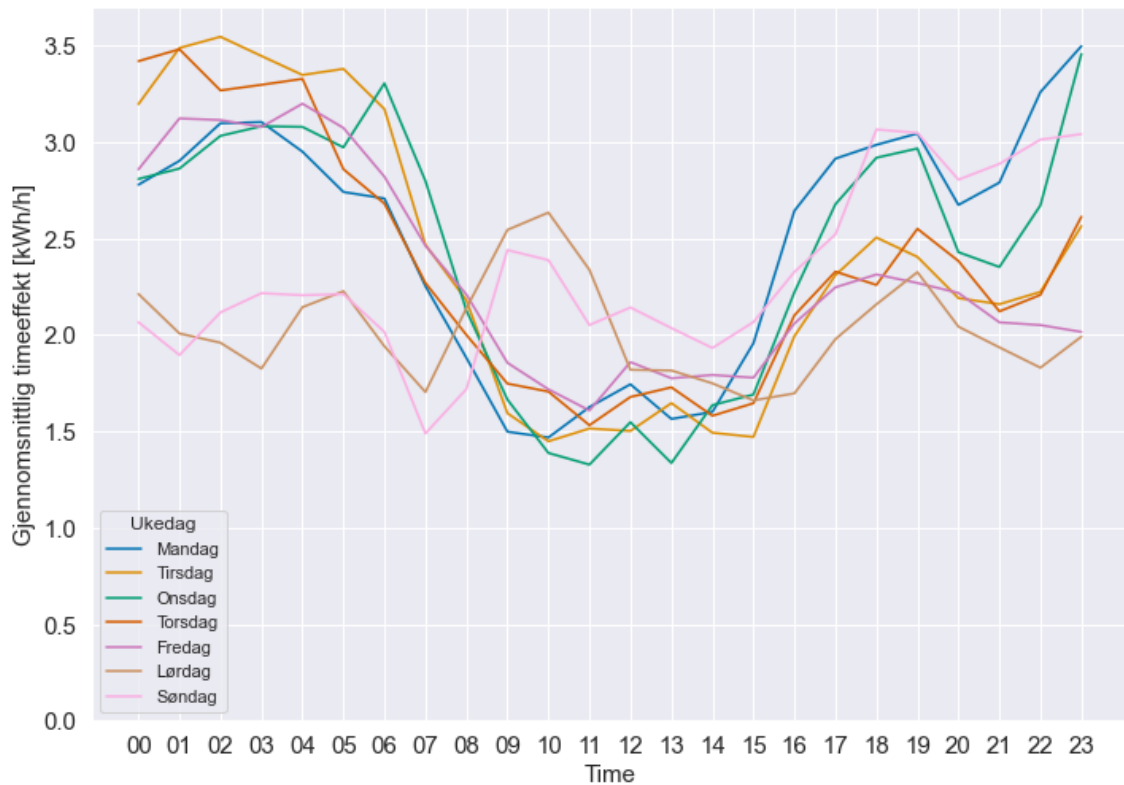
Figur 4.3: Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 5 i 2022, fordelt etter ukedager.

Bolig nr. 6 er en enebolig bygd i 1979 på 221 m². Det bor fire personer i boligen, oppvarmingen er elektrisk og med vedovn. Husholdningen har to elbiler, men har ikke installert elbillader. I figur 4.4 er gjennomsnittsforbruket til bolig nr. 6 i 2022 presentert. Denne kurven viser en tydelig effekttopp på morgenen mellom klokken 05 og 09 for alle dagene. Forbruket er generelt lavere på fredager, lørdager og søndager enn de andre dagene i uka. Det er to mindre topper klokken 14 og 17 for alle dager unntatt lørdag og søndag. Forbruket øker jevnt fra klokken 18 og utover natten til klokken 04. Forbruksmønsteret tyder på at personene som bor i husholdningen står opp til samme tid omtrent hver dag, og har faste rutiner på dagtid. Alle de gjennomsnittlige timeeffektene ligger mellom 1,5 og 5,25 kWh/h.



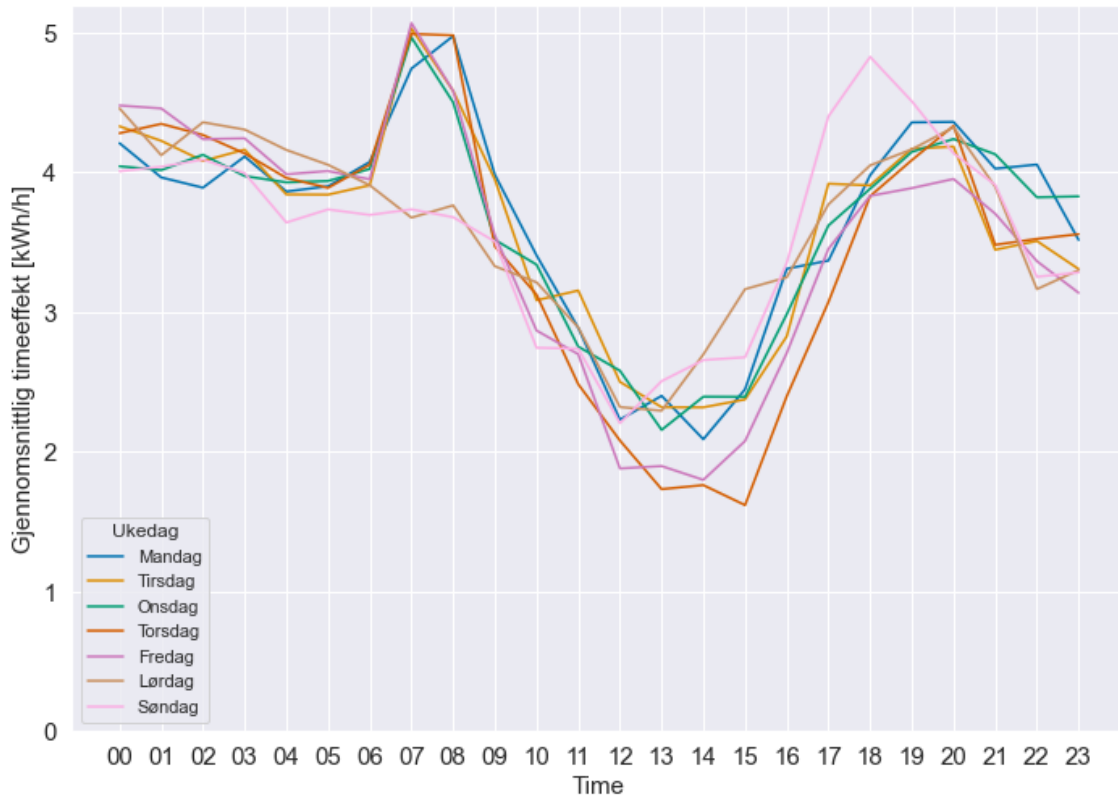
Figur 4.4: Gjennomsnittsforbruket av timeeffekt for bolig nr. 6 i 2022, fordelt etter ukedager.

Bolig nr. 7 er et rekkehus fra 1996 på 168 m^2 , oppvarmingen er elektrisk. Det bor fire personer i boligen, og husholdningen har en elbil. I figur 4.5 er gjennomsnittsforbruket til bolig nr. 7 presentert for 2022. Det er en tydelig forskjell i mønsteret til gjennomsnittsforbruket for hverdager og helg. På hverdagene er forbruket høyt om natten, lavere på dagtid, for så å øke igjen på ettermiddagen. Dagforbruket kan være lavt fordi beboerne er på jobb, skole eller barnehage. Kveldsforbruket kan komme av blant annet oppvarming, matlaging og klesvask. I helgene er gjennomsnittet lavere, og har en topp rundt klokken 10, for så å øke på kvelden. Alle de gjennomsnittlige timeeffektene ligger mellom 1,25 og 3,75 kWh/h.



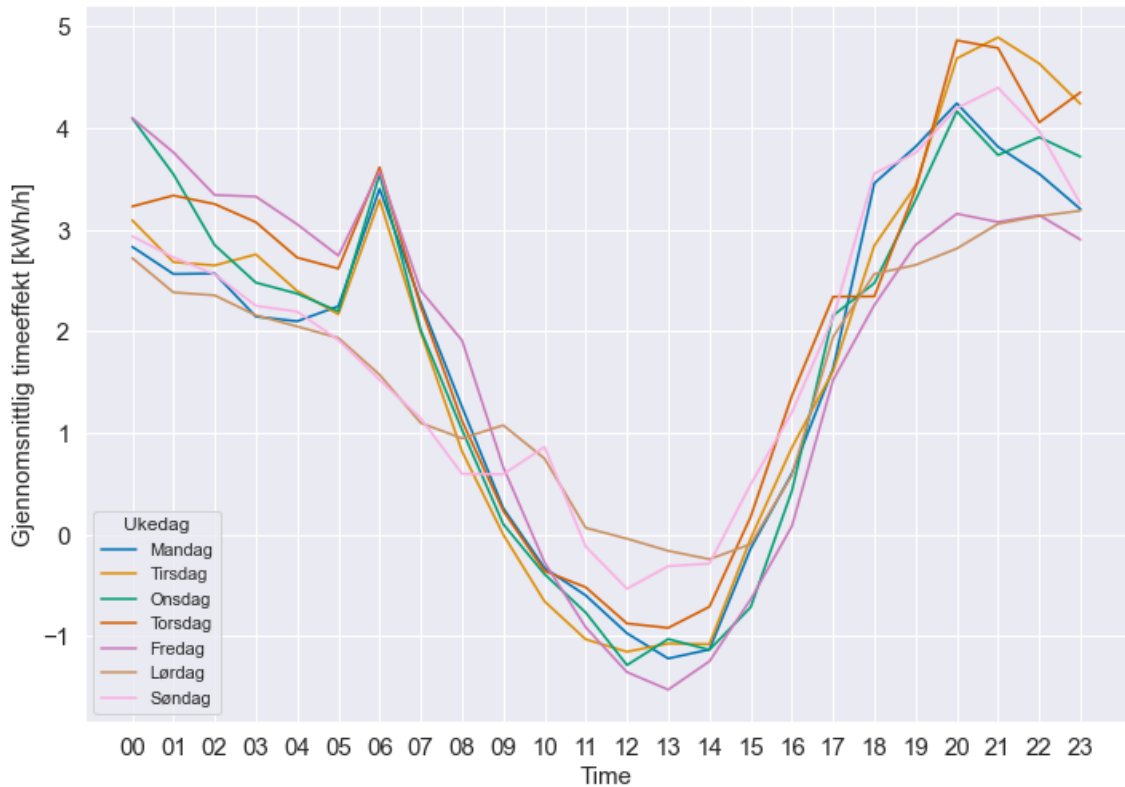
Figur 4.5: Gjennomsnittsforkret av timeeffekt for bolig nr. 7 i 2022, fordelt etter ukedager.

Bolig nr. 9 er en enebolig fra 2019, er på 182 m^2 og det bor fire personer i boligen. Boligen fikk installert solcellepanel i juni 2022, og ble en plusskunde da. Det er installert en elbillader, oppvarmingen i boligen er elkjel og det er en jacuzzi. I figur 4.6 er gjennomsnittsforkret til bolig nr. 9 i 2022 presentert. Den gjennomsnittlige timeeffekten er høyest på hverdager mellom klokken 07 og 09, og på søndager klokken 18. Forbruket er lavest midt på dagen, dette kan komme av solcellepanelet som produserer mest strøm midt på dagen. Boligen har relativt høyt forbruk om natten, dette kan komme av elbillading. Alle de gjennomsnittlige timeeffektene ligger mellom 1,5 og 5,25 kWh/h.



Figur 4.6: Gjennomsnittsforkret av timeeffekt for bolig nr. 9 i 2022, fordelt etter ukedager.

Bolig nr. 10 er en enebolig fra 2017 på 200 m^2 . Oppvarmingen i boligen er en kombinasjon av solfanger med bergvarme, som brukes til å varme opp vann, og elektrisk. Det bor fire personer i boligen, og husholdningen har to elbiler. Boligen har også solcellepanel. I figur 4.7 er gjennomsnittsforkret til bolig nr. 10 i 2022 presentert. Siden boligen har solcellepanel er husholdningen plusskunde, og i datasettet er innmatet effekt til nettet registrert som negativt forbruk. Dette gjør at gjennomsnittsforkret midt på dagen, når solinnstrålingen er størst, er negativt. Som for bolig nr. 6, er det en effekttopp på morgenen alle hverdager, mellom klokken 05 og 07. Det høyeste forbruket gjennom døgnet er mellom klokken 19 og 23 på hverdager. Forbrukskurvene til lørdag og søndag er flattere enn resten av uka, og midt på dagen når de andre dagene har negativt forbruk ligger helgeforkret omtrent på null. Det vil si at gjennomsnittsforkret er omtrent lik gjennomsnittlig produksjon fra solcellene. At forbruket er høyere på kveldstid enn på dagtid kommer av at det ikke produseres solstrøm når det ikke er sol ute og at elbilene lades. Alle de gjennomsnittlige timeeffektene ligger mellom $-1,75$ og 5 kWh/h .



Figur 4.7: Gjennomsnittsforkbruket av timeeffekt for bolig nr. 10 i 2022, fordelt etter ukedager.

4.2 Lønnsomhetsanalyse

Dette delkapitlet er delt inn i fire deler en del for hvert av scenariene NO23, NO40, DK23 og DK40. Her skal de økonomiske resultatene presenteres. De økonomiske resultatene er basert på en årlig besparelse som er funnet ved å først regne ut en baseline. Baseline er det faktiske årlige forbruket sammen med strømprisene og nettleien i det gjeldende scenariet. Deretter kjøres en optimaliseringsmodell som simulerer et batteri med mål om å redusere kostnadene mest mulig. Besparelsen er da forskjellen i kostnaden for baseline og det simulerte forbruket. Besparelsen ble så brukt til å regne ut en tilbakebetalingstid og en NPV gitt samme besparelse hvert år.

4.2.1 Scenario NO23

I scenario NO22 er det brukt en nettleie som er lik nettleien for Elvias privatkunder i 2023. Strømprisen i scenariet er strømprisen til prisområde NO1 i 2022.

Det ble regnet ut NPV med en tidshorisont på 15 år og tilbakebetalingstid for alle de åtte boligene. Disse er vist i tabell 4.1. Alle boligene fikk en negativ NPV. Den laveste tilbakebetalingstiden er på 22 år, dette er bolig nr. 10 som er den eneste

boligen som var plusskunde i hele perioden forbruksdatene var innhentet.

Tabell 4.1: NPV og tilbakebetalingstid for scenario NO23.

Bolig nr.	Årlig besparelse [kr]	Tilbakebetalingstid [år]	NPV [kr]
3	2900	37	-92000
4	2700	39,5	-93000
5	2600	41	-93000
6	2600	40	-93000
7	2800	38	-92000
9	4000	26	-86000
10	4900	22	-82000

4.2.2 Scenario NO40

I scenario NO40 er strømprisene lik strømprisene i prisområde NO1 for 2022, og nettleien er 40% høyere enn nettleien Elvia har for sine privatkunder i 2023.

Tabell 4.2 viser de økonomiske resultatene fra simuleringene. Den korteste tilbakebetalingstiden er 21 år, og gjelder bolig nr. 10. For husholdningene som ikke er plusskunder er den 27 år eller høyere. NPV er negativ for alle husholdningene. NPV som er beregnet i dette scenariet er mindre negativ enn i scenario NO23, og tilbakebetalingstiden er også lavere enn i scenario NO23.

Tabell 4.2: NPV og tilbakebetalingstid for scenario NO40.

Bolig nr.	Årlig besparelse [kr]	Tilbakebetalingstid [år]	NPV [kr]
3	3300	32	-90000
4	3200	33	-90000
5	3000	35	-91000
6	3000	36	-92000
7	3100	34,5	-91000
9	4500	23	-84000
10	5100	21	-81000

4.2.3 Scenario DK23

I scenario DK23 er det brukt strømpriser fra prisområde DK2 i Danmark og nettleieprisene Elvias nettleiepriser for privatkunder i 2023.

De økonomiske resultatene for denne simuleringen er som vist i tabell 4.3. Alle boligene har negativ NPV, men verdien er mindre negativ enn i scenariene NO23 og NO40. Husholdningene uten solcellepanel har tilbakebetalingstid som er lengre enn levetiden til batteriet. Bolig nr. 9 og 10 som har solcellepanel har begge tilbakebetalingstid på 13 år. Dette er lavere enn design life, og vil si at besparelsene batteriet gir årlig betaler ned investeringskostnaden i løpet av 13 år.

Tabell 4.3: NPV og tilbakebetalingstid for scenario DK23

Bolig nr.	Årlig besparelse [kr]	Nedbetalingstid [år]	NPV [kr]
3	6400	17	-75000
4	5400	19,5	-79000
5	5300	20	-80000
6	6300	17	-75000
7	6300	17	-75000
9	8100	13	-66000
10	7900	13	-67000

4.2.4 Scenario DK40

I scenario DK40 brukes strømprisene for prisområde DK2 i 2022 og en nettleie som er 40% høyere enn nettleien for privatkunder hos Elvia i 2023. Som vist i tabell 4.4 er tilbakebetalingstiden kortere og NPV mindre negativ enn i de andre scenariene. Tilbakebetalingstiden er 16 år for bolig nr. 6, og 12 for bolig nr. 9 og 10. At NPV er høyere, altså mindre negativ, enn i de tidligere viste simuleringer, viser at investeringen er mer lønnsom enn i scenariene med norske strømpriser.

Tabell 4.4: NPV og tilbakebetalingstid for scenario DK40

Bolig nr.	Årlig besparelse [kr]	Nedbetalingstid [år]	NPV [kr]
3	6700	16	-73000
4	5900	18	-77000
5	5700	18,5	-78000
6	6600	16	-74000
7	6600	16	-73000
9	8600	12	-63000
10	9100	12	-61000

4.2.5 Diskusjon av lønnsomhet

Scenariet med lavest tilbakebetalingstid og den høyeste NPVen for alle husholdningene var scenario DK40. I dette scenariet var strømprisen fra prisområde DK2 og nettleieprisene 40% høyere. I de fire scenariene ga både nettleieøkningen på 40%, sammen med å bytte prisområde fra NO1 til DK2 en økt årlig besparelse for alle husholdningene. For alle husholdningene ble NPV økt mer ved å endre prisområde fra NO1 til DK2, enn å øke nettleieprisene med 40%.

Bolig nr. 4, 5, 6, 7 og 10 tilhører alle prisområde NO1. I de to scenariene med strømpriser fra NO1, vil baseline være reelt forbruk kombinert med strømprisene som var gjeldene for disse husholdningene. Siden det har vært et fokus på høye strømpriser i 2022 kan disse husholdningene ha blitt påvirket av strømprisene, og allerede flyttet forbruk. Da vil lastflyttingen med batteriet ha mindre effekt, fordi forbruket allerede er tilpasset prisvariasjonene gjennom perioden. Scenariene med strømpriser fra DK2 har høyere lønnsomhet sammenlignet med baseline. Deler av

lønnsomhetsforskjellen kan komme fra at noe av fleksibiliteten i scenariene NO23 og NO40 allerede er brukt på å flytte forbruk i forhold til strømpris.

Smart elbillading kan også være en kilde til fleksibilitet. Bolig nr. 3, 7 og 9 har en elbil, og bolig nr. 6 og 10 har to elbiler. For disse boligene kan noe av fleksibiliteten allerede være brukt til elbillading, som at elbilen lades om natten når nettleieprisene er lavere, ofte er også spotprisen lavere om natten. Selv om bolig nr. 7 har et 5000 kWh lavere totalt årsforbruk enn bolig nr. 6 er det liten forskjell mellom den årlige besparelsen, tilbakebetalingstiden og NPV for de to husholdningene i de fire scenariene. Det kan komme av at bolig nr. 6 har to elbiler og bolig nr. 7 har en. Dersom bolig nr. 6 bruker smart lading av elbilene sine, og bolig nr. 7 ikke gjør det, vil bolig nr. 6 allerede ha brukt noe av fleksibiliteten sin på dette. Da har bolig nr. 7 allerede fått noe av besparelsen som kan komme med å bruke et batteri. Både bolig nr. 6 og bolig nr. 7 ligger i prisområde NO1 og smartladingen vil da være tilpasset prisområdet. Dette kan gjøre at scenariene med norske strømpriser ser mindre lønnsomme ut for husholdningene med elbil enn scenariene med danske strømpriser.

I utregningen av NPV og tilbakebetalingstid er det antatt at besparelsen er lik hvert år. Hvis norske strømpriser skulle blitt lik de danske fra prisområde DK2 på grunn av økt andel uregulerbar kraft i energimiksen ville prisutviklingen fulgt utviklingen i energimiksen. En mer realistisk tilnærming ville vært en endring over tid fra NO1 til DK2, der den årlige besparelsen ved bruk av batteri også øker over tid.

Alle boligene har negativ NPV i alle scenariene, og dette kommer av den høye investeringskostnaden av batteriinstallasjon og kjøp. ENOVA gir støtte til flere energi- og klimatiltak for privatboliger. Dette innebærer installasjon av solcelleanlegg, solfanger, vannbåren varme og lignende tiltak, men ikke til installasjon av batterier på privatboliger [62]. I et debattinnlegg i Teknisk Ukeblad argumenterer Jon Helsingeng (leder for Eaton i Norge og Norden) for at ENOVA bør gi støtte til batterier til husholdningsbruk. Ved å gi flere privatpersoner incentiver til å installere batterier samtidig som solcelleanlegg kan strømmettet avlastes i timer med stor produksjon fra solcelleanlegg på boliger [63].

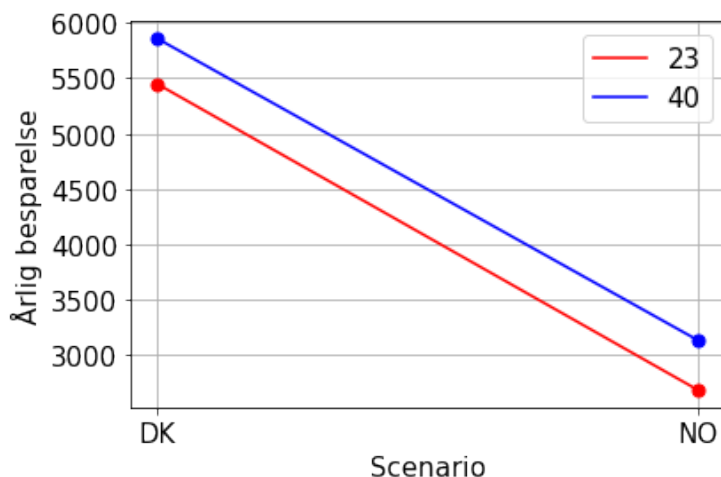
I en innledende studie i prosjektet IntegER ble det sett på om økte nettleietariffer kunne gi en batteriinvestering positiv NPV ved å bruke batteriet til lastflytting. Studien brukte en case der en industriell plusskunde hadde effekttopper på 150 MW. Studien fant ut at denne case ikke var en lønnsom bruk av batterier, selv med en 300% økning av nettleietariffene [64].

I samme studie ble det sett på en case der batteriet ble brukt som frekvensreserve. I denne casen var batteriet lønnsomt hvis investeringskostnaden var under 1500 EUR/kWh. Batteriet som brukes i denne oppgaven har en investeringskostnad på omtrent 1062 EUR/kWh, som tyder på at batteriet fra denne oppgaven ville vært lønnsomt hvis det brukes på samme måte som ble sett på i casen til . Batteriet som ble brukt i casestudien hadde en kapasitet på 30 kWh, dette er tre ganger større enn batteriet brukt i denne oppgaven. Lønnsomhetsanalysen i denne oppgaven har ikke med et scenario der batteriet brukes som frekvensreserve, og et batteri med større kapasitet kan brukes som frekvensreserve i større grad [64].

4.3 2²-faktorielt design

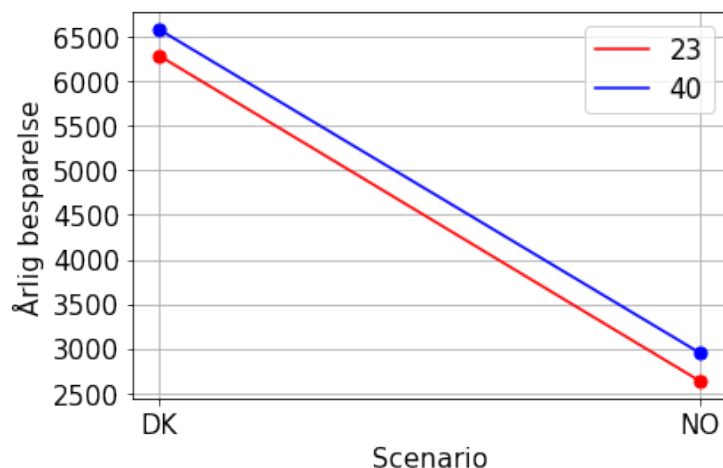
I dette delkapitlet presenteres resultatene fra sammenligningen av de fire scenariene i et 2²-faktorielt design. Den årlige besparelsen for bolig nr. 4, 6, 9 og 10 visualiseres i de fire scenariene for å se om det er samhandling mellom faktorene nettleiepriser og strømprisområde. Samhandling vil si at de to faktorene påvirker hverandre, og sees ved at linjene som viser responsen på faktorene ikke er parallelle. Når linjene fremstår som parallelle er forskjellen mellom punktene omtrent likt ved forskjellige simuleringer [60]. I dette tilfellet vil parallelle linjer tyde på at en økning i nettleieprisene fører til en like stor økning i besparelse for strømpriser fra prisområde NO1 og DK2. Det ble valgt å se på to boliger uten og to boliger med solcellepanel for å se om dette fører til en forskjell i samhandling. I vedlegg A.3 er sammenligningen av scenariene for bolig nr. 3, 5 og 7.

I figur 4.8 er den årlige besparelsen for bolig nr. 4 i de fire scenariene plottet sammen. Kurven med Elvias nettleiepris i 2023 er parallell med kurven for 40% høyere nettleiepriser. Dette tyder på at faktorene nettleie og strømpris ikke samhandler for denne boligen.



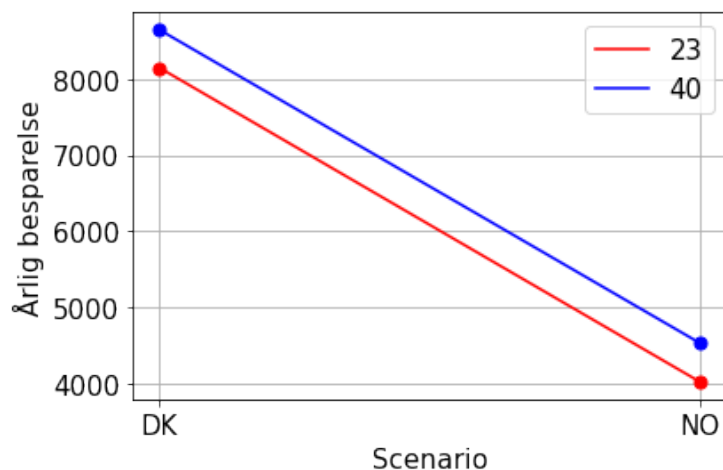
Figur 4.8: 2²-faktorielt design av bolig nr. 4. Scenariene med nettleieprisene til Elvia i 2023 i rødt, og scenarioene med en 40% økning av nettleieprisene i blått.

Figur 4.9 viser den årlige besparelsen for bolig nr. 6 i de fire scenariene. Av figuren kan det sees at de to linjene er parallelle. Dette tyder på at faktorene nettleie og strømpris ikke samhandler for bolig nr. 6.



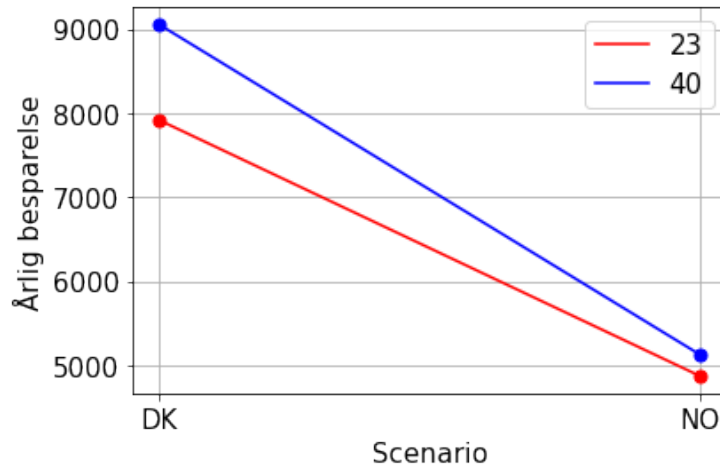
Figur 4.9: 2^2 -faktorielt design av bolig nr. 6. Scenariene med nettleieprisene til Elvia i 2023 i rødt, og scenarioene med en 40% økning av nettleieprisene i blått.

I figur 4.10 er den årlige besparelsen for bolig nr. 9 i de fire scenariene plottet sammen. De to kurvene er parallelle, og tyder på at faktorene strømprisområde og nettleiepris ikke samhandler for årlige besparelse for denne boligen.



Figur 4.10: 2^2 -faktorielt design av bolig nr. 9. Scenariene med nettleieprisene til Elvia i 2023 i rødt, og scenarioene med en 40% økning av nettleieprisene i blått.

I figur 4.11 er den årlige besparelsen for bolig nr. 10 i de fire scenariene plottet sammen. I dette tilfellet er ikke de to kurvene parallelle. Dette tyder på at faktorene nettleie og strømpris samhandler for denne boligen.



Figur 4.11: 2^2 -faktorielt design av bolig nr. 10. Scenariene med nettleieprisene til Elvia i 2023 i rødt, og scenarioene med en 40% økning av nettleieprisene i blått.

4.3.1 Diskusjon av 2^2 -faktorielt design

Resultatene tyder på at det ikke er en samhandling mellom nettleiepris og strømpris i scenariene for bolig nr. 4, 6 og 9. I dette tilfelle vil det at det ikke er samhandling bety at endringen i besparelse når strømprisområde eller nettleiepris endres, er lik uavhengig av hva den andre faktoren er. Altså er økningen i den årlige besparelsen fra å endre prisområde fra NO1 til DK2 lik, uavhengig av om nettleieprisene er fra 2023, eller 40 % høyere.

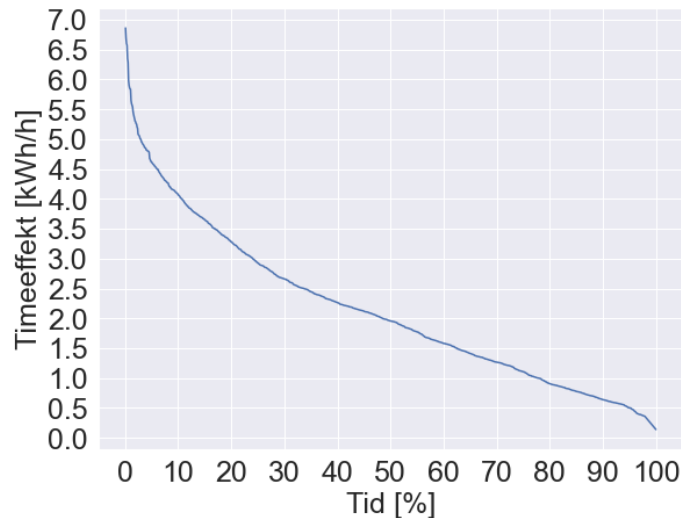
Det ser ut til å være en samhandling mellom nettleiepris og strømpris for bolig nr. 10. Både bolig nr. 9 og 10 er plusskunder, men bolig nr. 10 er den eneste som er plusskunde hele året. Hvis det er en samhandling for bolig nr. 10, kan komme av at boligen er plusskunde. At linjene er ikke-parallelle betyr ikke at faktorene samhandler, men tyder på det [60]. Det kreves flere scenarier og boliger for å finne ut om det er samhandling mellom faktorene.

4.4 Lastflytting

I dette delkapitlet skal det sees på om og hvordan simuleringene med batteri bidrar til lastflytting, og om lastflyttingen ser forskjellig ut mellom scenario NO23, NO40, DK23 og DK40 for bolig nr. 4, 6 og 10. Det skal først presenteres varighetskurver for hvert scenario. Hver bolig har fem varighetskurver, en for baseline og en for hvert av de fire scenariene. Varighetskurven for baseline viser det forbruket husholdningene hadde i 2022, og i de fire scenariene fremstilles et simulert timeeffekt fra nettet med batteri. Deretter presenteres forbrukskurver for to utvalgte dager i 2022. For å se hvordan årstider påvirker opp- og utladingen til batteriet ble det valgt å se på forbruket på dagene 3. januar og 2. juli. Strømprisen den gjeldende dagen er også presentert med forbruket, for å vise hvordan strømprisen påvirker det simulerte forbruket. Forbrukskurvene viser to og to scenarier sammen, de scenariene som bruker samme prisområde er vist sammen. Baseline presenteres i alle figurene.

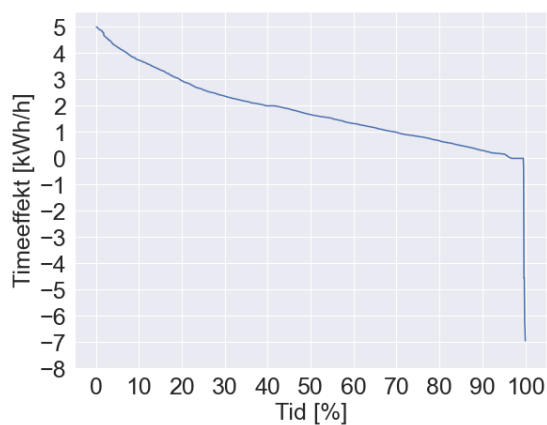
4.4.1 Bolig nr. 4

Varighetskurven for baseline for bolig nr. 4 presenteres i figur 4.12. Varighetskurven viser at den høyeste timeeffekten for bolig nr. 4 i 2022 var på nesten 7 kWh/h. Timeeffekter på over 4,0 kWh/h inntreffer i omtrent 10 % av tiden, og timeeffekter på over 6 kWh/h inntraff under 1 % av tiden. 75 % av timeeffektene var på under 3 kWh/h.

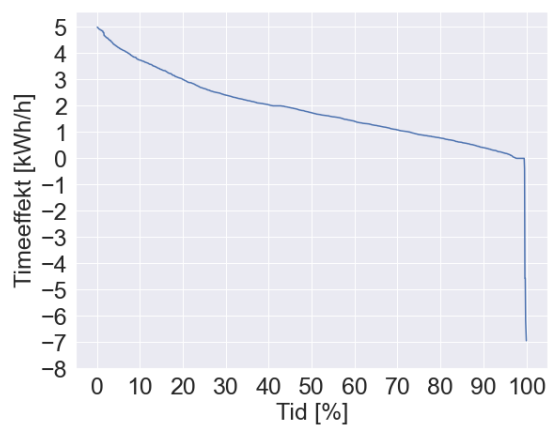


Figur 4.12: Varighetskurven viser de konsumerte timeeffektene for bolig nr. 4 i 2022.

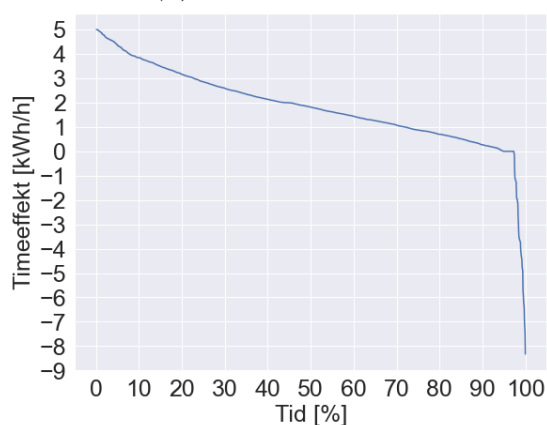
Varighetskurven for bolig nr. 4 i de fire scenariene er vist i figur 4.13. I disse plottene går y-aksen opp til 5 kWh/h, som også er den høyeste simulerte timeeffekten i alle scenariene. Det er 3 kWh/h under den høyeste timeeffektene i baseline. Av kurven kan det sees at bolig nr. 4 leverer effekt til nettet i noen timer i løpet av året, men for under 5 % av timene i scenario DK23 og DK40. I scenario NO23 og NO40 leveres effekt til nettet i under 1 % av timene. I scenario NO23 og NO40 er den laveste timeeffekten -7 kWh/h, og i scenario DK23 og DK40 er den laveste timeeffekten under -8 kWh/h. Kurvene til simuleringene er mindre bratt for de positive verdiene enn kurven til baseline. I simuleringene er 10 % av timeeffektene over 3,75 kWh.



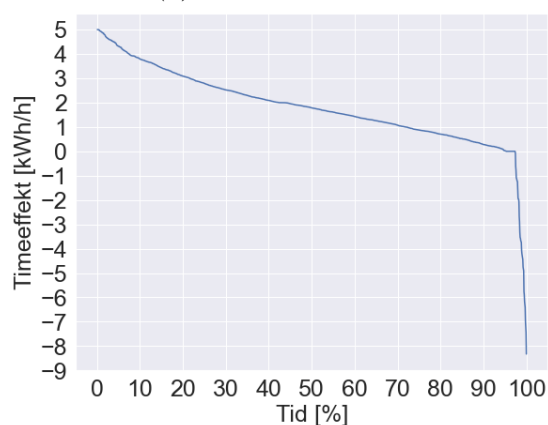
(a) Scenario NO23.



(b) Scenario NO40.



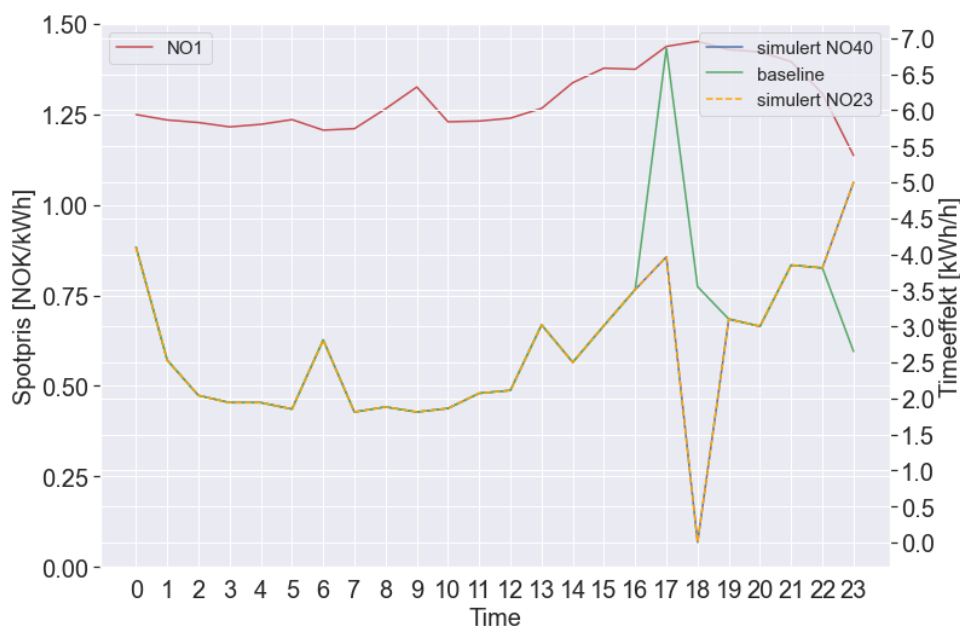
(c) Scenario DK23.



(d) Scenario DK40.

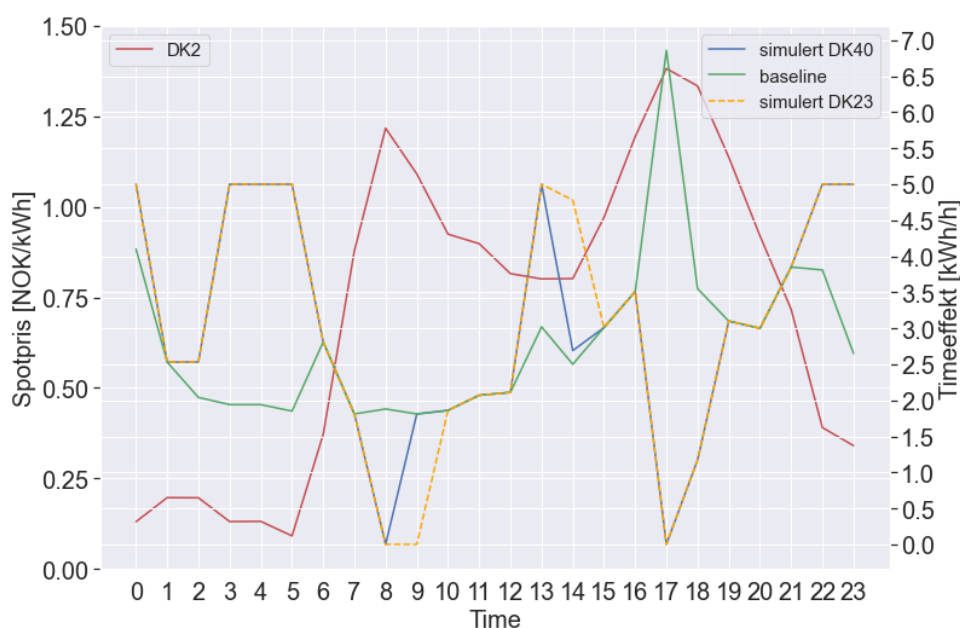
Figur 4.13: Varighetskurvene viser de fire simulerte forbrukene med batteri for bolig nr. 4.

I figur 4.14 er baseline og det simulerte forbruket med batteri for bolig nr. 4 i scenario NO23 og NO40 på mandag den 3.januar 2022, sammen med strømprisen i prisområde NO1 i samme døgn. Strømprisen i prisområde NO1 varierer mellom 1,10 og 1,50 NOK/kWh, med høyeste pris klokken 18, og laveste pris klokken 23. Simuleringen og baseline er likt for alle timene unntatt klokken 17, 18 og 23. Når strømprisen er på sitt høyeste klokken 18 er det simulerte forbruket på sitt laveste, timeeffekten er null i denne timen. Når strømprisen er på sitt laveste klokken 23, er det simulerte forbruket på sitt høyeste, 5,0 kWh/h.



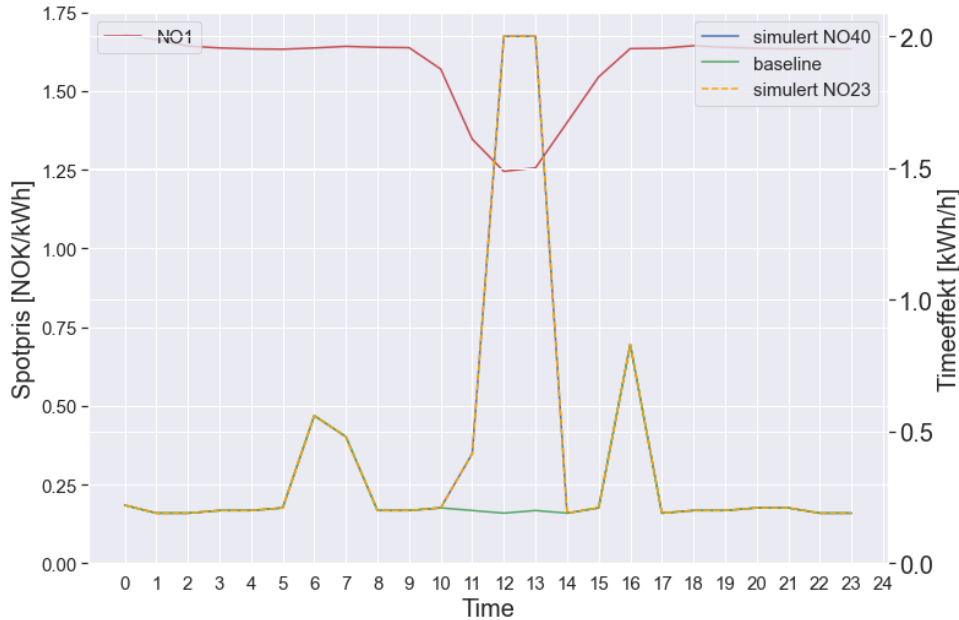
Figur 4.14: Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 4.

Figur 4.15 viser også simulert forbruk og baseline for bolig nr. 4 på mandag den 3.januar 2022, men for scenario DK23 og DK40. Strømprisen varierer mellom 0,1 og 1,3 NOK/kWh, der de laveste prisene er før klokken 05, det er en topp klokken 08 med noen lavere priser før en ny topp klokken 17. Det simulerte forbruket i scenario DK23 og DK40 er likt i alle timer unntatt klokken 09 og 14. Baseline er lavere enn simuleringene i timer med lav pris, og høyere enn simuleringene i timer med høy pris.



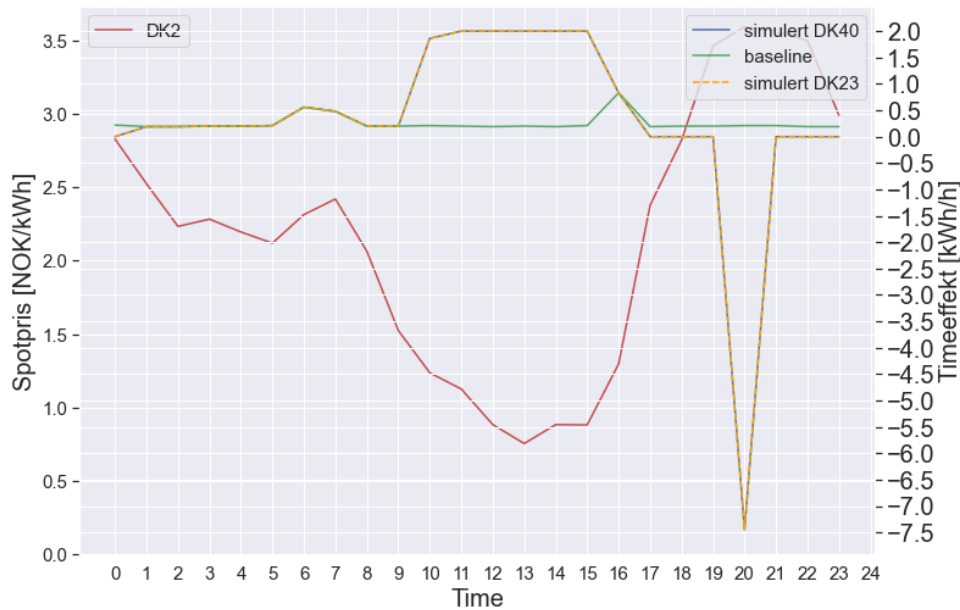
Figur 4.15: Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 4.

I figur 4.16 er baseline og det simulerte forbruket med batteri i scenariene med strømpriser fra prisområde NO1 lørdag den 2. juli 2022 visualisert sammen med strømprisen for prisområde NO1 samme døgn. Baseline og simulert forbruk er likt for alle timene unntatt klokken 11, 12 og 13. I disse timene er strømprisen på sitt laveste. Det simulerte forbruket ligger på 2,0 kWh/h klokken 12 til 13, samtidig har baseline timeeffekter på under 0,25 kWh/h.



Figur 4.16: Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 lørdag den 2. juli 2022 for bolig nr. 4.

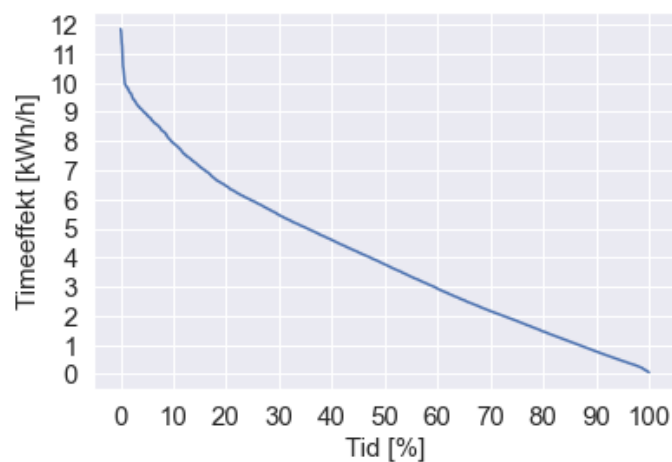
Figur 4.17 viser baseline og simulert forbruk i scenario DK23 og DK40 lørdag den 2. juli 2022 sammen med strømpriser fra prisområde DK2. De to simulerte forbrukskurvene overlapper hele døgnet. Strømprisen er under 2,0 NOK/kWh mellom klokken 08 og 16, der den laveste prisen er omtrent 0,75 NOK/kWh klokken 13. Mellom klokken 08 og 15 er de simulerte forbrukene på sitt høyeste, og ligger på 2,0 kWh/h. Strømprisen er på sitt høyeste mellom klokken 19 og 21, og da er det simulerte forbruket negativt, altså leveres det effekt ut til nettet. I de andre timene etter klokken 17 er forbruket i baseline såvidt over null, og det simulerte forbruket er lik null, unntatt klokken 20. I timene med lavere simulert forbruk enn baseline dekkes baselineforbruket av energi lagret i batteriet. Klokken 20 når forbruket er negativt, leverer batteriet effekt til nettet.



Figur 4.17: Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 lørdag den 2. juli 2022 for bolig nr. 4.

4.4.2 Bolig nr. 6

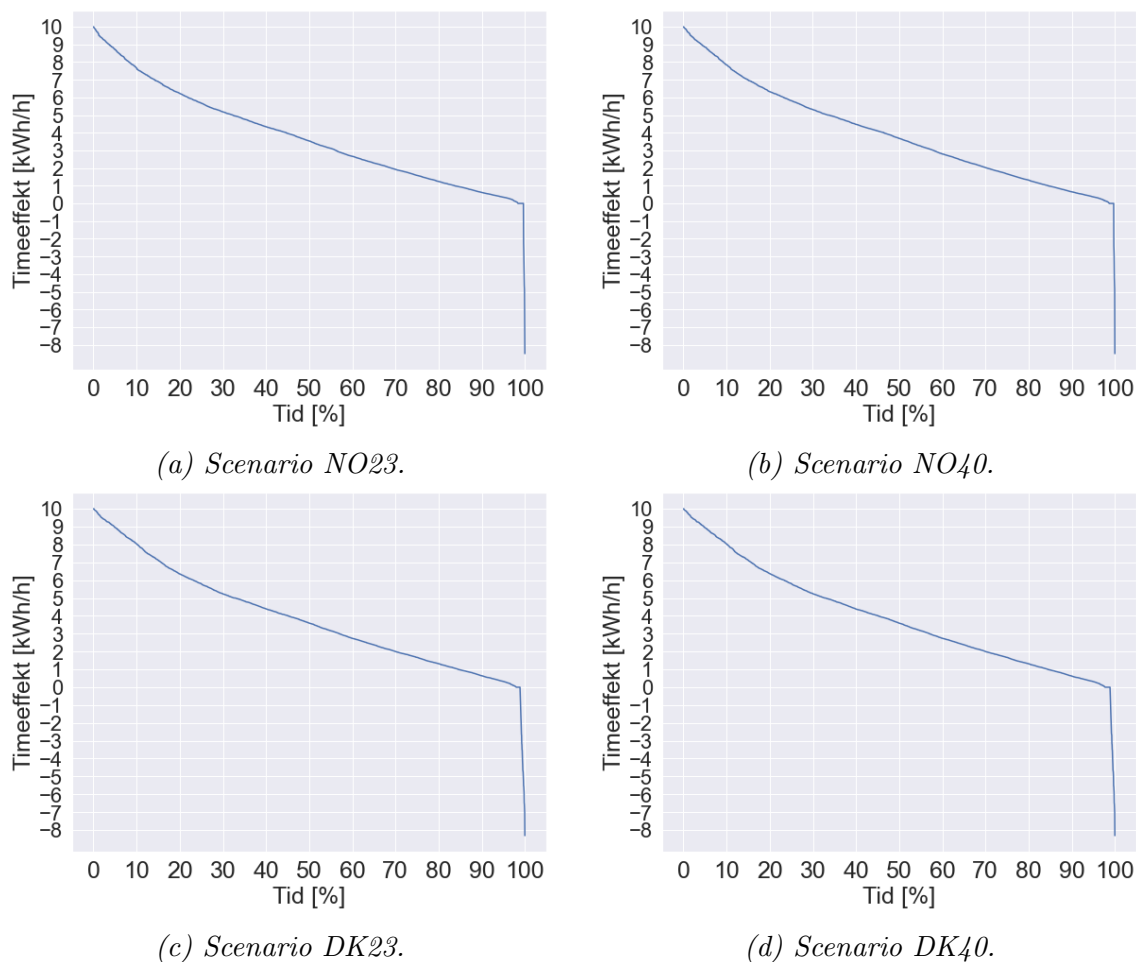
Varighetskurven for baseline for bolig nr. 6 presenteres i figur 4.18. Varighetskurven har en maksimal timeeffekt på 12 kWh/h. Timeeffekter på over 9 kWh/h inntreffer under 5 % av tiden, og timeeffekter over 10 % inntreffer under 1 % av tiden. Kurven er formet til en tydelig topp, med noen høyere timeeffekter som skiller seg ut fra resten av året.



Figur 4.18: Varighetskurven viser de konsumerte timeeffektene for bolig nr. 6 i 2022.

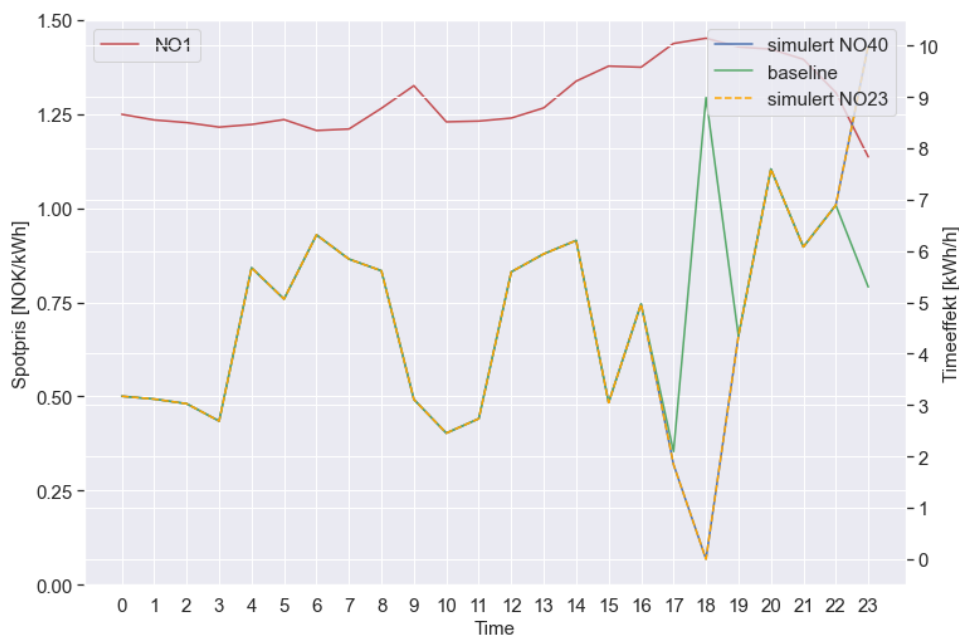
Varighetskurven for bolig nr. 6 i de fire scenariene er vist i figur 4.19. I disse plottene går y-aksen opp til 10 kWh/h, men i baseline går y-aksen opp til 12 kWh/h. Selv om bolig nr. 6 ikke er en plusskunde, er det noen negative timeeffekter i varighetskurvene. Det betyr at batteriet leverer effekt til nettet. Den høyeste timeeffekten

som er levert til nettet er på omtrent 8 kWh/h i alle de simulerte scenariene. Det er få timer, omtrent 1 % av timene i 2022 det ble simulert at batteriet leverte effekt til nettet. Simuleringen med batteri gir en flatere form på varighetskurven i det positive området enn baseline. Maksimal timeeffekt var på 10 kWh/h i alle scenariene. Det er små variasjoner mellom scenariene. De fire varighetskurvene har omtrent samme form, men det er noen flere negative timeeffekter i scenario DK23 og DK40, enn i scenario NO23 og NO40.



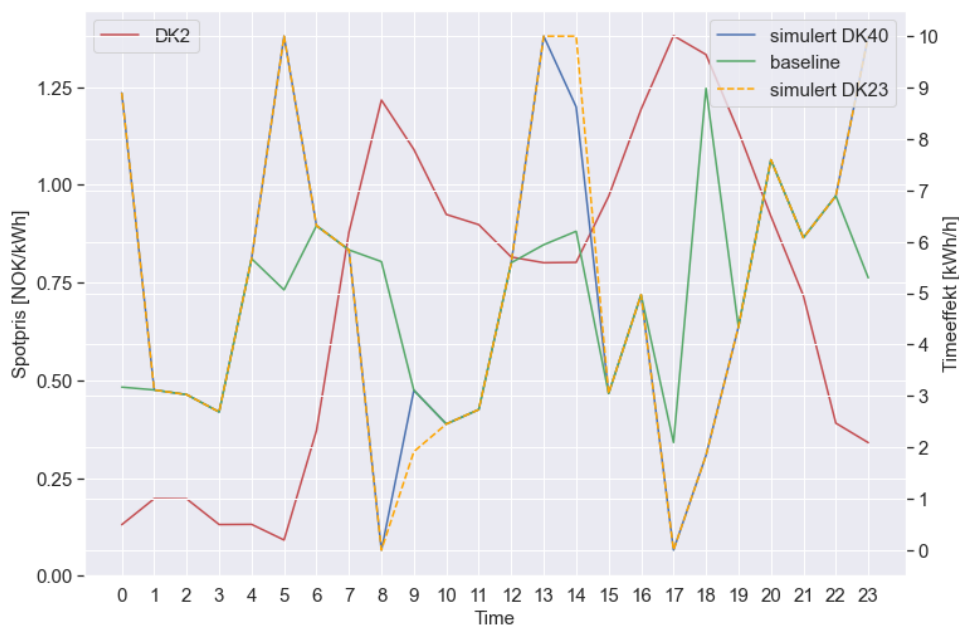
Figur 4.19: Varighetskurvene viser de fire simulerte forbrukene med batteri for bolig nr. 6.

Forbrukskurven for bolig nr. 6 den 6. januar i scenario NO23 og NO40 er presentert sammen med spotprisen i prisområde NO1 i figur 4.20. De to simulerte forbrukene er identiske hele døgnet. Baseline og de to simuleringene er like hele døgnet med unntak av timene klokken 18 og 23. Klokken 18 er de simulerte forbrukene 0, og baseline har sin høyeste timeeffekt for døgnet, på 9 kWh/h og strømprisen er på sitt høyeste i løpet av døgnet. Klokken 23 er simulert timeeffekt på sitt høyeste på 10 kWh/h, samtidig er strømprisen på sitt laveste og baseline er på omtrent 5,5 kWh/h.



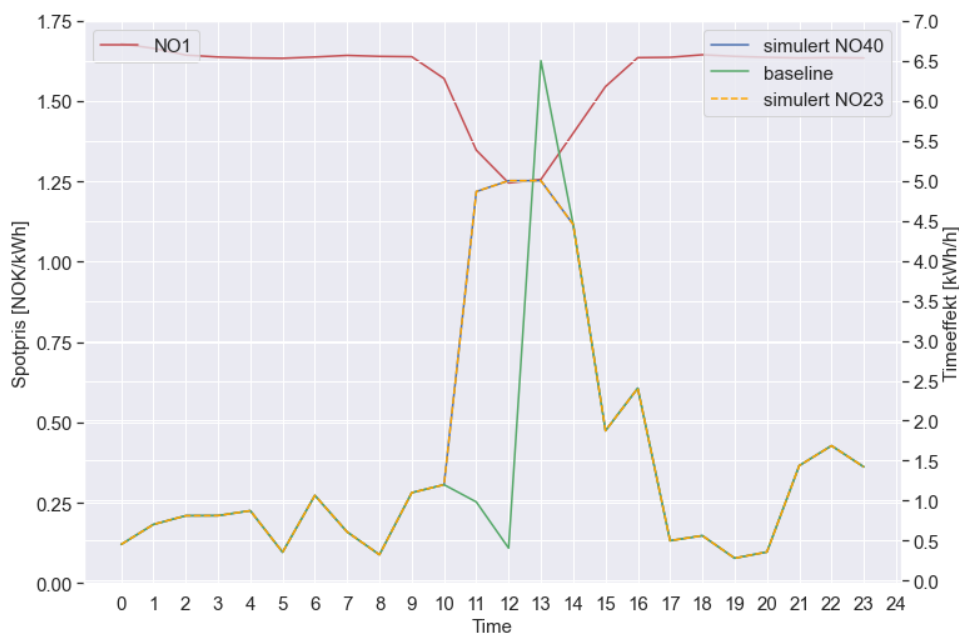
Figur 4.20: Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 6.

I figur 4.21 er forbrukskurven til bolig nr. 6 den 3. januar 2022 presentert, sammen med det simulerte forbruket med batteri i de to scenariene med spotprisen til DK2, sammen med spotprisen i prisområde DK2 samme døgn. I DK23 og DK40, de to scenariene med strømpriser fra DK2, er det simulerte forbruket høyere enn forbruket i baseline flere ganger i løpet av døgnet. De simulerte forbrukene er lavere enn baseline i timene med høyest strømpris, og høyere enn baseline i timene med lavest strømpris.



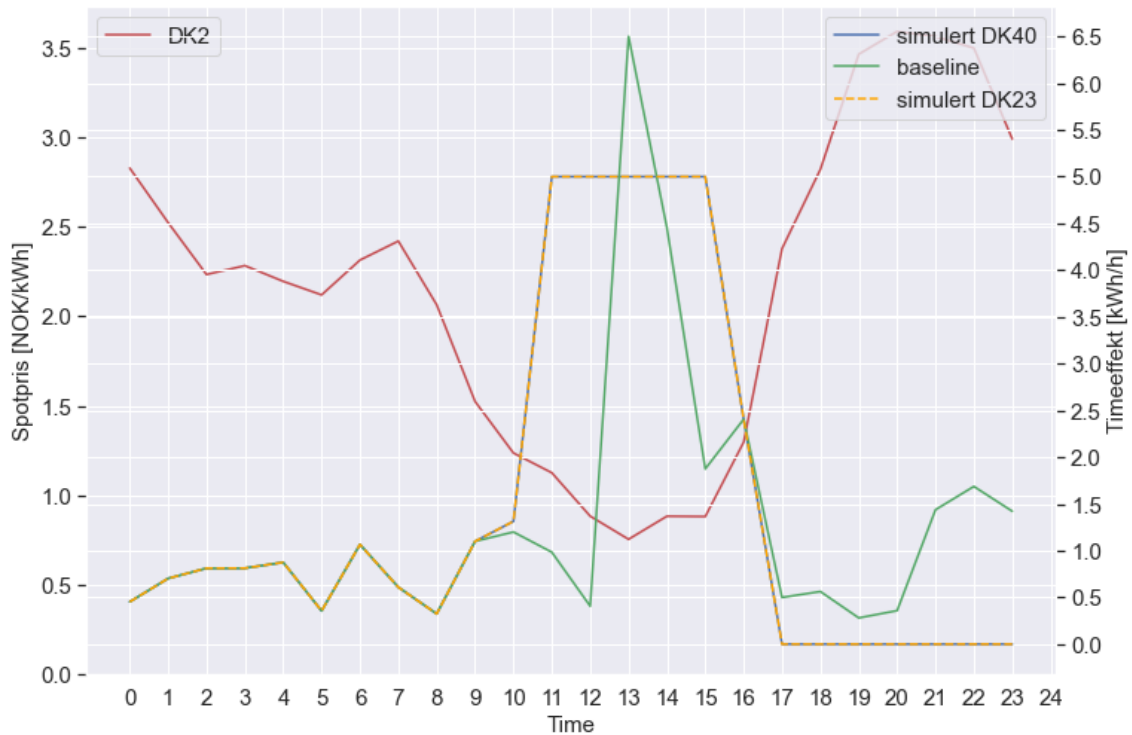
Figur 4.21: Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 6.

I figur 4.22 er forbruket og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 presentert for 2. juli 2022, sammen med spotprisen i prisområde NO1 samme døgnet. I alle timene unntatt mellom 10 og 15, er timeeffekten i simuleringene og baseline likt. De to simulerte forbrukene er like gjennom hele døgnet. Timeeffekten i baseline har en bunn klokken 12, på 0,5 kWh/h og en topp klokken 13 på 6,5 kWh/h. De simulerte forbrukene har de høyeste timeeffektene i løpet av døgnet mellom 10 og 14, hvor maksimal timeeffekt er på mellom 4,5 og 5,0 kWh/h.



Figur 4.22: Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 lørdag den 2. juli 2022 for bolig nr. 6.

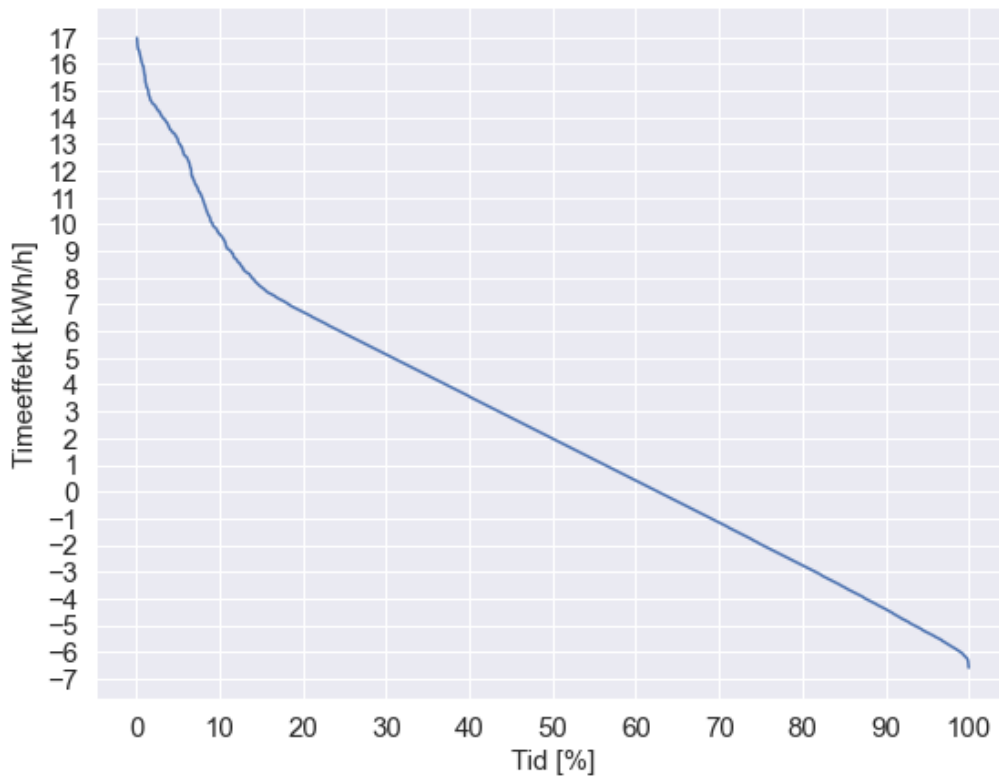
I figur 4.23 er forbruket og simulert forbruk for scenario DK23 og DK40 lørdag den 2. juli 2022 visualisert sammen med spotprisen for prisområde DK2 samme døgnet. Det simulerte forbruket i DK23 og DK40 er likt for alle timene i døgnet. De simulerte forbrukene er like baseline frem til klokken 09. Fra klokken 11 til 15 er de simulerte timeeffektene stabilt på 5,0 kWh/h, dette er døgnetts høyeste timeeffekter og skjer samtidig som spotprisen er på sitt laveste. Etter klokken 17 er de simulerte forbrukene lik null, dette er også når spotprisen har døgnetts høyeste priser.



Figur 4.23: Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 lørdag den 2. juli 2022 for bolig nr. 6.

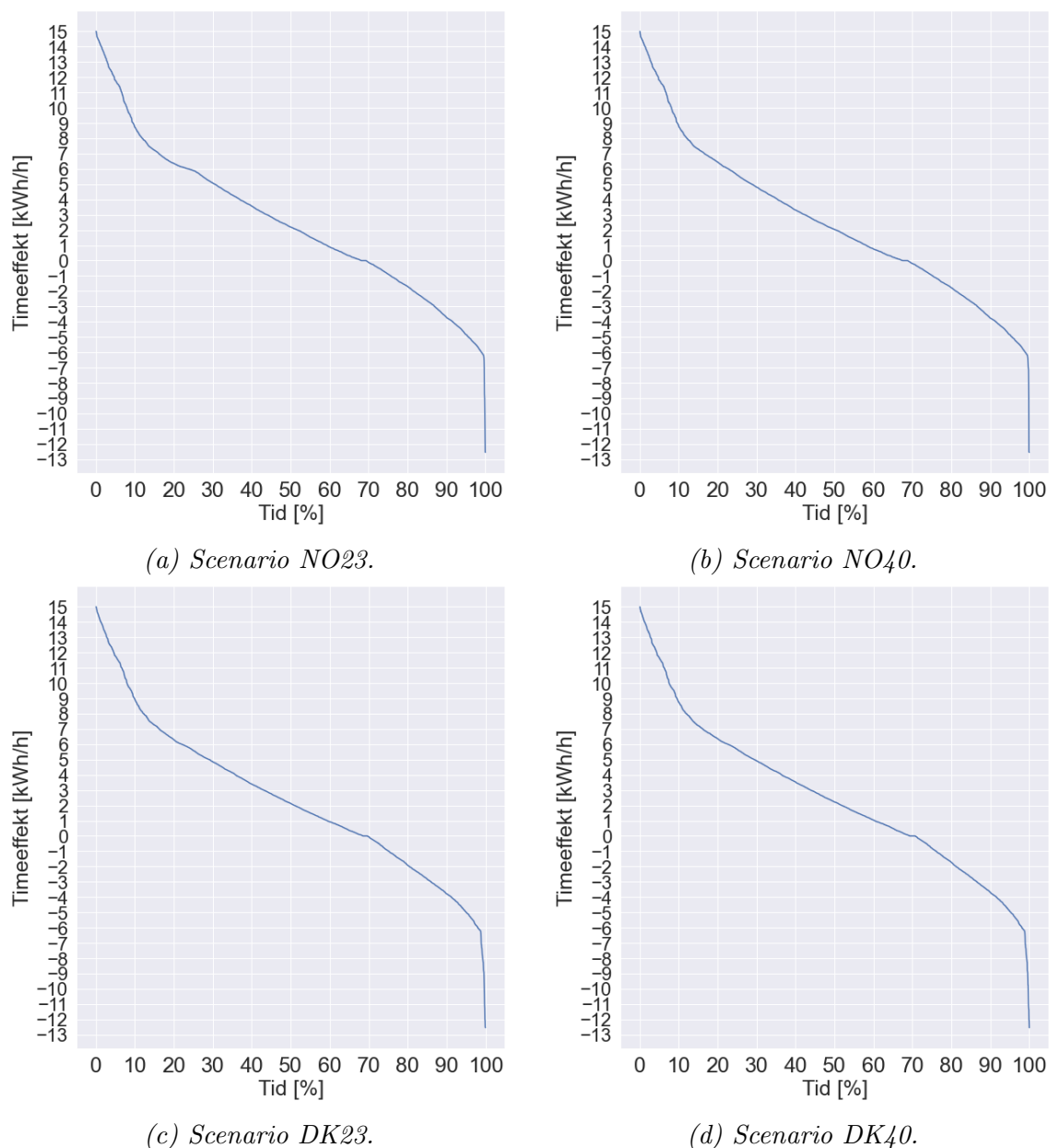
4.4.3 Bolig nr. 10

I figur 4.24 presenteres varighetskurven for bolig nr. 10. Dette viser alle timeeffektene som boligen forbrukte i løpet av 2022. Bolig nr. 10 er en plusskunde, og varighetskurven har derfor noen negative timeeffekter. Når solcelleanlegget produserer mer strøm enn husholdningen forbruket leveres effekt ut på nettet. Dette er behandlet som negativt forbruk. Den laveste timeeffekten var på $-6,5$ kWh/h. Den høyeste timeeffekten var på 17 kWh/h. Kurven viser at boligen hadde negative timeeffekter, og dermed leverte effekt til nettet, i omtrent 35 % av timene i 2022.



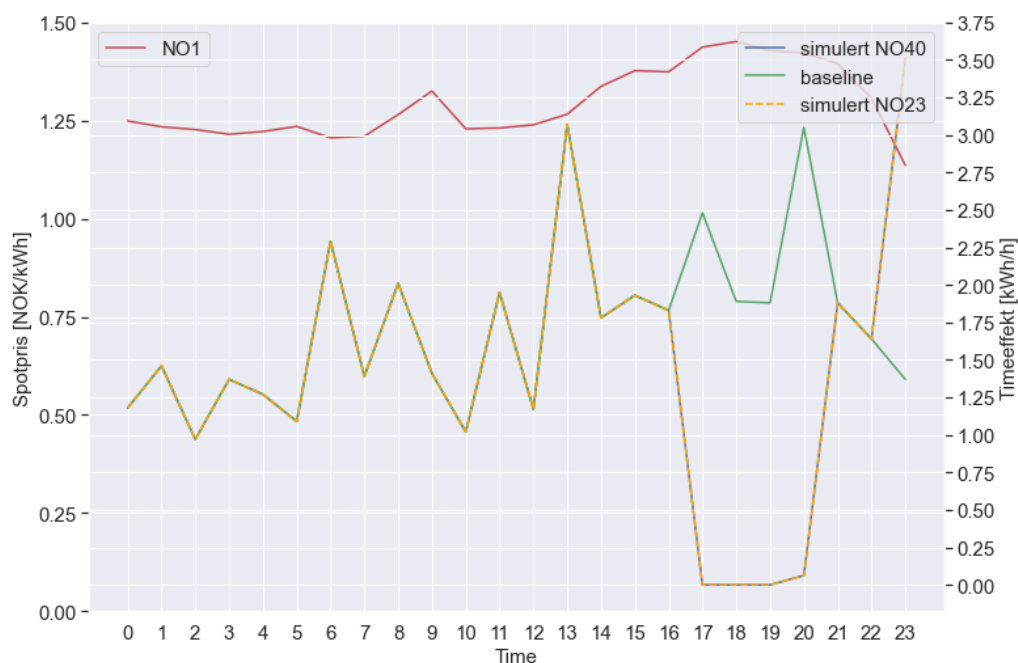
Figur 4.24: Varighetskurven viser de konsumerte timeeffektene for bolig nr. 10 i 2022.

Figur 4.25 viser varighetskurven for det simulerte forbruket i de fire scenariene med batteri. Den høyeste timeeffekten er 15 kWh/h for alle de fire simuleringene, som er 2 kWh/h lavere enn i baseline. Den laveste timeeffekten er -12,5 kWh/h i alle simuleringene. Dette er 6,5 kWh/h lavere enn i baseline. Timeeffekten er negativ i omtrent 30 % av tiden, dette er lavere enn for baseline. Omtrent 1 % av timeeffektene er under -6 kWh/h. Varighetskurven for simuleringen har en brattere form enn baseline. De fire varighetskurvene har samme form, men i scenario DK23 og DK40 er det noen flere negative timeeffekter.



Figur 4.25: Varighetskurvene viser de fire simulerte forbrukene med batteri for bolig nr. 10.

Figur 4.26 viser det faktiske forbruket og det simulerte forbruket fra nettet for bolig nr. 10 mandag den 3.januar 2022 i scenario NO23 og NO40. I scenario NO23 og NO40, som begge har norske strømpriser, er det simulerte forbruket likt for begge simuleringene. Simuleringene er lik baseline i alle timene unntatt timene 17 til 21 og klokken 23. Spotprisen er på sitt høyeste mellom 17 og 20, på nesten 1,5 NOK/kWh. I disse timene er det simulerte forbruket lik null og baseline har timeeffekter over 1,75 kWh/h i alle timene. Batteriet leverer timeeffekten som forbrukes. Klokken 23 er spotprisen på sitt laveste i løpet av døgnet, og det simulerte forbruket er på sitt høyeste på 3,5 kWh/h, dette er høyere enn baseline så batteriet lades opp igjen.



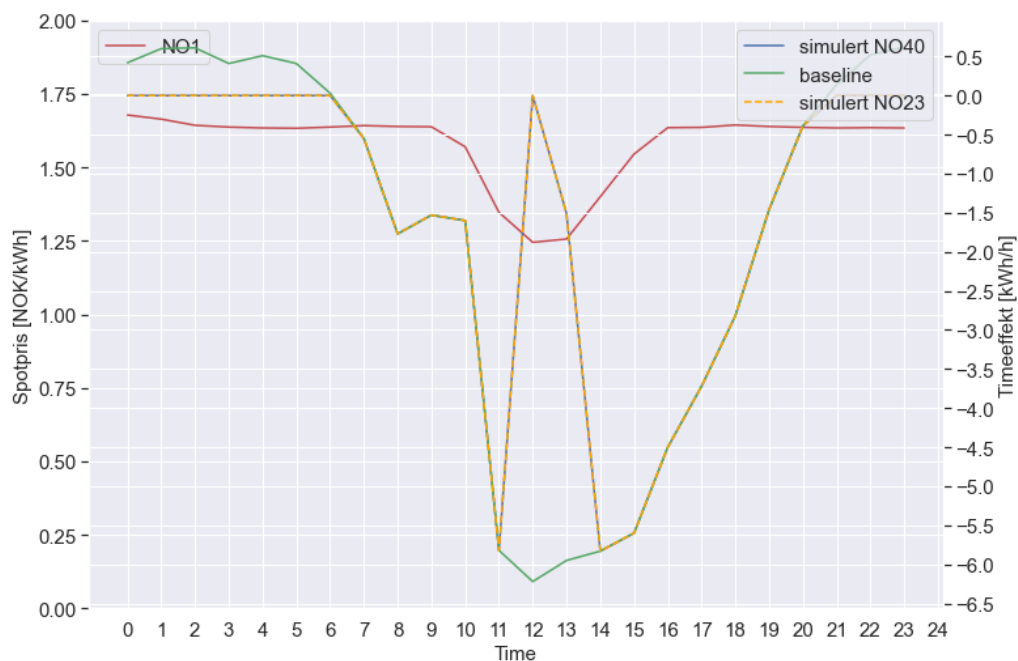
Figur 4.26: Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 10.

Figur 4.27 viser det faktiske forbruket og det simulerte forbruket fra nettet for bolig nr. 10 den 3. januar 2022 i scenario DK23 og DK40 sammen med spotprisen for prisområde DK2. I baseline er timeeffektene for hele døgnet mellom 1 og 3 kWh/h. Det høyeste simulerte forbruket er klokken 5 og klokken 23, da er timeeffekten på 10 kWh/h for begge simuleringene. Dette overlapper med tidspunktene der spotpris-kurven har bunner. Det simulerte forbruket er null for begge scenariene klokken 08 og mellom klokken 16 og 19. I disse timene er spotprisen på sitt høyeste for døgnet. Det simulerte forbruket i scenario DK40 avviker fra DK23 i timene klokken 09 og 13, ved begge disse ligger timeeffekten i DK40 nærmere baseline enn DK23.



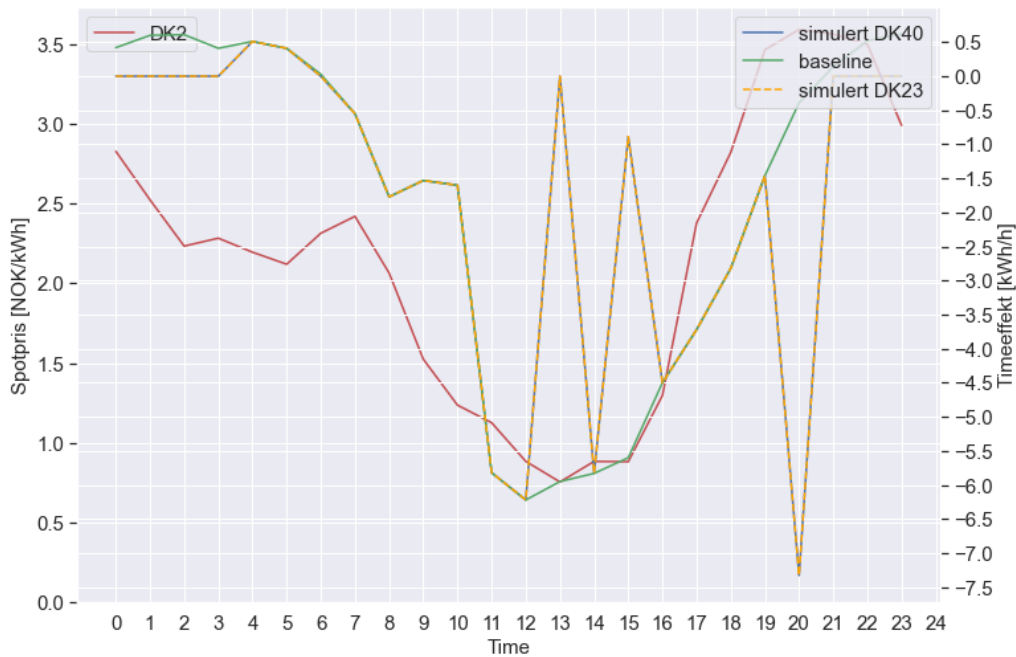
Figur 4.27: Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 mandag den 3.januar 2022 for bolig nr. 10.

Figur 4.28 viser baseline og det simulerte forbruket for bolig nr. 10 lørdag den 2. juli 2022 i scenario NO23 og NO40, sammen med spotprisen i prisområde NO1. Bolig nr. 10 har solcelleanlegg, og er en plusskunde som kan selge solstrøm i nettet. I baseline er timeeffektene negativ i alle timene fra klokken 7 til klokken 20, fordi overskuddsstrømmen fra solcelleanlegget leveres til nettet. De simulerte timeeffektene i scenario NO23 og NO40 er like hverandre hele døgnet. Før klokken 6 er det simulerte forbruket lik null. Resten av døgnet, unntatt klokken 12, er baseline og simulert forbruk likt. Når strømprisen er på sitt laveste, klokken 12, er det simulerte forbruket lik null selv om baseline har en timeeffekt på $-6,5$ kWh/h. Batteriet lades opp i denne timen når strømmen er billigst.



Figur 4.28: Baseline og simulert forbruk i scenariene NO23 og NO40 lørdag den 2. juli 2022, bolig nr. 10.

Figur 4.29 viser baseline og det simulerte forbruket i scenario DK23 og DK40 for bolig nr. 10, sammen med spotprisen i prisområde DK2 den 2. juli 2022. De simulerte forbrukene like hele døgnet. De simulerte forbrukene er null klokken 13 og 15, selv om baseline er negativt. Dette er to av timene med døgnetts laveste strømpris. Klokken 20 er strømprisen på sitt høyeste i løpet av døgnet, og her er timeeffekten nesten -7,5 kWh/h. Dette er døgnetts laveste timeeffekt.



Figur 4.29: Baseline og simulert forbruk i scenariene DK23 og DK40 lørdag den 2. juli 2022, bolig nr. 10.

4.4.4 Diskusjon av lastflytting

For de tre boligene er varighetskurvene forskjellige mellom simuleringene og baseline. Av varighetskurvene kan det sees at de høyeste timeeffektene er i baseline. Ingen av boligene har høyere timeeffekter i simuleringene enn i baseline. Dette betyr at batteriet brukes til å flytte forbruk fra timer med høy timeeffekt til timer med lavere. De forskjellige scenariene har liten påvirkning på varighetskurvens form og maksimale timeeffekt. Dette tyder på at forskjellen mellom scenariene har liten påvirkning på om batteriet driver lastflytting eller ikke, og at de høyeste effekttoppene fjernes uavhengig av prisene.

Varighetskurvene i simuleringene har alle noen veldig negative timeeffekter i noen få timer. At det er så få timer med negative timeeffekter for bolig nr. 4 og 6 tyder på at det er få situasjoner der det er mer lønnsomt å levere til nettet enn å konsumere selv. For bolig nr. 10 er det flere timer med negativt forbruk i baseline enn i scenariene. Dette tyder på at selvkonsum er mer lønnsomt enn å levere til nettet.

Forbrukskurvene viser at scenariene påvirker lastflyttingen. For de to dagene som ble valgt ut til forbrukskurvene, 3. januar og 2. juli, viser forbrukskurvene at det er en større forskjell i lastflyttingen mellom scenariene med forskjellige strømprisområder enn forskjellige nettleiepriser. Dette tyder på at det er mer lønnsomt å lastflytte etter strømprisen, enn etter nettleieprisen. På en annen side, kan det bety at en økning i 40% fra den allerede innførte nettleiestruktur i 2022 er for lite til å gjøre en forskjell i lastflyttingen.

For de to dagene som ble valgt ut, 3. januar og 2. juli, har scenariene med simulert batteribruk noen høyere timeeffekter enn baseline. Forbrukskurvene viser bare to

dager av et helt år. En høyere effekttopp i simuleringen enn baseline for akkurat denne dagen må ikke bety at det er effekttopp sammenlignet med forbruket resten av måneden. Sammenlignes forbrukskurvene med varighetskurvene, kan det sees at de høyeste timeeffektene er borte.

I forbrukskurvene er det større forskjell mellom nettleiescenariene den 3. januar enn 2. juli. Energiledet som brukes i simuleringene har en pris for dagtid på hverdager, og en lavere pris for natt og helg. 3. januar er en mandag. På hverdager er det lønnsomt å flytte forbruk fra dagtid til natt, og mer lønnsomt i scenariene der nettleieprisene er økt med 40 %. 2. juli er en lørdag, og det er ingen forskjell mellom energiledet på dag og natt. Når strømprisen samtidig er lavere på dagtid enn på kveld/natt, er det ikke lønnsomt å flytte forbruket fra dagtid til kveld/natt.

Bolig nr. 4 og 6 er ikke plusskunder, men i simuleringene har boligene flere negative timeeffekter. I simuleringene ble batteriet ladet opp i timer med lav strømpris, for så å bli ladet ut og selge strøm når strømprisen var lav. Dette betyr at det i disse timene var lønnsomt for boligene å drive prisarbitrasje. Som i figur 4.17, som viser det simulerte forbruket for bolig nr 4 den 2. juli i scenariene med danske strømpriser, ble batteriet ladet opp midt på dagen, og ladet ut på kvelden. I de fleste av forbrukskurvene for 2022 i innledende resultater var forbruket lavest midt på dagen og høyest på kvelden. Dette tyder på at det simulerte batteriet kan levere timeeffekter til nettet i de timene av døgnet der forbruket er høyest.

Bolig nr. 10 er plusskunde og leverer overskuddsstrøm fra solcelleanlegg til nettet i baseline. I simuleringene for 2.juli 2022 i scenario DK23 og DK40 ble batteriet ladet opp i timene med lavest strømpris. Dette var også noen av de timene på døgnet med høyest produksjon. Som for simuleringen av bolig nr. 4, ble det levert timeeffekt til nettet på kvelden. Dette oppladningsmønsteret har også blitt funnet i andre simuleringer av batterier og solcellepanel [65, 66].

I alle scenariene som er simulert er lastflytting ved å bruke batteri den eneste måten å redusere utgiftene på. I simuleringene er det ikke tatt hensyn til at beboerne også har muligheten til å bruke lastklipping som strategi for å redusere kostnadene. Hvis strøm- og nettleieprisene faktisk var på de simulerte nivåene kunne noen av husholdningene fjernet laster fra forbruket sitt. Dette kan være å fyre med ved i steden for å bruke elektrisk oppvarming, ta kortere dusjer, eller å redusere bruken av elektriske apparater som vaskemaskin og oppvaskmaskin.

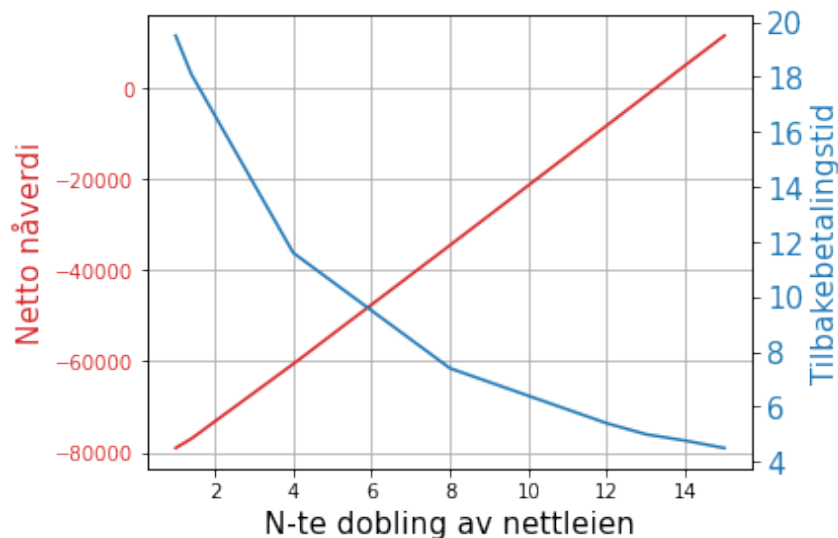
4.5 Positiv NPV

Ingen av boligene fikk positiv nåverdi i scenario NO23, NO40, DK23 eller DK40. På bakgrunn av dette ble det forsøkt å finne ut hvilken n-te dobling av nettleien i kombinasjon med strømpriser fra DK2 som gir en positiv nåverdi. DK2 ble valgt siden simuleringene med strømpriser fra dette spotområdet ga høyest lønnsomhet. Det ble fortsatt valgt en tidshorisonen på 15 år for investeringen. I disse nye scenariene ble det regnet ut eksakt design life. Verdien ble funnet ved å regne ut antallet sykluser batteriet gjennomgikk for året. Dette delkapitlet skal også presentere varighetskurver og forbrukskurver for de tre boligene som ble presentert i delkapitlet

om lastflytting.

4.5.1 Bolig nr. 4

I figur 4.30 er det visualisert hvordan økningen av nettleien påvirker NPV for bolig nr. 4. Bolig nr. 4 oppnår en positiv NPV når nettleien fjortendobles og strømprisene er fra prisområde DK2, med en tidshorizont på 15 år. Simuleringen ga resultatene vist i tabell 4.5. I løpet av det simulerte året går batteriet gjennom 313 sykluser, dette gir et design life på 20 år. Når investeringshoritsonten settes til 20 år blir NPV 1317 kr.

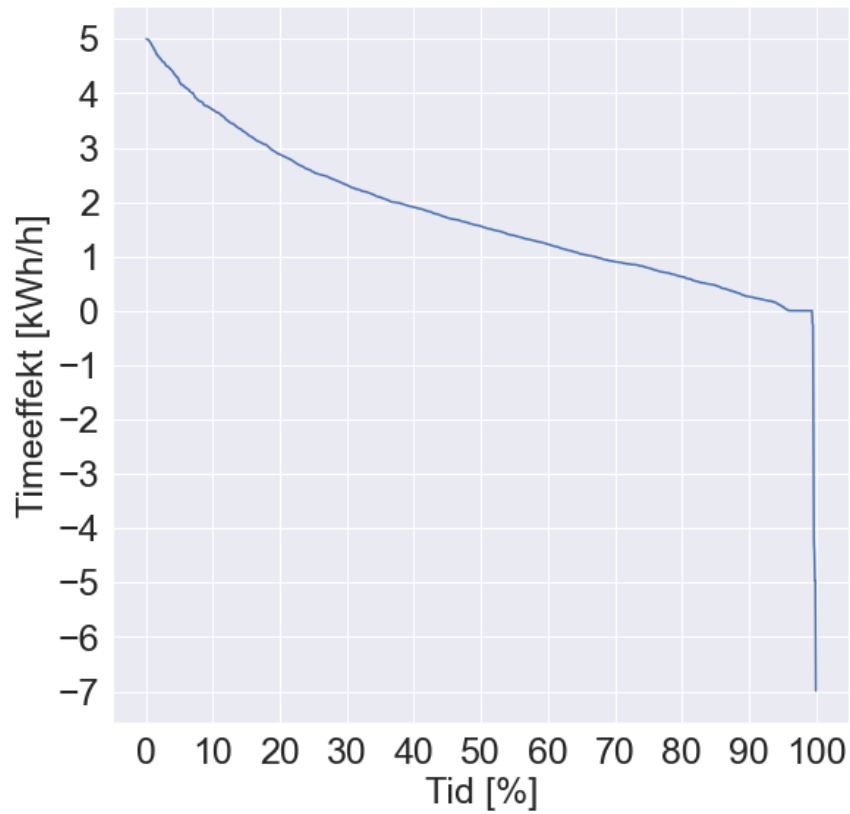


Figur 4.30: NPV ved forskjellige n -te doblinger av nettleien for bolig nr. 4.

Tabell 4.5: Resultater fra bolig nr. 4. Positiv NPV oppnås når nettleien har en fjortenedobling og danske strømpriser.

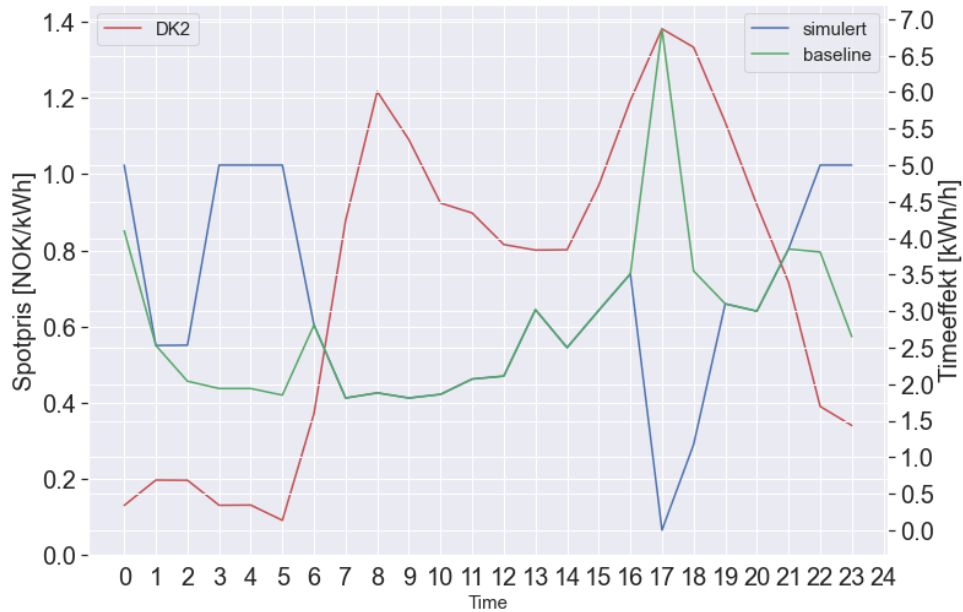
Tilbakebetalingstid [år]	NPV_{15} [kr]	Sykluser	Design life [år]	NPV_{20} [kr]
5	4948	313	20	1317

I figur 4.31 er varighetskurven for scenariet med positiv NPV presentert. Varighetskurven har den høyeste timeeffekten 5 kWh/h, som i de andre simuleringene med batteri for bolig nr. 4. Den laveste timeeffekten er på -7 kWh/h, som er det samme som i scenariene med strømpris fra prisområde NO1. Timeeffekter på under 0 kWh/h står for under 1 % av timene i 2022.



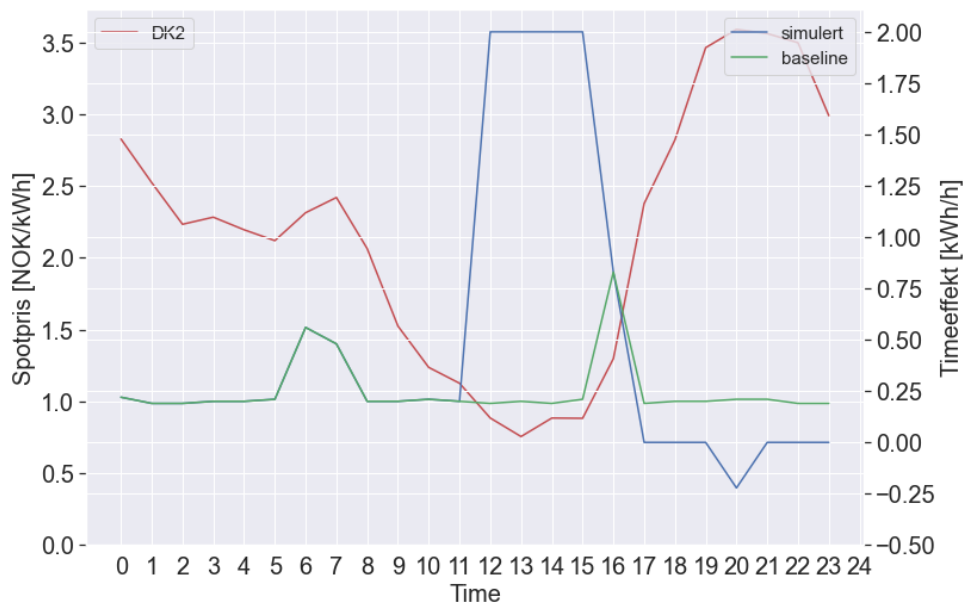
Figur 4.31: Varighetskurven viser strømkonsumet fra strømmettet for bolig nr. 4 i scenariet med positiv NPV.

I figur 4.32 er baseline og simulert forbruk plottet sammen med strømprisen i DK2 for mandag den 3. januar 2022. Det simulerte forbruket er på sitt høyeste fra klokken 02 til 06, og fra 22 til 23. Disse timene har noen av døgnetts laveste strømpriser. Den høyeste strømprisen er klokken 17, da er det simulerte forbruket på sitt laveste.



Figur 4.32: Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 4 i scenariet med positiv NPV mandag den 3.januar 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.

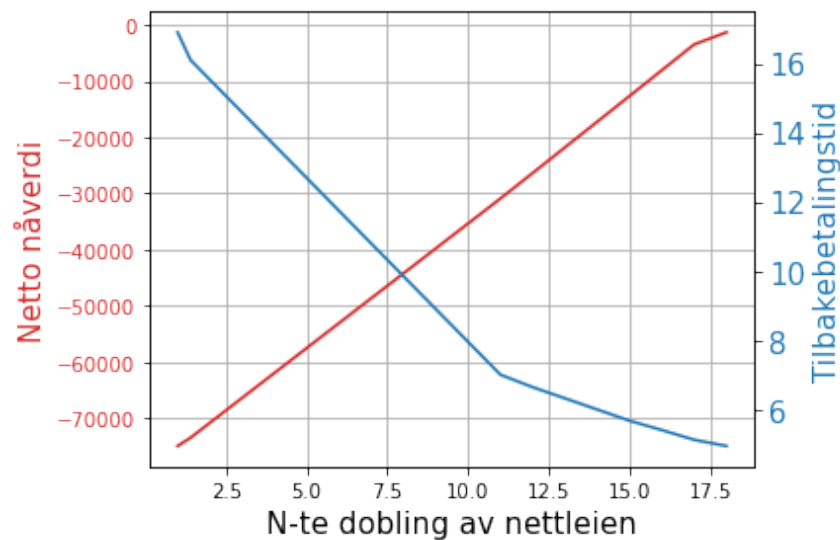
I figur 4.33 er baseline og simulert forbruk plottet sammen med strømprisen i DK2 for lørdag den 2. juli 2022. Baseline og den simulerte timeeffekten er likt frem til klokken 11. I timene mellom klokken 11 og 17 er det simulerte forbruket høyt i positiv retning. Dette er samtidig som strømprisen er på sitt laveste. Etter klokken 17 er det simulerte forbruket lik null i alle timer unntatt klokken 20. Klokken 20 er strømprisen på sitt høyeste og i simuleringen leveres en timeeffekt på 0,25 kWh/h til nettet.



Figur 4.33: Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 4 i scenariet med positiv NPV lørdag den 2. juli 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.

4.5.2 Bolig nr. 6

For bolig nr. 6 oppnås en positiv NPV med tidshorisont på 15 år dersom nettleien attendobles. I figur 4.34 er det visualisert hvordan økningen av nettleien påvirker NPV. Denne simuleringen fikk resultatene vist i tabell 4.6. I løpet av ett år gjennomgår batteriet 374 sykluser, som gir et design life på 17 år. Investeringshorisonten på 17 år gir en NPV på -1355 kr. Dette er så nært 0 at investeringen fortsatt kan sees på som lønnsom. Tilbakebetalingstiden på 5 år er kortere enn design life.

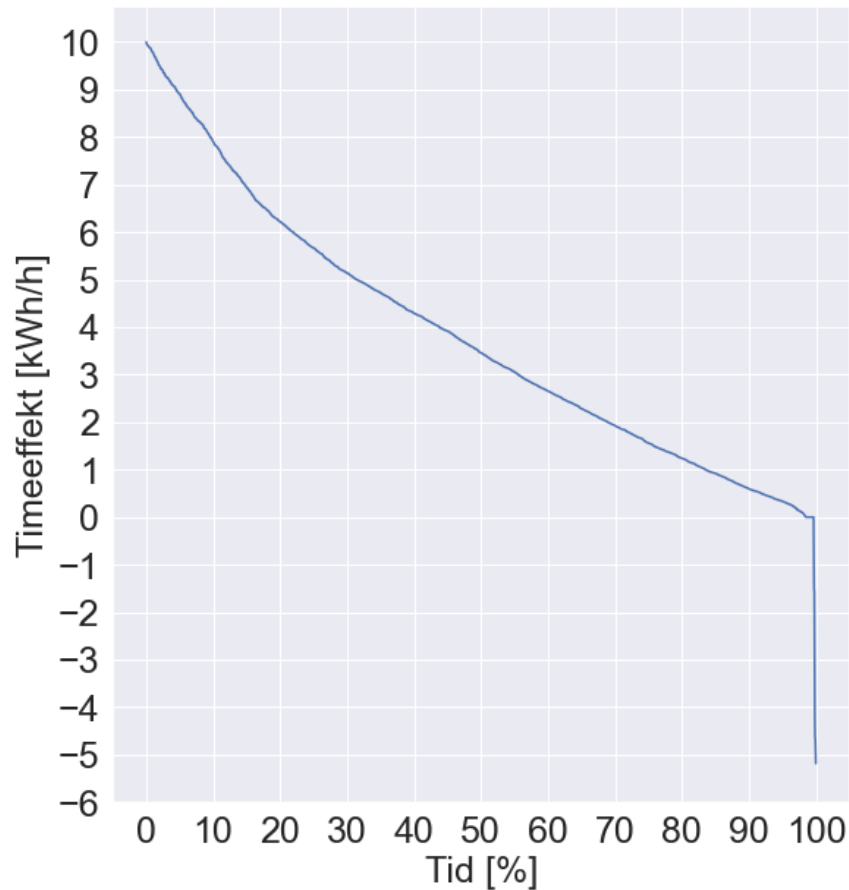


Figur 4.34: NPV ved forskjellige n -te doblinger av nettleien for bolig nr. 6.

Tabell 4.6: Resultater fra bolig nr. 6. Positiv NPV oppnås når nettleien har en attendobling og danske strømpriser.

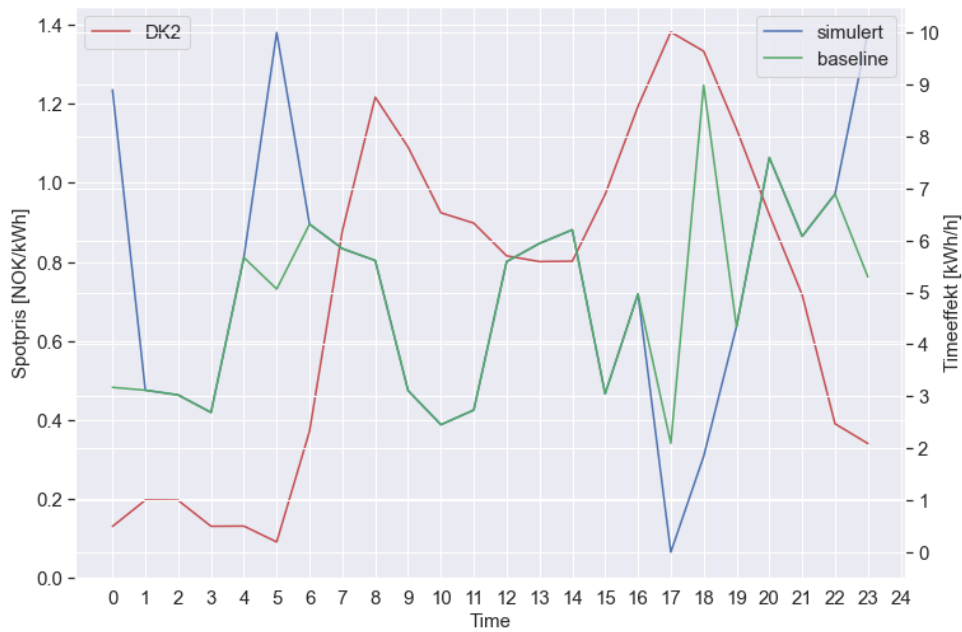
Tilbakebetalingstid [år]	NPV_{15} [kr]	Sykluser	Design life [år]	NPV_{17} [kr]
5	1094	374	17	-1355

Figur 4.35 viser varighetskurven for bolig nr. 6 i scenariet med positiv NPV. Figuren viser at det høyeste forbruket fra nettet er på 10 kWh/h, og at det leveres over 5 kWh/h til nettet på meste. Det er få timeeffekter på under 0 kWh/h, og dette utgjør under 1 % av timeeffektene. Kurven samsvarer i stor grad med kurvene for bolig nr. 6 i de andre scenariene, som vist i fig 4.19.



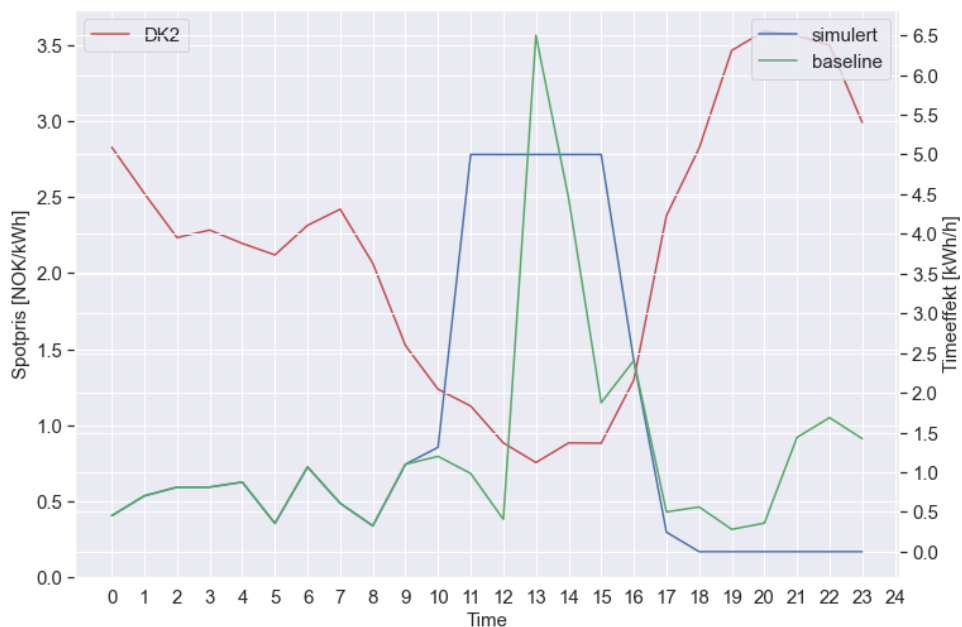
Figur 4.35: Varighetskurven viser strømkonsumet fra strømmettet for bolig nr. 6 i scenariet med positiv NPV.

I figur 4.36 er baseline og simulert forbruk plottet sammen med strømprisen i DK2. Den simulerte timeeffekten er høyest klokken 05 og 23, i disse timene er den på 10 kWh/h, klokken 00 er den simulerte timeeffekten på 9,0 kWh/h. I baseline er den høyeste timeeffekten klokken 18 og på 9,0 kWh/h. Den laveste simulerte timeeffekten er klokken 17, da er timeeffekten null. I samme time er spotprisen på sitt høyeste. Mellom klokken 05 og 16 er baseline og simuleringen lik.



Figur 4.36: Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 6 i scenariet med positiv NPV mandag den 3.januar 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.

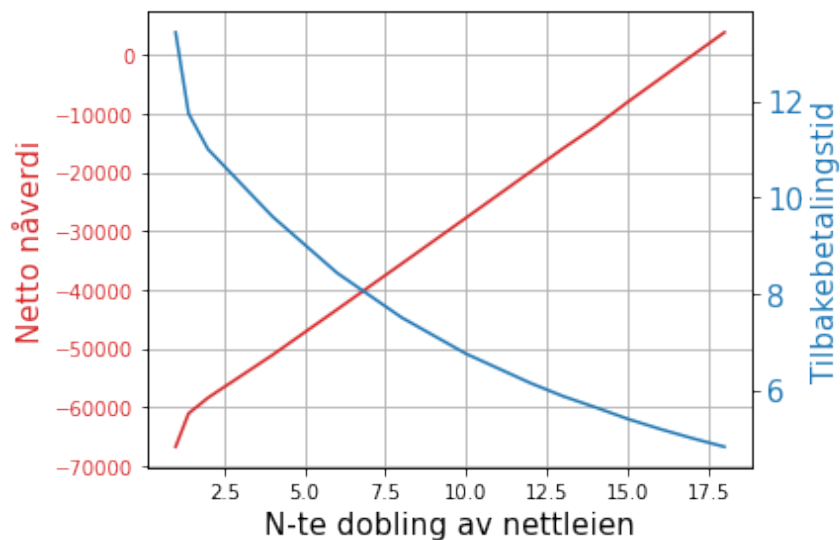
I figur 4.37 er baseline og simulert forbruk plottet sammen med strømprisen i DK2. I timene mellom klokken 00 og 09 har baseline og simulering like timeeffekter. Baseline har en effekttopp klokken 13, med en timeeffekt på 6,5 kWh/h. I simuleringen er det høyest timeeffekt mellom klokken 11 og 15 på 5,0 kWh/h. Etter klokken 18 er den simulerte timeeffekten null.



Figur 4.37: Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 6 i scenariet med positiv NPV lørdag den 2. juli 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.

4.5.3 Bolig nr. 10

For bolig nr. 10 oppnås en positiv NPV med tidshorisont på 15 år dersom nettleien attendobles. I figur 4.38 er det visualisert hvordan en økning av nettleie påvirker NPV og tilbakebetalingstid. NPV øker når nettleien økes. Tilbakebetalingstiden synker når nettleien økes. NPV når null ved en attendobling av nettleien.



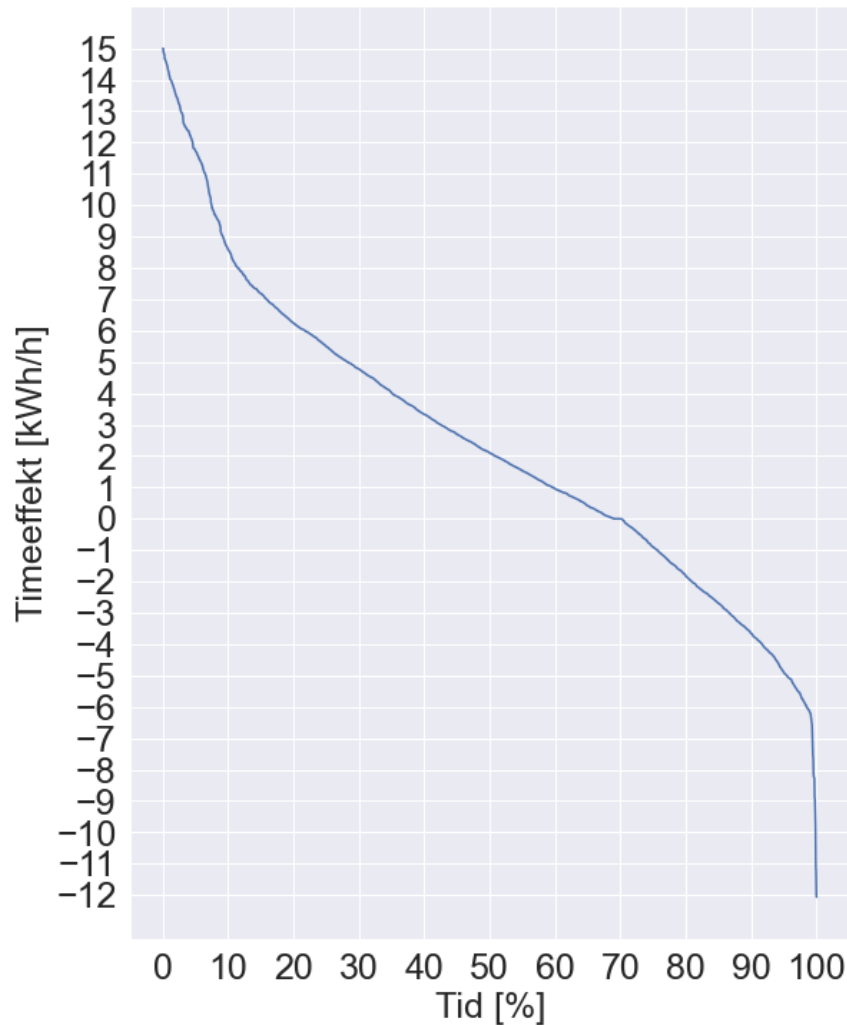
Figur 4.38: NPV ved forskjellige n-te doblinger av nettleien for bolig nr. 10.

Simuleringen med en attendobling av nettleien ga resultatene som vist i tabell 4.7. I løpet av et år gjennomgår batteriet 425 sykluser, som gir et design life på 15 år. Den nye tidshorisonten er veldig lik det oppgitte design life, og gir en fortsatt positiv NPV.

Tabell 4.7: Positiv NPV oppnås for bolig nr. 10 når nettleien er attendoblet og strømpriser fra prisområde DK2 brukes.

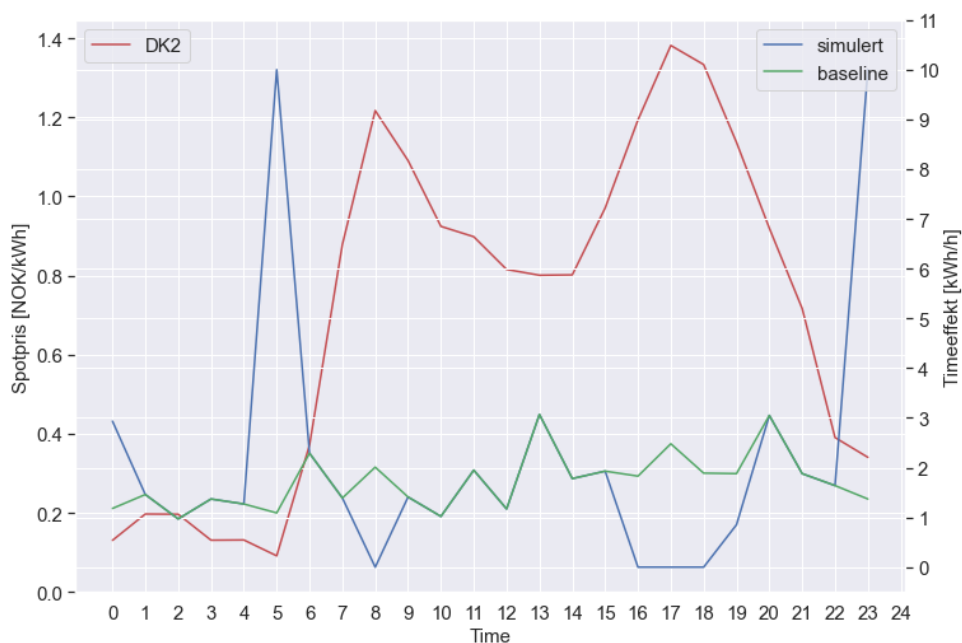
Tilbakebetalingstid [år]	NPV_{15} [kr]	Sykluser	Design life [år]	NPV_{15} [kr]
5	3858	425	15	3826

Figur 4.39 viser varighetskurven for bolig nr. 10 i scenariet med positiv NPV. Den høyeste timeeffekten er 15 kWh/h, og den laveste er på -12 kWh/h. Det er få timeeffekter som er lavere enn -6 kWh/h. Varighetskurven har samme form som varighetskurvene i de andre simuleringene med husbatteri for bolig nr. 10.



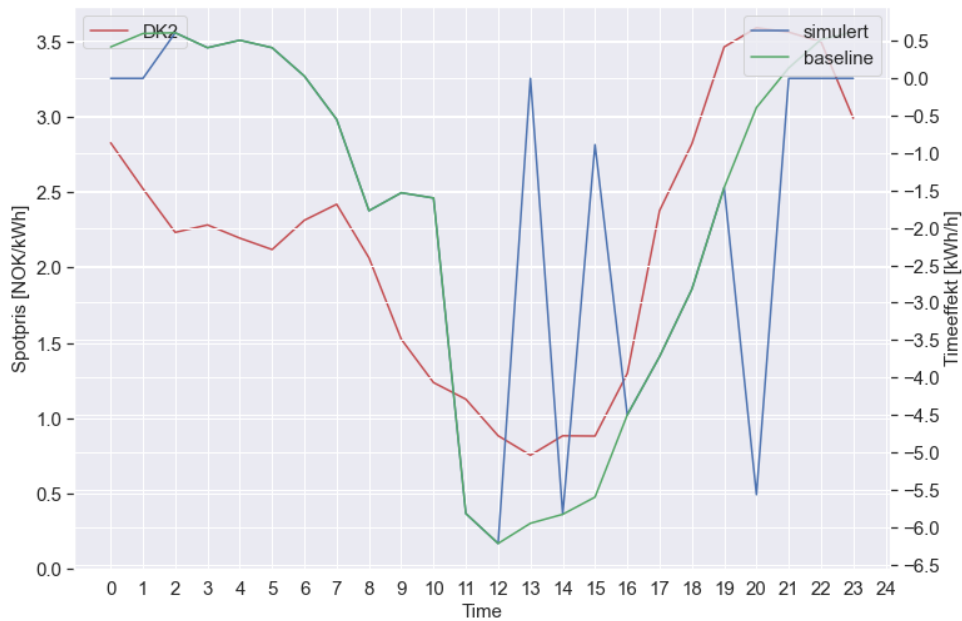
Figur 4.39: Varighetskurven for bolig nr. 10 i scenariet med positiv NPV

Figur 4.40 viser det simulerte forbruket og baseline for bolig nr. 10 i scenariet med positiv NPV mandag den 3.januar 2022, sammen med strømprisen for DK2 i samme døgn. I simuleringen er det to timeeffekter som skiller seg ut fra resten av dagen. Klokken 05 og klokken 23 den simulerte timeeffekten 10 kWh/h. I baseline er den høyeste timeeffekten 3,0 kWh/h, dette er klokken 13 og 20. Simuleringen har like timeeffekter med baseline for flesteparten av timene av døgnet. Simulert timeeffekt er null i fire timer, klokken 08, og mellom 16 og 18. Dette skiller seg fra baseline, og inntreffer samtidig som strømprisen er på sitt høyeste.



Figur 4.40: Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 10 i scenariet med positiv NPV mandag den 3.januar 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.

I figur 4.41 er baseline og simulert forbruk for bolig nr. 10 for scenariet med positiv NPV lørdag den 2. juli 2022 visualisert sammen med spotprisen i DK2. I baseline er det negative timeeffekter fra klokken 06 til 21, når produksjonen til solcelleanlegget er større en forbruket til husholdningen. Det simulerte forbruket følger baseline fra klokken 02 til klokken 12. Klokken 13 og 15 er de simulerte timeeffektene på 0 og -1,0 kWh/h. I disse timene lades batteriet opp med differansen mellom baseline og simulert. Etter klokken 16 følger det simulerte forbruket baseline i alle timene, med unntak av klokken 20. Klokken 20 er strømprisen i prisområde DK2 på sitt høyeste, og timeeffekten er -5,5 kWh/h.



Figur 4.41: Baseline og simulert forbruk for bolig nr. 10 i scenariet med positiv NPV lørdag den 2. juli 2022 sammen med spotpris i prisområde DK2 samme døgn.

4.5.4 Diskusjon av positiv NPV

Alle de tre boligene har en tilbakebetalingstid på omtrent 5 år når positiv NPV oppnås. Dette er kortere enn design life. For bolig nr. 10 som har solcelleanlegg ligger antallet sykluser per år på 425. Bolig nr. 4 og 6, som ikke har solcelleanlegg, har henholdsvis 313 og 374 sykluser i løpet av et år. Dette gir et lavere design life i antall år for bolig nr. 10 enn for bolig nr. 4 og 6. De to boligene uten solcelleanlegg har negativ NPV med den nye investeringshorisonten. Dette kommer av at NPV tar inn denne som en faktor i alternativ investering. Når tidsperioden for bruk av batteri blir lengre, blir også investeringshorisonten lengre for den alternative investeringen lengre. Årsaken til at design life oppgitt i databladet passer best med antallet sykluser som blir simulert for bolig nr. 10, kan være at antallet sykluser oppgitt i databladet er basert på vanlig bruk gjennom 15 år. Husbatteri installeres vanligvis på boliger med solcelleanlegg, som kun er bolig nr. 10 i utvalget det ble regnet ut sykluser for.

I scenariene med positiv NPV ble det funnet design life basert på antall sykluser. For bolig nr. 4 og 6 gjorde denne endringen at design life ikke lengre var 15 år, men henholdsvis 20 og 17 år. Denne økningen av investeringshorisonten gjorde at NPV ble redusert, selv om batteriet gir boligene besparelse over lengre tid. Dette kommer av at NPV sammenligner investeringen med et referanse, og når referansen også får en økt investeringshorisont økes sammenligningen til NPV.

I scenariet med positiv NPV er nettleien økt betydelig for alle de tre boligene. Energiledet som varierer mellom dag og natt, og helg og hverdag, er økt tilsvarende. Dette har ført til at mye forbruk er flyttet fra dagtid til natt. Vanligvis er det lavere forbruk om natten og mer ledig kapasitet i nettet, men dersom flere flytter forbruket

likt som følge av nettleie og strømpriser vil den ledige kapasiteten i nettet reduseres. Dette gjelder spesielt lading av elbiler, som ofte flyttes til de tidspunktene på døgnet hvor det er billigst og bilen ikke er i bruk.

Med store økninger i nettleie er det fortsatt effekttopper i det simulerte forbruket, og figurene for 3. januar og 2. juli viser at det simulerte forbruket har høyere timeeffekter enn baseline. Varighetskurvene derimot, viser at det simulerte forbruket har lavere timeeffekter enn baseline. Dette kan komme av at de valgte dagene ikke er de dagene i måneden med årets høyeste effekttopp. Fastleddet bestemmes bare av månedens tre høyeste effekttopper, og gir derfor ikke incentiv til å jevne ut alt forbruket.

For de tre boligene det ble funnet positiv NPV for, ble sammenhengen mellom n-te dobling av nettleien og NPV en nesten lineær funksjon. Dette tyder på at det kan være en nesten lineær sammenheng mellom dem. Kurven som viser sammenhengen mellom tilbakebetalingstiden og n-te dobling er mer hakkete. For alle boligene er endringen i tilbakebetalingstid mindre jo nærmere den er null, og de største reduksjonene kommer i de første doblingene.

Av de tre boligene det ble funnet positiv NPV for, er den laveste n-te doblingen av nettleien for bolig nr. 4. Bolig nr. 4 har det laveste forbruket av alle boligene, og beboerne er fire studenter som mest sannsynlig ikke tilbringer så mye tid i boligen om sommeren. I juli 2022 var det stor variasjon mellom høy og lav strømpris i prisområde DK2, med høyere priser for kveld og natt enn på dagtid [57]. Samtidig er nettleieprisene i scenariet så høyt at boligen kan spare kostnader på å flytte det som er av forbruk fra dagtid på hverdager til helger, og kveld og natt på hverdager.

At nettleien måtte økes i så stor grad som det ble gjort i scenariet, og kombineres med strømpriser fra DK2, tyder på at det skal mye til for at det blir lønnsomt å investere i et batteri for de boligene som er sett på.

5 Generell diskusjon og feilkilder

Datasettet som ligger til grunn for analysene i denne oppgaven inneholder syv boliger som er rekruttert av SIN til et pilotprosjekt på simulering av bruk av batteri. Flere av disse ble rekruttert fordi de allerede hadde vist interesse for å installere solcelleanlegg eller batterier [52]. Det å installere batterier og solcelleanlegg krever en viss interesse, og det kan derfor antas at beboerne i boligene allerede var interessert i lastflytting og i å redusere strømkostnadene sine. Hvis noe av det fleksible forbruket allerede er flyttet til tidspunkt med lavere kostnad, vil batteriet gi lavere lønnsomhet i simuleringen av disse boligene enn for en gjennomsnittlig norsk bolig.

I simuleringene er strømprisen for neste dag, uke og måned, kjent for optimaliseringsmodellen. Dette kan gjøre at modellen har vært mer effektiv i lastflytting, enn det et batteri ville vært. Optimaliseringsmodellen vet om strømprisene den neste uka er høye eller lave, og kan derfra planlegge når batteriet skal lades opp og ut med en lengre tidshorisont enn i virkeligheten. Resultatene fra simuleringen kan derfor ha gitt en høyere besparelse enn et installert batteri.

I simuleringene vet optimaliseringsmodellen hvordan fremtidig forbruk vil se ut, siden dette er oppgitt som baseline. I en reell situasjon vil forbruket frem i tid være ukjent, men til en viss grad forutsigbart. Forutsigbart forbruk kan blant annet være matlaging og oppvarming. Dette vil trolig påvirke resultatene på samme måte som at strømprisene ikke er kjente flere måneder i forveien, siden optimaliseringsmodellen i begge situasjonene har mer informasjon enn den i virkeligheten skal ha.

Både strømpris og forbruk er til en viss grad avhengig av temperatur og vær. For simuleringene der forbruket ikke er fra samme år og/eller område som prisene vil dette være en ujevnhet. Blant annet vil det bli produsert mye solstrøm når det er mye sol, og da brukes det ofte mindre strøm til oppvarming. Når det brukes strømpriser fra prisområde NO1 eller DK2 på et bolig som står i prisområde NO4, vil forbruk og prisdata være fra to vidt forskjellige områder.

Strømprisene i 2022 var uvanlig høye både i prisområde NO1 og DK2. I DK2 var årsgjennomsnittsprisen på NordPool 210,15 EUR/MWh i 2022, 87,91 EUR/MWh i 2021, og 28,41 EUR/MWh i 2020. I scenario DK23 og DK40 er det antatt at strømprisene i Norge skal øke til omtrent det prisene i DK2 lå på i 2022. I de første månedene i 2023 har månedssnittet i DK2 ligget på mellom 80 og 100 EUR/MWh [57]. Det er en viss usikkerhet tilknyttet om strømprisene kan forventes å øke til DK2 i løpet av batterienes design life på 15 år. Det er forskjellen mellom høy og lav pris som gir batteriets lønnsomhet, ikke absoluttverdien til prisene, men høyere priser kan gi større avstand mellom høyeste og laveste pris. Dersom strømprisene som ble brukt for å finne NPV er høyere enn prisene de neste 15 årene kan dette ha ført til at beregnet NPV for batteriinvestering er for høy.

I hele 2022 ble det utbetalt strømstøtte til husholdningskunder. I denne oppgaven ble det brukt priser fra NordPool uten å trekke fra strømstøtte. Dersom strømstøtten hadde vært regnet inn ville besparelsen ved å installere batteri sannsynligvis vært lavere enn det som ble kommet frem til i resultatene. Da måtte også nettleieprisene økt mer for å få en positiv NPV.

Det er ikke tatt med degradering av batteriene over tid, hverken kalenderisk eller syklisk. Kalenderisk aldring er at batteriet yter dårligere over tid, uavhengig av bruk. Den sykliske aldringen er avhengig av hvordan opp- og utlading gjennomføres, og hvor ofte. Batterikapasiteten vil reduseres over tid, og batteriet vil yte dårligere [51]. Hadde dette blitt tatt hensyn til ville den årlige besparelsen for batteriet vært lavere mot slutten av design life.

6 Konklusjon og videre arbeid

6.1 Konklusjon

Hovedmålet med denne masteroppgaven var å undersøke om, og hvordan, det er lønnsomt for en husholdning å bruke en batteripakke som fleksibilitet. For å oppnå dette ble det lagd fem scenarier. I de fire første scenariene ble det bruk to forskjellige nettleiestrukturer, nettleiestrukturen i Elvia i 2022 og denne med en 40% økning av prisene, og strømpriser fra to forskjellige prisområder, NO1 og DK2 i 2022. Det ble vist at ingen av de fire første scenariene ga en positiv NPV. I det femte scenariet ble det brukt strømpriser fra DK2 i 2022 sammen med nettleieprisene til Elvia i 2022 som ble økt frem til NPV for investeringen i batterier ble positiv.

Den første delproblemstillingen var å se på om batterier kan brukes til å redusere effekttopper i forbruksdata til husholdninger. I alle de tre boligene som det ble lagd varighetskurver for årsforbruket, fra disse kom det frem at de høyeste timeeffektene i løpet av 2022 ble fjernet i simuleringene. I simuleringene var det noen få negative timeeffekter for boligene som ikke var plusskunder. I bolig nr. 4 ble den høyeste timeeffekten redusert fra 6,8 til 5,0 kWh/h i alle simuleringene. I bolig nr. 6 ble den høyeste timeeffekten redusert fra 12 kWh/h til 10 kWh/h i alle simuleringene. Bolig nr. 10 hadde den høyeste timeeffekten på 17 kWh/h, som ble redusert til 15 kWh/h i simuleringene.

en tredje delproblemstillingen så på om et 2^2 faktorielt design kan brukes til å finne om det er en 40% økning av nettleieprisene eller en endring av prisområde fra NO1 til DK2 som påvirker lønnsomheten til batterier. Det ble funnet at en endring fra prisområde NO1 til DK2 gjorde batteriinvesteringen mest lønnsom. Resultatene tyder på at faktorene strømprisområde og nettleiepris ikke samhandler for bolig nr. 4 og 6. For bolig nr. 10 tyder resultatene på at faktorene samhandler.

Den fjerde delproblemstillingen skulle finne en kombinasjon av strømpris og nettleieøkning som gjør batteriinvesteringen lønnsom for tre av boligene. Dette ble gjort gjennom en sensitivitetsanalyse med strømpriser fra prisområde DK2 i 2022, og ved å øke nettleieprisene til Elvia i 2023 til NPV ble positiv. For de tre boligene hvor dette ble gjennomført måtte det henholdsvis til en fjortendobling, attendobling og en attendobling av nettleieprisene som Elvia har i 2022.

Fra simuleringene ble det funnet at å installere batteri er en effektiv måte å drive lastflytting, og reduserer betydelig effekttoppene for husholdningen som installerer. En økt variasjon i strømpris, eller økt nettleie påvirker batteriets opp- og utlading, og endrer når optimaliseringsmodellen vil lade batteriet opp og ut. Resultatene fra denne oppgaven tyder på at det ikke er lønnsomt å installere batteri på bolig for å redusere effekttopper og drive lastflytting.

6.2 Videre arbeid

I oppgaven ble batteriene bare simulert til å drive lastflytting og redusere effekttopper for én bolig av gangen. Boligene som ble brukt i simuleringene hadde forskjellige effekttopper og forbruksmønstre, og det hadde vært interessant å se på hvordan et batteri kunne brukes til å drive lastflytting og redusere effekttopper for flere av boligene samtidig. Det kan også vurderes å se på andre bruk av batteriene i kombinasjon med lastflytting, som salg av fleksibilitet.

Det må til en stor økning i energikostnader for at batteriinvesteringen skal gi en positiv NPV. Det hadde vært interessant å undersøke hvilke andre tiltak som kan føre til en positiv NPV. N-te dobling av nettleieprisene i Elvia i 2022 har en nesten lineær sammenheng med NPV til batteriet, dette kan brukes til å se på hvilke andre tiltak som kan kombineres. En versjon av dette kunne vært å se på hvor stor ENOVA-støtte som må til for å oppnå positiv NPV.

I denne oppgaven ble det bare undersøkt om batteriinvesteringen var lønnsom fra perspektivet til husholdningene, ikke fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Batteriet reduserer effekttopper og fjerner de høyeste timeeffektene i løpet av året. Det hadde vært interessant å se på om slike batteriinvesteringer kunne vært med på å utsette, eller erstatte, utbyggingen av kapasitet i nettet.

Referanser

- [1] L. E. Leigland. «FNs klimarapport: En alarm for menneskeheten». I: (2021). Tilgjengelig fra: <https://www.fn.no/nyheter/fns-klimarapport-en-alarm-for-menneskeheten> (lest 08.02.2023).
- [2] A. E. Dessler. *Introduction to Modern Climate Change*. 3rd edition. Cambridge University Press, 2022, s. 78–80. ISBN: 9781108840187.
- [3] F. Høyte. «elektrifisering». I: (2019). Tilgjengelig fra: <https://snl.no/elektrifisering> (lest 28.03.2023).
- [4] H. Birkelund, F. Arnesen, J. Holde, D. Spilde, S. Jelsness, F. H. Aulie og I. E. Haukeli. «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040». I: (2021). Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf (lest 23.03.2023).
- [5] G. Løvås. «Kortsiktig Markedsanalyse 2021-26». I: (2021). Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/contentassets/0c94b075b98d45a89d2d0960f4328c55/kortsiktig-markedsanalyse-2021-2026.pdf> (lest 20.11.2022).
- [6] A. M. F. Flataker. «Nettplanlegging: Kan fleksibilitet være et alternativ til tradisjonell nettførsterkning?» I: *Sintef* (2020). Tilgjengelig fra: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/nettplanlegging-kan-fleksibilitet-vaere-et-alternativ-til-tradisjonell-nettførsterkning/> (lest 03.11.2022).
- [7] Statnett. «Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040». I: (2018). Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040> (lest 07.03.2023).
- [8] E. Wingstedt og S. Ø. Ottesen. «Principles of Battery Control and Management». Upublisert manuskript.
- [9] K. Sand, K. Berg, A. Hammer og K. Ingebrigtsen. «Veileder for kost/nyttevurderinger ved integrasjon av batteri i distribusjonsnettet». I: (2020). Tilgjengelig fra: <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2757299> (lest 27.01.2023).
- [10] Norges vassdrag- og energidirektorat. «Ny nettleie (fra 1. juli 2022)». I: (2022). Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ny-nettleie-fra-1-juli-2022> (lest 09.10.2022).
- [11] Elvia. *Nettleiepriser for privatkunder*. Tilgjengelig fra: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/nettleiepriser-for-privatkunder/> (lest 01.12.2022). 2022.
- [12] Norgesnett. *Nettleie privat*. Tilgjengelig fra: <https://norgesnett.no/nettleie-privat/> (lest 07.03.2023). 2023.
- [13] BKK. *Nettleie for privatkunder*. Tilgjengelig fra: <https://nett.bkk.no/produkt detaljer?productId=49cedfc9-82b1-4d3b-be45-904704e3b9c7&divisionName=Nett> (lest 07.03.2023). 2023.
- [14] Tensio. *Nettleie, priser og avtaler*. Tilgjengelig fra: <https://ts.tensio.no/kunde/nettleie-priser-og-avtaler> (lest 07.03.2023). 2023.

- [15] Danmarks statistik. «ENE2HO: Energiregnskab i GJ (oversigt) efter tilgang og anvendelse og energitype». I: (2023). Tilgjengelig fra: <https://www.statistikbanken.dk/ENE2HO> (lest: 27.03.2023).
- [16] Olje- og energidepartementet. *Kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> (lest 29.03.2023). 2022.
- [17] NordPool. *Elspot prices*. Lastet ned 20.02.2023 med tillatelse. 2022.
- [18] Statnett. «Derfor har vi prisområder». I: (2023). Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/> (lest 07.03.2023).
- [19] O. H. Skonnord. *BO optimization*. Upublisert arbeid. 2023.
- [20] Olje- og energidepartementet. *Strømnettet - Energifakta Norge*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/> (lest 13.01.2023). 2019.
- [21] Norges vassdrag- og energidirektorat. «Nettleie». I: (2022). Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/nettleie/> (lest 07.03.2023).
- [22] K. S. Lyslo. *Simulering av lading og kvantifisering av fleksibilitet for en modellert elbilflåte ved boligfelt : casestudie av Tanberghøgda i Hønefoss*. online. Mastergradsavhandling, Fakultetet for realfag og teknologi, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås. Tilgjengelig fra: <https://hdl.handle.net/11250/3037055>. 2022.
- [23] Olje- og energidepartementet. *Forsyningsikkerhet*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningsikkerhet/> (lest 29.03.2023). 2019.
- [24] Wikipedia. «kWh/h». I: (2019). Tilgjengelig fra: <https://no.wikipedia.org/wiki/KWh/h> (lest 02.05.2023).
- [25] M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. A. Halim, A. H. A. Bakar og T. C. Kwang. «A review on peak load shaving strategies». I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews vol. 82 part 3* (2018), s. 3323–3332. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.056.
- [26] Forskrift om måling avregning fakturering av nettjenester og elektrisk energi nettselskapets nøytralitet mv. «Kapittel 4. Avanserte måle- og styringssystem». I: (2023). Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301/KAPITTEL_4#KAPITTEL_4 (lest 02.05.2023).
- [27] Norges vassdrag- og energidirektorat. «Smarte strømmålere (AMS)». I: (2022). Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/stroem/stromkunde/smarte-stroemmaalere-ams/> (lest 16.01.2022).
- [28] Elhub. «15 minutter». I: (2022). Tilgjengelig fra: <https://elhub.no/aktorer-og-markedsstruktur/15-minutter/> (lest 12.05.2023).
- [29] Elhub. «Tidsplan: Tidsplanen til 15 minutters prosjektet i Elhub». I: (). Tilgjengelig fra: <https://dok.elhub.no/15min/Tidsplan.607283071.html> (lest 12.05.2023).
- [30] Olje- og energidepartementet. *Et moderne og digitalt kraftsystem - Energifakta Norge*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/ny-teknologi-i-kraftsystemet/> (lest 13.01.2023). 2019.

- [31] Norges vassdrag- og energidirektorat. «Ny teknologi og forbrukerfleksibilitet». I: (2021). Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ny-teknologi-og-forbrukerfleksibilitet/> (lest 02.05.2022).
- [32] Elvia. *Spørsmål om vår merkevare*. Tilgjengelig fra: https://www.elvia.no/hva-er-elvia/om-oss/sporsmal-om-var-merkevare/?gad=1&gclid=CjwKCAjw04\yjBhApEiwAJcvNoXQTqoxajoYgfTPxdNjoOQ2KBC6IDiKsxleyGpBBh5aEsm9b\CHOd_RoC8CEQAvD_BwE (lest: 16.05.2023). 2023.
- [33] Elvia. *Prisreduksjon på nettleien*. Tilgjengelig fra: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/prisreduksjon-pa-nettleien/> (lest 08.05.2023). 2023.
- [34] Finansdepartementet. *Lavere elavgift de tre første månedene i 2023*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/lavere-elavgift-de-forste-tre-manedene-i-2023/id2951105/> (lest 08.05.2023). 2022.
- [35] H. Barstad. «Rekkefølgen på de største nettselskapene er stokket om». I: (2021). Tilgjengelig fra: <https://www.europower.no/nett/rekkefolgen-pa-de-storste-nettselskapene-er-stokket-om/2-1-1003891> (lest 29.03.2023).
- [36] Energistyrelsen. «BASISFREMSKRIVNING 2018 Energi- og klimafremskrivning til 2030 under fravær af nye tiltag». I: (2018). Tilgjengelig fra: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/basisfremskrivning_2018.pdf (lest 31.03.2023).
- [37] electricitymarket. «OVERSIGT OVER SYSTEMYDELSER». I: (). Tilgjengelig fra: <https://energinet.dk/El/Systemydelser/Introduktion-til-Systemydelser/Oversigt-over-systemydelser/> (lest 12.04.2023).
- [38] S. Maharjan. «Forelesningsnotater IN5410: Energiinformatikk». I: Tilgjengelig fra: <https://www.uio.no/studier/emner/matnat/ifi/IN5410/v22/slides/lecture-4-energy-market-and-game-theory.pdf> (lest 16.02.2023). Universitet i Oslo, 2022.
- [39] M. Bagherpur. «Forelesningsnotater gjesteforelesning Energiinformatikk». I: Universitet i Oslo, 2022.
- [40] bytt.no. *Sammenlign alle spotpris strømavtaler i Norge*. Tilgjengelig fra: <https://www.bytt.no/strom/strompriser/spotpris> (lest 27.03.2023). 2023.
- [41] D. Spilde, I. H. Hodge L. E. and Magnussen, J. d. Hole og M. B. Hallgeir. «Strømforbruk mot 2040: Analyse av strømforbruk i Fastlands-Norge, Norden og utvalgte EU-land». I: (2019). Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_22.pdf (lest 27.03.2023).
- [42] H. Bråthen. «Fire av fem nye biler i 2022 var elbiler». I: (2023). Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken/artikler/fire-av-fem-nye-biler-i-2022-var-elbiler> (lest 26.04.2023).
- [43] K. A. Wikse. «hybridbil». I: (2021). Tilgjengelig fra <https://snl.no/hybridbil> (lest 26.04.2023).
- [44] Statistisk sentralbyrå. *Elektrisitet*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/08307/tableViewLayout1/> (lest 02.05.2023). 2023.
- [45] Statistikmyndigheten. *Elproduktion och förbrukning i Sverige*. Tilgjengelig fra: <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/miljo/elektricitet-i-sverige/> (lest 02.05.2023). 2022.

- [46] Tietokannat. «11sr – Elproduktion, 1960-2021». I: (2023). Tilgjengelig fra: https://pxdata.stat.fi/PxWeb/pxweb/sv/StatFin/StatFin_salatuo/statfin_salatuo_pxt_11sr.px/table/tableViewLayout1/ (lest 02.05.2023).
- [47] Klima- Energi- og Forsyningsministeriet. «2021: Data, tabeller, statistikker og kort Energistatistik 2021». I: (2022). Tilgjengelig <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energistatistik2021.pdf> (lest 02.05.2023).
- [48] Danish Energy Agency. «Energy in Denmark 2020». I: (2022). Tilgjengelig fra: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energy_in_denmark_2020.pdf (lest: 02.05.2023).
- [49] REN21. «RENEWABLES 2021 GLOBAL STATUS REPORT». I: *REN21 Secretariat* (2021). Tilgjengelig fra: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf (lest: 02.05.2023).
- [50] K. A. Wikse. «Elhub for aktører med plusskunder». I: (2018). URL: Tilgjengelig%20fra:%20%5Curl%7Bhttps://elhub.no/aktorer-og-markedsstruktur/aktorenes-roller/elhub-for-aktorer-med-plusskunder/%7D%20(lest%2008.05.2023).
- [51] R. M Dell. *Understanding batteries*. eng. RSC paperbacks. Cambridge: Royal Society of Chemistry, 2001. ISBN: 0854046054.
- [52] Personlig kommunikasjon med Alexander Finn, Project Manager i Smart Energy Systems AS, i perioden 01.02.2023 til 01.06.2023.
- [53] S. C. Bhattacharyya. *Energy Economics concepts, Issues, Markets and governance*. eng. Tilgjengelig fra: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-0-85729-268-1.pdf>. London: Springer, 2011, s. 168–189. ISBN: 978-0-85729-267-4. DOI: 10.1007/978-0-85729-268-1.
- [54] Personlig kommunikasjon med Stig Ødegaard Ottesen, Section Head Energy Markets Research i Smart Innovation Norway, i perioden 04.05.2022 til 01.06.2023.
- [55] Personlig kommunikasjon med Olav Henrik Skonnord, Forsker energisystemer i Smart Innovation Norway, i perioden 01.02.2023 til 01.06.2023.
- [56] Norges bank. *VALUTAKURSER*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=EUR> (lest 13.04.2023). 2023.
- [57] NordPool. *Day-ahead prices*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Yearly/?view=table> (lest 30.05.2023). 2023.
- [58] E. Hossain, D. Murtaugh, J. Mody, H. M. R. Faruque, M. S. H. Sunny og N. Mohammad. «A Comprehensive Review on Second-Life Batteries: Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers Potential Solutions, Business Strategies, and Policies». I: *IEEE Access vol. 7* (2019), s. 73215–73252. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2917859.
- [59] S. Ø. Ottesen og A. Tomasgard. «A stochastic model for scheduling energy flexibility in buildings». I: *Energy 88* (2015), s. 364–376. DOI: 10.1016/j.energy.2015.05.049.
- [60] D. C. Montgomery. *Design and Analysis of Experiments*. 6th edition. Rosewood Drive, Danvers, MA: John Wiley & Sons, Inc., 2005. ISBN: 0-471-48735-X.

- [61] Norges vassdrag- og energidirektorat. «Referanserenten». I: (2023). Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/> (lest 12.04.2022).
- [62] ENOVA SF. *Smarte energi- og klimatiltak*. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/> (lest 25.05.2023).
- [63] J. Helsingen. «ENOVA må støtte energilagring». I: (2022). Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/enova-ma-stotte-energilagring/522176> (lest 25.05.2023).
- [64] P. Ahčin, K. Berg og I. Petersen. «Techno-economic analysis of battery storage for peak shaving and frequency containment reserve». I: *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2019, s. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2019.8916380.
- [65] S. Saha, M.U. Hassan, F. Liebrich, N. Mendis, S.N. Islam, M.A. Mahmud og M.E. Haque. «A comparative study of commonly used batteries in household rooftop solar battery systems based on test data of commercial batteries». I: *Sustainable Energy Technologies and Assessments Vol. 52 Part D*, (2022). DOI: 10.1016/j.seta.2022.102252.
- [66] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi og D. Sutano. «Mitigation of Rooftop Solar PV Impacts and Evening Peak Support by Managing Available Capacity of Distributed Energy Storage Systems». I: *IEEE Transactions on Power Systems Vol. 28* (2013), s. 3874–3884. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2259269.

A Vedlegg

A.1 Utfyllende informasjon

Tabell A.1: Utfyllende informasjon om boligene brukt i simuleringene.

Bolig nr.	Kommentar fra spørreskjema	Kategori med info
3	Boende: 2 personer	Hus bygd i 1987 uten ny isolering Areal: $260m^2$ Varme: Elektrisk, luft-luft, vedovn En elbil: 30 000 km/år Elbillader: 7 kW, single phase
4	Boende: 4 studenter	Leilighet bygd i 1898 med isolering fra 2000 Areal: $89m^2$ Varme: Elektrisk
5	Boende: 4 studenter	Leilighet bygd i 1994 uten ny isolering Areal: $70m^2$ Varme: Elektrisk
6	Boende: 4 personer	Hus bygd i 1979 uten ny isolering Areal: $221 m^2$ Varme: Elektrisk, vedovn To elbiler: 45 000 km/år
7	Boende: 4 personer	Rekkehus bygd i 1996 uten ny isolering Areal: $168 m^2$ Varme: Elektrisk En elbil: 16 000 km/år Elbillader: 4,9 kW
9	Boende: 4 personer Solcelle installert juni 2022	Enebolig fra 2019 Areal: $182 m^2$ Varme: Elkjel En elbil: 15 000 km/år Elbillader: 22 kW PV: 8,2 kWp - 6250 kWh/år Jacuzzi: 3 kW
10	Boende: 4 personer Varmepumpen fungerte dårlig i perioden frem til februar 2022. Høyt forbruk på natt er vann og elbil	Enebolig fra 2017 Areal: $200 m^2$ Varme: Bergvarme, solfanger, elektrisk. To elbiler: 20 000 km/år Elbillader: 7 kW PV: 95000 kWh/år

A.2 Datablad



SMART HESS SOLUTION

-- Lithium Battery Pack

▶ VE48100E-P2



▶ Product Features

- High rate charge/discharge current @ 100A
- Most safety LiFePO4 as cathode material
- Long cyclic life-8000 cycles (80% DOD) 15 years design life
- Free maintenance Easy installation
- Modular design Easy expandability
- Self-designed BMS International design certification

▶ International Design Certification

- ISO 9001
- ISO 14001
- IEC 62619
- IEC 62620
- CE
- UL 1973
- UL 1642
- UN38.3

Website: www.vestwoods.com

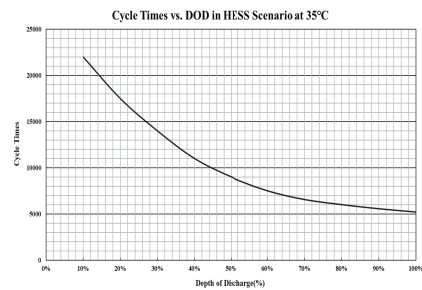
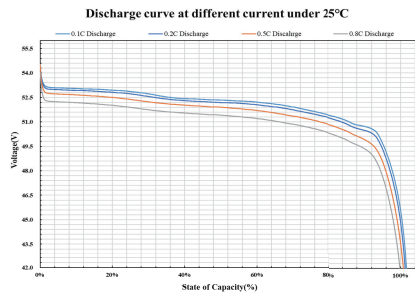
E-mail: sales@vestwoods.com

TEL: +86 57186183385

▶ TECHNICAL SPECIFICATIONS

Model	VE48100E-P2
Nominal Capacity	100Ah@0.2C, 25°C
Nominal Voltage	51.2V
Nominal Energy	5.12kWh@0.2C, 25°C
Charge Voltage	57.6V
Standard Charge Current	20A@25°C
Max Continuous Charge Current	100A@25°C
Standard Discharge Current	20A@25°C
Max Continuous Discharge Current	100A@25°C
Discharge Cut-off Voltage	42V
Dimensions (W*D*H)	445*400*130 mm
Weight	Approx. 41kg
Operating Temperature	Charge: 0~+60°C Discharge: -20~+60°C
Allowed Humidity Range	≤95% RH
IP	IP20

▶ TECHNICAL CURVES



Disclaimer:

This document may contain forecast information, including but not limited to future finances, operations, product series, new technologies, etc. Due to practice the uncertainty in the actual results may differ from the predicted information. Therefore, the information in this document is for reference only and does not constitute any offer or promise. Vestwoods may modify the above information without notice.

Hangzhou Vestwoods Technology Co., Ltd.

Address: Room 3409-3410, UK center, Mansion 2,
EFC, Wenyi Road, Yuhang District Hangzhou



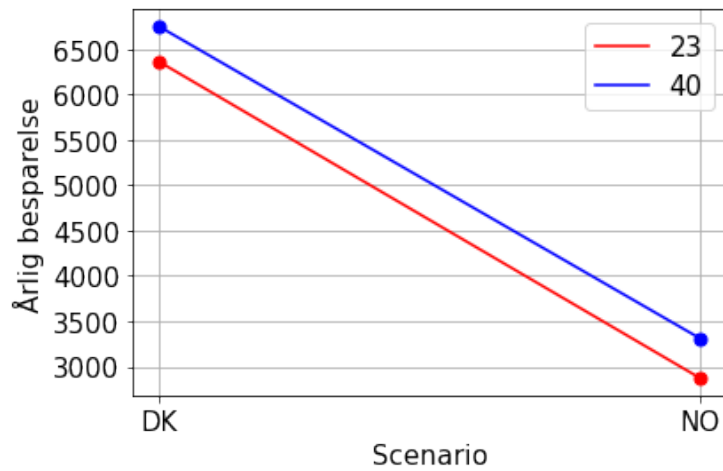
Website: www.vestwoods.com

E-mail: service@vestwoods.com

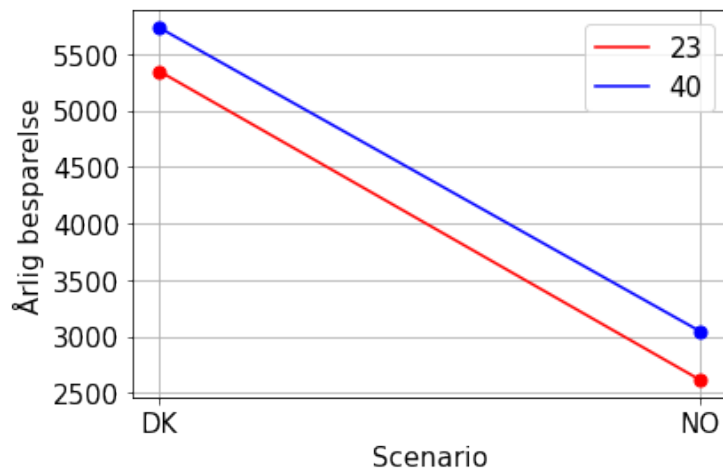
TEL: +86 57186183385

Figur A.1: Databladet til batterimodulene som brukes i simuleringene.

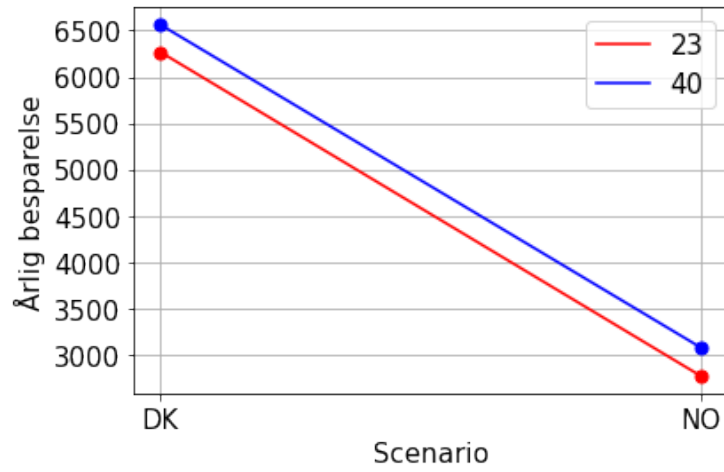
A.3 Faktorielt design



Figur A.2: 2^2 -faktorielt design av bolig nr. 3. Scenariene med nettleieprisene til Elvia i 2023 i rødt, og scenarioene med en 40% økning av nettleieprisene i blått.



Figur A.3: 2^2 -faktorielt design av bolig nr. 5. Scenariene med nettleieprisene til Elvia i 2023 i rødt, og scenarioene med en 40% økning av nettleieprisene i blått.



Figur A.4: 2²-faktorielt design av bolig nr. 7. Scenariene med nettleieprisene til Elvia i 2023 i rødt, og scenarioene med en 40% økning av nettleieprisene i blått.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway