



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Simulering av lastprofiler for ulike utforminger av en offentlig ladestasjon for elektriske lastebiler: Casestudie av en ladestasjon i Vestby

Simulation of Load Profiles for Various Designs of a
Public Charging Station for Electric Trucks:
Case Study of a Charging Station in Vestby

Lina Grünbeck
Miljøfysikk og fornybar energi

Forord

Etter 5 år som student på Ås står jeg igjen med mange lærerike og minneverdige opplevelser, også fra studietiden min i Freiburg. Takk til alle jeg har fått gleden av å bli kjent med og studere sammen med i disse årene. Til mine nærmeste venner, takk for motivasjonen og latteren på og utenfor lesesalen, og de utallige gode minnene.

Jeg ønsker også å takke alle som har lært meg det faglige jeg kan i dag. Først og fremst veilederen min Heidi S. Nygård, for tett oppfølging og mange gode tilbakemeldinger gjennom masteroppgaven. Jeg satte også pris på de ukentlige møtene med resten av mastergruppen. I tillegg vil jeg takke Stig Ø. Ottesen og Lars Erik Olsen for informasjon og nyttige innslag underveis i prosessen. Takk også til alle som var behjelpelige med anskaffelsen av datasett.

Ikke minst ønsker jeg å takke foreldrene mine og Inger for hjelpen i det siste halvåret, men også for støtten og pågangsmotet dere har gitt meg gjennom hele utdanningen min. Jeg kunne ikke gjort det uten dere.

Lina Grünbeck
Ås, 05.06.2023

Sammendrag

Tungtransporten står for en stor andel av Norges årlige klimagassutslipp. Elektrifiseringen av lastebiler kan være med på å redusere CO₂ utslippene, men manglende ladeinfrastruktur er en barriere. Det trengs derfor nye offentlige hurtigladdestasjoner tilrettelagt elektrisk tungtransport. Transportselskapet ASKO skal elektrifisere lastebilparken sin, og utreder derfor en offentlig ladestasjon for elektriske (el.) lastebiler i Vestby. Det eksisterer derimot lite kunnskap om hvordan det fremtidige effektforbruket vil se ut.

Det har tidligere blitt utviklet metoder for å undersøke effektforbruket ved ladestasjoner for el. lastebiler. Ingen er derimot generelle nok til å kunne tilpasses ulike områder i Norge, og samtidig detaljerte nok til å kunne ta hensyn til forskjellige utforminger av ladeinfrastrukturen. Denne oppgaven har derfor utviklet et rammeverk for å estimere den fremtidige lastprofilen til den konseptuelle ladestasjonen i Vestby for ulike scenarier.

For å estimere lastprofilene ble det utviklet en generell simuleringsmodell av en ladestasjon, samt en utvidelse av modellen for fleksibilitet fra en batteribank. Modellparameterne ble tilpasset oppgavens case med utvalgte verdier og dataanalyser av trafikkdata og stopptider for lastebiler. For å reflektere usikkerheten i modellens estimer ble det gjennomført Monte Carlo-simuleringer. Gjennom en parameteranalyse ble lastprofilene undersøkt for ulike utforminger av ladeinfrastrukturen ved ladestasjonen, både med og uten fleksibilitet fra ulike batterikonfigurasjoner.

Resultatene for de estimerte lastprofilene ga et maksimalt effektforbruk på 1,3-2,1MW for simuleringene uten fleksibilitet. Formen på lastprofilene viste at el. lastebilene til ASKO stod for det mest ugunstige effektforbruket, mens forbruket fra andre aktører var mindre utfordrende for nettkapasiteten. Videre tilsa parameteranalysen at mellom 5 og 15 ladestolper med 350kW ladeeffekt vil gi den beste utnyttelsen av de undersøkte ladeinfrastrukturene, og at en investering i 1000kW ladeeffekt ikke vil lønne seg for det simulerte ladebehovet. Et lavere antall ladestolper førte derimot til ventetider ved ladestasjonen.

Simuleringene med batterifleksibilitet ga lastprofilene en 2,7-27,7% reduksjon i maksimalt effektforbruk for ulike konfigurasjoner, der en stasjonær batteribank med 1500kWh/1000kW utforming ga den høyeste reduksjonen. Basert på analysene var batteribankens kapasitetsutnyttelse lav for denne utformingen, og lastprofilene viste at en dynamisk opp- og utladingsgrense for batteribanken ville økt utnyttelsen.

Abstract

The carbon emissions from heavy-duty transport make a significant contribution to the annual CO₂ emissions in Norway. The electrification of trucks can help reduce the emissions, but the limited availability of charging infrastructure is a barrier. New public fast-charging stations suited for electric heavy-duty transport are therefore needed. The transport company ASKO is in the process of electrifying its truck fleet and is therefore investigating the possibility of a public charging station for electric trucks in Vestby. However, there is limited knowledge about the future power consumption that is to be expected from the station.

Multiple methods have previously been proposed to assess the power consumption of charging stations for electric trucks. However, none of them are easily adaptable to different regions in Norway, while also being customizable for a range of charging station designs. Hence, this study has developed a framework to estimate the future load profiles of the conceptual charging station in Vestby for various scenarios.

To estimate the load profiles, a general simulation model of a charging station was developed, along with an extension to incorporate flexibility from a battery bank. The parameters in the model were adapted to the case study by using selected values and data analysis of traffic data and common stop locations for trucks. Monte Carlo simulations were used to account for the uncertainty in the model. The load profiles were examined for different designs of the charging infrastructure by using a parameter analysis that was carried out with and without flexibility from various battery bank configurations.

The estimated load profiles showed a peak power consumption of 1.3-2.1MW for the simulations without flexibility. The shape of the load profiles indicated that the electric trucks from ASKO accounted for the most demanding power consumption, while the consumption from other trucks was less challenging for the power grid capacity. Furthermore, the parameter analysis suggested that between 5 and 15 charging points, with four power outlets each, would provide the best utilization of the investigated charging infrastructures. It was also shown that it is not worth investing in 1000kW charging power compared to 350kW for the simulated charging

needs. At the same time, a lower number of charging points resulted in waiting times at the charging station.

Simulations with flexibility from a stationary battery bank reduced the peak power consumption in the load profiles by 2.7-27.7% for various configurations, where a battery bank with a 1500kWh/1000kW specification gave the highest reduction. Based on the analyses, the utilization of the battery bank capacity was low for this configuration, and the load profiles indicated that a dynamic charging and discharging limit for the battery bank would increase its utilization.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract	iv
Figurer	viii
Tabeller	x
Ordliste	xi
Symbolliste	xiii
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Motivasjon	2
1.3 Problemstilling	2
1.4 Avgrensninger	3
2 Teori	4
2.1 Det norske kraftsystemet	4
2.1.1 Forsyningssikkerhet	5
2.1.2 Nettutnyttelse	6
2.1.3 Fleksibilitet	8
2.1.4 Nettleiestrukturen	10
2.2 Lastebiler	10
2.3 Elektriske lastebiler	11
2.3.1 Batterier	12
2.3.2 Ladeinfrastruktur	13
2.3.3 Ladestrategier	14
2.4 Statistiske metoder	14

2.4.1	Monte Carlo-simuleringer	14
2.4.2	Sannsynlighetsfordelinger	15
2.5	Modellering av ladeinfrastruktur for elektriske lastebiler	16
3	Beskrivelse av case	18
3.1	ASKO Vestby	18
3.2	Offentlig ladestasjon	20
4	Metode	22
4.1	Simuleringsmodellen	24
4.1.1	Parametere	24
4.1.2	Variabler	25
4.1.3	Oppbyggingen av grunnmodellen	26
4.1.4	Utvidelse av grunnmodellen med fleksibilitet	29
4.2	Valgte verdier for simuleringsparameterne	31
4.2.1	Lastebilparametere	31
4.2.2	Ankomsttider og ladeøkter	33
4.2.3	Stasjonsparametere	35
4.3	Simuleringsscenarier	38
5	Resultater og diskusjon	41
5.1	Resultater for fordelinger av ankomsttider og ladeøkter	41
5.2	Lastprofiler uten fleksibilitet	44
5.2.1	Resultater for lastprofiler	44
5.2.2	Diskusjon av lastprofiler	50
5.3	Utnyttelse av ladeinfrastrukturen	51
5.3.1	Resultater for ulike ladeinfrastrukturer	51
5.3.2	Diskusjon av ulike ladeinfrastrukturer	55
5.4	Fleksibilitet med ulike batterikonfigurasjoner	56
5.4.1	Resultater for batterifleksibilitet	56
5.4.2	Diskusjon av batterifleksibilitet	61
5.5	Diskusjon av metoden	63
5.6	Videre arbeid	65
6	Konklusjon	66
	Referanser	68
A	Tilleggsfigurer til kapittel 4	74

Figurer

2.1	Oppbyggingen av det norske kraftsystemet og nettnivåene i det norske strømnettet.	5
2.2	Utvikling av årlig maksimal timeeffekt i Norge fra 1990-2022.	6
2.3	Lastprofilen i Norge for hele 2022.	7
2.4	Norges gjennomsnittlige lastprofil for et døgn i 2022.	8
2.5	Illustrasjon av lastflytting ved hjelp av forbrukerfleksibilitet.	9
2.6	Illustrasjon av kombinert lastklipping og dalfylling for å oppnå lastflytting med et batteri.	9
2.7	Utvikling i antall førstegangsregistrerte lastebiler i Norge fra 2015-2022 for ulike drivstofftyper.	12
2.8	Sannsynlighetstettheten $f(x)$ til en normalfordeling.	16
3.1	Kart over plasseringen av ASKO Vestby.	19
3.2	ASKO Vestby sin eksisterende bygningsmasse.	19
3.3	Konseptuelt bilde av den offentlige ladestasjonen i Vestby.	20
3.4	Illustrasjon av nettilknytningen til den konseptuelle offentlige ladestasjonen i Vestby.	21
4.1	Flytskjema av den overordnede fremgangsmåten i metoden.	23
4.2	Flytskjema over algoritmen som blir gjennomgått for el. lastebilene i grunnmodellen.	28
4.3	Flytskjema over algoritmen som blir gjennomgått for batteribanken i grunnmodellens utvidelse med fleksibilitet.	30
4.4	Flytskjema over fremgangsmåten som ble brukt for simuleringsscenarioene med simuleringsmodellen.	38
5.1	Fordelingen som ble benyttet til å bestemme ankomsttidene til eksterne el. lastebiler.	42
5.2	Fordelingen som ble benyttet til å tildele eksterne el. lastebiler ladeøker.	42
5.3	Fordelingen som ble benyttet til å bestemme ankomsttidene til interne el. lastebiler.	43

5.4	Fordelingen som ble benyttet til å tildele interne el. lastebiler ladeøkter.	44
5.5	Gjennomsnittlig lastprofil med standardavvik for alle simuleringsscenariene uten fleksibilitet.	45
5.6	Gjennomsnittlig lastprofil for alle simuleringsscenariene delt opp for interne og eksterne el. lastebiler.	47
5.7	Gjennomsnittlig lastprofil for alle simuleringsscenariene delt opp i de ulike kategoriene av ladeøkter for interne og eksterne el. lastebiler. . .	49
5.8	Boksplot over ventetider for eksterne og interne el. lastebiler i scenario 1 og 2.	53
5.9	Fordeling av N_{dratt} for eksterne og interne el. lastebiler over alle iterasjonene i scenario 1 og 2	54
5.10	Gjennomsnittlig lastprofil med standardavvik for alle scenariene med fleksibilitet.	57
5.11	Lastprofilene for iterasjon 15 i scenario 2 og fleksscenario 2.2.	59
5.12	Lastprofilene for iterasjon 33 i scenario 4 og fleksscenario 4.2.	60
5.13	Lastprofilene for iterasjon 15 i scenario 6 og fleksscenario 6.2.	61
A.1	Egendefinert diskret fordeling for batterikapasiteten E_{kap} til el. lastebilene i simuleringene.	74
A.2	Egendefinert diskret fordeling for den maksimale ladeeffekten P_{maks} til el. lastebilene i simuleringene.	75
A.3	Gjennomsnittlig lastprofil med standardavvik for simuleringssenario 1 med 350 iterasjoner.	76

Tabeller

2.1	Kjøretøyklasser for ulike typer lastebiler med NorSIKT nivå 6 klassifisering.	11
4.1	Oversikt over verdiene og fordelingene som ble valgt for lastebilparameterne i simuleringene.	32
4.2	Oversikt over verdiene som ble valgt for stasjonsparameterne i simuleringene.	37
4.3	Oversikt over verdiene som ble valgt for stasjonsparameterne i simuleringsscenariene uten fleksibilitet.	39
4.4	Oversikt over verdiene som ble valgt for parameterne til batteribanken i fleksscenariene.	40
5.1	Forklaring av labelene til grafene i figur 5.7.	48
5.2	Sammendrag av den gjennomsnittlige og høyeste effekten, samt andelen av den maksimalt tilgjengelige effekten for lastprofilene til scenariene uten fleksibilitet.	52
5.3	Reduksjonen i maksimal effekt som ble oppnådd i de ulike fleksscenariene i forhold til scenariene uten fleksibilitet.	58

Ordliste

ACEA European Automobile Manufacturers Association

BMS Battery Management System

DC likestrøm

DSO Distribusjonssystemoperatør

kW Kilowatt

kWh Kilowatttime

kWh/h Timeeffekt

NorSIKT Nordic System for Intelligent Classification of Traffic

NVE Norges Vassdrags- og Energidirektorat

SoC State of Charge

TØI Transportøkonomisk Institutt

TSO Transmisjonssystemoperatør

Symbolliste

Denne listen inneholder forklaringer for symbolene som blir brukt til å forklare simuleringsmodellen i delkapittel 4.1 i metoden, og eventuelle enheter som hører til.

Indekser

a	El. lastebil / Batteribank
b	Ladestolpe
i	Iterasjon
s	Scenario
t	Tidssteg

Simuleringsparametere

M	Antall ladestolper	
X	Antall ladepunkter per ladestolpe	
N	Antall el. lastebiler	
N_{eks}	Antall eksterne el. lastebiler	
N_{int}	Antall interne el. lastebiler	
E_{kap}	Batterikapasiteten til en el. lastebil/batteribank	[kWh]
$P_{mål}$	Ønsket oppnådd ladeeffekt for en el. lastebil	[kW]
P_{grense}	Ladegrense som bestemmer ved hvilke verdier av en ladestasjons effekt en batteribank skal lades ut og opp	[kW]
P_{lader}	Maksimal ladeeffekt til en ladestolpe	[kW]
P_{maks}	Maksimal ladeeffekt til en el. lastebil/batteribank	[kW]
$SoC_{mål}$	Ønsket oppnådd SoC for en el. lastebil/batteribank	[%]

SoC_{start}	SoC ved ankomst for en el. lastebil/SoC ved starten av en simulering for en batteribank	[%]
t_{ank}	Ankomsttiden til en el. lastebil ved en ladestasjon	[time:min:sek]
T_{maks}	Den maksimale oppholdstiden til en el. lastebil ved en ladestasjon	[min]
T_{vent}	Den maksimale ventetiden en el. lastebil aksepterer ved en ladestasjon	[min]

Simuleringsvariabler

N_{dratt}	Antall el. lastebiler som drar fra en ladestasjon før de har ladet	
$P_{tot}(t)$	Den totale effekten som brukes ved en ladestasjon ved tiden t	[kW]
$P_{lader}(t)$	Den tilgjengelige ladeeffekten ved en ladestolpe ved tiden t	[kW]
$P(t)$	Ladeeffekten til en el. lastebil/batteribank ved tiden t	[kW]
$SoC(t)$	SoC for en el. lastebil/batteribank ved tiden t	[%]
t_{lade}	Oppholdstiden en el. lastebil har igjen ved en ladestasjon ved tiden t	[min]
t_{vent}	Den akkumulerte ventetiden til en el. lastebil ved tiden t	[min]
$Venter$: Om en el. lastebil venter på å få lade eller ikke	
$Lader$: Om en el. lastebil lader eller ikke	
$Ferdig$: Om en el. lastebil er ferdig med å lade, men fortsatt er tilkoblet et ladepunktet eller ikke	
$Dratt$: Om en el. lastebil har vært innom en ladestasjon eller ikke, uavhengig av om den har ladet	
$Fulladet$: Om en batteribank er fulladet eller ikke	
$Utladet$: Om en batteribank er utladet eller ikke	

Kapittel 1

Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Verden står ovenfor store utfordringer med klimakrisen. Gjennom Parisavtalen har Norge forpliktet seg til å redusere CO₂ utslippene sine med 50 til 55 prosent innen 2030, i forhold til 1990-nivåer [1]. En av de mest sentrale sektorene der det må reduseres CO₂ utslipp er den veibaserte transportsektoren, som stod for hele 18% av Norges klimagassutslipp i 2022 [2]. Tunge kjøretøy og varebiler stod for litt over 50% av disse utslippene, og andelen veibasert godstransport skal ifølge prognoser øke i tiårene som kommer [2][3].

En mulig løsning for å redusere disse utslippene er å elektrifisere tungtransporten [4]. Derfor har den norske regjeringen satt som mål at 50 prosent av alle nye lastebiler skal være nullutslippskjøretøy fra 2030. En raskere utvikling i batteriteknologien enn forventet har gjort batterielektriske lastebiler til et realistisk alternativ for å nå dette målet, men nok ladeinfrastruktur kan bli en barriere [5].

Det vil være et stort behov for ladeinfrastruktur tilrettelagt elektriske (el.) lastebiler¹ i årene som kommer [6]. Et høyt energibehov og store batteripakker vil i flere tilfeller kreve hurtiglading [5]. For at alle aktører skal kunne ha tilgang til ladeinfrastruktur langs veinettet må det etableres offentlige hurtigladestasjoner, slik at også mindre aktører skal kunne delta i elektrifiseringen. Det fantes derimot kun én slik ladestasjon i Norge i utgangen av 2022, til tross for at etterspørselen er stor [7]. Denne typen ladeinfrastruktur kan samtidig skape utfordringer for strømmettet [8].

Hurtiglading av el. lastebiler krever store mengder effekt [5]. Offentlige hurtigladestasjoner, der det elektriske forbruket er mer ukontrollerbart, kan dermed overbelaste kapasiteten i strømmettet dersom forbruket blir for høyt. Dette kan skape utfordrin-

¹Når det refereres til el. lastebiler, menes det utelukkende batterielektriske lastebiler.

ger for nye nettilknytninger [5]. Det er imidlertid mangel på kunnskap om hvordan forbruket til slike ladestasjoner vil se ut i fremtiden [9].

I dag er grunnlaget for fremskrivninger av forbruk i det elektriske kraftsystemet spesialisert mot kraftforbruk og ikke effektforkbruk [9]. Det er derfor behov for nye metoder for å anslå effektforkbruk, spesielt for transportsektoren, der det fremtidige forbruket over døgnet er svært usikkert. Kunnskap om ulike lademønstre er en viktig del av dette, men denne kunnskapen er i dag forbehold elektriske personbiler [10] [9]. Det er derimot mangel på data og litteratur om driften og utnyttelsen av ladestasjoner for elektrisk tungtransport [11]. Herunder spesielt el. lastebiler.

1.2 Motivasjon

ASKO er en av Norges største transportbedrifter [12]. De har satt seg som mål å ha en klimanøytral varedistribusjon innen 2026, og planlegger å elektrifisere lastebilparken sin [13]. På grunn av dette kommer ASKO til å trenge nok ladeinfrastruktur til å dekke deres fremtidige ladebehov. ASKO Bygg Vestby gjennomførte derfor en konseptutredningen av en nullutslipps energistasjon i Vestby i 2022 [14]. Denne oppgaven er en innledende casestudie som tar utgangspunkt i konseptutredningen.

Konseptet inkluderer en offentlig ladestasjon for el. lastebiler som skal være tilgjengelig for både ASKO sine el. lastebiler og andre aktører [15]. I denne sammenhengen var det ønskelig å tilegne seg mer kunnskap om hvordan effektforkbruket til ladestasjonen kunne se ut i fremtiden, spesielt med tanke på et usikkert ladebehov fra eksterne aktører. Utredningen konkluderte med at en utbygging av strømmettet var nødvendig for å få nok kapasitet til det nye forbruket. Det er derfor også av interesse å se på bruken av en stasjonær batteribank for å gjøre forbruket til ladestasjonen mer fleksibelt.

1.3 Problemstilling

Målet med denne oppgaven er å estimere den fremtidige lastprofilen til ASKO Vestby sin konseptuelle offentlige ladestasjon for ulike scenarier. For dette formålet skal det brukes Monte Carlo-simuleringer av ladestasjonen slik den kan se ut i 2030. Det skal undersøkes hvordan ulike utforminger av ladeinfrastrukturen, som antall ladestolper og tilgjengelig ladeeffekt, påvirker ladestasjonens lastprofil, utnyttelsesgrad og ventetider gjennom en parameteranalyse. I tillegg skal det undersøkes hvordan en stasjonær batteribank kan påvirke ladestasjonens lastprofil med ulike batterikonfigurasjoner. Det skal også legges vekt på å utarbeide et forenklet rammeverk for modellering og dataanalyse som kan brukes til å undersøke andre ladestasjoner enn

oppgavens valgte case.

Ut ifra de nevnte målene skal oppgaven fokusere på følgende forskningsspørsmål:

1. Hvordan blir formen på lastprofilen til den offentlige ladestasjonen for ulike utforminger av ladeinfrastrukturen?
2. Hvor god er utnyttelsen av ladeinfrastrukturen ved ladestasjonen for de ulike utformingene?
3. I hvor stor grad klarer en batteribank å redusere eventuelle effekttopper i lastprofilen til ladestasjonen?

For å svare på spørsmålene skal det utvikles en generell simuleringsmodell av en ladestasjon som kan tilpasses casen i Vestby. Tilpasningen skal gjennomføres ved å blant annet estimere fordelinger for ankomsttider og ulike ladeøkter, ved hjelp av dataanalyser av trafikkdata og stopptider for lastebiler. Til slutt skal det brukes Monte Carlo-simuleringer for å gjennomføre en parameteranalyse av den tilpassede simuleringmodellen.

1.4 Avgrensninger

I denne oppgaven undersøkes den offentlige ladestasjonen kun for el. lastebiler. Det antas dermed at ingen annen elektrisk tungtransport, som elektriske busser, skal bruke ladestasjonen. Siden oppgaven er en innledende studie legges det heller ikke vekt på å predikere energibehovet til el. lastebilene som skal simuleres, eller å optimalisere ladeinfrastrukturen og konfigurasjonen til batteribanken som skal undersøkes.

Kapittel 2

Teori

Dette kapitlet inneholder relevant bakgrunnsinformasjon som er nyttig for å forstå resten av kapitlene i denne oppgaven. Det presenteres blant annet generell teori om det norske elektriske kraftsystemet, klassifiseringer og regelverk for lastebiler, og elektriske lastebiler og ladeinfrastruktur deres. I tillegg beskrives modelleringsmetoder som har blitt brukt til å modellere ladestasjoner i denne og annen litteratur.

2.1 Det norske kraftsystemet

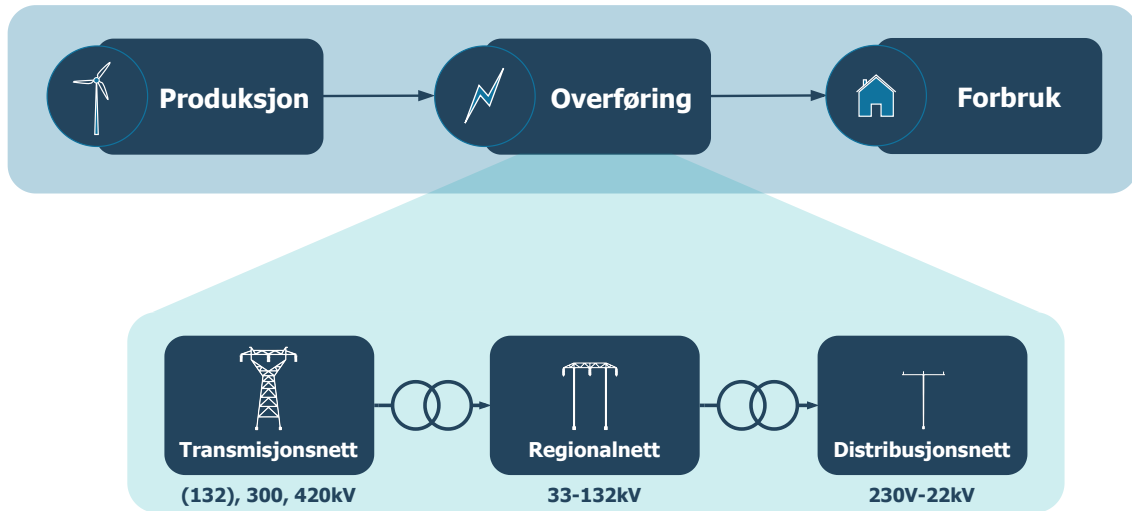
Det elektriske kraftsystemet i Norge består av kraftproduksjon, overføring av elektrisk energi i strømmettet og elektrisitetsforbruk hos ulike forbrukere [16]. For å overføre den elektriske energien fra kraftproduksjonen økes spenningen ved hjelp av transformatorer. Deretter blir den overført til ulike deler av landet, der spenningen blir transformert ned igjen. Infrastrukturen til strømmettet er delt opp etter spenningsnivået til strømmen i de ulike delene, der transformatorene fungerer som bindeledd mellom dem.

Transmisjonsnett, som også blir kalt sentralnett, opererer med den høyeste spenningen [17]. Denne er på 300 eller 420kV, men også 132kV enkelte steder. Regionalnett dekker 33-132kV og distribusjonsnett dekker de laveste spenningene, med en høyspentdel på 1-22kV og en lavspendel med 230V-400V. Her er spenningen så lav at den kan brukes av husholdninger eller industrianlegg. Oppbyggingen av det norske kraftsystemet² er illustrert i figur 2.1. Det er ulike selskaper som har ansvar for de ulike delene av strømmettet som vises i figuren.

En Transmisjonssystemoperatør (TSO) er ansvarlig for transmisjonsnett, mens en Distribusjonssystemoperatør (DSO) er ansvarlig for regional- og distribusjonsnett

²Det menes alltid det elektriske kraftsystemet i denne oppgaven.

i enkelte områder [16]. DSOene i Norge er både regionale og lokale nettselskaper i ulike deler av landet. Distribusjonsnettene eies av én regional eller lokal DSO i et område, mens regionalnettet eies av flere regionale DSOer samtidig [17]. Det er derimot kun én TSO i Norge, og det er Statnett [9]. De er blant annet ansvarlige for at det er balanse i kraftsystemet til enhver tid.



Figur 2.1: Illustrasjon av oppbyggingen av det norske kraftsystemet og nettnivåene i det norske strømnettet. Figuren er laget basert på informasjon fra Olje- og energidepartementet [17]

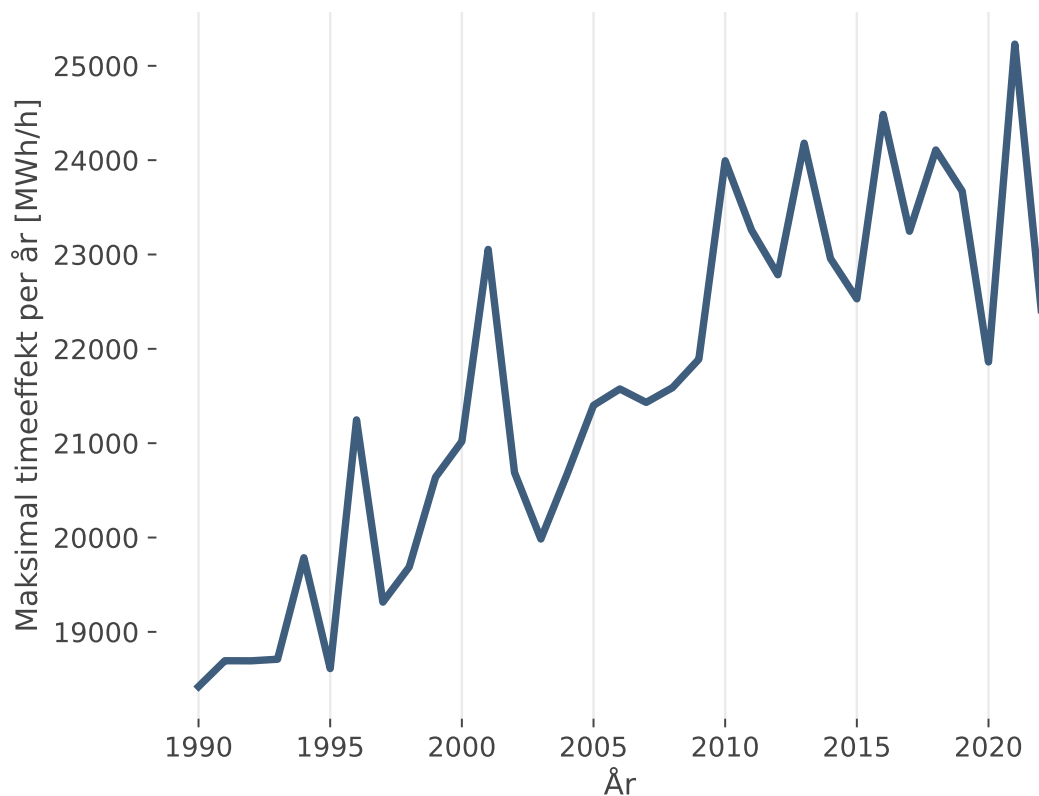
2.1.1 Forsyningssikkerhet

En viktig faktor for stabilitet i kraftsystemet er balansen mellom produksjon og forbruk av energi [18]. Dette er en del av driftsikkerheten i strømnettet, som handler om å unngå avvik og avbrudd i strømforsyningen. Frekvensen på strømmen i nettet skal alltid være mellom 49,9Hz og 50,1Hz med et optimalt nivå på 50Hz, i tillegg til at spenningsvariasjoner skal holde seg innenfor $\pm 10\%$ av nominelle verdier [18] [19].

For at etterspørselen etter energi i kraftsystemet alltid skal kunne dekkes kreves det tilstrekkelig med energiproduksjon [18]. Energisikkerhet innebærer tilgang til nok energi [kWh] til å dekke forbruket i kraftsystemet over et lengre tidsperspektiv, som flere uker eller måneder. I tillegg til energi må det også være nok effekt [kW] tilgjengelig i kraftsystemet. Ofte måles dette også i timeeffekt [kWh/h], som er den elektriske energien brukt per time. I forhold til energisikkerhet karakteriseres effektsikkerheten av hvor mye energi som skal overføres momentant, og ikke over en lang tidsperiode.

Elektrifiseringen av Norge gjør at strømforbruket vårt øker. Samtidig øker også effektuttaket [9]. Figur 2.2 viser økningen i årlig maksimal timeeffekt i Norge fra 1990-2022. I 2021 ble det registrert en ny rekord for timeeffekt i Norge med litt

over 25GWh/h en morgen i februar [20]. Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE), en del av konsesjonsmyndigheten for energianlegg i Norge, har estimert at det maksimale effektbehovet kan øke med 2-6GW i 2030 i forhold til 2021 [16] [9]. Denne økningen i maksimalt effektuttak kan skape problemer for infrastrukturen til strømmettet [21].



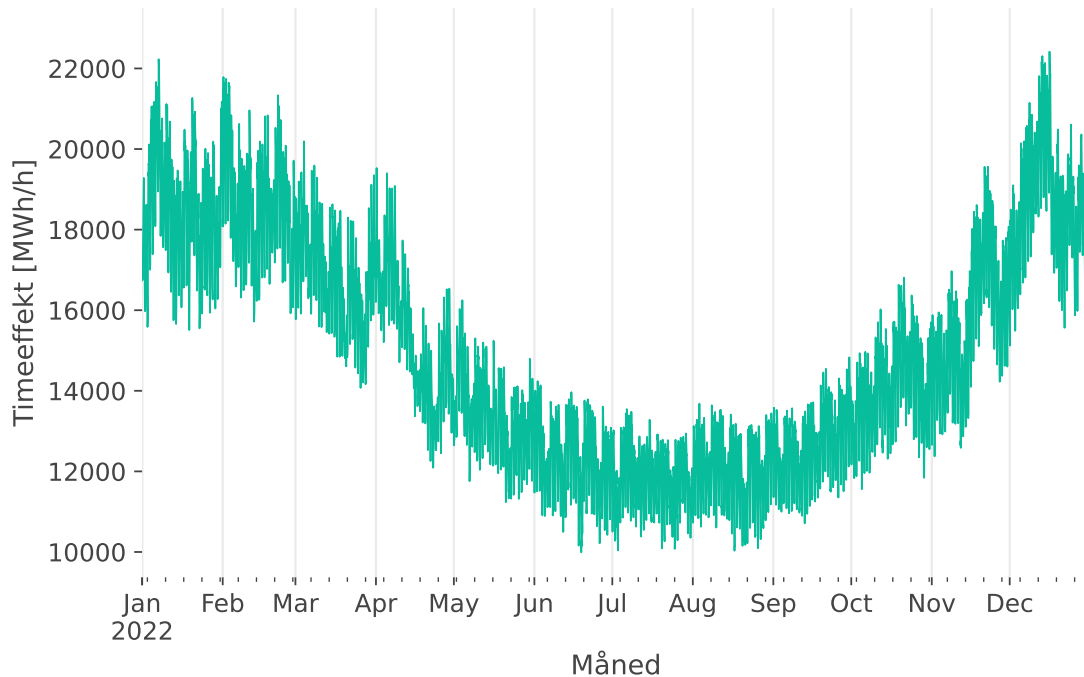
Figur 2.2: Utvikling av årlig maksimal timeeffekt i Norge fra 1990-2022. Timeeffekten er gitt i MWh/h. Grafen er basert på data fra NVE [22] og Statnett [23].

2.1.2 Nettutnyttelse

Når en dimensjonerer strømmettet er effekten den avgjørende faktoren [16]. Det er fordi de ulike komponentene i strømmettet, som transformatorer og strømkabler, har en termisk grense for hvor mye strøm de tåler på en gang. Kapasitetsbegrensningene i nettet blir satt med en stor nok margin til å kunne sikre forsyningssikkerheten dersom én komponent i strømmettet faller ut [24].

Figur 2.3 viser timeeffekten i Norge for hele 2022. Variasjonen i timeeffekt vises her med en lastprofil, som er en måte å visualisere elektrisitets- og effektforbruk over en tidsperiode. En kan se at de høyeste timeeffektene kun blir brukt i en liten andel av året i vintermånedene, og at hele lastprofilen har et preg av topper også innad i hver måned. Årsaken til disse såkalte effekttoppene er tider med et høyt sammenfallende

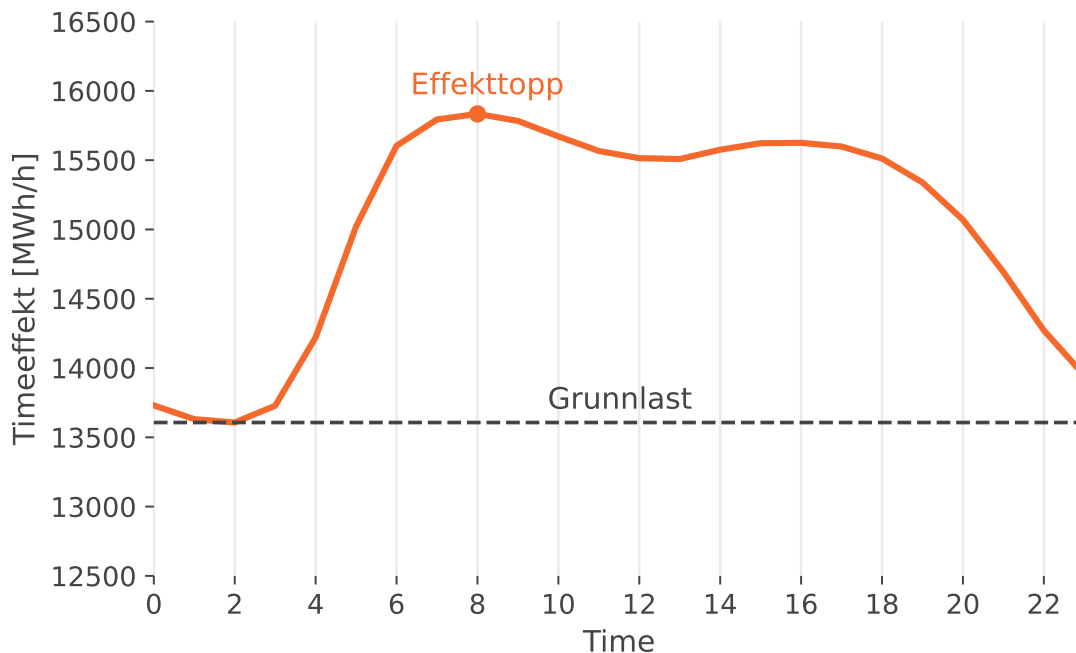
elektrisitetsforbruk hos flere kunder i strømmettet [16]. Dette er ikke bare årsaken til de høyeste timeeffektene i året, men også de høyeste i hvert døgn.



Figur 2.3: Lastprofilen i Norge for hele 2022. Timeeffekten er gitt i MWh/h. Grafen er basert på data fra Statnett [23]

Lastprofilen for ett døgn i strømmettet preges av et høyt elektrisitetsforbruk på dagtid, der det høyeste forbruket vanligvis inntreffer på for- eller ettermiddagen, og et lavt forbruk på natten [9]. Grunnlasten er det minste forbruket som er tilstede hele døgnet. Figur 2.4 viser lastprofilen og grunnlasten for et gjennomsnittlig døgn i Norge for 2022. Her oppstår det en effekttopp på morgningen og ettermiddagen, før forbruket reduseres på kvelden og utover natten.

Når effekttopper blir så høye at de overskrider kapasitetsbegrensningene i et område kan det være nødvendig å bygge ut strømmettet for å ivareta effektsikkerheten [16]. Nettutbygging er derimot et tidskrevende og kostbart tiltak som kan ta flere år å realisere. Når nettutbygging utløses på grunn av kun få timer med et for høyt forbruk kan det derfor være mer lønnsomt å redusere forbruket i akkurat disse timene. Dette kan gjøres ved å innføre det vi kaller for fleksibilitet i strømmettet [21].



Figur 2.4: Norges gjennomsnittlige lastprofil for et døgn i 2022 med illustreringer av lastprofilens effekttopp og grunnlasten. Timeeffekten er gitt i MWh/h. Grafen er basert på data fra Statnett [23]

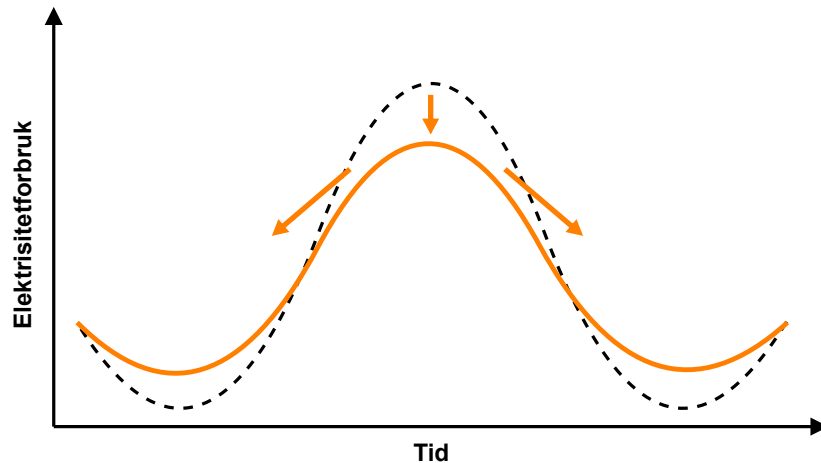
2.1.3 Fleksibilitet

Fleksibilitet i strømmettet kan være flere ting, men det er ett felles begrep for metodene som kan brukes for å utnytte den tilgjengelige kapasiteten i nettet på en mer effektiv måte [21]. Forskningscenteret CINELDI definerer det generelle fleksibilitetsbegrepet som en «...evne og vilje til å modifisere produksjons- og/eller forbruksmønstre, ..., ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift» [21].

Noen eksempler på fleksibilitetsressurser er forbruker- og produsentfleksibilitet, samt energilagring [16]. Forbrukerfleksibilitet går ut på at forbrukere tilpasser forbruksmønstret sitt etter ulike ytre signaler. Ved implisitt forbrukerfleksibilitet tilpasser forbrukeren selv forbruket etter kapasiteten i nettet, eller prissignaler, som strømprisen [21] [9]. Ved eksplisitt forbrukerfleksibilitet er det derimot en tredjepart som styrer deler av forbruket til forbrukeren etter behov [9].

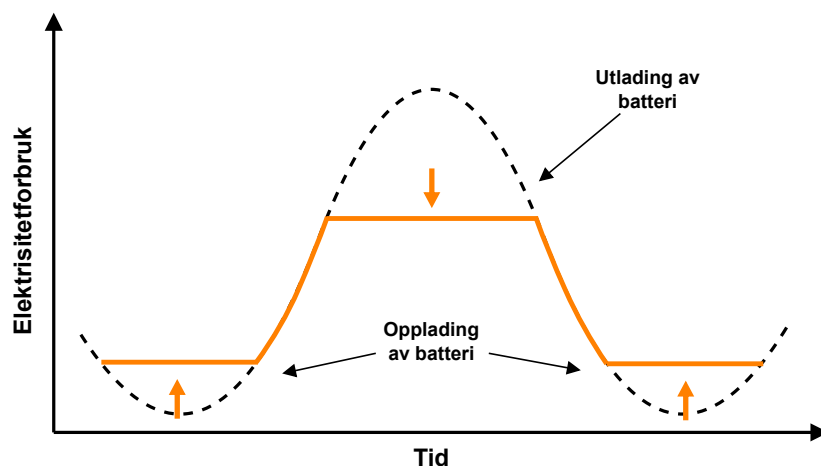
I dag er det produksjonsfleksibilitet som blir mest brukt, der det i Norge brukes regulerbar vannkraft. Andre fornybare energikilder, som sol- og vindkraft, er derimot mindre fleksible på grunn av deres begrensede regulerbarhet [21]. Disse kan derimot gjøres mer fleksible dersom energien de produserer blir lagret ved hjelp av batterier. Energilagring kan på samme måte bidra til mer fleksibilitet på forbrukersiden [19].

Det finnes ulike strategier for å oppnå forbrukerfleksibilitet ved hjelp av forbruksstyring [25]. Noen av disse strategiene er lastflytting, lastklipping og dalfylling. Lastflytting innebærer å flytte forbruket sitt fra en tid med høyt sammenfallende forbruk, en effekttopp, til en tid med lavt forbruk, en effektdal. Dette illustreres i figur 2.5. Det totale forbruket forblir konstant før og etter lastflyttingen.



Figur 2.5: Illustrasjon av lastflytting ved hjelp av forbrukerfleksibilitet for å redusere effekttopper i elektrisitetforbruk. Figuren er inspirert av Jamil et al. [25].

Ved lastklipping reduseres forbruket ved effekttopper og ved dalfylling økes forbruket ved effektdaler [25]. I forhold til lastflytting endres det totale forbruket ved lastklipping og dalfylling. Dersom en derimot kombinerer lastklipping og dalfylling er dette også en form for lastflytting. Denne formen for lastflytting kan oppnås med energilagring [26]. I dette tilfellet kan en lade ut et batteri i tider med høyt forbruk (lastklipping) og lade det opp i tider med lavt forbruk (dalfylling). Denne strategien illustreres i figur 2.6.



Figur 2.6: Illustrasjon av kombinert lastklipping og dalfylling for å oppnå lastflytting med et batteri. Figuren er inspirert av Jamil et al. [25].

2.1.4 Nettleiestrukturen

Kunder i strømnettet må betale DSOene for transport av strøm og utbygging og vedlikehold av nettet [16]. Siden 1.juli 2022 er nettleien effektbasert for alle kunder, som betyr at hvor mye elektrisitet en kunde bruker på en gang kan påvirke prisen på nettleien som skal betales [7]. Dette gir kunder et intensiv til å utnytte kapasiteten i strømnettet bedre, ved å fordele forbruket sitt utover døgnet om mulig.

Lavspenkunder med et årlig elektrisitetsforbruk over 100 000 kWh har en nettleie som baserer seg på et energiledd, effektledd og fastledd [7]. Energiledet står for hver kWh kunden bruker [19]. Denne prisen kan variere gjennom året og for noen nettselskaper er den lavere i helgene og på natten. Fastleddet er derimot et konstant bidrag som dekker ulike tjenester i kundeforholdet. Effektleddet bestemmes ut ifra den høyeste timeeffekten i forrige måned, og varier dermed ut ifra hvor høye effekt-topper en kunde har i elektrisitetsforbruket sitt [5]. Dersom kunden gjør tiltak for å jevne ut forbruket, kan nettleien dermed reduseres.

Høyspentkunder har samme struktur på nettleie som lavspenkundene beskrevet over, men betaler derimot lavere tariffsatser [7]. Grunnen er at disse kundene ikke bruker lavspenddelen av strømnettet, og dermed heller ikke skal betale for dens vedlikehold. Dersom det bygges egne nettstasjoner for en ny ladestasjon, teller denne som en høyspentkunde.

2.2 Lastebiler

I utgangen av 2022 var det registrert 68407 lastebiler i Norge [27]. Antallet som var registrert i Oslo og Viken fylke utgjorde 46% av disse. Dette delkapittelet gjennomgår teori for disse lastebilene som er relevant for oppgavens metode. Dette innebærer klassifiseringer som brukes i en følgende dataanalyse og regelverk for lastebiler som avgjør senere parametervalg.

For å kunne skille ulike kjøretøy i bilparken lages det klassifiseringer. Det felles klassifiseringssystem for de nordiske landene heter *Nordic System for Intelligent Classification of Traffic (NorSIKT)* [28]. Systemet har 6 ulike detaljnivå, der det høyeste nivået inkluderer totalt 19 kjøretøyklasser. Fire av disse 19 klassene omfatter ulike typer lastebiler, og én klasse omfatter i tillegg tunge kjøretøy som ikke kan tilordnes en av de andre klassene. Disse er vist i tabell 2.1, sammen med en forklaring av hver forkortelse.

Tabell 2.1: Kjøretøyklasser for ulike typer lastebiler med NorSIKT nivå 6 klassifisering og forklaringer av forkortelsene [28].

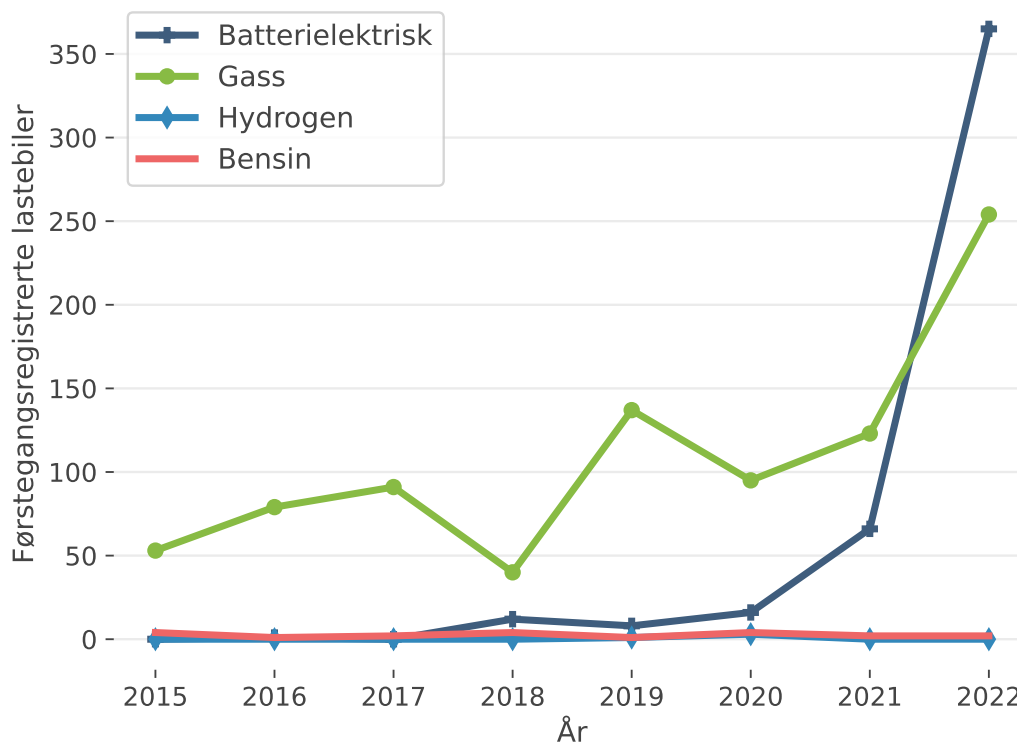
Kjøretøyklasse	Beskrivelse
HGV	Lastebil
HGV WC	Lastebil med henger
RT	Trekkbil
RT WC	Trekkbil med semitrailer
EMS	Annet tungt kjøretøy (ekskludert busser)

Det finnes ulike regelverk i Norge som lastebilsjåfører må følge. Ett av disse er regelverket for kjøre- og hviletid [29]. Dette regelverket gjelder alle for alle lastebiler med en totalvekt over 3,5 tonn og i alle land i EU/EØS og Sveits. I korte trekk innebærer det at sjåfører må ta en pålagt hvilepause på 45 minutter for hver 4,5 timer som blir kjørt, samt en døgnpause på 11 timer i hvert døgn. En hvilepause kan også deles opp i 15 + 30 minutter, og en døgnhvile kan deles opp i 3 + 9 timer. Rekkefølgen på de to øktene kan derimot ikke byttes om og må alltid være minst like lange som det er oppgitt her.

2.3 Elektriske lastebiler

Gjennom det siste årene har batteriteknologien utviklet seg raskt, og antagelsen om at lastebiler ikke kan elektrifiseres er i dag ikke like utbredt [5]. Det er fortsatt usikkert om el. eller hydrogen-drevne lastebiler kommer til å dominere nullutslipps-lastebilene i fremtiden. I de siste årene har utviklingen derimot vært til fordel for el. lastebiler.

Fra 2021 til 2022 økte den elektriske andelen av nyregistrerte lastebiler med 5,9%, mens det ikke ble registrert nye hydrogenlastebiler for samme periode [30]. Figur 2.7 viser hvordan antall førstegangsregistrerte lastebiler har utviklet seg i Norge fra 2015-2022 for ulike drivstofftyper. Akkurat som for det totale antallet lastebiler i Norge var antallet nyregistrerte el. lastebiler størst for Oslo og Viken fylke, med 79% av registreringene i 2022 [27].



Figur 2.7: Utvikling i antall førstegangsregistrerte lastebiler i Norge fra 2015-2022 for ulike drivstofftyper. Diesel er ikke inkludert, men utgjør i realiteten den høyeste andelen for alle årene. Grafene er basert på data fra Statens vegvesen [30].

2.3.1 Batterier

Uavhengig om det er snakk om batteriet i et elektrisk kjøretøy eller en batteribank er virkemåten den samme. Kapasiteten til et batteri sier hvor mye energi batteriet kan lagre totalt, og angis med enheten kWh. State of Charge (SoC) angir i hvor stor grad et batteri er oppladet i prosent [31]. For en gitt tid t kan denne beregnes ved

$$SoC(t) = \frac{E_{batt}(t)}{E_{kap}} \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

der $E_{batt}(t)$ er energimengden til batteriet ved tiden t målt i kWh og E_{kap} er batterikapasiteten.

Selv om et batteri i teorien skal kunne utnytte sin fulle kapasitet, så er det ikke slik i realiteten [6]. Kapasiteten vil i utgangspunktet være redusert, i tillegg til at den kan reduseres ved bruk over tid. For å holde kapasiteten til batteriet høyt lengst mulig anbefales det at batteriets SoC holdes mellom 20-80% ved bruk og ved ladetilstander.

Batteriet i elektriske kjøretøy kontrolleres av et internt system, Battery Management System (BMS), som også kan begrense tilgjengeligheten på batteriets fulle kapasitet

til rundt 70-90% [6]. Ladeeffekten et elektrisk kjøretøy kan bruke blir også begrenset av kjøretøyets BMS, og er blant annet avhengig av SoC og temperatur [11]. En *charge acceptance* kurve kan brukes til å estimere hvor mye effekt et batteri kan ta imot ved en gitt SoC. Denne gir en forenklet representering av kompleksiteten bak batteriets BMS.

Elektrifiseringen av transportsektoren har økt etterspørselen etter batteriet [9]. Dette har ført til sterke kostnadsreduksjoner de siste ti årene, og NVE forventer at kostnadene til batterier vil reduseres enda mer mot 2030. Investeringskostnadene for batterier med høye kapasiteter er derimot fortsatt store, og denne antas å øke lineært med batterikapasiteten [6].

2.3.2 Ladeinfrastruktur

En ladestasjon for elektriske kjøretøy består av ett eller flere ladepunkter [5]. Her defineres et ladepunkt som adapteret som kobles til kjøretøyet ved lading. En ladestolpe består derimot av ett eller flere ladepunkter. Denne kan også refereres til som en hurtiglader dersom ladepunktene til sammen kan gi en ladeeffekt på minst 50kW med likestrøm (DC).

Ved enkelte ladestolper er det mulig å bruke effektdeling [6]. Det gjør at den totale ladeeffekten til ladestolpen kan deles mellom de ulike ladepunktene. En 350kW ladestolpe med fire ladepunkter kan da enten levere opp mot 350kW til ett ladepunkt dersom kun ett kjøretøy er tilkoblet, eller eksempelvis 175kW per ladepunkt dersom to kjøretøy lader. Fordelingsprinsippet ved en ladestolpe bestemmer hvor mye effekt hvert benyttede ladepunkt får tildelt.

Den maksimale ladeeffekten en ladestolpe kan gi bestemmer hvor raskt et elektrisk kjøretøy kan lades opp [6]. Samtidig begrenses ladeeffekten av både ladepunktet og kjøretøyet. Akkurat som batteriets BMS har også ladepunktet interne begrensninger. Den høyeste ladeeffekten bestemmes dermed ut ifra begges begrensninger. I tillegg reduseres ladeeffekten ved de laveste og høyeste verdiene for batteriets SoC for å beskytte batteriet.

For hurtigladere er 350kW, og delvis 500kW ladestolper, tilgjengelige på markedet i dag [32]. Ladestolper med 1000kW er derimot i utviklingsstadiet og forventes å bli kommersielt tilgjengelig de neste årene. Prisen per kW for en ladestolpe er anslått å gå ned fra 150kW-350kW, men er derimot høyere for ladestolper med 1000kW.

2.3.3 Ladestrategier

Ulike typer ladestrategier velges ut ifra driften til et kjøretøy og ladeinfrastrukturen som er tilgjengelig. For elektriske lastebiler skiller Teoh et al. [33] blant annet mellom nødlading, depotlading, mulighetslading og offentlig lading. Nødlading blir utløst av ulike betingelser som må oppfylles, som for eksempel at batteriets SoC når en terskelverdi. De tre andre strategiene innebærer i større grad planlegging av ladingen.

Depotlading skjer planlagt utenfor kjøretøyets driftstid, og utføres ved en dedikert ladeplass [33]. For en større ansamling av kjøretøyer kalles et slikt dedikert område for et depot. Siden denne strategien kan innebære lange tidperioder lades det ofte med lav effekt, og ofte skjer ladingen på natten. Mulighetslading er også planlagt, men skjer i kjøretøyets driftstid, uten at det krever omveier eller ventetider som ikke er planlagte. Dette kan være ved nødvendige arbeidsoppgaver, som lossing, eller ved pålagte pauser.

Offentlig lading kan innebære både mulighets- og nødlading, men forskjellen er at ladingen foregår ved offentlig ladeinfrastruktur [33]. Dette kan kreve at det kjøres omveier fra den planlagte ruten for å lade. En av utfordringene med denne strategien er eventuelle kødannelser som kan oppstå ved stor ladeetterspørsel. For å minimere ladetiden til brukerne tilbys det derfor ofte hurtiglading med høy ladeeffekt.

2.4 Statistiske metoder

2.4.1 Monte Carlo-simuleringer

Monte Carlo-metoden er et begrep som assosieres med modelleringen og simuleringen av et system som påvirkes av tilfeldighet [34]. Med dette menes et system som kan ha ulike utfall. Dermed blir det generert ulike scenarier for systemet som gjør det mulig å samle inn relevant statistikk eller informasjon om systemets mulige utfallsrom.

Denne metoden blir ofte brukt når det er vanskelig eller umulig å gjennomføre et eksperiment på en god måte i realiteten, men det er mulig å behandle eksperimentet som en teoretisk modell [35]. Da kan et tilnærmet resultat oppnås med dataene fra en simulering. Med Monte Carlo-simuleringer menes ofte tilfeller der Monte Carlo-metoden blir brukt til å se på dynamiske endringer i en modell over tid, og ikke bare det endelige utfallet av en simulering [34].

En Monte Carlo-simulering gjør det mulig å undersøke endringen av variabler i en modell over en bestemt tidsperiode [34]. Dette gir muligheten til å se på ulike aspekter av et system ved ulike konfigurasjoner av modellens parametere. Et av målene er da å forstå prosessene bak modellen ved å kontrollere forholdene i det teoretiske

eksperimentet, og dermed kunne forklare eventuelle fenomener som observeres [35].

For å få ulike utfall av en modell må simuleringene av modellen mates med tilfeldige tall som representerer usikkerheten i modellen [35]. For at simuleringene skal kunne reproduseres uten å lagre de ulike tilfeldige tallene som ble brukt kan man benytte en algoritme som produserer en sekvens av tilfeldige tall ut ifra en startverdi. En slik algoritme kalles for en slumptallsgenerator, og startverdien for én sekvens av tilfeldige tall kalles for en seed³. En slik generator kan også trekke tall fra ulike sannsynlighetsfordelinger.

2.4.2 Sannsynlighetsfordelinger

I denne oppgaven brukes det en stokastisk modell, som betyr at noen av parameterne i modellen har en innebygd usikkerhet [36]. Disse parameterne er stokastiske variabler⁴, og usikkerheten deres kan beskrives med en sannsynlighetsfordeling. Dette innebærer at modellen kan gi ulike utfall. En deterministisk modell vil derimot alltid gi samme resultat.

Det finnes kontinuerlige og diskrete stokastiske variabler [37]. Kontinuerlige variabler kan ha alle verdier i ett gitt utfallsrom, mens diskrete variabler kun kan ha bestemte verdier. Sannsynligheten til diskrete variabler kan derfor kun vises som punktsannsynligheter. Kontinuerlige variabler forklares derimot med en sannsynlighetstetthetsfunksjonen $f(x)$. Denne beskriver sannsynlighetsfordelingen til variabelen.

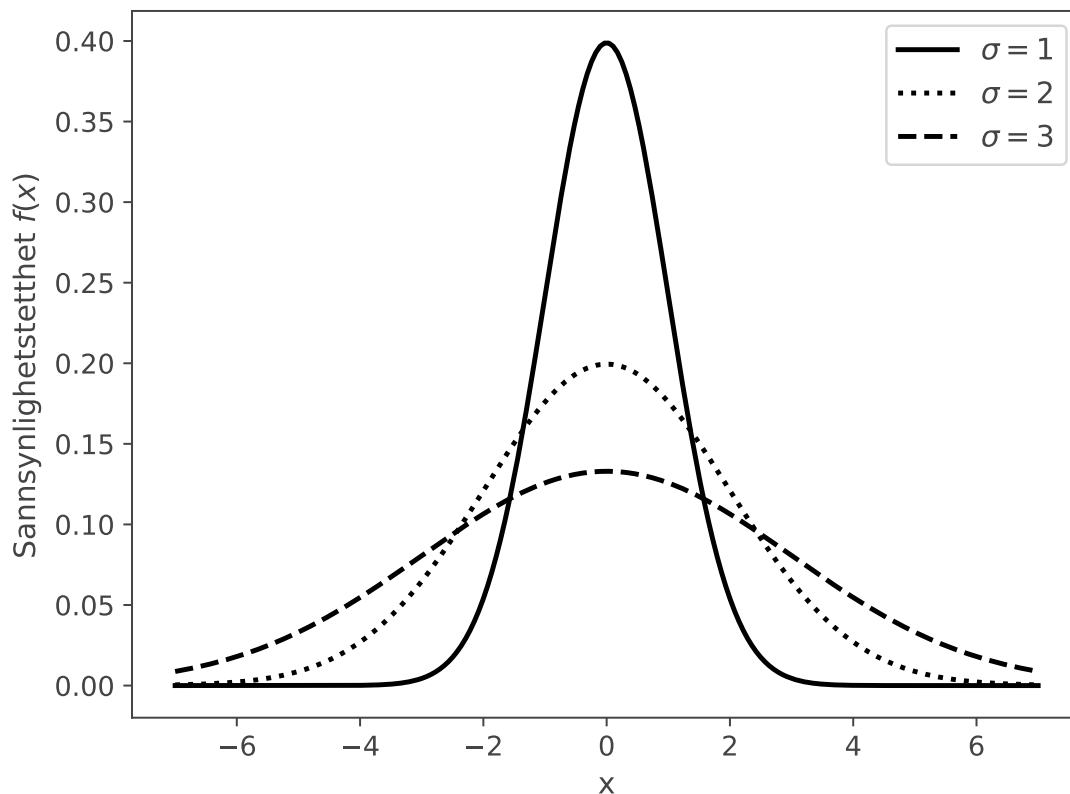
Normalfordelingen er en ofte brukt sannsynlighetsfordelingen [34]. For en kontinuerlig variabel er denne bestemt med forventningsverdien μ , som beskriver gjennomsnittet, og standardavviket σ , der σ^2 er variansen til fordelingen [37]. Sannsynlighetstetthetsfunksjonen til denne fordelingen er gitt ved

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (2.2)$$

Figur 2.8 viser $f(x)$ for en normalfordeling med ulike verdier for σ .

³Kan oversettes til såfrø på norsk.

⁴Også kalt tilfeldige variabler [37].



Figur 2.8: Sannsynlighetstettheten $f(x)$ til en normalfordeling med et gjennomsnitt μ lik 0 og ulike verdier for standardavviket σ .

2.5 Modellering av ladeinfrastruktur for elektriske lastebiler

Det har blitt gjort ulike modelleringer og undersøkelser av ladestasjoner for el. lastebiler innen vitenskapelig litteratur. De gjennomførte modelleringene har en varierende grad av kompleksitet, og undersøkelsene har ulike fokusområder. Både energibehov, lastprofiler og lokasjoner for ladestasjoner har blitt undersøkt i ulike sammenhenger.

Ulike modelleringsmetoder har blitt brukt for å estimere energi- og effektbehovet til ladestasjoner for el. lastebiler. Danebergs et al. [38] bruker godstransport- og energisystemmodeller, sammen med lokale trafikkdata, til å undersøke energi- og effektforbruket ved lade- og hydrogenstasjoner i Norge. Tong et al. [10] bruker derimot modeller for el. lastebil design og -energibruk, nasjonal godsflyt og hastighets- og hvilereguleringer for å estimere lastprofiler ved ulike ladestasjoner i USA.

Noen bruker stokastiske modeller for å simulere usikkerheten i effektforbruket ved ladestasjoner. Mishra et al. [11], Zhu et al. [39] og Fjær et al. [40] bruker Monte

Carlo-simuleringer til å estimere lastprofiler for ulike ladestasjoner. Til dette brukes det modeller der el. lastebiler er uavhengige objekter med egne parametere. Verdier for disse trekkes fra ulike sannsynlighetsfordelinger. I [11] og [39] brukes loggede kjøreruter fra konvensjonelle lastebiler, såkalte telemetridata, til å estimere fordelinger for el. lastebilenes ankomsttider og energibehov. [40] bruker derimot lokale trafikkdata og estimerte kjørelengder til samme formål. I [39] og [40] simuleres det i tillegg grunnlasten i lokale strømnett for å undersøke et sammenfallende effektforbruk med ladestasjonene.

De forskjellige undersøkelsene har hatt ulike fokus. [11] simulerer ulike konfigurasjoner av ladeinfrastrukturen for å undersøke både effektforbruket og lade- og ventetidene som kan oppstå. I [39] brukes det også ulike antall ladepunkter, men det fokuseres på spenningsvariasjoner som oppstår fra det simulerte forbruket, i tillegg til hvordan energilagring kan minimere disse. Både [10], [40] og [38] antar derimot at ladestasjonens infrastruktur, som antall ladepunkter, ikke begrenser det simulerte ladebehovet. I [40] analyseres både lastprofiler og spenningsvariasjoner for ulike scenarier, mens det i [10] fokuseres på hvordan formen på lastprofiler endrer seg for ulike kjøretider og ladeeffekter fra el. lastebiler. [38] simulerer også lastprofiler, men det fokuseres ikke på deres form.

I enkelte modelleringer estimeres ikke bare effektbehovet ved ladestasjoner i bestemte lokasjoner, men det undersøkes hvilke lokasjoner som egner seg best til ladeinfrastruktur. [11] bruker telemetridata fra et avgrenset område i USA til å optimalisere plasseringen av offentlige hurtigladdestasjoner for el. lastebiler. I [38] gjøres det samme for å lokalisere aktuelle ladestasjonsplasseringer for nullustslippslastebiler i Norge. [41] bruker derimot nasjonale telemetridata fra USA til å estimere kravene til ladeinfrastruktur for ulike geografiske områder i landet. Det finnes også lignende modelleringer som går utover nasjonale grenser.

Fraunhofer ISI har i oppdrag av European Automobile Manufacturers Association (ACEA) brukt telemetridata fra lastebiler til å se på hyppige stopplokasjoner i Europa [42]. Målet var å lage et kart som fremhever lokasjoner der etableringen av ladestasjoner dedikert til el. lastebiler burde prioriteres. Det ble også skilt mellom korte og lange stopp for å vise hvor det kreves høyere og lavere ladeeffekter. For begge stopptypene var en av de tre 1% mest besøkte lokasjonene i Norge plassert i Vestby. En lignende analyse ble gjort av Transportøkonomisk Institutt (TØI), der resultatet var et ekvivalent kartgrunnlag kun for Norge [43].

Kapittel 3

Beskrivelse av case

Denne oppgaven er en innledende casestudie om en konseptuell offentlig ladestasjon for el. lastebiler i Vestby. Dette kapitlet introduserer oppgavens case ved å presentere ladestasjonens bakgrunn og utgangspunkt. I tillegg forklares hvordan casen motiverer deler av oppgavens problemstilling.

3.1 ASKO Vestby

ASKO er en landsdekkende leverandør av matvarer og en av Norges største transportbedrifter [12]. Det består av to sentrallager og 13 regionale selskaper. Begge sentrallagrene ligger i Vestby i Viken fylke, rundt 40km sør for Oslo sentrum. Her ligger det en ansamling av bygninger fra ASKO, og hele anlegget blir videre i oppgaven referert til som ASKO Vestby. Figur 3.1 viser en oversikt over anleggets plassering. E6 fra den svenske grensen ved Svinesund fører forbi anlegget på vei nordover mot Oslo. ASKO Vestby ligger dermed i en populær korridor for import av varer fra utlandet, men også for regional distribusjon i Oslo og Viken.



Figur 3.1: Kart over plasseringen av ASKO Vestby i Norge og Viken fylke. Figuren baserer seg på kartgrunnlag fra Norgeskart [44].

ASKO har satt seg som mål å ha en klimanøytral varedistribusjon innen 2026, og planlegger å ha 126 el. lastebiler ved anlegget sitt i Vestby innen da [13]. Fra inngangen av 2023 var 40 av disse 126 planlagte lastebilene i bruk ved ASKO Vestby, som vises i figur 3.2. På dette området finnes det allerede et internt ladeanlegg for disse el. lastebilene, som ble ferdigstilt i starten av 2023.



Figur 3.2: ASKO Vestby sin eksisterende bygningsmasse. Bildet er hentet fra Ottesen et al. [14] og gjengitt med tillatelse.

Det eksisterende ladeanlegget dekker forbruket til den nåværende el. lastebilparken, men det vil være behov for mer ladekapasitet frem mot 2026. Avdelingen ASKO Bygg Vestby utredet derfor muligheten for en nullutslipps energistasjon i nærheten av ASKO Vestby i 2022 [14]. Dette konseptet inkluderer en offentlig ladestasjon for el. lastbiler.

3.2 Offentlig ladestasjon

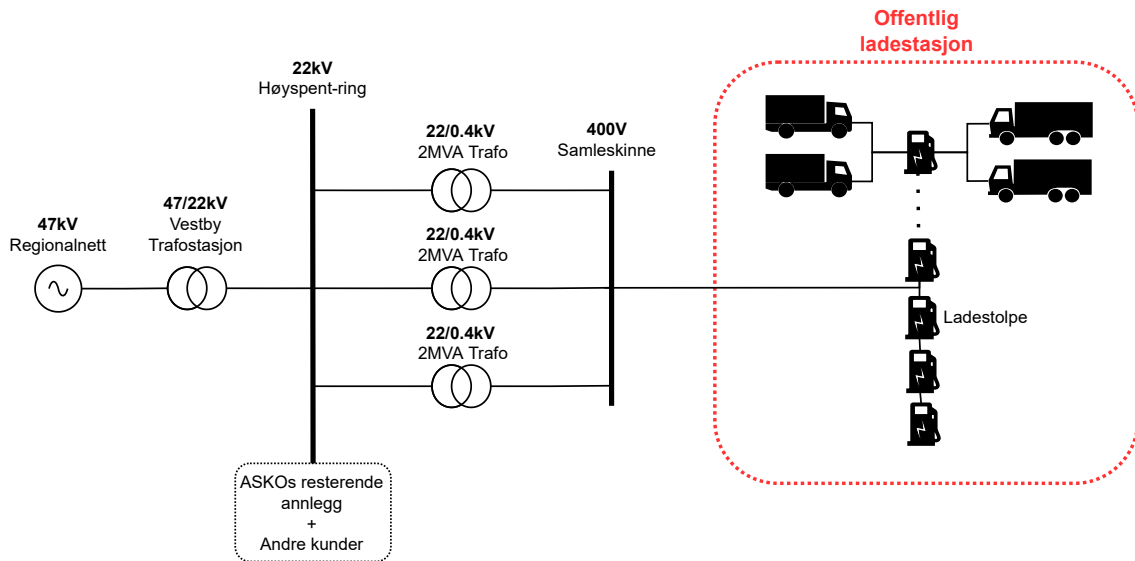
Konseptet for den offentlige ladestasjonen består av en mengde hurtigludere. Antall ladere og ladeeffekt er ikke fastsatt, men det er blitt foreslått 25 ladestolper med 350kW DC ladeeffekt, der hver har 4 ladepunkter med effektdeling [15]. Disse ladestolpene plasseres i en rekke der det er plass til lastebiler på hver side. Det skal i tillegg være plass til parkering ved siden av ladeinfrastrukturen for lastebiler som ikke lader. Figur 3.3 viser et konseptuelt bilde av hvordan den offentlige ladestasjonen kan se ut i fremtiden dersom konseptet blir realisert.



Figur 3.3: Konseptuelt bilde av den offentlige ladestasjonen i Vestby. Figuren er brukt med tillatelse fra ASKO Bygg Vestby [15].

I utgangspunktet ble det foreslått at stasjonen skulle kobles til en eksisterende høyspent-ring på 22kV som forsyner bygningsmassen til ASKO Vestby og andre kunder med elektrisitet [14]. Denne høyspent-ringen blir forsynt av Vestby transformatorstasjon som kobler den sammen med regionalnettet. Herfra blir spenningen transformert ned til 400V for ulike deler av ASKO Vestby med nettstasjoner. Det eksisterende ladeanlegget blir forsynt av to nettstasjoner på 2MVA hver, mens det

ble foreslått at den nye ladestasjonen kunne forsynes av tre slike nettstasjoner. Figur 3.4 viser en forenklet illustrasjon av hvordan nettilknytningen til den offentlige ladestasjonen ville sett ut i dette tilfellet.



Figur 3.4: Illustrasjon av nettilknytningen til den konseptuelle offentlige ladestasjonen i Vestby.

Ifølge det lokale nettselskapet i Vestby er det ikke driftssikkert å tilkoble ytterligere 3 nettstasjoner til dagens høyspent-ring, av hensyn til forsyningsikkerheten [14]. Det er derfor ikke nok kapasitet til det nye forbruket fra den konseptuelle ladestasjonen, og det må bygges en ny høyspent-ring dersom en slik ladestasjon skal kobles til det eksisterende strømnettet. Det har imidlertid vist seg at en ny høyspent-ring kan bygges rimeligere og raskere enn forventet på grunn av allerede eksisterende infrastruktur i området.

ASKO kommer i praksis til å velge løsningen med en ny høyspent-ring dersom planene for ladestasjonen blir realisert i fremtiden [14]. De forventer derimot å havne i samme problemstilling igjen ved et senere tidspunkt på grunn av elektrifisering, enten i Vestby eller ved andre anlegg i Norge. Det er derfor av interesse om kapasitetsbegrensningene til ladestasjonen kunne blitt løst uten å bygge ut det lokale strømnettet.

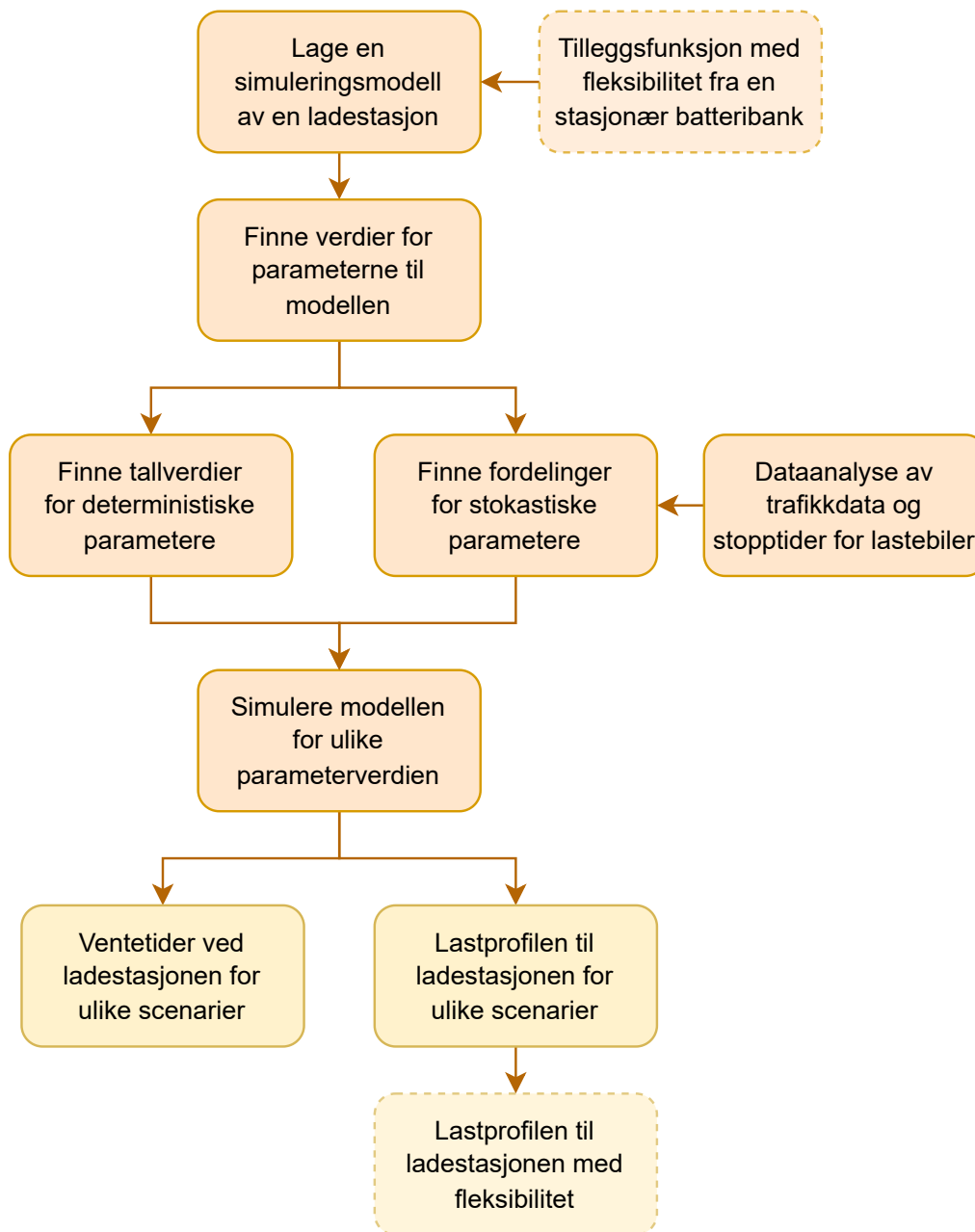
Denne oppgaven tar utgangspunkt i den konseptuelle offentlige ladestasjonen i Vestby og ønsker å gjøre et forsøk på å estimere lastprofilen til ladestasjonen i 2030 med ulike antagelser om el. lastebilene som bruker den. Med dette estimatet skal det også undersøkes i hvor stor grad en batteribank kan påvirke lastprofilen for å redusere det høyeste effektforbruket i et døgn.

Kapittel 4

Metode

Dette kapitlet beskriver fremgangsmåten som ble brukt for å simulere resultatene som presenteres i kapittel 5. Utgangspunktet for resultatene er Monte Carlo simuleringer av den offentlige ladestasjonen i oppgavens case. Simuleringene ble gjennomført med ulike inputparametere for ulike utforminger av ladestasjonen. Metoden består av tre deler, og figur 4.1 viser en oversikt over sammenhengen mellom de ulike delene.

I den første delen av metoden beskrives en simuleringsmodell som består av en grunnmodell og en utvidelse med fleksibilitet. Deretter presenteres valgte verdier for inputparametere til modellen, der noen valg innebærer dataanalyser. Til slutt presenteres ulike Monte Carlo-simulering som ble simulert med modellen. En slik simulering blir videre i oppgaven referert til som et simuleringsscenario. Kapitlet gir også en grundig forklaring av alle parametere, variabler og indekser som blir brukt i metoden. For en kortere forklaring har disse blitt oppsummert i symbollisten på side ix-x før kapittel 1.



Figur 4.1: Flytskjema av den overordnede fremgangsmåten i metoden.

4.1 Simuleringsmodellen

Simuleringsmodellen legger grunnlaget for metoden, og ble utviklet med programmeringsspråket Python versjon 3.10 [45]. Grunnmodellen simulerer en ladestasjon og el. lastebiler som bruker den i løpet av ett døgn. Samhandlingen mellom el. lastebiler og ladepunkter gir grunnlaget for ladestasjonens lastprofil og ladeoppførselen til el. lastebilene. En utvidelse av grunnmodellen gjør det mulig å koble en batteribank til ladestasjonen for å jevne ut lastprofilen med fleksibilitet (se delkapittel 4.1.4).

For å simulere samhandlingen mellom ladestasjonen og el. lastebilene ble det brukt objektorientert programmering sammen med en modifisert versjon av pythonpakken Mesa [46]. Dette gjorde det mulig å bestemme handlingene til hver el. lastebiler, og å lagre de oppdaterte modellvariablene for hvert tidssteg i en simulering. Koden som ble utviklet for simuleringene, samt den modifiserte versjonen av Mesa pakken, er tilgjengelig via GitHub [47].

4.1.1 Parametere

Parameterne i grunnmodellen har konstante verdier gjennom hver simulering, og kan kun endres før en ny simuleringsstart. De kan deles inn i stasjonsparametere⁵ og lastebilparametere.

Stasjonsparameterne skalerer ladeinfrastrukturen i modellen og dens belastning. Dette inkluderer et antall ladestolper M og et antall el. lastebiler N som kommer til stasjonen i løpet av én simulering. I tillegg har hver ladestolpe X antall ladepunkter som kan benyttes, og en maksimal effekt P_{lader} som angis i kW. Denne kan deles fritt mellom ladepunktene ved hjelp av effektdeling. Fordelingsprinsippet tilsier at en valgt ladeeffekt ikke reduseres når et nytt ladepunkt tas i bruk. Det er summen av alle ladestolpenes P_{lader} som begrenser effekten ved ladestasjonen.

Lastebilparameterne bestemmer ladebehovet til hver el. lastebil. Dette inkluderer en batterikapazität E_{kap} som angis i kWh, en maksimal ladeeffekt P_{maks} som angis i kW, og tiden t_{ank} , som bestemmer når en el. lastebil ankommer ladestasjonen. SoC_{start} beskriver el. lastebilens SoC ved ankomsten og $SoC_{mål}$ beskriver hvor høy SoC som ønskes etter ladeøkten. Hver el. lastebil har også en maksimal oppholdstid T_{maks} ved ladestasjonen, som angis i minutter. Sammen med $SoC_{mål}$ bestemmer denne el. lastebilens ønskede ladeeffekt $P_{mål}$. I tillegg begrenser parameteren T_{vent} hvor lenge en el. lastebil er villig til å vente på et ledig ladepunkt ved stasjonen.

⁵Når stasjonsparametere og stasjoner blir omtalt refereres det fortsatt til ladestasjoner.

For å tilpasse modellen til den valgte casen i Vestby skilles det mellom to ulike typer el. lastebiler: interne og eksterne. Med interne menes el. lastebilene til ASKO, som tenkes å ha basen sin i direkte nærhet til ladestasjonen i Vestby. Med eksterne menes alle andre som bruker stasjonen som en offentlig ladestasjon, og inkluderer kun aktører som kommer for å lade i en av de pålagte hvilepausene sine. Hver lastebil tildeles en av typene i starten av en simulering, slik at hver simulering har et visst antall interne og eksterne el. lastebiler, henholdsvis N_{int} og N_{eks} .

Forskjellen mellom el. lastebiltypene kommer fra de tildelte verdiene for lastebilparameterne. I tillegg til at verdiene variere mellom typene har også hver type ulike kategorier av ladeøkter. Disse kategoriene er delt inn i korte og lange ladeøkter for eksterne el. lastebiler, og korte, mellomlange og lange ladeøkter for interne. T_{maks} , T_{vent} og $SoC_{mål}$ er de eneste parameterne som har en egen fordeling for hver av disse kategoriene. Disse presenteres i tabell 4.1 i delkapittel 4.2.1.

4.1.2 Variabler

I motsetning til modellparameterne kan modellvariablene endre seg over tid. De har en fast startverdi og oppdateres deretter for hvert tidssteg i simuleringen. Også her kan det deles inn i variabler for ladestasjonen og lastebilene.

Ladestasjonen i modellen har en variabel for den totale effekten som brukes per tidssteg, $P_{tot}(t)$. Hver ladestolpe har også en variabel $P_{lader}(t)$, som beskriver hvor mye av den totale effekten, P_{lader} , som er tilgjengelig ved tiden t . Degge variablene angis i kW.

Variablene for el. lastebilene inkluderer SoC og ladeeffekt for hvert tidssteg, symbolisert med henholdsvis $SoC(t)$ og $P(t)$. I tillegg registrerer t_{vent} den akkumulert ventetiden for en el. lastebil ved ladestasjonen og t_{lade} registrerer hvor lenge som er igjen av oppholdstiden. Begge angis i minutter, og summen av disse to variablene skal alltid være lik parameteren T_{maks} .

Hver el. lastebil har også fire tilstandsvariabler som enten er sanne (True) eller usanne (False) under en simulering: *Venter*, *Lader*, *Ferdig* og *Dratt*. Her betyr *Venter* at el. lastebilen har ankommet ladestasjonen, men at den venter på at et ladepunkt skal bli ledig. *Lader* betyr at el. lastebilen lader, mens *Ferdig* betyr at den er ferdig med å lade, men fortsatt er tilkoblet det benyttede ladepunktet. Dersom tilstanden *Dratt* er sann har el. lastebilen allerede vært innom ladestasjonen, men variabelen sier ikke om den har ladet eller ikke.

I tillegg til variablene over har ladestasjonen også en variabel N_{dratt} , som registrer hvor mange el. lastebiler som velger å dra fra ladestasjonen før de får ladet. Dette

inntreffer i tilfeller der t_{vent} blir like stor som den maksimale ventetiden T_{vent} .

4.1.3 Oppbyggingen av grunnmodellen

En enkel simulering med modellen går over en tidsperiode på ett døgn. Den totale perioden er delt inn i tidssteg med tidsoppløsningen Δt , som er gitt i minutter. Δt er i denne oppgaven satt til 2 minutter for å få en høy oppløsning men samtidig holde nede simuleringstiden. For hvert tidssteg går modellen gjennom en algoritme som sjekker tilstanden til el. lastebilene og oppdaterer modellvariablene etter reglene som er satt opp.

Figur 4.2 viser et flytskjema over algoritmen, der a er hver el. lastebil og t er tidssteg i modellen. Her er algoritmen delt i to steg, der *steg 1* fjerner alle el. lastebilene som fullførte en ladeøkt i forrige tidssteg. Dette sikrer at alle ladepunktene som har blitt ledige er tilgjengelige for el. lastebilene som ankommer i samme tidssteg. *Steg 2* går gjennom alle el. lastebilene og avgjør handlingen som skal tas utifra hvilken tilstand hver enkelt har.

Når en el. lastebil ankommer ladestasjonen eller har ventet siden sist tidssteg ser den etter et ledig ladepunktet. Dette utgjør første del av *steg 2* i figur 4.2. Her antas det at lastebilene velger å bruke lavest mulig effekt, siden det vil være billigere for eksterne og fordi ASKO vil ønske å minimere effektforbruket. Samtidig må ladeeffekten være høy nok for å oppnå den ønskede SoCen i oppholdstiden T_{maks} . For å finne den optimale ladeeffekten for en el. lastebil a i simuleringen brukes sammenhengen

$$P_{mål,a} = 0,6 \cdot \frac{E_{kap,a}}{T_{maks,a}} \cdot (SoC_{mål,a} - SoC_a(t)), \quad (4.1)$$

der 0,6 kommer fra omgjøringen av prosent og konverteringen fra minutter til timer.

Dersom det er flere ledige ladepunkter velges det som er mest gunstig for $P_{mål}$. For dette regnes alle ladestolpene som har et ledig ladepunkt å være en del av settet M_{ledig} . Deretter velges ladepunktet ved å finne ladestolpen der den tilgjengelige effekten er nærmest den ønskede ladeeffekten. Denne minimeringen kan representeres ved

$$\min_{\forall b \in M_{ledig}} (P_{lader,b}(t) - P_{mål,a}), \quad (4.2)$$

der $P_{lader,b}(t)$ er den tilgjengelige ladeeffekten til ladestolpe b i settet M_{ledig} . Når ladepunktet er valgt bestemmes den faktiske ladeeffekten el. lastebilen velger ved å bruke minimeringen

$$P_a(t) = \min(P_{lader,b}(t), P_{mål,a}), \quad (4.3)$$

der den minste verdien mellom effekten til ladepunktet og el. lastebilens ønskede

ladeeffekt. Dersom ikke $P_{mål,a}$ oppnås gjøres den samme minimeringen igjen i hvert tidssteg av el. lastebilens ladeøkt, for å sjekke om $P_{lader,b}(t)$ har økt. Dersom det registreres en økning oppdateres $P_a(t)$.

Når en el. lastebil er koblet til et ladepunkt lader den til enten $SoC_{mål}$ er oppnådd eller oppholdstiden er over. For hvert tidssteg beregnes mengden energi som kan bli ladet i løpet av tidssteget med

$$E_a(t) = P_a(t) \cdot \frac{\Delta t}{60}, \quad (4.4)$$

der 60 konverterer minutter til timer.

Deretter beregnes den nye SoCen som blir oppnådd. Her blir ligning 2.1 brukt for å komme frem til

$$SoC_a(t) = SoC_a(t - \Delta t) + \frac{E_a(t)}{E_{kap,a}} \cdot 100\%, \quad (4.5)$$

der $SoC_a(t - \Delta t)$ er el. lastebilens SoC fra det forrige tidssteget. For en nyankommet el.lastebil tilsvarer dette SoC_{start} .

Den totale effekten som ladestasjonen bruker i et tidssteg beregnet med

$$P_{tot}(t) = \sum_{a=0}^N P_a(t), \quad (4.6)$$

der ladeeffekten til hver el. lastebil a i den totale mengden el. lastebiler N blir summert for tidssteget. Dette gjøres for hvert tidssteg for å lage en lastprofil av effektforbruket ved ladestasjonen i slutten av simuleringen.

4.1.4 Utvidelse av grunnmodellen med fleksibilitet

I tillegg til grunnmodellen har simuleringsmodellen en utvidelse for fleksibilitet. Tilleggsfunksjonen gjør det mulig å koble én eller flere batteribanker til ladestasjonen. I denne oppgaven blir funksjonen kun brukt med én batteribank, og beskrives med dette som utgangspunkt. Videre i oppgaven brukes begrepet flekssimulering når det refereres til en simulering med tilleggsfunksjonen.

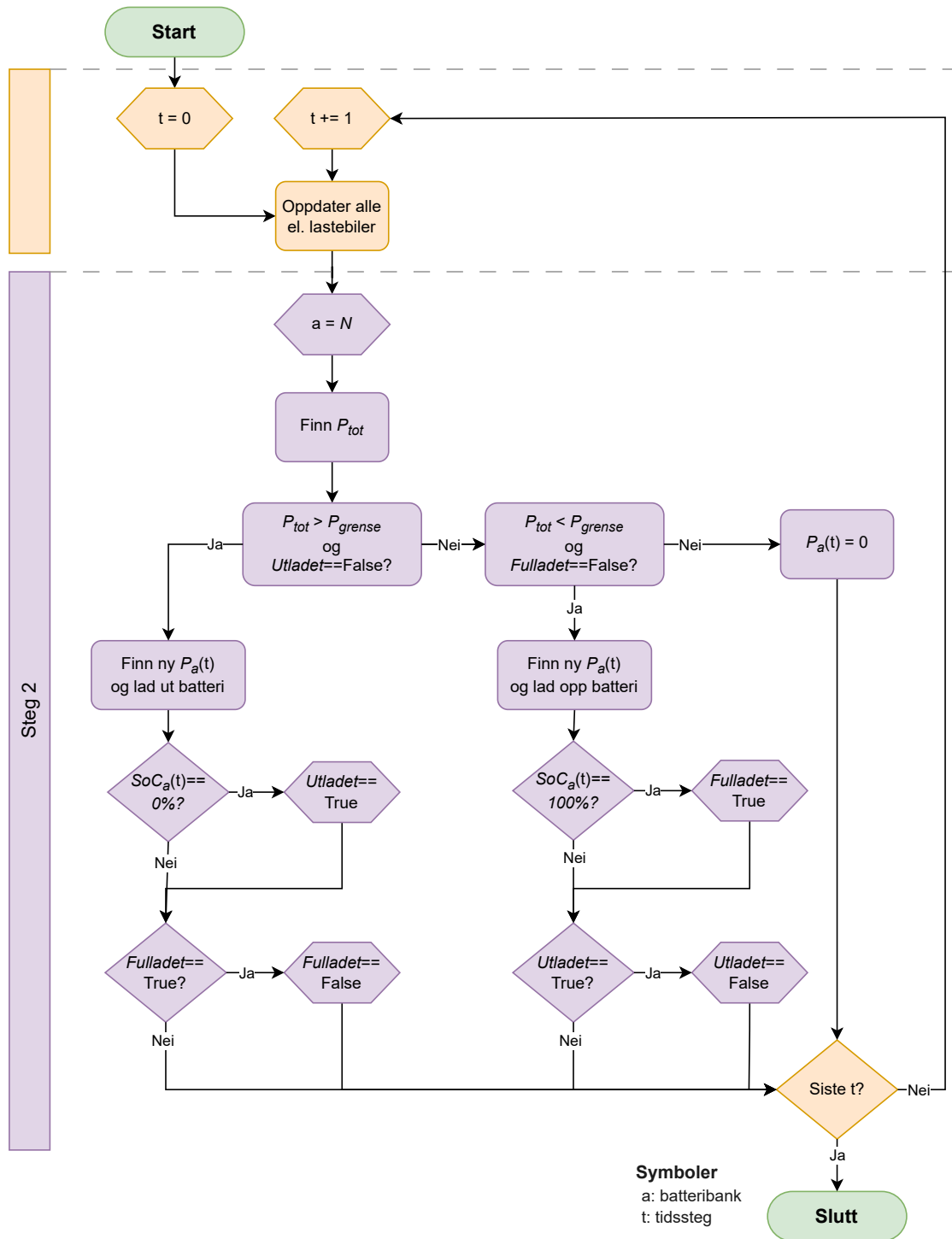
Batteribanken i en flekssimulering blir behandlet som en el. lastebil, men med delvis ulike parametere og variabler. Det blir dermed også gjennomgått en algoritme for batteribanken i hvert tidssteg, men med andre handlinger en for el. lastebilene i figur 4.2. Batteribankens handlinger innebærer kun et *steg 2* som alltid blir gjennomgått i slutten av hvert tidssteg. Figur 4.3 viser algoritmen for en batteribank a i hvert tidssteg t .

Variablene til batteribanken inkluderer $P(t)$ og $SoC(t)$, som angis i henholdsvis kW og prosent, og betyr det samme som de tilsvarende variablene for el. lastebilene i delkapittel 4.1.2. Den eneste forskjellen er at $P(t)$ kan bli negativ. Dette gjenspeiler kun at batteribanken lades ut, og betyr ikke at effekten er negativ i realiteten. Når $P(t)$ er positiv betyr det at batteribanken lades opp. I tillegg har den tilstandsvariablene *Fulladet* og *Utladet*, som enten er sanne (True) eller usanne (False). Dersom *Fulladet* er sann betyr det at $SoC(t)$ er lik 100%. *Utladet* tilsvarer derimot en $SoC(t)$ lik 0%.

Parameterne til batteribanken regnes som stasjonsparametere. Disse inkluderer en E_{kap} , P_{maks} , SoC_{start} og $SoC_{mål}$, som tilsvarer det samme som parameterne til el. lastebilene gjør. I tillegg har batteribanken en ladegrense P_{grense} , som bestemmer fra hvilken verdi av $P_{tot}(t)$ batteribanken skal lades ut og opp. Denne angis også i kW.

Når $P_{tot}(t)$ til ladestasjonen blir større enn P_{grense} lader batteribanken ut med en effekt som tilsvarer differansen mellom dem. Når $P_{tot}(t)$ blir mindre enn P_{grense} sjekkes det derimot først om effekten til ladestasjonen ligger over eller under halvparten av P_{grense} , slik at batteribanken kun lades opp med en effekt lik differansen mellom $P_{grense}/2$ og $P_{tot}(t)$ dersom den er under. Dette gjøres for å begrense batteribankens ladeeffekt dersom den totale effekten ved ladestasjonen blir veldig lav i forhold til P_{grense} på kort tid.

Når $P_{tot}(t)$ til ladestasjonen i en flekssimulering beregnes med ligning 4.6 blir batteribankens $P(t)$ også tatt med i summeringen. Når batteribanken lades opp økes dermed den totale effekten til ladestasjonen, mens den minker ved utlading av batteribanken.



Figur 4.3: Flytskjema over algoritmen som blir gjennomgått for batteribanken i grunnmodellens utvidelse med fleksibilitet.

4.2 Valgte verdier for simuleringsparameterne

For å tilpasse simuleringsmodellen til oppgavens case i Vestby ble det brukt utvalgte verdier for inputparameterne. Noen av verdiene trekkes fra fordelinger, mens andre er konstante. Først gjennomgås de valgte verdiene for lastebilparameterne og dataanalysene for disse. Deretter gjennomgås verdiene for stasjonsparameterne.

4.2.1 Lastebilparameterne

Tabell 4.1 viser en oversikt over verdiene og fordelingene som ble valgt for lastebilparameterne i simuleringene. Egendefinerte fordelinger betyr i denne sammenhengen at det ikke er snakk om etablerte sannsynlighetsfordelinger, men fordelinger som har blitt tilpasset til simuleringmodellen ut ifra datagrunnlag og antagelser. Dette gjelder fordelingene for ankomsttidene t_{ank} og fordelingene som bestemmer hvilken ladeøkt hver el. lastebil får tildet. Disse fordelingene blir forklart i delkapittel 4.2.2.

De egendefinerte fordelingene for E_{kap} og P_{maks} er diskrete fordelinger der sannsynligheten for at hver verdi kommer til å bli trukket baserer seg på fremskrivninger fra Miljødirektoratet av el. lastebilbestanden i Norge i 2025 [5]. Visualiseringen av fordelingene vises i figur A.1 og A.2 i vedlegg A for henholdsvis E_{kap} og P_{maks} . Fordelingen for E_{kap} inneholder batterikapasiteter i intervallet 500-900kWh, med høyest sannsynlighet for 700kWh. Siden det ble antatt å være flere el. lastebiler med høyere batterikapasitet i 2030 enn i 2025, har fordelingen blitt oppjustert i forhold til fremskrivningene. Fordelingen til P_{maks} har derimot blitt begrenset til 300-500kW, selv om fremskrivningen forutsier enda høyere effekter, for å reflektere usikkerheten rundt utbredelsen av de høyeste ladeeffektene.

Fordelingene for T_{maks} er tilpasset de ulike kategoriene av ladeøkter. For eksterne representerer en kort ladeøkt en hvilepause på 45 minutter, der kun 35 minutter regnes å bli brukt til lading. En lang ladeøkt skal derimot fremstille en døgnhvile på 11 timer. For interne er gjennomsnittsverdiene basert på antatte lengder på ladeøkter ut ifra dataanalysen som blir presentert i delkapittel 4.2.2. Standardavvikene i fordelingene skal reflektere variasjonen i tidsbrukt blant el. lastebilene.

Verdiene for T_{vent} er satt lik T_{maks} for interne. Dette betyr at el. lastebilene ikke drar fra ladestasjonen uten å lade før den totale oppholdstiden deres har utløpt. For eksterne skal verdiene derimot reflektere regelverket for hvilepauser, som tilsier at en pause kan deles opp om nødvendig. Verdiene for T_{vent} tilsvarer derfor lengden den første pausen kan ha for hvilepauser og døgnhviler.

I forhold til de andre parameterne ble det ikke lagt vekt på å tilpasse verdiene for energibehovet til el. lastebilene. Som nevnt i delkapittel 2.5 i teorien har det blitt

brukt diverse metoder for å estimere dette i vitenskapelig litteratur, men på grunn av manglende ressurser og et begrenset omfang ble det i denne oppgaven antatt en normalfordelt SoC ved ankomst. Det ble også antatt at el. lastebiler ønsker et fulladet batteri. For korte ladeøkter ble $SoC_{mål}$ derimot satt til 80% for å redusere belastningen på batteriet ved høyere ladeeffekter. Dette ble også gjort for simuleringene av hurtiglading i Borlaug et al. [41].

Tabell 4.1: Oversikt over verdiene og fordelingene som ble valgt for lastebilparameterne i simuleringene. De ulike parameterne er forklart i delkapittel 4.1.1.

Lastebilparameter	Type	Ladeøkt	Fordeling/Verdi
E_{kap} [kWh]			egendefinert
P_{maks} [kW]			egendefinert
t_{ank} [time:min:sek]			egendefinert
SoC_{ank} [%]			normal($\mu=50, \sigma=6$)
T_{maks} [min]	Intern	Kort	normal($\mu=120, \sigma=3$)
		Mellomlang	normal($\mu=270, \sigma=3$)
		Lang	normal($\mu=630, \sigma=3$)
	Ekstern	Kort	normal($\mu=35, \sigma=1$)
		Lang	normal($\mu=660, \sigma=6$)
	T_{vent} [min]	Intern	Kort
Mellomlang			T_{maks}
Lang			T_{maks}
Ekstern		Kort	20
		Lang	180
$SoC_{mål}$ [%]		Intern	Kort
	Mellomlang		100
	Lang		100
	Ekstern	Kort	80
		Lang	100

4.2.2 Ankomsttider og ladeøkter

I dette delkapittelet blir de egendefinerte fordelingene for t_{ank} og tildelingen av ladeøkter forklart. Alle fordelingene ble funnet ved hjelp av dataanalyser, og de resultatene fordelingene blir presentert i delkapittel 5.1.

Eksterne el. lastebiler

Den egendefinerte fordelingen av t_{ank} for eksterne el. lastebiler er basert på trafikkdata. Målet var å finne en gjennomsnittlig døgnprofil for mengden lastebiler som kjører forbi den konseptuelle offentlige ladestasjonen i Vestby. Statens vegvesen har flere målepunkter for trafikkmålinger fordelt utover Norge, og data fra disse ligger tilgjengelig på nettsiden deres [48]. For denne dataanalysen ble det brukt et datasett fra målepunktet “Vestby syd ny”, som ligger på E6 ved ASKO Vestby. Datasettet inneholder klassifiseringer av trafikkdataene som per i dag ikke er tilgjengelige over den nevnte nettsiden, og ble dermed tilsendt av Statens vegvesen på etterspørsel.

Datasettet dekker perioden juni-november 2022, der antall kjøretøy som kjører forbi målepunktet ble registrert for hver time i døgnet. Trafikken ble registrert for begge kjøreretningene, mot Oslo og mot Moss, der hver av dem har to kjørefelt. Siden kjøretøyene på alle feltene har mulighet til å kjøre av motorveien og inn til Vestby ble trafikkmålingene summert for alle fire feltene.

Statens vegvesen har klassifisert trafikkmålingene med NorSIKT nivå 6 klassifiseringer, som ble forklart i delkapittel 2.2 i teorien. I datasettet var noen klasser slått sammen til større grupper. For lastebiler var klassifiseringene RT WC og HGV WC hver for seg, mens HGV, RT og EMS utgjorde en egen gruppe. Datasettet ble filtrert for disse tre gruppene. EMS ble dermed tatt med i datanalysen, selv om klassifiseringen kan inneholde andre tunge kjøretøy enn lastebiler.

Det ble først laget en gjennomsnittlig ukesprofil for hele perioden i datasettet. På grunn av den reduserte trafikkmengden i helgene ble dataene filtrert for ukedager. Selv om lastebilsjåfører også jobber i helgene var det ønskelig å få et bilde av trafikkmengden på en vanlig arbeidsdag. Deretter ble det laget en gjennomsnittlig døgnprofil av trafikken i ukedagene.

For å utlede en fordeling av sannsynligheten for at el. lastebiler ankommer ladestasjonen ble døgnprofilen normalisert mellom 0 og 1 for hver enkelt time. Fordelingen er dermed diskret, med en viss sannsynlighet for å ankomme ved en time i døgnet. Siden tidsoppløsningen for t_{ank} er høyere enn en time er sannsynligheten for et bestemt klokkeslett innad i en time lik sannsynligheten for hele timen i fordelingen. Timen en el. lastebil ankommer er også avgjørende for hvilken ladeøkt den får tildelt.

Det ble brukt et annet datasett for å utlede fordelingen for de ulike ladeøktene. Målet var at disse skulle være avhengige av ankomsttiden til el. lastebilene. For denne hensikten ble det tatt utgangspunkt i en telemetrianalyse fra Transportøkonomisk Institutt (TØI), med data av stopptider for lastebiler ved ulike lokasjoner i Norge. Denne analysen ble tidligere nevnt i delkapittel 2.5 i teorien.

Datasettet med stopptidene baserer seg på loggede kjøremønster fra en gruppe konsjonelle lastebiler i Norge over en varierende periode fra 2019 til november 2022 [49]. Dataene inneholder lokasjoner der minst 5 ulike lastebiler stopper for en viss tid. Det ble skilt mellom korte og lange stopp, der korte er på 30-90 minutter og lange er over 90 minutter. De ulike lokasjonene er delt inn døgnehvileplasser, rasteplasser, industriområder, bensinstasjoner og clustere, som tilsvarer andre lokasjoner.

Dataene for hver lokasjon inneholder blant annet en døgnfordeling for tidsvariasjonen i lastebilenes ankomsttider ved lokasjonen. Dette baserer seg på det totale antallet lastebiler som ankommer lokasjonen innen hele målingsperioden. Et kart over de ulike lokasjonene og deler av dataene fra analysen er tilgjengelig på Grønt landtransportprogram sin nettside, men døgnfordelingen ved lokasjonene er ikke del i kartet [43]. Disse ble gjort tilgjengelig fra TØI på etterspørsel, og har ut ifra oppgavens kunnskap ikke blitt brukt til andre analyser ved dagens tidspunkt.

Siden målet var å gjøre datagrunnlaget relevant for oppgavens case ble datasettet av lokasjoner filtrert for Oslo og Viken. Det ble bestemt at døgnehvile- og rasteplasser var av størst interesse, da de eksterne el. lastebilene kun blir simulert for pålagte hvile- og døgnpauser. Disse lokasjonene var kun del av dataene for Viken. Her ble det registrert 21 døgnehvileplasser for korte og 30 for lange stopp. For rasteplasser var det 19 for korte og 13 for lange stopp. Datasettet ble filtrert for disse lokasjonene. Deretter ble det tatt ett gjennomsnitt av døgnfordelingene deres. Dette resulterte i to døgnfordelinger, én for korte og én for lange stopp.

Ut ifra døgnfordelingene ble det laget en ny døgnfordeling med to verdier for hver time. Den ene verdien ble satt ved å dele antallet korte stopp på summen av korte og lange stopp for hver time. Den andre verdien ble satt ved å subtrahere den første verdien fra 1. De to verdiene summeres dermed alltid til 1 for hver time. Denne døgnfordelingen skal representere en egendefinert diskret fordeling, der hver time i døgnet gir sannsynligheten for at en ekstern el. lastebil med ankomsttid t_{ank} blir tildet en kort eller lang ladeøkt i en simulering.

Interne el. lastebiler

For å finne fordelingene for ankomsttider og ladeøkter for interne el. lastebiler ble det tatt utgangspunkt i en ladeplan fra ASKO Bygg Vestby. Ladeplanen ble utarbeidet basert på ruteplanleggeren deres, samt forenklinger og antagelser om hvordan de lader el. lastebilene sine. Ruteplanene kan endre seg over tid, men ladeplanen er aktuell for tiden denne oppgaven ble skrevet.

Ladeplanen er tilpasset det eksisterende ladeanlegget for el. lastebiler hos ASKO Vestby og viser det antatte ladebehovet for et døgn. Den inneholder informasjon om hvilke ladestolper som blir brukt med hvilken ladeeffekt for hver time i døgnet. Dersom en ladestolpe ikke er i bruk er denne effekten satt til null. I tillegg inneholder planen informasjon om når de ulike ladeøktene ved ladestolpene starter og slutter, etter når el. lastebilene må være klare for et nytt oppdrag.

Fordelingen for ankomsttidene ble utledet ved å anta at el. lastebilene til ASKO har samme lademønster ved den konseptuelle offentlige ladestasjonen i 2030. Til dette ble det registrert hvor mange nye ladeøkter som starter for hver time i ladeplanen. Deretter ble antallet ladeøkter normalisert mellom 0 og 1 for å etterligne en diskret sannsynlighet for når en el. lastebil starter en ny ladeøkt i en gitt time. Dette ble brukt som sannsynligheter for at el. lastebiler ankommer ladestasjonen i en simulering.

For å utlede en fordeling for tildelingen av ladeøkter ble det brukt informasjon om lengdene på ladeøktene i ladeplanen. Lengdene ble kategorisert for korte, mellomlange og lange ladeøkter etter verdiene som ble presentert for T_{maks} i delkapittel 4.2.1. Deretter ble det registrert hvor mange av ladeøktene som starter i en time tilhører hver kategori. Basert på dette ble det laget en tenkt diskret fordeling, der sannsynligheten i hver time summerer til 1.

4.2.3 Stasjonsparametere

Tabell 4.2 viser verdiene som ble valgt for stasjonsparametere i simuleringssmodellen. Antall ladestolper og ladeeffekten på stolpene varierer mellom simuleringsscenariene som blir undersøkt, og presentert derfor i tabell 4.3 i delkapittel 4.3. Antall ladeuttak per ladestolpe ble satt til 4, siden dette ble foreslått for den konseptuelle ladestasjonen i Vestby.

Parameterne som er med på å skalere batteribanken i flekssimuleringene varieres også, og blir derfor presentert i tabell 4.4 i delkapittel 4.3. Det antas at batteribanken kan utnytte sin fulle kapasitet, og dermed kan lade opp til 100% og lade ut til 0%.

For å bestemme hvor mange eksterne el. lastebiler som skal komme innom ladestasjonen i løpet av et døgn ble det tatt utgangspunkt i samme datasett som ble brukt for å finne ankomsttidene til eksterne el. lastebiler i forrige delkapittel. Den gjennomsnittlige trafikkmengden for en ukedag i perioden juni-november 2022 ble funnet til å være på 96 lastebiler. En fremskrivning gjort av Miljødirektoratet tyder på at det vil være 51000 diesel- og 23000 nullutslippslastebiler i Norge i 2030 dersom salgsmålene i den nasjonale transportplanen for 2022-2033 blir nådd [5]. For denne oppgaven antas det at alle nullutslippslastebilene i dette tilfellet er el. lastebiler. Dette gir en elektrisk andel på 31% i 2030.

Det var registrert 68407 lastebiler i Norge i 2022 [27]. Miljødirektoratets fremskrivninger gir dermed en tilnærmet økning på 8.2% for lastebilbestanden fra 2022-2030. Den samme økningen på trafikken målt i Vestby i 2022, og en elektrisk andel på 31%, gir et anslag på gjennomsnittlig 32 el. lastebiler på strekningen i Vestby per ukedag i 2030. Denne antagelsen legger til grunn at alle el. lastebiler som kjører forbi ladestasjonen faktisk lader der. Siden det i utgangspunktet er flere lastebiler i Oslo og Viken, og det forventes en høyere andel elektrisk i disse områdene, antas dette å veie noe opp for det høye anslaget.

Antallet interne el. lastebiler ble antatt å ikke være del av datagrunnlaget som ble brukt for å finne antallet eksterne. Det ble derimot funnet et anslag basert på antall el. lastebiler ASKO planlegger å ha i drift ved anlegget i Vestby i 2026. Dette tilsvarer en el. lastebilbestand på 126, der 58 av dem kan lade på det allerede eksisterende ladeanlegget. Dette gir en resterende andel på 68 el. lastebiler som kunne vært fullt eller delvis avhengige av den konseptuelle offentlige ladestasjonen.

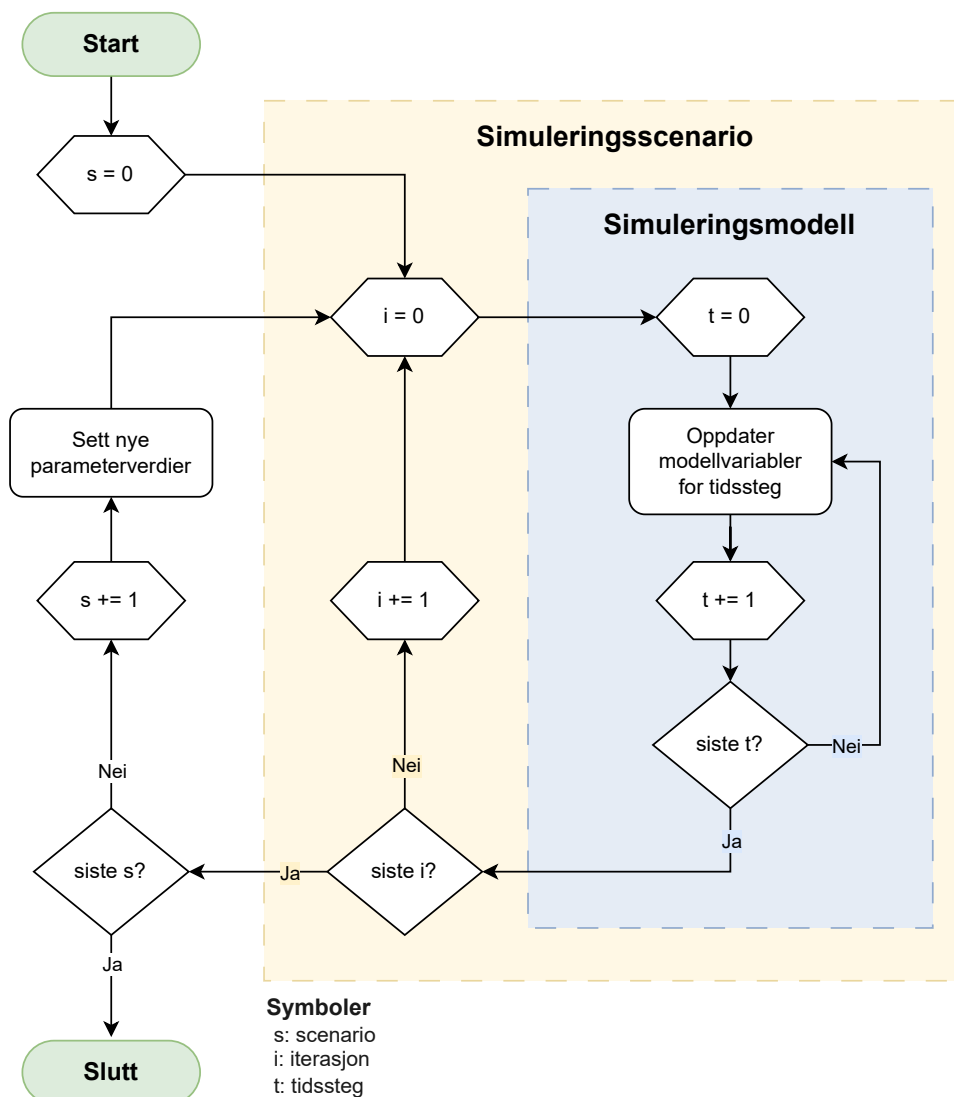
Tabell 4.2: Oversikt over verdiene som ble valgt for stasjonsparameterne i simuleringene. De fem nederste parameterne tilhører batteribanken i fleksisimuleringene.

Stasjonsparameter	Valgt verdi
M	Varierer mellom scenariene (se tabell 4.3)
P_{lader} [kW]	Varierer mellom scenariene (se tabell 4.3)
X	4
N_{int}	68
N_{eks}	32
SoC_{start} [%]	90
$SoC_{mål}$ [%]	100
E_{kap} [kWh]	Varierer mellom scenariene (se tabell 4.4)
P_{maks} [kW]	Varierer mellom scenariene (se tabell 4.4)
P_{grense} [kW]	Varierer mellom scenariene (se tabell 4.4)

4.3 Simuleringsscenarier

For å gjennomføre en parameteranalyse av den offentlige ladestasjonen ble det simulert ulike scenarier ⁶ av ladestasjonens utforming. Med denne hensikten ble det utført en Monte Carlo-simulering for hvert scenario. Dette innebærer at simuleringssmodellen ble kjørt ett visst antall iterasjoner for ulike parameterkombinasjoner. Strukturen til et simuleringssscenario er illustrert i figur 4.4.

Det ble simulert et scenario for både 100 og 350 iterasjoner for å se på resultatenes oppløsning. Siden det ikke ble observert noen markant forskjell ble antallet iterasjoner satt til 100 for å redusere simuleringstiden for hvert scenario. Effektprofilen for scenario 1 med 350 iterasjoner er vist i figur A.3 i vedlegg A for å gi et sammenligningsgrunnlag.



Figur 4.4: Flytskjema over fremgangsmåten som ble brukt for simuleringsscenariene med simuleringssmodellen.

⁶Scenario og simuleringssscenario blir brukt om hverandre, men har samme betydning.

For å randomisere resultatene fra simuleringssmodellen ble det brukt en slumptalls-generator. Denne brukte én sekvens av tilfeldige tall for alle iterasjonene i hvert scenario, slik at hver iterasjon fikk et annet utfall. For å sikre reproduserbarheten til resultatene, og for å sikre at alle endringene mellom scenariene hadde opphav i parameterkombinasjonene, ble det brukt en seed. Denne ble satt til et tilfeldig valgt tall, og hadde verdien 1256 for alle simuleringsscenariene.

Det ble kjørt 12 simuleringsscenarier totalt, der 6 simuleringer var uten fleksibilitet og 6 ble kjørt med flekssimuleringer. Sistnevnte blir referert til som fleksscenariene. Tabell 4.3 viser parameterkombinasjonene som ble brukt for scenariene uten fleksibilitet.

Tabell 4.3: Oversikt over verdiene som ble valgt for stasjonsparameterne i simuleringsscenariene uten fleksibilitet.

Scenario nr.	M	Sammesetning av P_{lader} [kW]
1	5	5x350
2	5	3x350, 2x1000
3	15	15x350
4	15	9x350, 6x1000
5	25	25x350
6	25	15x350, 10x1000

Antallet ladestolper ble varier mellom tre verdier, der den høyeste verdien ble satt til 25 ladestolper fordi dette ble foreslått for den konseptuelle ladestasjonen i Vestby [15]. Siden det også ble foreslått 350kW ble sammensetningen av ladeeffektene ved ladestolpene varierer mellom 350kW og en kombinasjon av 350kW og 1000kW. 1000kW forventes å bli kommersielt tilgjengelig i fremtiden [32].

Parameterkombinasjonene som ble valgt for flekssimuleringene er vist i tabell 4.4. Første tall i hvert scenario nummer står for hvilke scenariene fra tabell 4.3 fleksscenariene baserer seg på. Det ble valgt å bruke parameterverdiene for scenario 2, 4 og 6, siden det gir de høyeste ladeeffektene ved ladestasjonen. Det ble kjørt to fleksscenarier for hver av disse, men med ulike batterikonfigurasjoner for batteribanken.

Tabell 4.4: Oversikt over verdiene som ble valgt for parameterne til batteribanken i fleksscenariene. Første tall i hvert scenario nummer står for scenariet i tabell 4.3 som ble simulert med fleksibilitet.

Scenario nr.	P_{grense} [kW]	E_{kap} [kWh]	P_{maks} [kW]
2.1	500	1000	500
2.2	1000	1000	500
4.1	1000	1000	500
4.2	1000	1500	1000
6.1	1500	1000	500
6.2	1500	1500	1000

Siden målet var å se på den generelle påvirkningen en batteribank har på ladestasjonens lastprofil ble det ikke lagt vekt på å finne optimaliserte verdier for batteribankens kapasitet og maksimale ladeeffekt. Disse ble derfor variert mellom henholdsvis to verdier som ble antatt å være representative. For å få ett inntrykk av påvirkningen P_{grense} har på batteribankens funksjonalitet ble denne variert mellom tre verdier.

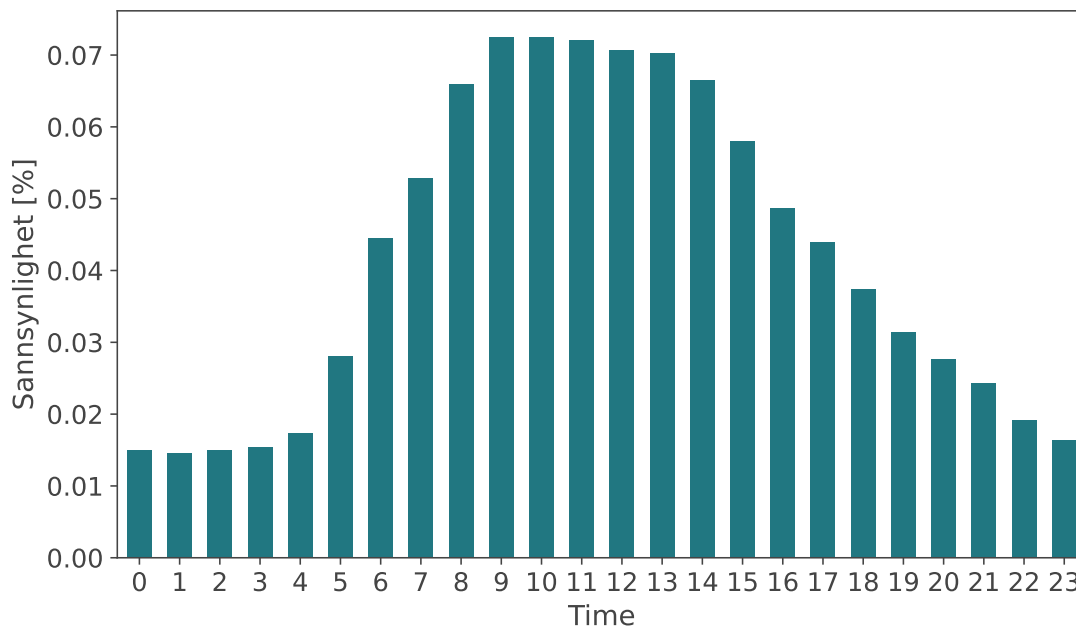
Kapittel 5

Resultater og diskusjon

I denne oppgaven undersøkes den fremtidige lastprofilen til en konseptuell offentlig ladestasjon i Vestby for ulike utforminger av ladeinfrastrukturen. I dette kapitlet presenteres og diskuteres resultatene i kontekst av oppgavens problemstilling. Først presenteres egendefinerte fordelinger som ble benyttet i simuleringene. I delkapittel 5.2, 5.3 og 5.4 presenteres først resultater fra simuleringene, før de diskuteres i slutten av hvert delkapittel. Deretter diskuteres den generelle metoden i oppgaven, før det til slutt blir foreslått videre arbeid for oppgaven.

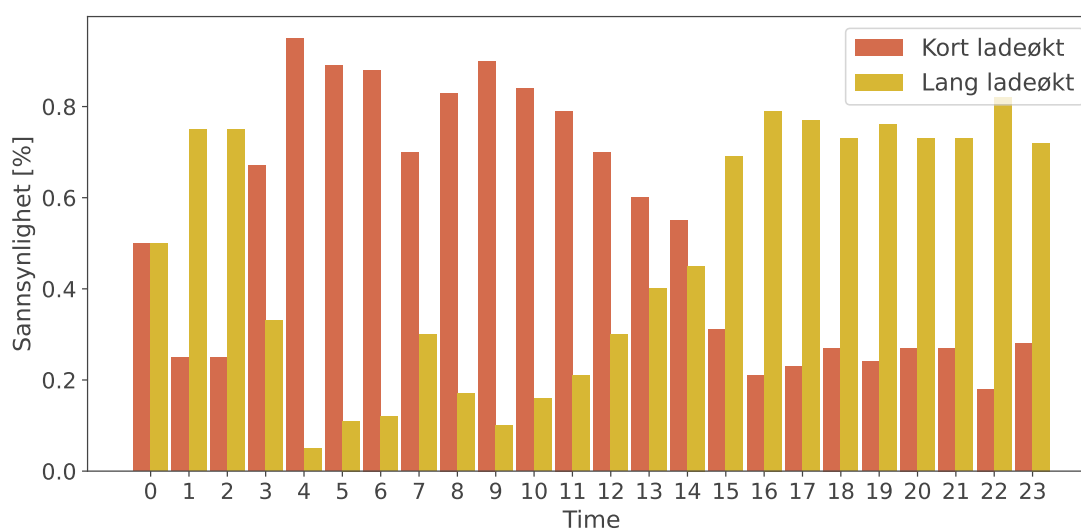
5.1 Resultater for fordelinger av ankomsttider og ladeøkter

Fordelingene for ankomsttider og ladeøkter ble funnet gjennom dataanalyser som beskrevet i delkapittel 4.2.2 i metoden. Figur 5.1 viser fordelingen for ankomsttidene til eksterne el. lastebiler. Denne fordelingen kan minne om en normalfordeling for kontinuerlige variabler, der den største andelen av lastebilene ankommer midt på dagen fra kl.09-13. Sannsynligheten for en ankomst synker regelmessig fra ettermiddagen til midnatt, og holder seg lav frem til morgenen rundt kl.05.



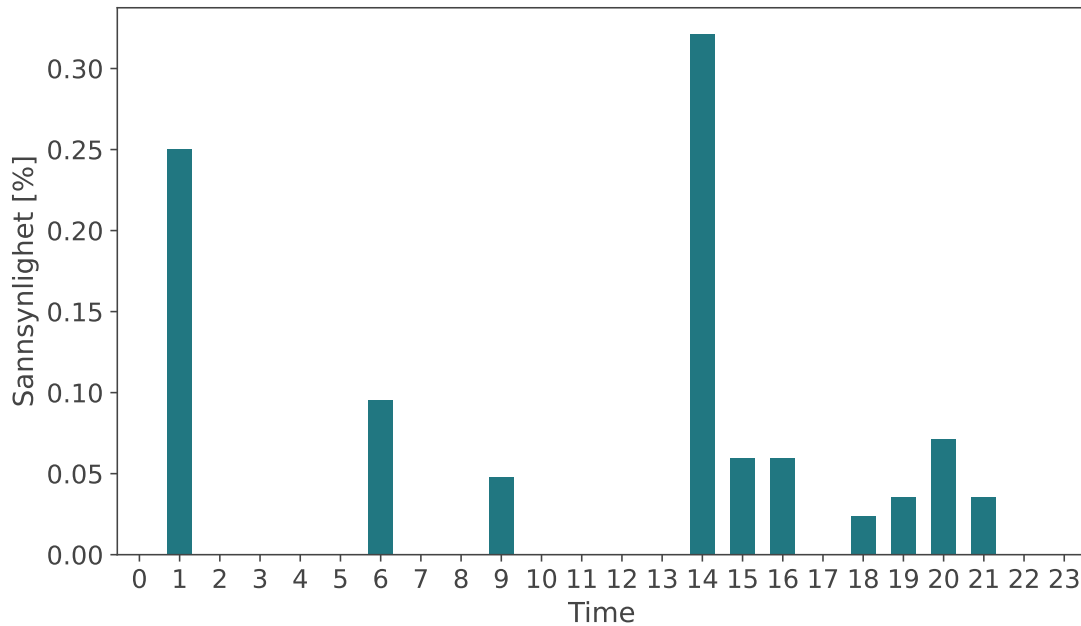
Figur 5.1: Fordelingen som ble benyttet til å bestemme ankomsttidene til eksterne el. lastebiler i simuleringene.

Figur 5.2 presenterer fordelingen for ladeøktene til eksterne el. lastebiler. Den viser sannsynligheten for å få tilordnet en kategori av ladeøkter basert på ankomsttiden som tildeles fra fordelingen i figur 5.1. Figuren viser at sannsynligheten er høyere for korte ladeøkter på morgenen og formiddagen, og lavere på ettermiddagen og frem til kl.03 på natten. Sannsynligheten for en lang ladeøkt er derimot høyest på ettermiddagen og frem til kl.03 på natten, og lavest for morgenen og formiddagen.



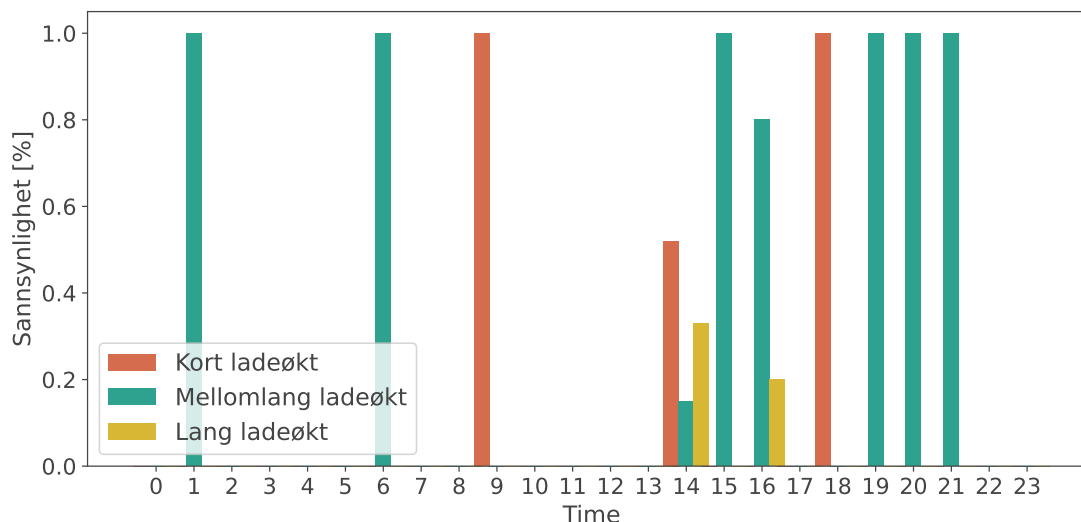
Figur 5.2: Fordelingen som ble benyttet til å tildele eksterne el. lastebiler enten korte eller lange ladeøkter basert på den bestemte ankomsttiden i simuleringene.

Ankomstfordelingen for interne el. lastebiler gir færre ankomsttider i simuleringen enn for eksterne el. lastebiler, ifølge figur 5.3. Her vises det at det bare vil ankomme interne el. lastebiler i 10 av 24 timer i døgnet. Sannsynligheten er høyest for at de ankommer ladestasjonen fra kl.01-02 og fra kl.14-15. Disse timene har over dobbelt så høy sannsynlighet som de resterende timene i døgnet der det ankommer el. lastebiler. Utover dette er det flest ankomsttimer fra kl.14 og utover kvelden frem til kl.22, med kun to ankomsttimer mellom timene med høyest ankomsttsannsynlighet.



Figur 5.3: Fordelingen som ble benyttet til å bestemme ankomsttidene til interne el. lastebiler i simuleringene.

I figur 5.4 vises ladeøktfordelingen for interne el. lastebiler. Denne er avhengig av ankomsttidene i figur 5.3. Her kan man se at det er mindre variasjon i hvilken av ladeøktene som kan bli valgt for hver time i døgnet enn for eksterne. Sannsynligheten er 100% for at en el. lastebil som ankommer ladestasjonen fra kl.19-22 får tildelt en mellomlang ladeøkt, mens det for kl.09-10 og for kl.18-19 er 100% sannsynlig å få tildelt en kort ladeøkt. Den eneste timene der det er mulig å få tildelt en lang ladeøkt er kl.14-15 og kl.16-17. Dette er også de eneste timene der det er mulig å få tildelt ulike ladeøkter for de interne el. lastebilene som ankommer ladestasjonen.



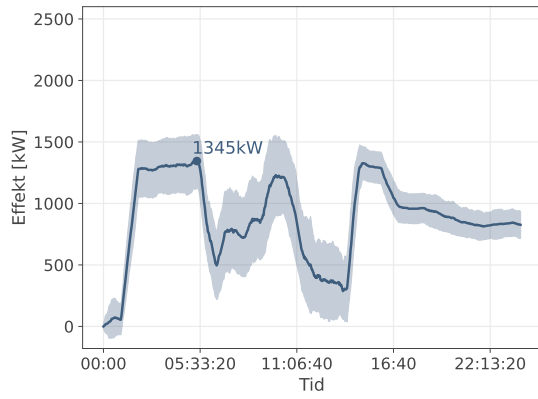
Figur 5.4: Fordelingen som ble benyttet til å tildele interne el. lastebiler enten korte, mellomlange eller lange ladeøkter basert på den bestemte ankomsttiden i simuleringene.

5.2 Lastprofiler uten fleksibilitet

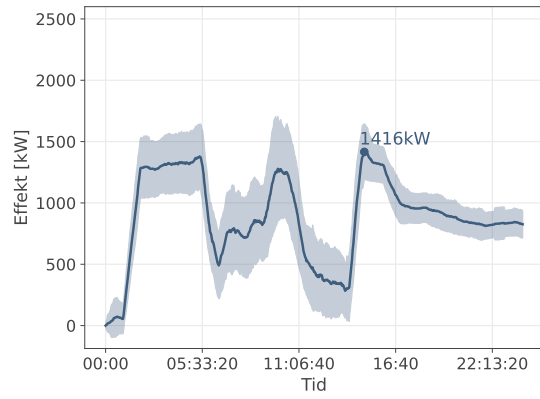
5.2.1 Resultater for lastprofiler

For å studere effektforbruket til den simulerte offentlige ladestasjonen ble det estimert lastprofiler for de ulike simuleringsscenariene i tabell 4.3. For hvert scenario ble den gjennomsnittlige effekten av alle iterasjonene visualisert som én lastprofil. Effekten er konstant over hvert tidssteg Δt , som er lik 2 minutter. Standardavviket til effektforbruket for alle iterasjonene i hvert tidssteg ble visualisert over og under gjennomsnittseffekten. Resultatene er vist i figur 5.5, med en delfigur for hvert simuleringssenario. Delfigurene på samme rad har samme M , men ulike sammen-setninger av P_{lader} .

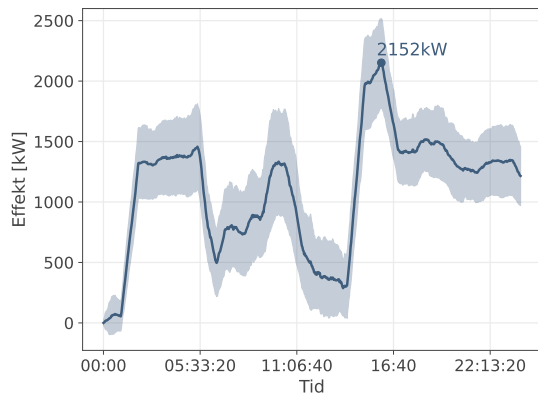
Lastprofilene i figur 5.5 har generelt samme form, med tre markante effekttopper i løpet av døgnet. Den første effekttoppen varer fra kl.01-05:30, den andre er rundt kl.10 og den siste har sin høyeste verdi rundt kl.15. Lastprofilen til scenario 1 og 2, i henholdsvis delfigur 5.5a) og 5.5b), skiller seg mest fra de andre scenariene. De har en flatere effektprofil, der alle tre effekttoppene har sin høyeste effekt i samme størrelsesorden. Forskjellen er størst etter kl.14, da den siste effekttoppen er høyere for scenario 3-6. I tillegg viser figur 5.5 at standardavviket til lastprofilene er relativt høyt for alle scenariene, men at den er lavere for scenario 1 og 2, spesielt for den siste effekttoppen og generelt perioden etter kl.14.



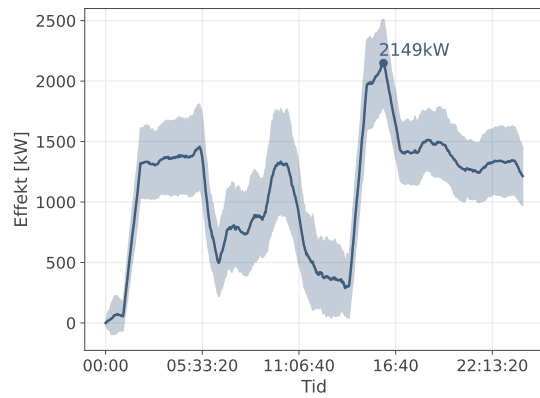
(a) Scenario 1.



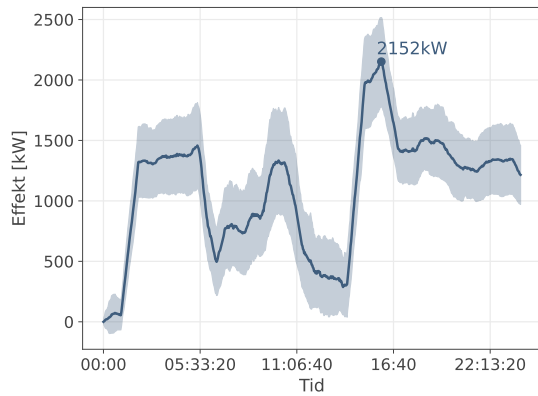
(b) Scenario 2.



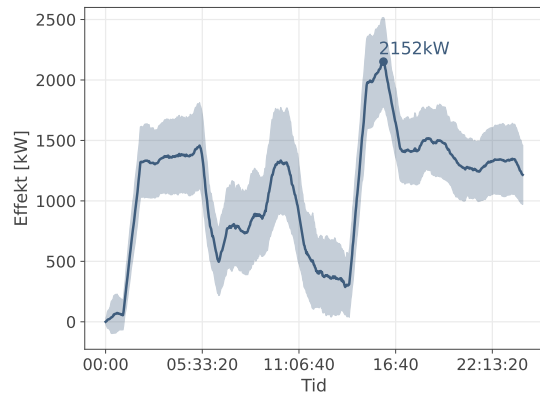
(c) Scenario 3.



(d) Scenario 4.



(e) Scenario 5.

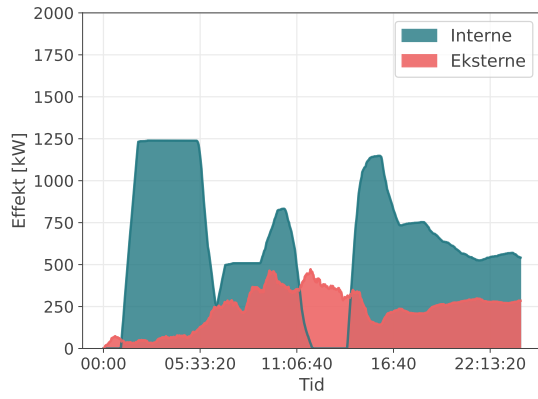


(f) Scenario 6.

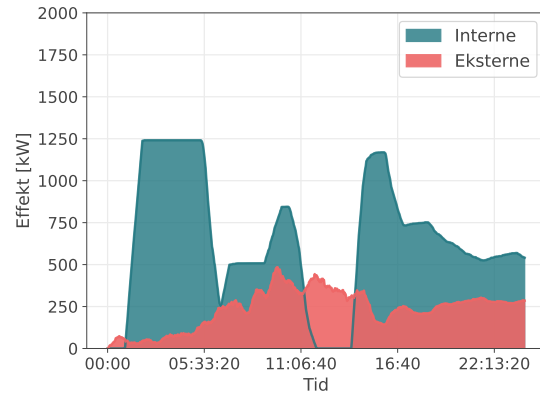
Figur 5.5: Gjennomsnittlig lastprofil (linje) med standardavvik (skravert) for alle simuleringsscenariene. Effektforbruket over tid er gitt i kW, og den høyeste effekttoppen i hvert scenario er markert med effektverdien sin. Parameterkombinasjonene som ble brukt i de ulike scenariene er vist i tabell 4.3 i delkapittel 4.3 i metoden.

Utover den totale lastprofilen var det også av interesse å se hvor mye av effektforbruket i figur 5.5 som ble forårsaket av ASKO sine el.lastebiler og hvor mye som er fra de eksterne brukerne. Lastprofilene ble derfor visualisert igjen med det gjennomsnittlige effektforbruket til interne og eksterne el. lastebiler plottet hver for seg i samme delfigur. Resultatene vises i figur 5.6, der rekkefølgen på scenariene er de samme som for lastprofilene i figur 5.5. Summen av de to grafene i hver delfigur er lik den totale lastprofilen. Hver graf har blitt skravert for å gjøre formen på lastprofilene mer synlig.

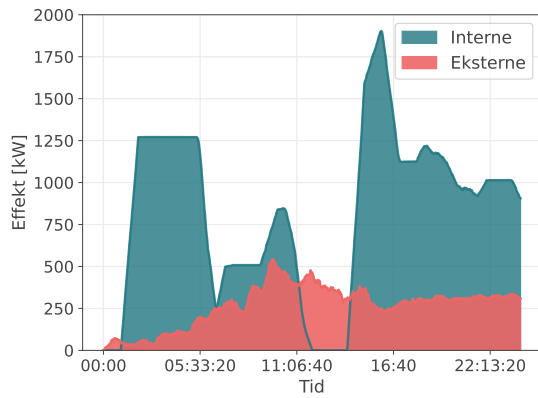
For resultatene i figur 5.6 kan man se at lastprofilene til de eksterne er mer jevnt fordelt utover døgnet enn for de interne, med én bred effekttopp midt på dagen og mindre effektforbruk fra midnatt til morgen. De interne har derimot en mer ujevnt lastprofil, med høyest effektforbruk fra litt etter midnatt til morgenen og fra ettermiddagen til utover kvelden. Dette forbruket er også høyere enn for lastprofilen til de eksterne, bortsett fra midt på dagen, der de interne ikke har noe effektforbruk. I delfigur 5.6a) og 5.6b) kan man også se at den siste effekttoppen til de interne er over 650kW lavere i scenario 1 og 2 i forhold til scenario 3-6. I tillegg er lastprofilen til de eksterne noe lavere for samme periode.



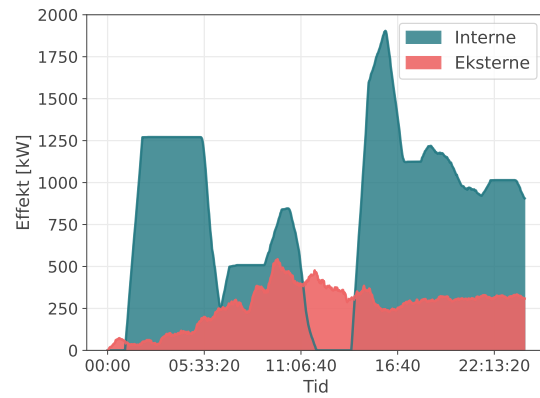
(a) Scenario 1.



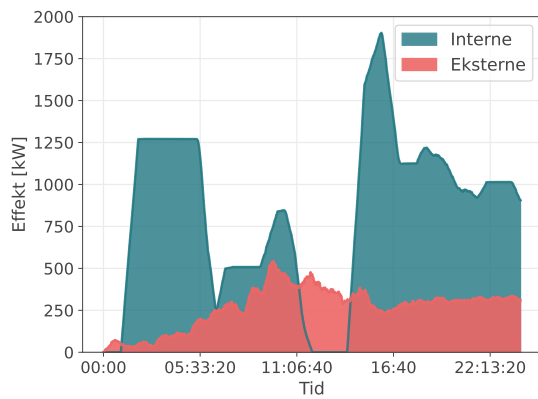
(b) Scenario 2.



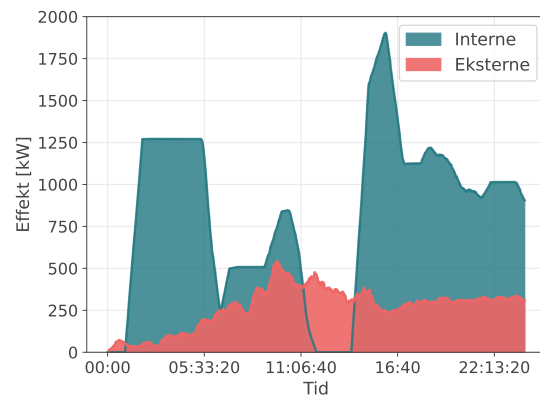
(c) Scenario 3.



(d) Scenario 4.



(e) Scenario 5.



(f) Scenario 6.

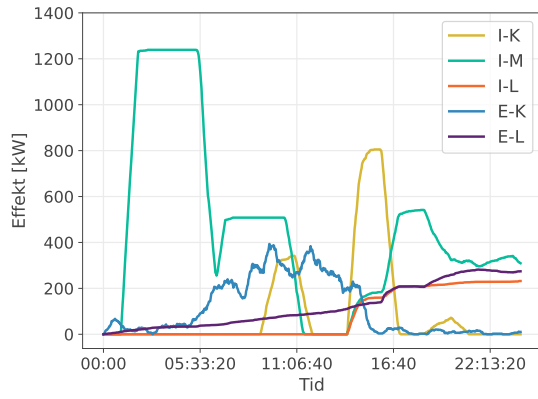
Figur 5.6: Gjennomsnittlig lastprofil for alle simuleringsscenariene fra figur 5.5 delt opp for interne og eksterne el. lastebiler. Effektforbruket over tid er gitt i kW, og parameterkombinasjonene som ble brukt i de ulike scenariene er vist i tabell 4.3 i delkapittel 4.3 i metoden.

For å kunne se hvilke ladeøkter som stod for hvilke deler av lastprofilene til de interne og eksterne el. lastebilene ble det totale effektforbruket delt opp i enda flere lastprofiler. De ulike kategoriene av ladeøkter for begge el. lastebiltypene ble derfor plottet hver for seg for alle scenariene. Resultatene er presentert i figur 5.6, og har samme struktur som de to forrige figurene. Tabell 5.1 gir en oversikt over labelene som ble tilordnet de ulike grafene i hver delfigur for å skille de ulike ladeøktene fra hverandre.

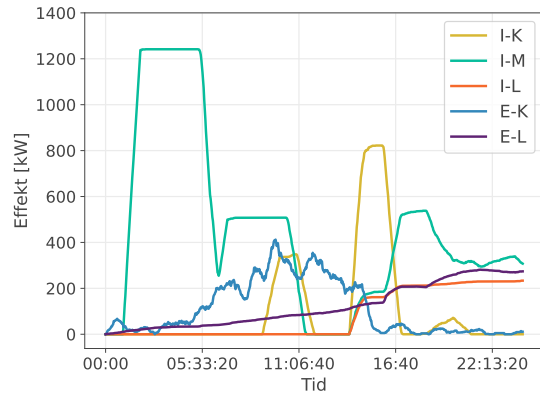
Tabell 5.1: Forklaring av labelene til grafene i figur 5.7. Hver label står for en el. lastebiltype og en kategori av ladeøkter.

Label til graf	Betydning
I-K	Interne med kort ladeøkt
I-M	Interne med mellomlang ladeøkt
I-L	Interne med lang ladeøkt
E-K	Eksterne med kort ladeøkt
E-L	Eksterne med lang ladeøkt

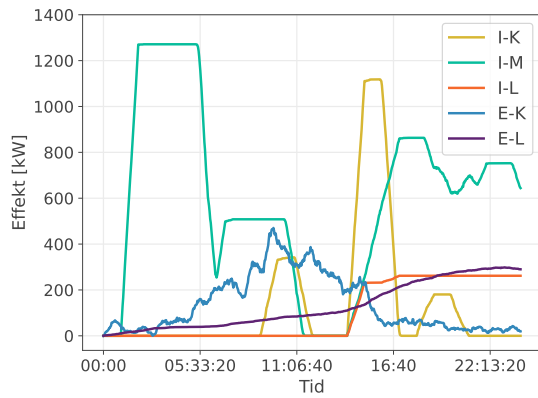
I figur 5.7 kan man se at mellomlange ladeøkter for interne el. lastebiler har den høyeste effektprofilen for alle scenariene blant de ulike kategoriene av ladeøkter. Figuren viser også at de lange ladeøktene har de laveste og jevneste lastprofilene på tvers av alle scenariene og el. lastebiltypene. Disse blir i tillegg minst påvirket av forskjellene mellom scenario 1 og 2 og de restende scenariene. Forskjellen mellom disse scenariene er derimot størst på tvers av alle ladeøktene etter kl.14, derunder spesielt de korte og mellomlange ladeøktene til interne el. lastebiler. Det er også i timene etter dette tidspunktet at lastprofilene til alle ladeøktene øker samtidig, bortsett fra de korte ladeøktene for eksterne. I forhold til de andre begynner denne å avta ved dette tidspunktet, men har fortsatt en relativt høy verdi rett etter kl.14.



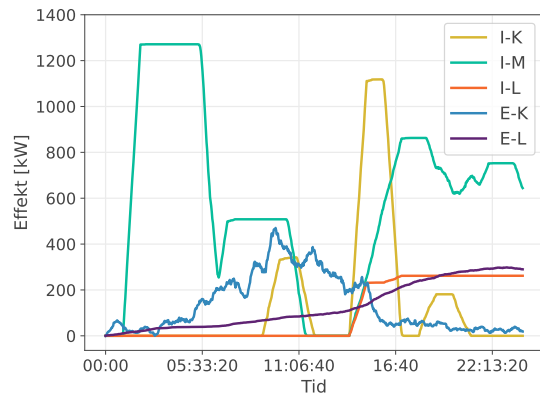
(a) Scenario 1.



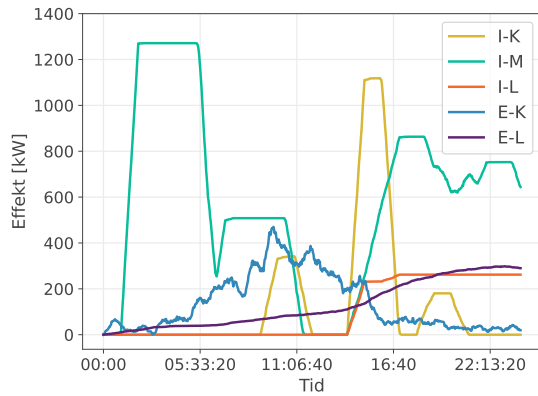
(b) Scenario 2.



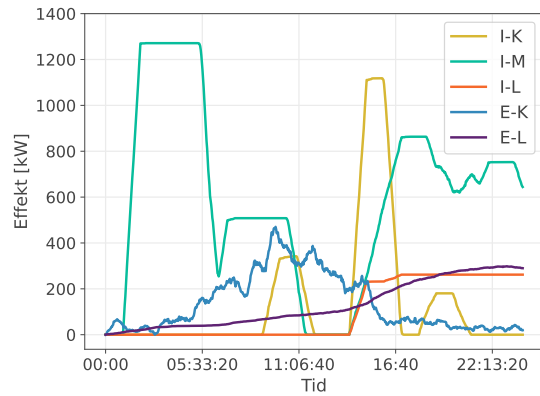
(c) Scenario 3.



(d) Scenario 4.



(e) Scenario 5.



(f) Scenario 6.

Figur 5.7: Gjennomsnittlig lastprofil for alle simuleringsscenariene fra figur 5.5 delt opp i de ulike kategoriene av ladeøtker for interne og eksterne el. lastebiler. Effektforbruket over tid er gitt i kW, og en forklaring av labelen for hver graf i en delfigur er gitt i tabell 5.1.

5.2.2 Diskusjon av lastprofiler

Tidspunktet for de tre effekttoppene i lastprofilene i figur 5.5 kan være ugunstige for kapasitetutnyttelsen i strømmettet. De to siste tidspunktene, rundt kl.10 og kl.15, sammenfaller med effekttoppene i et typisk elektrisitetsforbruk ellers i strømmettet. Dersom det lokale strømmettet til ladestasjonen følger et slikt forbruksmønster vil det dermed være minst kapasitet tilgjengelig når ladestasjonens forbruk er høyest. Formen på lastprofilene kan dermed forverre kapasitetsproblematikken i strømmettet med et sammenfallende forbruk.

Dersom lastprofilen til høyspent-ringen i Vestby hadde vært kjent for denne oppgaven, kunne en undersøkt hvilke deler av lastprofilen til ladestasjonen som eventuelt er mest problematiske. Zhu et al. [39] og Fjær et al. [40] simulerer lastprofilene til ladestasjoner sammen med ulike forbruksmønstre fra andre kunder for å undersøke hvilken påvirkningen lastprofilene har for ulike utforminger av det lokale strømmettet. Selv om dette ikke ble tatt hensyn til i denne oppgaven viser resultatene i figur 5.6 hvilke el. lastebiler som skaper de mest utfordrende delene av stasjonens lastprofil, uavhengig av annet kundeforbruk og kapasitetsbegrensninger.

De interne el. lastebilene står for mesteparten av eventuelle kapasitetsproblemer, siden de i størst grad medfører til ladestasjonens effekttopper. Lastprofilen til de eksterne el. lastebilene komplimenterer derimot lastprofilen til de interne på grunn av sin eneste effekttopp midt på dagen. Tong et al. [10] estimerer i sine simuleringer av offentlige ladestasjoner for el. lastebiler også en slik lastprofil med kun én effekttopp midt på dagen. Denne formen forhindrer et ytterligere sammenfallende forbruk i ladestasjonens lastprofiler. Samtidig kan det tenkes at effektforbruket til de interne er mer fleksibelt enn for de eksterne dersom det skulle oppstå kapasitetsproblemer. Det er vanskelig å styre ladebehovet til eksterne el. lastebiler, mens ASKO er en enkelt aktør som kan tilpasse logistikken bak lademønsteret sitt.

Effekttoppene i lastprofilene sammenfaller i stor grad med fordelingene for ankomst-tider og ladeøkter til de interne i henholdsvis figur 5.3 og 5.4. Ved tidspunktene for effekttoppene gir fordelingene en høy sannsynlighet for enten et høyt antall ankomster, eller en høy andel korte ladeøkter. For den høyeste effekttoppen er begge tilfellet, noe som fører til det sammenfallende effektforbruket på ettermiddagen som vises i figur 5.7. Siden fordelingene tar utgangspunkt i en tenkt ladeplan fra ASKO kan lastprofilen også endres ved å endre på ladeplanen deres. Det er begrensede muligheter for å endre på leveringstidene til ASKO sine lastebiler, men det er eventuelt mulig for enkelte el. lastebiler å utsette eller forlenge ladingen i forhold til det som ble antatt i fordelingene.

Tong et al. [10] oppnådde flatere lastprofiler i simuleringene sine når starttidspunktet til el. lastebiler ble spredt over en lengre periode i løpet av døgnet. I tillegg fikk de simulerte lastprofilene til Fjær et al. [40] lavere effekttopper når hvilepausene til lastebilsjåførere ble utvidet fra 45 til 60 minutter. Dette styrker tanken om at andre ankomsttider og lengre ladeøkter også kan redusere effekttoppene til de interne el. lastebilene i figur 5.6 ved å innføre lastflytting. ASKO har også incentiver til å gjøre endringer i lademønsteret sitt. De har størst nytte av å redusere effekttoppene i lastprofilen, slik at nettilknytningen til den offentlige ladestasjonen kan bli realisert.

Mellom de interne og eksterne er det el. lastebilene med korte og mellomlange ladeøkter som fører til det høyeste samtidige forbruket gjennom døgnet. Dette kommer av at de trenger en høyere ladeeffekt for å nå de ønskede energinivåene sine på kortere tid. Det er også disse kategoriene av ladeøkter som utgjør den største delen av effekttoppene i alle simuleringsscenariene. Hovedfokuset burde derfor være å spre disse ladeøktene utover døgnet dersom en skal endre på lademønsteret.

Det er ikke like stort behov for å endre på lademønsteret til de lange ladeøktene, som kun utgjør en liten andel av forbruket. Disse representerer depot- og mulighetslading med mest aktivitet på kvelden og natten, der det blir brukt lave ladeeffekter. Samtidig sammenfaller også disse lastene med effekttoppen på ettermiddagen. Ved å flytte starten av de lange ladeøktene lenger ut på kvelden kan effekttoppen reduseres noe, uten at det går like mye utover ladebehovet. Ladeeffekten kan nemlig økes noe om natten, når den ledige kapasiteten i strømmettet er større og kostnaden for hver kW potensielt er lavere.

5.3 Utnyttelse av ladeinfrastrukturen

5.3.1 Resultater for ulike ladeinfrastrukturer

En hurtigladestasjon har høye investeringskostnader. For at en slik investering skal lønne seg må ladeinfrastrukturen utnyttes på en effektiv måte. Samtidig må den ha nok kapasitet til å dekke ladebehovet som oppstår fra brukerne. Det er to faktorer som påvirker denne kapasiteten; antall ladepunkter og den tilgjengelige ladeeffekten per ladepunkt. For å se på lønnsomheten ved ulike utforminger av den simulerte offentlige ladestasjonen ble derfor både utnyttelsesgraden av ladeinfrastrukturen og ventetidene til el. lastebilene undersøkt.

Tabell 5.2 viser hvor mye den tilgjengelige effekten ved ladestasjonen ble utnyttet i hvert simuleringsscenario i figur 5.5. Her vises det gjennomsnittlige og høyeste effektforbruket ved ladestasjonen, i tillegg til hvor stor andel den høyeste effekten i døgnet utgjorde fra den maksimale tilgjengelige effekten ved ladestasjonen. Den

maksimalt tilgjengelige effekten ble beregnet ved å summere P_{lade} for alle ladestolpene i et simuleringsscenario. Denne var lavest for scenario 1 og høyest for scenario 6.

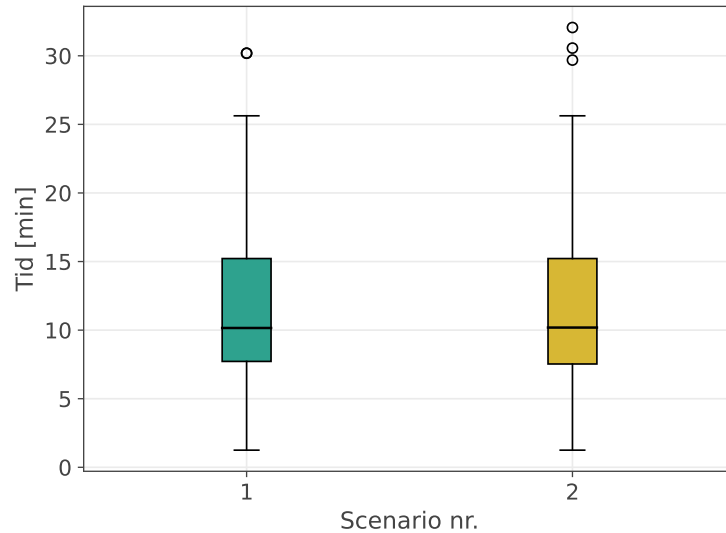
Tabell 5.2: Sammendrag av den gjennomsnittlige og høyeste effekten i lastprofilene til de ulike scenariene i figur 5.5. Siste kolonne viser andelen den høyeste effekten utgjør av den maksimalt tilgjengelige effekten ved ladestasjonen i et gitt scenario.

Scenario nr.	Gjennomsnittlig $P_{tot}(t)$ [kW]	Høyeste $P_{tot}(t)$ [kW]	Andel av høyest mulige $P_{tot}(t)$ [%]
1	880	1345	76,9
2	885	1416	46,4
3	1104	2152	41,0
4	1103	2149	23,5
5	1104	2152	24,6
6	1104	2152	14,1

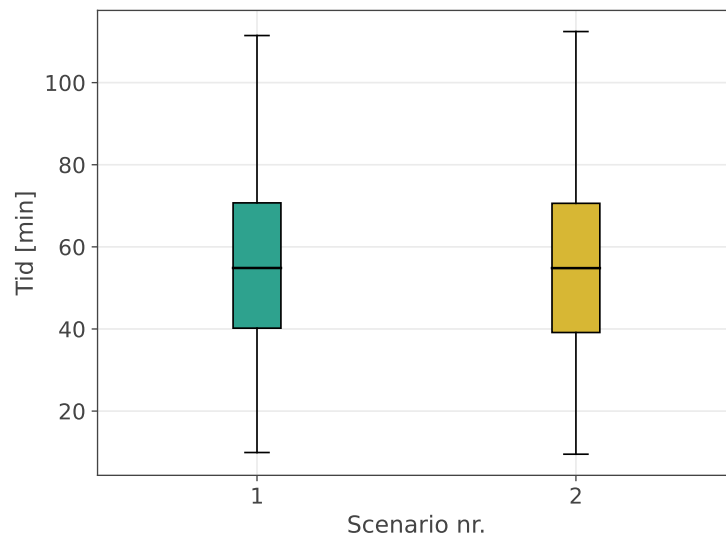
For både scenario 3 og 5 tilsvarer den høyeste effekttoppen en verdi på 2152kW, mens den for scenario 4 og 6 er på henholdsvis 2156kW og 2157kW. Det er altså kun små forskjeller i lastprofilene mellom scenariene med samme M og ulike sammensetninger av P_{lader} . Det gjennomsnittlige effektforbruket varierer også lite mellom scenario 1 og 2, og mellom scenario 3-6. Andelen av den totalt tilgjengelige effekten som ble brukt ved det høyeste effektforbruket er derimot varierende, og er høyest for scenario 1 og lavest for scenario 6. Generelt er denne andelen lavere for scenariene med 1000kW ladestolper enn de med kun 350kW mellom scenariene med samme antall ladestolper.

For å undersøke brukervennligheten til den offentlige ladestasjonen ble ventetidene til el. lastebilene visualisert for de ulike scenariene. Resultatene fra simuleringsscenario 3-6 viste ingen ventetider. Derfor blir kun resultatene for scenario 1 og 2 presentert i det følgende figurene. Variasjonen i ventetider mellom alle iterasjonene i et scenario ble visualisert med et boksploott. Én figur inneholder boksploottene til én el. lastebiltype. Figur 5.8a) og 5.8b) viser ventetidene til henholdsvis eksterne og interne for de to scenariene. Den horisontale streken i hver boks markerer medianen til ventetidene, mens boksene viser spredningen.

Ventetidene mellom scenario 1 og 2 er tilsynelatende like i figur 5.8. Scenario 2 har noe høyere spredning for de laveste ventetidene, men forskjellen er kun opp mot ett minutt. For begge scenariene ligger medianen på 10 minutter for de eksterne i figur 5.8a) og 55 minutter for de interne i 5.8b). At interne har høyere ventetider enn eksterne el. lastebiler kommer av en lavere verdi for T_{vent} for de eksterne, slik det ble forklart i delkapittel 4.2.1 i metoden.



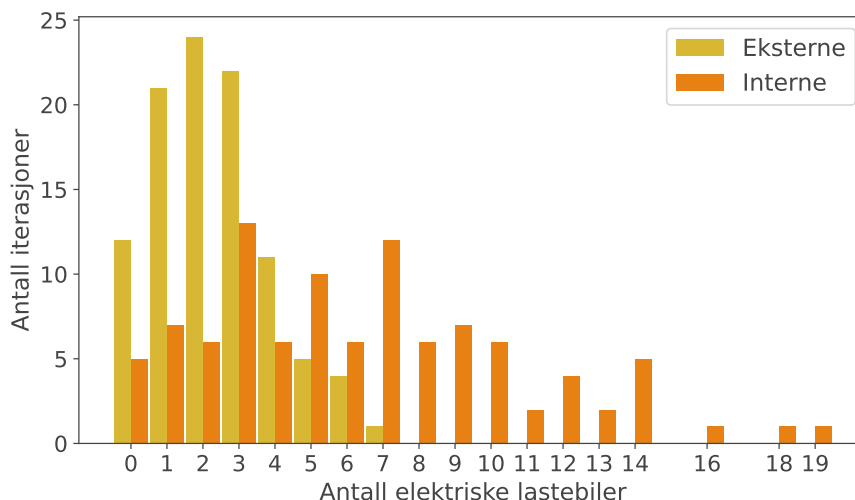
(a) Ventetider for eksterne el. lastebiler i simuleringsscenario 1 og 2.



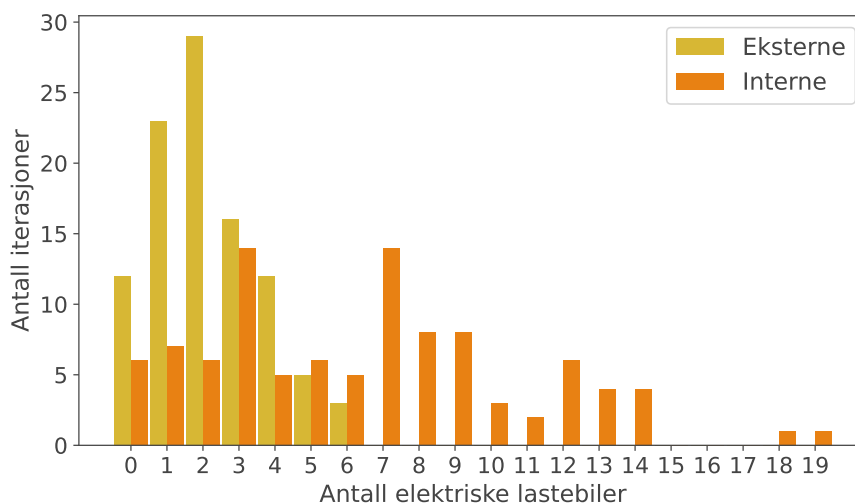
(b) Ventetider for interne el. lastebiler i simuleringsscenario 1 og 2.

Figur 5.8: Boksploot over ventetider for a) eksterne og b) interne el. lastebiler i simuleringsscenario 1 og 2. Ventetidene er gitt i minutter og den svarte linjen i hver boks står for medianen mellom alle iterasjonene i ett simuleringsscenario.

Simuleringsmodellen som ble presentert i delkapittel 4.1 i metoden ble konstruert slik at el. lastebiler som må vente lenger enn tiden T_{vent} drar fra ladestasjonen uten å lade, og blir registrert med tellevariabelen N_{dratt} . Det ble derfor visualisert hvor mange som faktisk drar iløpet av en iterasjon i de ulike scenariene. Dette ble gjort med søylediagrammer som viser antallet iterasjoner der det ble observert ett visst antall el. lastebiler som drar. Siden det ikke ble registrert ventetider for scenario 3-6, ble det heller ikke registrert el. lastebiler som drar før de får ladet. Dermed presenteres kun resultatene for scenario 1 og 2, som vises i henholdsvis figur 5.9a) og 5.9b).



(a) Fordelingen av N_{dratt} for el. lastebiler over alle iterasjonene i simuleringsscenario 1. Eksterne og interne el. lastebiler vises i ulike søyler.



(b) Fordelingen av N_{dratt} for el. lastebiler over alle iterasjonene i simuleringsscenario 2. Eksterne og interne el. lastebiler vises i ulike søyler.

Figur 5.9: Fordeling av antallet iterasjoner i simuleringsscenario a) 1 og b) 2 der ett visst antall eksterne og interne el. lastebiler drar fra ladestasjonen før de får ladet.

Gjennomsnittet på antallet eksterne og interne el. lastebiler som drar uten å lade er henholdsvis 3 og 7 for begge scenariene i figur 5.9a) og 5.9b). Her har verdiene har blitt rundet av til nærmeste heltall. Samtidig er det færre iterasjoner med flere eksterne som drar i figur 5.9a), og flere iterasjoner med færre eksterne som drar i figur 5.9b). Generelt viser søylediagrammene at det er større variasjon i hvor mange interne som drar enn det er for eksterne, som har flere iterasjoner med samme verdi for N_{dratt} . Dette fører til at det gjennomsnittlig er flere interne enn eksterne som drar uten å få ladet.

5.3.2 Diskusjon av ulike ladeinfrastrukturer

Ut ifra figur 5.5 er det ikke en betydelig forskjell mellom lastprofilene med og uten 1000kW ladestolper for scenariene med 15 og 25 ladestolper. Forskjellen er større for 5 ladestolper, men akkurat som for 15 og 25 ladestolper viser tabell 5.2 at utnyttelsesgraden går ned ved 1000kW ladestolper. Grunnen er at ladestasjonen får mer tilgjengelig effekt som el. lastebilene ikke tar nytte av. Siden kostnadene er høyere for hver kW ved 1000kW ladestolper vil denne investeringen ikke lønne seg for ladestasjonen med det simulerte lademønsteret for el. lastebilene.

Når det kommer til brukervennligheten for ulike ladeeffekter ved ladestolpene viser resultatene kun små forskjeller i ventetider. Disse kommer trolig av at noen få el. lastebiler som hadde bregrenset ladeeffekt ved 350kW ladestolper fikk velge høyere effekter ved 1000kW, og ladeøkten deres dermed ble fullført raskere. Figur 5.9a) og 5.9b) tyder derimot på at det er en forskjell i hvordan el. lastebiler velger ladepunkter i scenariet med 1000kW ladestolper, men at det ikke utgjør en forskjell i hvor mange el. lastebiler som ikke får ladet i gjennomsnitt.

En av grunnene til at det kun er marginale forskjeller i brukervennlighet og effektforbruk ved 1000kW ladeinfrastruktur kan være begrensningene hver el. lastebil har for ladeeffekten sin, eller at lengdene på ladeøktene som ble bestemt ikke krever høyere ladeeffekter enn det 350kW kan gi ved et visst antall el. lastebiler som lader samtidig. Det kan dermed ikke utelukkes at andre lengder og fordelinger for ladeøkter enn det som ble antatt i figur 5.2 og 5.4, i tillegg til andre el. lastebilkonfigurasjoner, kan føre til at 1000kW ladestolper lønner seg. Den marginale forskjellen i brukervennlighet er imidlertid ikke nok til å rettferdiggjøre de høye investeringskostnadene for 1000kW ladestolper ved antagelsene som ble gjort for el. lastebilbestanden.

Når det kommer til antall ladestolper ved ladestasjonen kan det ut ifra resultatene observeres en forskjell i utnyttelsesgrad. Figur 5.5 viser at scenario 1 og 2, som ble simulert med 5 ladestolper, skiller seg fra resten av scenariene med lavere lastprofiler. Etersom figur 5.9a) og 5.9b) viser at gjennomsnittlig 10 el. lastebiler drar på grunn av for lange ventetider i disse scenariene, må grunnen til den lavere lastprofilen være at det er ladeinfrastrukturen som begrenser ladeaktiviteten. At forskjellen i lastprofilene er størst for effekttoppen på ettermiddagen, der det ut ifra fordelingene i figur 5.1 og 5.3 ankommer mest el. lastebiler samtidig, tyder på at det er her ladekapasiteten blir begrenset. Dette viser også hvor viktig det er å ha kunnskap om trafikkmengden ved en ladestasjon for å kunne optimalisere utformingen av ladeinfrastrukturen.

Med hensyn på brukervennligheten ved ladestasjonen ville 5 ladestolper redusert denne betraktelig på grunn av høye ventetider. Dersom eksterne ikke får ladet når de ønsker, blir de tvunget til å lade andre steder etter den første delen av hvilepausen sin, og eierne av ladestasjonen får ikke inntekter som er med på å nedbetale investeringskostnadene. Dersom interne ikke får ladet før de skal på nye oppdrag vil heller ikke logistikken til ASKO gå opp. For mange ladestolper er derimot heller ikke gunstig.

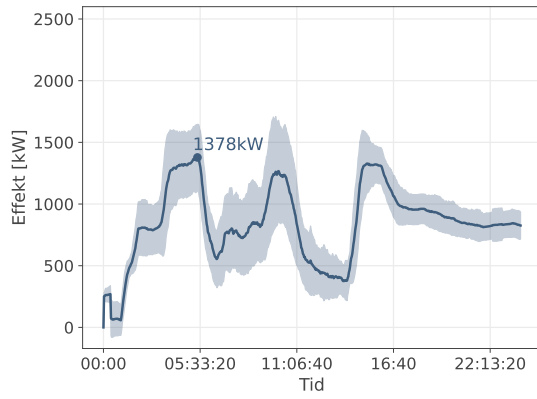
Tabell 5.2 viser at lastprofilene ikke øker fra scenariene med 15 ladestolper til dem med 25 slik den gjør fra scenariene med kun 5 ladestolper. Dette tyder på at ladeaktiviteten ved 25 ladestolper ikke blir begrenset. Mishra et al. [11] kommer i sine simuleringer frem til at effekt- og energiforbruket til en offentlig ladestasjon vanligvis øker dersom en øker antallet ladepunkter med en konstant trafikkmengde av el. lastebiler. Samtidig påpekes det at dette ikke er tilfellet når trafikkmengden er liten i forhold til antall tilgjengelige ladepunkter. Det vil si når ladebehovet ville blitt dekket med et mindre antall ladepunkter. Dette tyder på en overdimensjonering av ladestasjonen med 25 ladestolper i simuleringsscenario 5 og 6, som tilsvarer 100 ladepunkter.

Siden det ikke ble simulert et scenario med en M mellom 5 og 15 er det ikke like tydelig at ladestasjonen er overdimensjonert for 15 ladestolper. Det er samtidig tydelig ut ifra tabell 5.2 at utnyttelsesgraden av ladeinfrastrukturen reduseres fra scenario 1 til 3, altså 5 til 15 ladestolper, ettersom andelen av ladestasjonens totale effekt som blir utnyttet ved den høyeste effekttoppen minker med 35,9%. Dette tyder på at det finnes et optimalt antall ladestolper mellom 5 og 15 for trafikkmengden og el. lastebilsammensetningen i simuleringene, der utnyttelsesgraden er størst mulig for lademønsteret ble er simulert.

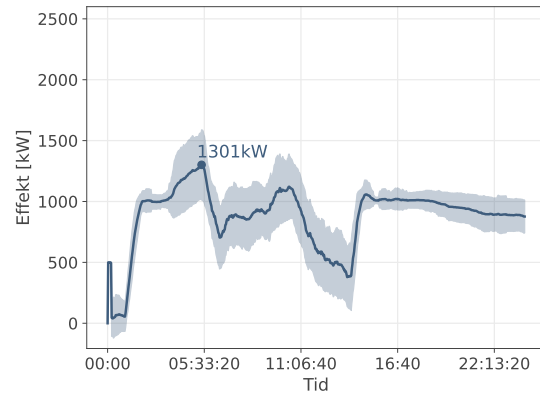
5.4 Fleksibilitet med ulike batterikonfigurasjoner

5.4.1 Resultater for batterifleksibilitet

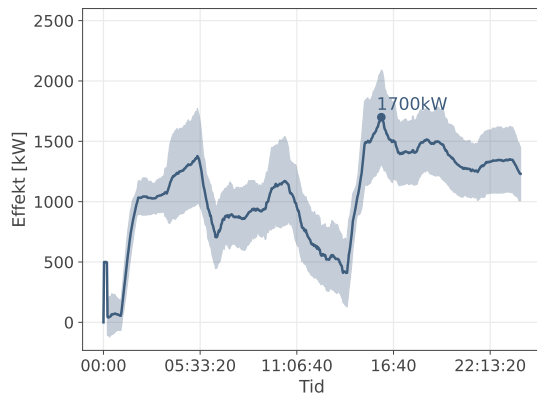
I dette delkapittelet presenteres lastprofilene som ble simulert med utvidelsen av grunnmodellen, som forklart i delkapittel 4.1.4 i metoden. Lastprofilene ble visualisert på samme måte som scenariene uten fleksibilitet i de tidligere delkapitlene. Figur 5.10 viser resultatene for alle 6 flekssimuleringene, der hver delfigur viser den gjennomsnittlige lasprofilen med standardavviket for alle iterasjonene i et scenario.



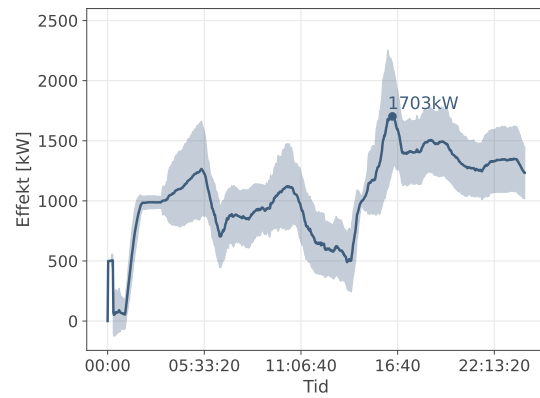
(a) Scenario 2.1.



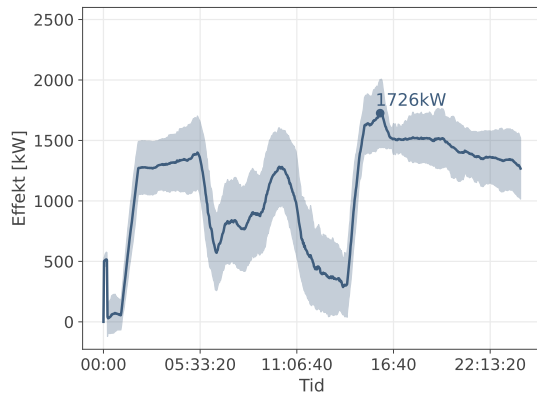
(b) Scenario 2.2.



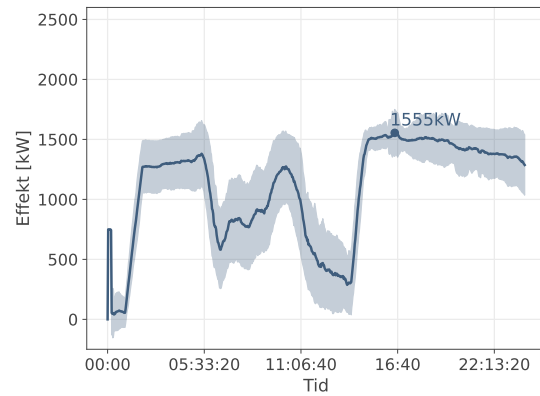
(c) Scenario 4.1.



(d) Scenario 4.2.



(e) Scenario 6.1.



(f) Scenario 6.2.

Figur 5.10: Gjennomsnittlig lastprofil (linje) med standardavvik (skravert) for alle simuleringsscenariene med fleksibilitet. Effektforbruket over tid er gitt i kW, og den høyeste effekttoppen i hvert scenario er markert med effektverdien sin. Parameterkombinasjonene som ble brukt i de ulike fleksscenariene er vist i tabell 4.4 i delkapittel 4.3 i metoden.

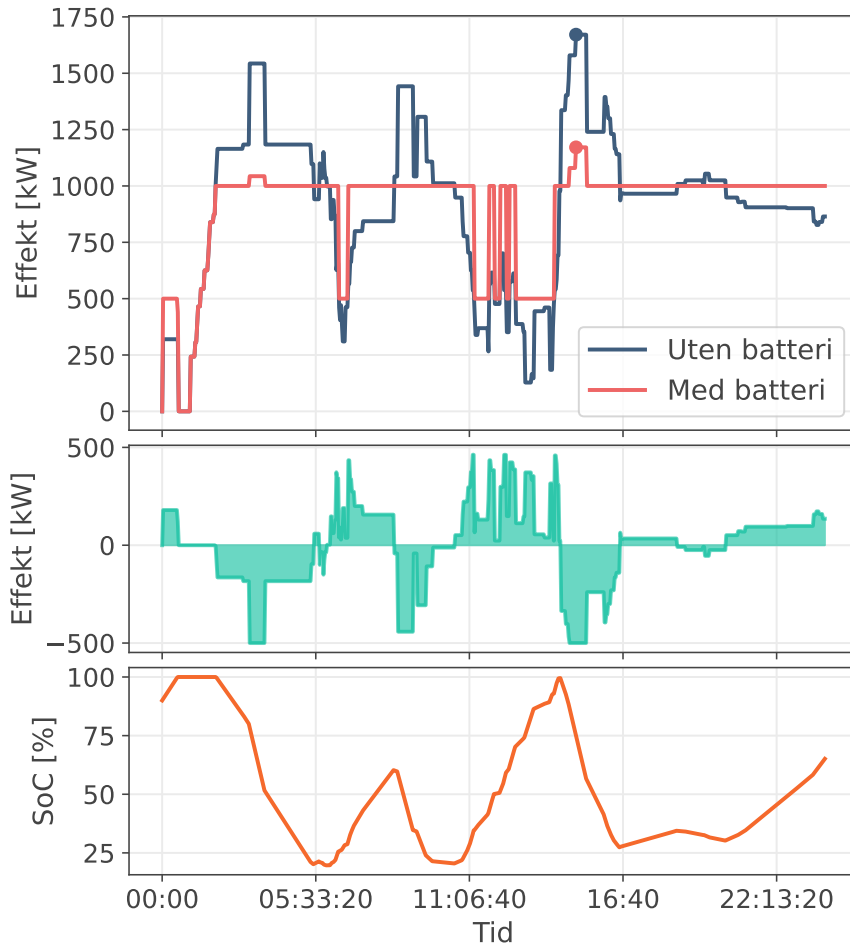
Ut ifra figur 5.10 påvirket de ulike flekssimuleringene de opprinnelige lastprofilene i varierende grad, både i endring av formen og i hvor stor grad den maksimale effekten ble redusert. Formen på lastprofilen har blitt endret minst i fleksscenario 2.1. Endringen er derimot størst for fleksscenario 2.2, 4.2 og 6.2, der også parameterne til batteribanken hadde de høyeste verdiene i forhold til fleksscenariene med det samme simuleringsscenariet som utgangspunkt. Forskjellen på lastprofilenes form var minst mellom scenario 6.1 og 6.2, og mellom scenario 4.1 og 4.2. I begge tilfellene ble P_{grense} holdt konstant mellom scenariene.

Tabell 5.3 viser hvor mange kW av den maksimale effekten i de opprinnelige lastprofilene i scenario 2, 4 og 6 som ble redusert i lastprofilene til de ulike fleksscenariene. I tillegg vises hvor stor andel denne reduksjonen utgjør fra de opprinnelige maksimale effektene i figur 5.5. Ifølge tabellen var reduksjonen av den høyeste effekttoppen størst for scenario 6.2, med en reduksjon på 27,7%. Dette var scenariet med den høyeste verdien for alle parameterne til batteribanken. Reduksjonen var derimot lavest for fleksscenariene med kun 5 ladestolper, scenario 2.1 og 2.2. Av disse to var den lavest for fleksscenario 2.1, med en reduksjon på 2,7%. Dette var også scenariet med den laveste verdien for lade grensen til batteribanken.

Tabell 5.3: Reduksjonen av den høyeste effekten som ble oppnådd i de ulike fleksscenariene i figur 5.10 i forhold til scenariene uten fleksibilitet i figur 5.5. Siste kolonne viser hvor stor andel reduksjonen utgjør av den høyeste effekten i figur 5.5.

Scenario nr.	Reduksjon av høyeste P_{tot} [kW]	Reduksjonens andel [%]
2.1	38	2,7
2.2	115	8,1
4.1	449	20,9
4.2	446	20,6
6.1	426	19,8
6.2	597	27,7

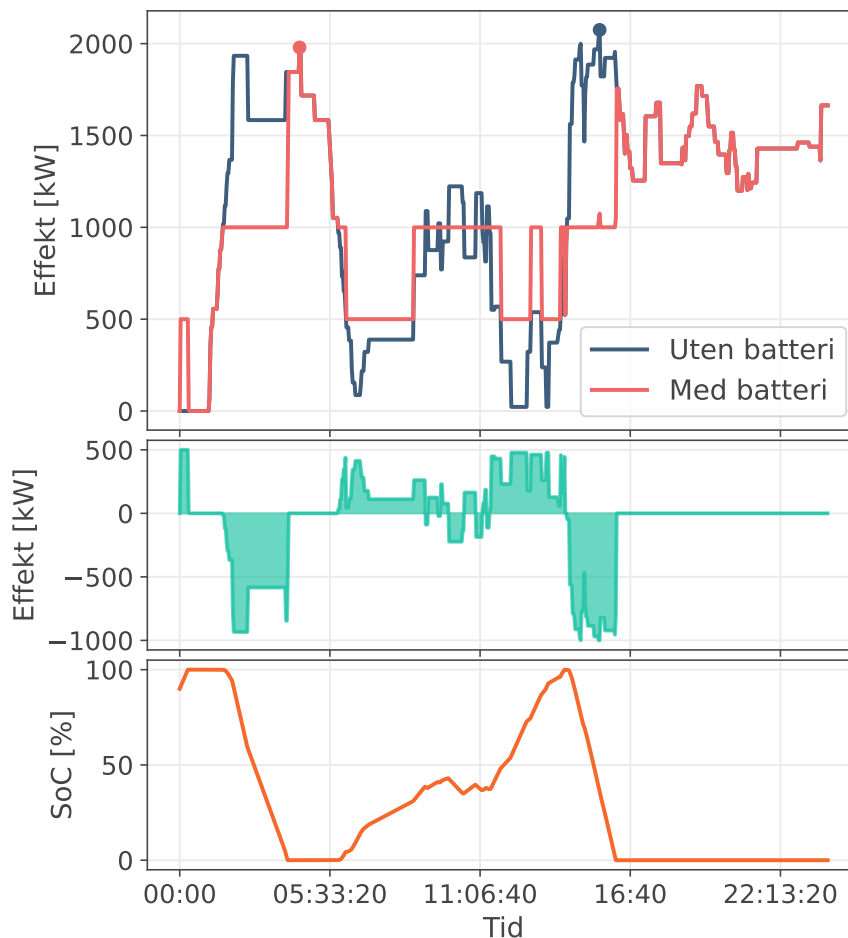
For å illustrere virkemåten til batteribanken i flekssimuleringene ble det valgt å visualisere tre representative iterasjoner fra de ulike fleksscenariene i figur 5.10. Det ble valgt en iterasjon fra scenario 2.2, 4.2 og 6.2. Lastprofilen fra hver iterasjon ble plottet sammen med lastprofilen fra den samme iterasjonen i det ekvivalente scenariet uten fleksibilitet. I tillegg ble tidsutviklingen av batteribankens $P(t)$ og $SoC(t)$ fra iterasjonen plottet på samme tidsakse under lastprofilene. Resultatene er presentert i figur 5.11, 5.12 og 5.13 for henholdsvis fleksscenario 2.2, 4.2 og 6.2.



Figur 5.11: Lastprofilene for iterasjon 15 i scenario 2 og fleksscenario 2.2 (øverst), sammen med lastprofilen (midten) og utviklingen av SoC'en (nederst) til batteribanken i flekssimuleringen. Effektforbruket over tid er gitt i kW og batteribankens SoC er gitt i prosent.

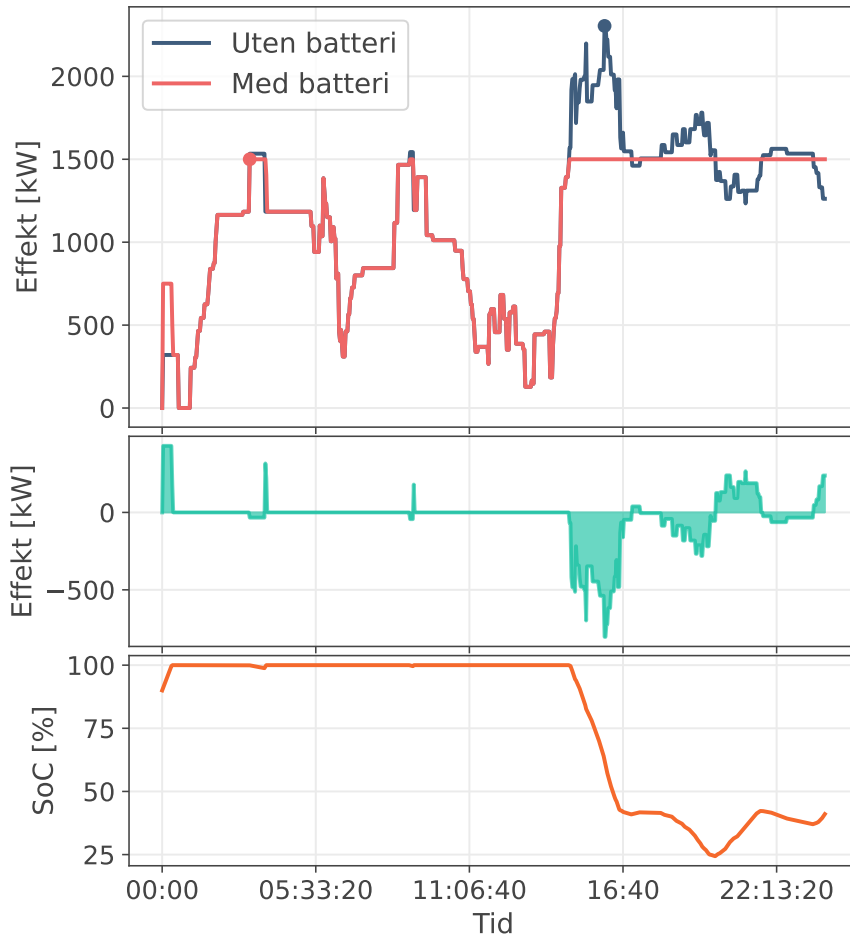
Figur 5.11 viser en iterasjon fra scenario 2 der lastprofilen uten fleksibilitet ligner på den gjennomsnittlige lastprofilen i figur 5.5b). Lastprofilen fra fleksscenario 2.2 går ikke over batteribankens lade grense på 1000kW, bortsett fra ved den første og siste effekttoppen i den opprinnelige lastprofilen uten fleksibilitet, der effekten går over 1500kW. Batteribankens $P(t)$ når sin maksimale verdi ved utlading i disse to tilfellene. Batteribankens $SoC(t)$ blir derimot aldri 0% og er kun på 100% rett før den første og siste effekttoppen i den opprinnelige lastprofilen.

I forhold til figur 5.11 viser figur 5.12 en iterasjon fra fleksscenario 4.2 der lastprofilen ikke holder seg innenfor batteribankens lade grense i like stor grad. Lastprofilen følger batteribankens lade grense i starten av den første og siste effekttoppen, men deretter øker effekten til samme nivå som lastprofilen til scenario 4 frem til effekttoppene tar slutt. For de samme periodene som lastprofilene følger hverandre er også batteribankens $SoC(t)$ og $P(t)$ henholdsvis lik 0% og 0kW.



Figur 5.12: Lastprofilene for iterasjon 33 i scenario 4 og fleksscenario 4.2 (øverst), sammen med lastprofilen (midten) og utviklingen av SoCen (nederst) til batteribanken i flekssimuleringen. Effektforbruket over tid er gitt i kW og batteribankens SoC er gitt i prosent.

I figur 5.13 holder seg lastprofilen til fleksscenario 6.2 alltid under batteribankens lade grense på 1500kW. Samtidig kan en se at lastprofilen uten fleksibilitet fra scenario 6 stort sett også holder seg under denne verdien frem til den siste effekttoppen på ettermiddagen. Frem til samme periode holder batteribankens $SoC(t)$ seg nesten konstant på 100% og batteribankens $P(t)$ holder seg rundt 0kW. Fra siste og høyeste effekttopp reduseres batteribankens $SoC(t)$, men den blir aldri lavere enn 25%. I tillegg når batteribankens $P(t)$ aldri sin maksimale verdi.



Figur 5.13: Lastprofilene for iterasjon 15 i scenario 6 og fleksscenario 6.2 (øverst), sammen med lastprofilen (midten) og utviklingen av SoCen (nederst) til batteribanken i flekssimuleringen. Effektforbruket over tid er gitt i kW og batteribankens SoC er gitt i prosent.

5.4.2 Diskusjon av batterifleksibilitet

Resultatene tyder på at lade grensen P_{grense} er en avgjørende faktor for at batteribanken skal klare å jevne ut de simulerte lastprofilene. Mellom fleksscenariene gir scenario 2.1 minst effektreduksjon. Scenario 2.2 gir imidlertid bedre resultater for lastklipping og dalfylling, men det eneste som skiller dem er en lavere P_{grense} for scenario 2.1. Batteribanken vil begynne å lade ut tidligere med en lavere lade grense, og trenger derfor en høyere ladeeffekt for å kunne dekke differansen til effekttoppene. I iterasjon 15 av scenario 2.2 blir batteribanken aldri utladet, samtidig som ladeeffekten oppnår sin maksimale effekt ved effekttoppene. Den maksimale ladeeffekten er dermed ikke nok til å klippe effekttoppene i scenario 2.1, der lade grensen er lavere.

For scenario 4.2 antas det også at det er lade grensen som fører til at batteribanken lades ut før slutten av effekttoppene, slik det vises i figur 5.12. Her er det altså batteribankens kapasitet og ikke maksimale ladeeffekt som er den begrensende faktoren,

men den lave ladegrensen er fortsatt den utløsende faktoren for at batteribanken ikke er i stand til å jevne ut lastprofilen. Det er imidlertid heller ikke gunstig å ha en for høy ladegrense.

Til tross for at batteribanken i scenario 6.2 klarer å kutte den høyeste effekttoppen i lastprofilen er ladegrensen her så høy at batteribanken ikke starter å lade ut ved de lavere effekttoppene. Figur 5.13 viser hvordan effekten i dette tilfellet blir jevnet ut ved de høyeste verdiene, men at kapasiteten til batteribanken ikke blir utnyttet til verken lastklipping eller dalfylling i resten av døgnet. Noe av det samme problemet kan oppstå når ladegrensen er så lav at batteribanken ikke lades opp selv om det kommer en dal i lastprofilen. Da har batteribanken heller ikke nok ledig kapasitet til lastklipping ved neste effekttopp.

Resultatene for fleksscenariene og diskusjonen viser at P_{grense} må justeres for hver lastprofil for å få utnyttet batteribanken tilstrekkelig. Ut ifra lastprofilene i figur 5.10 gir batterikonfigurasjonen i scenario 6.2 det beste resultatet dersom det er ønskelig å redusere den høyeste effekten i et døgn, men dette krever også den høyeste batterikapasiteten og ladeeffekten. Diskusjonen fra scenario 2.1 og 4.2 viser at mye av den samme effekten kunne blitt redusert med en mindre batterikapasitet dersom ladegrensen hadde tilpasset seg effekttoppene i lastprofilene.

En dynamisk utlading av batteribanken ville gjort det mulig å utnytte batterikapasiteten i større grad. Dette krever derimot at batterisystemet vet når og hvor lenge effekttopper vil oppstå. Det kreves altså et smart batterisystem som kan forutsi lastprofilen frem i tid. Wallberg et al. [50] gjør dette ved å predikere lastprofilen til et ladeanlegg for elektriske personbiler med maskinlæring og reelle måledata fra ladeanlegget. Prediksjonene ble brukt til å bestemme når og hvordan en batteribank skulle bruke lastklipping på lastprofilen i sanntid.

Siden denne masteroppgaven fokuserer på konseptuelle ladestasjoner som det ikke finnes måledata fra, er det vanskelig å bruke samme metode som ble diskutert over. Det vil derimot trolig være mulig å bruke simuleringene uten fleksibilitet til å tilpasse en ladeplan for batteribanken i flekssimuleringene, og dermed etterligne et smart batterisystem. Uddin et al. [26] presenterer også en rekke algoritmer og metoder som har blitt brukt for å oppnå lastklipping med batteribanker uten prediksjoner. Deriblant regelbaserte metoder med ladegrenser, som i denne masteroppgaven. Samtidig påpekes det at en av de største utfordringene ved bruken av batteribanker til lastklipping er å optimalisere opp- og utladingen.

Til tross for simuleringsmodellens manglende kompleksitet for utvidelsen med fleksibilitet viser resultatene at en batteribank er i stand til å jevne ut lastprofilen til en offentlig ladestasjon i perioder med et høyt forbruk. Dersom målet med en batteri-

bank er å utsette nettinvesteringer for nye ladestasjoner burde batteribanken også tilpasses lastprofilen for det lokale strømnettet, slik at ladestasjonens lastprofil er lavest når det er minst ledig kapasitet i nettet.

Siden batteribanker har høye investeringskostnader som øker lineært med batterikapasiteten påpeker Uddin et al. [26] at en optimal størrelse er viktig for å minimere kostnadene ved en investering. Samtidig kan det oppnås kostnadsreduksjoner ved bruken av batteribanker i form av en redusert nettleie. Den konseptuelle ladestasjonen i Vestby antas å falle under nettleien til høyspentkunder, siden den hadde blitt tilkoblet egne nettstasjoner. Dermed ville en reduksjon i det maksimale effektforbruket og lastflytting til natten gi besparelser i både energi- og effektleddet. Uddin et al. [26] mener også at en balansering av investeringskostnadene og besparelsene fra et lavere effektforbruk vil gi den maksimale økonomiske fordel med en batteribank til lastklipping. Det vil dermed lønne seg å optimalisere E_{kap} og P_{maks} for batteribanken i flekssimuleringene.

5.5 Diskusjon av metoden

Metoden som ble brukt for å komme frem til simuleringsresultatene i kapittel 5 gir et forenklet rammeverk for undersøkelsen av fremtidige ladestasjoner for el. lastebiler. Verdiene og fordelingene for parameterne i modellen kan bli tilpasset et ønsket detaljnivå og handlingene til ulike typer lastebiler kan enkelt endres på. Komplexiteten til fleksibilitetsutvidelsen kan også økes dersom ønskelig. I tillegg kan el. lastebilenes ladeoppførsel undersøkes ytterligere enn det som ble presentert i resultatene. Blant annet hvilken ladeeffekt hver el. lastebil velger og hvor mange el. lastebiler som oppnår en ønsket SoC.

Det er også verdi i at parameterne som brukes i simuleringsmodellen er skalerbare for ulike områder, både for utformingen av ladeinfrastrukturen og lademønsteret til el. lastebilene. Denne casen var spesiell på grunn av den kombinerte bruken av offentlig lading og depotlading for en privat aktør. Rammeverket kan derimot brukes for forskjellige caser som har et annet utgangspunkt. Siden Statens vegvesen har målepunkter over hele Norge og det analyserte datasettet fra TØI også er landsdekkende, kan fordelingene for ankomsttider og ladeøkter tilpasses andre offentlige ladestasjoner som skal planlegges i fremtiden. Ut ifra denne oppgavens kjennskap har det heller ikke blitt utviklet en slik modell for norske forhold før.

Utover scenariene som har blitt simulert er det også mulig å optimalisere utnyttelsen av ladestasjoner ved å simulere enda flere utforminger av ladeinfrastrukturen, både for casen og andre tilfeller. Dette kan sammen med en kostnadsanalyse gi en idé om hvilke valg og avveininger som må tas hensyn til for å få en god nytteeffekt når

planleggingen av en ny ladestasjon er i konseptfasen. Rammeverket er derimot ikke detaljert nok til å egne seg for endelige beslutninger. Dette vises delvis i den store variabiliteten i lastprofilene, som standardavvikene i figur 5.5 indikerer, i tillegg til antagelsene og forenklingene som ble gjort for modellen.

Antagelsene som ble gjort for å gjøre simuleringsmodellen oversiktlig og skalerbar går også utover presisjonen og påliteligheten til resultatene. Det fremtidige ladebehovet ved offentlige ladestasjoner er vanskelig å forutsi fordi det er så mange faktorer som spiller inn. I følge Miljødirektoratet vil det blant annet være avhengig av hvor mye ladeinfrastruktur hver el. lastebil har til rådighet ellers [5]. I metoden ble det derimot antatt at alle el. lastebiler som har muligheten vil lade ved den simulerte ladestasjonen. I tillegg påpeker Tong et al. [10] at det også finnes tilfeller der lastebilsjåfører ikke er like avhengige av å lade i pålagte hvilepauser, slik det ble antatt for eksterne el. lastebiler. Det er også mulig å lade ved lossing og annet arbeid [33]. Dermed vil ulike aktører ha ulike ladebehov som ikke reflekteres i simuleringene.

Som nevnt i delkapittel 4.2.1 i metoden ble det gjort en forenklet antagelse om energibehovet til el. lastebilene på grunn av manglende kunnskapsgrunnlag. Dette gjør at det er usikkerheter rundt hvor høy ladeeffekt de ulike el. lastebilene faktisk trenger i løpet av en ladeøkt. Et mer kompleks datagrunnlag, som blant annet Mishra et al. [11] og Tong et al. [10] bruker, kan gi mer realistiske beregninger. Det forenklete rammeverket i denne oppgaven gir derimot fordelene av en mer generell anvendbarhet i forhold til avanserte modeller og casebestemte telemetridata, som krever mer kunnskap og arbeidsmengde å tilpasse. At lastprofilene til de eksterne el. lastebilene i resultatene har tydelige fellestrekk med lastprofilene til Tong et al. [10] indikerer også at den forenklete metoden fortsatt gir sammenlignbare resultater.

De simulerte lastprofilene reflekterer heller ikke et realistisk forbruk på starten av døgnet. Ut ifra de estimerte fordelingene for el. lastebilenes ladeøkter, i figur 5.2 og 5.4, startes de fleste lange ladeøktene på kveldstid. Dette innebærer at noen av disse ladeøktene varer til neste morgen. Siden lastprofilene kun simuleres for ett døgn, og de påbegynte ladeøktene på kvelden ikke regnes med i forbruket etter midnatt, er forbruket i lastprofilene lavere fra midnatt til morgen enn det burde vært.

Det ble også gjort forenklinger for virkemåten og ladeevnen til batterier i simuleringsmodellen. Både for el. lastebilene og batteribanken ble det antatt en konstant ladeeffekt uavhengig av batteriets SoC, noe som kan gi et urealistisk høyt effektforbruk. I tillegg ble batteribanken ladet helt opp og helt ut, som ikke er ønskelig i praksis eller realistisk. Mishra et al. [11] bruker *charge acceptance* kurver i simuleringene sine for å etterligne el. lastebilenes BMS. Det viktigste i denne masteroppgaven var derimot å kunne observere overordnede sammenhenger, og siden forenklingene

var like for alle batteriene, ville de grunnleggende funnene fra resultatene fortsatt vært de samme.

Forenklingene i simuleringsmodellen gir resultatene større usikkerheter i forhold til virkeligheten, men det var aldri et mål å produsere nøyaktige resultater i seg selv. Fokuset til oppgaven var å lage et rammeverk som gir et sammenligningsgrunnlag for ulike utforminger og scenarier av en offentlig ladestasjon for el. lastebiler. Siden forskningen på el. lastebilers effektbehov i dag er begrenset, gir en slik generell og forenklet tilnærming fortsatt verdi til dagens kunnskapsgrunnlag.

5.6 Videre arbeid

Det generelle rammeveket som ble brukt i denne oppgaven har som diskutert et stabilt fundament som det kan bygges videre på i fremtidige arbeid. Blant annet kunne en skilt mellom el. lastbiler fra ulike transportsegmenter. I følge Borlaug et al. [41] har lokal-, regional- og langdistansetransport ulike ladebehov på grunn av deres varierende kjørelengder. Det ble også konkludert at segmentene har forskjellige ladebehov etter hvor urbane eller landlige rutene deres var. Ved å ta utgangspunkt i ulike energibehov, ladeønsker og batterikapasiteter for disse segmentene kan analysene med simuleringsmodellen gjøres enda mer realistiske og case spesifikke.

Ved å utvide simuleringsperioden kan en også få innsyn i hvordan den simulerte lastprofilen varierer over lengre tid. En kan implementere variasjoner i trafikkmengden over uker og måneder for å undersøke årsvariasjoner. Siden ut- og oppladingen av el. lastebiler oppfører seg annerledes ved kalde temperaturer kan det også inkluderes et varierende energibehov for vintermånedene. Det lengre tidsperspektivet ville også gjort lastprofilene mer realistiske for starten av hvert døgn, siden en kan simulere ladeøkter som varer utover natten.

Som allerede diskutert kan kompleksiteten til fleksibilitetsutvidelsen også økes. Ved å bruke simulerte lastprofiler til å generere regelbaserte ladeplaner for batteribanken kan det oppnås en bedre evaluering av batterifleksibilitet ved ladestasjoner. Samtidig burde prediksjonen av lastklipping i simuleringene ikke overgå presisjonen til de kommersielt tilgjengelige batterisystemene som skal undersøkes.

I tillegg til undersøkelsene av ladeinfrastrukturen som ble gjort i denne oppgaven kan en undersøke lastprofiler med et annet fokus. Siden det er usikkert hvordan den fremtidige el. lastebilparken vil se ut kan det være interessant å gjøre en parameteranalyse for el. lastebilene. Dersom en holder ladeinfrastrukturen konstant kan simuleringsresultater undersøkes for ulike utviklinger i batterikapasiteter og ladeeffekter, samt et varierende antall el. lastebiler.

Kapittel 6

Konklusjon

Denne oppgaven hadde som mål å estimere den fremtidige lastprofilen til en konseptuell offentlige ladestasjon i Vestby for ulike scenarier. Rammeverket som ble utviklet for dette formålet simulerte de ønskede resultatene, og gjorde det mulig å analysere lastprofilene med og uten batterifleksibilitet for ulike utforminger av ladeinfrastrukturen. Dataanalysen som ble gjennomført som en del av rammeverket gjør at metoden ikke bare er anvendbar for oppgavens case, men også andre fremtidige ladestasjoner for el. lastebiler.

Funnene viser at de estimerte lastprofilene kjennetegnes av tre markante effekttopper, der den høyeste tilsvarer 1,3-2,1MW for ulike utforminger av ladeinfrastrukturen. Disse sammenfaller delvis med typiske effekttopper i strømmettet, og kan dermed skape kapasitetsproblemer. Det ble vist at de interne el. lastebilene til ASKO står for mesteparten av det ugunstige effektforbruket, og det anbefales derfor at ASKO's lademønster tilpasses ved hjelp av lastflytting. For de eksterne el. lastebilene fra andre aktører ble det estimert et lavere effektforbruk, som delvis komplimenterer forbruket til de interne.

En analyse av lastprofilene og ventetidene ved ladestasjonen viste at den optimale skaleringen av den simulerte ladeinfrastrukturen er mellom 5 og 15 ladestolper. I tillegg ble det observert at de simulerte el. lastebilene ikke utnyttet den ekstra ladekapasiteten 1000kW ladestolper ga i forhold til 350kW. Dette førte til en overdimensjonering, og det vil derfor ikke lønne seg å investere i 1000kW ladestolper for det simulerte ladebehovet. Analysen viser også viktigheten av å tilpasse infrastrukturen til lastprofilene ved fremtidige ladestasjoner, slik at det unngås for høye investeringskostnader ved overdimensjonering eller for lange ventetider ved underdimensjonering.

Undersøkelsen av batterifleksibilitet viste at en batteribank kan ha en positiv virk-

ning på nettkapasitet i strømnettet ved å redusere effekttoppene i ladestasjonens lastprofil. Det ble oppnådd en 2,7-27,7% reduksjon i maksimalt effektforbruk, der den største batterikonfigurasjonen med 1500kWh/1000kW ga den største reduksjonen. Analysene viste derimot at utnyttelsen av batterikapasiteten var lav fordi batteribankens ladegrense ikke ble tilpasset lastprofilen. Det anbefales derfor en dynamisk ladegrense som maksimerer batteriutnyttelsen. Dette muliggjør en lavere batteristørrelse, og dermed også en lavere investeringskostnad. Effektreduksjonen fra batteribanken kan også gi økonomiske fordeler gjennom en redusert nettleie.

Funnene fra denne oppgaven kan gi en idé om hvilke valg og avveininger som må tas hensyn til ved fremtidige offentlige ladestasjoner for el. lastebiler. Rammeverket som ble utviklet har en generell og enkel utforming som gjør det tilpasningsdyktig til ulike områder og scenarier. Det trengs derimot mer kunnskap om ulike energibehov som kan oppstå for el. lastebiler, og hvordan fleksibilitet kan begrense eventuelle kapasitetsutfordringer som følger med dem. Det anbefales derfor at det arbeides videre med rammeverkets dataanalyse- og modellgrunnlaget for å imøtekomme disse behovene.

Referanser

- [1] Regjeringen. *Klimaendringer og norsk klimapolitikk* [online]. regjeringen.no, 2021. [Hentet: 02.02.23]. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>.
- [2] Miljødirektoratet. *Klimagassutslipp fra transport i Norge* [online]. miljostatus.miljodirektoratet.no, 2022. [Hentet: 24.11.22]. URL: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-transport/>.
- [3] Samferdselsdepartement. Nasjonal transportplan 2022-2033. Technical Report Meld.St.20, Samferdselsdepartement, Akersgate, Oslo, 2022. URL <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-20-20202021/id2839503/>.
- [4] Jon-Ivar Nygård. *Regjeringenes ambisjoner for en sikker infrastruktur og en grønnere transportnæring* [online]. regjeringen.no, 2023. [Hentet: 02.02.23]. URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringenes-ambisjoner-for-en-sikker-infrastruktur-og-en-gronnere-transportnaring/id2961018/>.
- [5] Miljødirektoratet og Statens vegvesen. Kunnskapsgrunnlag om hurtigladeinfrastruktur for veitransport. Technical Report Nr.M-2232, Samferdselsdepartementet og Klima- og miljødepartementet, 3 2022. URL <https://www.vegvesen.no/nn/fag/fokusomrade/miljovenlig-transport/nullutsleppsmala/>.
- [6] Ingrid B. Løken, Hilde K. Berge, and James Lam. Ladeinfrastruktur for tunge elektriske kjøretøy. Technical Report Nr.2021-0835, DNV Energy Systems, Veritasveien, 1363 Høvik, 9 2021. URL https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwj-o_q7ypT9AhX6wAIHHfr7AXAQFnoECAkQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.enova.no%2Fdownload%3FobjectPath%3Dupload_

- images%2F2AAEE91AB485427D92D4C149FA92A3E2.pdf%26filename%3DLadeinfrastrukt%25C3%25B8r%2520for%2520tunge%2520elektriske%2520kj%25C3%25B8ret%25C3%25B8y.pdf&usg=A0vVaw30TbA0C_Ae9xhb8RtwvWxB.
- [7] Samferdselsdepartementet. Nasjonal ladestrategi. Technical report, Samferdselsdepartementet, Akersgate, Oslo, 2022. URL <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nasjonal-ladestrategi/id2950371/>.
- [8] Bassam Al-Hanahi, Iftekhhar Ahmad, Daryoush Habibi, and Mohammad A.S. Masoum. Charging infrastructure for commercial electric vehicles: Challenges and future works. *IEEE Access*, 9:121476–121492, 2021. ISSN 21693536. URL https://www.researchgate.net/publication/354229606_Charging_Infrastructure_for_Commercial_Electric_Vehicles_Challenges_and_Future_Works.
- [9] Magnus Buvik, Julien Cabrol, Dag Spilde, Ellen Skaansar, Aleksandra Roos, and Åsa G. Tveten. Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030. Technical Report Nr.20, Norges vassdrags- og energidirektorat, Majorstuen, 0301 Oslo, 5 2022. URL <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/vi-gaar-mot-en-strammere-effektbalanse-for-kraft/>.
- [10] Fan Tong, Derek Wolfson, Alan Jenn, Corinne D Scown, and Maximilian Auffhammer. Energy consumption and charging load profiles from long-haul truck electrification in the united states. *Environmental Research: Infrastructure and Sustainability*, 1(2):025007, 9 2021. URL <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2634-4505/ac186a>.
- [11] Partha Mishra, Eric Miller, Shriram Santhanagopalan, Kevin Bennion, and Andrew Meintz. A framework to analyze the requirements of a multiport megawatt-level charging station for heavy-duty electric vehicles. *Energies*, 15 (10), 5 2022. ISSN 19961073. URL <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/10/3788>.
- [12] Espen Ekberg. *NorgesGruppen* [online]. snl.no, 2022. [Hentet: 07.03.23]. URL: <https://snl.no/NorgesGruppen>.
- [13] NTB. *ABB E-mobility leverer ladeinfrastrutur for elektriske lastebiler til ASKOs hovedlager i Vestby* [online]. kommunikasjon.ntb.no, 2022. [Hentet: 07.03.23]. URL: <https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/abb-e-mobility-leverer-ladeinfrastrutur-for-elektriske-lastebiler-til-askos-hovedlager-i-vestby?publisherId=5310709&releaseId=17950743&lang=no>.

- [14] Stig Ø. Ottesen, Lars Erik Olsen, Karin Börís, Finn Ivar Olsen, Ole Jakob Sördalen, Tor W. Stålsett, and Knut H. Johansen. Nullutslipps energistasjon på asko vestby-innovativt teknologisk og forretningsmessig konsept for lading av lastebiler. Technical report, ASKO, Nedre Kalbakkvei, 0950 Oslo, 11 2022.
- [15] Lars Erik Olsen. *Personlig kommunikasjon med ASKO Bygg Vestby - Daglig leder*, 27.02.2023.
- [16] Departementenes sikkerhets-og serviceorganisasjon Teknisk redaksjon. Nett i tide - om utvikling av strømmettet. Technical Report 2022:6, Olje- og energidepartementet, 2022. URL <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2022-6/id2918464/>.
- [17] Olje og energidepartementet. *Strømmettet*. [online]. energifaktanorge.no, 2019. [Hentet: 08.03.23]. URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>.
- [18] Olje og energidepartementet. *Forsyningssikkerhet*. [online]. energifaktanorge.no, 2019. [Hentet: 08.03.23]. URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>.
- [19] Ingrid B. Løken and Beate Norheim. Strømmettet i et fullelektrisk norge. Technical Report Nr.2019-0218, Rev.3, DNV GL Energy, Veritasveien, 1363 Høvik, 10 2019. URL <https://www.fornybarnorge.no/contentassets/74f33e5598d64578bda89c1fa864e83a/rapport---stromnett-i-et-fullelektrisk-norge.pdf>.
- [20] Statnett. *Ny rekord i strømforbruket i dag* [online]. statnett.no, 2021. [Hentet: 13.03.23]. URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/ny-rekord-i-stromforbruket-i-dag/>.
- [21] Gjerd Kjølle. *Fleksibilitet i strømmettet: Hva er det og hvorfor trenger vi det?* [online]. blogg.sintef.no, 2021. [Hentet: 15.05.23]. URL: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/fleksibilitet-i-stromnett-et-hva-er-det-og-hvorfor-trenger-vi-det/>.
- [22] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Effektuttak* [online]. nve.no, 2021. [Hentet: 06.02.23]. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/effektuttak/>.
- [23] Statnett. “last ned grunndata” [online]. statnett.no, n.d. [Hentet: 30.03.23]. URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/last-ned-grunndata/#topp>.

-
- [24] Lovinda Ødegården, Sajan Bhantana. Status og prognoser for kraftsystemet 2018. Technical Report Nr.103, Norges vassdrags- og energidirektorat, Majorstua, 0301 Oslo, 12 2018. URL http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_103.pdf.
- [25] Majid Jamil and Sonam Mittal. Hourly load shifting approach for demand side management in smart grid using grasshopper optimisation algorithm. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 14(5):808–815, 3 2020. ISSN 17518687. URL https://www.researchgate.net/publication/337345899_Hourly_Load_Shifting_approach_for_demand_sidemangement_in_smart_grid_using_grasshopper_optimizationalgorithm.
- [26] Moslem Uddin, Mohd Fakhizan Romlie, Mohd Faris Abdullah, Syahirah Abd Halim, Ab Halim Abu Bakar, and Tan C. Kwang. A review on peak load shaving strategies, 2 2018. ISSN 18790690. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314272>.
- [27] Statistisk sentralbyrå. *11823: Euroklasser, drivstofftyper og kjøretøygrupper (K) 2016 - 2022*. [internett]. ssb.no, 2023. [Hentet: 10.05.23]. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/11823/>.
- [28] Statens vegvesen. Lengde og kjøretøyklassifisering av vegtrafikk i norge. Technical report, Statens vegvesen, Nordre Ål, 2605 Lillehammer, 11 2022.
- [29] Statens vegvesen. *Regelverk for kjøre- og hviletid* [online]. vegvesen.no, 2021. [Hentet: 03.05.23]. URL: <https://www.vegvesen.no/kjoretoy/yrkestransport/kjore-og-hviletid/regelverk/>.
- [30] Statens vegvesen. *Oppdatert status på nullutslippskjøretøy* [online]. vegvesen.no, 2023. [Hentet: 08.03.23]. URL: <https://www.vegvesen.no/fag/fokusomrader/baerekraftig-mobilitet/nullutslippsmalene/>.
- [31] R.M. Dell and D.A.J. Rand. *Understanding Batteries*. The Royal Society of Chemistry, 2001.
- [32] Acea. European ev charging infrastructure masterplan. Technical report, Acea, Brussels, Belgium, 3 2022. URL <https://www.acea.auto/files/Research-Whitepaper-A-European-EV-Charging-Infrastructure-Masterplan.pdf>.
- [33] Tharsis Teoh. Electric vehicle charging strategies for urban freight transport: concept and typology. *Transport Reviews*, 42(2):157–180, 2022. ISSN 14645327. URL <https://www.sciencedirect.com/org/science/article/pii/S0144164722003932>.
- [34] Paolo Brandimarte. *Handbook in Monte Carlo Simulation: application in finan-*
-

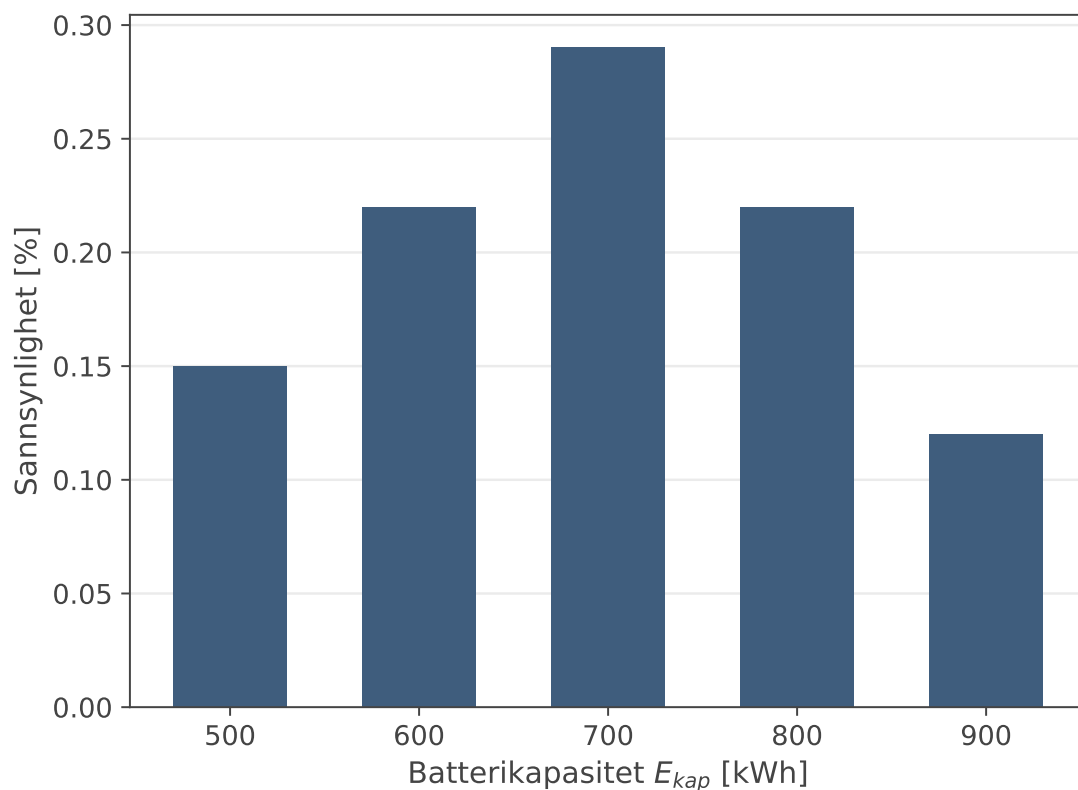
- cial engineering, risk management, and aconomics*. John Wiley & Sons, Inc, New Jersey, 1 edition, 2014. ISBN 9780470531112.
- [35] David P. Landau and Kurt Binder. *A guide to Monte Carlo simulations in statistical physics*. Cambridge university press, Cambridge, 4 edition, 2015. ISBN 9781107074026.
- [36] UiO. *Modeller* [online]. uio.no, 2019. [Hentet: 16.05.23]. URL: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/leksikon/m/modeller.html>.
- [37] Halvor Aarnes. *Statistiske sannsynlighetsfordelinger*. uio, 2014. URL: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/tall/statfordeling.pdf>.
- [38] Janis Danebergs, Eva Rosenberg, and Kari A. Espegren. Impact of zero emission heavy-duty transport on the energy system. Technical report, Institute for Energy Technology, Kjeller, 1751 Halden, 1 2022. URL <https://ife.brage.unit.no/ife-xmlui/handle/11250/2975933>.
- [39] Xiangqi Zhu, Partha Mishra, Barry Mather, Mingzhi Zhang, and Andrew Meintz. Grid impact analysis and mitigation of en-route charging stations for heavy-duty electric vehicles. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 10:141–150, 1 2023. ISSN 26877910. URL <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10005124/figures#figures>.
- [40] Kyrre K. Fjær, Venkatachalam Lakshmanan, Bendik N. Torsæter, and Magnus Korpås. Heavy-duty electric vehicle charging profile generation method for grid impact analysis. In *SEST 2021 - 4th International Conference on Smart Energy Systems and Technologies*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 9 2021. ISBN 9781728176604. URL <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2822947>.
- [41] Brennan Borlaug, Matthew Moniot, Alicia Birky, Marcus Alexander, and Matteo Muratori. Charging needs for electric semi-trailer trucks. *Renewable and Sustainable Energy Transition*, 2:100038, 8 2022. ISSN 2667095X. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667095X22000228#fig0003>.
- [42] Acea. *Electric trucks: new data maps out priority locations for charging points* [online]. acea.auto, 2022. [Hentet: 28.05.23]. URL: <https://www.acea.auto/press-release/electric-trucks-new-data-maps-out-priority-locations-for-charging-points/>.

-
- [43] Grønt Landtransportprogram. *Transportmønstreanalyse*. [online]. gront-landtransportprogram.no, 2023. [Hentet: 10.05.23]. URL: <https://www.nho.no/samarbeid/gront-landtransportprogram/kunnskapsrom/analyser/transportmonsteranalyse/>.
- [44] Norgeskart. (kartgrunnlag) [online]. norgeskart.no, n.d. [Hentet: 07.03.23]. URL: <https://www.norgeskart.no/#!?project=norgeskart&layers=1005&zoom=11&lat=6612692.21&lon=260052.85&sok=delitoppen&markerLat=6613477.88976255&markerLon=259780.35276342827&p=searchOptionsPanel>.
- [45] Guido Van Rossum and Fred L. Drake. *Python 3 Reference Manual*. CreateSpace, Scotts Valley, CA, 2009. ISBN 1441412697.
- [46] Jackie Kazil, David Masad, and Andrew Crooks. Utilizing python for agent-based modeling: The mesa framework. In Robert Thomson, Halil Bisgin, Christopher Dancy, Ayaz Hyder, and Muhammad Hussain, editors, *Social, Cultural, and Behavioral Modeling*, pages 308–317, Cham, 2020. Springer International Publishing. ISBN 978-3-030-61255-9. URL <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-030-61255-9>.
- [47] Lina Grünbeck. *ChargingStationSim* [internett]. github.com, 2023. [Hentet: 26.04.23]. URL: <https://github.com/lina-gruen/ChargingStationSim>.
- [48] Statens vegvesen. *Trafikkdata*. [online]. vegvesen.no, 2023. [Hentet: 10.05.23]. URL: <https://www.vegvesen.no/trafikkdata/start/kart?lat=59.602103321273034&lon=10.73866736392864&trafficType=vehicle&zoom=13>.
- [49] Ingrid Sundvor og Inger Beate Hovi. *Hvor stopper lastebilene?* Presentasjon, TØI, 2 2023.
- [50] Alexander Wallberg, Carl Flygare, Rafael Waters, and Valeria Castellucci. Peak shaving for electric vehicle charging infrastructure—a case study in a parking garage in uppsala, sweden. *World Electric Vehicle Journal*, 13(8), 8 2022. ISSN 20326653. URL https://www.researchgate.net/publication/362745891-Peak_Shaving_for_Electric_Vehicle_Charging_Infrastructure-A_Case_Study_in_a_Parking_Garage_in_Uppsala_Sweden.

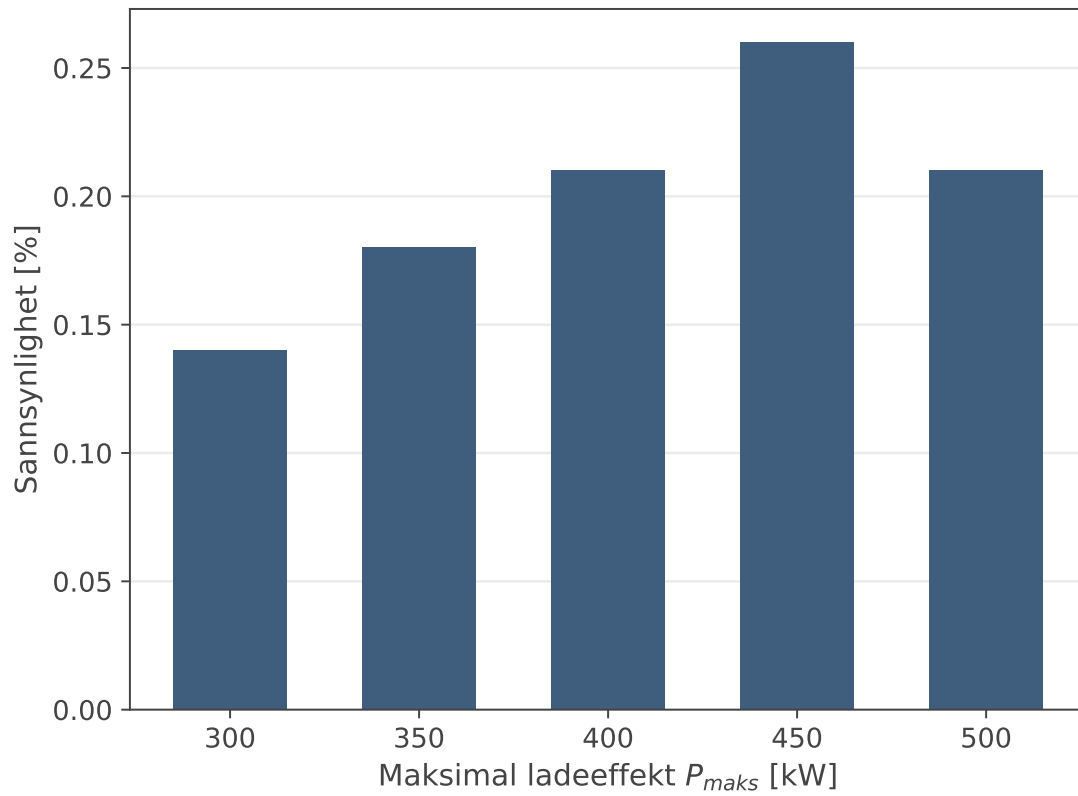
Vedlegg A

Tilleggsfigurer til kapittel 4

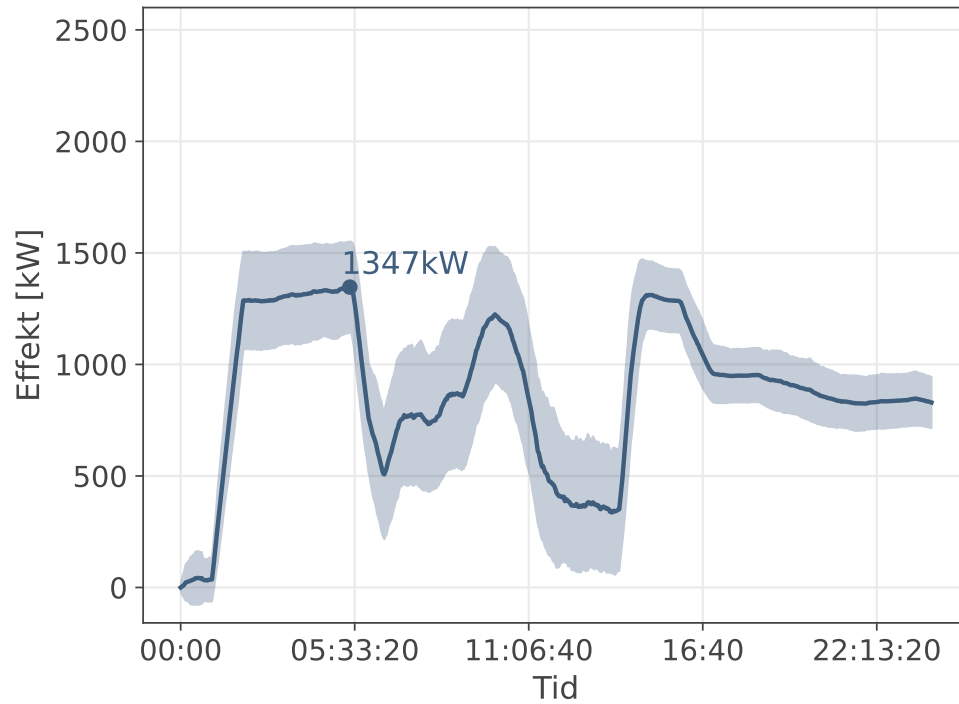
Dette vedlegget inneholder figurer fra kapittel 4 som ble presentert, men ikke vist i selve kapittelet. Dette inkluderer de egendefinerte fordelingene i figur A.1 og A.2, som ble benyttet for parametere i simuleringmodellen. I tillegg viser figur A.3 lastprofilen til simuleringsscenario 1 med 350 iterasjoner. Samme lastprofil er presentert med 100 iterasjoner i figur 5.5a) i resultatene.



Figur A.1: Egendefinert diskret fordeling for batterikapasiteten E_{kap} til el. lastebilene i simuleringene. Utgangspunktet for fordelingen er forklart i delkapittel 4.2.1 i metoden.



Figur A.2: Egendefinert diskret fordeling for den maksimale ladeeffekten P_{maks} til el. lastebilene i simuleringene. Utgangspunktet for fordelingen er forklart i delkapittel 4.2.1 i metoden.



Figur A.3: Gjennomsnittlig lastprofil (linje) med standardavvik (skravert) for simulerings-scenario 1 med 350 iterasjoner. Effektforbruket over tid er gitt i kW, og den høyeste effekttoppen er markert med effektverdien sin. Parameterkombinasjonen som ble brukt er vist i tabell 4.3 i delkapittel 4.3 i metoden.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway