



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2022 30 stp**

Fakultet for realfag og teknologi

# **Simulering av lading og kvantifisering av fleksibilitet for en modellert elbilflåte ved boligfelt: Casestudie av Tanberghøgda i Hønefoss**

Simulation of charging and quantification of  
flexibility for a modeled electric car fleet at  
residential areas:

Case study of Tanberghøgda in Hønefoss

**Kristoffer Lyslo**

Miljøfysikk og fornybar energi

*The greatest challenge to any thinker is stating the problem in a way that will allow a solution.*

Bertrand Russell (1872–1970)

Matematiker, filosof, logiker, historiker og samfunnskritiker

# Forord

Med denne masteroppgaven avslutter jeg mitt 5 år lange studieløp i Miljøfysikk og fornybar energi. Jeg vil gjerne takke alle mine medstudenter som gjorde at disse 5 årene her på NMBU ble en fryd.

Å skrive en masteroppgave har vært en lang prosess. Til tider har den føltes uoverkommelig og ganske stressende, men jeg har alltid hatt tilgang på hjelp. Jeg vil i den forstand takke min hovedveileder Heidi og mine to biveiledere, hos COWI, Nils og Ranvei for deres bidrag gjennom våren. Dere har alltid vært tilgjengelig for å hjelpe meg gjennom oppgaven, enten om det har vært faglige diskusjoner, gjennomlesning eller trivelige lunsjer hos COWI.

Jeg vil også takke COWI og Fossen Utvikling som har latt meg skrive en oppgave om Tanberghøgda. Et utrolig spennende prosjekt og jeg gleder meg til når det er ferdig utbygd.

Det er en lettelse at masteroppgaven nå er på plass, og jeg gleder meg til å ta fatt på yrkeslivet.

# Abstract

Electrification is leading to major changes in the power system, and maintaining a flexible power system has become a crucial factor in completing the electrification of society. The production mix for the power system is changing by a reduction in the proportion of controllable power plants. At the same time, there is an increase in both energy consumption and power consumption among consumers. This leads to a reduction in the flexibility of the power grid, at the same time as the need increases, and this creates challenges for the security of supply. Consumer flexibility is seen as one of the solutions to add more flexibility to the power system. One of the loads on the consumer side with a high potential for flexibility is electric cars. Tanberghøgda is a residential area that aims to use its future electric car fleet to achieve low power consumption, high grid utilization and to offer flexibility on the power grid. This paper simulates Tanberghøgda's future electric car fleet with different charging strategies, and quantifies the electric car fleet's flexibility for both unidirectional charging and bidirectional charging.

The travel habits of Tanberghøgda's future electric car fleet are estimated based on travel habits reports for the former Buskerud county, the Ringerike region and the Hønefoss area. The uncertainty of these stochastic variables was handled with different probability distributions. The rest of the parameters for the electric car fleet are modeled with an estimation of the evolution of the electric car share at Buskerud, and data on the best-selling electric cars in total and the best-selling cars in the beginning of 2022 on the Norwegian market. Three electric car fleets with different parameters are presented to take into account the uncertainty in the evolution of the electric car fleet. Case 1 takes into account the linear evolution of the fleet, case 2 the moderate and case 3 the exponential.

A model has been constructed that simulates an electric car fleet with three different charging strategies; static load balancing, dynamic load balancing and smart load balancing for grid utilization. Static and dynamic load balancing are two charging strategies used for residential areas today. Smart load balancing for grid utilization is a designed charging strategy that uses data available from the standard ISO 15118. ISO 15118 is a communication protocol for data flow between the charging station and the electric car, and is expected to be used around 2025. The electric car fleets are simulated over 24

hours, and the result shows how the various charging strategies change the residential area's total consumption. Smart and dynamic load balancing both communicate with the rest of the consumption in the residential area and lead to a stable grid utilization. When simulating cases 1 and 2, the energy requirement for the electric car fleet is complied with for all strategies, but the available capacity for the main switch for the electric car fleet is reduced in case 2. In case 3, the energy needs of the electric car fleet are so great that a larger main switch is needed for the electric car fleet to be able to use the smart load balancing and achieve maximum grid utilization.

Two algorithms are used to quantify the flexibility of the electric car fleet. One algorithm is to quantify the flexibility of onedirectional charging and builds on the already constructed algorithm in the article "*Quantifying flexibility in EV charging as DR potential: Analysis of two real-world data sets*". The second algorithm is for quantifying flexibility of bidirectional charging and is constructed in this thesis. Both algorithms consist of requirements that charging sessions must meet in order to be flexible. The algorithms are implemented on the electric car fleet using the charging strategy smart load balancing for grid utilization. The result of the algorithms is an estimation of flexibility for each hour over 24 hours for time intervals between 2 minutes and 7 hours. Flexibility is calculated for the electric car fleets in case 1 and case 2, and the results show that Tanberghøgda has a high potential for flexibility. Case 3 has no flexibility. The result also shows that an increase in the planned main switch is necessary in order to be able to utilize the flexibility as well for the electric car fleet in cases 2 and 3 as it was for the electric car fleet in case 1.

# Sammendrag

Elektrifiseringen fører til store endringer i kraftsystemet, og å opprettholde et fleksibelt kraftsystem er blitt en avgjørende faktor for å fullføre elektrifiseringen av samfunnet. Produksjonsmiksen til kraftsystemet endres ved at andelen regulerbare kraftverk reduseres. Samtidig forekommer det en økning i både energiforbruk og effektuttak hos forbrukerne. Dette fører til at fleksibiliteten i kraftnettet reduseres, samtidig som behovet øker, og dette skaper utfordringer for forsyningssikkerheten. Forbrukerfleksibilitet er sett på som en av løsningene for å tilføye kraftsystemet mer fleksibilitet. En av lastene på forbrukersiden med høyt potensial for fleksibilitet er elbiler. Tanberghøgda er et boligfelt som har mål om å benytte sin fremtidige elbilflåte til å oppnå lavt effektforbruk, høy nettutnyttelse og til å tilby fleksibilitet på kraftnettet. Denne oppgaven simulerer Tanberghøgda sin fremtidige elbilflåte med ulike ladestrategier, og kvantifiserer elbilflåtens fleksibilitet både ved enveislading og toveislading.

Reisevanene til Tanberghøgda sin fremtidige elbilflåte estimeres basert på reisevaneundersøkelser for tidligere Buskerud fylke, Ringeriksregionen og Hønefossområdet. Usikkerheten til disse stokastiske variablene er håndtert med ulike stokastiske modeller. Resten parameterne til elbilflåten modelleres med en estimering av utviklingen av elbilandel ved Buskerud, og data om de mest solgte elbilene totalt og de mest solgte i starten av 2022 på det norske markedet. Det legges fram tre elbilflåter med ulike parametere for å ta hensyn til usikkerheten i utviklingen av elbilflåten fram mot ferdigstillingen av boligfeltet. Case 1 tar hensyn til den lineære utviklingen av flåten, case 2 den moderate og case 3 den eksponentielle.

Det konstrueres en modell som simulerer en elbilflåte med tre ulike ladestrategier; statisk lastbalansering, dynamisk lastbalansering og smart lastbalansering for nettutnyttelse. Statisk og dynamisk lastbalansering er to ladestrategier benyttes for boligfelt i dag. Smart lastbalansering for nettutnyttelse er en konstruert ladestrategi som benytter data tilgjengelig fra standarden ISO 15118. ISO 15118 er en kommunikasjonsprotokoll for informasjonsflyt mellom ladestasjonen og elbilen, og forventes å tas i bruk rundt 2025. Elbilflåtene simuleres over ett døgn, og resultatet viser hvordan de ulike ladestrategiene vil endre boligfeltet sitt totale forbruk. Smart og dynamisk lastbalansering kommuniserer

begge med det øvrige forbruket i boligfeltet og fører til en stabil nettutnyttelse. Ved simulering av case 1 og 2 er energibehovet til elbilflåten overholdt for alle strategiene, men den ledige kapasiteten på hovedsikringen til elbilflåten reduseres ved case 2. Ved case 3 er energibehovet til elbilflåten så stort at det trengs en større hovedsikring til elbilflåten for å kunne bruke den smarte lastbalanseringen og oppnå maksimal nettutnyttelse.

To algoritmer brukes til å kvantifisere fleksibiliteten til elbilflåten. Den ene algoritme er for å kvantifisere fleksibiliteten ved enveislading og bygger på den allerede konstruere algoritmen i artikkelen *“Quantifying flexibility in EV charging as DR potential: Analysis of two real-world data sets”*. Den andre algoritmen er for kvantifisering av fleksibilitet ved toveislading og er konstruert i denne oppgaven. Begge algoritmene består av krav som ladeøkte må oppfylle for å kunne være fleksibel. Algoritmene implementeres på elbilflåten ved bruk av ladestrategien smart lastbalansering for nettutnyttelse. Resultatet av algoritmene er en estimering av fleksibilitet for hver time over 24 timer for tidsintervaller mellom 2 minutter og 7 timer. Fleksibiliteten utregnes for elbilflåtene i case 1 og case 2, og resultatene viser at Tanberghøgda har et høyt potensial for fleksibilitet. Case 3 har ingen fleksibilitet. Resultatet viser også at det er nødvendig med en økning i den planlagte hovedsikringen for å kunne utnytte fleksibiliteten lik godt for elbilflåten i case 2 og 3 som det var for elbilflåten i case 1.

# Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning</b>	<b>1</b>
1.1	Bakgrunn . . . . .	1
1.2	Presentasjon av problemstilling . . . . .	2
1.3	Avgrensing . . . . .	4
<b>2</b>	<b>Teori</b>	<b>5</b>
2.1	Oppbygging av det norske kraftsystemet . . . . .	5
2.2	Forsyningsikkerhet . . . . .	6
2.2.1	Energi- og effektsikkerhet . . . . .	6
2.3	Fleksibilitet . . . . .	7
2.4	Nettutnyttelse . . . . .	8
2.5	Kraftsystemet er i endring . . . . .	8
2.6	Elbilpopulasjonen . . . . .	10
2.7	Elbilens spesifikasjoner . . . . .	12
2.7.1	AC og DC lading . . . . .	12
2.8	Styring av ladingen . . . . .	14
2.8.1	Styring i dag . . . . .	14
2.8.2	Vehicle to Grid . . . . .	18
2.9	ISO 15118: Road Vehicles – Vehicle to grid communication interface . . . . .	19
2.10	Samnsynlighet . . . . .	20
<b>3</b>	<b>Beskrivelse av caseboligfeltet</b>	<b>25</b>
3.1	Tanberghøgda . . . . .	25
3.2	Energiløsninger ved Tanberghøgda . . . . .	26
<b>4</b>	<b>Metode</b>	<b>28</b>
4.1	Håndtering av grunndata for elbilflåten og simuleringsmodellen . . . . .	28
4.1.1	Reisevaner . . . . .	29
4.1.2	Elbilflåten til Tanberghøgda . . . . .	36
4.1.2.1	Størrelsen på flåten . . . . .	36
4.1.2.2	Biltyper . . . . .	37
4.1.3	Infrastruktur til lading . . . . .	38
4.1.4	Effektforbruk i boligfeltet . . . . .	38
4.1.5	Presentering av sensitivitetsanalyse . . . . .	40
4.2	Simuleringsmodellen . . . . .	43
4.2.1	Oppbygging av elbilflåten . . . . .	43
4.2.2	Simulering av ladestrategier . . . . .	49
4.3	Kvantifisering av fleksibilitet . . . . .	59
4.3.1	Fleksibilitet enveislading . . . . .	60
4.3.2	Fleksibilitet toveislading . . . . .	62
<b>5</b>	<b>Resultater og Diskusjon</b>	<b>67</b>
5.1	Case 1 . . . . .	67
5.1.1	Simulering av ladestrategier . . . . .	69
5.1.1.1	Statisk lastbalansering . . . . .	69
5.1.1.2	Dynamisk lastbalansering . . . . .	71



---

5.1.1.3	Smart lastbalansering for nettutnyttelse . . . . .	72
5.1.2	Fleksibilitet . . . . .	73
5.1.2.1	Fleksibel effekt for enveislading . . . . .	74
5.1.2.2	Fleksibilitet for toveislading . . . . .	80
5.2	Case 2 . . . . .	84
5.2.1	Simulering av ladestrategier . . . . .	84
5.2.2	Fleksibilitet . . . . .	86
5.3	Case 3 . . . . .	91
5.3.1	Simulering av ladestrategier . . . . .	91
5.3.2	Fleksibilitet . . . . .	93
5.4	Avsluttende diskusjon av resultat . . . . .	93
5.5	Diskusjoner av reisevaner i Tanberghøgda . . . . .	94
5.6	Diskusjon av feilkilder i modellen . . . . .	95
5.7	Utnyttelse av algoritmene for fleksibilitet . . . . .	96
<b>6</b>	<b>Konklusjon og videre arbeid</b>	<b>97</b>
6.1	Konklusjon . . . . .	97
6.2	Videre arbeid . . . . .	98
	<b>Referanser</b>	<b>99</b>
	<b>Appendiks</b>	<b>104</b>
<b>A</b>	<b>Reisevaner</b>	<b>104</b>
A.1	Fordeling av arbeidsreiser . . . . .	104
<b>B</b>	<b>Resultater fra case 1</b>	<b>105</b>
B.1	Fleksibel effekt . . . . .	105
B.2	V2G-fleksibilitet . . . . .	107
<b>C</b>	<b>Resultater fra case 2</b>	<b>109</b>
C.1	Reisevaner . . . . .	109
C.2	Fleksibel effekt . . . . .	110
C.3	V2G-fleksibilitet . . . . .	113
<b>D</b>	<b>Resultater for case 3</b>	<b>116</b>
D.1	Reisevaner . . . . .	116
<b>E</b>	<b>Kode</b>	<b>117</b>

# Figurliste

2.1	<i>Illustrasjon av et elektrisk kraftsystem . . . . .</i>	5
2.2	<i>NVE's prognose for kraftproduksjon i Norge fram mot 2040. . . . .</i>	9
2.3	<i>Høyeste effektuttak per time per år fra 1980 til 2019. . . . .</i>	9
2.4	<i>Utvikling av antall elbiler i Norge. . . . .</i>	11
2.5	<i>Utvikling i total batterikapasitet av elbilparken i Norge. . . . .</i>	11
2.6	<i>AC vs DC lading. . . . .</i>	13
2.7	<i>Illustrasjon av statisk lastbalansering. . . . .</i>	15
2.8	<i>Illustrasjon av dynamisk lastbalansering . . . . .</i>	17
2.9	<i>ISO 15118: kommunikasjon mellom ladestasjon og elbil. . . . .</i>	20
2.10	<i>Normalfordeling . . . . .</i>	22
2.11	<i>Gammafordeling . . . . .</i>	23
2.12	<i>Weibullfordeling . . . . .</i>	24
2.13	<i>Lokasjonsparameter . . . . .</i>	24
3.1	<i>Stedsoversikt . . . . .</i>	25
3.2	<i>Illustrasjon av boligfeltet Tanberghøgda . . . . .</i>	27
4.1	<i>Flytskjema for utregning av reisevaner 2018/19 . . . . .</i>	30
4.2	<i>Distribusjon av kjørelengde . . . . .</i>	31
4.3	<i>Fordelingen av arbeidsreiser over døgnet for Ringeriksregionen 2013/14. . . . .</i>	32
4.4	<i>Distribusjon av avreise- og ankomsttidspunkt. . . . .</i>	34
4.5	<i>Forklaring av reise og opphold for en tilfeldig elbil. . . . .</i>	35
4.6	<i>Lineær og eksponentiell utvikling av andelen elbiler i Buskerud. . . . .</i>	37
4.7	<i>Årlig lastvarighetskurve til Tanberghøgda uten elbiler. . . . .</i>	39
4.8	<i>Lastvarighetskurve for Tanberghøgda i januar og juni. . . . .</i>	40
4.9	<i>Daglig gjennomsnittlig forbruk til boligfeltet for juni uten elbiler. . . . .</i>	41
4.10	<i>Objektstrukturen til modellen . . . . .</i>	44
4.11	<i>Flytskjema for funksjonen kjøring . . . . .</i>	45
4.12	<i>Visualisering av <math>\lambda</math> . . . . .</i>	46
4.13	<i>Flytskjema for funksjonen lading. . . . .</i>	48
4.14	<i>Flytskjema for stegene i simuleringen. . . . .</i>	51
4.15	<i>Flytskjema for statisk lastbalansering. . . . .</i>	54
4.16	<i>Flytskjema for dynamisk lastbalansering. . . . .</i>	55
4.17	<i>Flytskjema for smart lastbalansering med høy nettutnyttelse. . . . .</i>	56
4.18	<i>Oversikt over utførelsen av simuleringsmodellen på Tanberghøgda . . . . .</i>	58
4.19	<i>Illustrasjon av idletid. . . . .</i>	60
4.20	<i>Flytskjema for å kvantifisere V2G-fleksibiliteten . . . . .</i>	66
5.1	<i>Case 1: Utvalg av daglig kjørelengder. . . . .</i>	68
5.2	<i>Case 1: Utvalg av reisetidspunkt. . . . .</i>	68
5.3	<i>Case 1: Boligfeltets totale forbruk og lademønster til elbilflåten ved simulering av de tre ladestrategiene. . . . .</i>	70
5.4	<i>Dynamisk lastbalansering med makskrav på 235 kW. . . . .</i>	73
5.5	<i>Case 1: Elbilflåtens fleksible effekt over 24 timer med ulike tidsintervall. . . . .</i>	74
5.6	<i>Case 1: Utnyttelse av den fleksible effekten <math>P_{\text{fleks}}(21 : 00, 3 \text{ timer})</math>. . . . .</i>	76
5.7	<i>Case 1: Begrunnelse av hvorfor <math>P_{\text{fleks}}(20 : 00, 7 \text{ timer}) = 0</math>. . . . .</i>	78
5.8	<i>Case 1: Potensialet til fleksibel effekt ved fjerning av hovedsikringen. . . . .</i>	79
5.9	<i>Case 1: V2G-fleksibiliteten til elbilflåten over 24 timer for ulike tidsintervall. . . . .</i>	80
5.10	<i>Case 1: Utnyttelse av V2G-fleksibiliteten <math>P_{V2G}(16 : 00, 1 \text{ time})</math>. . . . .</i>	82

5.11	<i>Case 1: Potensialet til elbilflåtens V2G-fleksibilitet ved fjerning av hovedsikringen.</i>	83
5.12	<i>Case 2: Boligfeltets totale forbruk og lademønster til elbilflåten ved simulering av de tre ladestrategiene.</i>	85
5.13	<i>Case 1: Elbilflåtens fleksible effekt over 24 timer med ulike tidsintervall.</i>	87
5.14	<i>Case 2: Utnyttelse av den fleksible effekten <math>P_{fleks}(20 : 00, 3 \text{ timer})</math>.</i>	88
5.15	<i>Case 2: V2G-fleksibiliteten til elbilflåten over 24 timer for ulike tidsintervall.</i>	89
5.16	<i>Case 2: Utnyttelse av V2G-fleksibiliteten <math>P_{V2G}(20 : 00, 1 \text{ time})</math>.</i>	90
5.17	<i>Case 3: Boligfeltets totale forbruk og lademønster til elbilflåten ved simulering av de tre ladestrategiene.</i>	92
A.1	<i>Fordelingen av arbeidsreiser over døgnet for Osloområdet 2013/14.</i>	104
A.2	<i>Fordelingen av arbeidsreiser over døgnet for Oslo og Viken 2018/19.</i>	104
B.1	<i>Case 1: Utnyttelse av den fleksible effekten <math>P_{fleks}(08 : 00, 1 \text{ time})</math>.</i>	105
B.2	<i>Case 1: Utnyttelse av den fleksible effekten <math>P_{fleks}(18 : 00, 7 \text{ timer})</math>.</i>	106
B.3	<i>Case 1: Utnyttelse av den V2G-fleksibiliteten <math>P_{V2G}(08 : 00, 3 \text{ timer})</math>.</i>	107
B.4	<i>Case 1: Utnyttelse av den V2G-fleksibiliteten <math>P_{V2G}(10 : 00, 5 \text{ timer})</math>.</i>	108
C.1	<i>Case 2: Utvalg av reisetidspunkt.</i>	109
C.2	<i>Case 2: Utvalg av kjørelengder.</i>	109
C.3	<i>Case 2: Utnyttelse av den fleksible effekten <math>P_{fleks}(23 : 00, 1 \text{ time})</math>.</i>	110
C.4	<i>Case 2: Utnyttelse av den fleksible effekten <math>P_{fleks}(16 : 00, 3 \text{ timer})</math>.</i>	111
C.5	<i>Case 2: Potensialet til fleksibel effekt ved fjerning av hovedsikringen.</i>	112
C.6	<i>Case 2: Utnyttelse av den V2G-fleksibiliteten <math>P_{V2G}(14 : 00, 3 \text{ timer})</math>.</i>	113
C.7	<i>Case 2: Utnyttelse av den V2G-fleksibiliteten <math>P_{V2G}(07 : 00, 5 \text{ timer})</math>.</i>	114
C.8	<i>Case 2: Potensialet til elbilflåtens V2G-fleksibilitet ved fjerning av hovedsikringen.</i>	115
D.1	<i>Case 3: Utvalg av reisetidspunkt.</i>	116
D.2	<i>Case 3: Utvalg av kjørelengder.</i>	116

## Tabelliste

2.1	<i>Spesifikasjoner for Nissan Leaf 2018 modell</i>	12
4.1	<i>Reisevaner Hønefossområdet 2018/19.</i>	29
4.2	<i>Verdier på de ulike parameterne i sannsynlighetsfordelingene</i>	34
4.3	<i>Elbilandelen i Buskerud fra 2020 til 2022</i>	36
4.4	<i>Spesifikasjoner de ulike elbiltypene i elbilflåte nr.1.</i>	38
4.5	<i>Spesifikasjoner de ulike elbiltypene i elbilflåte nr.2.</i>	38
4.6	<i>Faktorer som skal endres mellom casene.</i>	42
5.1	<i>Input verdier for de ulike casene.</i>	67
5.2	<i>Variabler og verdier for case 1.</i>	67
5.3	<i>Variabler og verdier for case 2.</i>	84
5.4	<i>Variabler og verdier for case 3.</i>	91

# Nomenklatur

## Ordliste

<i>AC</i>	Vekselsstrøm
<i>CCS</i>	Combined charging systems
<i>DC</i>	Likestrøm
<i>IEA</i>	International Energy Agency
<i>ISO 15118</i>	Road Vehicles - Vehicle to grid communication interface
<i>NVE</i>	Norges vassdrags- og energidirektorat
<i>SOC</i>	State of Charge
<i>V2G</i>	Vehicle to Grid

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Dagens verden er ikke bærekraftig, og å endre måtene på hvordan vi utnytter naturens ressurser er kritisk for å kunne skape et mer klimavennlig og fornybart samfunn. Den største utfordringen verden nå står ovenfor er klimaendringer, og Norge har satt som mål å redusere mengden klimagassutslipp innen 2030 med 50-55% [1]. Dette samsvarer med EU sine mål om en reduksjon på 55% innen 2030 [2, 3]. For å redusere utslippene må forbruk og produksjon av fossile energikilder erstattes med mer klimavennlig og fornybar energi. Elektrifisering blir pekt som et av de mest betydelige virkemidlene for å få til omstillingen vekk fra fossilt, men vil også skape store utfordringer for kraftsystemene underveis.

Med elektrifisering følger to store utfordringer som må løses for å opprettholde et velfungerende kraftsystem. Dette er utfordringer med å alltid holde balansen mellom forbruket og produksjonen, og kapasitetsutfordringer i strømmettet. Utfordringene kommer av endringer elektrifiseringen påfører både produksjonssiden og forbrukssiden av kraftsystemet. Nye former for elektrisitetsproduksjon, slik som sol- og vindenergi, blir en større del av produksjonsmiksen og reduserer stabiliteten til kraftsystemet [4]. Samtidig ankommer nye elektriske laster forbrukersiden som er med på å endre forbruksmønsteret, og balansen i kraftsystemet blir vanskeligere å oppnå.

Elbiler er en slik ny elektrisk last som kan skape betydelige endringer i forbruket for boligområder med en høy andel elbiler [5]. Effektbehovet til husholdningene vil øke betydelig, og sannsynligheten for å sammenfalle med andre forbrukstopper i boligene, og andre elbiler, er høy ved ukontrollert lading. Dette vil skape en dårlig nettutnyttelse og et større behov for oppgradering av kapasiteten enn nødvendig [5]. Men batteriet i elbilene gjør også at elbilene kategoriseres som en fleksibel last. Dette betyr at mange av utfordringene elbilene skaper kan løses med smart styring. I boligfelt står gjerne bilene parkert i lange tidsintervall, og dette gir gode muligheter for smart styring hvor elbilladingen kan plasseres i tidsintervaller hvor nettet opplever lav belastning. Samtidig vil også en samling av elbiler, en elbilflåte, kunne bli en del av løsningene på ubalansen mellom forbruk og produksjon ved å utnyttes som en fleksibilitetsressurs for kraftsystemet.

## 1.2 Presentasjon av problemstilling

Denne oppgaven er skrevet i samarbeid med konsulentfirmaet COWI som i 2021-2022 utførte en Energikonseptutredning av boligfeltets prosjektet Tanberghøgda. Tanberghøgda skal inneholde 590 boenheter og er planlagt å være helt ferdig utbygd i 2040. Det er antatt at innflyttingen av beboere vil starte etter 2026 når første fase av prosjektet er ferdig. Utbyggeren av Tanberghøgda, Fossen Utvikling, har som målsetning at boligfeltet blant annet skal ha et lavt effekt- og energiforbruk, det skal bidra med fleksibilitet til kraftnettet og opprettholde en høy nettutnyttelse. COWI sin Energikonseptutredning legger fram ulike energiløsninger for å oppfylle målene satt for boligfeltet. En av løsningene COWI legger fram i sin Energikonseptutredning er en fleksibel elbilflåte. I den for stand vil denne oppgaven jobbe videre med hvordan Tanberghøgda sin fremtidige elbilflåte kan brukes til å realisere målene om et lavt effektforbruk, god nettutnyttelse og fleksibilitet til kraftnettet.

### Hovedmål: (H)

Denne oppgaven har som hovedmål å simulere Tanberghøgda sin fremtidige elbilflåte med ulike ladestrategier, og kvantifisere elbilflåtens fleksibilitet både ved enveislading og toveislading. For å oppnå dette målet vil oppgaven også bestå av tre undermål.

#### Undermål 1: (U1)

- Modellere den fremtidige elbilflåten til Tanberghøgda.

Det skal gjennomføres en sensitivitetsanalyse av parameterne i elbilflåten for å ta hensyn til usikkerheten ved utviklingen fram mot ferdigstilling av boligfeltet. Elbilflåten til boligfeltet og bilenes reisevaner skal estimeres basert på reisevanerapporter og annen statistikk for tidligere Buskerud fylke, Ringeriksregionen og Hønefossområdet.

#### Undermål 2: (U2)

- Konstruere en simuleringsmodell som kan håndtere ladeeffekten til elbilflåten med ulike ladestrategier.

Det skal brukes ladestrategier som praktiseres ved boligfelt i dag, og en framtidig ladestrategi som skal være aktuell for Tanberghøgda. Den framtidige ladestrategien skal bygge på standarden ISO 15118 som er en kommunikasjonsprotokoll for informasjonsflyt mellom ladestasjonen og elbilen [6].

### **Undermål 3: (U3)**

- Legge frem algoritmer for å kvantifisere fleksibilitet til en elbilflåte.

Den første algoritmen skal brukes til utregning av fleksibilitet ved enveislading og vil være en modifisert versjon av algoritmen lagt fram i artikkelen "*Quantifying flexibility in EV charging as DR potential: Analysis of two real-world data sets*" [7]. Den andre algoritmen skal ta for seg fleksibiliteten ved toveislading av elbilflåten. Denne algoritmen bygger på en ny type ladeteknologi, kalt Vehicle to Grid, som tillater elbilen å utlade energi fra batteriet. Algoritmen for toveislading vil bli konstruert i denne oppgaven med inspirasjon av algoritmen for enveislading.



## 1.3 Avgrensing

I Energikonseptutredningen av Tanberghøgda er det planer om å utstyre boligfeltet med et stasjonært batteri og solcelleanlegg [8]. Verken det stasjonære batteriet eller solcelleanlegget er implementert i modellen. En annen masteroppgave, skrevet våren 2022, tar for seg batteriet og solcelleanlegget til boligfeltet [9]. I modellen er det kun personbiler som vil brukes, og ikke andre elektrifiserte kjøretøy. Utbygger av Tanberghøgda har også planer om en bildeling [10]. Dette vil heller ikke bli implementert i modellen, og fokus er på husholdningene sine individuelle biler.

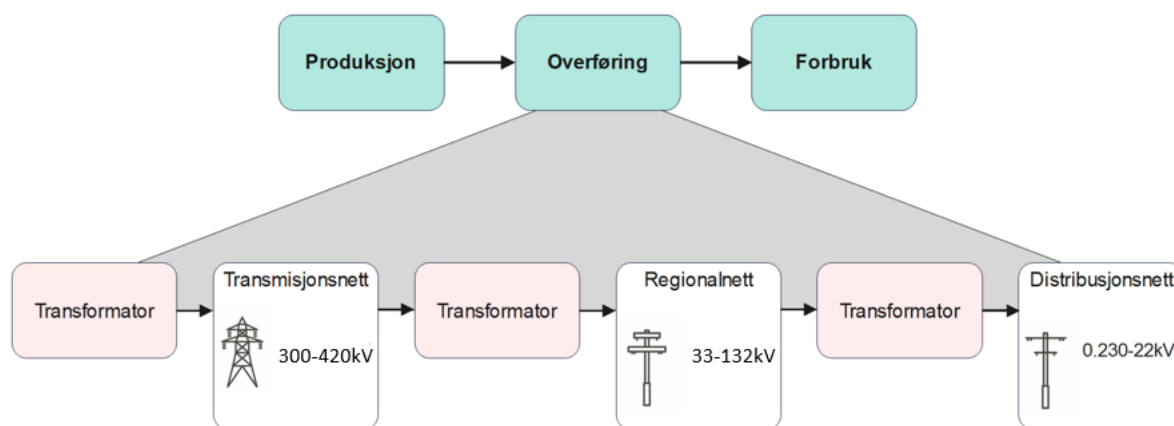
## 2 Teori

### 2.1 Oppbygging av det norske kraftsystemet

Et kraftsystem er alltid bygd opp av tre hovedkomponenter [11]:

- Produksjon
- Overføring
- Forbruk

I et elektrisk kraftsystem er det elektrisk energi som genereres, overføres og forbrukes, og det er strømmettet, også kalt kraftnettet, som overfører den elektriske energien. I Norge blir strømmettet delt inn i tre ulike nivåer; transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Nivåene skilles etter spenningen på den elektriske energien. Figur 2.1 viser en oversikt over hovedkomponentene i et kraftsystem og hvordan den elektriske energien overføres i et elektrisk kraftsystem.



**Figur 2.1:** Hovedkomponentene i et kraftsystem, og stegene i overføringen av elektrisk energi i et elektrisk kraftsystem. Informasjon hentet fra [11].

Transmisjonsnettet, ofte kjent som sentralnettet, står for overføringen av høyspent energi og frakter energien over lange avstander. Regionalnettet overfører mellomspenning, og er bindeleddet mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet. Distribusjonsnettet, også kjent som fordelingsnettet, står for overføringen av lavspenning. Distribusjonsnettet er siste del av strømmettet og der den elektriske energien blir fraktet hele veien til forbrukerne. Statnett eier og drifter sentralnettet, mens det er nettselskaper som håndterer

de to andre nettnivåene [11]. Regionalnettet eies og driftes av flere nettselskap, mens distribusjonsnettet driftes og eies av ett bestemt nettselskap over ett bestemt område. Transformatorstasjoner er bindeleddet mellom de ulike nettnivåene. De har som oppgave å øke eller senke spenningen på den elektriske energien.

## 2.2 Forsyningssikkerhet

I et fungerende kraftsystem er det alltid balanse mellom forbruk og produksjon. Balansen blir uttrykt gjennom nettfrekvensen som skal være på  $50,0 \text{ Hz}$  med et maksimalt avvik på  $\pm 0,1 \text{ Hz}$  [12]. En ubalanse mellom forbruk og produksjon vil bli oppdaget ved avvik i nettfrekvensen. Det er Statnett som på sentralnettet har ansvar for at denne momentane balansen opprettholdes.

Utfordringene for å sikre at kraftsystemet alltid kan levere den energien forbrukeren etterspør, blir vurdert i kraftsystemets forsyningssikkerhet. Forsyningssikkerheten tar for seg et vidt spekter av faktorer som kan påvirker den momentane balansen, og to av de mest grunnleggende er energisikkerheten og effektsikkerheten [5].

### 2.2.1 Energi- og effektsikkerhet

Energisikkerhet omfatter at kraftsystemet er dimensjonert med nok produksjonskapasitet til å forsyne energietterspørselen til forbrukerne, og at årlig produksjon må være stor nok til å dekke det årlige forbruket [12]. Energisikkerheten kan bli utfordret ved at produksjonen synker f.eks. på grunn av redusert nedbørsmengde i Norge. Effektsikkerhet omfatter at kraftsystemet er dimensjonert med nok kapasitet til å forsyne forbrukerne med nok energi, men over kortere momentane tidsrom [12]. Effektsikkerheten avhenger at kraftsystemet har nok installert effektkapasitet og at kraftnettet har kapasitet til å håndtere det effektbehovet som blir etterspurt. Effektsikkerheten kan bli utfordret ved at f.eks. effektbehovet til et boligfelt overskrider kapasiteten til nettstasjonen og transformatoren må kjøres over sin oppgitte kapasitet.

## 2.3 Fleksibilitet

Fleksibilitet bidrar til økt forsyningssikkerhet i kraftnettet [13]. The International Energy Agency (IEA) har endret sin definisjon av fleksibiliteten til kraftsystemet helt siden første definisjon i 2008 [14]. Den nyligste definisjonen, fra 2019, beskriver kraftsystemets fleksibilitet som evnen systemet har til å trygt og kostnadseffektivt endre både produksjonen og forbruket av elektrisitet basert på forventede eller uventede ubalanser i den momentane balansen for alle vesentlige tidsintervaller. Fleksibiliteten skal sikra alt fra øyeblikkelig stabilitet til langtids forsyningssikkerheten [15].

Fleksibiliteten i kraftsystemet blir håndtert gjennom reservemarkeder. Reservemarkedet styrer utnyttelse av kraftsystemets fleksibilitetsressurser og Statnett er både eier av markedene og kjøper av denne fleksibiliteten [16]. Reservemarkedet blir tatt i bruk ved avvik av den momentane balansen for å stabilisere systemet igjen. Fleksibilitetsressursene blir fordelt inn i ulike markeder etter hvor raskt de skal reagere og hvor lenge tjenesten skal foregå.

IEA legger frem fire ressurser for fleksibilitet [17]:

- Regulerbare kraftverk
- Lagring
- Utbedring av kraftnett
- Forbrukere

De fleste fleksibilitetsressursene kan kategoriseres som produksjonsfleksibilitet eller forbrukerfleksibilitet. Produksjonsfleksibilitet består hovedsakelig av regulerbare kraftverk, og det meste av lagringen går også under denne kategorien. Regulerbare kraftverk er kraftverk som kan endre mengden elektrisitetsproduksjon, og hvor mye fleksibilitet kraftverket kan bidra med avhenger av blant annet hvor raskt endringene i produksjonen kan være og hvor store endringene kan være. Forbrukerfleksibilitet er representert av fleksibiliteten hos forbrukerne [13]. Forbrukere kan være fleksible gjennom hvordan de kan endre forbruket, på samme måte som kraftverkene kan endre produksjonen. Forbrukere kan tilby fleksibilitet ved å endre effektuttaket med bruk av fleksible laster. Fleksible laster representerer et forbruk som kan styres til andre tidspunkt, reduseres eller økes.

Ved utvikling av distribuerte energikilder har det kommet en ny rolle på forbrukersiden av kraftsystemet. Denne rollen har navnet prosumenter, og representere forbrukere som også produserer energi [18]. Prosumenter får en mye mer aktiv rolle i kraftsystemet ettersom det er mulighet for både salg og kjøp av strøm. Dette øker mulighetene for å tilby fleksibilitet. Fram til i dag har det aller meste av fleksibiliteten i det norske kraftsystemet kommet fra produksjonssiden. Forbrukerfleksibilitet har vært lite involvert i markedet og i 2019 var kun 3% av budene på reservemarkedene fra forbrukersiden, mer spesifikt fra industri [13]. Den norske produksjonsfleksibiliteten består hovedsakelig av regulerbar vannkraft, og i slutten av 2021 stod vannkraftverk for 33 403 *MW* av den totalt installerte produksjonskapasiteten på 38 744 *MW* og utgjør dermed 86% av den installerte produksjonskapasiteten [19]. Det er regulerbar vannkraft som bidrar med fleksibilitet fra produksjonssiden [20]. Regulerbar vannkraft har et høyt fleksibilitet potensial ettersom det er enkelt å regulere og magasinene fungerer også som lagring av energien.

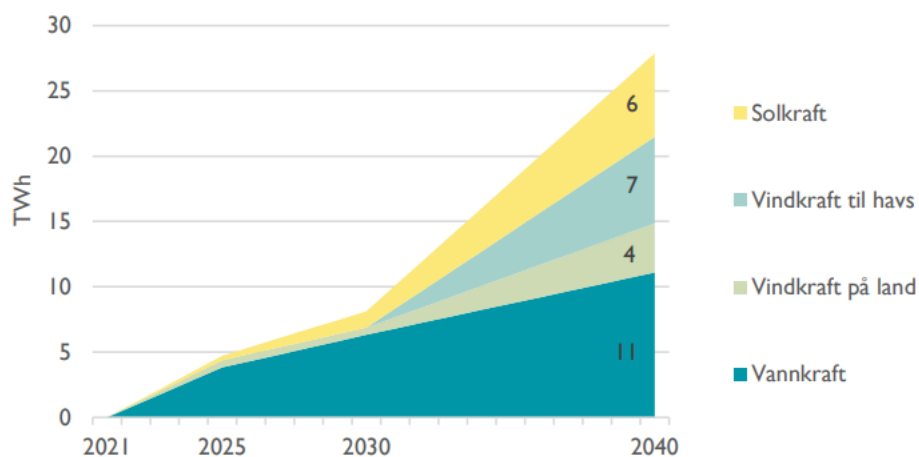
## 2.4 Nettutnyttelse

Nettutnyttelse handler om hvor godt nettets kapasitet benyttes, og dette beskrives gjennom forskjellen mellom effekttoppene og resten av forbruket. Hvor mye effekt som blir overført til enhver tid er ikke konstant, og tider hvor effektuttaket er mye større enn resten av forbruket kalles en effekttopp. Jevnere forbruk over tid gir bedre nettutnyttelse, og effekttopper skaper dårlig nettutnyttelse [5]. Kraftnettet skal alltid kunne håndtere det høyeste effektuttaket, slik at den momentane balansen opprettholdes. Dette er til tross for at effekttoppene kun forekommer i små tidsrom og med muligens lav frekvens. Nettselskapene må derfor ta hensyn til effektutvikling ved utbygging av nettet for å hindre at en effekttopp vil overskride kapasiteten på nettet. Høye effekttopper kan føre til unødvendige nettoppgraderinger [5].

## 2.5 Kraftsystemet er i endring

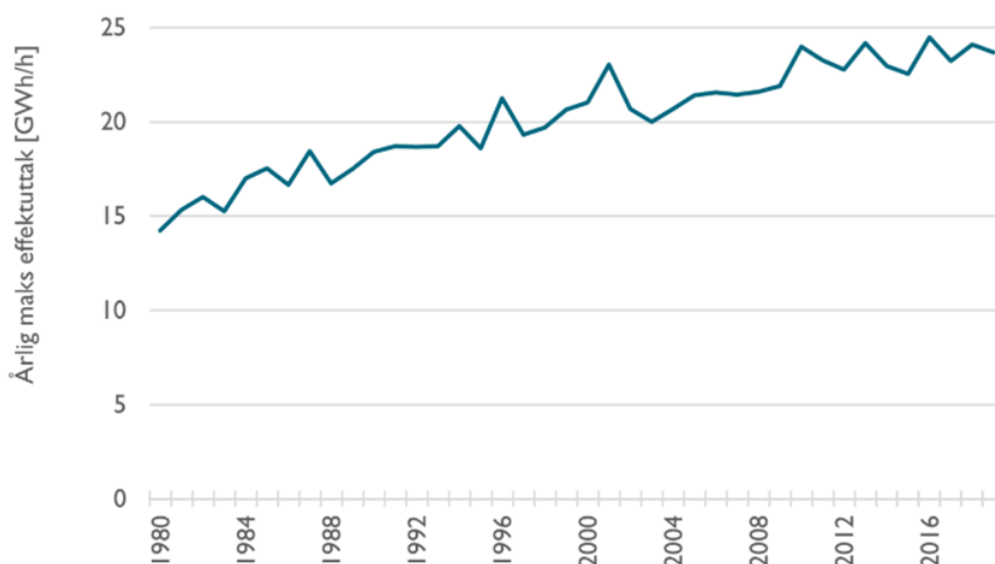
Elektrifisering endrer kraftsystemet ved å endre forbruket og produksjonen av elektrisitet. NVE har i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse av Norge angitt en økning i kraftforbruket med 25% fra 2021 til 2040 [4]. For å opprettholde energisikkerheten vil denne økningen i kraftforbruket også føre til en økning i kraftproduksjonen. Figur 2.2 viser den estimerte

økningen av elektrisitetsproduksjonen i Norge fra 2021 til 2040. Av denne økningen vil 60% være uregulerbare fornybare energikilder.



**Figur 2.2:** NVE's prognose for kraftproduksjon i Norge fram mot 2040 [4]. [Gjenbrukt med tillatelse.]

Det er ikke bare energiforbruk som øker, men også effektuttaket. Figur 2.3 viser utviklingen av det høyeste uttaket hvert år frem til 2019, og viser en stabil økning [21]. Statnett registrerte to nye rekorder i effektuttaket i starten av 2021, med den høyeste på 25.146 GWh/h [22]. Disse rekordene vises ikke på figur 2.3, og er høyere enn høyeste verdi i perioden 1980-2019.



**Figur 2.3:** Høyeste effektuttak per time per år fra 1980 til 2019 [21]. [Gjenbrukt med tillatelse.]

Denne endringen i produksjonsmiksen, hvor andelen regulerbare kraftverk reduseres, og

økning i både energiforbruk og effektuttak skaper utfordringer med forsyningssikkerheten til kraftsystemet. Dette har ført til at etterspørselen etter fleksibilitet i kraftsystemet har økt betydelig, og ettersom fleksibiliteten i produksjonen reduseres vil forbrukerfleksibilitet bli etterspurt [5].

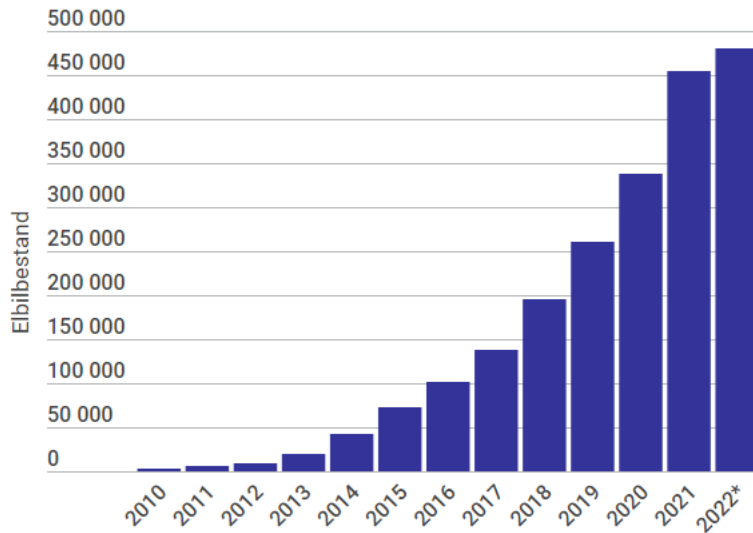
Endringene i kraftsystemet skaper problemer for alle nettnivåene. For sentralnettet individuelt vil det bli vanskeligere å opprettholde den momentane balansen, og reservemarkeder kan bli avhengig av at flere mindre aktører kan bidra med balansekraft [13]. For distribusjonsnettet vil det spesielt by på kapasitetsutfordringer. Med et høyere effektuttak vil det også forekomme større effekttopper. NVE sin rapport om status og prognoser for kraftsystemet fra 2018 viser til at Statnett og nettselskapene skal bruke 135 milliarder kroner på nettinvesteringer fra 2018-2027 [23]. Av dette vil 37% brukes på distribusjonsnettet, som er den høyeste andelen. Forbrukerfleksibilitet er sett på som en del av løsningen for å skaffe nok balansekraft, og samtidig fungere som et alternativ for nettinvesteringer.

## 2.6 Elbilpopulasjonen

Veitrafikken stod for 17% av Norges totale drivhusutslipp i 2020, og av dette utslippet i veitrafikken stod personbiler for 50% [24].

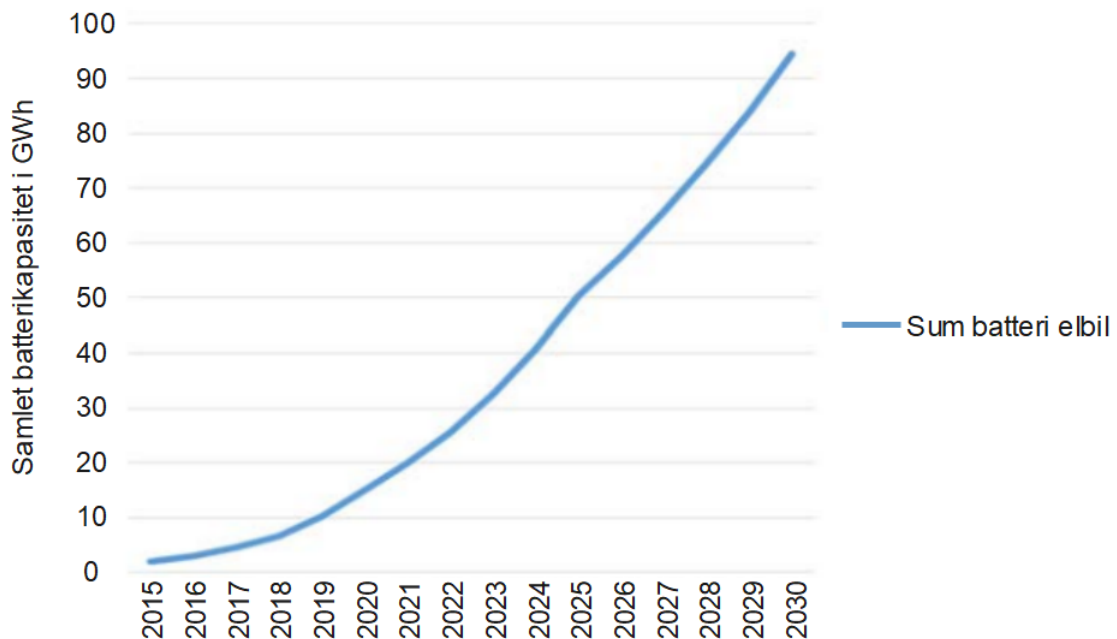
Denne mengden utslipp har gjort elektrifiseringen av transportsektoren ekstremt attraktivt for å kutte utslipp. I 2021 var elbilpopulasjonen på omtrent 460 tusen personbiler av totalt 2 893 987 personbiler, og tilsvarte 16% av den totale bilpopulasjonen av personbiler [25]. Nybilsalget på elbiler i 2021 var 64% [26]. Økningen av antall elbiler de siste 12 årene er vist i figur 2.4, hvor tallene fra 2022 var sist oppdatert 31.mars 2022.

En av årsakene til denne økningen av elektriske personbiler er høye politiske ambisjoner. Norges Transportplan for 2018 til 2029 satt et mål om at 100% av nye personbiler i 2025 skal være utslippsfrie [27]. Målene er beholdt i den Nasjonale Transportplanen for 2022-2030. De mest vanlige utslippsfrie personbilene er elektriske biler og hydrogenbiler. I 2019 var det kun 170 hydrogenbiler i Norge [28], og stod dermed for 0,07% av den antall utslippsfrie biler i Norge. Transportplanen har dermed hovedsakelig ført til en stor økning av elektriske biler.



**Figur 2.4:** *Utvikling av antall elbiler i Norge [26]. [Gjenbrukt med tillatelse.]*

Denne økningen i elektriske biler fører til at store batteriressurser ruller på norske veier. NVE estimerte i 2017 utviklingen av den totale batterikapasiteten for norske personbiler, plottet er vist i figur 2.5 [29]. Det er estimert opp til 100 *GWh* med batterikapasitet hos personbiler i den norske elbilparken i 2030. Dette er da en kombinasjon av en økning i antall elbiler og en økning i gjennomsnittlig batterikapasitet. De forventer at batterikapasiteten til en gjennomsnittlig elbil i 2030 er på mellom 80 - 100 *kWh*.



**Figur 2.5:** *Utvikling i total batterikapasitet av elbilparken i Norge [29]. [Aksene er modifisert for visuelle grunner og figuren er gjenbrukt med tillatelse.]*



## 2.7 Elbilens spesifikasjoner

Det er en rekke spesifikasjoner som skiller ulike elbiler. Sett fra fleksibilitetsperspektiv kan en elbil karakteriseres ut ifra batterikapasitet, ladeeffekt og energiforbruk. Batterikapasitet viser til mengden energi elbilens batteri kan lagre og beskrives med enheten  $kWh$ . Hvor mye energi bilen har til enhver tid gis i prosent og er kalt State of Charge ( $SOC$ ). Likning 2.1 viser utregningen av  $SOC$ ,

$$SOC = \frac{E_{batteri}(t)}{E_{kap}}. \quad (2.1)$$

Variabelen  $E_{batteri}(t)$  er mengden energi i batteriet ved tid  $t$ , og  $E_{kap}$  er batterikapasiteten til elbilen. Energiforbruk forteller hvor mye energi som forbrukes når bilen kjøres og gis i  $Wh/km$ . Energien som forbrukes ved kjøring, gitt ved  $E_{tapt}$ , kan utregnes ved følgende likning 2.2,

$$E_{tapt} = \text{Energiforbruk} \cdot \text{Kjørelengde}. \quad (2.2)$$

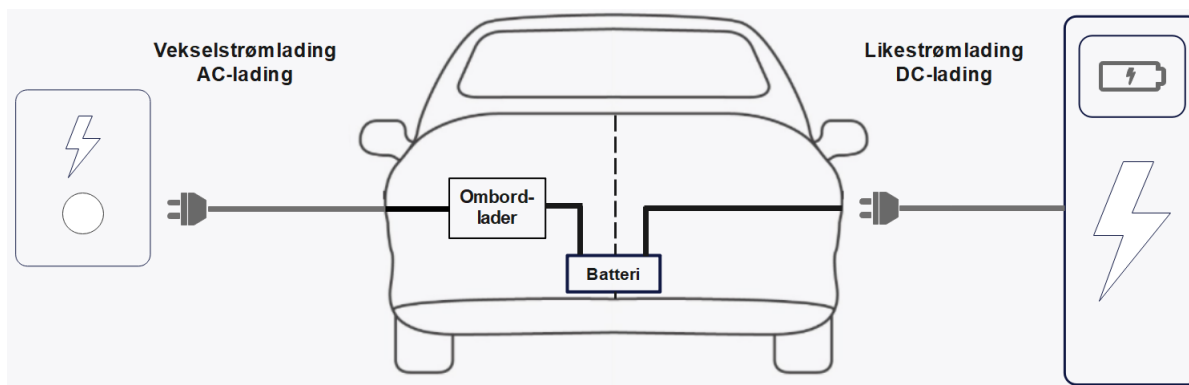
Ladeeffekt, også kalt ladehastigheten, er hastigheten på lading og er gitt i enheten  $kW$ . Tabell 2.1 viser de fleste av spesifikasjonene nevnt ovenfor for Norges mest solgte elbil, en Nissan Leaf. Spesifikasjoner til flere elbiler vil bli gjennomgått i seksjon 4.1.2 i metoden.

**Tabell 2.1:** *Spesifikasjoner for Nissan Leaf 2018 modell [30].*

<b>Nissan Leaf</b>	
<b>Brukbar batterikapasitet</b>	37 kWh
<b>Ladeeffekt</b>	6,6 kW
<b>Energiforbruk gj.</b>	164 Wh/km

### 2.7.1 AC og DC lading

De fleste elbiler kan lades med både vekselstrøm (AC) og likestrøm (DC). Strømmen som lagres i batteriet må være i DC, og det trenges en omformer for å konvertere AC, fra kraftnettet, til DC som skal inn til batteriet. Forskjellen mellom de to lademetodene handler hovedsakelig om hvor omformingene skjer og ladeeffekt. Figur 2.6 viser en illustrasjon av de to ulike lademetodene. Ved AC-lading skjer omformingene fra vekselstrøm til likestrøm ved en ombordlader i bilen. Med DC-lading, ofte betegnet som hurtiglading, er omformeren plassert i ladestasjonen og ombordladeren i bilen blir ikke benyttet [31]. Ladehastigheten



**Figur 2.6:** De fleste elbiler kan lade med både AC og DC. Ved AC-lading, venstre side av figuren, må strømmen omformes til DC ved en omformer ombord i elbilen. Ved DC-lading, høyre side av figuren, er omformeren plassert i ladestasjonen.

ved bruk av AC-lading ligger ofte mellom  $3,6\text{ kW}$  og  $22\text{ kW}$ , men det er mulig å få AC-hurtiglading på  $43\text{ kW}$  [32]. For AC-lading blir hovedsakelig type 2 ladekabel brukt og dette er den Europeiske standarden [33]. DC-lading gir mulighet til å lade med samme hastighet som AC-lading, samt mulighet for hurtiglading og lynlading. Med DC-lading er det mulig å lade opp til  $350\text{ kW}$ . Det er hovedsakelig 2 typer DC-lade standarder på det europeiske markedet; Combined Charging Systems (CCS) og CHAdeMO. CCS er en utvidelse av type 2 laderen for DC og er den europeiske standarden for DC-lading [33]. De fleste ladestasjonene benytter idag AC-lading, og DC-lading blir hovedsakelig kun brukt til hurtiglading. Det er også DC-ladere med samme hastighet som AC-lading på markedet, og et eksempel er Wallbox sin lader Quasar som benytter CHAdeMO-standardens med en maksimum hastighet på  $7,4\text{ kW}$  [34].

Et viktig element i lading av elbil er ladeeffektiviteten. En elbil vil kunne lade med sin oppgitte ladehastighet, men ladeeffektiviteten vil tilsi hvor mye effekt som trekkes fra kraftnettet. Artikkelen “*A Comparison of Electric Vehicle Level 1 and Level 2 Charging Efficiency*” har eksperimentelt analysert ladeeffektiviteten for en elbil med type 2 lader [35]. Analysen ble gjennomført over flere måneder og den gjennomsnittlige effektiviteten ble på  $89,4\%$ . Det ble også vist i at effektiviteten ikke er konstant, men avhengig av blant annet mengden energi som blir ladet totalt over ladeøkten og omgivelsestemperatur.

## 2.8 Styring av ladingen

Det finnes flere måter å styre ladingen til elektriske biler. Styring av lading omhandler størrelsen på ladeeffekten og når bilen lader. I denne seksjonen skal både dagens løsninger for styring av elbillading og en mer moderne ladeteknologi, Vehicle to Grid, gjennomgås.

### 2.8.1 Styring i dag

Det er hovedsakelig tre former for styring av lading som brukes i dag;

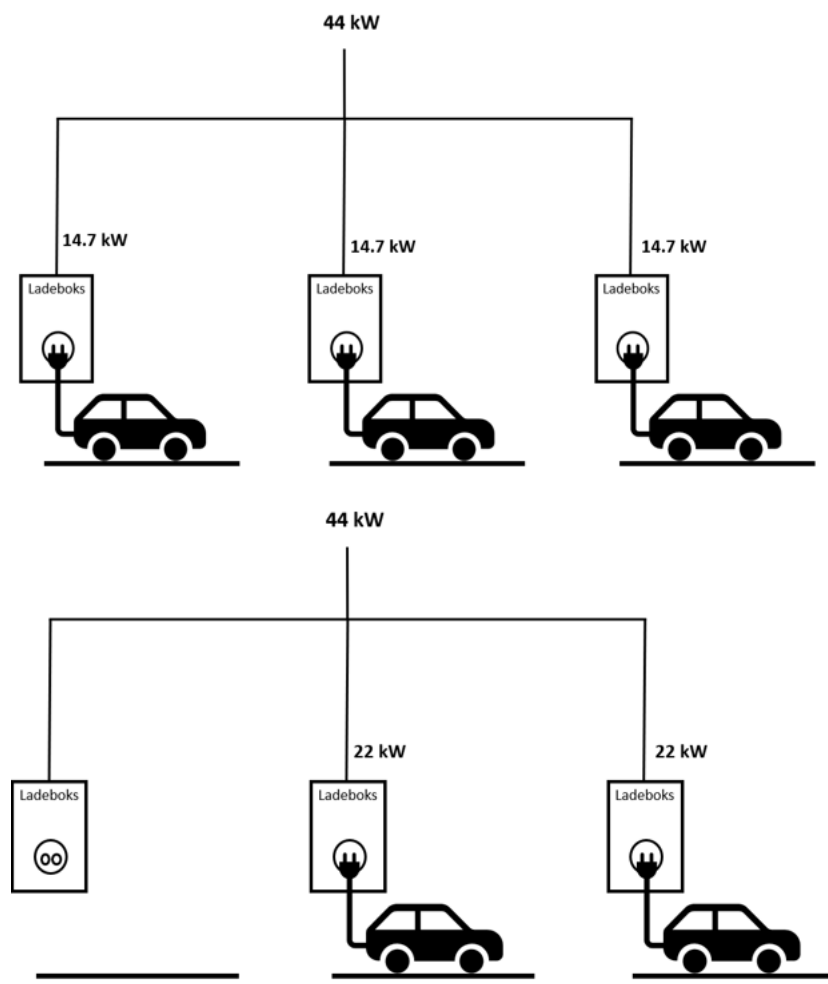
- Ukontrollert lading
- Tidsstyrt lading
- Lading med lastbalansering

Ukontrollert lading, også kjent som tradisjonell lading, fungerer ved at elbilene begynner å lade med en gang laderen settes i kontakten [36]. Elbilen vil fortsette å lade til den blir koblet ut eller når  $SOC = 100\%$ . Ved ukontrollert lading er det ikke samarbeid med verken andre elbiler eller kraftnettet. Tidsstyrt lading foregår når en manuelt velger et tidspunkt ladingen skal begynne. Elbilen vil da vente med å lade til tidspunktet inntreffer og deretter lade i et bestemt tidsintervall, til den når 100% eller laderen kobles ut [36].

Lastbalansering er det mest moderne av de tre metodene, og som idag gir best utnyttelse av eksisterende nettkapasitet. Lastbalansering er en form for smartstyring av ladingen, som betyr at ladeeffekten kan reagere på ytre signaler [36]. Lastbalansering kategoriseres gjerne som statisk eller dynamisk lastbalansering [37, 38, 39].

Statisk lastbalansering handler om at flere ladepunkter har en satt maksgrense på effekten de skal dele på. På denne måten vil den totale effekten fra ladepunktene aldri overskride denne grensen. Effekten som ladepunktene kan benytte må fordeles mellom bilene, og hvordan prosessen av fordelingen foregår kalles et fordelingsprinsipp. En vanlig praksis av fordelingsprinsippet i dag er at alle bilene som står parkert, og skal lade, vil ha tilgang på like mye effekt [40, 41, 42]. Det betyr at dersom flere biler lader samtidig vil effekten til hver av elbil reduseres, og omvendt dersom biler blir fulladet eller stopper ladingen. Figur 2.7 viser en illustrasjon av konseptet statisk lastbalansering med lik fordeling av makseffekt. I illustrasjonen er det et ladesystem med 3 ladepunkter som har en kapasitet

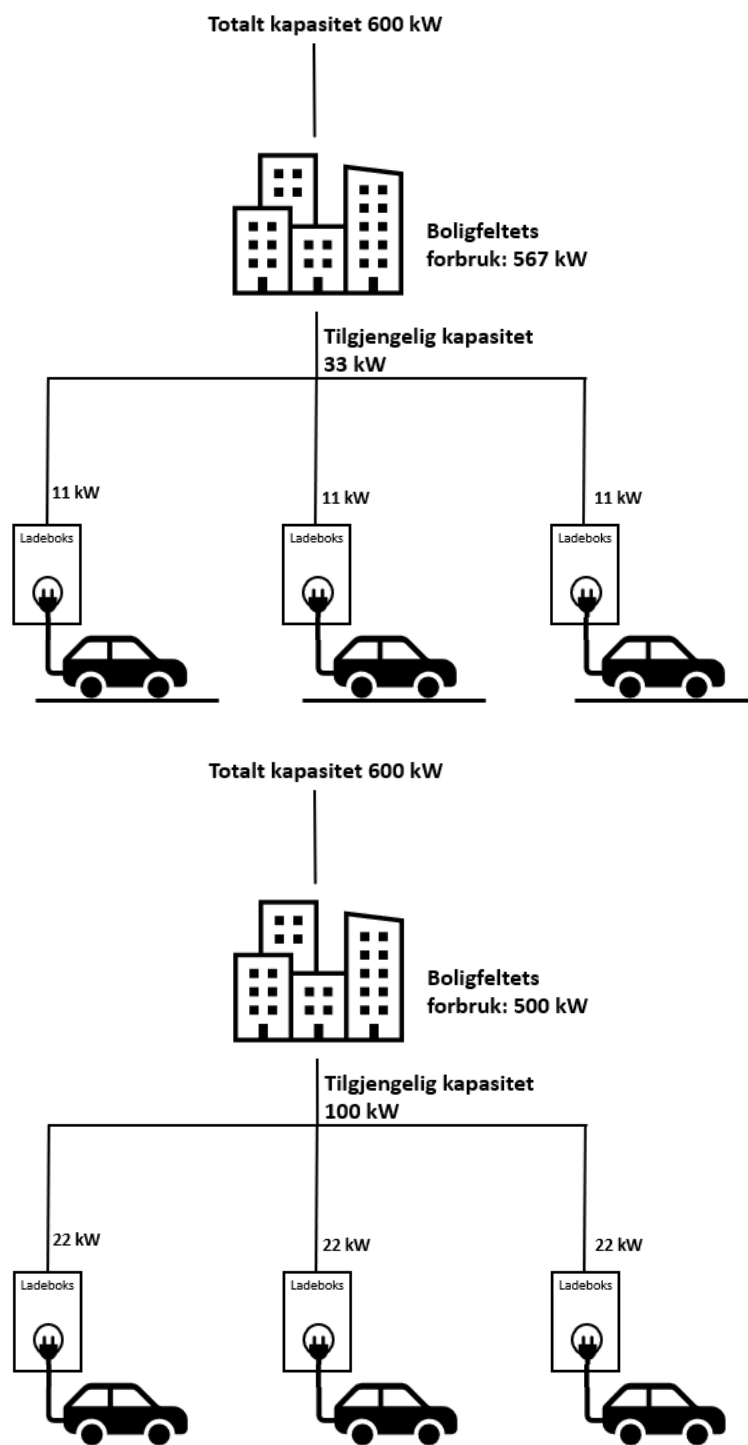
på  $44 \text{ kW}$ , og hvert ladepunkt kan maksimalt overlevere  $22 \text{ kW}$ . I første situasjon blir alle ladepunktene benyttet og de  $44 \text{ kW}$  fordeles til hvert ladepunkt som får en tilgang på  $14,7 \text{ kW}$ . Deretter vil en av bilene forlate ladepunktet, og kun to punkter blir nå benyttet. Da vil effekten fordeles slik at de resterende ladepunktene får tilgang på  $22 \text{ kW}$  hver.



**Figur 2.7:** Illustrasjon av statisk lastbalansering med lik fordeling av effekt til ladepunktene. De tre ladepunktene har en konstant mengde effekt på  $44 \text{ kW}$  å benytte seg av. Illustrasjonen viser to situasjoner, en hvor alle tre ladepunktene benyttes og en hvor kun to er i bruk.

Dynamisk lastbalansering handler om at maksgrensen for effekt ikke er konstant, men varierende. Maksgrensen på effekten til ladepunktet vil endres etter hvor mye ledig effekt som er tilgjengelig. Denne tilgjengelige effekten blir f.eks. bestemt ut ifra hovedsikringen og forbruket til resten av eiendommen. På denne måten kan ladingen koordineres med resten av forbruket, på denne måten at ladepunktene få tilgang på mer effekt når det øvrige forbruket er lavt. Hos boligfelt vil dynamisk lastbalansering føre til høyest effekttilgang til ladepunktene på natten ettersom det øvrige effektforbruket til boligene er lavest i denne perioden. Figur 2.8 viser to illustrasjoner på hvordan konseptet dynamisk lastbalansering foregår. I illustrasjonene er det et boligfelt med en hovedsikring med kapasitet på 600 kW, og ladesystemet som benyttes av boligfeltet har 3 ladepunkter. Hver av laderne har en maksimal kapasitet på 22 kW. I den første situasjonen er forbruket til boligfeltet oppimot maksverdien til hovedsikring og tilgang på effekt til ladepunktene er redusert til 11 kW. I den andre situasjonen er forbruket i boligene redusert, og alle ladepunktene har tilgang på 22 kW.

Som nevnt tidligere og vist i figurene 2.7 og 2.8 fordeles effekten i dag likt mellom ladepunktene ved lastbalansering. Denne fordelingen skjer uavhengig av verdiene på parameterne til elbilen, slik som *SOC*, batterikapasitet eller maksimal ladehastighet. Informasjonen om parameteren til bilen blir ikke benyttet i fordelingen ettersom de fleste av dagens ladepunkter ikke har tilgang på denne informasjonen [40, 41, 42].



**Figur 2.8:** Illustrasjon av dynamisk lastbalansering opp mot et oppdiktet borettslag. To situasjoner for fordeling av effekt med dynamisk lastbalansering opp mot et oppdiktet boligfelt.

## 2.8.2 Vehicle to Grid

Det mest moderne innen ladeteknologier i dag er Vehicle to Grid (V2G). V2G er en teknologi som ikke bare bruker elbilene som en fleksibel last, men også som et energilager ved å kunne forsyne forbrukere eller strømmettet med kraft [36]. V2G bygger på en ladeteknologi som tillater toveislading, og i en toveislader har energien mulighet til å både flyte inn og ut av batteriet. Dette er ulik de mer konvensjonelle laderne hvor strømmen bare kan flyte inn i bilen, kalt enveislading. Med V2G-teknologien er en type smartlading som gjør at det er mulig styre når og hvor raskt den skal lade, og når og hvor raskt den kan utlade [36]. På denne måten er det potensial til å utnytte elbilens fleksible egenskaper bedre, men for å utnytte dette potensialet trengs det en utvikling innen kommunikasjon mellom elbilen og ladepunktet.

Ved utlading av elbilen trenger ikke energien å flyte direkte tilbake til kraftnettet, den kan også bli delegert til boligen eller andre bygninger. V2G kan kategoriseres etter hvilket system elbilen leverer strøm til. Vehicle to home (V2H) er når energien fra elbilene blir sendt til boligen, Vehicle to building (V2B) er når energien sendes til andre bygninger og Vehicle to Grid er når energien går ut på kraftnettet. V2G blir også brukt som en fellesbetegnelse for alle kategoriene, og slik vil den også brukes i denne oppgaven.

Wallbox sin Quasar-lader fra seksjon 2.7.1, som brukte sakte DC-lading, tillater også toveislading av elbiler, og Nissan er en av bilprodusentene som tillater bruken av toveislading [34, 43]. Dette er en hjemmelader og tillater ikke å sende strømmen tilbake på kraftnettet, kun tilbake til boligen. Det er idag kun CHAdeMO-standarden som er konstruert for toveislading, men CCS har mål om å være kompatibel med V2G i 2025 [43].

Det vil også være et effektivitetsledd mellom effekten ut av elbilbatteriet og effekten ut av laderen. Artikkelen "*Measurement of Power Loss during Electric Vehicle Charging and Discharging*" har eksperimentelt analysert effekttapene for både lading og utlading for elbiler som skal virke som fleksible laster [44]. Tapene er målt i selve bilen og for utstyret utenfor. Dette gjelder tapene som forekommer i batteriet, elektriske komponenter i elbilen, ladestasjonen og hele veien til transformatoren. Resultatet er at tapene kun én vei varierer mellom 12% til 36%, avhengig av batteriets *SOC* og mengden strøm som leveres. Utladingen bør ikke føre til at elbilens *SOC* går under 20%, ettersom utlading i

intervallet 0% til 20% vil føre til lav effektivitet og ekstra slitasje på batteriet [45].

## 2.9 ISO 15118: Road Vehicles – Vehicle to grid communication interface

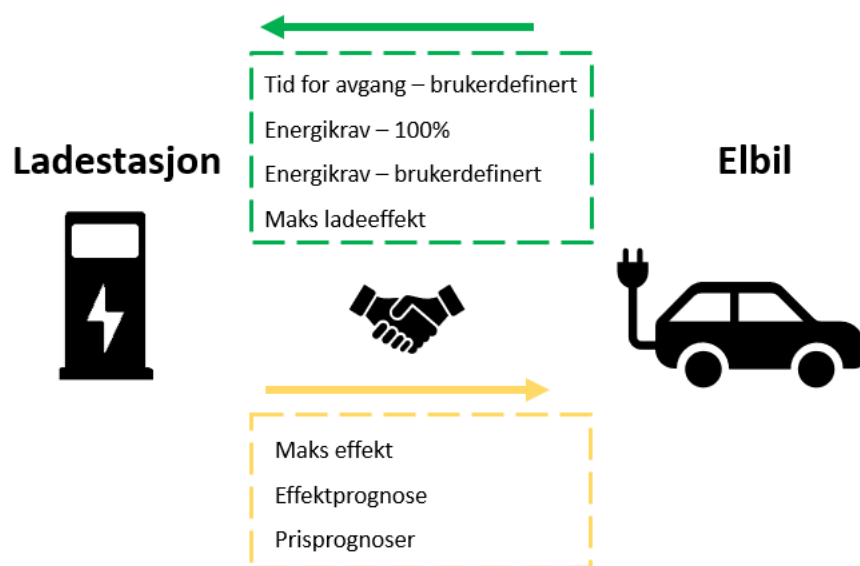
På veien mot å utvide integrasjonen av elbiler i kraftsystemet har Den Internasjonale Standardiseringsorganisasjonen utgitt standarden ISO 15118: Road Vehicles - Vehicle to grid communication interface. Denne standarden legger fram en kommunikasjonsprotokoll mellom elbiler og ladeinfrastrukturen [46].

ISO 15118 er et sett med standarder som er konstruert for å utvide mulighetene for smartlading av elbiler og andre elektriske kjøretøy både med AC og DC lading. Den nyeste standarden er ISO 15118-20, og inneholder blant annet kommunikasjonsprotokollen for V2G [47].

Gjennom ISO 15118 vil kommunikasjonen mellom bilen og ladestasjonen bli mer omfattende [6]. Bilen og ladestasjonen vil begge kunne legge fram sine behov for ladingen og ta smartlading til et nytt nivå enn det som brukes i dag. Figur 2.9 viser en oversikt over informasjonen som kan bli kommunisert mellom bilen og ladestasjonen for enveislading. Elbilen vil overføre elbilens spesifikasjoner som ladeeffekt, nåværende *SOC* og manglende energi på batteriet. Elbilen vil også legge fram informasjon om når bilen vil ha avreise og førerens krav til energi ved avreise. Ladestasjonen vil sende maksimum effekt laderen kan gi, og prognoser for effektuttak og pris. Etter at elbilene og ladestasjonen har utvekslet informasjon vil partene gjennom forhandlingsalgoritmer bli enige om et lademønster som dekker elbilens reisebehov og kraftnettets behov for nettutnyttelse. Lademønsteret, begge partene blir enige om, skal være fleksibelt, og det utveksles kontinuerlig informasjon mellom partene, slik at mønsteret kan bli oppdatert ved endringer i parameterne. Forhandlingsprosessen starter med engang laderen blir koblet til bilen.

ISO 15118-20 inneholder også med en ny metode for smartlading, som gir styringen av ladingen fullstendig til et system utenfor elbilen. Elbilen vil sende over samme informasjon som vist i figur 2.9 ved starten av ladeøkten, men ladestasjonen vil kun sende tilbake mengden effekt elbilen skal lade med. Det vil ikke bli noe forhandlinger mellom bilen og ladestasjonen [47]. Dette betyr at det er systemet utenfor elbilen som har ansvar for





**Figur 2.9:** Kommunikasjon mellom ladestasjonen og elbilen ved ISO 15118. Både bilen og laderen vil legge fram informasjon og sine behov for ladeøkten og bli enige om det lademønsteret som skal benyttes.

å passe på at bilførerens energietterspørsel blir best mulig ivaretatt. Denne metoden for kontroll av lading gjør det enkelt å raskt kunne styre elbilladingen etter signaler fra nettet og benytte elbilen i et reservemarked. Ved V2G-protokollen i standarden er det flere parametere i kommunikasjonen, som blant annet mengde strøm som maksimalt kan utlades og verdier på aktiv og reaktiv effekt. ISO 15118-20 ble publisert april 2022 [48].

For at standarden skal kunne fungere må den implementeres i både ladestasjonen og elbilene. Zaptec og Wallbox er to norske ladeboks produsenter som har implementert maskinvare for ISO 15118 standarden i noen av sine ladere [49, 41]. Begge firmaene er klare for å utnytte smartlading som standarden legger til rette for [40, 41]. Det er få bilprodusenter som har implementert standarden, og er en av flaskehalsen i prosessen. Det forventes at ved CCS sin utvikling av toveislading i 2025, som da medfører at CCS skal benytte hele ISO 15118, vil nye elbiler også begynne å implementere hele standarden [40, 41].

## 2.10 Sannsynlighet

Undermål nr.1 i denne oppgaven er å modellere en elbilflåte og dens reisevaner. To viktige faktorer ved modellering er om variablene i modellen er deterministiske eller stokastiske. Denne informasjonen er avgjørende for å kunne bruke riktige modell for

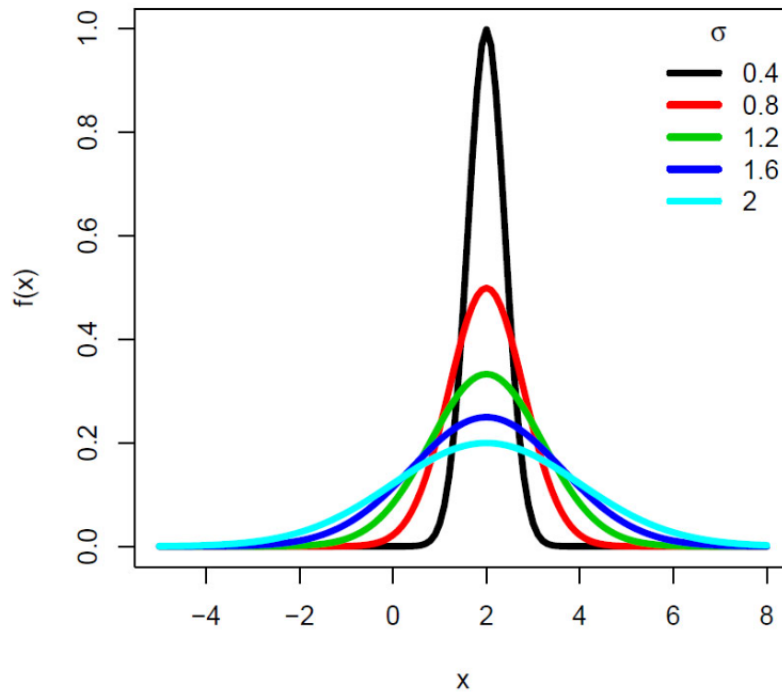
å forvente oppførselen til variablene [50]. Deterministiske variabler er en variabel med ingen usikkerhetsfaktor. Modellen som brukes for utregning av en deterministisk variabel kalles en deterministisk modell. Resultatet til modellen er bestemt, og vil ikke endres dersom det samme utgangspunktet i utregningene er brukt. Stokastiske variabler, eller tilfeldige variabler, er variabler med en usikkerhet. Verdien på en stokastiske variabler er resultatet av en stokastisk modell. Kjøring av en stokastisk modell vil resultere i en ny verdi for variabelen, selv med samme startverdier. Stokastisk variabler beskrives med sannsynlighetsfordelinger, men det kan ikke deterministiske variabler.

En sannsynlighetsfordeling beskriver alle mulige verdier og sjansen for at de forekommer for den bestemte stokastiske variabelen som beskrives av fordelingen. Sannsynlighetsfordelingene kan skilles om de beskriver en diskret eller kontinuerlig stokastisk variabel [51]. En diskret variabel har kun muligheten til å bli et fast antall verdier, og fordelingen vil derfor være gitt ved punktsannsynligheter for de ulike diskrete verdiene. En kontinuerlig variabel kan være alle mulige verdier innenfor et bestemt intervall, og sannsynlighetsfordelingen vil også være kontinuerlig.

Eksempler på tre forskjellige kontinuerlige sannsynlighetsfordelinger er normal-, gamma- og weibullfordelingen. Normalfordelingen, også kjent som gaussfordelingen, er definert med forventet verdi  $\mu$ , og varians  $\sigma^2$ , hvor  $\sigma$  er standardavviket [52]. Sannsynlighetstettheten  $f(x)$  for en normalfordeling er gitt ved likningen 2.3,

$$f(x) = \frac{1}{\sigma x \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x - \mu)^2}{2\mu^2}\right). \quad (2.3)$$

Figur 2.10 viser plottet av sannsynlighetsfordelingen til en normalfordeling med varierende standardavvik  $\sigma$ .

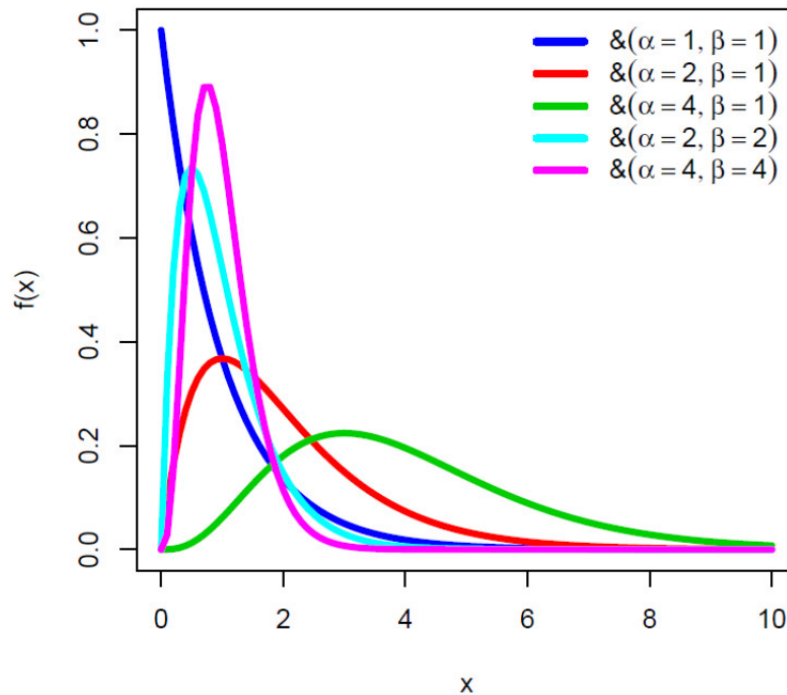


**Figur 2.10:** Sannsynlighetstettheten til normalfordelingen ved konstant forventet verdi = 2, og endrende standardavvik mellom 0.4 og 2 [52]. [Figuren er gjenbrukt med tillatelse]

Gammafordelingen er definert ved en formparameter  $\alpha$  og skalarparameter  $\beta$  [53]. Sannsynlighetstettheten  $f(x)$  for gammafordelingen er gitt ved likningen 2.4,

$$f(x) = x^{\beta-1} \frac{\exp(-x/\alpha)}{\alpha^\beta \Gamma(\beta)}, \quad x \geq 0. \quad (2.4)$$

Funksjonen  $\Gamma(\beta)$  er gammafunksjonen, og variabelen  $x$  er den stokastiske variabelen. Plottet av sannsynlighetstettheten og hvordan den endrer seg med de ulike parametre er vist i figur 2.11.



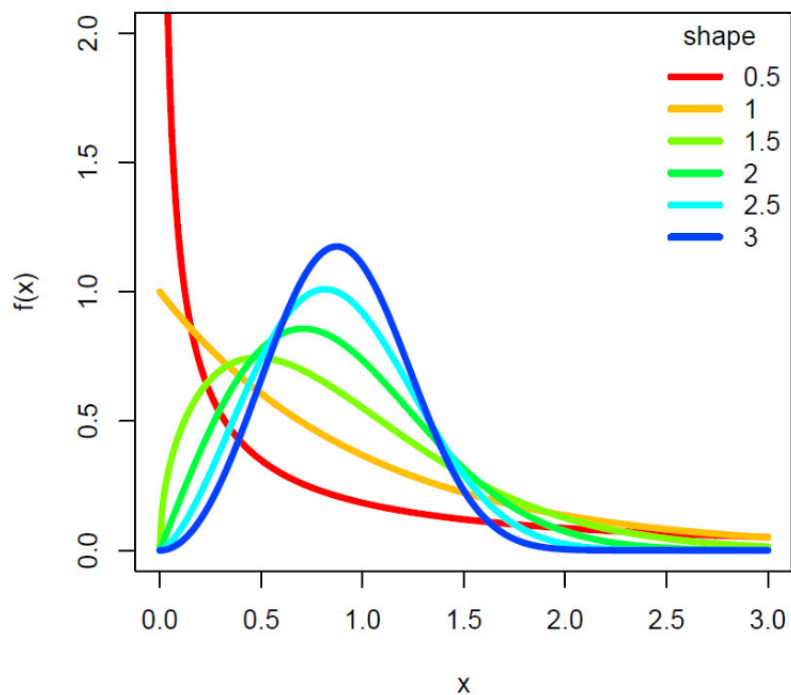
**Figur 2.11:** Sannsynlighetstettheten til gammafordelingen ved endrende formparameter og skalarparameter [53]. [Figuren er gjenbrukt med tillatelse.]

Weibullfordelingen er også definert ved formparameter  $\alpha$  og skalarparameter  $\beta$  [54]. Sannsynlighetstettheten for en weibullfordeling er gitt ved likningen 2.5,

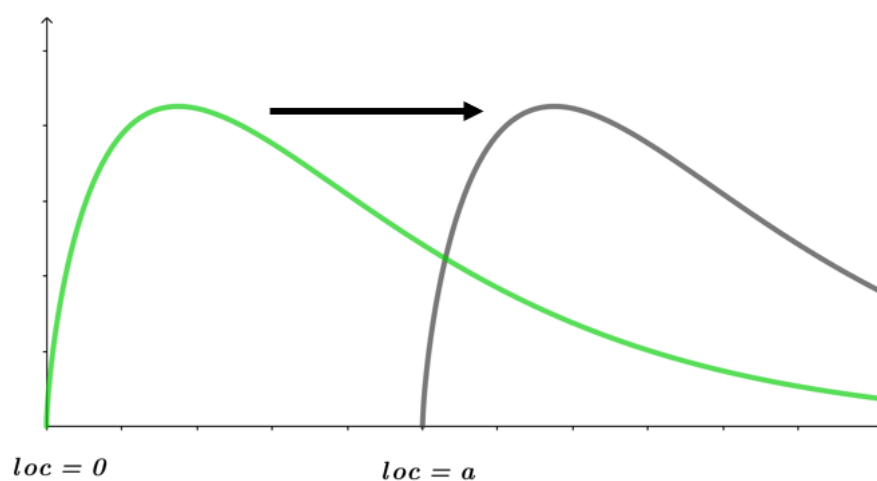
$$f(x) = \frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha\right), \quad x \geq 0. \quad (2.5)$$

Figur 2.12 viser plottet av sannsynlighetstettheten med konstant skalarparameter og ulike formparameter.

Weibullfordelingen kan også utvides for å være definert av tre parametere. Den siste parameteren er en lokasjonsparameter, *loc*. Hvis  $X$  er weibullfordelingen med to parametere vil fordelingen med tre parametere, gitt med  $Y$ , være definert som  $Y = X + loc$  [55]. Lokasjonsparameteren forskyver funksjonen langs den horisontale aksene. Figur 2.13 er en illustrasjon på hvordan lokasjonsparameteren påvirker sannsynlighetsfordelingen.



**Figur 2.12:** Sannsynlighetstettheten til Weibullfordelingen med konstant skalarparameter og endrende formparameter [54]. [Figuren er gjenbrukt med tillatelse]

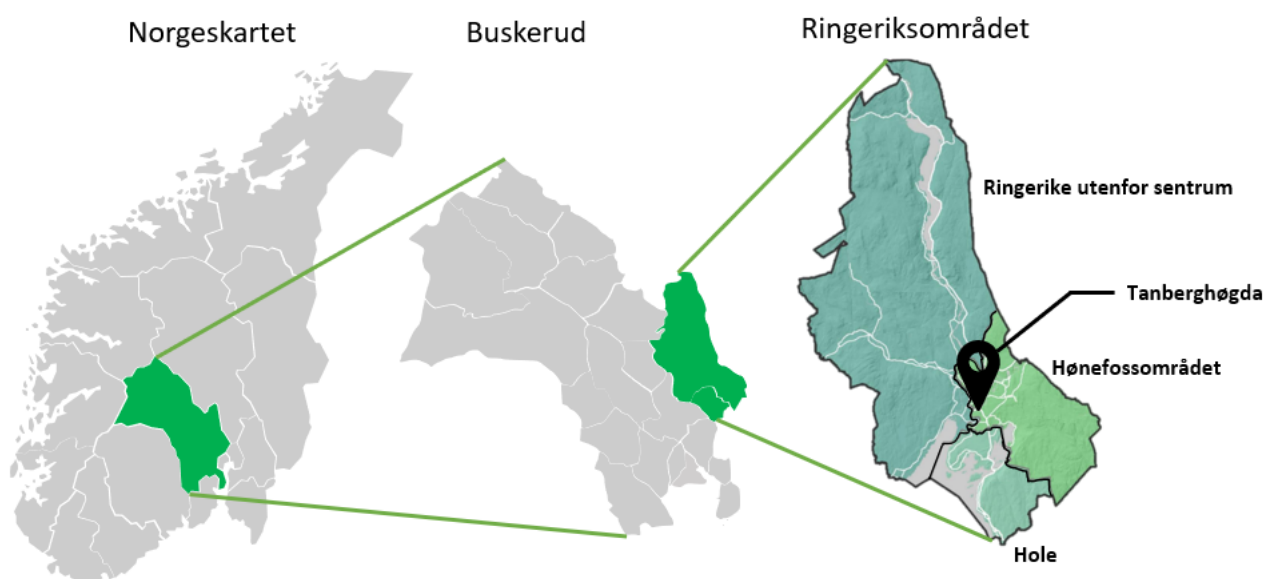


**Figur 2.13:** Forflytting av sannsynlighetsfordelinger med lokasjonsparameteren  $loc$ .

## 3 Beskrivelse av caseboligfeltet

### 3.1 Tanberghøgda

Denne oppgaven baserer seg på en casestudie av boligfeltet Tanberghøgda [8]. Tanberghøgda er et boligfeltprosjekt som ligger i Hønefoss i Ringerike kommune. Figur 3.1 viser Tanberghøgda sin beliggenhet i Ringeriksområdet, Ringeriksområdet sin beliggenhet i Buskerud og Buskerud sin beliggenhet på Norgeskartet. Boligfeltet er prosjektert for å bygge 590 boenheter. De ulike boenhetene vil være av typen enebolig, rekkehus og blokkleiligheter, og det vil også bli bygget en barnehage på tomten. Utbyggingen er planlagt å foregå over 3 faser. Fase 1 skal være ferdig i 2028 og det er planlagt over 100 boligenheter i denne fasen. Fase 2 skal starte 2026 og det er i denne fasen mesteparten av boligenhetene vil bli bygget. Fase 2 er planlagt ferdig i 2036. Den siste fasen er planlagt fra 2036 til 2040. Utbyggingen av boligfeltet er planlagt å starte i 2022 og ferdigstilles i 2040. Det er antatt at innflytting av beboere vil starte å når fase 1 er ferdig.



**Figur 3.1:** En oversikt over stedsområdene relevant for oppgaven. [Modifisert fra kilde [56, 57].]

[Lisens: Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0 International]

## 3.2 Energiløsninger ved Tanberghøgda

Konsulentfirmaet COWI har i 2021-2022 skrevet en energiutredning av boligfeltet [8]. Denne energiutredningen analyserer ulike energiløsninger for boligfeltet med mål om å innfri ambisjonene til utbygger om et moderne og grønt boligfelt.

Det er et mål om at boligfeltet skal bidra i det grønne skiftet. Dette skal oppnås ved at boligfeltet bygges på en utslippsfri anleggsplass ved bruk av nullutslipps anleggsmaskiner. Målet skal også oppnås gjennom lokalprodusert solenergi, en høy nettutnyttelse og ved deltagelse i Statnett sine reservemarkeder. Et av tiltakene er å bruke biovarme til oppvarming, og strømforbruket til boligfeltet er da redusert til elektrisk utstyr, vifter, belysning og elbillading. Av dette strømforbruket er det kun elbilladingen som tilbyr større grad av fleksibilitet. Byggeier har ambisjoner om at elbilene skal bli en aktiv fleksibilitetsressurs for boligfeltet, som også kan styres inn på et reservemarked, og bidra til høy nettutnyttelse.

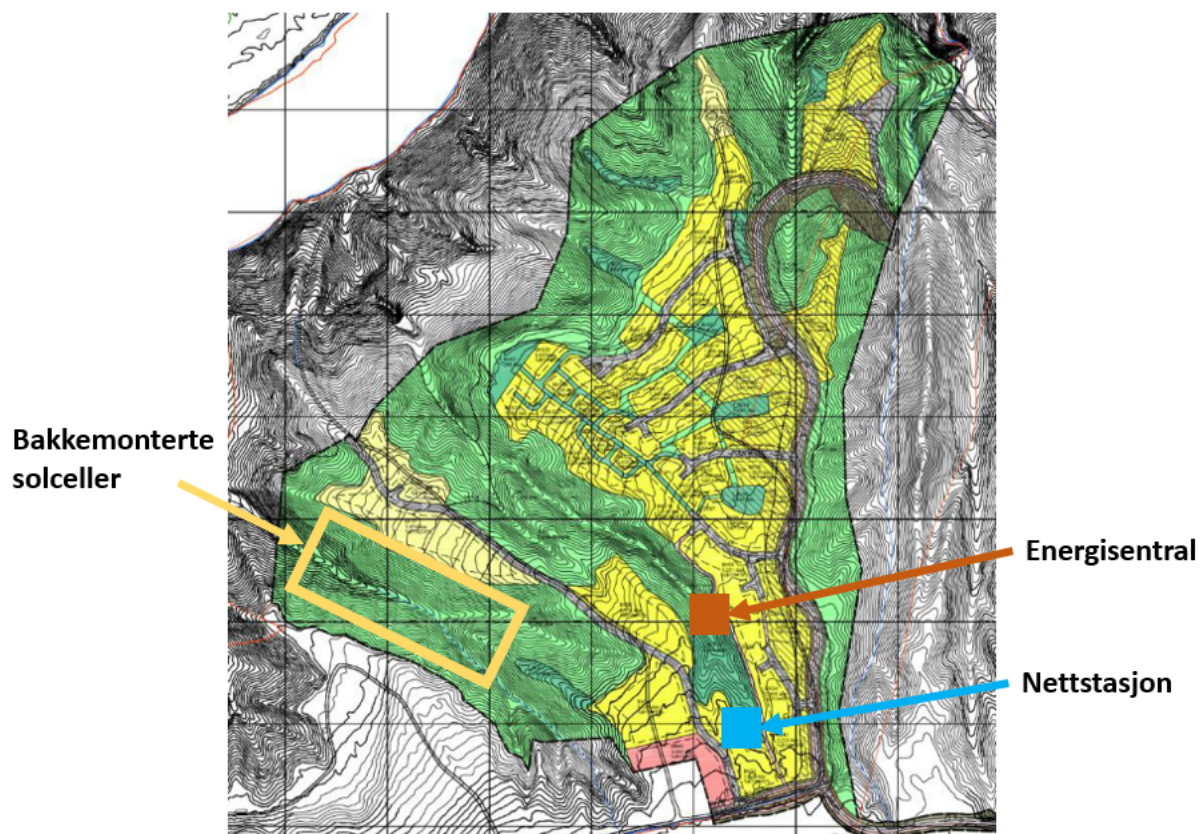
Som nevnt ovenfor skal boligfeltet produsere solenergi, og bli en prosument. Det skal installeres et bakkemontert solcelleanlegg på 500  $kWp$  som vil levere strøm til boligfeltet. Overskuddsenergien fra solcelleanlegget skal leveres til et stasjonært batterisystem på 1  $MWh$  med en kapasitet på 1  $MW$ . Batteriet vil benyttes som fleksibilitetsressurs på lik måte som elbilene og være aktiv opp mot et reservemarked. Som nevnt i avgrensingen av oppgaven, under seksjon 1.3, vil verken det stasjonære batteriet eller solcelleanlegget være en del av simuleringsmodellen av Tanberghøgda.

Forbruk og produksjon skal håndteres i Tanberghøgda sine energisentraler, og vil fungere som overgangen mellom kraftnettet og Tanberghøgda. Energisentralene vil være koblet opp mot nettstasjonen, og skal inneholde blant annet en felles strømmåler, det stasjonære batteriet og en frekvensmåler. Nettstasjonen som skal levere strøm til boligfeltet er planlagt å ha en nominell kapasitet på 800  $kVA$ <sup>1</sup>. Alt som skal inn og ut av boligfeltet må gå gjennom en felles strømmåler, og alt forbruk og produksjon må være oppkoblet her. Den produserte solenergien vil fraktes til energisentralen hvor den fordeles til ulike formål som boligene, det stasjonære batteriet, elbilene eller direkte ut på nettet gjennom nettstasjonen. Ladestasjonene vil også er oppkoblet til energisentralen som et eget forbruk og hele flåten

---

<sup>1</sup> $kVA$  står for kilovoltampere og er enheten for tilsynelatende effekt [58].

vil kunne styres som en egen last med egen hovedsikring. Det er hos energisentralen kjøp og salg av energi vil foregå, og fleksibilitet vil bli bydd inn på et reservemarked. Energisentralen samler hele Tanberghøgda til én enhet for kraftnettet. Figur 3.2 er en illustrasjon av boligfeltet og posisjonen til både det bakkemonterte solcelleanlegget, energisentralen og nettstasjonen er markert.



**Figur 3.2:** Illustrasjon av boligfeltet Tanberghøgda [8]. Bakkemonterte solceller, energisentral og nettstasjon er posisjonert i illustrasjonen.



## 4 Metode

Metoden er delt opp i tre seksjoner etter de tre undermålene i oppgaven.

Seksjon 4.1 handler om å legge fram data om Tanberghøgda og annen informasjon som skal benyttes til å modellere elbilflåten og brukes som grunndata i simuleringsmodellen.

Seksjon 4.2 vil gjennomgå konstruksjonen av elbilflåten og simuleringsmodellen for ladestrategier i programmeringsspråket Python.

Seksjon 4.3 vil algoritmene for kvantifisering av fleksibilitet gjennomgås.

### 4.1 Håndtering av grunndata for elbilflåten og simuleringsmodellen

For modelleringen av elbilflåten skal det benyttes informasjon om hver enkelt elbil. Dette vil være informasjon som blant annet elbilens ladehastighet, batterikapasitet, energiforbruk, når bilen er tilgjengelig for lading og antall elbiler. Av denne nødvendige informasjonen vil det både være stokastiske og deterministiske variabler, slik som gjennomgått i i seksjonen om sannsynlighet 2.10. De stokastiske variablene er bestemt ut ifra kjøremønsteret til den individuelle bileier og usikkerheten må tas hensyn til for disse variablene. De deterministiske variablene er forutbestemte verdier for hver simulering. Det vil også bli gjennomført en sensitivitetsanalyse av ulike variabler for å ta hensyn til usikkerheten i utviklingen av elbilflåten og reisevaner fram mot innflyttingen i boligfeltet. Elbilflåten vil være en av grunndataene for simuleringsmodellen. Simuleringsmodellen er også avhengig av data om effektforbruket til Tanberghøgda og krav om ladeinfrastruktur.

All grunndata for oppgaven kan defineres i fire kategorier:

- Reisevaner
- Elbilflåten
- Effektforbruk i boligfeltet
- Ladeinfrastruktur

I denne seksjonen av oppgaven skal grunndata for oppgaven presenteres og brukes til å skape et representativt bilde av en hverdag i Tanberghøgda.

### 4.1.1 Reisevaner

Reisevaner beskriver hvordan Tanberghøgda sine beboere benytter seg av bilen. Følgende faktorer skal brukes for å beskrive reisevanene:

- Daglig kjørelengde
- Tid for ankomst
- Tid for avreise
- Om arbeidsreisen blir gjennomført med bil

Det skal benyttes data fra reisevaner rapporter for området og fra Den norske elbilforeningen for å beskrive reisevanene ved Tanberghøgda.

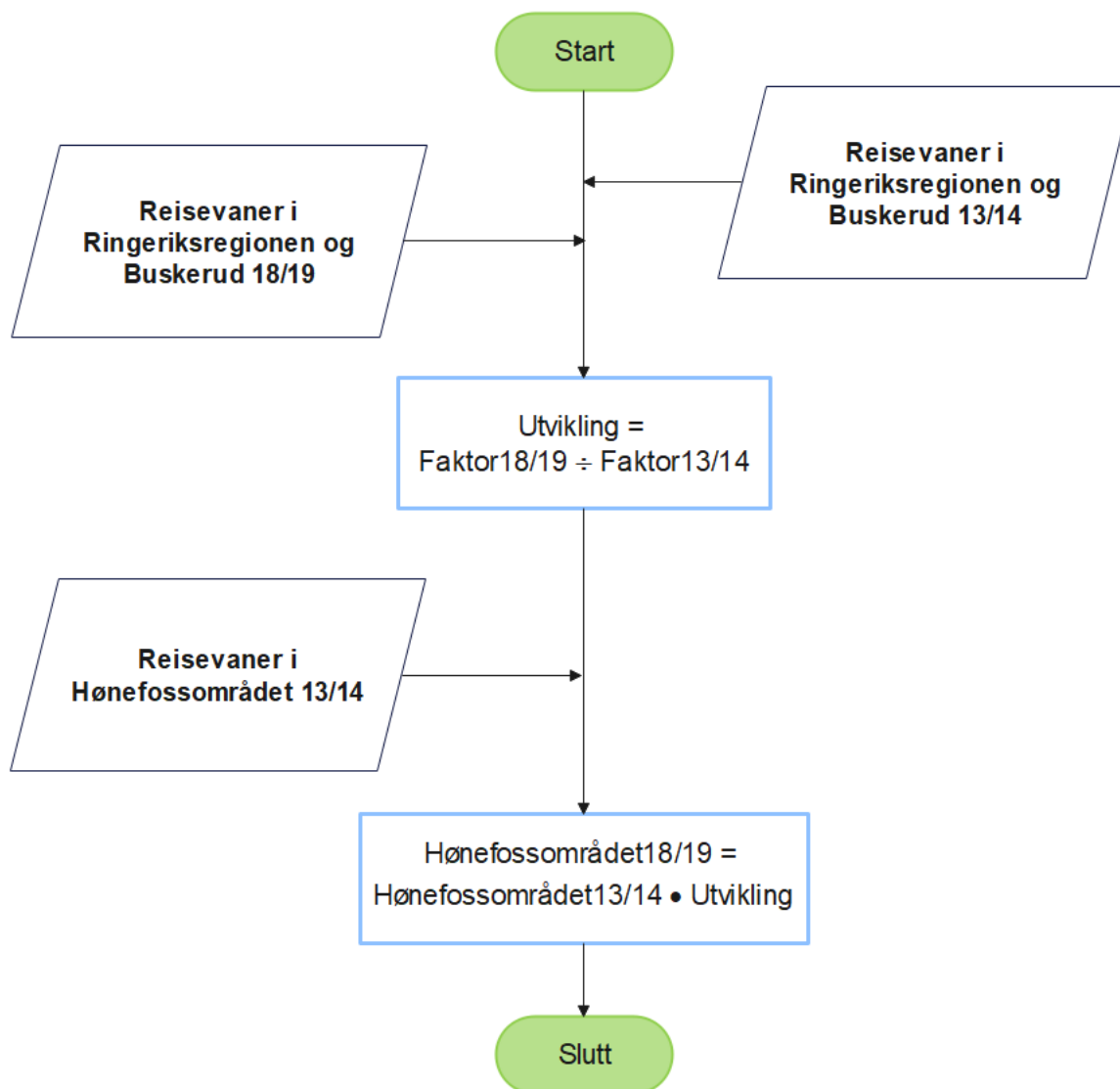
Reisevanefaktorene er analysert for Hønefoss i 2013/14 i rapporten *Reisevaner i Ringeriksregionen 2013/14* [57]. Etter forfatterens kunnskap er det ikke foretatt flere utdypende reisevaner rapporter av reisevaner i Hønefoss. Reisevanefaktorene for Hønefoss 2018/19 utregnes ved å se på utviklingen i reisevanefaktorene for Ringeriksregionen og Buskerud [59, 60]. Området Ringeriksregionen og Buskerud i forhold til Hønefoss og Tanberghøgda ble vist i figur 3.1. I denne oppgaven er det antatt at Hønefoss har hatt samme utvikling som Ringeriksregionen og Buskerud fra 2013/14 til 2018/19, og fremgangen av kalkulasjonene er vist av flytskjema i figur 4.1. Utviklingen blir regnet som et forhold mellom verdiene for 2013/14 og 2018/19 og denne utviklingen blir lagt på verdien for Hønefossområdet fra 2013/14.

Resultatet for utregningen av gjennomsnittlig daglig kjørelengde og andel arbeidsreiser med bil er vist i tabell 4.1.

**Tabell 4.1:** *Reisevaner Hønefossområdet 2018/19.*

<b>Gjennomsnittlig daglig kjørelengde</b>	31 km
<b>Andel arbeidsreiser med bil</b>	77%

Begge verdiene vist i tabell 4.1 vil for hver individuelle bil være stokastiske variabler. Den gjennomsnittlige daglige kjørelengden skal håndteres med en sannsynlighetsfordeling, og en kjørelengde vil bli distribuert til hver enkelt bil. Kravet er at sannsynlighetsfordelingen må ha et gjennomsnitt på 31 km. Gamma-, weibull- og log-normalfordeling er tre fordelinger som egner seg godt til fordeling av daglig kjørelengde [61]. Alle fordelingene gir 0%

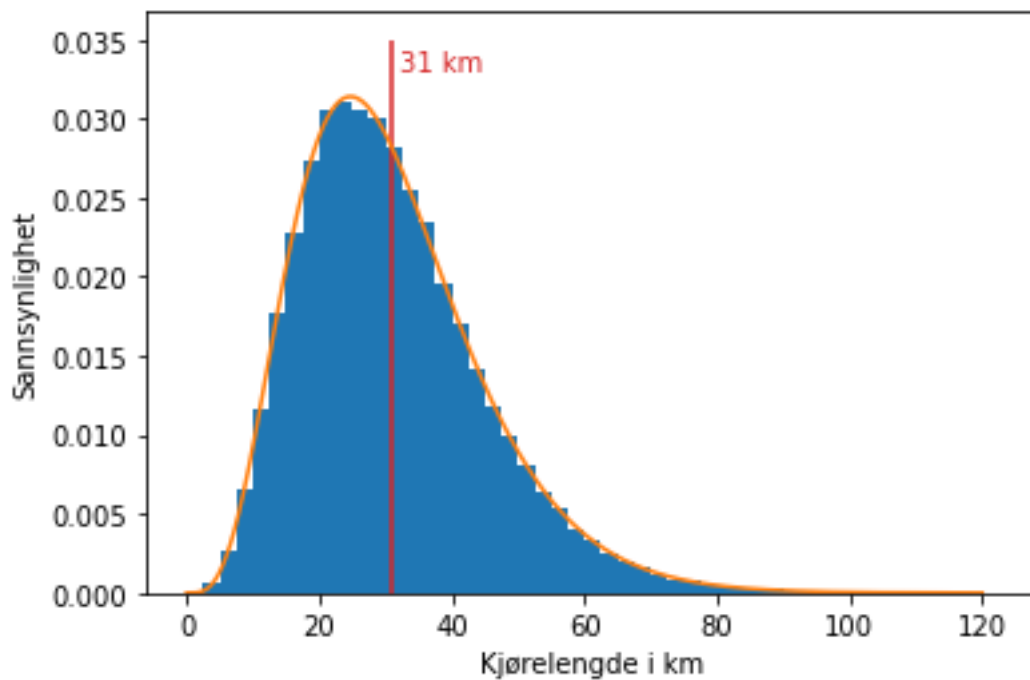


**Figur 4.1:** Flytskjema for hvordan reisevaner for Hønefoss 2018/19 er utregnet ved å se på utviklingen for Ringeriksregionen og Buskerud.

sannsynlighet for en kjørelengde på 0 km som er et viktig krav for en slik fordeling. Artikkelen “*On the Distribution of Individual Daily Vehicle Driving Distances*” analyserer de tre ulike fordelingene opp mot reelle data, et sett fra Tyskland, Sverige og Canada [61]. Artikkelen kommer fram til at det ikke er én fordeling som er overlegen. Men det er visse faktorer som gjør én av fordelingene mindre relevant. Log-normal fordelingen er mest hensiktsmessig når det er en høyere sannsynlighet for lange reiser. Ettersom Tanberghøgda sin lokasjon er rett ved Hønefoss sentrum vil log-normal fordelingen antas å være mindre relevant til å fordele daglig kjørelengde. Gamma og weibull gir begge et mer riktig bilde ved en høyere frekvens for kortere kjørelengde. Gammafordelingen er også blitt verifisert som en god estimering av daglig kjørelengde i artikkelen “*Estimation of energy use by*

*plug-in hybrid electric vehicles: Validating Gamma Distribution for Representing Random Daily Driving Distance* [62]. Gammafordelingen ble verifisert ved bruk av data fra for 275 husholdninger i Seattle, i United States, over 18 måneder. Selv om kjørevaner ikke nødvendigvis er lik mellom Norge og US, benyttes dette som begrunnelse for å gå videre med gammafordelingen i fordel for weibullfordelingen i denne oppgaven.

Den gjennomsnittlige daglige kjørelengden ved Hønefoss i 2018/19 ble kalkulert til 31 km og gammafordelingen skal dermed ha denne verdien som gjennomsnitt. Sannsynlighetstettheten til gammafordelingen ble gjennomgått i seksjon 2.10, og ved å teste ulike parametere ble det funnet at en gammafordeling konstruert med formparameteren  $\alpha = 4,95$  og skalarparameteren  $\beta = 6,26$  gav riktig gjennomsnitt. Distribusjonen er plottet i 4.2. Distribusjonen er plottet som et histogram og som sannsynlighetstettheten til gammafordelingen. I denne distribusjonen er det høyest sannsynlighet å kjøre mellom 20-40 km daglig, og figuren visualiserer gjennomsnittet på 31 km. Plottet er konstruert i programmeringsspråket Python ved bruk av gammafunksjonen fra NumPy biblioteket.

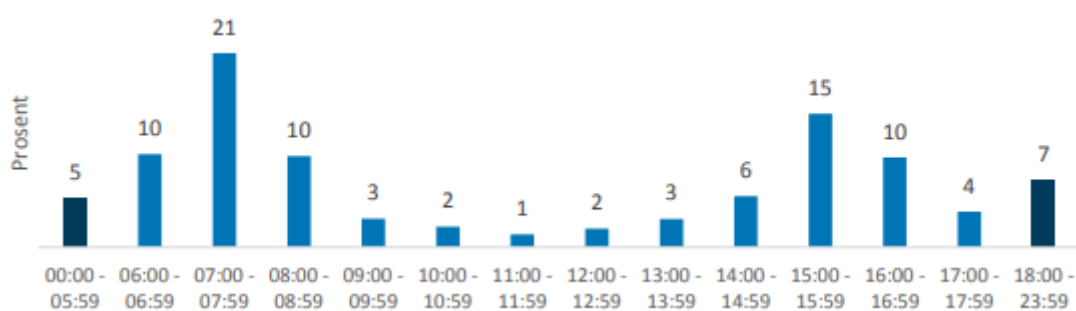


**Figur 4.2:** *Distribusjon av kjørelengde plottet som en Gamma distribusjon med 31 km som gjennomsnitt. Både funksjonen for sannsynlighetstettheten og et histogram av distribusjonen er plottet. Histogrammet har en inndeling på 2,5 km per søyle.*

Som vist i tabell 4.1 er andelen arbeidsreise med bil ved Hønefoss på 77%, og dermed 23% av bilene som ikke vil bli benyttet til en arbeidsreise. Usikkerheten ved denne

sannsynligheten vil håndteres ved et tilfeldig utvalg av alle bilene til boligfeltet basert på denne sannsynligheten. Byggeier for boligfeltet har som mål å redusere bruken av bil ved å tilrettelegge for gode gang-, sykkel- og kollektivalternativer for den relativt korte avstanden til Hønefoss sentrum [10]. Derfor skal denne sannsynligheten, om at en bil blir brukt til arbeidsreise, også endres i en sensitivitetsanalyse. Sensitivitetsanalysen blir lagt fram i seksjon 4.1.5.

Ankomst og avgang for bilene i boligfeltet baseres på data om tidspunkt for arbeidsreiser i reisevanerapportene. Fordelingen av arbeidsreiser fra 2013/14 og 2018/19 for Osloområdet er gitt i figur A.1 og A.2 i appendikset under seksjon A.1. Fordelingen av arbeidsreiser er tilnærmet uendret fra 2013/14 og 2018/19 for Osloområdet. Det vil derfor antas at fordelingen av arbeidsreiser for Ringeriksregionen også er tilnærmet uendret, og fordelingen av arbeidsreiser er gitt i figur 4.3. Figuren vil benyttes som grunnlag for fordelingen av ankomst og avgang av biler ved Tanberghøgda [57].



**Figur 4.3:** Fordelingen av arbeidsreiser over døgnet for Osloområdet 2013/14 [57]. [Gjengitt med tillatelse]

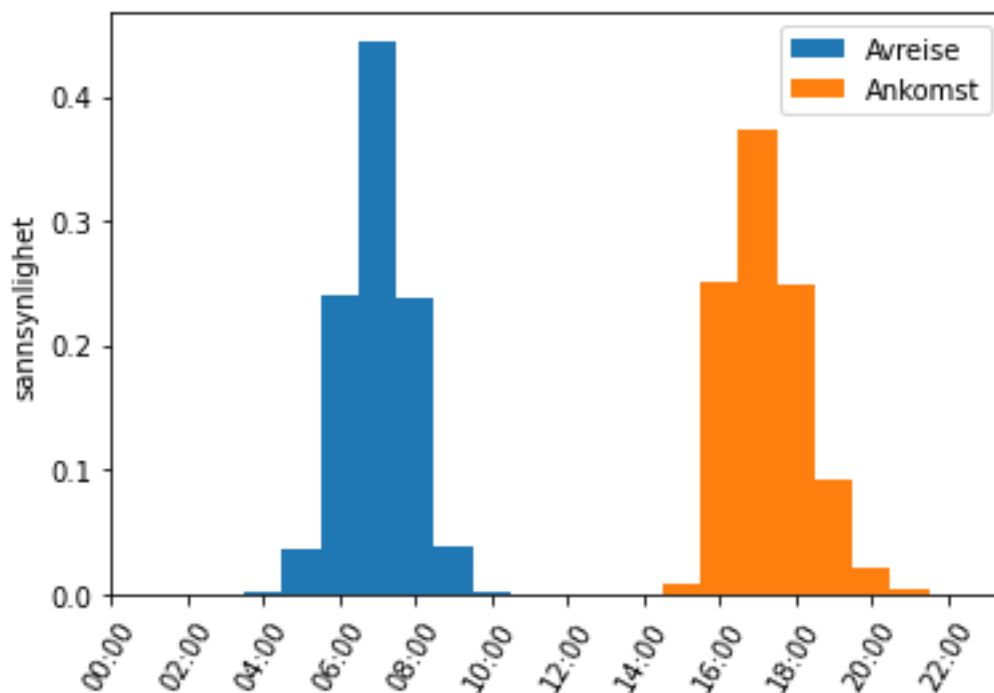
Fordelingen av arbeidsreiser består av to sannsynlighetstopper. En av toppene forekommer på morgenen med toppunkt for kl 07:00 til 07:59, og vil da representere tidspunktene bilene forlater boligfeltet. Denne toppen er tilnærmet normalfordelt, med stigningen opp til toppunktet er lik som reduksjonen etter. Den andre toppen forekommer med maksverdi kl 15:00 til 15:59, og denne toppen har en slakere nedtrapping utover kvelden. Disse tidspunktene vil representere når bilene forlater arbeidsplassen, og tidspunktene bilene ankommer boligfeltet vil være forskjøvet mot høyre. Fordelingen av ankomst og avgang skal gjenskapes med to fordelinger. En fordeling for avreise og en for ankomst. Det er klart flest arbeidsreiser som foregår ved de to sannsynlighetstoppene og hvor det er enklest å skille mellom ankomst og avgang. Det vil derfor i denne oppgaven antas det at alle

avreisen og ankomstene vil skje rundt de to sannsynlighetstoppene, og det vil ikke være noe overlapping. Sannsynligheten for avreise og ankomst i tidspunkt midt på dagen vil i denne modellen være lik 0%.

Artikkelen *“Stochastic-Based Optimal Charging Strategy for Plug-In Electric Vehicles Aggregator Under Incentive and Regulatory Policies of DSO”* modellerer stokastiske verdier for kjøremønster til biler for å optimalisere ladestrategier, og bruker også sannsynlighetsfordelinger for å beskrive reisevaner [63]. I artikkelen benyttes det en lognormalfordeling for å beskrive avreise, en weibullfordeling for å beskrive ankomst og en gammafordeling for å beskrive kjørelengder. I denne oppgaven vil det derimot benyttes en normalfordeling for avreisetidspunkt, og begrunnelsen er hvor normalfordelt avreisene i figur 4.3 er. For ankomst vil også denne oppgaven benytte en weibullfordeling, ettersom fordelingen håndterer den slake nedtrappingen av ankomster utover kvelden. Fordelingen av kjørelengder stemmer også overens, hvor begge bruker gammafordeling.

For å forenkle modellen skal avreise- og ankomsttidspunkt kun bli gitt som hele timer. Dette er selv om det benyttes kontinuerlige sannsynlighetsfordelinger for å beskrive usikkerheten i variablene, forklart i seksjonen om sannsynlighet 2.10. Framgangsmåten er å gruppere verdiene i timer ved avrunding til neste heltall. Det er antatt at i denne oppgaven skal normalfordelingen skal ha et toppunkt kl 07:00, og weibullfordelingen skal ha et toppunkt kl 17:00. Dette betyr at sammenhengen mellom avreise fra arbeidsplass og ankomst ved boligfeltet er forskjøvet med omtrent en time. Parameterne for begge fordelingene skal velges for å etterligne fordelingen i reisevanerapporten. Normalfordelingen er konstruert med  $\mu = 7$  og  $\sigma = 0,85$ . Forventet verdi  $\mu$  er satt til 7 ettersom toppunktet for fordelingen skal posisjoneres her. Standard avviket  $\sigma$  er satt til 0,85 for å oppnå en høy sannsynlighet for kl 7 og sikre en liten sannsynlighet for mulig avreise uten for intervallet fra kl 06:00 til kl 08:00. Weibullfordelingen er konstruert med  $\alpha = 2$ ,  $loc = 15,3$  og  $\beta = 2,2$ . Lokasjonsparameteren er satt til et tall mellom 15 til og ikke med 15,5 for at fordelingen skal starte kl 15:00 når verdiene grupperes i timer. Verdien til  $loc$  ble satt til 15,3 for at formen skulle få mest mulig like tendenser som fordelingen i reisevanerapporten. Formfaktoren  $\alpha$  ble satt til 2 ettersom det gav en topp kl 17:00 og sammen med en skalar parameter  $\beta$  på 2,2 ble nedtrapping i sannsynlighet tilnærmet reisevanerapporten.

Figur 4.4 viser distribusjonene som skal brukes i analysen. Normalfordelingen er plottet ved bruk av NumPy bibliotek til Python. Weibullfordelingen er plottet ved bruk av Scipy biblioteket som en Weibull minimum distribusjon. På denne måten kan også lokasjonsparameteren benyttes, og flytte weibullfordelingen til riktig posisjon på tidsaksen.



**Figur 4.4:** Figuren viser fordelingen av avreise og ankomst for bilpopulasjonen til Tanberghøgda. Reisetidspunktene vil kun forekomme i hele timer. Fordelingen av avreise er normalfordelt, og fordelingen av ankomst er en weibullfordeling.

Bilene vil ankomme boligfeltet mellom kl 15:00 og 21:00, og de fleste av bilene vil være tilbake mellom kl 16:00 - 18:00. Avreise vil foregå fra kl 04:00 - 10:00, og de aller fleste vil reise mellom kl 06:00 og kl 08:00. Alle parameterne og verdiene brukt i distribusjonene av kjørelengde, avreise og ankomst er gjengitt i tabell 4.2.

**Tabell 4.2:** En oversikt over parametere og deres verdier brukt i de ulike sannsynlighetsfordelingene for kjørelengde, avreise og ankomst.

	Kjørelengde - Gamma	Avreise - Normal	Ankomst - Weibull
Forventet verdi $\mu$		7	
Standardavvik $\sigma$		0,85	
Formparameter $\alpha$	4,95		2
Skalarparameter $\beta$	6,26		2,2
Lokasjonsparameter $loc$			15,3

Figur 4.5 viser et eksempel på hvordan en elbil vil bli behandlet i simuleringen. Med

figuren som eksempel vil bilen ha avreise kl 08:00 og være hjemme igjen kl 19:00. All reising vil skje i intervallet når bilen er borte fra boligfeltet, og bilens daglige kjørelengde vil dermed bli utført i dette tidsrommet. Etter ankomst vil bilen være parkert fram til neste arbeidsreise. Elbilen vil kun lade ved boligfeltet og har mulighet til å lade fra kl 19:00 og 07:59 neste dag. Elbilene vil få individuelle tidspunkt for avreise og ankomst, og dette vil ikke endres gjennom simuleringen ettersom den skal foregå et såpass kort tidsrom. Denne metoden benyttes for å ikke overkomplisere modellen. En bil som ikke utfører en arbeidsreise vil forbli parkert til neste avreise, og modellen vil da jobbe med at bilen er parkert til neste dag.



**Figur 4.5:** Forklaring av reise og opphold for en tilfeldig elbil. Elbilen vil reise fra boligfeltet kl 08:00 og være tilbake kl 19:00. I denne perioden vil elbilen kjøre sin daglige kjørelengde. Elbilen kan dermed kun lade i tidsintervallet kl 19:00 til kl 07:59.



## 4.1.2 Elbilflåten til Tanberghøgda

En viktig del av analysen er å anslå elbilflåten til Tanberghøgda. Faktorene som vil utgjøre flåten er antall biler, andelen elbiler og hvilke type elbiler flåten består av.

### 4.1.2.1 Størrelsen på flåten

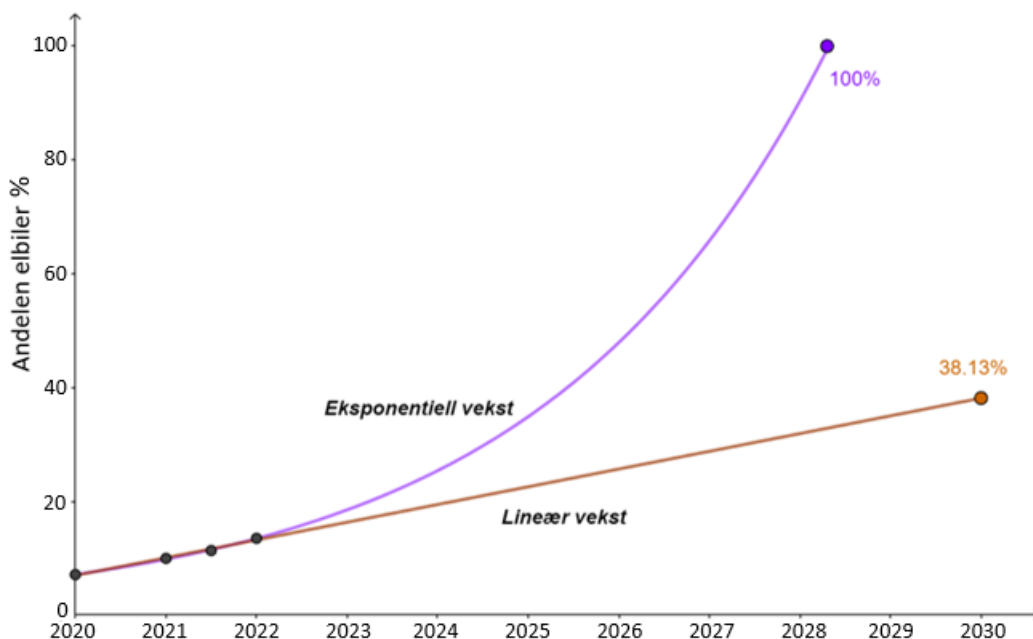
Antall biler per husholdning er utregnet etter samme fremgangsmåte som reisevanefaktorene, vist i flytskjema 4.1. Dette antallet er ifølge reisevanerapportene lik for 2013/14 og 2018/19 for Ringeriksregionen, og dette betyr at antatt antallet også er konstant for Hønefossområdet som er på 1,6 biler i snitt per husholdning. Ettersom Tanberghøgda skal inneholde 590 boenheter vil dette gi 944 biler i boligfeltets bilflåte.

Andelen elbiler er en av variablene som ikke vil holdes konstant over tid. Som teoridelen viser, i seksjon 2.6, er det stor økning i antall elbiler i den norske bilpopulasjonen. Derfor er det viktig å endre denne verdien basert på ulike scenarier for elbilpopulasjonen til Tanberghøgda. Tabell 4.3 viser andelen elbiler i Buskerud fra 2020 til 2022 og tallene er hentet fra den Norske Elbilforeningen [64].

**Tabell 4.3:** Elbilandelen i Buskerud fra 2020 til 2022 [64].

Dato	Andelen elbiler %
31.des 2019	7,10
31.des 2020	9,94
30.juni 2021	11,32
31.des 2021	13,49

Utviklingen av elbilandelen er estimert ved lineær og eksponentiell vekst. Figur 4.6 viser utviklingen for begge scenarioene. Estimeringen av utviklingen går fram til 2030 ettersom det er planlagt at innflyttingen er godt i gang ved dette tidspunktet. Ved lineær vekst når elbilandelen 38% ved 2030, mens ved en eksponentiell utvikling vil andelen bli på 100% allerede i løpet av 2028. Begge elbilandelene vil bli brukt i simuleringen. Det vil også benyttes en elbilandel på 50% som en moderat tilnærming mellom de to verdiene fra figur 4.6.



**Figur 4.6:** Lineær og eksponentiell utvikling av andelen elbiler i Buskerud. Utviklingen er basert på data om andelen elbiler i Buskerud fra 2020-2022 vist i tabell 4.3.

#### 4.1.2.2 Biltyper

Elbilflåten skal modelleres med to ulike elbilpopulasjoner. Den første flåten skal bestå av de 5 mest solgte elbilene på det norske markedet. Denne informasjonen er hentet fra Elbilstatistikken.no den 20.mars 2022 [65], og stemmer med de mest registrerte elbilene i Buskerud juni 2018 fra motorvognregisteret [66]. De ulike biltypene, deres spesifikasjoner og andelen av flåten er gitt i tabell 4.4. Spesifikasjonene er hentet fra nettsiden EV-database. Denne nettsiden samler spesifikasjoner fra de aller fleste elbiler som er og har vært på markedet i Europa. Denne nettsiden er benyttet som kilde for elbilspecificasjoner i flere artikler som analysere sammenhengen mellom elbiler og kraftnettet [67, 68, 69]. Fordelingen av bilene i flåten er basert på antall salg de har i forhold til resten av flåten. Tabellen viser også gjennomsnittet av de ulike spesifikasjonene når bilene er vektet likt, og viser at det er en gjennomsnittlig brukbar batterikapasitet på 38,9 kWh og et gjennomsnittlig energiforbruk på 164 Wh/km. Flåten vil i resten av oppgaven bli referert til som elbilflåte nr.1.

Det skal også brukes en mer framtidsrettet elbilflåte vist i tabell 4.5. Denne flåten er konstruert av de mest solgte elbilene så langt i Norge i 2022, hentet fra elbilstatistikken.no den 20.mars 2022 [65]. Fordelingen mellom bilene er gjort på samme måte som med flåte

**Tabell 4.4:** Spesifikasjoner de ulike elbiltypene i elbilflåte nr.1. All informasjon er hentet fra nettsiden EV-Database [70].

Bil	Brukbar batterikapasitet [kWh]	Energiforbruk [Wh/km]	Ladehastighet [kW]	Fordeling %
Nissan Leaf 2018	37	164	3,6	34,7
Volkswagen Golf 2017	32	168	7,2	23,0
Tesla Model 3 2021	57,5	151	11	16,9
BMW i3 2018	37,9	161	11	14,4
Kia Soul 2017	30	176	6,6	11,0
<b>Gjennomsnitt</b>	38,9	164	7,9	

nr.1.

Ved lik vekting av bilene har flåten en gjennomsnittlig brukbar batterikapasitet på 80,8 kWh og et forbruk på 189,2 Wh/km. Dette stemmer med NVE sine antagelser, gjennom gått i seksjon 2.6 om at en gjennomsnittlig elbil vil i 2030 ha en batterikapasitet på mellom 80 og 100 kWh [29]. Denne flåten vil i resten av teksten bli referert til som elbilflåte nr.2.

**Tabell 4.5:** Elbilflåte nr.2 som skal benyttes i simuleringen.

Bil	Batterikapasitet [kWh]	Energiforbruk [Wh/km]	Ladehastighet [kW]	Fordeling %
Tesla Model Y 2021	75,0	172	11	24,5
Hyundai IONIQ5 2021	70	189	11	20,4
Audi Q4 E-tron 2021	76,6	189	11	20,1
VOLKSWAGEN ID.4 2020	77,0	188	11	17,8
BMW iX 2021	105,2	208	11	17,2
<b>Gjennomsnitt</b>	80,8	189,2	11	

### 4.1.3 Infrastruktur til lading

For at simuleringen skal bli mest mulig representativ for boligfeltet er det viktig å sette maks nivåer for ladeinfrastrukturen. Tanberghøgda sinn foreløpige planlagte størrelse på hovedsikringen for effekten til elbilflåten er på 250 kW [71]. Dette betyr at elbilflåten ikke har mulighet til å trekke eller utlade en effekt høyere enn 250 kW. I simuleringen antas det at det alltid er et ladepunkt hvor elbilen parkerer, og at elbilene alltid vil være oppkoblet når parkert ved boligfeltet. Det er også antatt at all lading av elbilene vil skje ved boligfeltet. Det betyr at i simuleringen vil elbilene ikke lade andre steder enn ved boligfeltet.

### 4.1.4 Effektforbruk i boligfeltet

COWI har i sin energiutredning av Tanberghøgda simulert effektforbruket ved de ulike stegene i byggefasen [8]. I denne oppgaven vil simuleringsmodellen av ladestrategiene bruke

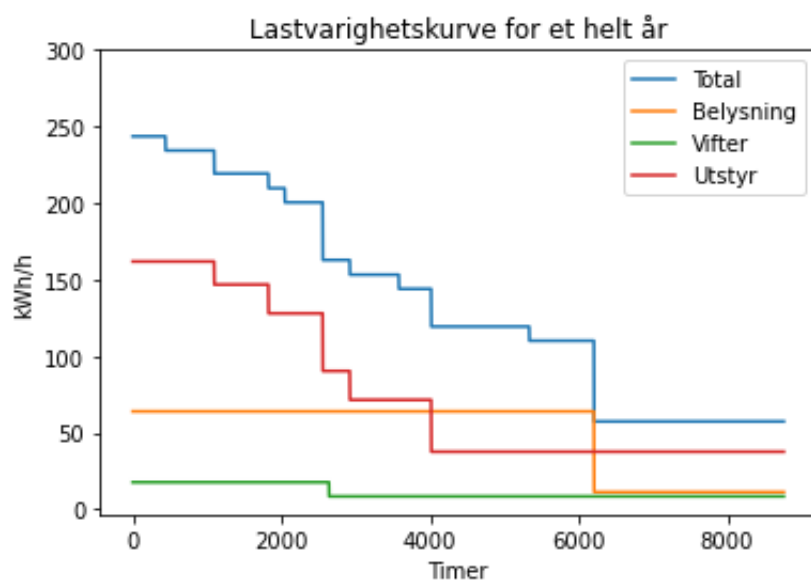
effektforbruket til boligfeltet når fase 3 er ferdig, som vil si når boligfeltet er fullstendig ferdig. Dette er et sett med data som viser effektuttaket til Tanberghøgda for hver time i løpet av ett år, og inneholder ikke effektforbruket fra elbilflåten.

Som nevnt tidligere er dette forbruket for 590 boligenheter, og oppvarming er ikke en del av det elektriske forbruket. Figur 4.7 viser lastvarighetskurven av det totale årlige forbruket til Tanberghøgda, og lastvarighetskurve for hver individuelle last. En lastvarighetskurve er boligfeltets effektforbruk sortert fra høyest til minst over helt år, og x-aksen viser hvor mange timer forbruket har vært lik eller høyere for et bestemt punkt. Den totale lastvarighetskurven er ikke summen av lastvarighetskurven til de tre individuelle lastene ettersom alle kurvene er sortert individuelt.

De individuelle lastene er:

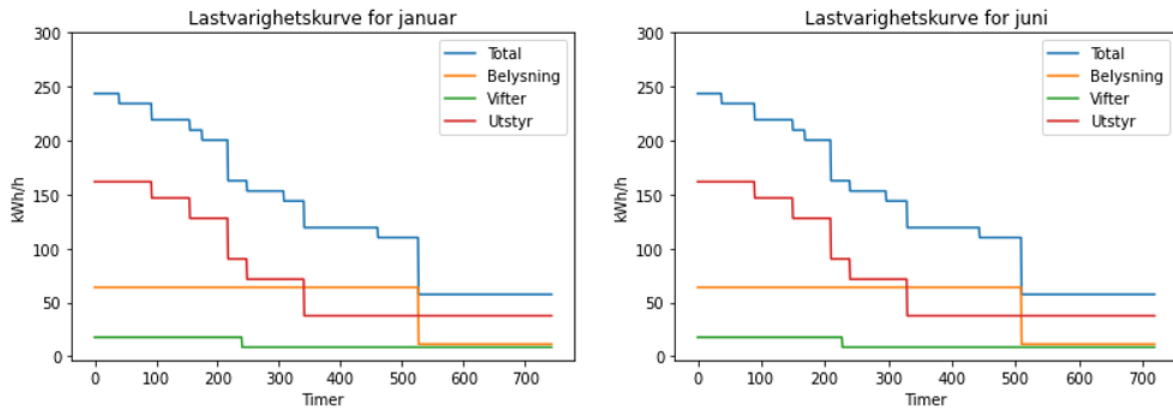
- Belysning
- Vifter
- Elektrisk utstyr

Ladeforbruket til elbilene er ikke inkludert i kurvene. Boligfeltet har sitt høyeste totale effektuttak på  $244 \text{ kWh/h}$ , som i løpet av et helt år vil forekomme 440 timer. Enheten  $\text{kWh/h}$  beskriver at effekten er utregnet og plottet med et tidssteg på en time, og kalles timeseffekt. I løpet av et år vil det meste av forbruket ligge på  $57 \text{ kWh/h}$ .



Figur 4.7: Årlig lastvarighetskurve til Tanberghøgda uten elbiler.

Figur 4.8 viser lastvarighetskurvene slik som i forrige figur, men for januar og juni istedenfor hele året. Lastvarighetskurvene for januar og juni er så og si identiske og viser at forbruket er veldig stabilt gjennom sesongene. Grunnen til dette er at oppvarmingen ikke er en del av det elektriske forbruket.



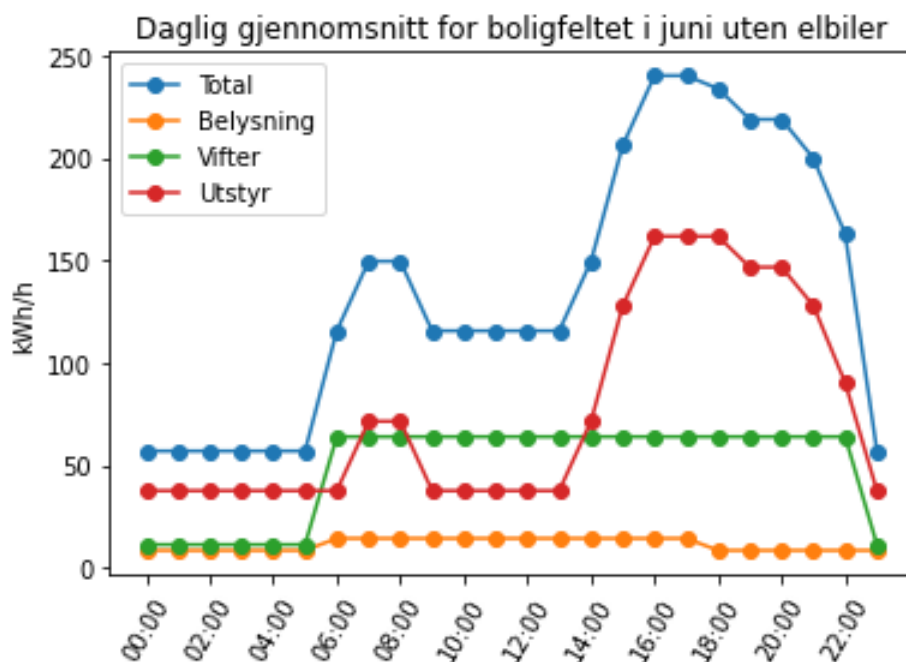
**Figur 4.8:** Lastvarighetskurve for Tanberghøgda i januar og juni.

Det daglige gjennomsnittlige forbruket for juni er vist i figur 4.9. Det totale forbruket er plottet sammen med de individuelle lastene, som summert utgjør totalen. Verdimengden er gitt i timeseffekt [ $kWh/h$ ] og x-aksen er gitt i tidspunkt over døgnet. Effekttuttaket er plottet med timeseffekt for hver hele time og er markert ved punkter på grafen. Det vil si at f.eks. kl 08:00 er timeseffekten 153  $kWh/h$  og betyr at denne effekten forbrukes fra kl 08:00 til 08:59, mens kl 09:00 er det en ny timeseffekt som dekker effekttuttaket fra kl 09:00 til kl 09:59. Forbruket har to markante topper i løpet av døgnet, en på morgenen og en på ettermiddagen. Ettermiddagstoppen er den største effekttoppen og er på 244  $kWh/h$ . Ved å lese av grafen vil timeseffektene for kl 16:00 og 17:00 ha dette forbruket. Det betyr, siden det er timeseffekt, at forbruket vil vare i 2 timer fra 16:00 til kl 17:59.

Resultatet fra simuleringen av elbilflåten til Tanberghøgda skal vise det totale forbruket over 24 timer, og det er kun nødvendig med effekttuttaket til Tanberghøgda over ett par dager for å kjøre simuleringen. Effekttuttaket for en 3-dagsperiode, 72 timer, i juni blir benyttet i modellen.

#### 4.1.5 Presentering av sensitivitetsanalyse

Som nevnt i starten av seksjon 4.1 skal det gjennomføres en sensitivitetsanalyse av parametere i grunndata. Dette gjelder:



**Figur 4.9:** *Daglig gjennomsnittlig forbruk til boligfeltet for juni uten elbiler. Forbruket er gitt i timeseffekt for hver hele time.*

- Andelen elbiler
- Andel biler som står stille i løpet av dagen
- Biltyper i elbilflåten

Tabell 4.6 viser hvilke elbilflåter simuleringmodellen skal kjøre på, og det skal utføres tre caser. Casene er valgt for å vise ulike scenarier som vil kunne representere Tanberghøgda i tiden boligfeltet nærmer seg ferdigstilling. Andre reisevaner estimert for 2018/19 vil ikke endres i simuleringen. Dette er verdier som gjennomsnittlig daglig kjørelengde og antall biler per husholdning. Begge verdiene antas å være konstant. Case 1 vil ta for seg den lineære utviklingen av elbilflåten med en elbilandel på 38%, andelen biler i ro på 23% og elbilflåte nr.1. Case 2 vil ta for seg den moderate utviklingen av elbilflåten med en elbilandel på 50%, andelen biler i ro på 23% og elbilflåte nr.2. Case 3 vil ta for seg den eksponentielle utviklingen av elbilflåten med en elbilandel på 100%, andelen biler i ro på 50% og elbilflåte nr.2.

**Tabell 4.6:** Tre caser skal simuleres. Faktorene som skal endres mellom casene er elbilandelen, andelen biler i ro og selve bilene i elbilflåten.

	Elbilandel	Andelen biler i ro	Elbilflåte
<b>Case 1</b>	38%	23%	Nr.1
<b>Case 2</b>	50%	23%	Nr.2
<b>Case 3</b>	100%	50%	Nr.2

## 4.2 Simuleringsmodellen

Simuleringen av elbilene i boligfeltet er laget med det objektorienterte programmeringsspråket Python. I denne seksjonen skal oppbyggingen av modellen, simuleringene og utregningen av fleksibilitet beskrives.

### 4.2.1 Oppbygging av elbilflåten

Elbilene er konstruert som individuelle objekter, som arver attributter og funksjoner fra en felles hovedklasse. Hvert objekt inneholder egne attributter, og objektene får felles funksjoner de kan utføre som endrer på deres egne attributter. Elbilene vil bli gitt attributter som batterikapasitet, ladehastighet, tidspunkt for avreise og ankomst, *SOC*, kjørelengde, energiforbruk og om bilen brukes eller står i ro. Verdiene på bestemte attributter vil spesifiseres for hver enkel biltype i individuelle klasser. Hver type elbil har fått sin egen klasse, og elbiltypene som skal benyttes ble spesifisert i tabell 4.4 og 4.5. Attributtene som skal spesifiseres for hver biltype er:

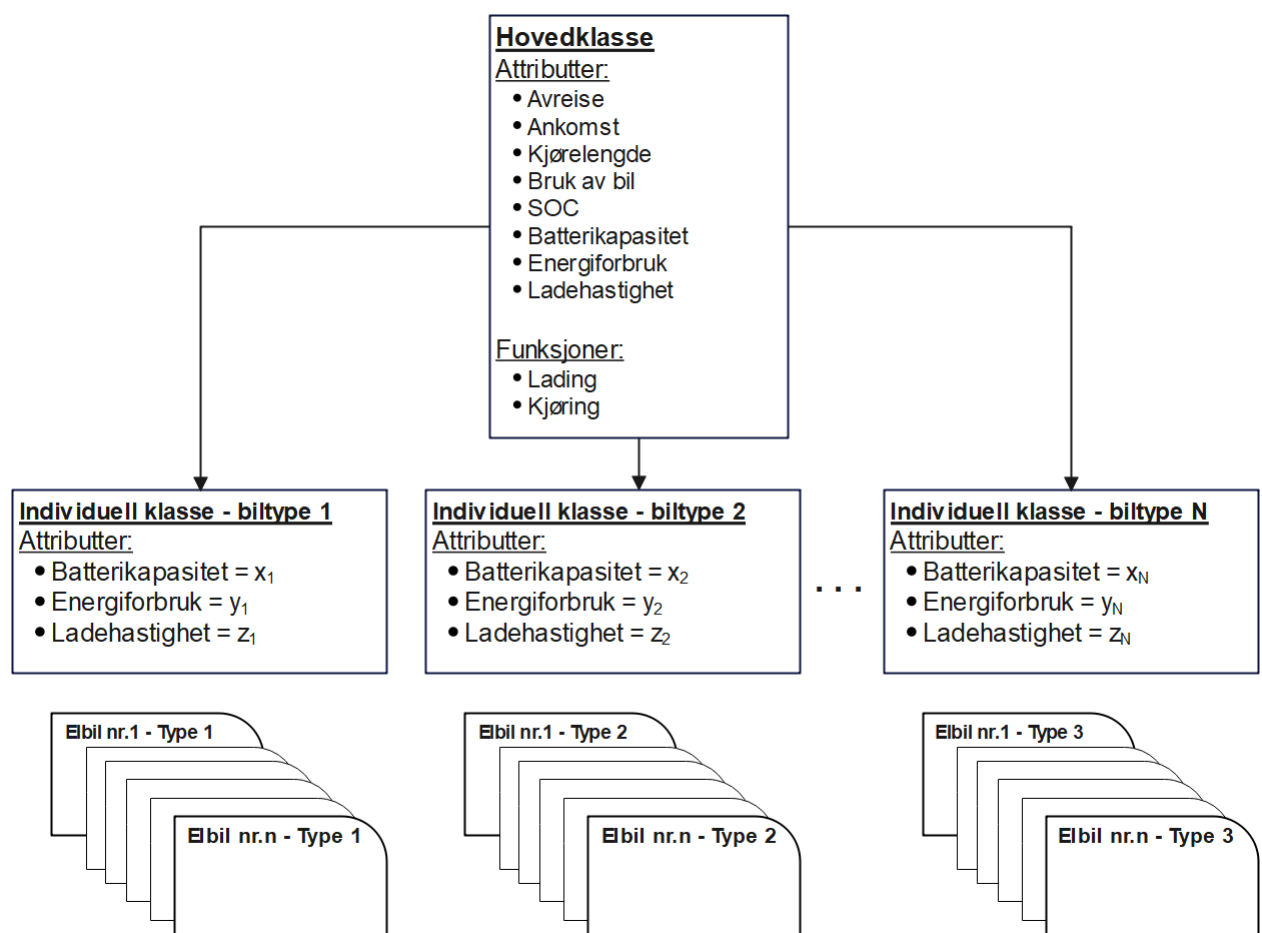
- Batterikapasitet [ $kWh$ ]
- Energiforbruk [ $Wh/km$ ]
- AC-ladehastighet [ $kW$ ]

Metoden for å bestemme hvilke elbiler som skal kjøre eller stå i ro vil utføres ved en tilfeldig trekning basert på sannsynligheten for denne hendelsen gjennomgått i reisevaner seksjon 4.1.1 . Alle bilene i boligfeltet vil ta del av trekningen, ikke bare elbilene. Alle elbilene som blir trukket til å stå i ro vil få sin kjørelengde satt til 0 *km*. Resterende elbiler vil få tildelt kjørelengde basert på distribusjonen vist i figur 4.2 under seksjon 4.1.1. Tidspunktene for avreise og ankomst blir tildelt til elbilene basert på distribusjonene vist i figur 4.4, også vist under seksjon 4.1.1. Elbilene som skal stå i ro vil kun bli tildelt en tid for avgang og ikke for ankomst. Tidspunktet for avgang vil sikre at elbilen fortsatt er fulladet til den antatt avreise, f.eks. ved utlading av elbilen. Elbilen vil få en parkeringstid på 24 timer. Elbilene som skal være parkert hele dagen vil bli referert til som de hjemmeværende elbilene, mens elbilene som har en daglig kjørelengde skal bli referert til som de kjørende elbilene. Tildelingen av kjørelengden til elbilene må fortsatt oppfylle kravet om at den gjennomsnittlige kjørelengden til elbilflåten skal være på 31 *km*.



Dersom utvalget av kjørelengder ikke oppfyller kravet, må hele trekningen gjøres på nytt, helt til den gjennomsnittlige kjørelengden stemmer. For beregningsmessige grunner er det tillat med en nøyaktighet på  $\pm 0,3 \text{ km}$ . Kjørelengden som tildeles hver elbil vil oppgis med 1 desimal nøyaktighet. Alle verdiene på attributtene vil bli lagret ved hjelp av funksjonen `seed` fra Numpy biblioteket, og distribusjonen av de stokastiske variablene vil kunne bli gjenskapt.

En oversikt av oppbyggingen til objektene i modellen med de ulike attributtene og funksjonene er vist i figur 4.10. Alle objektene deler hovedklassen og objektene vil videre delt inn i biltyper. Alle biler som er samme biltype vil være identiske på spesifikasjoner til bilen, men reisevaner vil være individuelt for hver enkelt elbil. Det er to felles funksjoner som skal brukes for å endre bilenes *SOC* under simuleringen. Dette er funksjonene *Lading* og *Kjøring*.



**Figur 4.10:** Objektstrukturen til modellen er bestående av en hovedklasse med felles attributter og funksjoner. Ut fra hovedklassen vil det konstrueres individuelle klasser til for hver biltype hvor attributtene blir gitt individuelle verdier.

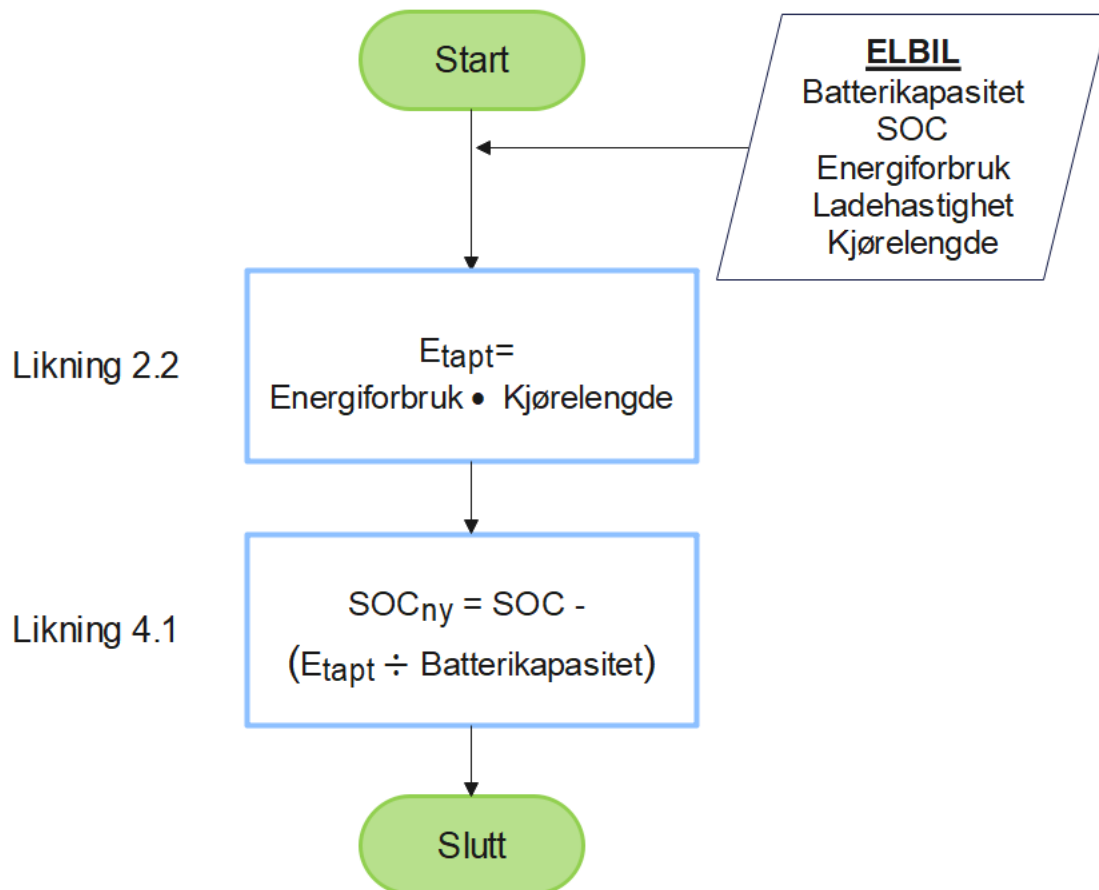
Flytskjemaet for funksjonen *Kjøring* er gitt i figur 4.11, og viser hvordan simuleringen endrer elbilens *SOC* basert på kjørelengde og energiforbruk. Input i flytskjemaet er selve el bilen som skal kjøre og dens attributter. Først vil energien som har gått tapt til kjøring av bilen bli regnet ved bruk av likning 2.2, fra seksjon 2.7. En gjentakelse av likningen er gitt her,

$$E_{tapt} = \text{Energiforbruk} \cdot \text{Kjørelengde}. \quad (2.2 \text{ gjentatt})$$

Deretter vil bilens *SOC* oppdateres ved å trekke fra energien som gikk tapt  $E_{tapt}$ . Dette blir gjort ved likningen 4.1,

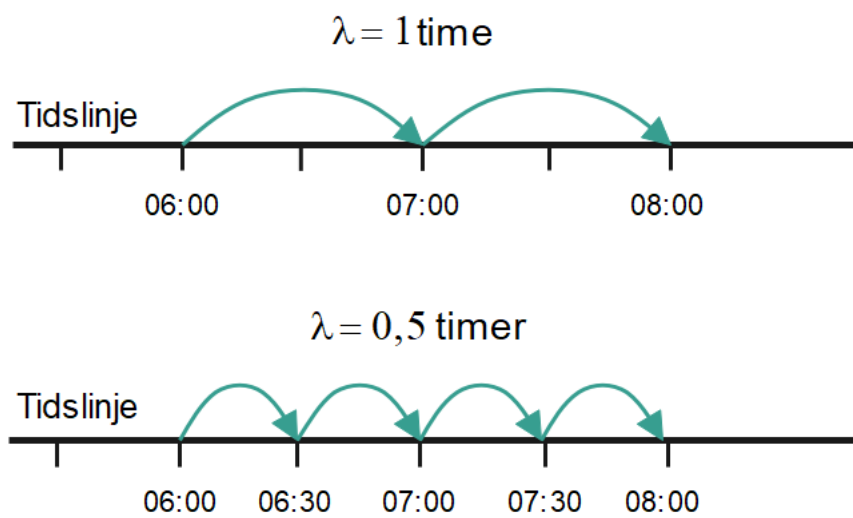
$$SOC_{ny} = SOC - \frac{E_{tapt}}{E_{kap}}. \quad (4.1)$$

$SOC_{ny}$  er bilens oppdaterte *SOC*.



**Figur 4.11:** Flytskjema for funksjonen *kjøring*. En elbil og dens spesifikasjoner er input og elbilens *SOC* endres etter dens kjørelengde og energiforbruk.

Flytskjema for funksjonen *Lading* er gitt i figur 4.13. Flytskjemaet viser hvordan *SOC* endres med lading av elbilen. Input i flytskjemaet er selve elbilen som skal lades og dens attributter, verdien  $E_{tapt}$  som kommer fra kjøringen utregnet i flytskjemaet 4.11,  $\lambda$  og den tildelte ladehastigheten til elbilen. Variabelen  $\lambda$  er tidsoppløsningen på simuleringen, og beskriver steglengden mellom tidspunktene. Figur 4.12 visualiserer hvordan  $\lambda$  beskriver steglengden gjennom simuleringen. Med en  $\lambda$  lik 1 time vil en ladeøkt vare i minst 1 time, ettersom dette er steglengden. Tildelingen av ladehastighet til elbilene vil ikke utføres ved



**Figur 4.12:** Visualisering av  $\lambda$  ved 1 time eller 30 min.

fordelingsprinsippet som ofte brukes i dag, forklart i teoridelen under seksjon 2.8.1. Det er bestemt at elbilen under simuleringene alltid skal lade med sin angitt ladehastighet, med mindre denne ladehastigheten gjør at mengden energi overskrider det er plass til i batteriet eller den er begrenset av tilgjengelig effekt på hovedsikringen. I flytskjemaet har elbilen en tildelt ladehastighet som input verdi og denne kan ikke være større enn maks ladehastighet til elbilen.

Om ladehastigheten er med på å overskride mengden energi i batteriet er håndtert med if-teste i flytskjema. Dersom det er nok plass i batteriet vil ladet energi utregnes ved likningen 4.2,

$$\text{Ladet energi} = \text{Ladehastighet} \cdot \lambda \quad (4.2)$$

Dersom det ikke er plass vil ladehastigheten utregnes ved likning 4.3,

$$\text{Ladehastighet} = E_{tapt} / \lambda \quad (4.3)$$

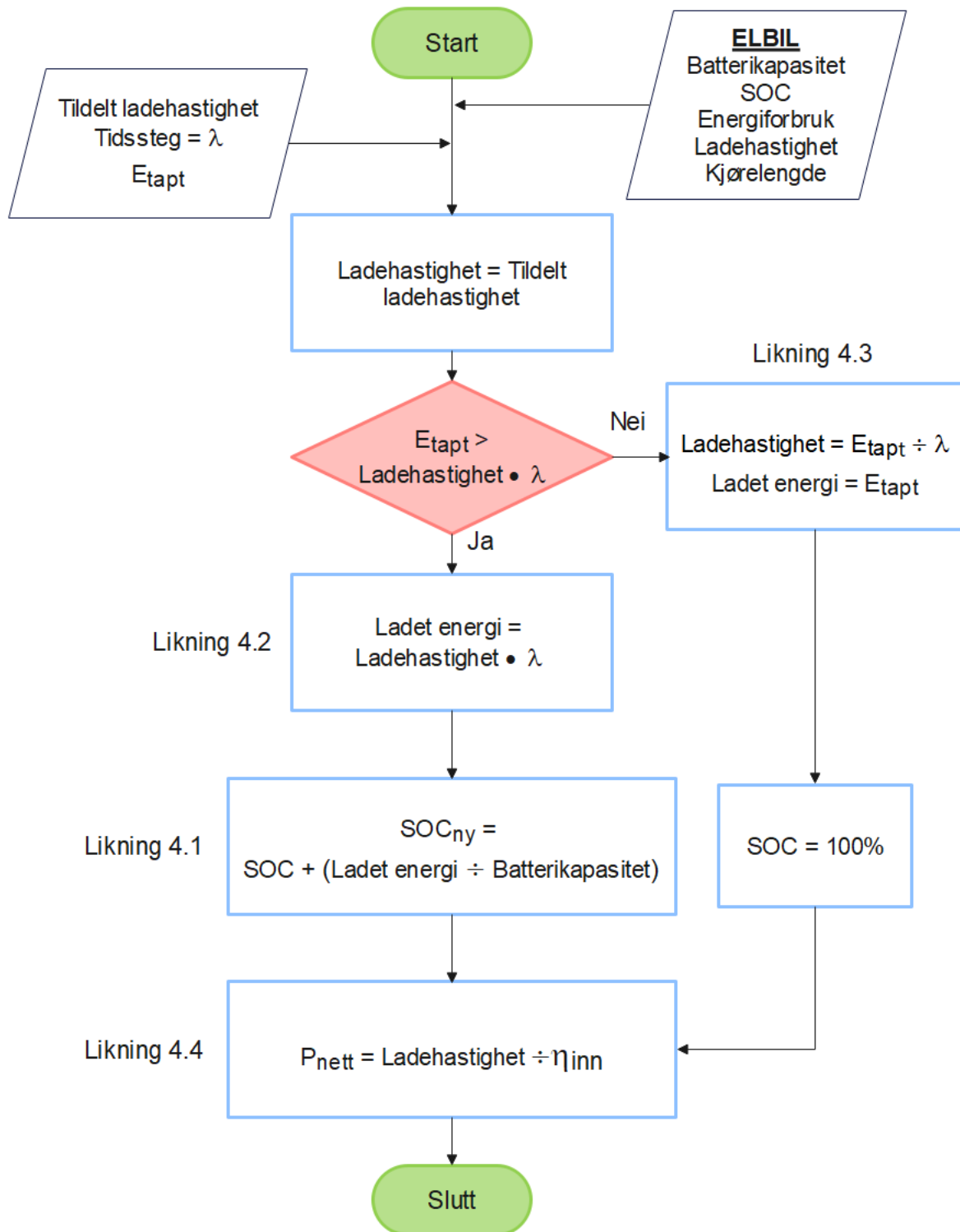
Den ledige effekten vil da kunne benyttes av et annen ladepunkt. Steglengden  $\lambda$  må være gitt i timer for at likningene skal gå opp.

F.eks. en Nissan Leaf skal lade 10 *kWh* med en oppløsning på  $\lambda = 1$  time og er alltid tildelt full ladehastighet. Da vil ladeøkten bestå av, ved bruk av likning 4.2 og 4.3, 2 timer med 3,6 *kW* og 1 time med 2,8 *kW*. Dersom det benyttes en oppløsning  $\lambda = 0,5$  timer vil ladeøktene bestå av 2,5 timer med 3,6 *kW* og 0,5 timer med 1 *kW*. Hvordan øktene plasseres under parkeringen er avhengig av ladestrategien. Hvilken oppløsning som nyttes avhenger gjerne av oppløsningen på øvrig data eller behov. Etter å ha bestemt ladehastigheten vil *SOC* oppdateres. Selv om det i teoridelen 2.7.1 og 2.8.2 ble vist at effektiviteten på ladingen av elbilene er varierende og avhengig av flere faktorer, skal denne oppgav en benytte en konstant effektivitet. Effektiviteten på ladingen, gitt med  $\eta_{inn}$ , er satt til å kontant være 90%. Etersom ladeeffekten er konstant kan forholdet mellom ladeeffekten og effekten som trekkes fra nettet bli gitt i likningen 4.4,

$$P_{nett} = \frac{Ladehastighet}{\eta_{inn}}. \quad (4.4)$$

$P_{nett}$  er effekten som trekkes fra kraftnettet.

Programmeringskoden skrevet for funksjonene *Lading* og *Kjøring* er gitt i appendikset under seksjonen E.



**Figur 4.13:** Flytskjema for funksjonen lading. Hvordan SOC oppdateres ved lading av bilen og effekten som trekkes fra kraftnettet. Input i funksjonen er elbilen og dens spesifikasjoner, tidsoppløsningen  $\lambda$  og tildelt ladehastighet.

### 4.2.2 Simulering av ladestrategier

Modellen skal simulere ladingen av elbilene med tre ulike ladestrategier:

- Statisk lastbalansering
- Dynamisk lastbalansering
- Smart lastbalansering for nettutnyttelse

Alle strategiene er gjennomgått i seksjon 2.8. Ladestrategiene vil kjøres hver for seg, og alle bilene skal lade med samme strategi. Alle simuleringen vil ha samme mønster på gjennomgangen og det er kun selve ladestrategien som endres. Lastflytskjema i figur 4.14 viser stegene i simuleringen. Prosessen starter med å ta forbruket til boligfeltet uten elbiler som input. Forbruket skal utregnes for en og en elbil,

$$\text{Elbil} : n = 1 : N.$$

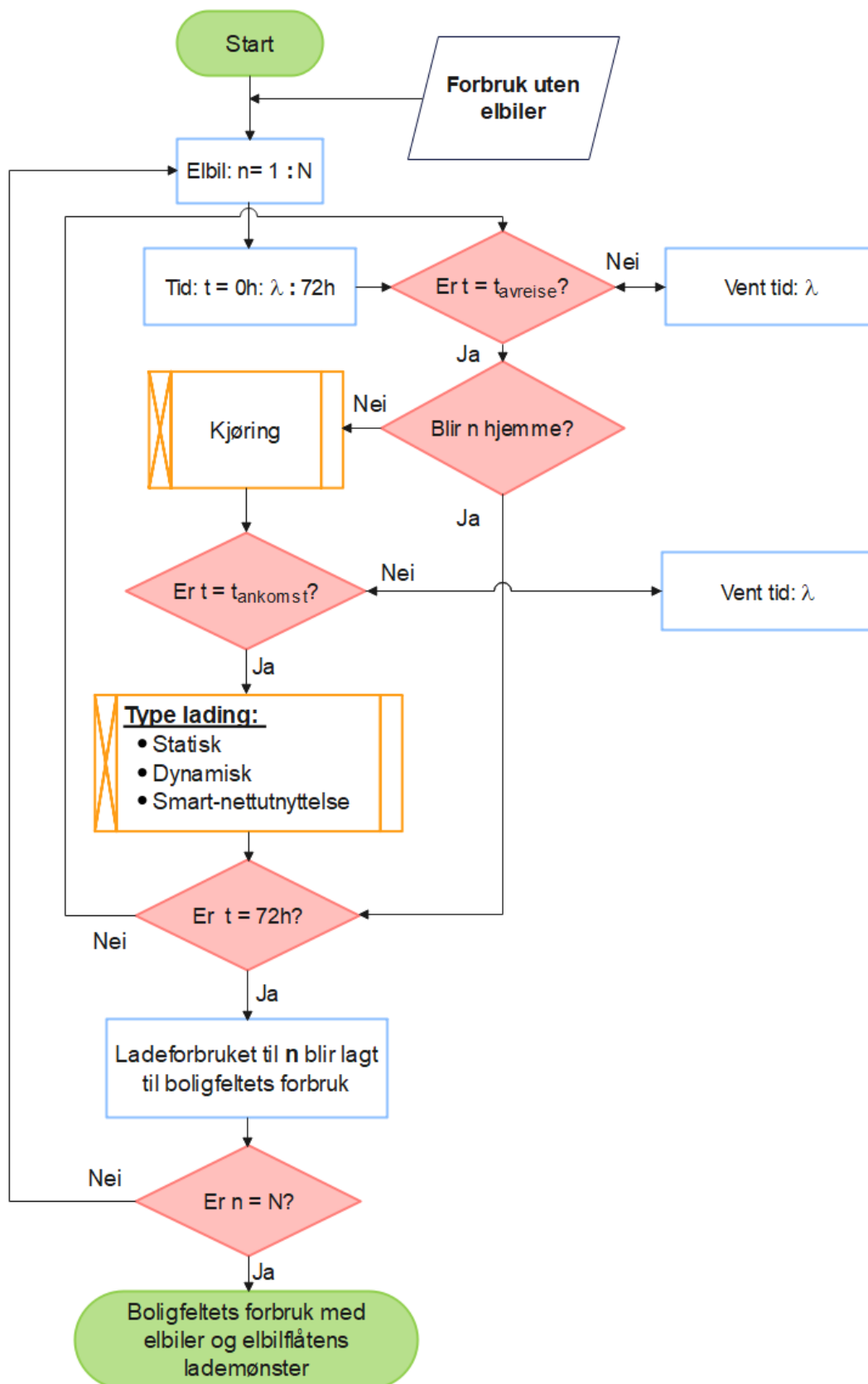
Variabelen  $n$  representerer elbilen som simuleres, og  $N$  er det totale antall elbiler i flåten. Simuleringen vil skje over et tidsrom på 72 timer fra kl 00:00 til kl 23:59 to døgn senere med tidsopløsning  $\lambda$ , og variabelen  $t$  vil gå gjennom alle tidsstegene,

$$t = 0h : \lambda : 72h.$$

Alle bilene starter ved boligfeltet med  $SOC = 100\%$ . Ingenting vil skje før tiden  $t$  blir lik bilens tidspunkt for avreise,  $t_{avreise}$ , og da vil det undersøkes om den skal reise eller bli stående. Hvis det er en kjørende elbil vil subprosessen *Kjøring* bli utført, fra figur 4.11. Dersom det er en hjemmeværende elbil vil den verken kjøre eller lade, ettersom det ikke er tapt energi til kjøring. Elbilen vil da stå parkert til neste avreisetidspunkt. Det neste steget etter kjøringen er at elbilen vil ankomme boligfeltet ved tiden  $t = t_{ankomst}$ , og ladeprosessen kan starte.

Ladeprosessen avhenger av hvilken styring som blir benyttet, og etter fullført lading vil det neste steget være avreise igjen, og simuleringen vil fortsette å gå gjennom stegene til tiden er ferdig ved  $t = 72$  timer. Når simuleringen for den ene elbilen er ferdig vil elbilens lademønsteret bli lagt til boligfeltets forbruk. Dette nye forbruket til boligfeltet og lademønsteret til elbilflåten så langt blir tatt med videre når simuleringen går gjennom

resten av elbilene. Outputen til simuleringen vil være boligfeltets totale forbruk og elbilflåtens lademønster vist for 24 timer.



**Figur 4.14:** Flytskjema for stegene i simuleringen av elbilflåten. Prosessen starter med å ta forbruket til boligfeltet uten elbiler som input. Flytskjema vil gjennomføres for en og en elbil, og simuleres over 72 timer med tidssteg  $\lambda$ . Hvordan ladingen av elbilene foregår avhenger av hvilken ladestrategi som benyttes.



Statisk lastbalansering vil utføres slik som definert i teoridelen 2.8, og algoritmen er beskrevet med lastflytskjema i figur 4.15. Maksnivået på effektuttaket til elbilflåten settes lik størrelsen på hovedsikringen, som er på 250 kW. Det eneste kravet som bilføreren stilles i denne modellen er at elbilen skal ha  $SOC = 100\%$  ved avreise. Elbilflåten sorteres etter parkeringstid, og på denne måten vil elbilene med kortest parkering prioriteres. Parameteren  $t_{park}$  beskriver tidsstegene under ladingen,

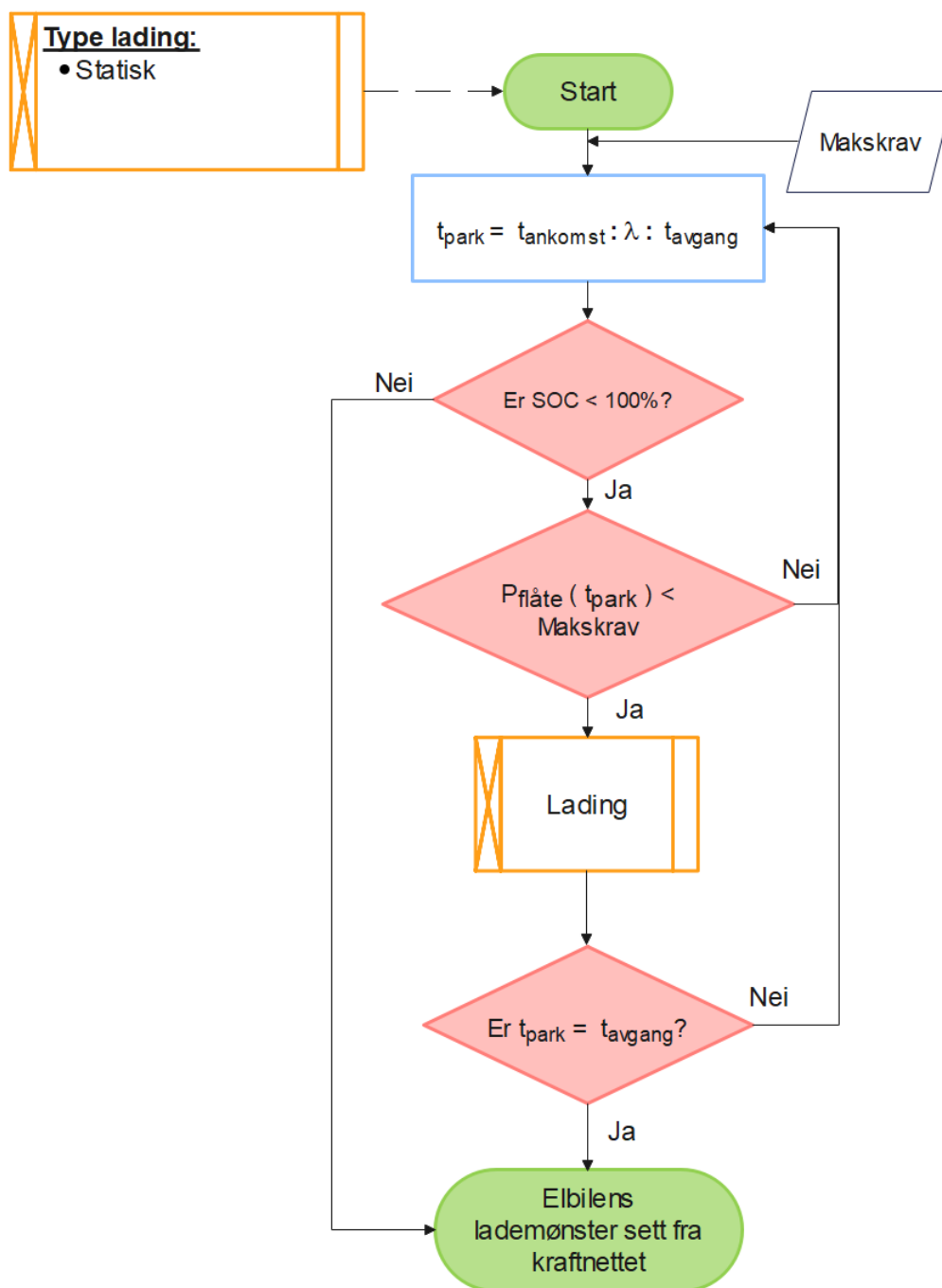
$$t_{park} = t_{ankomst} : \lambda : t_{avgang}.$$

Ettersom maksnivået på effektuttaket er konstant vil elbilflåten vil begynne å trekke effekt med engang elbilene er parkert. En elbil sin ladehastighet kan kun begrenses av at det ikke er nok ledig effekt på hovedsikringen, og hvor mye effekt flåten trekker fra nettet er gitt med  $P_{flåte}$ . Når  $P_{flåte}$  blir lik størrelsen på makskravet vil elbilen måtte vente til det blir ledig effekt. Funksjonen *Lading* er gitt ved flytskjemaet 4.13. Output fra subprosessen vil være elbilens lademønster sett fra kraftnettet.

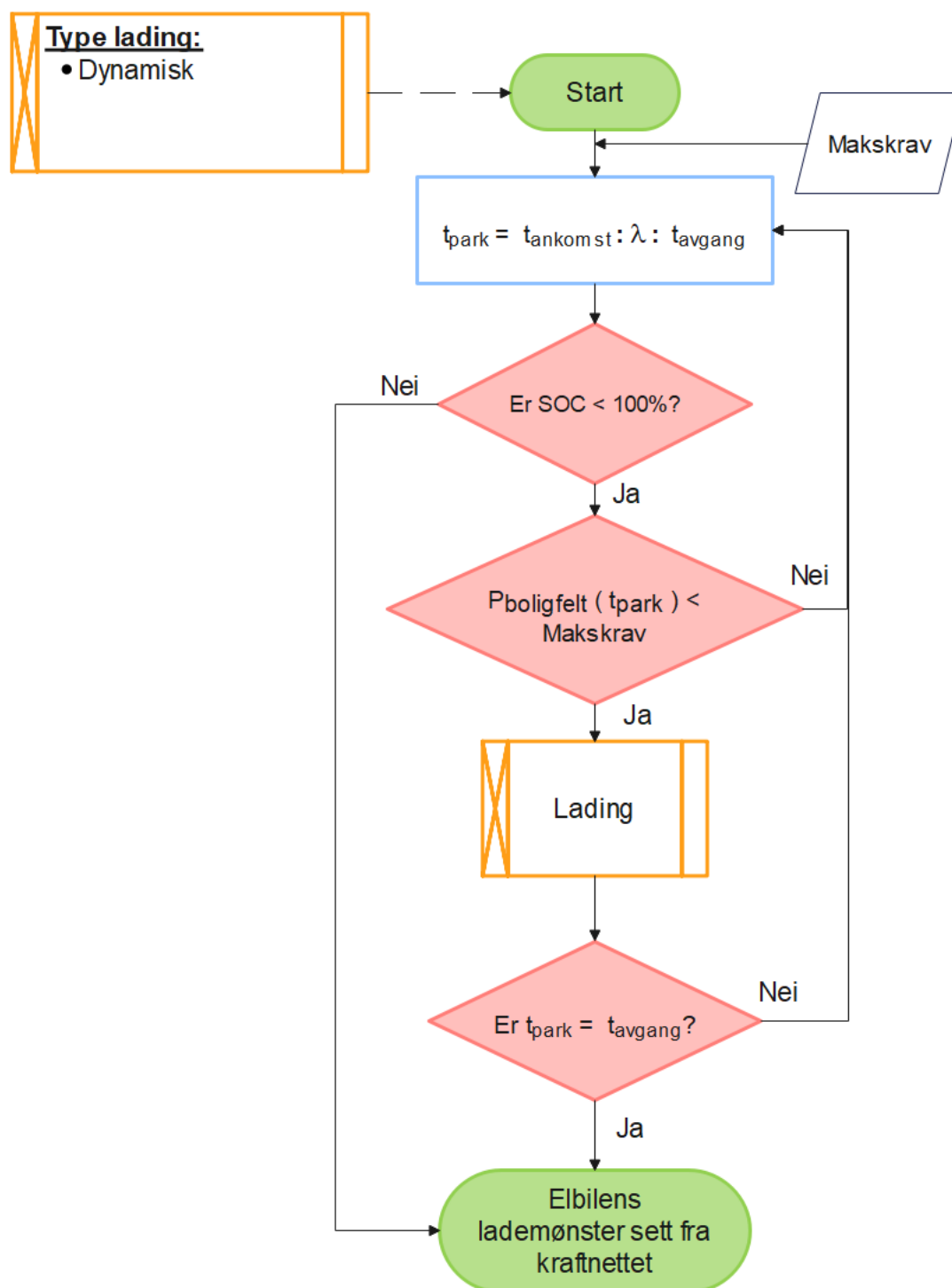
Dynamisk lastbalansering vil også utføres slik som definert i teoridelen 2.8, og algoritmen er beskrevet med lastflytskjemaet i figur 4.16. Maksverdien for effektuttak settes ikke nå bare på effektuttaket til elbilflåten, men for hele boligfeltets forbruk. Elbilflåten vil lade når det er ledig kapasitet på makskravet. Maksverdien til den dynamiske lastbalanseringen vil settes til effekttoppen for boligfeltets forbruk uten elbiler, på 244 kW. Dersom energibehovet til elbilflåten blir så stort at det kreves et høyere effektuttak for å nå kjørebehovet vil maksverdien settes til en høyere verdi. Elbilene vil også her være sortert etter parkeringstid.

Smart lastbalansering for nettutnyttelse er en fremtidig algoritme for lastbalansering som bygger på informasjon om elbilenes spesifikasjoner tilgjengelig fra elbilene og fremtidig effektuttak for boligfeltet. Algoritmen har tilgang på elbilenes batterikapasitet, ladehastighet,  $SOC$  og parkeringstid som vil benyttes i lastbalanseringen. Algoritmen har også tilgang på fremtidig effektuttak til boligfeltet uten elbilene, og selv om det realistisk kun ville vært en prognose vil den i denne simuleringen være 100% nøyaktig. Dette er informasjon som vil bli tilgjengelig ved bruk av ISO 15118 standarden. Algoritmen er forklart ved flytskjema i figur 4.17. Subprosessen vil starte med å kartlegge timene med lavest nettutnyttelse ved å sortere boligfeltets forbruk for parkeringsperioden, og disse verdiene lagres som en liste ved navn  $forbruk_{sort}$ . Ladeøktene til elbilene vil

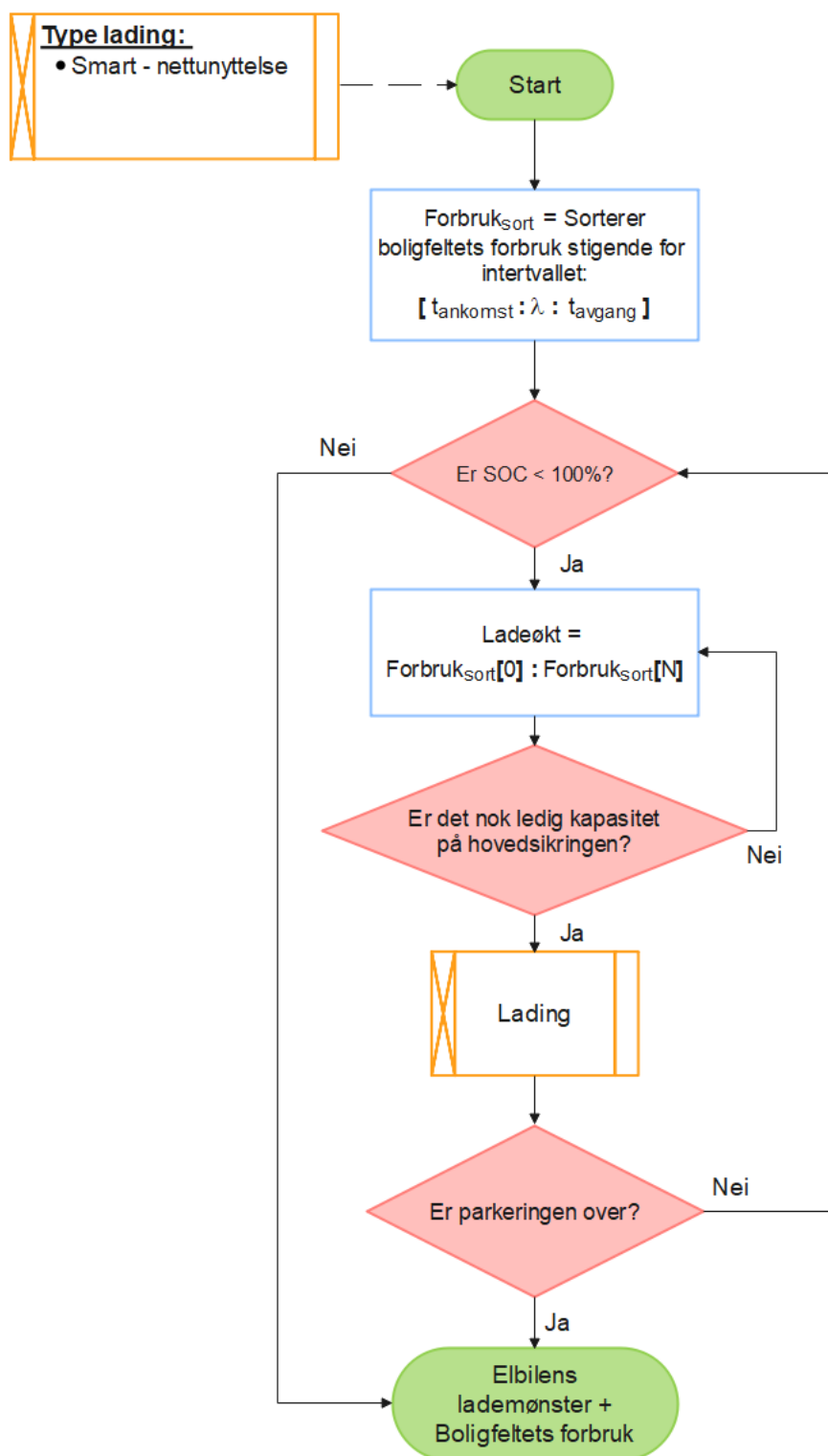
plasseres i tidspunktene som samsvarer med  $forbruk_{sort}$  og dermed tidspunktene som har lavest nettutnyttelse. Dette betyr at dersom elbilen har et energibehov på  $10 \text{ kWh}$ , en ladehastighet på  $3,6 \text{ kW}$  og med en steglengde  $\lambda = 1$  time vil ladingen bestå av 3 økter for nå energibehovet, og øktene vil bli plassert på tidspunktene til de tre første elementene i  $forbruk_{sort}$ . Denne prosessen ved å plassere ladeøktene til elbilen vil foregå helt til batteriet er fullt eller når parkeringen er over ved at hele listen er gjennomgått.



**Figur 4.15:** Flytskjema for statisk lastbalansering. Flytskjemaet er en subprosess i 4.14 og vil sammen med informasjonen fra hovedprosessen ha makskravet for ladingen som input. Parameteren  $t_{park}$  representere alle tidsstegene i prosessen. Elbilen vil kunne lade ved det spesifikke tidspunktet dersom det er elbilflåten fortsatt har ledig kapasitet ellers vil elbilen måtte vente. Ladingen vil være over dersom elbilen skal reise eller at den er fulladet.

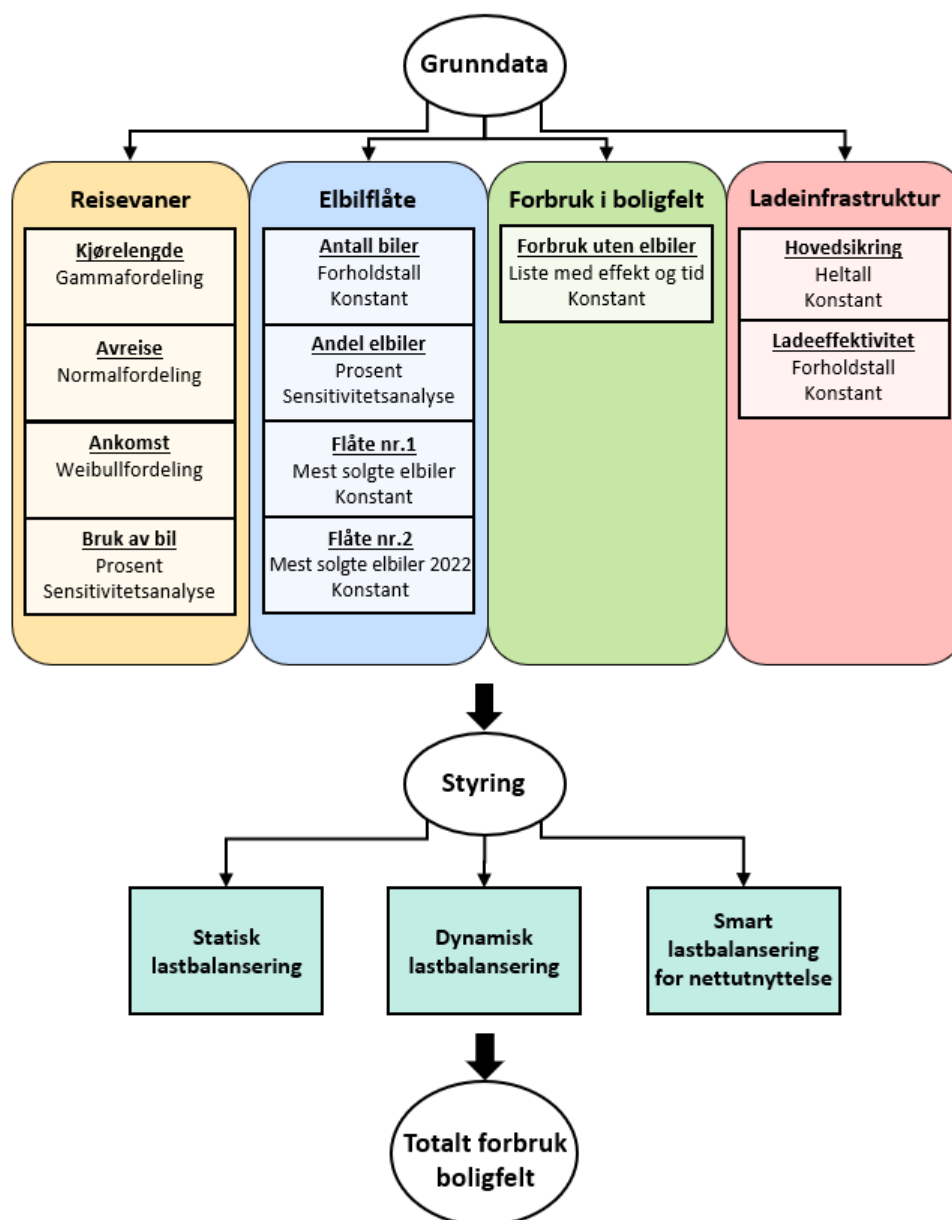


**Figur 4.16:** Flytskjema for dynamisk lastbalansering. Flytskjemaet er en subprosess i flytskjema 4.14, og vil sammen med informasjon fra hovedprosessen ha makskravet som input. Parameteren  $t_{park}$  representerer tidsstegene i prosessen. For elbilflåten er makskravet dynamisk ettersom det er i samarbeid med annet forbruk. Elbilen vil lade dersom det er ledig effekt for elbilflåten.



**Figur 4.17:** Flytskjema for smart lastbalansering med høy nettutnyttelse. Også en subprosess i lastflytskjemaet 4.14. Ladingen av elbilen vil ikke plasseres med engang det er ledig plass, her vil ladingen alltid plasseres på tidspunktet det er lavest nettutnyttelse.

En oversikt over framgangsmåten for simuleringen av elbilflåten er vist i figur 4.18. Grunndata er delt inn i de fire kategoriene, og hver variabel er beskrevet av hvilken type data det er og om den skal endres mellom simuleringene eller opptre konstant. Parameterne er kartlagt for å beskrive Tanberghøgda og den modellerte elbilflåten, og skal brukes som inputverdier i modellen. Modellen vil simulere elbilflåten med de ulike ladestrategiene gjennomgått så langt i metoden. Simuleringene for Tanberghøgda skal kjøre med en oppløsning på  $\lambda = 60$  min ettersom effektuttaket til det øvrige forbruket er gitt i timeseffekt. Dette betyr at resultatet fra simuleringene vil være det totale forbruket til boligfeltet over et hverdagsdøgn gitt ved  $kWh/h$ .



**Figur 4.18:** Oversikt over utførelsen av simuleringsmodellen på Tanberghøgda. Grunndata vil brukes som input verdier i modellen. Modellen vil simulere elbilflåten ved de tre ulike ladestrategiene, og resultatet vil være boligfeltets total forbruk.

### 4.3 Kvantifisering av fleksibilitet

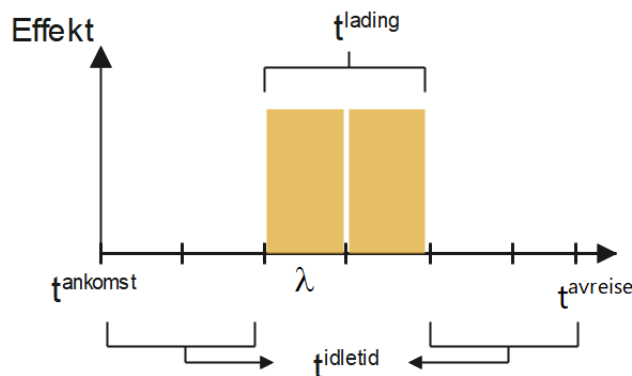
I tillegg til å simulere ulike ladestrategier for elbilflåten skal fleksibiliteten til elbilflåten kvantifiseres. Fleksibilitet skal kvantifiseres for vanlig enveisladning, og for toveisladning gjennom V2G. Resultatet vil også være avhengig av tidslengden fleksibiliteten skal utnyttes. For å utføre en grundig analyse av fleksibiliteten til elbilflåten skal den utregnes for et vidt spekter av tidsintervaller. Fleksibiliteten skal kvantifiseres for tidsintervaller mellom 2 minutter til og med 7 timer. Evnen elbilflåten har til å være fleksibel i 2 minutter vil muligens ikke være lik evnen til å være fleksibel i 7 timer. For å gjennomføre denne analysen av et tidsintervall på 2 minutter vil simuleringen kjøres med minutttoppløsning,  $\lambda = 1 \text{ min}$ . Effektuttaket til Tanberghøgda, som tidligere forklart, er gitt i timeseffekt, og må omgjøres til minutteffekt for å kunne kvantifisere fleksibiliteten med minutt oppløsning. Dette vil gjøres ved å del opp f.eks.  $1 \text{ kWh/h}$  til 60 punkter med da  $1 \text{ kWmin/min}$ . Et døgn vil bli delt opp i 1440 punkter, ett for hvert minutt, istedenfor 24 punkter, en for hver time, som er blitt brukt fram til nå. Ladestrategien som benyttes under kvantifiseringen er smartlading for nettutnyttelse.

Viktige faktorer ved utregning av fleksibilitet er brukstid, idletid og gjenstående idletid. Figur 4.19 viser en illustrasjon av brukstid og idletid. Figuren illustrer en elbil som gjennomfører en ladeøkt midt i parkeringstiden. Brukstid er gitt med variabelen  $t^{lading}$  og defineres som tiden elbilen bruker på å lade [7]. I dette tilfellet ville brukstiden være på  $2 \cdot \lambda$ . Idletid er definert som tiden elbilen står parkert og ikke utfører lading [7]. Idletid er gitt med variabelen  $t^{idle}$ . I figuren tilsvarer dette summen av tiden både før og etter ladeøkten. Idletiden kan uttrykkes ved likning 4.5, og er

$$Idletid : t^{idle} = (t^{avgang} - t^{ankomst}) - t^{lading}. \quad (4.5)$$

Likningen er parkeringstiden subtrahert med brukstiden. I tilfellet fra figur 4.19 vil  $t^{idle}$  være lik  $4 \cdot \lambda$ . Idletid tar for seg de ubrukte tidene i hele parkeringstiden, mens gjenstående idletid, gitt som  $t^{idletid-igjen}(t)$ , tar for seg idletiden igjen fra et bestemt tidspunkt og resten av parkeringstiden. Gjenstående idletid er dermed en funksjon av tid.





Figur 4.19: Illustrasjon av idletid.

### 4.3.1 Fleksibilitet enveislading

Artikkelen “*Quantifying flexibility in EV charging as DR potential: Analysis of two real-world data sets*” har formulert en algoritme for å kvantifisere fleksibilitet ved enveislading [7]. Resultatet fra algoritmen er en fleksibel effekt. Den fleksible effekten er definert som den effekten elbilflåten maksimalt kan velge å konsumere fra kraftnettet i et gitt intervall, eller å stanse all lading i dette intervallet. Når ladingen skal stanses vil forbruket bli forflyttet til tidspunkter utenfor det spesifikke intervallet. Fleksibel effekt er uttrykt med variabelen  $P_{fleks}(t, \Delta)$  og har enhet  $kW$ . Intervallet for utregningen er gitt som  $[t, t + \Delta]$ , hvor  $t$  er starttidspunktet for utregningen og  $\Delta$  er lengden på intervallet. Verdien på den fleksible effekten forteller at elbilflåten har mulighet til å forbruke en effekt mellom  $P_{fleks}(t, \Delta)$  og  $0 kW$  over hele intervallet  $[t, t + \Delta]$ . Dersom  $P_{fleks}(t, \Delta) = 0 kW$  har elbilflåten ingen fleksibel effekt for dette tidsintervallet. Energien som den fleksible effekten representerer er uttrykt ved likningen 4.6,

$$E_{fleks} = P_{fleks}(t, \Delta) \cdot \Delta \quad (4.6)$$

Algoritmen i [7] er konstruert for å utregne fleksibel effekt for et reelt datasett med elbillading. Ladeeffekten til enhver elbil til enhver tid er kjent og kan ikke endres bare flyttes. I denne oppgaven vil det gjøres ett par modifikasjoner til algoritmen for å skape et mer representativt bilde av fleksibilitet til elbilflåten ved boligfeltet og at det er smart lading som benyttes. Den første modifikasjonen til algoritmen går ut på at det

er implementert et krav om hovedsikring som maksverdi på ladeeffekten. Dette er for å sikre at elbilflåten ikke skal kunne ha et effektuttak høyer enn hovedsikringen. Den andre modifikasjonen er at ladehastigheten til hver elbil kan styres for å tilby mest mulig fleksibel effekt. Med disse modifikasjonen består algoritmen av likning 4.7 og 4.8, som er

$$P_{fleks}(t, \Delta) = \sum_{n \in N_{fleks}(t, \Delta)} P_n, \quad (4.7)$$

og

$$\begin{aligned} N_{fleks}(t, \Delta) = n \in N_{fleks} : & [t, t + \Delta] \subset [t_n^{ankomst}, t_n^{avgang}] \\ & \wedge t_n^{idle} \geq \Delta \\ & \wedge P_{flåte}(t, \Delta) \leq P_{hovedsikring}. \end{aligned} \quad (4.8)$$

Likning 4.7 består av  $P_n$  som er effekten elbilen kan trekke fra nettet over hele  $\Delta$ ,  $n$  som beskriver ladeøkten til en bestemt elbil og  $N_{fleks}(t, \Delta)$  som representerer kravene satt til ladeøkten for å kunne tilby fleksibel effekt. En ladeøkt er hele prosessen elbilen er koblet til laderen. Likning 4.7 viser at  $P_{fleks}$  er summen av effekten  $P_n$  til alle ladeøktene  $n$  som oppfyller alle kravene satt av  $N_{fleks}(t, \Delta)$ . Kravene for at ladeøkten  $n$  skal bli en del av  $N_{fleks}(t, \Delta)$  er gitt i likning 4.8. Det er 3 krav som må oppfylles, og de vil bli gjennomgått i rekkefølgen oppgitt i likning 4.8:

1. Intervallet  $[t, t + \Delta]$  må være en del av parkeringstiden til  $n$ , gitt med intervallet  $[t_n^{ankomst}, t_n^{avgang}]$ .
2. Ettersom det skal også være mulig å flytte den fleksible effekten utenfor  $[t, t + \Delta]$  må idletiden til  $n$  være større eller lik  $\Delta$ .
3. Den totale fleksible effekten  $P_{fleks}$  kan ikke overskride størrelsen på hovedsikringen. Hvis  $P_{fleks}$  blir lik størrelsen på hovedsikringen vil ikke flere biler kunne tilby fleksibel effekt.

Dersom alle disse kravene er oppfylt vil elbilen kunne tilby fleksibel effekt  $P_n$ .  $P_n$  er, som nevnt ovenfor, den effekten som elbilen kan forbruke fra kraftnettet i tiden  $\Delta$ , og utregnes ved bruk av likning 4.4.  $P_n$  kan maksimalt være effekten som trekkes ved elbilens maksimale ladehastighet. Dersom det ikke er stort nok energibehov til å lade med full

ladehastighet over hele  $\Delta$ , vil ladehastigheten strupes ned til en effekt som gjør at all energien lades over  $\Delta$ .

Kvantifiseringen av fleksibel effekt for elbilflåten vil gjennomføres for hver time i løpet av et helt døgn ved flere forskjellige tidsintervaller  $\Delta$ . Tidsintervallene fleksibiliteten den modellerte elbilflåten skal kvantifiseres for er:

- 2 min
- 1 time
- 3 timer
- 5 timer
- 7 timer

Tidsintervallene er valgt for å vise bredden av fleksibiliteten til enveislading elbilflåten har mulighet til å tilby.

Det skal også utføres en kvantifisering av potensialet for fleksibel effekt til elbilflåten. Denne algoritmen er lik som likning 4.7 og 4.8, men kravet om at  $P_{flåte}(t, \Delta) \leq P_{hovedsikring}$  er fjernet. Hovedsikringen utgjør ingen begrensning. Potensialet for fleksibel effekt skal kvantifiseres med de samme tidsintervallene.

### 4.3.2 Fleksibilitet toveislading

Denne oppgaven vil, med algoritmen for fleksibilitet med enveislading som inspirasjon, konstruere en algoritme for å kvantifisere fleksibiliteten ved V2G. Etter forfatterens undersøkelser er det ikke funnet artikler som før har foreslått en algoritme for å kvantifisere fleksibiliteten med V2G. Effekten som skal kvantifiseres blir i denne oppgaven kalt V2G-fleksibilitet, og er effekten elbilflåten kan lade ut i løpet av et bestemt tidsintervall. For at denne utregningen skal være mulig er det antatt at alle bilene i elbilflåten kan utlade med den samme hastigheten som de kan lade inn. Slik som for ladeeffektiviteten antas effektiviteten ved utlading også å være konstant og settes til  $\eta_{ut} = 90\%$  som en tilnærming etter forskningen lagt fram i seksjon 2.8.2. Likningen for forholdet mellom utladet effekt

og effekt ut på nettet er gitt i likning 4.9,

$$P_{ut} = Utladingshastighet \cdot \eta_{ut} \quad (4.9)$$

$P_{ut}$  er den effekten som blir sendt ut på kraftnettet. Effektiviteten på en hel syklus av utlading og opplading igjen er da på sirka 80%.

Dette betyr at en Nissan Leaf med ladehastighet på 3,6 kW vil kunne utlade med 3,6 kW, men effekten som leveres ut på nettet er 3,24 kW. I tidsintervallet for utlading vil det ikke være mulighet for lading, selv om bilen ikke skal utlade. Det betyr at dersom flåten skal utlades fra kl 18:00 i 1 time vil ikke noen av elbilene kunne lade i dette intervallet fra 18:00 til 18:59.

Energien som den V2G-fleksibiliteten representerer er uttrykt ved likningen 4.10,

$$E_{V2G} = P_{V2G}(t, \Delta) \cdot \Delta \quad (4.10)$$

Algoritmen for hvilke elbiler som kan utlades er gitt i likning 4.11 og 4.12, og er

$$P_{V2G}(t, \Delta) = \sum_{n \in N_{V2G}(t, \Delta)} P_u, \quad (4.11)$$

og

$$\begin{aligned} S_{V2G}(t, \Delta) = n \in N_{V2G} : [t, t + \Delta] \subset [t_n^{ankomst}, t_n^{avgang}] \\ \wedge t_n^{idletid-igjen} \geq \Delta + t_n^{opplading} \\ \wedge P_{flåte} \leq Hovedsikring \\ \wedge P_{V2G}(t, \Delta) \leq Hovedsikring \\ \wedge E_{batteri}(t) > E_{kap} \cdot 0.20. \end{aligned} \quad (4.12)$$

$N_{V2G}(t, \Delta)$  inneholder alle ladeøktene som oppfyller kravene for å kunne utlade i dette tidsintervallet. V2G-fleksibiliteten  $P_{V2G}(t, \Delta)$  er summen av effekten som kan utlades  $P_u$  over hele intervallet  $[t, t + \Delta]$  for alle ladeøktene  $n$  som er en del av  $N_{V2G}(t, \Delta)$ . Kravene som må oppfylles er gitt i likning 4.12, og inneholder tidlige brukte variabler som  $P_{flte}$ ,  $E_{batteri}(t)$  og  $E_{kap}$ .  $P_{flte}$  er effektuttaket til hele elbilflåten fra kraftnettet,  $E_{batteri}(t)$  er

energien i batteriet ved tiden  $t$ ,  $E_{kap}$  er batterikapasiteten til elbilen. Likningen inneholder også en ny variabel  $t_n^{opplading}$ . Denne variabelen er den minste tiden elbilen kan bruke på lade opp igjen energien som er utladet, og formelen for utregningen av  $t_n^{opplading}$  er vist i likning 4.13,

$$t_n^{opplading} = \frac{\text{Energi utladet}}{\text{Ladehastighet}} \quad (4.13)$$

$E_{utladet\ elbil}$  er energien som er utladet fra elbilen.

Det er til sammen 5 krav som må oppfylles, og de vil bli gjennomgått i rekkefølgen oppgitt i likning 4.12:

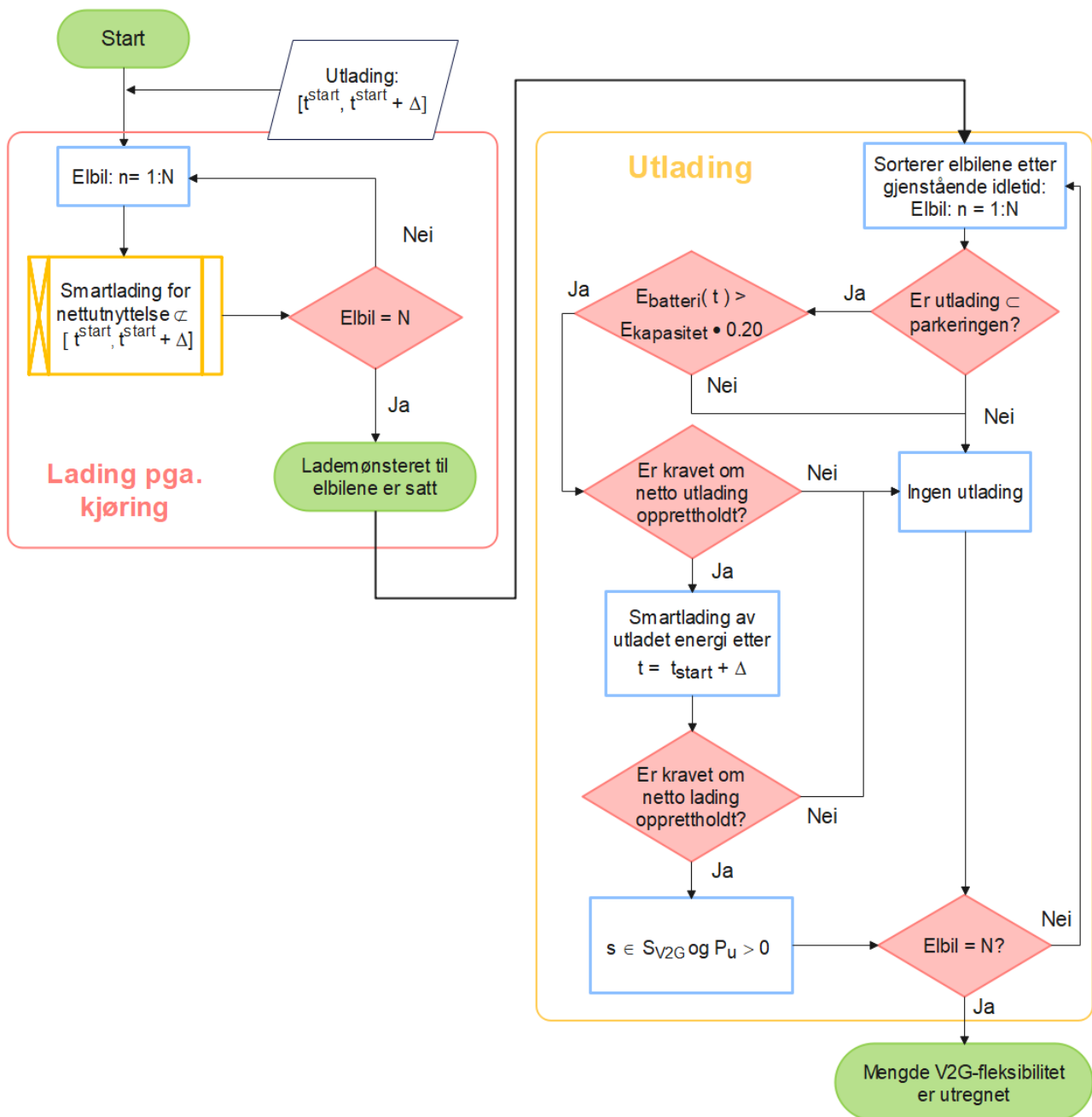
1. Hele tidsintervallet for utlading må være innenfor parkeringstiden,  $[t_n^{ankomst}, t_n^{avgang}]$ , til ladeøkten  $n$ .
2. Gjenstående idletid,  $t_n^{idle-igjen}$ , vil måtte være større eller lik  $\Delta$  pluss tiden  $t_n^{opplading}$ . Dette er for å sikre at elbilen har nok ledig tid til å flytte ladingen vekk fra  $[t, t + \Delta]$  og til å lade opp energien som ble utladet.
3. Ladeeffekten til elbilflåten  $P_{flåte}$  skal ikke overskride maksnivået satt av hovedsikringen. Energien som utlades må lades opp igjen ved et senere tidspunkt, og det er viktig å kontrollere at det er nok ledig kapasitet til å gjennomføre denne oppladingen.
4. Hovedsikringen setter også et maksnivå på hvor mye effekt som kan utlades. Den totale effekten som utlades  $P_{V2G}(t, \Delta)$  kan ikke overskride dette kravet, og dersom dette nivået er nådd vil ikke flere ladeøkter  $n$  kunne gjennomføre utlading.
5. Elbiler som skal utlades må ha mer enn 20% av sin batterikapasitet igjen ved starten av utladingsperioden.

Verdien på  $P_u$  er avhengig av hvor mye energi det er i batteriet til elbilen før utladingen. Som forklart i teoridelen under seksjon 2.8.2, bør ikke utladingen føre til at  $SOC$  går under 20%. Elbilen kan da ikke utlades dersom  $SOC < 20\%$ , og kan maksimalt lade ned til  $SOC = 20\%$ . Dersom det er nok energi i batteriet vil elbilen utlades med full ladehastighet, men om det ikke er nok energi før batteriet havner ned på  $SOC = 20\%$ , vil effekten på utladingen strupes ned til et nivå som kan holdes konstant over hele  $\Delta$ .

Flytskjemaet 4.20 viser fremgangsmåten for utregningen av fleksibel effekt ved en utlading

fra  $[t^{start}, t^{start} + \Delta]$ . Flytskjemaet er delt i to. Den første delen går ut på å bestemme lademønsteret for energibehovet etter kjøring. På denne måten vil dette energibehovet prioriteres før utladingen, og lademønsteret blir satt ved bruk av strategien smart lastbalansering for nettutnyttelse. Det er ikke mulig å plassere ladingen i intervallet  $[t, t + \Delta]$  hvor det er planlagt utlading. Det forhåndsatte lademønsteret for kjøringen brukes også for å oppdatere  $t_n^{ideltid-igjen}$  slik at oppladingen etter utladingen bare kan bruke tider som ikke allerede er tildelt det prioriterte ladebehovet. Etter å ha bestemt lademønsteret før utladingen vil rekkefølgen av elbilene sorteres etter synkende  $t_n^{idletid-igjen}$  fra tid  $t^{start} + \Delta$  slik at bilene med best mulighet for utlading starter. Deretter vil kravene vist i likning 4.12 sjekkes og dersom kravene oppfylles vil elbilen kunne tilby  $P_u$ . Etter å ha gått gjennom alle elbilene og ladeøktene vil den totale V2G-fleksibiliteten  $P_{V2G}(t^{start}, \Delta)$  være outputen.

V2G-fleksibiliteten skal utregnes for hver time i løpet av ett døgn for flere ulike  $\Delta$ . Den første simuleringen vil starte kl 00:00, neste simulering vil starte kl 01:00 osv. Fleksibiliteten for toveislading skal gjennomføres med de samme tidsintervallene som for den fleksible effekten.



**Figur 4.20:** Flytskjema for å kvantifisere V2G-fleksibiliteten for hele elbilflåten. Inputverdier i prosessen er intervallet utladingen skal foregå. Hele flytskjemaet er delt i to og først vil ladingen pga. energibehovet fra kjøringen planlegges med smartlading for nettutnyttelse. Når oppladingen er planlagt for bilene vil del to begynne. Da vil elbilene sorteres etter gjenstående idletid og dersom alle kravene oppfylles vil elbilene ha mulighet til utlading.

## 5 Resultater og Diskusjon

Det skal gjennomføres simuleringer og utregninger av fleksibilitet for de tre ulike caser vist i tabell 5.1. De ulike casene ble gjennomgått i metoden i seksjon 4.1.5. Resultatet for hver case vil presenteres med samme type figurer. Figurene vil bli detaljert forklart i case 1, og gjennomlesning av case 1 er derfor nødvendig for å forstå resultatene for de resterende casene.

**Tabell 5.1:** *Input verdier for de ulike casene.*

	Elbilandel	Andelen biler i ro	Elbilflåte
<b>Case 1</b>	38%	23%	Nr.1
<b>Case 2</b>	50%	23%	Nr.2
<b>Case 3</b>	100%	50%	Nr.2

### 5.1 Case 1

Verdiene som skal benyttes for elbilflåten i case 1 er gitt i tabell 5.2. Elbilflåten vil bestå av 358 elbiler og 282 vil være kjørende elbiler. 23% av den totale flåten skal være hjemmeværende, og som forklart i metoden under seksjon 4.2.1 skulle det utføres en tilfeldig trekning av disse bilene. Til sammen er det 217 biler som er hjemmeværende og av disse var det 76 elbiler. Dette tilsvarer et forhold på 21% av elbilflåten til boligfeltet.

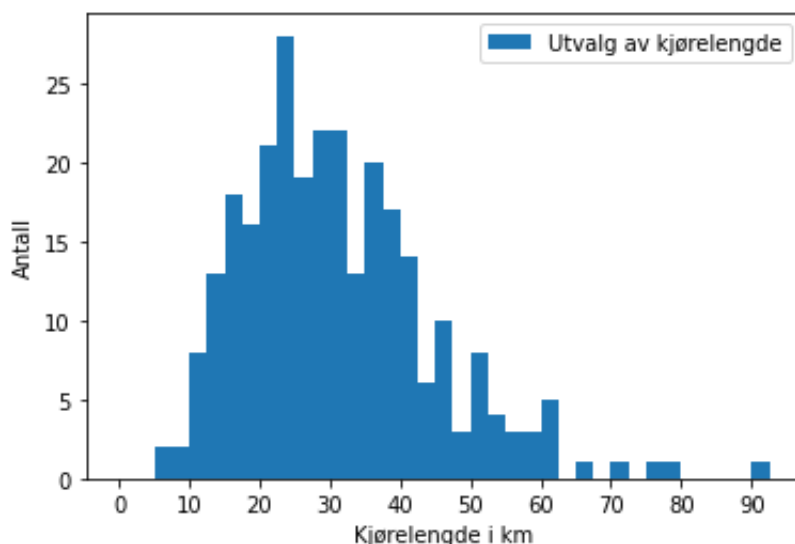
**Tabell 5.2:** *Variabler og verdier for case 1.*

Antall biler	Antall elbiler	Antall elbiler i ro	Antall elbiler som kjører
944	358	76	282

Fordelingen av den daglige kjørelengden tildelt til de kjørende elbilene er vist i figur 5.1. Hver av stolpene har en bredde på 2,5 km, og den maksimale kjørelengden er mellom 90 og 92,5 km. De aller fleste elbilene, 28 stykk, vil ha en kjørelengde på mellom 22,5 og 25 km, og den minste tildelte kjørelengden er på 6,4 km. Fordelingen inneholder et totalt antall på 282, ettersom det er 282 elbiler som vil kjøre i løpet av dagen. Elbiler som står i ro blir ikke tildelt en kjørelengde.

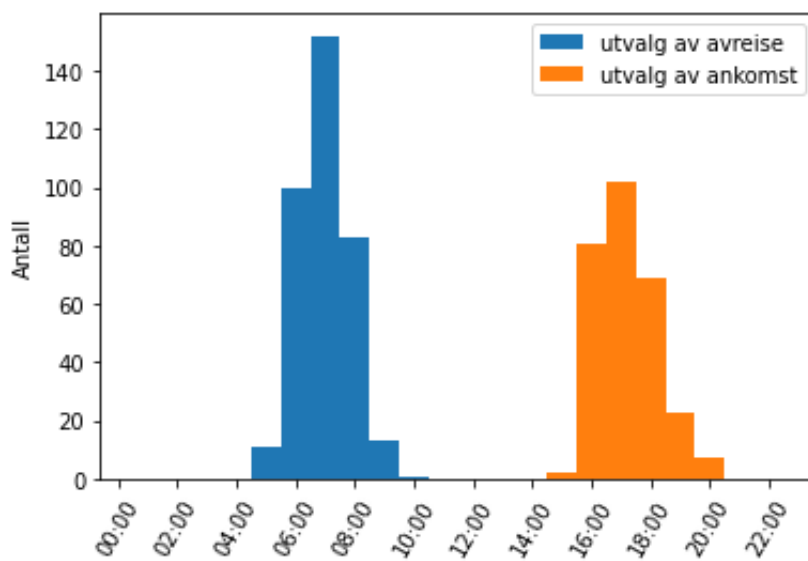
Figur 5.2 viser elbilenes tildelte tidspunkt for avreise og ankomst. Stolpene representerer antall elbiler som har fått det spesifikke reisetidspunktet, og det er en stolpe for hver time. De aller fleste elbilene, 151 stykk, vil ha avreisetidspunkt kl 07:00, og 102 elbiler





**Figur 5.1:** Case 1: Utvalg av daglig kjørelengder.

vil ha ankomst kl 17:00. De hjemmeværende elbilene blir kun tildelt et avreisetidspunkt og denne fordelingen inneholder dermed flere verdier enn fordelingen for ankomst. Den gjennomsnittlige parkeringstiden til de kjørende elbilene er på 13 timer og 42 min.



**Figur 5.2:** Case 1: Utvalg av reisetidspunkt.

Med elbilflåte nr.1 og reisevanene beskrevet av figurene 5.1 og 5.2, er energien som elbilflåten forbruker fra kraftnettet i løpet av parkeringsperioden, beregnet med likning 4.4,

$$E_{Case1} = 1590 \text{ kWh.}$$

Dette vil altså være energibehovet til de 282 kjørende elbilene sett fra kraftnettet. De

hjemmeværende elbilene har ikke et energibehov etter kjøring og vil ikke trekke effekt. Den maksimale energien som kunne ha blitt overlevert til de kjørende bilene i løpet av en parkeringsperiode, dersom batterikapasitet ses vekk fra og kun ladehastigheten og hovedsikringen er begrensningen, er

$$E_{Case\ 1\ maks} = 4079\ kWh.$$

Elbilflåten til case 1 bruker dermed omtrent 39% av den maksimale energien de kjørende elbilene kunne fått overlevert.

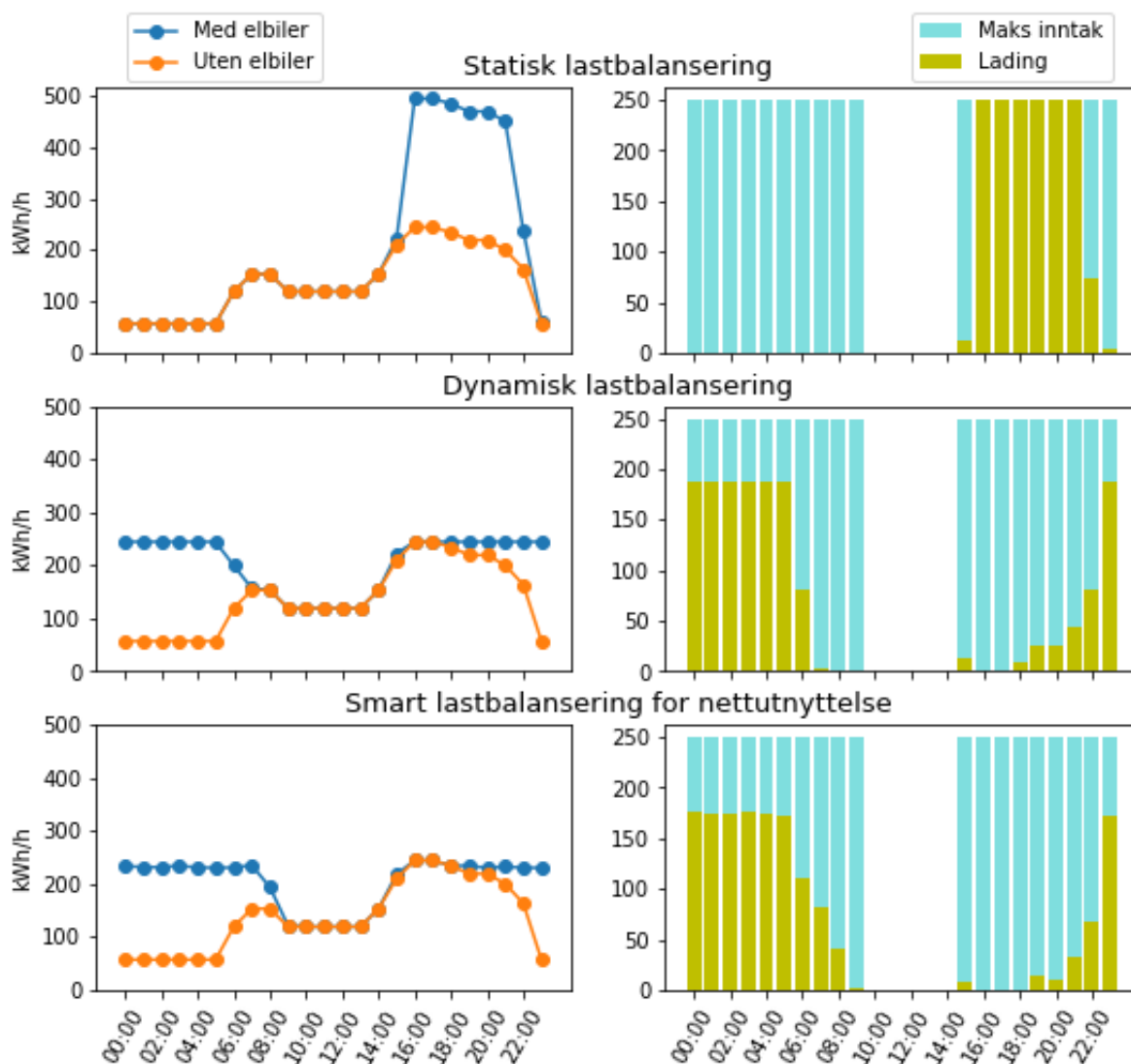
### 5.1.1 Simulering av ladestrategier

Som nevnt i metoden, under seksjon 4.2.2, skal ladingen av elbilflåten simuleres med de tre ulike ladestrategiene; statisk lastbalansering, dynamisk lastbalansering og smart lastbalansering for nettutnyttelse. Alle strategiene er gjennomgått i metoden under seksjon 4.2.2. Resultatet av simuleringene er vist i figur 5.3. Figuren består av seks forskjellige plott i en 3x2 matrise. Radene viser resultatene for hver av ladestrategiene. Alle plottene er vist over 24 timer, døgn nr.2 av de 74 timene simuleringen går over og Y-aksen gitt i timeseffekt [ $kWh/h$ ].

Hver ladestrategi er beskrevet med to plott som henholdsvis viser boligfeltets effektforbruk og selve lademønsteret til elbilflåten. Plottet for boligfeltets forbruk vises både med og uten elbilflåten. Plottet for lademønsteret til elbilflåten består av to stolpediagrammer. De lyseblå stolpene viser størrelsen til hovedsikringen på 250  $kW$  og effektuttaket til elbilflåten kan ikke overskride denne verdien. De blå stolpene vil kun være til stede når de kjørende elbilene er parkert ved boligfeltet. Mellom kl 10:00 og kl 14:59 er ingen av de kjørende elbilene parkert. De første kjørende elbilene vil ankomme boligfeltet kl 15:00. Det andre stolpediagrammet, med gule stolper, er lademønsteret til elbilene. Lademønsteret til elbilene viser når elbilflåten lader og effekten på ladingen. Verdimengden er også her gitt med  $kWh/h$  og hver stolpe representere intervallet på 1 time fra sin posisjon.

#### 5.1.1.1 Statisk lastbalansering

Den første raden i figur 5.3 viser resultatet fra simuleringen av elbilflåten med statisk lastbalansering. Elbilene vil begynne å lade kl 15:00, med en effekt på 11  $kWh/h$ . Kl



**Figur 5.3:** Case 1: Boligfeltets totale forbruk og lademønster til elbilflåten ved simulering av de tre ladestrategiene.

16:00 vil flere elbiler ankomme boligfeltet og ladeeffekten øker til maksverdien på 250  $kWh/h$ . Forbruket til boligfeltet uten elbiler har sitt høyeste effektuttak på 244  $kWh/h$  fra kl 16:00 til kl 17:59, og elbilflåten vil på samme tidspunkt ha et maks effektuttak på 250  $kWh/h$ . Elbilflåten vil føre til en dobling i effektuttak til 492  $kWh/h$  ved disse tidspunktene. Elbilflåten vil lade på full kapasitet helt fra kl 16:00 til kl 21:59, og etterhvert som energibehovet til flere elbiler nås vil flåtens ladeeffekt reduseres. Hele elbilflåten vil være fulloppladet,  $SOC = 100\%$ , kl 01:00, og forbruket vil falle ned til forbruket uten elbiler. Det vil ikke utføres noe mer lading resten av parkeringstiden.

Elbilladingen korresponderer fullt med ettermiddagsforbruket til resten av lastene, og dette er et viktig poeng ettersom det viser at distribusjonene lagt fram i metoden

under seksjon 4.1 korresponderer greit med COWI sitt simulerte forbruk av øvrige laster. Ettersom ettermiddagenstoppen i forbruket vil forekomme når beboerne kommer tilbake til boligfeltet. En kan diskutere om at noen elbiler burde ha ankommet litt tidligere ettersom det er da stigningen mot effekttoppen for det øvrige forbruket begynner.

Elbilflåten har med statisk lastbalansering resultert i en verre nettutnyttelse enn forbruket uten elbiler. Det er blitt en større forskjell mellom effekttopper og resten av effektuttaket over døgnet. Over halvparten av tidspunktene elbilflåten kan utnytte til lading står ubrukt. Ladingen hadde blitt mer fordelt dersom det ble satt en lavere maksverdi for lastbalanseringen, men elbilene ville fortsatt ha ført til en økning i effekttoppen for boligfeltet. Denne nye lavere maksverdien ville også ført til at det er mindre energi som kan overføres og det vil bli vanskeligere å tilfredsstille kravet om fulladet elbil ved avreise dersom antall elbiler skulle øke.

### 5.1.1.2 Dynamisk lastbalansering

Resultatet fra simuleringen med strategien dynamisk lastbalansering er vist plottene i rad 2 fra figur 5.3. Slik som før viser plottet i kolonne 1 forbruket før og etter elbilflåten, og plottet i kolonne 2 viser selve ladingen av flåten for simuleringen.

Som forklart i metoden, under seksjon 4.2.2, skal ladestrategien, så langt det lar seg gjøre, prøve å styre ladingen slik at det øvrige forbrukets effekttopp ikke blir økt. Maksverdien på den dynamiske lastbalanseringen settes til  $244 \text{ kW}$ , effekttoppen til det opprinnelige forbruket. For case 1 klarer den dynamiske lastbalanseringen, med denne maksverdien, å levere den nødvendige energimengden til elbilflåten, og alle elbilene vil bli fullopladet. Ladingen av elbilflåten vil ikke føre til en økning i effekttoppen til boligfeltet, og forbruket vil flates ut med en verdi på  $244 \text{ kWh/h}$ . Timeseffekten til elbilflåten er  $0 \text{ kWh/h}$  for stolpene 16:00 og 17:00, og dette betyr at elbilflåten ikke vil lade i tidsrommet fra kl 16:00 og 17:59. Dette stemmer med at effekttoppen til det øvrige forbruket foregår i dette tidsintervallet.

Elbilflåten vil ha et maksimalt effektuttak på  $187 \text{ kWh/h}$ , og flåten vil forbruke denne mengden effekt i 6 timer fra kl 23:00 til 05:59. Det er i dette tilfellet det øvrige forbruket til boligfeltet synker, og gir mer rom til elbilladingen. Dette effektuttaket tilsvarer 75% av størrelsen på hovedsikringen. Etter kl 06:00 vil ladeeffekten reduseres, og den aller siste

elbilen vil bli fulloppladet kl 07:59. I den siste perioden av parkeringen til de kjørende elbilene, kl 08:00 til kl 09:59, vil det ikke bli utført noe lading.

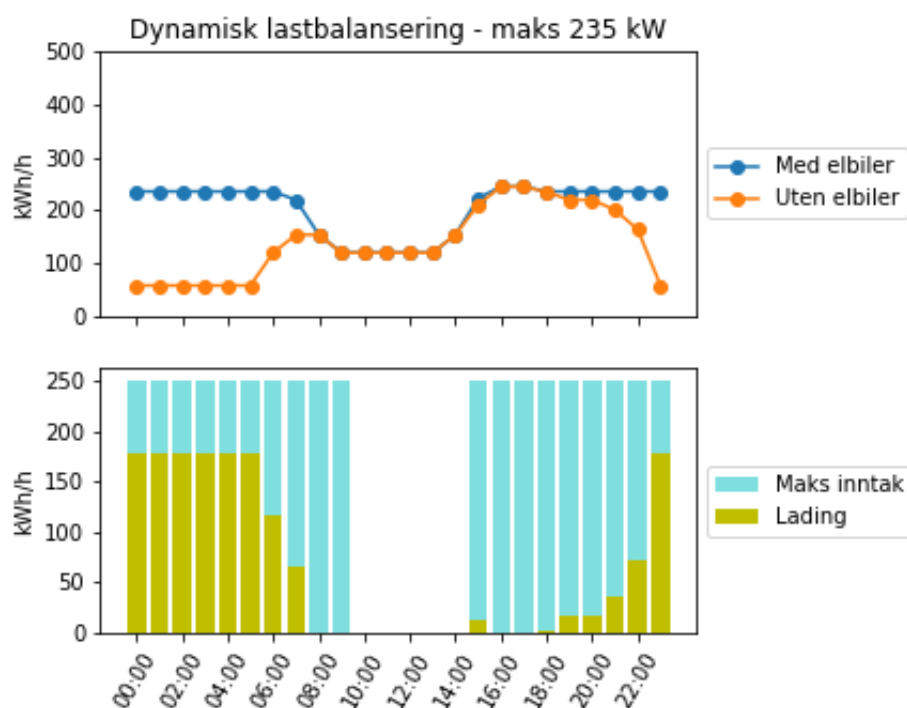
Denne ladestrategien fører til en bedre utnyttelse av nettets kapasitet enn det den statiske lastbalanseringen gjorde. Forskjellen mellom effekttoppene og resten av forbruket er blitt redusert sammenlignet med forbruket uten elbiler. Dersom den statiske lastbalanseringen hadde blitt gitt en maksverdi lik maks effektuttak for elbilflåten ved dynamisk lastbalansering, på 187 kW, ville forbruket fortsatt ikke bli likt. Med den statiske lastbalanseringen koordineres ikke elbilflåten med resten av forbruket, og det vill bare ført til at elbilflåten lader med 187 kWh/h fra kl 16:00 og utover.

### 5.1.1.3 Smart lastbalansering for nettutnyttelse

Resultatene fra simuleringen med ladestrategien smart lastbalansering for nettutnyttelse er vist i rad 3 i figur 5.3. Ladestrategien er, som forklart i metoden under seksjon 4.2.2, konstruert for å skape høyest mulig nettutnyttelse, og dermed et jevnest mulig forbruk som fortsatt tilfredsstillende ladebehovet til elbilflåten. Slik som for dynamisk lastbalansering vil ikke forbrukets effekttopp endres med denne strategien. Den smarte lastbalanseringen fører til at boligfeltets forbruk ligger seg på omtrent 235 kWh/h over hele natten, og elbilflåtens maksimale effektuttak over døgnet er sirka 175 kWh/h. Dette tilsvarer 70% av størrelsen på hovedsikringen. Ladingen vil begynne å synke kl 06:00, ettersom forbruket til boligfeltet øker. Mindre av ladingen vil foregå på ettermiddagstider i forhold til de to forrige strategiene, og utenom en liten økt kl 15:00 vil ladingen begynne kl 21:00. Mest mulig av den ledige nettkapasitet er utnyttet av elbilladingen, og den siste elbilen i flåten vil være ferdig oppladet kl 09:59 og klar til avreise kl 10:00.

Både den dynamiske lastbalanseringen og smart lastbalansering for nettutnyttelse koordinere ladingen sammen med boligfeltets øvrige forbruk. Men dersom maksnivået på den dynamiske lastbalanseringen hadde blitt satt lik maks effektuttak for elbilflåten ved smart lastbalansering, på 235 kW, ville ikke kurvene blitt like. Dette er grunnet forskjellen i hvordan ladeøktene ble strukturert. Med dynamisk lastbalansering vil elbilene begynne å lade med engang så lenge det er nok ledig effekt, og det er ingen planlegging av ladeøktene. Med smart lastbalansering vil ladeøktene plasseres hvor kraftnettet bruker minst kapasitet innenfor sin egen parkeringsperiode, og elbilene vil ha et satt lademønster.

Figur 5.4 viser resultatet dersom dynamisk lastbalansering med 235 kW som maksverdi benyttes. Den store forskjellen er at ingen lading foregår de siste to timene av elbilflåten totale parkeringstid, slik som det gjorde med den smarte lastbalanseringen. Dette betyr altså at elbilene som har mulighet til å lade kl 08:00 og utover allerede er fulladet gjennom lading på andre tidspunkt. Og det vil heller ikke være mulig for den dynamiske lastbalansering å få overlevert nok energi til elbilene med denne maksverdien. I dette tilfellet vil elbilflåten få ladet en energimengde på 1581 kWh, som er 9 kWh mindre enn behovet til flåten.



**Figur 5.4:** *Dynamisk lastbalansering med makskrav på 235 kW. Figuren benyttes for å sammenligne smart lastbalansering.*

### 5.1.2 Fleksibilitet

Utregningene av fleksibilitet vil bli gjort ved bruk av ladestrategien smart lastbalansering for nettutnyttelse. Oppløsningen på styringen av ladingen vil gå ned på minuttnivå, men resultatene vil fortsatt utregnes kun for hver time. Enheten på resultatene er [kW] og ikke kWh/h som tidligere figurer. Som nevnt i metoden under seksjon 4.3 skal utregningen av fleksibilitet gjennomføres for hver time over 24 timer med 5 forskjellige kurver for 5 forskjellige tidsintervall,  $\Delta =$ ;

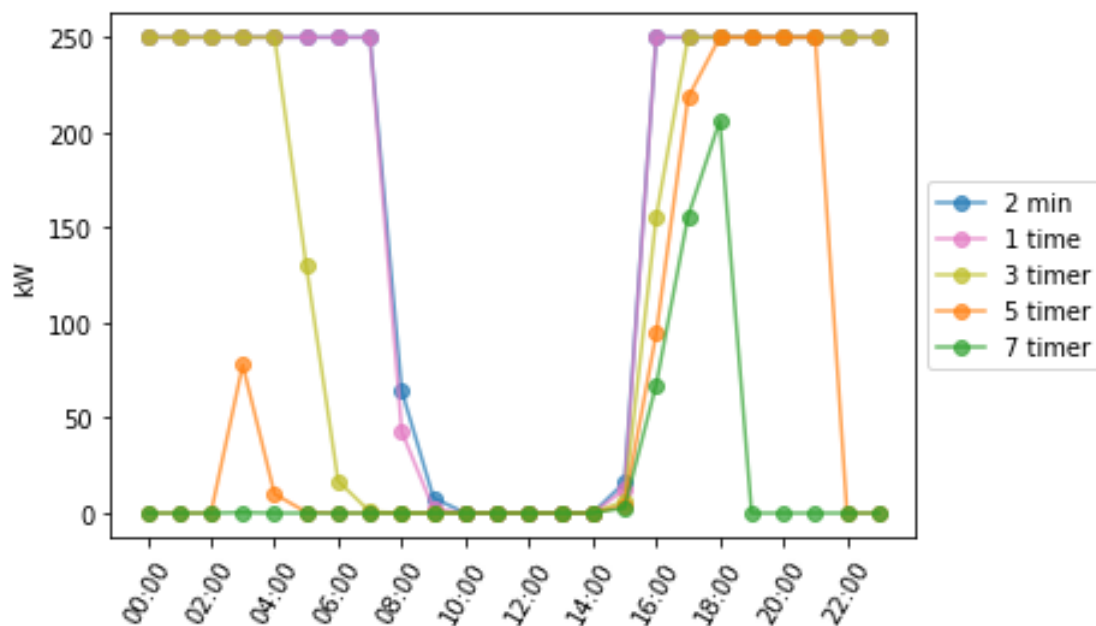
- 2 minutter

- 1 time
- 3 timer
- 5 timer
- 7 timer

### 5.1.2.1 Fleksibel effekt for enveislading

Som forklart i metoden, under seksjon 4.3.1, er fleksibel effekt den maksimale ladehastigheten over en bestemt tidsperiode ( $\Delta$ ) elbilflåten kan velge å konsumere eller forskyve vekk all ladingen fra samme intervall. Ladingen kan forskyves til både før og etter  $[t, t + \Delta]$ .

Figur 5.8 viser resultatene for utregningen av fleksibel effekt for hver time over 24 timer med 5 forskjellige kurver for de 5 forskjellige tidsintervallene.



**Figur 5.5:** Case 1: Elbilflåtens fleksible effekt over 24 timer med ulike tidsintervall.

Hver graf viser elbilflåtens fleksible effekt for ulike tidsintervall. Dersom kurven  $\Delta = 2$  minutter leses av f.eks. for kl 07:00 vil

$$P_{fleks}(07 : 00, 2 \text{ min}) = 250 \text{ kW}. \quad (5.1)$$

Dette betyr at elbilflåten kan maksimalt konsumere 250 kW fra kl 07:00 til 07:02 eller

forskyve all lading vekk fra det samme intervallet. Ved bruk av likning 4.6 vil en slik fleksibilitet føre til en fleksibel energi,  $E_{fleks}(07 : 00, 2min)$ , på

$$E_{fleks}(07 : 00, 2min) = 250 kW \cdot 2 min = 8,3 kWh.$$

Det betyr at alt mellom 0 kWh og 8,3 kWh kan forbrukes over hele dette intervallet. Dersom en ser på kurven  $\Delta = 3$  timer f.eks. for kl 21:00 er den fleksible effekten  $P_{fleks}(21 : 00, 3 timer) = 250 kW$ . Dette betyr at elbilflåten kan konsumere 250 kW fra kl 21:00 til kl 23:59. Mengden energi som maksimalt kan forbrukes over tidsintervallet, utregnet med 4.6, er,

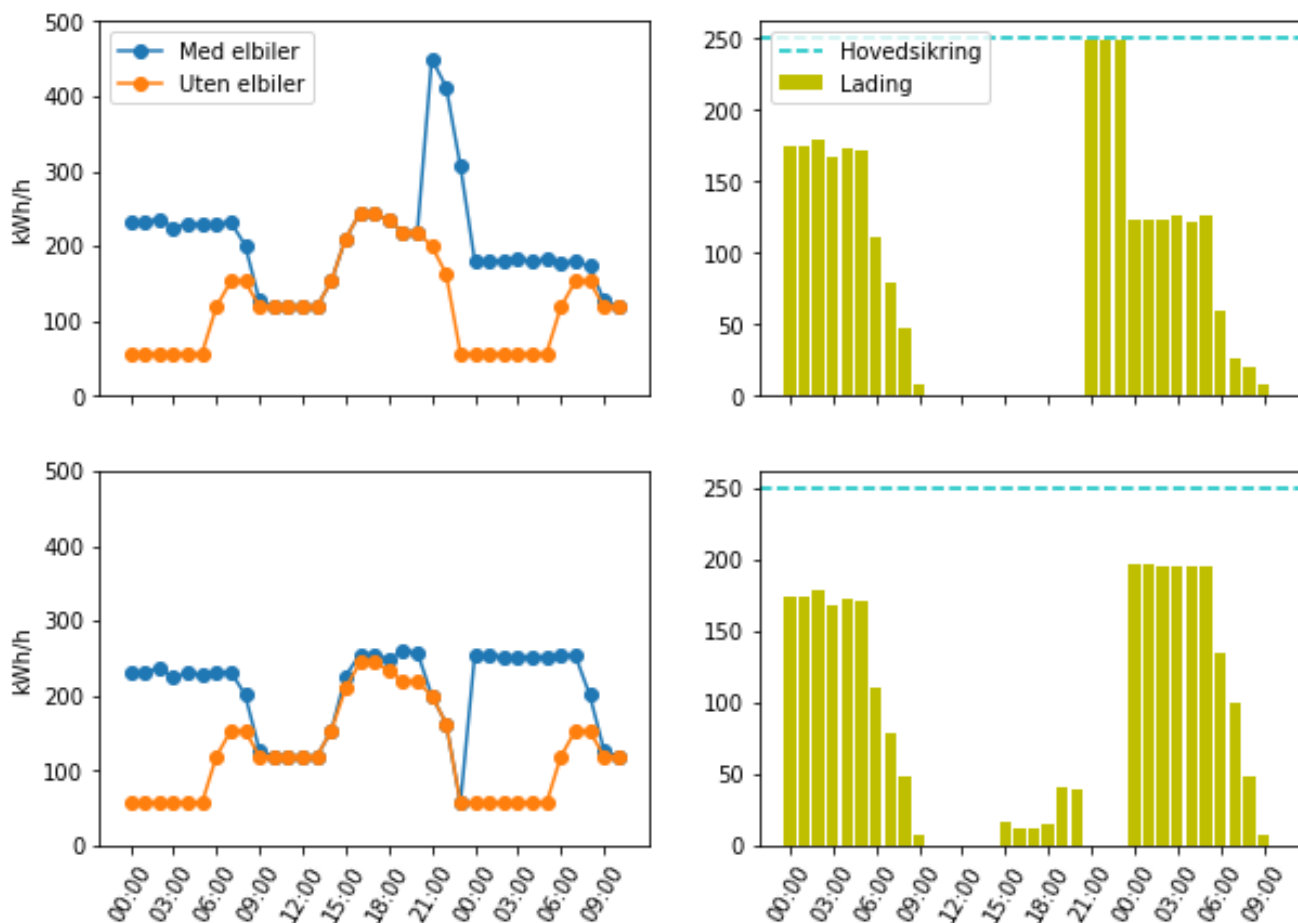
$$E_{fleks}(21 : 00, 3 timer) = 750 kWh.$$

Dette tilsvarer omtrent 47% av det totale energibehovet til elbilene. Hvordan utnyttelsen av den maksimale fleksible effekt håndteres av elbilflåten er vist i figur 5.5. Figuren er plottet over 35 timer fra kl 00:00 til kl 11:00 neste dag. Rad 1 viser forbruket til boligfeltet og lademønsteret med full lading av elbilflåten i dette tidsintervallet. Effektuttaket til elbilflåten reduseres for resten av parkeringsøkten ettersom mer av energibehovet er møtt mellom kl 21:00 og kl 23:59. Rad 2 viser resultatet ved full stans av ladingen i tidsrommet, og hvordan ladingen er forflyttet til resten av parkeringsintervallet. Forflyttingen skjer fortsatt med smart lastbalansering for nettutnyttelse og det forekommer en liten økning i maks effektuttak til boligfeltet. Denne økningen er avhengig av hvor mye energi som må flyttes vekk fra tidsintervallet. Det er den maksimale utnyttelsen som er utført i figuren, og viser at i denne perioden fra 21:00 til 23:59 kan ladingen styres til alt mellom 0 kW og 250 kW uten å bryte med kravene satt av algoritmen 4.11 i seksjon 4.3.1. Flere eksempler på utnyttelsen av fleksibel effekt for case 1 er gitt i appendikset under seksjon B.1.

I dette avsnittet skal oppførelsen til kurvene i figur 5.5 gjennomgås. Kravene i algoritmen, likning 4.7 og 4.8, for kvantifisering kommer til å bli brukt gjennom forklaringen av figuren. I figur 5.5 kan ingen av kurvene overskride 250kW ettersom at det er maksnivået satt av hovedsikringen, og alle kurvene, unntatt for  $\Delta = 7$  timer, når denne maksverdien i løpet av døgnet. I figuren er det tidsintervallene  $\Delta = 2$  min og 1 time som har mulighet til levere en fleksibel effekt på 250 kW flest tidspunkt i løpet av døgnet, og kan tilby maks fleksibel effekt for tidspunkt helt fra kl 16:00 til kl 07:00. Jo lenger  $\Delta$  blir jo færre tidspunkt kan tilby fleksibel effekt i løpet av døgnet. Dette betyr også at et kortere tidsintervall enn



### Utnyttelse av $P_{fleks}(21:00, 3 \text{ timer}) = 250 \text{ kW}$



**Figur 5.6:** Case 1: Utnyttelse av den fleksible effekten  $P_{fleks}(21:00, 3 \text{ timer})$ . Første raden viser utnyttelsen med full lading, og den andre raden viser med full stans.

2 minutter vil kunne tilby like mye eller mer fleksibel effekt i løpet av døgnet.

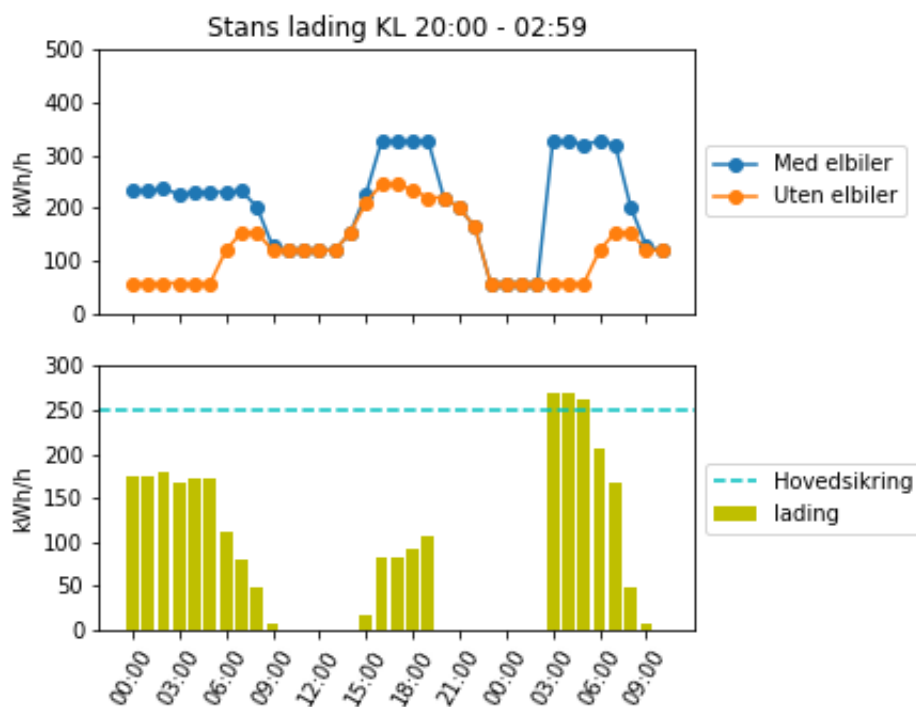
Den fleksible effekten til elbilflåten vil begrenses av følgende 3 faktorer:

- Størrelsen på hovedsikringen.
- Antall elbiler til stede under hele tidsintervallet  $[t, t + \Delta]$ .
- Energibehovet til flåten.

Størrelsen på hovedsikring er gitt som krav nr.3 i algoritmen 4.8. Antall elbiler til stede under hele tidsintervallet  $[t, t + \Delta]$  er gitt med krav nr.1 i algoritmen. Dersom energibehovet til flåten er for lavt vil ladehastigheten strupes, forklart i seksjon 4.3.1. Den lange parkeringstiden til elbilene vil gjøre at idletid, gitt som krav 2 i algoritmen, ikke vil føre til noe begrensning for tidsintervaller 7 timer og mindre.

Flere ulike faktorer kan begrense den fleksible effekten ved ulike tidspunkt. Ved ettermiddag vil flere av kurvene nå maksverdien for fleksibel effekt og det er størrelsen på hovedsikringen som begrenser. Kurven  $\Delta = 7$  timer vil ikke oppnå en fleksibel effekt på  $250 \text{ kW}$  og kurven vil være begrenset av flere faktorer. Først vil kurven være begrenset av energibehovet til flåten. Som nevnt tidligere er flåtens energibehov over en parkeringsperiode  $E_{Case1}$  lik  $1590 \text{ kWh}$ , og dette vil dermed være den maksimale energien som kan forflyttes. Dette skulle gitt  $P_{fleks}(t, 7 \text{ timer})$  en maksimal fleksibel effekt på  $227 \text{ kW}$ , dersom all energien kunne forflyttes. Men før denne fleksible effekten nås vil den fleksible effekten  $P_{fleks}(19 : 00, 7 \text{ timer})$  bli  $0 \text{ kW}$ . Denne reduksjonen skjer ved at det ikke er mulig å lastbalansere all ladingen for høyest nettutnyttelse utenom intervallet  $[t, t + \Delta]$  og ikke overskride hovedsikringen. Det er altså hovedsikringen som setter begrensningen for lastbalanseringen, og figur 5.7 illustrer hvordan dette skjer. Figuren er plottet for full stans av ladingen ved tidspunktet kl 20:00 med  $\Delta = 7$  timer, og elbilladingen vil nå overskride størrelsen på hovedsikringen. Definisjonen på fleksibel effekt er at elbilflåten skal kunne stoppe all lading i tidsintervallet, og det kravet brytes her. Lastbalanseringen for nettutnyttelse blir vanskeligere å opprettholde for hovedsikringen jo større  $\Delta$  blir, ettersom mer energi skal forflyttes. Det er den samme begrensningen som forekommer for  $P_{fleks}(t, 5 \text{ timer})$  etter kl 21:00. Denne begrensningen vil vare helt fram til kl 02:00, etter dette tidspunktet vil det være mulig å lastbalansere forbruket igjen.

I figur 5.5 vil den fleksible effekten reduseres for alle tidsintervallene, utenom  $\Delta = 7$  timer som allerede er  $0 \text{ kW}$ , når det nærmer seg avreise. Dette skjer ettersom færre og færre biler har mulighet til å lade i hele tidsintervallet  $[t, t + \text{delta}]$ , og reduksjonen av fleksibel effekt skjer tidligere jo større  $\Delta$ . Da er det altså en nedgang i antall elbiler som kan tilby fleksibel effekt som begrenser den fleksible effekten. Alle kurvene tilbyr  $0 \text{ kW}$  fleksibel effekt midt på dagen, og den begrensende faktoren er både antall kjørende elbiler til stede og energibehovet til elbilflåten. Midt på dagen har alle de kjørende elbilene reist fra boligfeltet, og de hjemmeværende elbilene har  $SOC = 100\%$ . Alle kurvene vil begynne å øke i fleksibel effekt når elbilene ankommer boligfeltet igjen. De første kjørende elbilene ankommer kl 15:00. Ikke alle bilene ankommer kl 15:00 og den fleksible effekten vil ikke nå sin maksverdi med en gang. Ved ankomst av bilene vil det være antall kjørende elbilene til stede og energibehovet deres som begrenser den fleksible effekten. Kl 16:00 vil omtrent 80 elbiler ankomme boligfeltet og dette vil være nok til at den fleksible effekten for  $\Delta = 2$



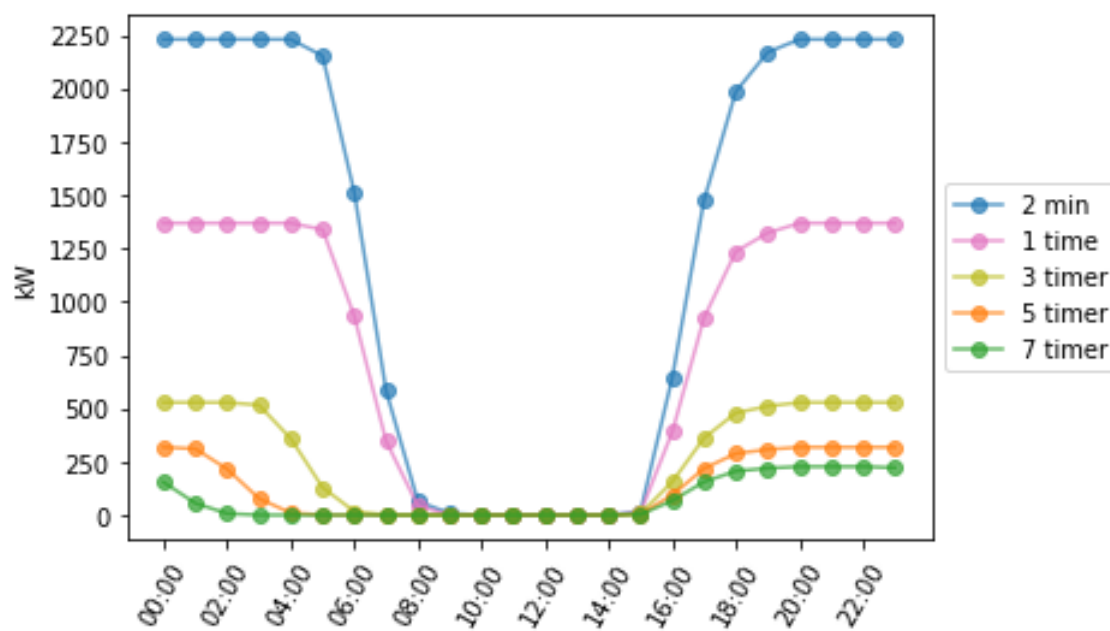
**Figur 5.7:** Case 1: Begrunnelse av hvorfor  $P_{fleks}(20 : 00, 7 \text{ timer}) = 0$ . Ladeeffekten til elbilflåten vil overgå makskravet til hovedsikringen.

min og 1 time øker til 250 kW.

Figur 5.8 viser den fleksible effekten til elbilflåten når kravet om hovedsikringen er fjernet og dermed ingen begrensning. Denne figuren viser altså potensialet til den fleksible effekten, og hvilken verdi for fleksibel effekt som kan oppnås for elbilflåten ved endring av størrelsen på hovedsikringen. Den fleksible effekt til  $\Delta = 2$  min når helt til maks 2230 kW, og dette tilsvarer en energi på 74 kWh. De resterende kurvene sin maskverdi vil være begrenset av energibehovet til elbilflåten. Ingen elbiler lader lengre enn 5 timer, og dermed skal den fleksible energien dekke hele energiforbruket til elbilflåten. Maks fleksibel effekt til elbilflåten fra figur 5.8 med  $\Delta = 5$  timer er på 318 kW og

$$318 \text{ kW} \cdot 5 \text{ h} = 1590 \text{ kWh}.$$

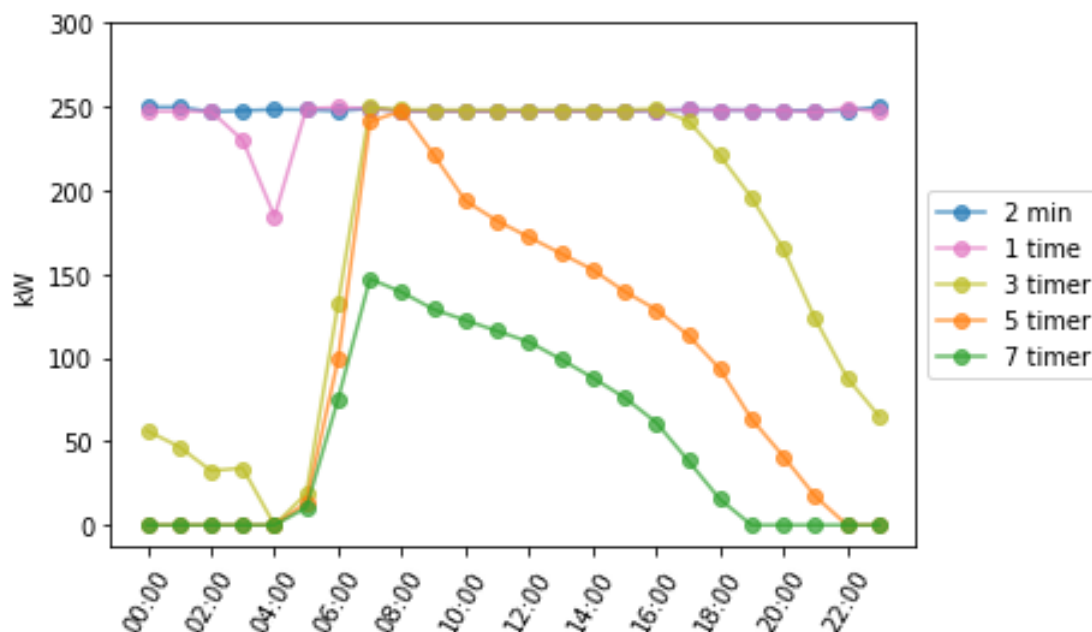
En økning av hovedsikringen for boligfeltet vil føre til størst økning i fleksibel effekten for korte  $\Delta$ , siden de lengre tidsintervallene allerede har en maksverdi nærme 250 kW.



Figur 5.8: Case 1: Potensialet til fleksibel effekt ved fjerning av hovedsikringen.

### 5.1.2.2 Fleksibilitet for toveislading

Som definert i metoden, i seksjon 4.3.2, er V2G-fleksibilitet effekten elbilflåten kan utlade over en bestemt tidsperiode. Kravene til både ladeinfrastrukturen og til at elbilene er fulladet ved avreisetidspunkt må oppfylles for å kunne gjennomføre utladingen. Alle kravene er gitt i likning 4.11 under seksjon 4.3.2. Figur 5.9 viser størrelsen på V2G-fleksibiliteten over for de ulike  $\Delta$  over 24 timer. Figuren leses av på samme måte som figur 5.5 for fleksibel effekt.



**Figur 5.9:** Case 1: V2G-fleksibiliteten til elbilflåten over 24 timer for ulike tidsintervall.

Før formen til kurvene beskrives skal det vises et eksempel på hva figuren forteller. En utlading kan f.eks. gjennomføres kl 16:00 med  $\Delta = 1$  time. Ved å lese av figur 5.9 vil elbilflåten ha en maksimal  $P_{V2G}(16 : 00, 1 \text{ time})$  på 250 kW, og dette vil tilsvare en energi, ved bruk av likning 4.10, på

$$E_{V2G}(16 : 00, 1 \text{ time}) = 250 \text{ kWh}.$$

Dette er mer energi enn boligfeltet forbruker i den samme tidsperioden. Energien som elbilflåten trekker fra nettet for å lade bilene opp igjen, utregnet med likning 4.4 og 4.9, er 309 kWh. Figur 5.10 viser hvordan utladingen og oppladingen vil foregå og påvirke forbruket i boligfeltet. Figuren er plottet over 35 timer fra kl 00:00 til kl 10:00 neste dag, og består av tre plott. Det øverste plottet viser lastkurven til boligfeltet før utladingen,

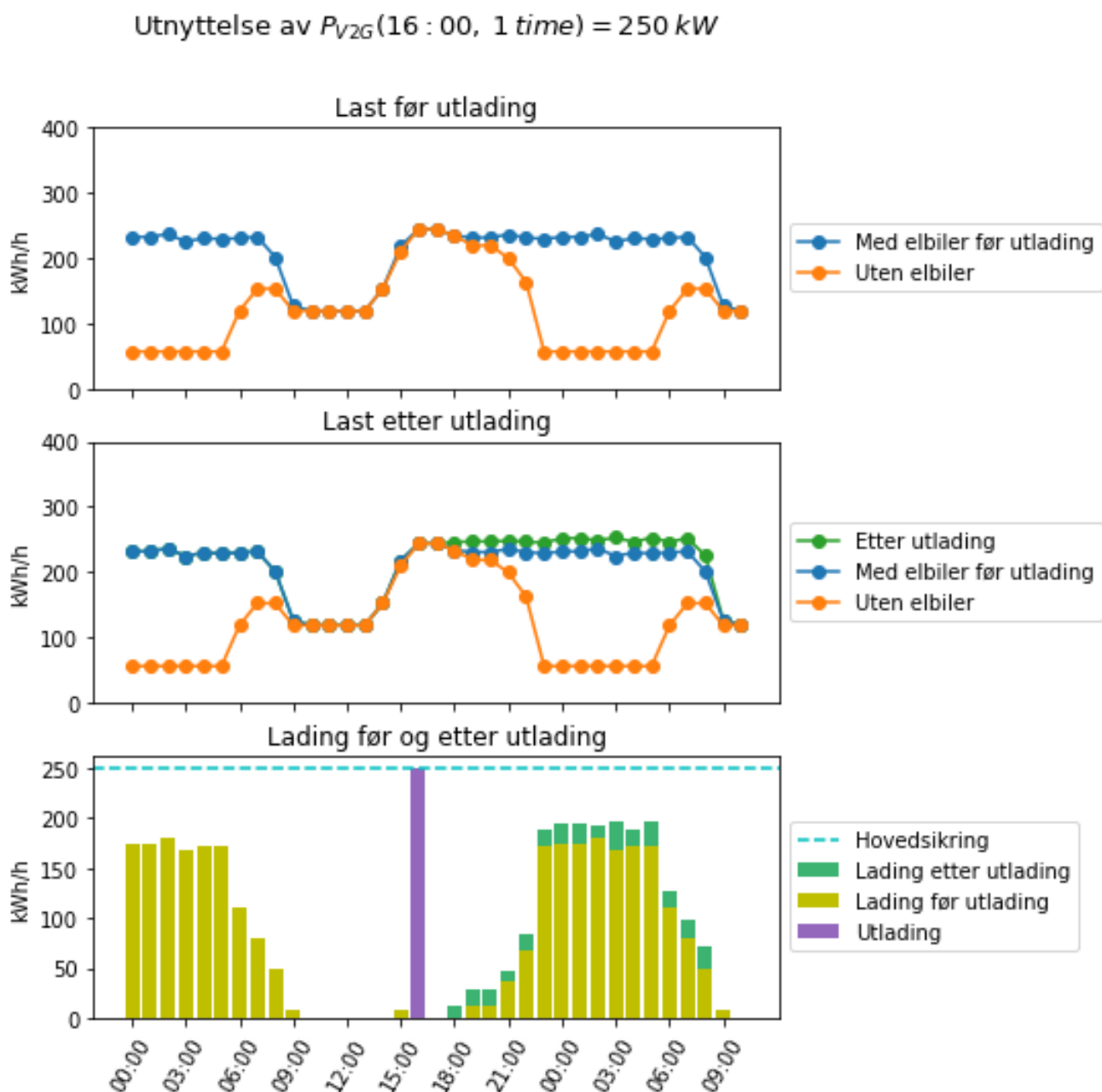
kun ladingen av energibehovet fra kjøringen er vist her. Det andre plottet viser den nye lastkurven med opplading av energien tapt ved utladingen. Utladet effekt er vist med lilla farge i plott nr.3, og den ekstra ladingen av elbilene er vist med grønn farge også i plott nr.3. En utlading på  $250 \text{ kW}$  over 1 time fra kl 16:00 til kl 16:59 vil ikke skape en ny effekttopp, og selve effektforbruket til elbilflåten vil fortsatt være under  $200 \text{ kW}$ . Utladingen skjer så tidlig i parkeringsøkten at det er enkelt for algoritmen å jevne ut forbruket over hele parkeringsperioden. Flere eksempler på utnyttelse av V2G-fleksibilitet er vist i appendikset under seksjon B.2.

I figur 5.9 har både  $P_{V2G}(t, 2 \text{ min})$  og  $P_{V2G}(t, 1 \text{ time})$  en verdi på  $250 \text{ kW}$  omtrent hele døgnet, med unntakk av  $P_{V2G}(04 : 00, 1 \text{ time})$  og  $P_{V2G}(03 : 00, 1 \text{ time})$ . Dette betyr at også alle tidsintervall mindre enn 1 time vil kunne tilby det samme eller mer. Ved tidspunktene hvor V2G-fleksibiliteten er  $250 \text{ kW}$  vil utladingen være begrenset av størrelsen på hovedsikringen. Dette kravet er nr.4 i algoritmen 4.11.

En stor forskjell fra resultatet av den fleksible effekten er at V2G-fleksibiliteten vil for alle tidsintervallene vil ha sin maksverdi kl 07:00 eller 08:00. For selv om de kjørende elbilene har dratt fra boligfeltet har de resterende elbilene fått vite at de skal stå i ro de neste 24 timene, og de hjemmевærende bilene kan da fortsatt tilby V2G-fleksibilitet. De hjemmевærende bilene har da en gjenstående idletid på 24 timer og dermed gode muligheter for utlading og opplading. For alle tidsintervallene, unntatt  $\Delta = 7$  timer. For  $\Delta = 7$  timer vil V2G-fleksibiliteten begrenses av størrelsen på hovedsikringen ved oppladingen. Dette kravet er gitt som nr.3 i algoritmen 4.11.

V2G-fleksibiliteten til alle kurvene, unntatt  $\Delta = 2 \text{ min}$ , vil reduseres når tiden nærmer seg avreise. Det samme skjedde også for den fleksible effekten, men reduksjonen begynner tidligere for V2G-fleksibilitet. F.eks. vil  $P_{fleks}(t, 3 \text{ timer})$  fra figur 5.5 begynne å synke etter kl 04:00, mens  $P_{V2G}(t, 3 \text{ timer})$  begynner å synke allerede kl 17:00. V2G-fleksibiliteten vil bli begrenset av at elbilene må minst være parkert i tidsintervallet  $[t, t + \Delta + t^{minste}]$ , at det er nok gjenstående idletid for å kunne fullade elbilen etter utlading, og at energien som utlades kan balanseres uten å overskride hovedsikringen. For fleksibel effekt trengte elbilene kun å være parkert i tidsintervallet  $[t, t + \Delta]$ , det trengte kun å være nok idletid, og energien kunne flyttes hvor som helst i parkeringsøkten.

Ved å fjerne begrensningen hovedsikringen setter kan potensialet for V2G-fleksibilitet til

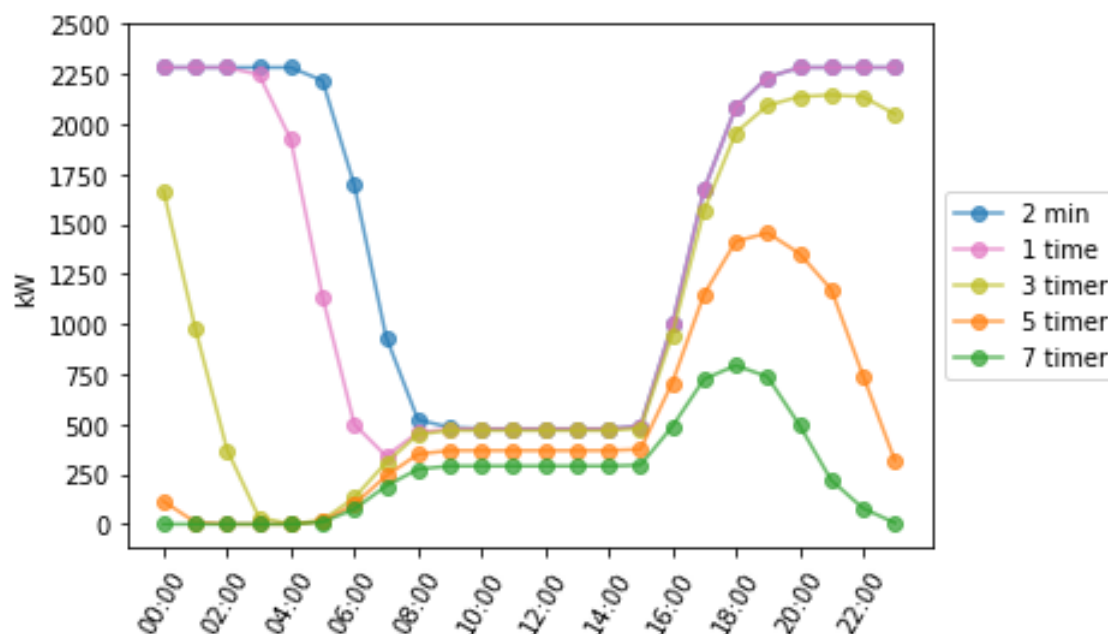


**Figur 5.10:** Case 1: Utnyttelse av V2G-fleksibiliteten  $P_{V2G}(16 : 00, 1 \text{ time})$ . Første figur viser boligfeltets planlagte forbruk før utladingen. Andre figur viser forbruket både før og etter utladingen. Tredje figur viser ladeeffekten til elbilflåten alene med utladingen.

elbilflåten analyseres, og dette resultatet er vist i figur 5.11. Krav nr. 3 og 4 er fjernet fra algoritmen 4.11. V2G-fleksibiliteten for tidsintervallene 2 min og 1 time har en maksimal fleksibilitet på  $2283 \text{ kW}$  for tidspunkt hvor hele elbilflåten er parkert, og dette er da summen av hastigheten for utlading til alle elbilen i flåten multiplisert med  $\eta_{ut} = 90\%$ . Det er utregnet ved bruk av likning 4.9. For begge tidsintervallene er det utladingshastigheten som begrenser.

Kurvene som ikke når maksverdien på natten vil enten være begrenset av energien i eller gjenstående idletid til elbilflåten. V2G-fleksibiliteten vil, slik som fleksibel effekt i figur 5.9, synke når tiden nærmer seg avreisetidspunkt og de lengste tidsintervallene synker tidligst. Men siden kravet om hovedsikring er fjernet vil ikke reduksjonen starte like tidlig. Den begrensende faktoren for reduksjonen vil være gjenstående idletid eller antall biler til stede under hele tidsintervallet.

Alle kurvene stabiliseres midt på dagen fra kl 08:00 til 15:00, og dette er V2G-potensialet for de hjemmевærende bilene alene. I denne casen er det 76 elbiler som er hjemmевærende. For tidsintervallene 2 min, 1 time og 3 timer samles alle til en V2G-fleksibilitet på 477 kW, og er begrenset av utladingshastigheten til elbilene. De to resterende kurvene vil stabiliseres på en V2G-fleksibilitet mindre enn de kortere tidsintervallene, og de vil være begrenset av batterikapasiteten til de hjemmевærende bilene. Alle kurvene vil få et oppsving etter kl 15:00 siden resten av elbilflåten begynner å ankomme boligfeltet igjen. Dette oppsvinget er ikke synlig i når V2G-fleksibiliteten begrenses av hovedsikringen. Litt senere ut på ettermiddagen vil, som nevnt tidligere, V2G-fleksibiliteten synke ettersom avreisetidspunktet nærmer seg.



**Figur 5.11:** Case 1: Potensialet til elbilflåtens V2G-fleksibilitet ved fjerning av hovedsikringen.



## 5.2 Case 2

Verdiene for elbilflåten i case 2 er vist i tabell 5.3. Elbilflåten nr 2 benyttes og består av 472 elbiler. Flåten består av 368 kjørende elbiler og 104 hjemmeværende elbiler. De hjemmeværende elbilene står for 22% av elbilflåten.

**Tabell 5.3:** Variabler og verdier for case 2.

Antall biler	Antall elbiler	Antall hjemmeværende elbiler	Antall kjørende elbiler
944	472	104	368

Fordelingen av reisetidspunkt og kjørelengde er gitt i figur C.1 og C.2 under seksjon C.1 i appendikset. Den gjennomsnittlige parkeringstiden for de kjørende elbilene vil være lik som i case 1, på 13 timer og 45 min.

Energibehovet til elbilflåten sett fra kraftnettet, beregnet med likning 4.4, er

$$E_{Case\ 2} = 2380\ kWh.$$

Dette er energien elbilflåten må få oppfylt fra kraftnettet i løpet av parkeringsperioden. Den maksimale energien som kraftnettet kan gi til de kjørende elbilene med hovedsikringen og elbilenes ladeeffekt som begrensning er,

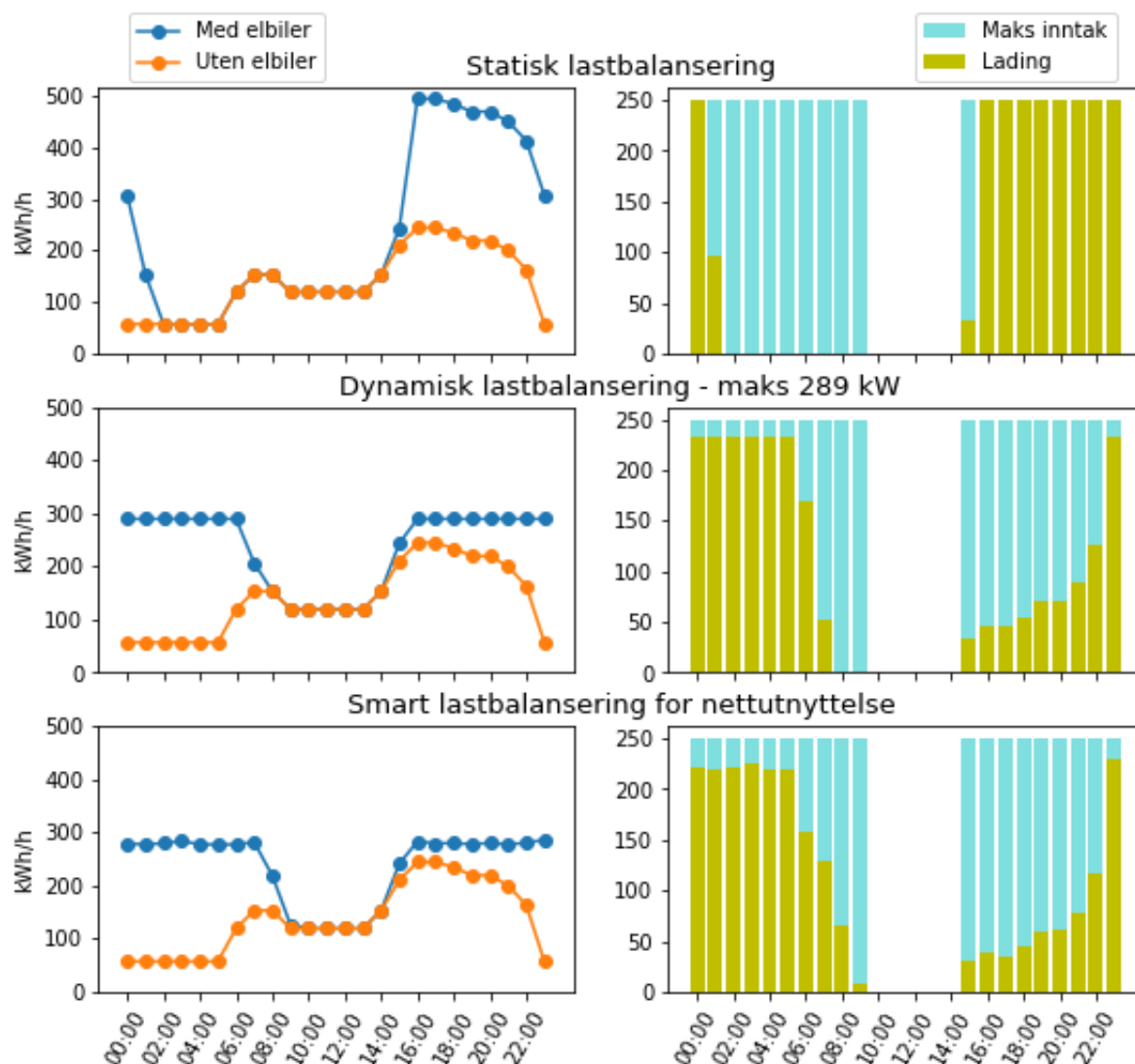
$$E_{Case\ 2\ maks} = 4209\ kWh.$$

Det betyr at elbilflåten i case 2 forbruker 57% av den maksimale energien som kan bli tildelt.  $E_{Case\ 2\ maks}$  er 3% mer enn det som var mulig for elbilflåten i case 1, men energibehovet er 50% høyere. Denne økningen i energimengde skjer fordi andelen elbiler har økt fra 38% i case 1 til 50% i case 2, og at elbilene i elbilflåte nr.2 har et høyere gjennomsnittlig energiforbruk per km.

### 5.2.1 Simulering av ladestrategier

Simuleringen av de ulike ladestrategiene for case 2 er vist i figur 5.12. Både den statiske lastbalanseringen og smart lastbalansering for nettutnyttelse klarer begge å oppfylle elbilflåtens energibehov uten å overskride hovedsikringen. Den dynamiske lastbalanseringen, med en maksverdi på 244 kW, klarer kun å overlevere 1798 kWh. For at nok energi skal

overføres må det settes et høyere makskrav. Den dynamiske lastbalanseringen vil få en ny maksverdi, og det laveste kravet som gjør at elbilflåten får nok energi er 289  $kW$ . Dette kravet er brukt i figur 5.12.



**Figur 5.12:** Case 2: Boligfeltets totale forbruk og lademønster til elbilflåten ved simulering av de tre ladestrategiene.

Den statiske lastbalanseringen vil føre til at elbilflåten trekker 250  $kW$  helt fra kl 16:00 til kl 00:59. Elbilflåten vil være fulladet etter kl 01:59 og lader ikke mer utover natten. Den statiske lastbalanseringen vil fortsatt føre til at forbruket har en effekttopp kl 16:00 til kl 17:59 på 494  $kWh/h$ , ettersom størrelsen på hovedsikringen er den samme.

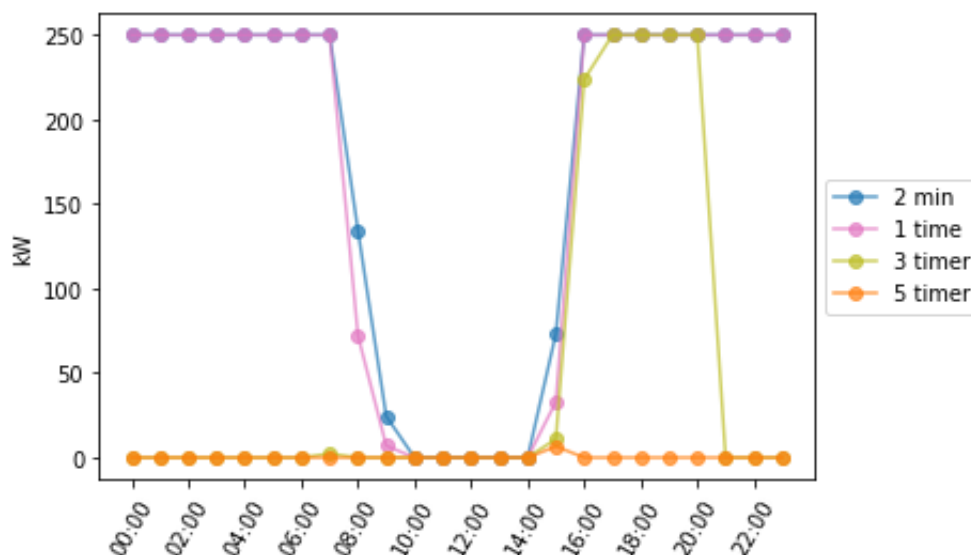
Den dynamiske lastbalanseringen med makskrav til forbruket på 289  $kW$  fører til at forbruket ligger seg stabilt på 289  $kWh/h$ . Elbilladingen vil ha en maksverdi på 232  $kWh/h$ . Som sagt er dette det laveste kravet som gjør det mulig at elbilflåten får 2380  $kWh$ ,

og flåten har dermed ingen mulighet til å være fleksibel med denne strategien. Smart lastbalansering for nettutnyttelse fører til at boligfeltet får et maksuttak på 286 kW og det høyeste effektforbruket til elbilflåten vil være på 229 kWh/h. Dette tilsvarer 92% av størrelsen på hovedsikringen. Denne forskjellen i maksuttak mellom dynamisk og smart lastbalansering går ut på, som diskutert i case 1, at koordineringen av ladingen fører til at den smarte lastbalanseringen får utnyttet mer av hele kapasiteten til hovedsikringen.

Smart lastbalansering for nettutnyttelse brukte i case 1 maksimalt 70% av effektkapasiteten til hovedsikringen, og for case 2 er dette forholdet på 90%. Det er tydelig at det er mindre ledig kapasitet på hovedsikringen i case 2, og dette kommer til å påvirke fleksibiliteten til flåten.

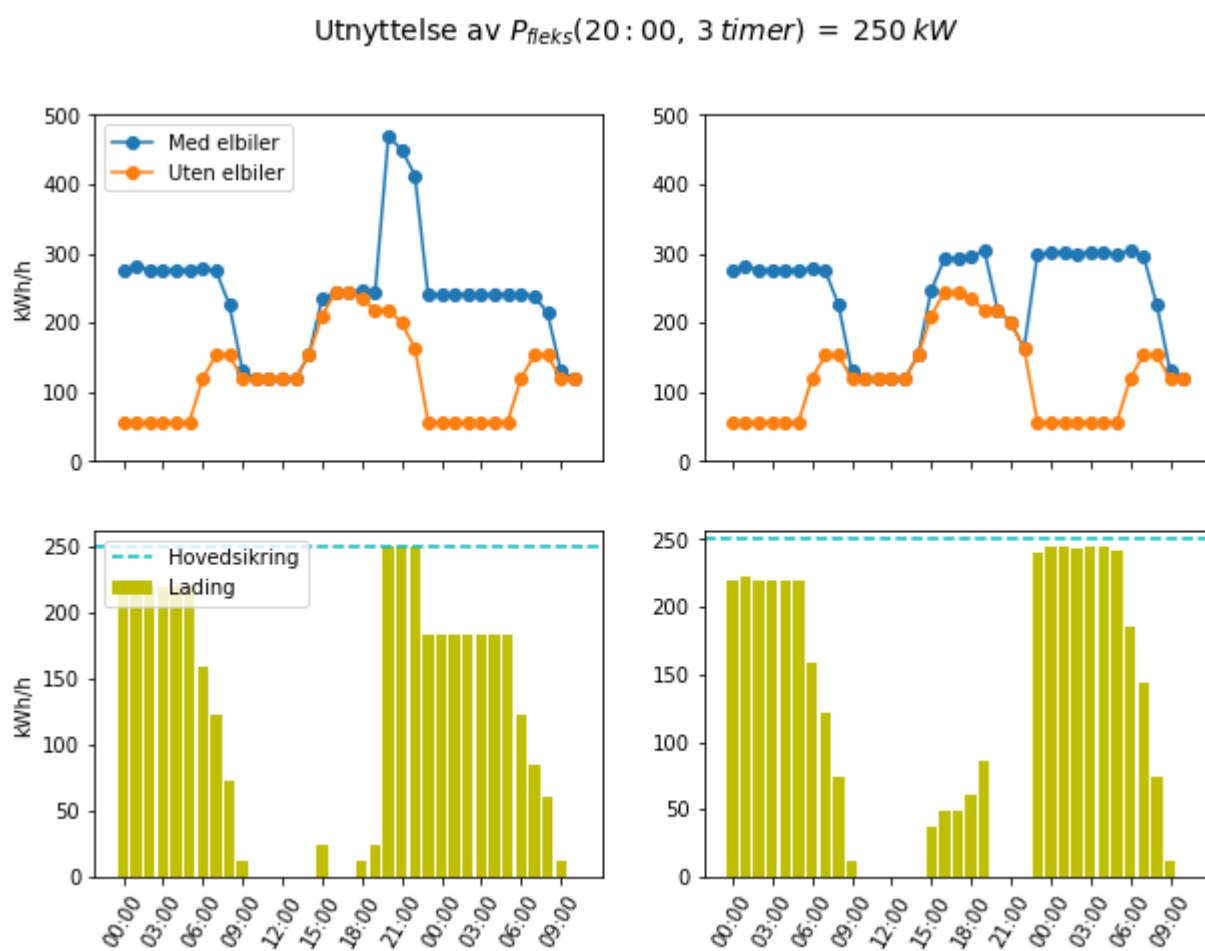
### 5.2.2 Flexibilitet

Figur 5.13 viser resultatet for kvantifiseringen av den fleksible effekten til elbilflåten. Alle tidsintervallene er plottet unntatt  $\Delta = 7$  timer. Grunnen til det er at  $P_{fleks}(t, 7\text{ timer}) = 0$  for alle tidspunkt. Mengden fleksibel effekt er sterkt redusert for de lange tidsintervallene,  $\Delta = 3$  og 5 timer, i forhold til case 1. For  $\Delta = 5$  timer er det kun et tidspunkt hvor fleksibel effekt kan utnyttes. Dette tidspunktet er kl 15:00, så tidlig som mulig i parkeringsøkten for de kjørende elbilene. Det vil kun være små endring i fleksibel effekt for  $\Delta = 2$  min og 1 time. Disse to tidsintervallene vil ha en høyere fleksibel effekt for tidspunktene rett før og etter avreise enn i case 1. Grunnen til dette er at case 2 har flere elbiler i flåten og dermed flere elbiler som fortsatt er parkert ved disse tidspunktene.



**Figur 5.13:** Case 1: Elbilflåtens fleksible effekt over 24 timer med ulike tidsintervall.

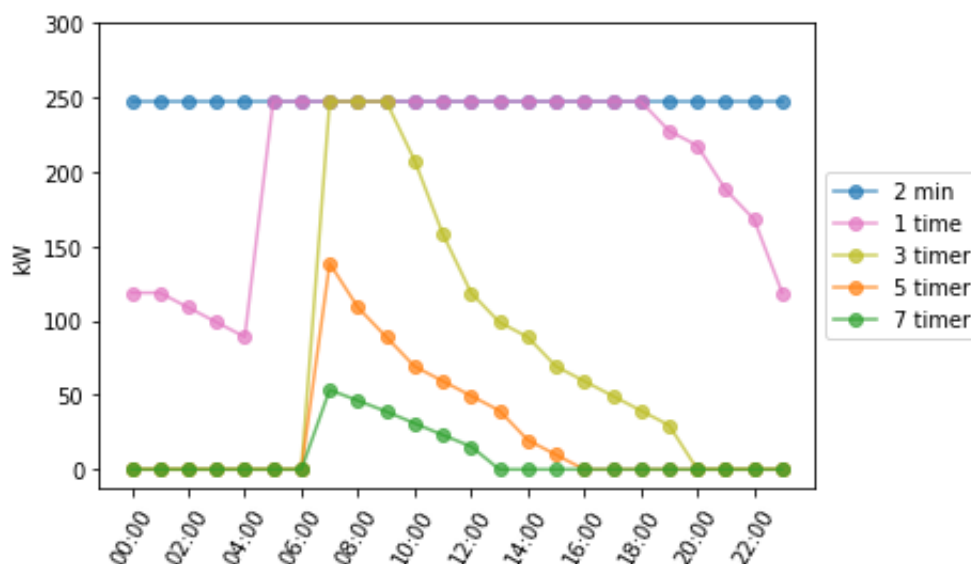
Figur 5.14 viser hvordan elbilflåten reagerer ved maksimal utnyttelse av fleksibel effekt kl 20:00 i 3 timer. Ved dette tidspunktet er  $P_{fleks}(20 : 00, 3 \text{ timer}) = 250 \text{ kW}$ , og det vises ved plottet for full stans at det nesten ikke er ledig kapasitet i intervallet fra 23:00 til 05:59. Figur 5.13 viser at dersom en skal benytte seg av  $P_{fleks}(21 : 00, 3 \text{ timer})$  vil den være lik  $0 \text{ kW}$ . Kl 21:00 er det mer lading må flyttes vekk ved stans og ladeeffekten vil stige over  $250 \text{ kW}$ . Dette bryter med kravet om at effektuttaket må være under hovedsikringen, gitt algoritmelikningen for fleksibel effekt 4.7. Flere eksempler av utnyttelse av fleksibel effekt er gitt under seksjon C.2 i appendikset.



Figur 5.14: Case 2: Utnyttelse av den fleksible effekten  $P_{fleks}(20:00, 3 \text{ timer})$ .

Potensialet for fleksibel effekt til elbilflåten er vist i figur C.5 under seksjon C.2 i appendikset, og  $\Delta = 2$  min får en maksverdi på omtrent  $4500 \text{ kW}$ . Potensialet for alle kurvene er høyere enn i case 1. Dette er grunnet at elbilflåten har flere biler, at bilene både har en høyere ladehastighet og et større energibehov. På denne måten vil elbilflåten kunne styre en større mengde energi, og en høyere effekt.

Figur 5.15 viser resultatet for utregningen av V2G-fleksibilitet for elbilflåten. V2G-fleksibiliteten for 2 minutter er fortsatt på  $250 \text{ kW}$  over hele døgnet, mens for de resterende tidsintervallene vil V2G-fleksibiliteten være sterkt redusert. Denne reduksjonen skjer ettersom det er mindre ledig kapasitet på hovedsikringen, og energimengden som lades vil lett bli for stor til å kunne lastbalanseres for nettutnyttelse. Slik som for case 1 vil alle tidsintervallene oppnå sin maksverdi når de hjemmeværende elbilene starter en ny parkeringsøkt.

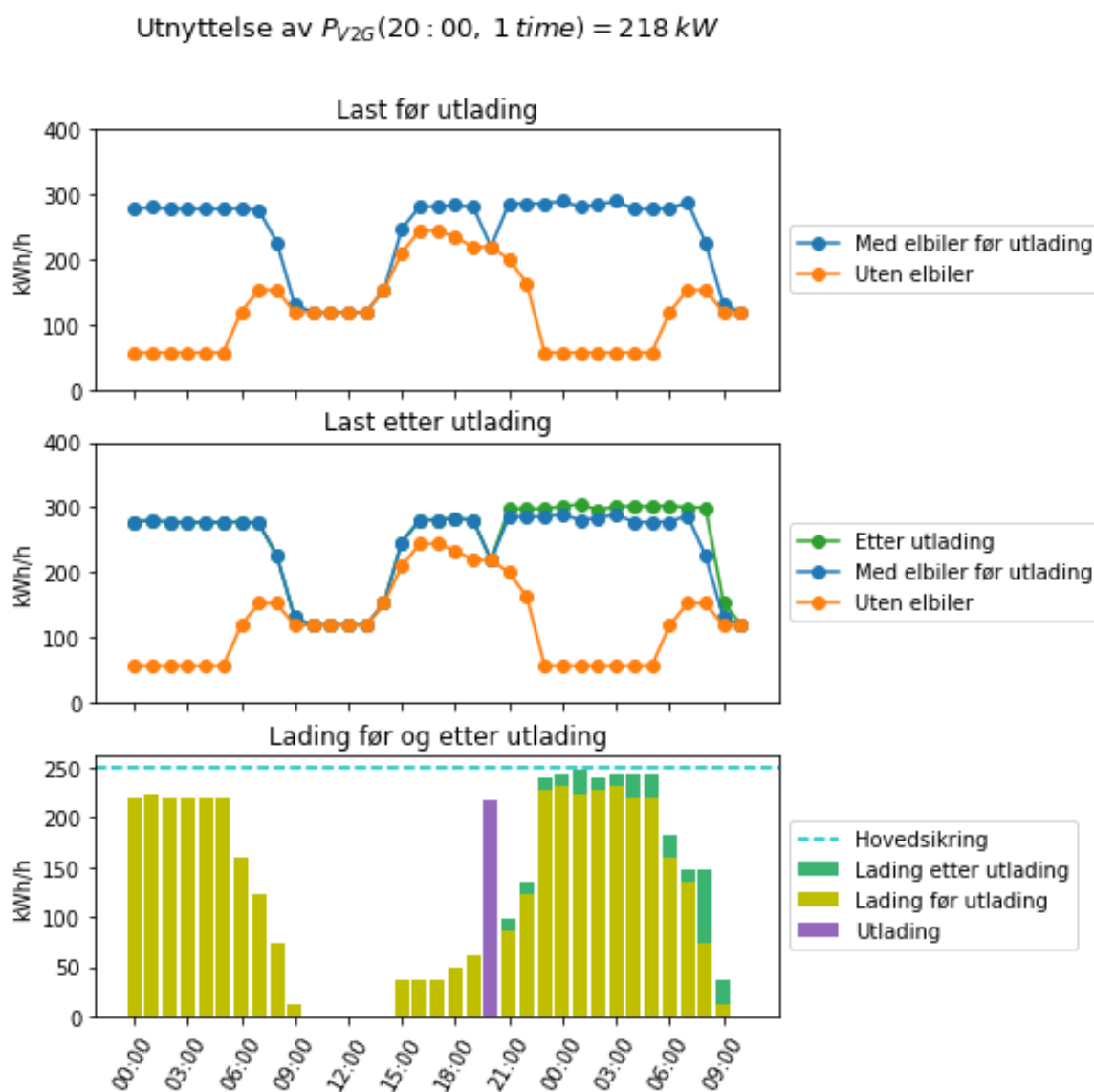


**Figur 5.15:** Case 2: V2G-fleksibiliteten til elbilflåten over 24 timer for ulike tidsintervall.

F.eks. hvis en elbilflåte skal utlades kl 20:00 i 1 time vil,

$$P_{V2G}(20 : 00, 1 \text{ time}) = 218 \text{ kW}.$$

Denne verdien er lest av på figur 5.15 og figur 5.16 viser hvordan denne utladingen vil påvirke boligfeltets forbruk og elbilladingen. Energien som elbilflåten trekker fra nettet for oppladingen, utregnet med likning 4.4 og 4.9, er  $272 \text{ kWh}$ . Flere eksempler på utnyttelse av V2G-fleksibiliteten er gitt under seksjon C.3.



**Figur 5.16:** Case 2: Utnyttelse av V2G-fleksibiliteten  $P_{V2G}(20 : 00, 1 \text{ time})$ .

Resultatet for potensialet til V2G-fleksibilitet ved fjerning av hovedsikringen er vist i figur C.8 under seksjon C.3 i appendikset. Både tidsintervallene 2 min, 1 time og 3 timer når en V2G-fleksibilitet på over  $4500 \text{ kW}$  tilnærmet doblet fra case 1. Alle tidsintervallene har økte maksverdier i forhold til case 1, ettersom at både hastigheten for utladingen og batterikapasiteten har økt.

## 5.3 Case 3

Verdiene for elbilflåten i case 3 er vist i tabell 5.4. Elbilflåte nr.2 benyttes og består av 944 elbiler. Flåten er fordelt i 472 kjørende elbiler og 472 hjemmeværende elbiler.

**Tabell 5.4:** *Variabler og verdier for case 3.*

Antall biler	Antall elbiler	Antall hjemmeværende elbiler	Antall kjørende elbiler
944	944	472	472

Fordelingen av reisetidspunkt og kjørelengde er gitt i appendikset ved figurreferanse D.1 og D.2 under seksjon D.

Energien som elbilflåten trekke fra kraftnettet i løpet av en parkeringsøkt, beregnet med likning 4.4, er,

$$E_{case\ 3} = 3042\ kWh.$$

Energien som kraftnettet maksimalt kan overføre til elbilflåten i denne perioden, med kun ladehastigheten og hovedsikringen som begrensning, er,

$$E_{case\ 3\ maks} = 4187\ kWh.$$

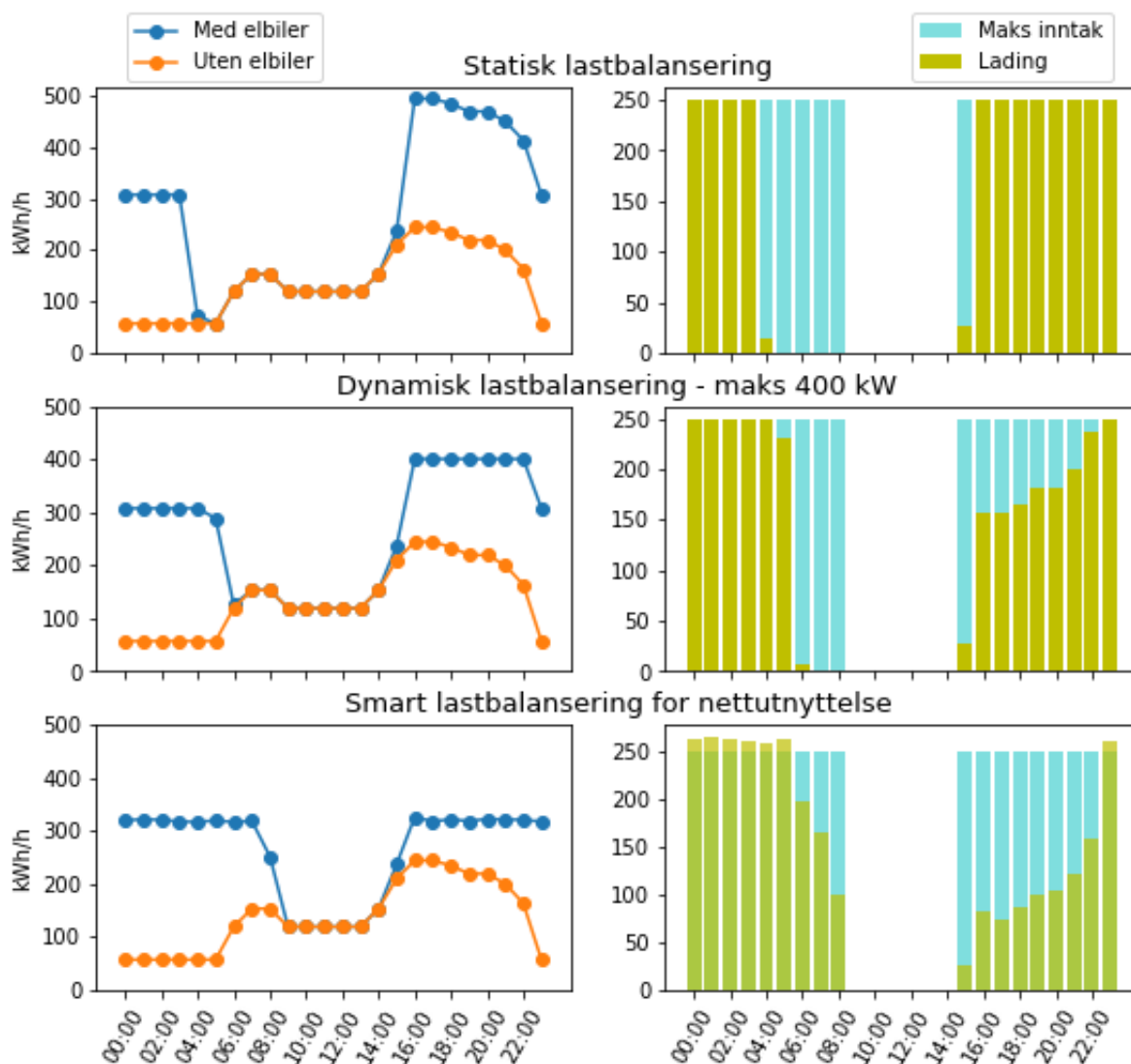
Dette betyr at elbilflåten nå benytter 73% av den tilgjengelige kapasiteten til de kjørende elbilene.

### 5.3.1 Simulering av ladestrategier

Figur 5.17 viser simuleringen av elbilflåten ved de ulike ladestrategiene. Strategien smart lastbalansering for nettutnyttelse klarer ikke å levere energibehovet til elbilflåten uten å overskride størrelsen på hovedsikringen, og dette er vist i kolonne 1 rad 2. Det maksimale effektforbruket til elbilflåten vil være på 264 kWh/h som er 6% større enn hovedsikringen. Både statisk og dynamisk lastbalansering klarer begge å overlevere nok energi. Dynamisk lastbalansering må få en ny maksverdi, og den må være på minst 354 kW for å klare å overlevere nok energi. Med denne maksverdien vil det ikke være mulig å legge til mer lading og dette er ikke et realistisk makskrav ettersom f.eks. hvis en elbil kjører lengre enn antatt vil den ikke kunne lades til  $SOC = 100\%$  nå. Dersom maksverdien settes til 400 kW, slik som vist i figuren, vil elbilflåten ha mer ledig kapasitet å spille på, men mer



av ladingen vil forekomme samtidig som ettermiddagstoppen for det øvrige forbruket. Den nye effekttoppen er da på  $400 \text{ kW}$ , og nettutnyttelsen er fortsatt bedre enn for statisk lastbalansering. Ved strategien statisk lastbalansering vil elbilflåten få overført nok mengde energi, men effekttoppen til boligfeltet er da fortsatt  $490 \text{ kWh/h}$ , omtrent  $200 \text{ kWh/h}$  høyere enn effekttoppen ved smart lastbalansering for nettutnyttelse som overstiger hovedsikringen.



**Figur 5.17:** Case 3: Boligfeltets totale forbruk og lademønster til elbilflåten ved simulering av de tre ladestrategiene.

### 5.3.2 Fleksibilitet

Ettersom strategien smart lastbalansering for nettutnyttelse ikke klarer å oppfylle kravene satt av infrastrukturen og energibehovet til elbilflåten vil ikke den fleksible effekten eller V2G-fleksibiliteten for elbilflåten kvantifiseres.

## 5.4 Avsluttende diskusjon av resultat

Modellen er nå kjørt for alle tre casene og fleksibiliteten er kvantifisert for de to første casene. Utviklingen mellom casene er tydelig. Energibehovet fra elbilflåten øker, og ettersom hovedsikringen er konstant for alle casene vil muligheten for å ha en praktisk utnyttbar fleksibel elbilflåte reduseres ved utviklingen. Dette er selv om potensialet for fleksibilitet øker for hver case. Av de tre casene er det case 2 og 3 som gjerne de mest relevante situasjonene for Tanberghøgda, ved ferdigstilling i 2040. Dette er på grunn av de politiske ambisjonene for økningen av utslippsfrie kjøretøy, gjennomgått i seksjon 2.6, og at elbilflåte nr.2 benyttes. I resultatene fra case 3 vil ikke elbilflåten kunne styres med smart lastbalansering, og en større hovedsikring vil dermed være helt nødvendig for at elbilflåten skal kunne benyttes som en fleksibel last og hjelpe med å oppnå målene til Tanberghøgda om en høy nettutnyttelse og bidrag med fleksibilitet til kraftnettet. Dersom det for case 3 skal oppnås omtrent det samme resultatet for nettutnyttelse og fleksibilitet som i case 1, kan det antas at en hovedsikring på minst  $377 \text{ kW}$  være nødvendig. Da vil case 3 ha samme forhold mellom maks forbruk fra elbilflåten med smart lastbalansering og hovedsikringen som i case 1, på 70%. I case 2 klarte elbilflåten å opprettholde en høy nettutnyttelse med smart lastbalansering, men reduksjonen på den ledige fleksibiliteten på kraftnettet førte til en sterk reduksjon av fleksibilitet for de lange tidsintervallene. For de korte tidsintervallene slik som  $\Delta = 2 \text{ min}$  eller 1 time var fleksibiliteten relativ lik mellom casene, og viser at selv med lite ledig kapasitet på hovedsikringen kan fleksibiliteten utnyttes over korte tidsintervall.

Potensialet for fleksibilitet var for både case 1 og case 2 betydelig større enn det praktiske med en hovedsikring på  $250 \text{ kW}$ . Dette betyr at for Tanberghøgda kan hovedsikringen økes og mengden fleksibilitet vil øke med den. For de korte tidsintervallene som 2 min og 1 time er potensialet så høyt og at en økning av hovedsikringen vil føre til en like stor økning i fleksibel effekt og V2G-fleksibilitet.

Resultatet for fleksibilitet til elbilflåten avhenger av hvordan ladeeffekten til elbilene skal håndteres. I denne oppgaven er det benyttet smart lastbalansering for nettutnyttelse som bygger på data tilgjengelig gjennom ISO 15118. Som nevnt i teoridelen, i seksjon 2.9, forventes ladeteknologien å være i drift rundt 2025. Det meste av standarden er på plass, men den må implementeres i både biler og ladepunkter. Dette er allikevel fortsatt god tid før ferdigstilling i Tanberghøgda, og mulighet for å utnytte standarden til fleksibilitet vil muligens være anvendbar allerede for nye elbiler ved første innflytting i 2026. Dette gjør at statisk og dynamisk lastbalansering som praktiseres i dag ikke blir like realistiske strategier for Tanberghøgda. Men av de to ladestrategiene som brukes idag er det dynamisk lastbalansering som kommer klart best ut i nettutnyttelse.

På bakgrunn av resultatet for fleksibilitet er det mulig å legge fram ett par generelle trekk for fleksibiliteten til andre boligfelt. Den fleksible effekten vil ha sitt maks punkt når de kjørende elbilene ankommer boligfeltet, og være sterkt redusert midt på dagen når de kjørende elbilene er reist fra feltet. Et boligfelt vil ha gode muligheter til V2G-fleksibilitet midt på dagen avhengig av antall elbiler som står i ro. V2G-fleksibiliteten vil være mer redusert over nattetid.

## 5.5 Diskusjoner av reisevaner i Tanberghøgda

I modellen er det antatt at alle elbilene skal lades til 100%, men i praksis vil dette ikke være nødvendig. Flere bilførere vil nok akseptere at batteriet ikke lades helt fullt for å spare batteriet, og at deres daglige kjørelengde ikke nødvendigvis er avhengig av en full rekkevidde på elbilen. Et metoden kunne vært at alle bilene har krav på 80%, men at de resterende prosentene er avhengig av nettkapasitet. Dette vil føre til en reduksjon i utregnet energibehov til elbilflåten. I modellen er det også antatt at hele energibehovet fra kjøringen blir håndtert ved boligfeltet. Egentlig vil en del av elbilene også ha mulighet til å lade ved arbeidsplassen, og dette vil føre til at energibehovet til elbilflåten ved boligfeltet vil reduseres. En reduksjon i energibehovet til elbilene vil føre til en reduksjon i fleksibel effekt, hvert fall for de tidsintervallene som var begrenset av energibehovet til elbilflåten. Det vil ikke føre til en endring for de tidsintervallene som var begrenset av ladeeffekten til den parkerte elbilflåten ettersom antall kjørende elbiler ikke reduseres. En reduksjon i energibehovet vil derimot føre til en økning av V2G-fleksibiliteten for de tidsintervallene

som begrenses av mengden energi i elbilbatteriene og gjenstående idletid.

I modellen er det antatt at de kjørende elbilene kun har ett avreise- og ankomsttidspunkt. I praksis kommer en del av bilene til å utføre flere reiser til og fra boligfeltet i løpet av dagen, og parkeringen til den spesifikke elbilen vil deles i flere mindre parkeringstider. Dette reduserer både idletid og gjenstående idletid, og vil kunne føre til en reduksjon i både fleksibel effekt og V2G-fleksibilitet. De hjemnevende elbilene vil ha samme avreisetidspunkt i simuleringen og kvantifiseringen regner dermed med at de står parkert i 24 timer. En mer reell tilnærming ville vært at elbilene får tildelt nye avreisetidspunkt under simuleringen, men parkeringstiden for de hjemnevende elbilene vil fortsatt være såpass lang at resultatene ikke kommer til endres ved denne modifikasjonen.

Parameterne gjennomsnittlig daglig kjørelengde og antall biler per husholdning er antatt som konstant, og verdiene fra 2018/19 ble brukt. Her vil endringer også kunne forekomme, og som nevnt i metoden under seksjon 4.1.1 planlegger utbygger å tilrettelegge for at daglige behov kan nås uten bil. Dette kan føre til at kjørelengden reduseres, og at antall biler per husholdning reduseres.

Alle disse antagelsene og mulige utviklingene for elbilflåten vil for fleksibiliteten føre til sterkest utslag på de lengre tidsintervallene. De korte tidsintervallene, spesielt  $\Delta \leq 2$  min, antas å ikke ville oppleve særlig forskjell ettersom behovet for energi, idletid og gjenstående idletid er mindre.

## 5.6 Diskusjon av feilkilder i modellen

I denne underseksjonen skal antagelser og feilkilder viktige for modellen diskuteres. En av de viktigste feilkildene i modellen er antagelsen om at effektiviteten på ladingen og utladingen er konstant. Som lagt fram i teoridelen under seksjon 2.7.1 og 2.8.2 er det flere faktorer som spiller inn på effektiviteten til ladingen. En av de viktigste faktorene var *SOC*. Det er også antatt i modellen at elbilene alltid kan lade og utlade med full effekt, og ikke er avhengig av verken *SOC* eller andre ytre faktorer. I praksis vil dette føre til at ladingen og utladingen går saktere, og at elbilen trekker mer effekt og levere mindre effekt til kraftnettet. Dette vil redusere både mengden fleksibel effekt og V2G-fleksibilitet. Også denne faktoren vil aller mest påvirke resultatene for de lengre tidsintervallene. Slik som for antagelsen om reisevanene, antas det at disse faktorene også vil ha størst påvirkning

på resultatene for de lengre tidsintervallene.

Det eneste hensynet modellen tar til bilførernes behov er  $SOC = 100\%$  ved avreise. Modellen er ikke konstruert for å lade hensiktsmessig for bilføreren, og dersom en bilfører skulle brukt den planlagte avgangstiden er det ingen garanti for at bilen har ladet. Modellen behandler kun energiaspektene av elbilflåten og ikke mobilitetaspektene annet enn 100% kravet. Utladingen av elbilene tar heller ikke hensyn til bilførerens behov annet at den utlader elbilene med mest gjenstående idletid først.

## 5.7 Utnyttelse av algoritmene for fleksibilitet

Algoritmene for fleksibilitet legger frem krav som må oppfylles og er uavhengig av ladestrategi. Ved implementering av algoritmene må en ladestrategi benyttes. Som nevnt tidligere ble begge algoritmene i denne oppgaven gjennomført med ladestrategien smart lastbalansering for nettutnyttelse. Dersom en annen ladestrategi benyttes, f.eks. med kraftpriser og nettleie involvert, og ikke bare ser på belastningen av nettet vil algoritmene fortsatt kunne implementeres. Algoritmene er avhengig av følgende faktorer for å kunne benyttes:

- Spesifikasjoner og reisevaner for elbilene i flåten.
- Effektuttak over tid for systemet elbilflåten skal samarbeide med.
- Størrelse på hovedsikringen.

I denne oppgaven ble algoritmene kjørt for caseboligfeltet Tanberghøgda med estimerte inputverdier. Algoritmene kan implementeres på hvilken som helst elbilflåte så lenge inputverdiene er til stedet. Algoritmene er også lagt til rette for at ulike tidsintervaller ( $\Delta$ ) kan velges etter behov.

I appendikset under seksjon E ligger funksjoner og algoritmer brukt for simuleringen av elbilflåten i denne oppgaven.

---

## 6 Konklusjon og videre arbeid

### 6.1 Konklusjon

**H:** Denne oppgaven hadde som hovedmål å simulere Tanberghøgda sin fremtidige elbilflåte med ulike ladestrategier, og kvantifisere elbilflåtens fleksibilitet både ved enveislading og toveislading.

**U1:** Elbilflåten ble modellert ved bruk av stokastiske og deterministiske modellere av reisevaner til Hønefoss, en estimering av utviklingen av elbilandel ved Buskerud, data om de mest solgte elbilene totalt og de mest solgte i så langt i 2022 på det norske markedet. Det ble lagt fram tre caser av elbilflåten for å gjennomføre sensitivitetsanalysen. Case 1 representerte den lineær utvikling av elbilflåten, case 2 den moderate utviklingen og case 3 den eksponentielle utviklingen.

**U2:** Det ble konstruert en modell for å simulere håndteringen av en elbilflåte med to ladestrategier, statisk og dynamisk lastbalansering, som brukes på boligfelt i dag, og en framtidig ladestrategi, smart lastbalansering for nettutnyttelse. Den framtidige ladestrategien bygger på data tilgjengelig med kommunikasjonsstandard ISO 15118. Modellen simulerer elbilflåten over 24 timer, og resultatet fra simuleringen er boligfeltets totale forbruk og lademønsteret til elbilflåten. Smart og dynamisk lastbalansering kommuniserte begge med det øvrige forbruket i boligfeltet og førte til en god nettutnyttelse av boligfeltet. Ved gjennomføring av case 1 og 2 ble energibehovet til elbilflåten overholdt for alle strategiene, men den ledige kapasiteten på hovedsikringen til elbilflåten ble redusert fra case 1 til case 2. For case 3 var energibehovet til elbilflåten for høyt for den smarte lastbalanseringen, og en større hovedsikring for at elbilflåten skal kunne bidra med å oppnå målet om en høy nettutnyttelse.

**U3:** To algoritmer ble brukt for å kvantifisere fleksibiliteten til elbilflåten for enveislading og for toveislading. Algoritmene består av krav som ladeøkte må oppfylle for å kunne være fleksibel. Begge algoritmene ble implementert på elbilflåten med ladestrategien smart lastbalansering for nettutnyttelse, og case 3 har dermed ingen fleksibilitet. Resultatet av algoritmene gjorde det mulig for hvert tidspunkt over 24 timer å fastslå mulighetene elbilflåten har til å være fleksibel og for hvor lenge, uten å overskrive kravene satt av

infrastrukturen til boligfeltet. Kvantifiseringen ble utregnet for tidsintervaller mellom 2 minutter og 7 timer. For toveislading var det mest fleksibilitet tilgjengelig midt på dagen, avhengig av hvor mange biler som er parkert, og det vil være minst fleksibilitet på natten. For enveislaing var det mest fleksibilitet på ettermiddagen når bilene ankommer boligfeltet etter arbeidsdagen, og det vil være minst fleksibilitet midt på dagen. Dette var felles for begge casene og alle tidsintervallene. Både case 1 og case 2 har begge et stort potensial for fleksibilitet, men den praktiske fleksibiliteten vil redusert mellom casene. Reduksjonen vil være mest markant for de lengre tidsintervallene, og grunnen er reduksjonen i ledig kapasitet på hovedsikringen.

Denne oppgaven har simulert nettutnyttelsen som kan oppnås med dagens ladestrategier og med en ladestrategi som bygger på en utvidet kommunikasjon mellom ladepunktet og elbilen. Smart lastbalanseringen for nettutnyttelse vil tillate Tanberghøgda å oppnå målet om en høy nettutnyttelse og lavt effektforbruk, og er antatt å bli gjennomførbar rundt 2025. Oppgaven viser også hvordan fleksibiliteten for enveis og toveislading til en elbilflåte kan kvantifiseres. Boligfeltet Tanberghøgda har et høyt potensial for fleksibilitet, men en større hovedsikring vil være nødvendig for at alle casene skal kunne utnytte denne fleksibiliteten.

## 6.2 Videre arbeid

Videre arbeid ville vært brukt resultatet fra fleksibilitetsalgoritmene til å analysere mulig oppkobling på et reserve- eller fleksibilitetsmarked. Algoritmen kan kjøres på tidsintervaller som er relevante for de ulike markedene. En analyse av kostnaden på ladeinfrastrukturen og inntjeningspotensialet vil også vært relevant arbeid.

Modellen og algoritmene er laget for å undersøke elbilflåten til et boligfelt, men de er også anvendbar på andre elbilflåter. Eneste kravet for bruk er at inputverdiene må være kjent. Videre arbeid kunne vært å anvende ladestrategiene og algoritmene på andre elbilflåter, dette kan f.eks. være elbilflåter til undervisningsbygg, flyplasser eller togstasjoner.

Kvantifiseringen av fleksibilitet bygger på ladestrategien smart lastbalansering for nettutnyttelse, og resultatene avhenger hvilken ladestrategi som benyttes. Videre arbeid ville vært å konstruere andre typer ladestrategier, som f.eks. avhenger av strømpris og effekttariffer, og implementere fleksibilitetsalgoritmene på disse.

## Referanser

- [1] Miljødirektoratet, “Miljømål 5.2,” 2022. [Online]. Available: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/miljomal/klima/miljomal-5.2/>
- [2] European Commission, “2030 Climate Target Plan.” [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/2030-climate-target-plan\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/2030-climate-target-plan_en)
- [3] “Fit for 55: Parliament agrees to higher EU carbon sink ambitions by 2030 | News | European Parliament.” [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220603IPR32133/fit-for-55-parliament-agrees-to-higher-eu-carbon-sink-ambitions-by-2030>
- [4] I. E. Haukeli, I. Ueland, H. Birkelund, F. Arnesen, J. Hole, D. Spilde, S. Jelsness, F. H. Aulie, and S. Oldani, “LANGSIKTIG KRAFTMARKEDSANALYSE 2021 – 2040,” vol. 29. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2021.
- [5] Energi Norge and DNV GL Energy, “Strømnettet i et fullelektrisk Norge,” Tech. Rep., 2019. [Online]. Available: [www.dnvgl.com](http://www.dnvgl.com)
- [6] A. Heinrich and M. Schwaiger, “ISO 15118 – charging communication between plug-in electric vehicles and charging infrastructure,” *Springer Fachmedien Wiesbaden*, pp. 213–227, 2017. [Online]. Available: [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-658-15443-1\\_17](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-658-15443-1_17)
- [7] C. Davelder, N. Sadeghianpourhamami, M. Strobbe, and N. Refa, “Quantifying flexibility in EV charging as DR potential: Analysis of two real-world data sets,” *2016 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2016*, pp. 600–605, 12 2016.
- [8] COWI, “ENERGI-OG KLIMAKONSEPT FOR TANBERGHØGDA,” Tech. Rep., 2022.
- [9] Å, Breie, “Sjølvsforbruk av solenergi med bruk av batteri: Degradering, lønnsomhet og fleksibilitet. Med utgangspunkt i Tanberghøgda bustadsfelt. [MSc thesis],” *NMBU*, 2022.
- [10] F. Skarstein, “Personlig kommunikasjon med utbygger av Tanberghøgda,” 2022.
- [11] Olje- og energidepartementet, “Strømnettet - Energifakta Norge.” [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- [12] —, “Forsyningssikkerhet - Energifakta Norge.” [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>
- [13] H. Hordne, A. Roos, I. H. Magnussen, M. Buvik, and B. Langseth, “Norge har et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i sektorene bygg, transport og industri,” *NVE FAKTA*, no. Nr.7, 2020. [Online]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/forbrukerfleksibilitet/>
- [14] International Energy Agency (IEA), “Status of Power System Transformation Advanced Power Plant Flexibility,” 2018. [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- [15] —, “China Power System Transformation Assessing the benefit of optimised operations and advanced flexibility options,” 2019.



- [16] “Reservemarkeder | Statnett.” [Online]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/>
- [17] International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2018,” pp. 302–304. [Online]. Available: [www.iea.org/weo](http://www.iea.org/weo)
- [18] Reguleringsmyndigheten for energi i NVE, “Solcellers påvirkning på strømmettet - NVE.” [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/solcellers-pavirkning-pa-stromnettet/>
- [19] Olje- og energidepartementet, “Kraftproduksjon - Energifakta Norge.” [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- [20] Statnett, “Verdien av regulerbar vannkraft,” Tech. Rep., 2021.
- [21] NVE, “Store investeringer i strømmettet - NVE,” 6 2021. [Online]. Available: [https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/forbrukerfleksibilitet/store-investeringer-i-stromnettet/#\\_ftn1](https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/forbrukerfleksibilitet/store-investeringer-i-stromnettet/#_ftn1)
- [22] Statnett, “Ny rekord i strømforbruket i dag | Statnett,” 2021. [Online]. Available: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/ny-rekord-i-stromforbruket-i-dag/>
- [23] NVE, “Status og prognoser for kraftsystemet 2018,” Tech. Rep. [Online]. Available: [www.nve.no](http://www.nve.no)
- [24] Miljødirektoratet, “Klimagassutslipp fra veitrafikk.” [Online]. Available: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-veitrafikk/>
- [25] Statistisk Sentralbyrå, “Bilparken,” 2022. [Online]. Available: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken>
- [26] Norsk elbilforening, “Statistikk elbil,” 2022. [Online]. Available: <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/>
- [27] Regjeringen.no, “Norge er elektrisk,” 2021. [Online]. Available: [https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/veg\\_og\\_vegtrafikk/faktaartikler-vei-og-ts/norge-er-elektrisk/id2677481/](https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/veg_og_vegtrafikk/faktaartikler-vei-og-ts/norge-er-elektrisk/id2677481/)
- [28] “Hydrogenbilstatistikk - oversikt over antall - Hydrogenbil.net.” [Online]. Available: <https://www.hydrogenbil.net/hydrogenbilstatistikk/>
- [29] L. Henden, T. Ericson, A. Fidje, and J. E. Fonnelop, “Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet,” NVE, Tech. Rep., 2017. [Online]. Available: [www.nve.no](http://www.nve.no)
- [30] “Nissan Leaf (2018-2022) price and specifications - EV Database.” [Online]. Available: <https://ev-database.org/car/1106/Nissan-Leaf>
- [31] “EV charging: the difference between AC and DC.” [Online]. Available: <https://blog.evbox.com/difference-between-ac-and-dc>
- [32] “Ladetyper og ladetid | Hurtiglading av elbil | Ladestasjoner.no.” [Online]. Available: <https://www.ladestasjoner.no/hurtiglading/Ladetyper-og-ladetid/>

- [33] Virta, “EV charging plug standards.” [Online]. Available: <https://www.virta.global/blog/ev-charging-plug-standards>
- [34] “Electric vehicle charger Quasar 2 bi-directional Wallbox.” [Online]. Available: [https://wallbox.com/en\\_us/quasar2-dc-charger](https://wallbox.com/en_us/quasar2-dc-charger)
- [35] J. Sears, D. Roberts, and K. Glitman, “A comparison of electric vehicle Level 1 and Level 2 charging efficiency,” *2014 IEEE Conference on Technologies for Sustainability, SusTech 2014*, pp. 255–258, 2 2014.
- [36] H. Horne, M. Buvik, and J. Hole, “Smarte ladesystemer og Vehicle-to-Grid,” *NVE Fakta*, vol. nr.9, 2019.
- [37] “E.ON - Strømforbruk for elbil gjort lettere med dynamisk lastbalansering.” [Online]. Available: <https://eondrive.no/2022/02/stromforbruk-for-elbil-gjort-lettere-med-dynamisk-lastbalansering/>
- [38] “Hva er dynamisk lastbalansering? | Mer.” [Online]. Available: <https://no.mer.eco/nyheter/smartladere-borettslag-sameie/hva-er-dynamisk-lastbalansering/>
- [39] “Lade elbil og hybrid i borettslag og sameie - Elbilgrossisten – Elbilgrossisten - Norway.” [Online]. Available: <https://www.elbilgrossisten.no/pages/lading-i-borettslag-sameie>
- [40] F. Hegland, “Personlig kommunikasjon med Zaptec - Sales Operations Manager Europe,” 2022.
- [41] R. v. d. Rots, “Personlig kommunikasjon med Wallbox - Chief Technology Officer,” 2022.
- [42] J.-E. Roll and J. S. Andreassen, “Personlig kommunikasjon med Ohmia Charging - Regionsdirektør og Solution Manager,” 2022.
- [43] “Planlegger toveislading med CCS først i 2025 - Tu.no.” [Online]. Available: <https://www.tu.no/artikler/planlegger-toveislading-med-ccs-forst-i-2025/456611>
- [44] E. Apostolaki-Iosifidou, P. Codani, and W. Kempton, “Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging,” *Energy*, vol. 127, pp. 730–742, 5 2017.
- [45] E. D. Kostopoulos, G. C. Spyropoulos, and J. K. Kaldellis, “Real-world study for the optimal charging of electric vehicles,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 418–426, 2020.
- [46] M. Mültin, “What is ISO 15118? | Switch,” 2021. [Online]. Available: <https://www.switch-ev.com/knowledgebase/what-is-iso-15118>
- [47] —, “The new features and timeline for ISO 15118-20 | Switch,” 2021. [Online]. Available: <https://www.switch-ev.com/news-and-events/new-features-and-timeline-for-iso15118-20>
- [48] “ISO 15118-20:2022 - Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 20: 2nd generation network layer and application layer requirements.” [Online]. Available: <https://www.iso.org/standard/77845.html>
- [49] “ISO 15118 – ZAPTEC NO.” [Online]. Available: <https://zendesk.zaptec.com/hc/nb/articles/360008819417-ISO-15118>

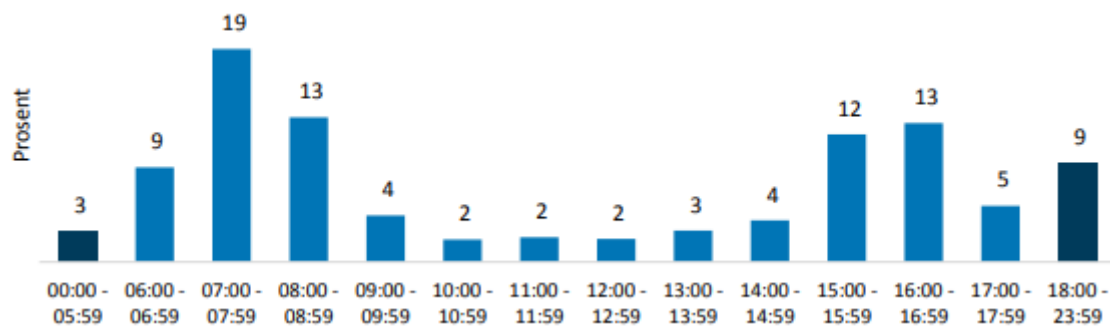
- [50] UIO, “Modeller - Institutt for biovitenskap,” 2019. [Online]. Available: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/leksikon/m/modeller.html>
- [51] H. Aarnes, “Statistiske sannsynlighetsfordelinger,” 2014.
- [52] UIO, “Normalfordeling - Institutt for biovitenskap,” 2020. [Online]. Available: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/matematikk/normalfordeling.html>
- [53] —, “Gammafordelingen - Institutt for biovitenskap,” 2020. [Online]. Available: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/matematikk/gammafordelingen.html>
- [54] —, “Weibullfordelingen - Institutt for biovitenskap,” 2019. [Online]. Available: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/matematikk/weibullfordelingen.html>
- [55] “Three-Parameter Weibull Distribution - MATLAB & Simulink.” [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/stats/three-parameter-weibull-distribution.html>
- [56] Bjarkan, “File:Norway counties blank.svg.” [Online]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Norway\\_counties\\_blank.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Norway_counties_blank.svg)
- [57] M. Haugsbø, I. Ellis, and M. Johansson, “Reisevaner i Ringeriksregionen 2013/14,” Urbanet Analyse, Tech. Rep., 2015.
- [58] K. Hofstad, “voltampere - Store norske leksikon.” [Online]. Available: <https://snl.no/voltampere>
- [59] I. Ellis, M. Haugsbø, M. Johansson, G. Berglund, and T. Haug, “Reisevaner i Osloområdet. En analyse av den nasjonale reisevaneundersøkelsen 2013/14,” PROSAM, Tech. Rep., 2015.
- [60] I. Ellis, A. Strætkvern, G. Berglund, and K. Kjørstad, “Reisevaner i Oslo og Viken. En analyse av nasjonal reisevaneundersøkelse 2018/19,” PROSAM, Tech. Rep., 2021.
- [61] P. Plötz, N. Jakobsson, F. Sprei, and S. Karlsson, “On the distribution of individual daily vehicle driving distances,” *European Electric Vehicle Congress Brussels, Belgium, 3 rd – 5 th December 2014*.
- [62] Z. Lin, J. Dong, C. Liu, and D. Greene, “Estimation of energy use by plug-in hybrid electric vehicles: Validating Gamma Distribution for Representing Random Daily Driving Distance,” *Transportation Research Record*, no. 2287, pp. 37–43, 2012.
- [63] B. Hashemi, M. Shahabi, and P. Teimourzadeh-Baboli, “Stochastic-Based Optimal Charging Strategy for Plug-In Electric Vehicles Aggregator under Incentive and Regulatory Policies of DSO,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 68, no. 4, pp. 3234–3245, 4 2019.
- [64] Norske elbilforeningen, “Antallet elbiler og elbilandel per fylke,” 2022. [Online]. Available: <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/elbilbestand/>
- [65] “Registreringer av nye elbiler i Norge.” [Online]. Available: <https://elbilstatistikk.no/>
- [66] Ringerikes Blad, “Nyheter, elbil | I dag etableres Buskerud elbilforening,” 2018.

- [Online]. Available: <https://www.ringblad.no/nyheter/elbil/buskerud-elbilforening/i-dag-etableres-buskerud-elbilforening/s/5-45-647550>
- [67] E. Gryparis, P. Papadopoulos, H. C. Leligou, and C. S. Psomopoulos, “Electricity demand and carbon emission in power generation under high penetration of electric vehicles. A European Union perspective,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 475–486, 11 2020.
- [68] M. Akil, E. Dokur, and R. Bayindir, “Energy Management for EV Charging Based on Solar Energy in an Industrial Microgrid,” *9th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2020*, pp. 489–493, 9 2020.
- [69] D. de Simone and L. Piegari, “Integration of Stationary Batteries for Fast Charge EV Charging Stations,” *Energies 2019, Vol. 12, Page 4638*, vol. 12, no. 24, p. 4638, 12 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/24/4638/htmhttps://www.mdpi.com/1996-1073/12/24/4638>
- [70] “Compare electric vehicles - EV Database.” [Online]. Available: <https://ev-database.org/>
- [71] N. Ruud, “Personlig kommunikasjon med Rådgiver innen fornybar energi og elektrifisering i COWI,” 2022.

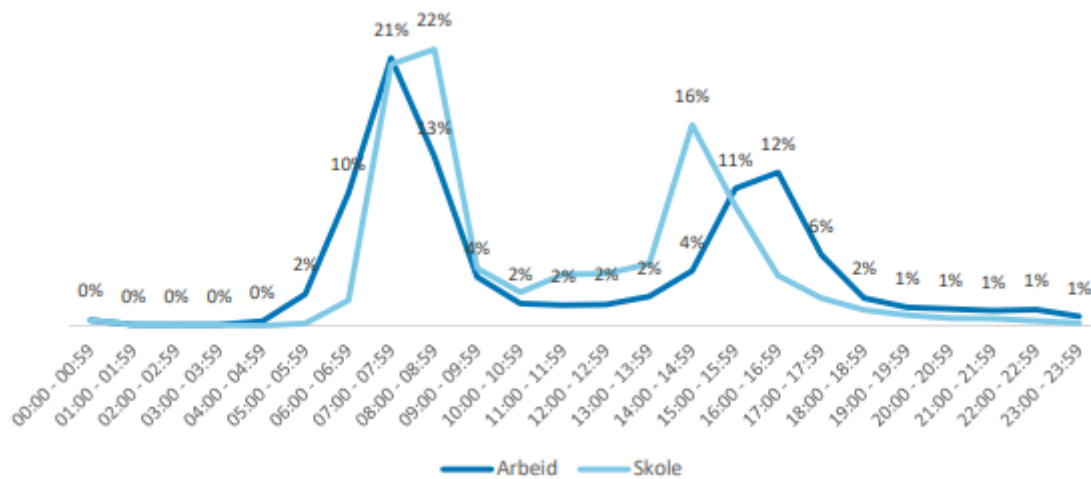
# Appendiks

## A Reisevaner

### A.1 Fordeling av arbeidsreiser



Figur A.1: Fordelingen av arbeidsreiser over døgnet for Osloområdet 2013/14 [59]

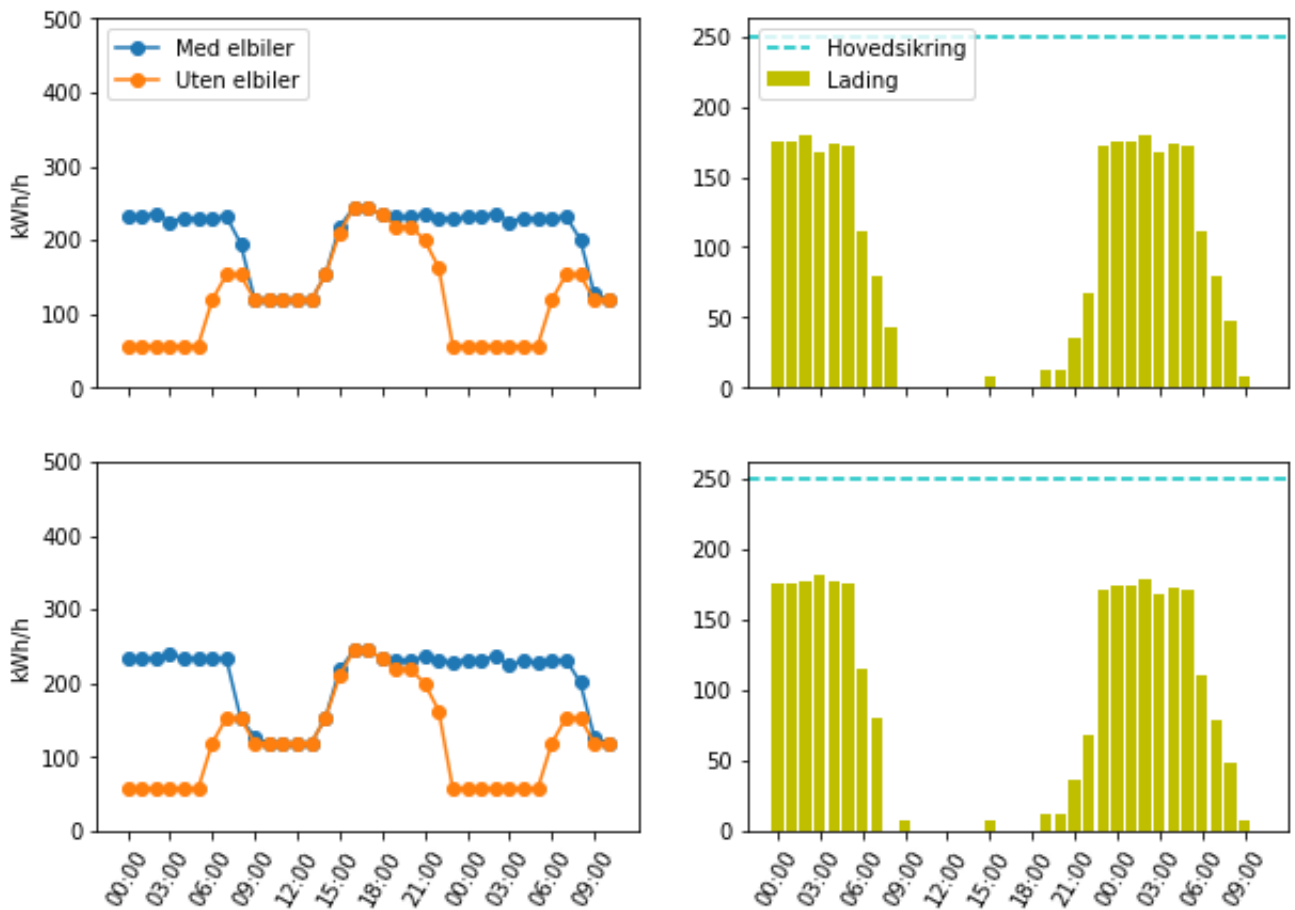


Figur A.2: Fordelingen av arbeidsreiser over døgnet for Oslo og Viken 2018/19 [60]

## B Resultater fra case 1

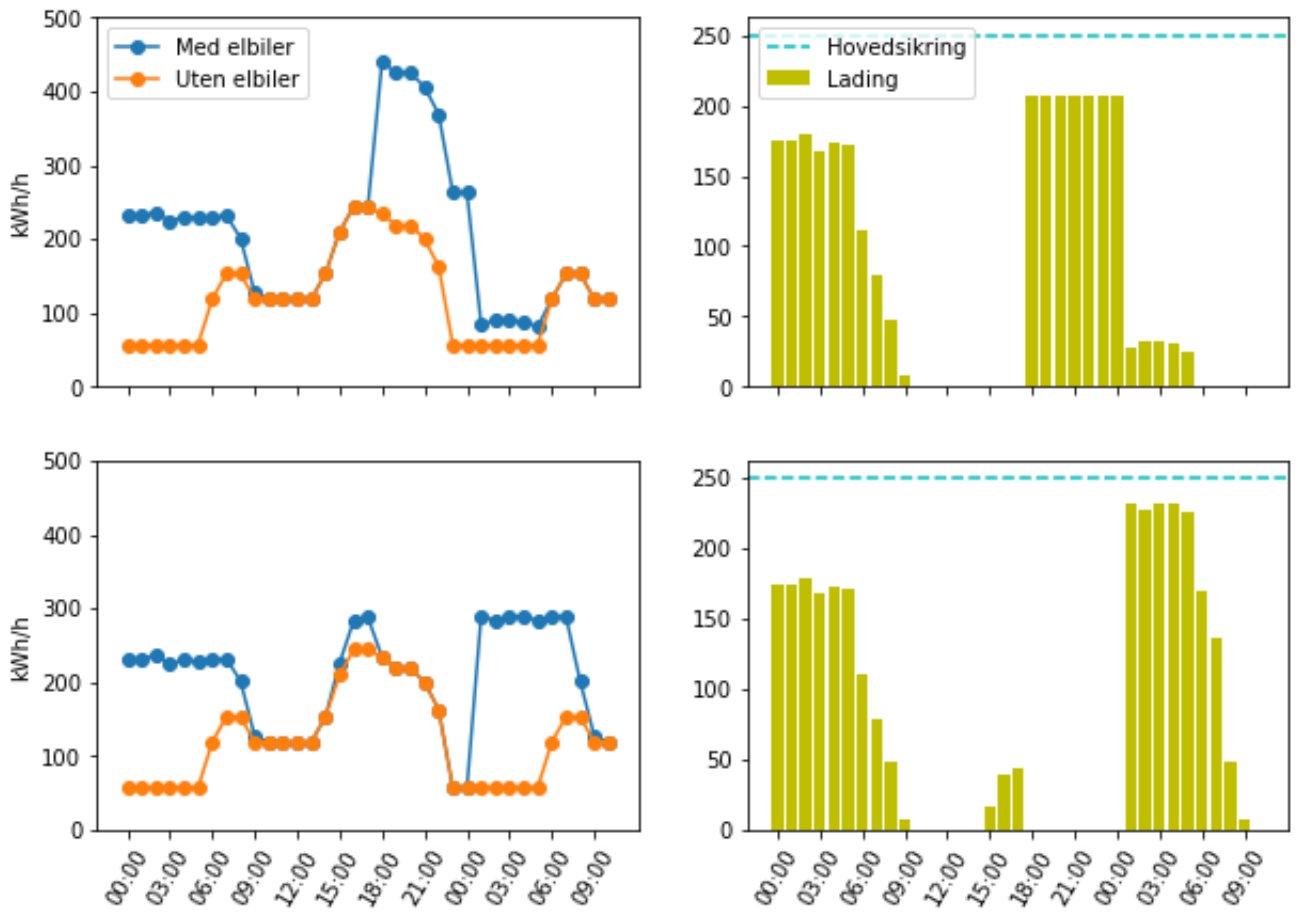
### B.1 Fleksibel effekt

Utnyttelse av  $P_{fleks}(08:00, 1 \text{ time}) = 43 \text{ kW}$



**Figur B.1:** Case 1: Utnyttelse av den fleksible effekten  $P_{fleks}(08:00, 1 \text{ time})$ . Første raden viser utnyttelsen med full lading, og den andre raden viser med full stans.

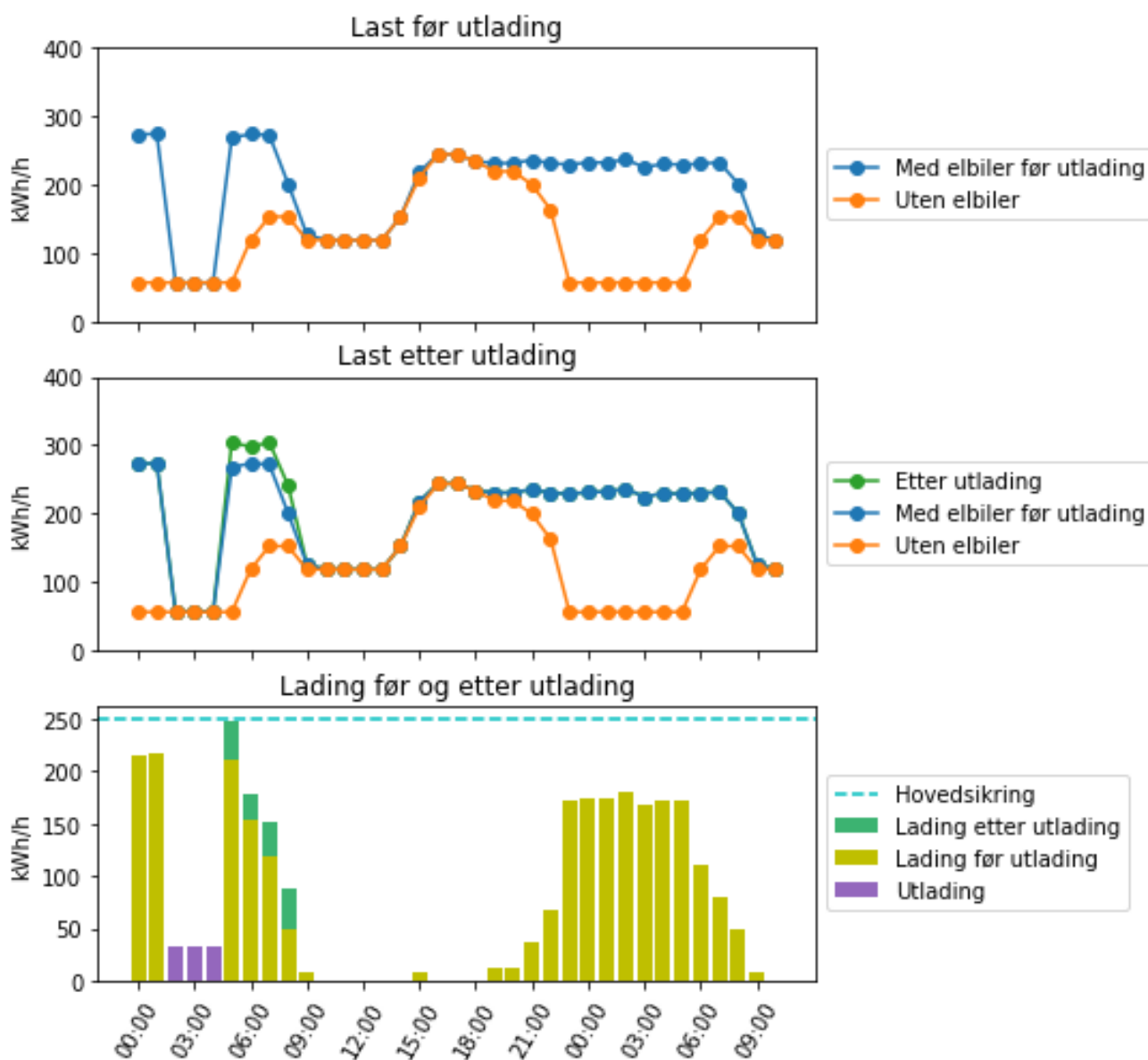
Utnyttelse av  $P_{\text{fleks}}(18:00, 7 \text{ timer}) = 206 \text{ kW}$



**Figur B.2:** Case 1: Utnyttelse av den fleksible effekten  $P_{\text{fleks}}(18:00, 7 \text{ timer})$ . Første raden viser utnyttelsen med full lading, og den andre raden viser med full stans.

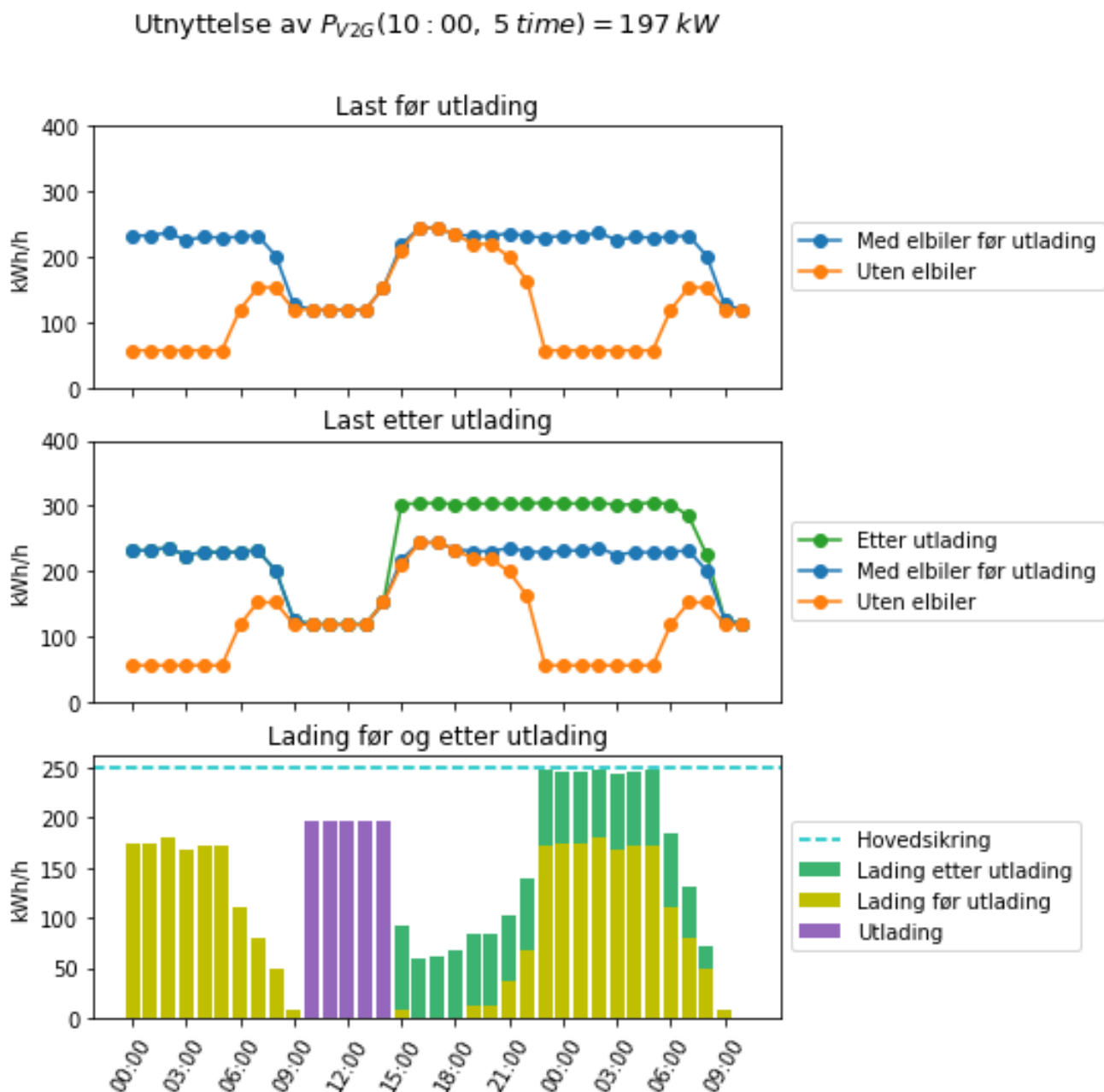
## B.2 V2G-fleksibilitet

Utnyttelse av  $P_{V2G}(08 : 00, 3 \text{ timer}) = 33 \text{ kW}$



**Figur B.3:** Case 1: Utnyttelse av den V2G-fleksibiliteten  $P_{V2G}(08 : 00, 3 \text{ timer})$ . Første raden viser utnyttelsen med full lading, og den andre raden viser med full stans.

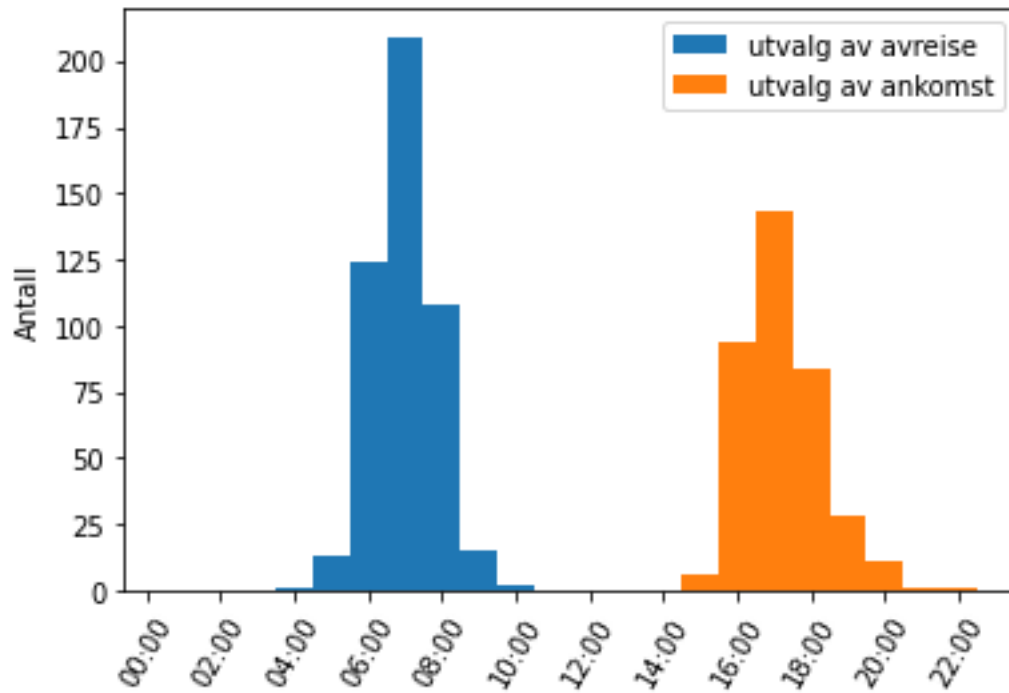




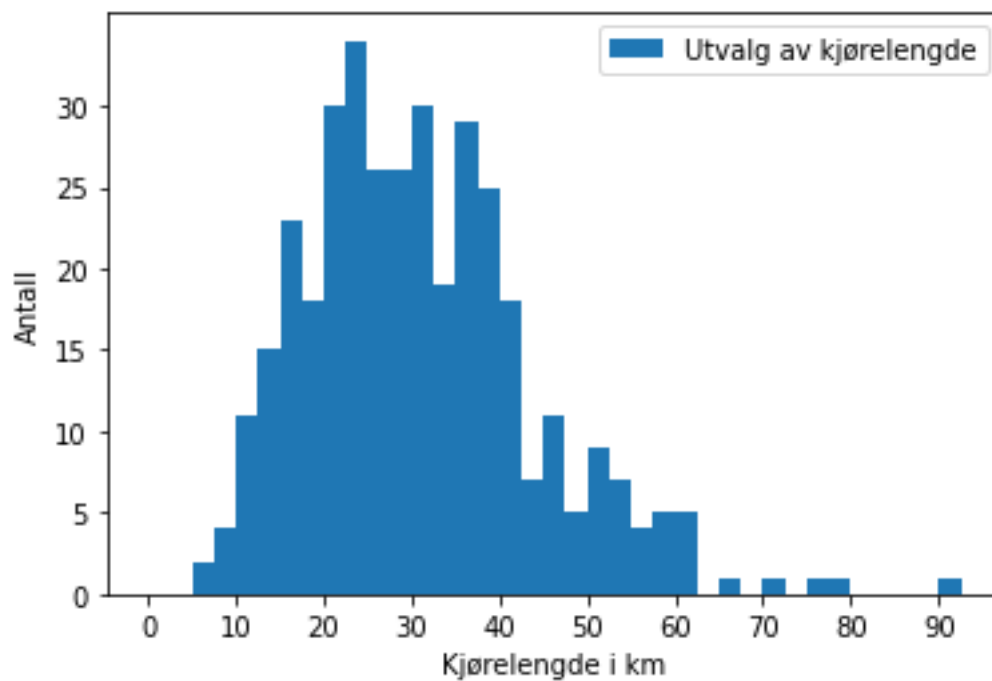
**Figur B.4:** Case 1: Utnyttelse av den V2G-fleksibiliteten  $P_{V2G}(10 : 00, 5 \text{ timer})$ . Første raden viser utnyttelsen med full lading, og den andre raden viser med full stans.

## C Resultater fra case 2

### C.1 Reisevaner



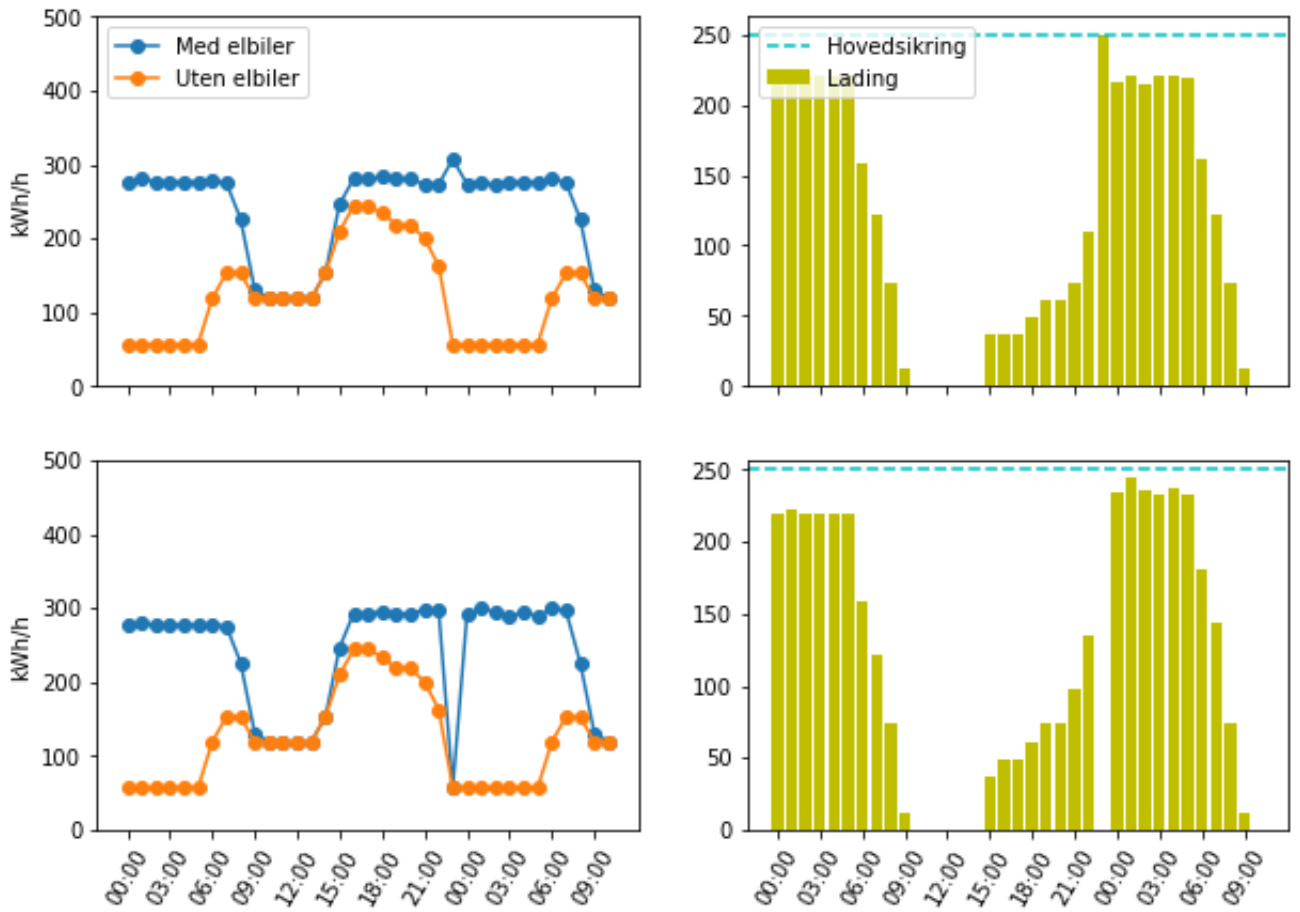
Figur C.1: Case 2: Utvalg av reisetidspunkt.



Figur C.2: Case 2: Utvalg av kjørelengder.

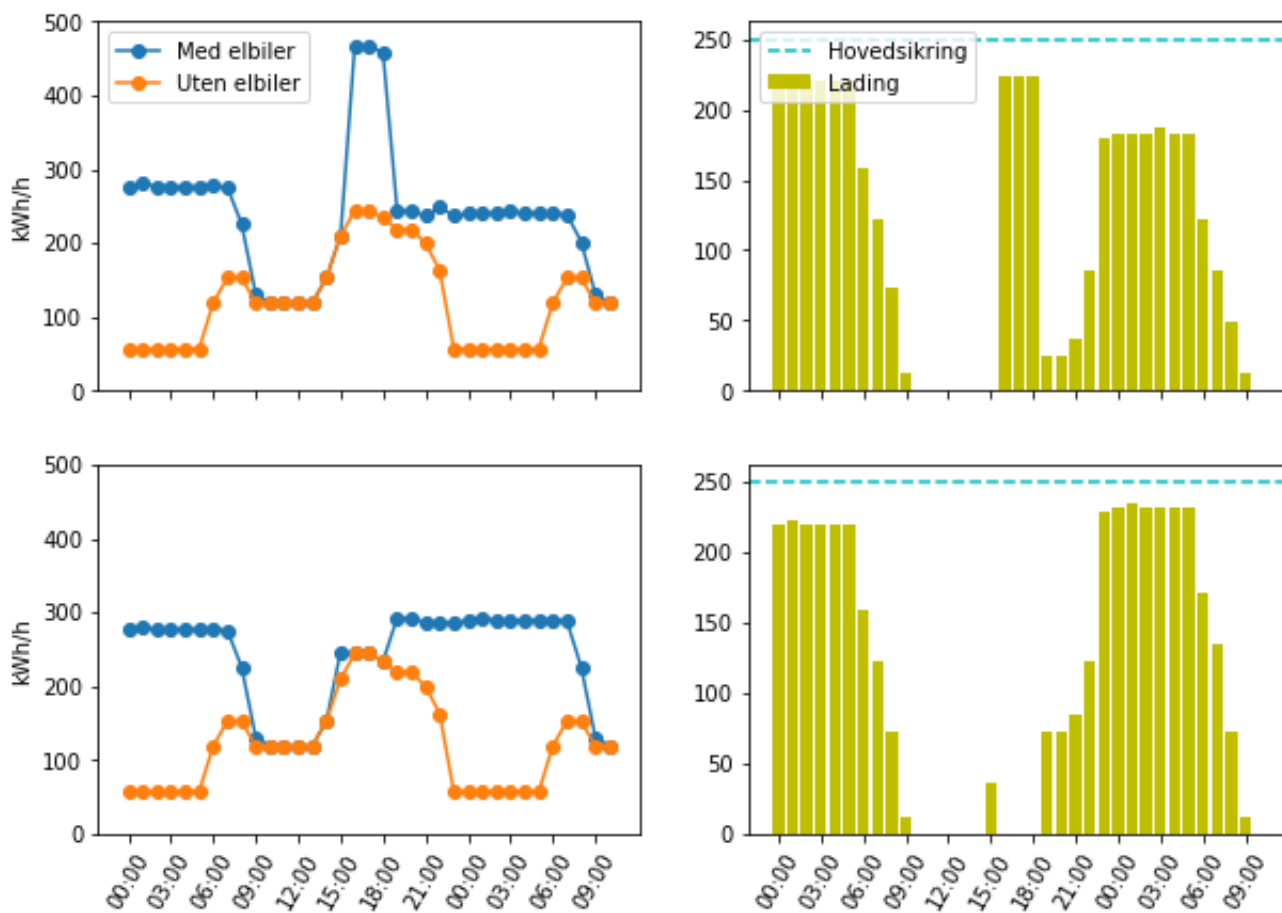
## C.2 Fleksibel effekt

Utnyttelse av  $P_{fleks}(23:00, 1 \text{ time}) = 250 \text{ kW}$

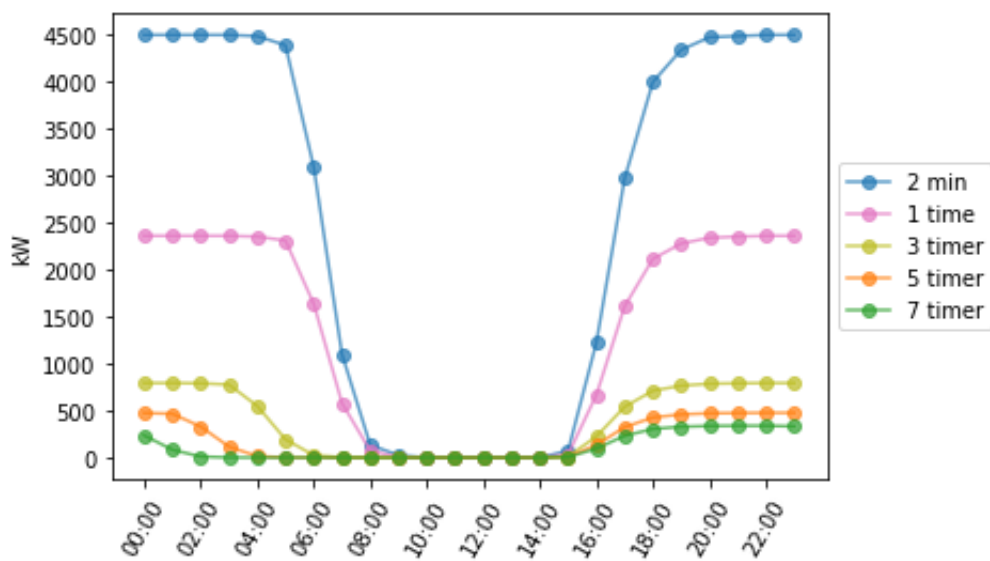


**Figur C.3:** Case 2: Utnyttelse av den fleksible effekten  $P_{fleks}(23:00, 1 \text{ time})$ . Første raden viser utnyttelsen med full lading, og den andre raden viser med full stans.

Utnyttelse av  $P_{\text{fleks}}(16:00, 3 \text{ timer}) = 250 \text{ kW}$



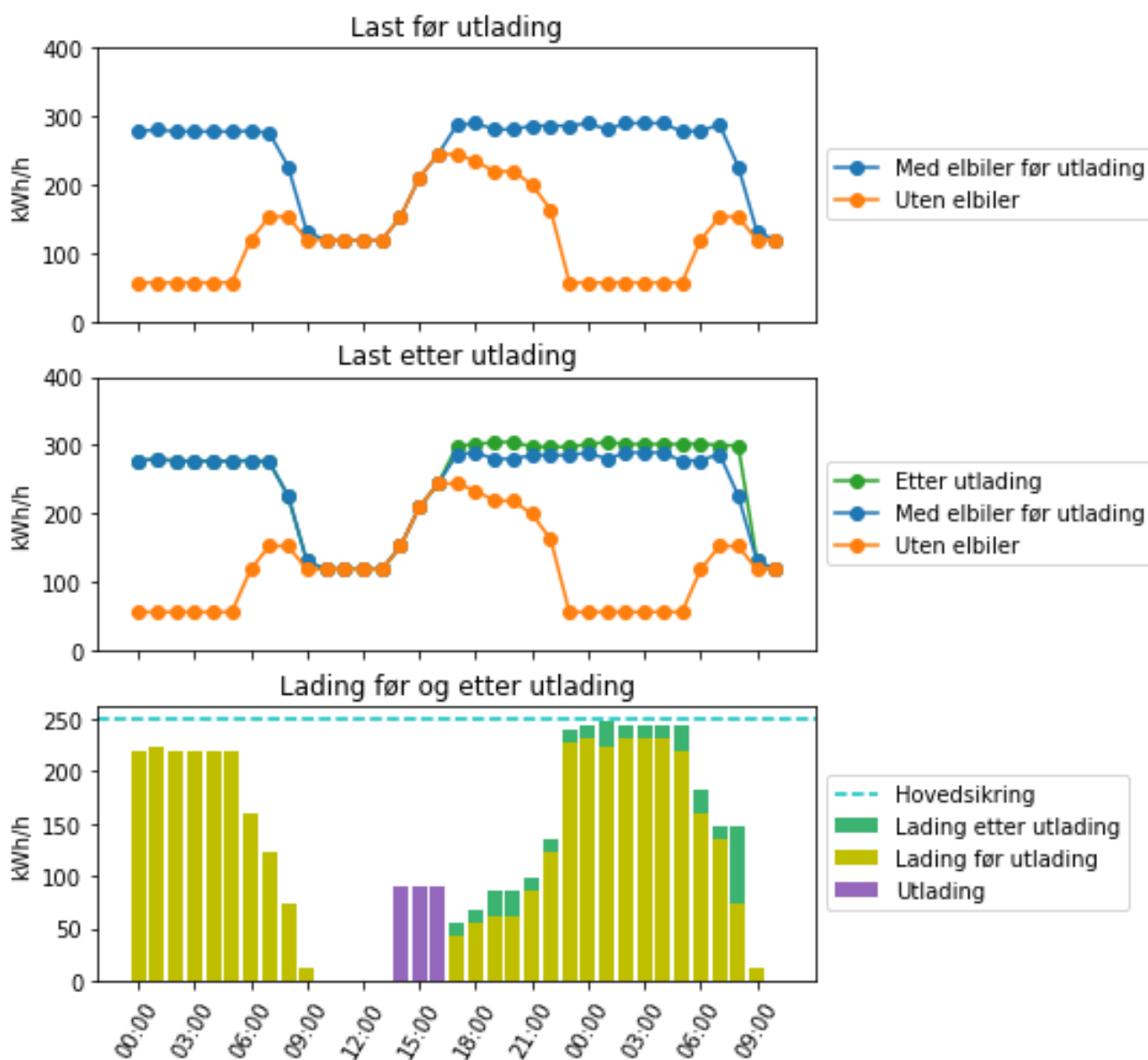
**Figur C.4:** Case 2: Utnyttelse av den fleksible effekten  $P_{\text{fleks}}(16:00, 3 \text{ timer})$ . Første raden viser utnyttelsen med full lading, og den andre raden viser med full stans.



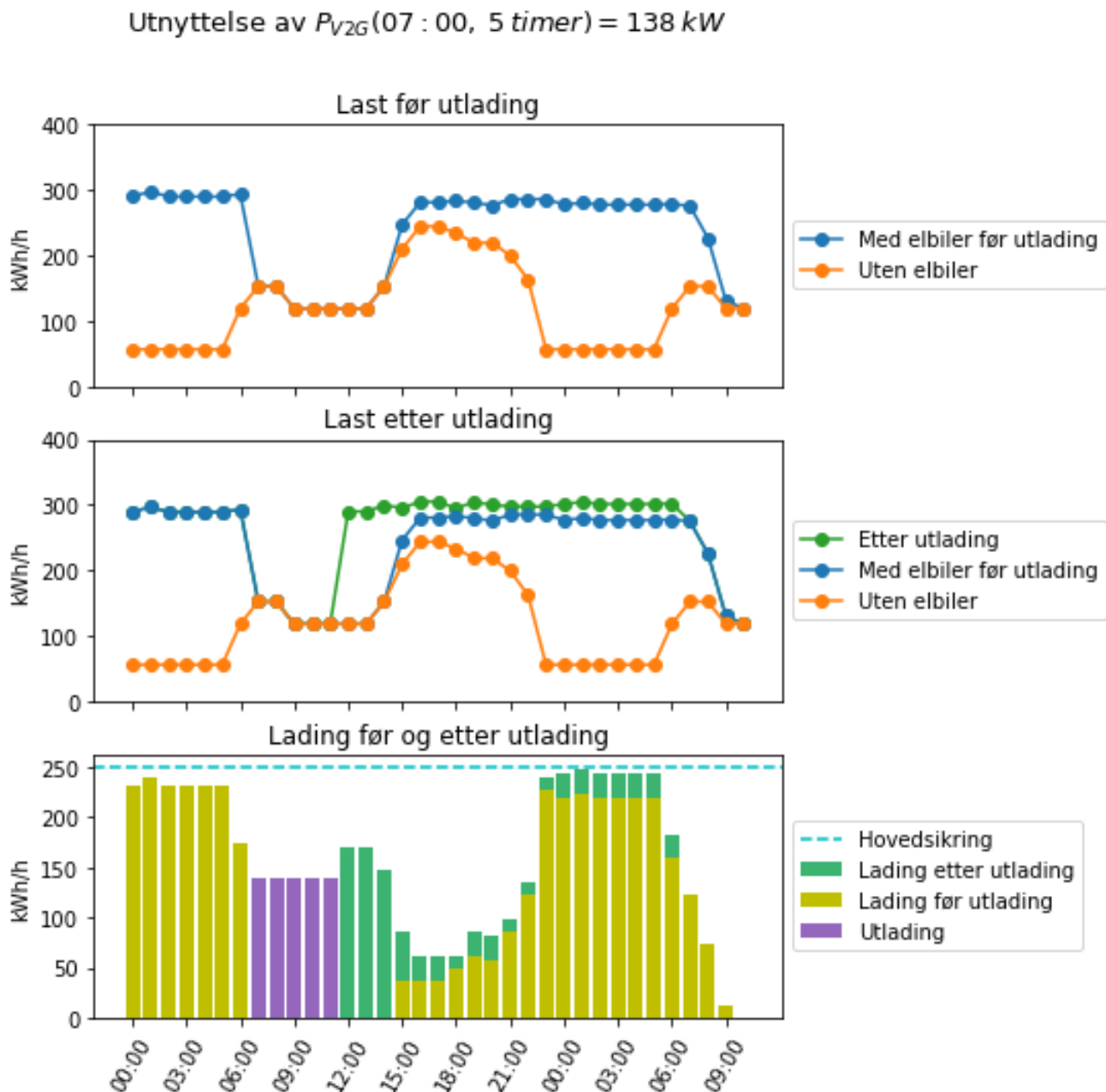
Figur C.5: Case 2: Potensialet til fleksibel effekt ved fjerning av hovedsikringen.

## C.3 V2G-fleksibilitet

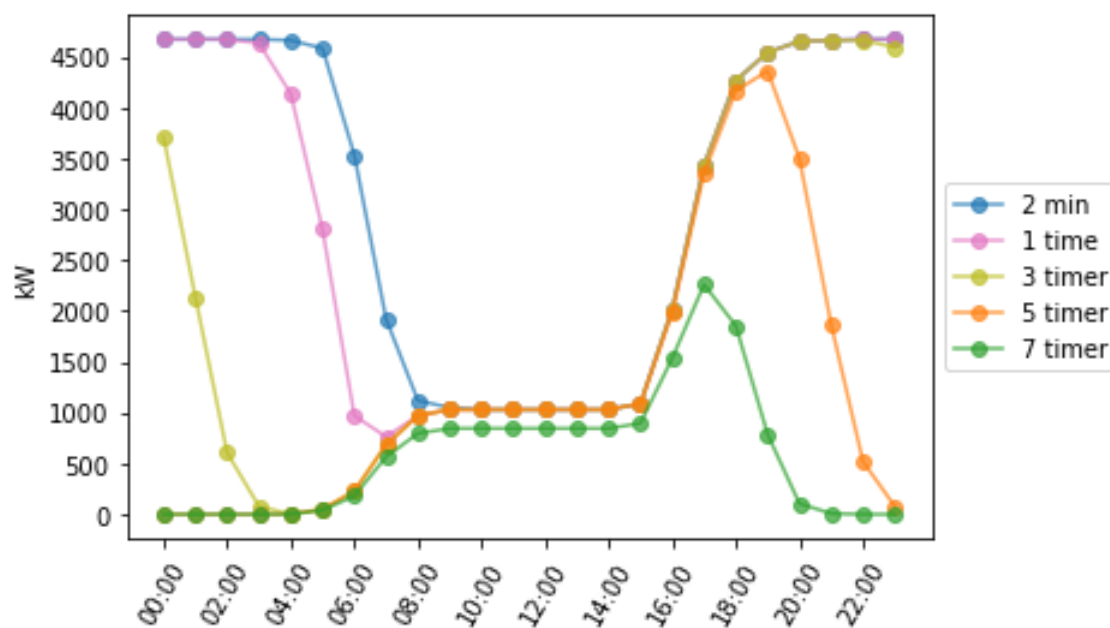
Utnyttelse av  $P_{V2G}(14 : 00, 3 \text{ timer}) = 89 \text{ kW}$



**Figur C.6:** Case 2: Utnyttelse av den V2G-fleksibiliteten  $P_{V2G}(14 : 00, 3 \text{ timer})$ . Første raden viser utnyttelsen med full lading, og den andre raden viser med full stans.



**Figur C.7:** Case 2: Utnyttelse av den V2G-fleksibiliteten  $P_{V2G}(07 : 00, 5 \text{ timer})$ . Første raden viser utnyttelsen med full lading, og den andre raden viser med full stans.

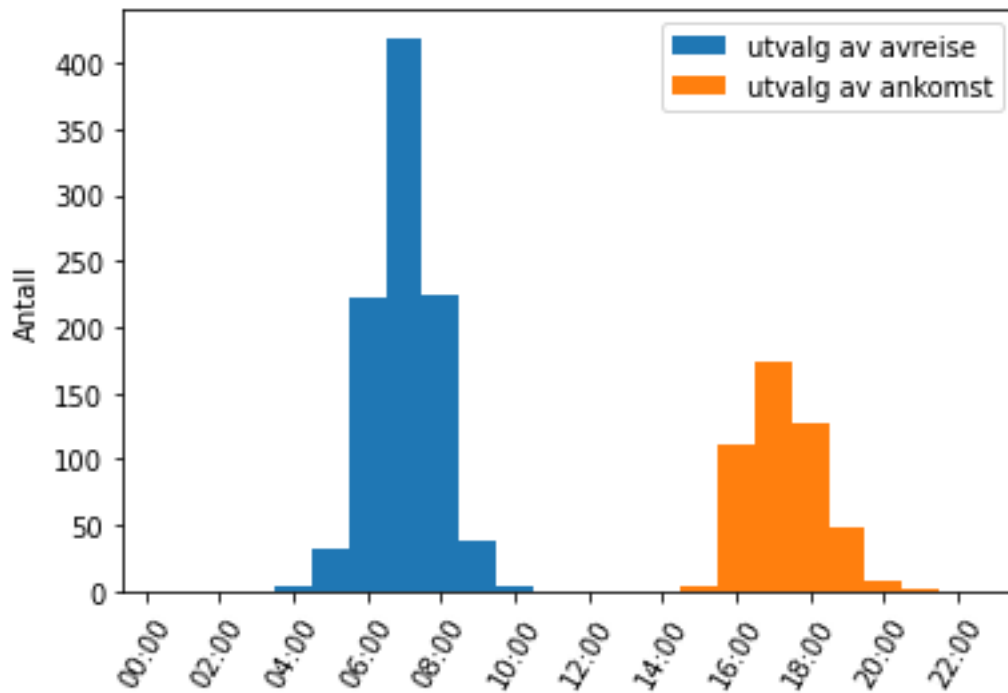


**Figur C.8:** Case 2: Potensialet til elbilflåtens V2G-fleksibilitet ved fjerning av hovedsikringen.

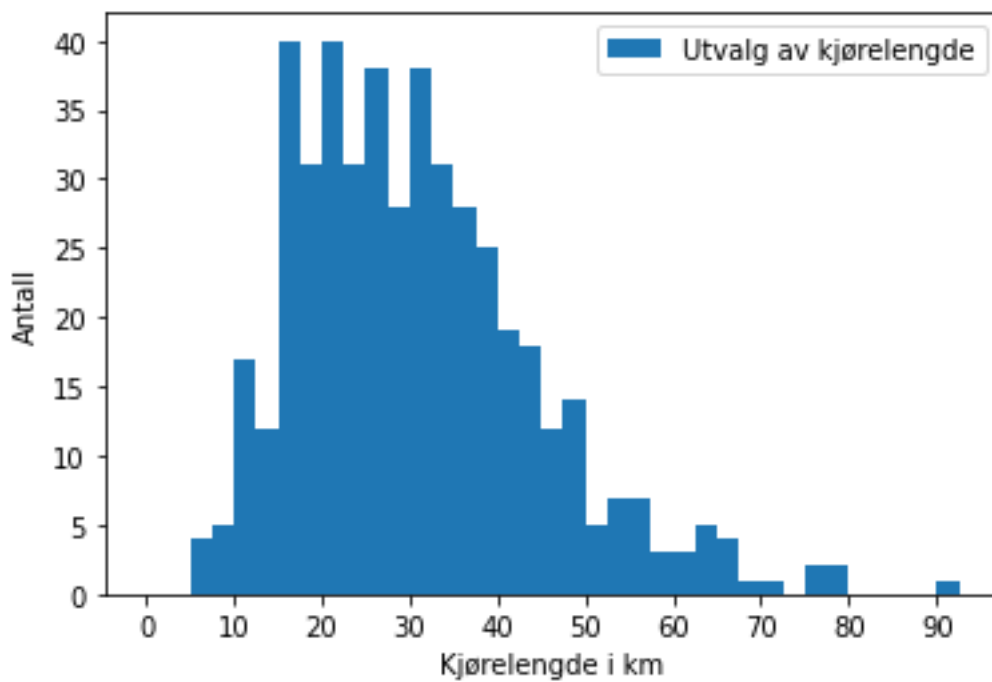


## D Resultater for case 3

### D.1 Reisevaner



Figur D.1: Case 3: Utvalg av reisetidspunkt.



Figur D.2: Case 3: Utvalg av kjørelengder.

## E Kode

Resten av appendikset vil være inneholde funksjonene brukt til simuleringene og utregningene i oppgaven. Det er totalt 8 funksjoner og dette er en enkel innholdsfortegnelse:

- S.118 Funksjonen *Kjøring*
- S.118 Funksjonen *Lading*
- S.119 Funksjonen *Statisk lastbalansering*
- S.120 Funksjonen *Dynamisk lastbalansering*
- S.121 Funksjonen *Smart lastbalansering for nettutnyttelse*
- S.122 Funksjonen *Ladebehov*
- S.123 - 125 Funksjonen *Fleksibel effekt*
- S.126 - 130 Funksjonen *V2G-fleksibilitet*

```

1 def kjøring(self):
2     """
3     Funksjonen kjøring som endrer attributtene til elbilen etter kjøring.
4
5     """
6     E_tapt = (self.energiforbruk/1000) * self.kjørelengde
7     self.stored = self.stored - E_tapt
8     self.soc = self.soc - E_tapt/self.kap
9
10
11
12
13 def lading(self, tildelt_ladehastighet = None, tidssteg = 60):
14     """
15     Funksjonen lagring som endrer attributtene ved lading.
16
17     :param tildelt_ladehastighet: Hastigheten elbilen kan bli tildelt,
18                                     f.eks. ved lite kapasitet på hovedsikringen
19     :param tidssteg: Tidsstegen for simuleringen og må gis i minutt.
20     """
21     E_tapt = self.kap - self.soc * self.kap
22
23     if tildelt_ladehastighet == None:
24         ladehastighet = self.ladehastighet
25     else:
26         ladehastighet = tildelt_ladehastighet
27
28     if E_tapt > (ladehastighet*(tidssteg/60)):
29         self.ladet_energi = (ladehastighet*(tidssteg/60)) #Likning 4.2
30         self.soc = self.soc + (self.ladet_energi/self.kap) #likning 4.1
31
32     else:
33         self.ladet_energi = E_tapt
34         ladehastighet = E_tapt/(tidssteg/60) #likning 4.3
35         self.soc = 1
36
37     self.p_nettt = ladehastighet/0.90# likning 4.4

```

```

1 def statistisk_lastbalansering(pop,last_ingen_elbiler,tid, hovedsikring):
2     """
3     Statisk lastbalansering av elbilflåten med tidsstef på 1 time.
4
5     :param pop:                Objekt for elbilpopulasjonen og innerholder en liste over alle elbilobjektene.
6     :param last_ingen_elbiler: Liste med boligfeltets effektforbruk uten elbiler.
7     :param tid:                Liste med tidspunkt i timesverdier kooresponderende med last_ingen_elbiler.
8     :param hovedsikring:      Heltall for ledig_effekteffekten elbilflåten kan trekke.
9
10    :return boligfelt_statisk:   Liste med boligfeltets totale forbruk for 24 timer.
11    :return lademønster_flåte_statisk: Liste med effektuttak for elbilflåten.
12    """
13    lademønster_flåte = last_ingen_elbiler.copy()
14    last_ny = last_ingen_elbiler.copy()
15    ledig_effekt = [hovedsikring]*len(tid)
16    P_flåte = [0]*len(tid)
17
18    for ev in pop.ev_pop:
19        if ev.drift == "kjørende":
20            for i in range(len(tid)-10):
21                if tid[i] == ev.avreise:
22                    ev.kjøring()
23                if tid[i] == ev.ankomst:
24                    for k in range(int(ev.parkeringstid)):
25                        if ev.soc < 1 and P_flåte[i+k] < hovedsikring:
26                            if P_flåte[i+k] + ev.ladehastighet/0.90 <= hovedsikring:
27                                ev.lading(tildelt_ladehastighet = None)
28                                last_ny[i+k] = last_ny[i+k] + ev.p_net
29                            else:
30                                ev.lading(tildelt_ladehastighet=P_flåte[i+k]*0.90)
31                                last_ny[i+k] = last_ny[i+k] + ev.p_net
32                                ledig_effekt[i+k] = ledig_effekt[i+k] - ev.p_net
33
34    for i in range(len(last_ny)):
35        lademønster_flåte[i] = last_ny[i] - last_ingen_elbiler[i]
36    boligfelt_statisk = last_ny[24:48]
37    lademønster_flåte_statisk = lademønster_flåte[24:48]
38
39    return boligfelt_statisk, lademønster_flåte_statisk

```

```

1 def dynamisk_lastbalansering(pop, last_ingen_elbiler, tid, maks_uttak):
2     """
3     Dynamisk lastbalansering av elbilflåten.
4
5     :param - Samme paramterne som for statisk lastbalansering
6
7     :return boligfelt_dynamisk:         Liste med boligfeltets totale forbruk for 24 timer.
8     :return lademønster_flåte_dynamisk: Liste med effektuttak for elbilflåten.
9     """
10    lademønster_flåte = last_ingen_elbiler.copy()
11    last_ny = last_ingen_elbiler.copy()
12    P_flåte = []*len(tid)
13    mulig_lading = []
14    maks = [maks_uttak]*len(tid)
15    zip_object = zip(maks, last_ingen_elbiler)
16
17    for maks_i, last_ingen_elbiler_i in zip_object:
18        if maks_i-last_ingen_elbiler_i >= 0:
19            mulig_lading.append(maks_i-last_ingen_elbiler_i)
20        else:
21            mulig_lading.append(0)
22
23
24    for ev in pop.ev_pop:
25        for i in range(len(tid)-10):
26            if ev.drift == "kjørende":
27                if tid[i] == ev.avreise:
28                    ev.kjøring()
29                if tid[i] == ev.ankomst:
30                    for k in range(int(ev.parkeringstid)):
31                        if ev.soc < 1 and P_flåte[i+k] < mulig_lading[i+k]:
32                            if P_flåte[i+k] + ev.ladehastighet/0.90 <= mulig_lading[i+k]:
33                                ev.lading(tildelt_ladehastighet = None)
34                                last_ny[i+k] = last_ny[i+k] + ev.p_net
35                            else:
36                                ev.lading(tildelt_ladehastighet=P_flåte[i+k]*0.90)
37                                last_ny[i+k] = last_ny[i+k] + ev.p_net
38                                mulig_lading[i+k] = mulig_lading[i+k] - ev.p_net
39
40    for i in range(len(last_ny)):
41        lademønster_flåte[i] = last_ny[i] - last_ingen_elbiler[i]
42    boligfelt_dynamisk = last_ny[24:48]
43    lademønster_flåte_dynamisk = lademønster_flåte[24:48]
44
45    return boligfelt_dynamisk, lademønster_flåte_dynamisk

```

```

1 def smartlading_netttutnyttelse(pop, last_ingen_elbiler, tid):
2     """
3     Smart lastbalansering for netttutnyttelse.
4
5     :param - Samme paramterne som for statistisk lastbalansering
6
7     :return boligfelt_smart:         Liste med boligfeltets totale forbruk for 24 timer.
8     :return lademønster_flåte_smart: Liste med effektuttak for elbilflåten.
9     """
10    lademønster_flåte = last_ingen_elbiler.copy()
11    last_ny = last_ingen_elbiler.copy()
12    for ev in pop.ev_pop:
13        if ev.drift == "kjørende":
14            for i in range(len(tid)-10):
15                if tid[i] == ev.avreise:
16                    ev.kjøring()
17                if tid[i] == ev.ankomst:
18                    glass = last_ny[i:i+int(ev.parkeringstid)]
19                    glass_sort = glass.copy()
20                    glass_sort.sort()
21                    for k in range(int(ev.parkeringstid)):
22                        if ev.soc < 1:
23                            ev.lading()
24                            low = glass_sort[k]
25                            location = glass.index(low)
26                            glass[location] = glass[location] + ev.p_nettt
27                            last_ny[i:i+len(glass)] = glass
28    for i in range(len(last_ny)):
29        lademønster_flåte[i] = last_ny[i] - last_ingen_elbiler[i]
30
31    boligfelt_smart = last_ny[24:48]
32    lademønster_flåte_smart = lademønster_flåte[24:48]
33    return boligfelt_smart, lademønster_flåte_smart

```

```

1 def ladebehov(pop):
2     """
3     Funksjonen ladebehov tar å lager en oversikt over energibehovet til en hver elbil etter kjøring.
4     Den benytter funksjonen kjøring og lading for å lage en matrise som inneholder alle ladeøktene som må
5     gjennomføres
6     for at bilen skal nå soc = 100% etter kjøring og antall ladeøkter.
7     Utregningen skjer med et tidssteg på 1 minutt.
8     En elbil med 3,6 kw ladehastighet som taper 5 kWh til lading vil bestå av 83 ladeøkter med lengde 1 min
9     og en ladeøkt med 1,2 kW.
10    Resultatet av denne funksjonen blir brukt i funksjonene fleksibel_effekt_hele_flåten
11    og V2G_hele_flåten.
12
13    :param pop: Objektet pop er elbilpopulasjonene og innerholder en liste over alle elbilobjektene.
14
15    :return ladeøkter: En matrise som inneholder energibehovet fra kjøring delt opp i ladeøktet på 1 min.
16                      Med eksempelet ovenfor vil raden til denne bilen inneholde 83 kolonner med 3,6 og den
17                      84 kollonen med 1,2.
18
19    :return antall_økter: En liste som inneholder antall ladeøkter for elbilene.
20                      Med eksempelet ovenfor vil denne raden inneholde tallet 84. Ettersom det trengs 84
21                      ladeøkter for å nå 100%.
22    """
23
24    ladeøkter = np.zeros((len(pop.ev_pop),24*60))
25    teller = 0
26    for ev in pop.ev_pop:
27        if ev.drift== "kjørende":
28            ev.kjøring()
29            for k in range(int(ev.parkeringstid)*60):
30                if ev.soc < 1:
31                    ev.lading(tidssteg = 1)
32                    ladeøkter[teller, k] = ev.p_net
33            teller = teller + 1
34
35    antall_økter = [0]*len(pop.ev_pop)
36    for e in range(len(pop.ev_pop)):
37        antall_økter[e] = sum(i > 0 for i in ladeøkter[e,:])
38
39    return antall_økter, ladeøkter

```

```

1 def fleksibel_effekt_hele_flåten(pop, tid_min, delta, hovedsikring,
2     antall_øakter, ladeøakter, last_boligfelt_min):
3     """
4     Funksjonen fleksibel_effekt_hele_flåten kvantifiserer fleksibiliteten for enveislading
5     over 24 timer for et gitt tidsintervall på utladingen med strategien smart lastbalansering.
6     Denne funksjonen er laget for et tidssteg på 1 min.
7
8     :param pop: Objektet pop er elbilpopulasjonene og innerholder en liste over alle elbilobjektene.
9     :param tid_min: En liste som innerholder tidspunkter over 3 dager med 1 minutt mellomrom.
10    :param delta: Et heltall som forteller lengden på utladingen gitt i minutter
11    :param hovedsikring: Størrelsen på hovedsikringen for boligfeltet.
12    :param antall_øakter: Liste med heltall for antall minutter hver elbil skal lade med.
13    :param ladeøakter: En matrise med effekten for alle ladeøktene som er trekt fra kraftnettet
14    :param last_boligfelt_min: Er en liste som inneholder boligfeltets forbruk uten elbiler hvert min
15
16    :return fleksibel_effekt: En liste med den fleksible effekten over hele døgnet for en bestemt delta.
17    """
18    ingen_fleksibel_effekt = [False]*len(tid_min)
19    tillatt_fleksibel_effekt = [False]*len(pop.ev_pop)
20    fleksibel_effekt = [0]*len(tid_min)
21    elbil_lading = [0]*len(tid_min)
22    # Tidspunktet for fleksibel effekt t vil gå fra minutt 1440 (kl 00:00)
23    # til og ikke med 2880 (24:00) med 60 min mellomrom.
24    for t in range(1440,2880,60):
25        brukte_timer = np.zeros((len(pop.ev_pop),len(tid_min)))
26        last_etter_kjøring = last_boligfelt_min.copy()
27        teller = 0
28        # Dette er første del av utregningen. Det vil undersøkes om ladingen kan flyttes
29        # vekk fra intervallet t + delta uten å overskride hovedsikringen.
30        for ev in pop.ev_pop:
31            if ev.drift == "kjørende":
32                for i in range(180,2880,60):
33                    if tid_min[i] == ev.returning:
34                        if t in range(i,i+int(ev.parkeringstid)*60) and \
35                            t+delta-1 in range(i,i+int(ev.parkeringstid)*60):
36                            # I dette tilfellet er elbilen tilstede under hele intervalllet,
37                            # og ladingen kan både balanseres
38                            # før og etter intervallet. Balanseringen skjer med
39                            # smart lastbalansering for nettutnyttelse.
40                            glass = last_etter_kjøring[i:t]
41                            glass.extend(last_etter_kjøring[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60])
42                            glass_sort = glass.copy()
43                            glass_sort.sort()
44                            if len(glass_sort) < antall_øakter[teller]:
45                                # Dersom det ikke er plass til all ladingen vil det ikke
46                                # elbilflåten kunne være fleksibel.
47                                ingen_fleksibel_effekt[t] = True
48                            else:
49                                # Smart lastbalansering for nettutnyttelse
50                                for k in range(antall_øakter[teller]):
51                                    low = glass_sort[k]
52                                    location = glass.index(low)
53                                    glass[location] = glass[location] + ladeøakter[teller,k]

```



```

54         last etter kjøring[i:t] = glass[0:t-i]
55         last etter kjøring[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60] = glass[t-i::]
56     tillatt_fleksibel_effekt[teller] = True
57     # disse bilene kan brukes til å regne fleksibel effekt.
58     # De er tilstede under hele intervallet som var ett av kravene.
59
60     # Resten av testene skal også bare passe på at ladingen ikke legges i tidsintervallet
61     # og at det fortsatt er mulig å nå energibehovet.
62     elif t in range(i,i+int(ev.parkeringstid)*60):
63         glass = last etter kjøring[i:t]
64         glass_sort = glass.copy()
65         glass_sort.sort()
66         if len(glass_sort) < antall_øakter[teller]:
67             ingen_fleksibel_effekt[t] = True
68         else:
69             for k in range(antall_øakter[teller]):
70                 low = glass_sort[k]
71                 location = glass.index(low)
72                 glass[location] = glass[location] + ladeøakter[teller,k]
73                 last etter kjøring[i:t] = glass
74
75     elif t+delta in range(i,i+int(ev.parkeringstid)*60):
76         glass = last etter kjøring[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60]
77         glass_sort = glass.copy()
78         glass_sort.sort()
79         if len(glass_sort) < antall_øakter[teller]:
80             ingen_fleksibel_effekt[t] = True
81         else:
82             for k in range(antall_øakter[teller]):
83                 low = glass_sort[k]
84                 location = glass.index(low)
85                 glass[location] = glass[location] + ladeøakter[teller,k]
86                 last etter kjøring[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60] = glass
87
88     else:
89         glass = last etter kjøring[i:i+int(ev.parkeringstid)*60]
90         glass_sort = glass.copy()
91         glass_sort.sort()
92         if len(glass_sort) < antall_øakter[teller]:
93             ingen_fleksibel_effekt[t] = True
94         else:
95             for k in range(antall_øakter[teller]):
96                 low = glass_sort[k]
97                 location = glass.index(low)
98                 glass[location] = glass[location] + ladeøakter[teller,k]
99                 last etter kjøring[i:i+int(ev.parkeringstid)*60] = glass
100
101     teller = teller + 1
102     # Regner ut lademønsteret til hele elbilflåten
103     for i in range(len(last etter kjøring)):
104         elbil_lading[i] = last etter kjøring[i] - last_boligfelt_min[i]
105         if elbil_lading[i] > hovedsikring:
106             ingen_fleksibel_effekt[t] = True

```

```

107
108 # Denne delen kalkulerer mengden fleksibel effekt dersom
109 # alle kravene er oppfylt.
110 if ingen_fleksibel_effekt[t] == False:
111     for e in range(len(pop.ev_pop)):
112         if tillatt_fleksibel_effekt[e] == True:
113             fleksibel_effekt[t] = fleksibel_effekt[t] + ((sum(ladeøkter[e,0:delta]))/delta)
114             if fleksibel_effekt[t] > hovedsikring:
115                 fleksibel_effekt[t] = hovedsikring
116
117 fleksibel_effekt = fleksibel_effekt[1440:2880:60] # lager den fleksible effekten til en liste på 24 timer
118 return fleksibel_effekt

```

```

1 def V2G_hele_flåten(pop, tid_min, delta, hovedsikring,
2     antall_økter, ladeøkter, last_boligfelt_min):
3     """
4     Funksjonen V2G_hele_flåten kvantifiserer fleksibiliteten for utlading
5     over 24 timer for et gitt tidsintervall på utladingen med strategien smart lastbalansering.
6     Denne funksjonen er laget for et tidssteg på 1 min.
7
8     :param: Samme som for fleksibel_effekt_hele_flåten.
9
10    :return utlading: En liste med V2G-fleksibiliteten over hele døgnet for en bestemt delta.
11    """
12    elbil_lading = [0]*len(tid_min)
13    tid_start = [0]*len(pop.ev_pop)
14    utlading = [0]*len(tid_min)
15
16    # Tidspunktet for utladingen t vil gå fra minutt 1440 (kl 00:00)
17    # til og ikke med 2880 (24:00) med 60 min mellomrom.
18    for t in range(1440,2880,60):
19        brukte_timer = np.zeros((len(pop.ev_pop),len(tid_min)))
20        energi_før_utlading = [0]*len(pop.ev_pop)
21        energi_utladet_per_bil = [0]*len(pop.ev_pop)
22        last_før_utlading = last_boligfelt_min.copy()
23        last_etter_kjøring = last_boligfelt_min.copy()
24        teller = 0
25        ingen_V2G_fleks = False
26
27        # Denne for-løkken går gjennom en og en bil og setter lademønsteret etter kjøring
28        # Dette vil representere den røde boksen i figur 4.18.
29        for ev in pop.ev_pop:
30            for i in range(180,2880,60):
31                test = last_boligfelt_min.copy()
32                kopi_last_boligfelt_min = last_boligfelt_min.copy()
33                if ev.drift == "kjørende":
34                    if tid_min[i] == ev.ankomst:
35                        # Den kjørende elbilen ankommer boligfeltet,
36                        # De ulike testene under brukes til å definere områder hvor ladingen ikke kan foregå
37                        # og om den oppfyller kravene for utlading
38                        # Ladingen skal ikke kunne foregå for intervaller mellom t og t+delta.
39                        if t in range(i,i+int(ev.parkeringstid)*60) and \
40                            t+delta-1 in range(i,i+int(ev.parkeringstid)*60):
41                            # Dersom hele utladingen er en del av parkeringstiden til elbilene
42                            # skal ladingen ikke plasseres i intervallet t til t+delta
43                            # og elbilene kan brukes til utlading. Energien før utlading vil også kartlegges.
44                            glass = last_etter_kjøring[i:t]
45                            glass.extend(last_etter_kjøring[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60])
46                            glass_2 = kopi_last_boligfelt_min[i:t]
47                            glass_2.extend(kopi_last_boligfelt_min[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60])
48                            glass_sort = glass.copy()
49                            glass_sort.sort()
50                            # Dersom det ikke er nok plass til ladingen vil ikke være mulig å utlade
51                            if len(glass_sort) < antall_økter[teller]:
52                                ingen_V2G_fleks = True
53                            #lasbalansere ladingen:

```

```

54     for k in range(antall_øakter[teller]):
55         low = glass_sort[k]
56         location = glass.index(low)
57         glass[location] = glass[location] + ladeøakter[teller,k]
58         glass_2[location] = glass_2[location] + ladeøakter[teller,k]
59
60     last_etter_kjøring[i:t] = glass[0:t-i]
61     last_etter_kjøring[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60] = glass[t-i:]
62     test[i:t] = glass_2[0:t-i]
63     last_før_utlading = test.copy()
64     test[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60] = glass_2[t-i:]
65     # lagrer de brukte timene, og bruker de til å regne ut hvor mye energi elbilen
66     # før tidsintervallet for utladingen.
67     for s in range(i,i+int(ev.parkeringstid)*60):
68         brukte_timer[teller,s] = test[s]-last_boligfelt_min[s]
69     zipped_lists = zip(last_før_utlading, last_boligfelt_min)
70     energi_før_utlading[teller] = (sum([x - y for (x, y) in zipped_lists]))*0.90
71     energi_før_utlading[teller] = energi_før_utlading[teller] + \
72         (ev.kap *60 -ev.kjørelengde * ev.energiforbruk*(60/1000))
73
74     if energi_før_utlading[teller] > ev.kap*60*0.20:
75         energi_før_utlading[teller] = energi_før_utlading[teller] - ev.kap*60*0.20
76     else:
77         energi_før_utlading[teller] = 0
78
79     elif t in range(i,i+int(ev.parkeringstid)*60):
80         # De resterende testene handler om å passe på at ladingen ikke
81         # foregår i tidspunktene for utlading når parkeringstiden
82         # ikke dekker hele intervallet. Elbilene kan da ikke brukes til utlading.
83         glass = last_etter_kjøring[i:t]
84         glass_sort = glass.copy()
85         glass_sort.sort()
86         if len(glass_sort) < antall_øakter[teller]:
87             ingen_V2G_fleks= True
88         for k in range(antall_øakter[teller]):
89             low = glass_sort[k]
90             location = glass.index(low)
91             glass[location] = glass[location] + ladeøakter[teller,k]
92         last_etter_kjøring[i:t] = glass
93
94     elif t+delta in range(i,i+int(ev.parkeringstid)*60):
95         glass = last_etter_kjøring[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60]
96         glass_sort = glass.copy()
97         glass_sort.sort()
98         if len(glass_sort) < antall_øakter[teller]:
99             ingen_V2G_fleks= True
100        for k in range(antall_øakter[teller]):
101            low = glass_sort[k]
102            location = glass.index(low)
103            glass[location] = glass[location] + ladeøakter[teller,k]
104        last_etter_kjøring[t+delta:i+int(ev.parkeringstid)*60] = glass
105
106     else:

```

```

107         glass = last etter_kjøring[i:i+int(ev.parkeringstid)*60]
108         glass_sort = glass.copy()
109         glass_sort.sort()
110         if len(glass_sort) < antall_øtkter[teller]:
111             ingen_V2G_fleks= True
112         for k in range(antall_øtkter[teller]):
113             low = glass_sort[k]
114             location = glass.index(low)
115             glass[location] = glass[location] + ladeøtkter[teller,k]
116             last etter_kjøring[i:i+int(ev.parkeringstid)*60] = glass
117     else:
118         energi_før_utlading[teller] = (ev.kap*60) *0.80
119         # Denne else-testen blir kun brukt dersom det er en hjemmeværende elbil som undersøkes,
120         # og energien før utlading vil da være 80% av batterikapasiteten siden elbilen er fulladet
121
122         # Kapasiteten blir multiplisert med 60 for å gå fra kWh til kWmin.
123     teller = teller +1
124 # Regner ut flåten sin totale ladeeffekt, og sjekker om den overskrider hovedsikringen
125 for i in range(len(last etter_kjøring)):
126     elbil_lading[i] = last etter_kjøring[i] - last_boligfelt_min[i]
127     if elbil_lading[i] > hovedsikring:
128         ingen_V2G_fleks = True
129
130 # Nå er all ladingen etter kjøringen plassert, energien før utladig til elbilene er kartlagt, og
131 # dersom ingen_V2G_fleks = false har elbilflåten også oppfylt kravene til infrastrukturen så langt.
132 # Dette fram til nå har representert ladingen ved figur 4.20.
133
134 # Følgende if-test vil sortere elbilflåten etter idletid-igjen.
135 if ingen_V2G_fleks == False:
136     last etter_utlading = last etter_kjøring.copy()
137     idle_tid_igjen = [0]*len(pop.ev_pop)
138     tid_start = [0]*len(pop.ev_pop)
139
140     for e in range(len(pop.ev_pop)):
141         if energi_før_utlading[e] > 0:
142             if pop.ev_pop[e].drift == "kjørende":
143                 tid_start[e] = pop.ev_pop[e].ankomst*60
144                 if t >= tid_start+24*60:
145                     tid_start[e] = tid_start[e]+24*60
146             if pop.ev_pop[e].drift == "hjemme":
147                 tid_start = pop.ev_pop[e].avgang*60
148                 if t >= tid_start[e] + pop.ev_pop[e].parkeringstid*60:
149                     tid_start[e] = tid_start[e] + pop.ev_pop[e].parkeringstid*60
150             for k in range(t+delta, int(tid_start + pop.ev_pop[e].parkeringstid*60)):
151                 if brukte_timer[e,k] == 0:
152                     idle_tid_igjen[e] = idle_tid_igjen[e] + 1
153     telling = range(0,len(pop.ev_pop))
154     telling = [x for _, x in sorted(zip(idle_tid_igjen, telling), \
155                                     key=lambda pair: pair[0], reverse=True))]
156
157 #Nå vil en gå gjennom elbilene en for en i sortert rekkefølge.
158 for e in telling:
159     ta_vekk=[]

```

```

159 #Sjekker at bilene både har mulighet og nok energi til å utlade
160 if energi_før_utlading[e] > 0:
161     tid_igjen = tid_start[e] + pop.ev_pop[e].parkeringstid*60 - t
162     energi_utladet_per_bil[e] = delta*pop.ev_pop[e].ladehastighet
163     # Den følgende if og else testen brukes til å regne utladingshastigheten.
164     # Dersom det er nok energi vil elbilen utlade med full hastighet.
165     # Dersom det ikke er nok energi til full hastighet i tid delta vil
166     # hastigheten reduseres slik at all energi ned til 20% utlades.
167     if energi_før_utlading[e] >= energi_utladet_per_bil[e]:
168         utladehastighet = pop.ev_pop[e].ladehastighet*0.90
169         opplading_tid = delta
170     else:
171         utladehastighet = ((energi_før_utlading[e])/delta)*0.90
172         energi_utladet_per_bil[e] = energi_før_utlading[e]
173         opplading_tid = energi_før_utlading[e]/(pop.ev_pop[e].ladehastighet)
174
175 #Dersom det er nok tid igjen til både utlading og opplading.
176 if tid_igjen >= delta + math.ceil(opplading_tid):
177     if utlading[t] + utladehastighet <= hovedsikring:
178         glass = last etter utlading[t+delta:t+int(tid_igjen)]
179         lade = elbil_lading[t+delta:t+int(tid_igjen)]
180         glass_sort = glass.copy()
181
182         # De følgende for-løkkene skal fjerne tidspunkt hvor elbilen allerede lader
183         # slik at de ikke kan benyttes to ganger.
184         for k in range(t+delta, t + int(tid_igjen)):
185             if brukte_timer[e,k]>0:
186                 ta_vekk.append(k-(t+delta))
187         for index in sorted(ta_vekk, reverse=True):
188             del glass_sort[index]
189         glass_sort.sort()
190         # Sjekker at det er nok idle tid igjen.
191         if len(glass_sort)>= math.ceil(opplading_tid):
192             # Smart lastbalansering for nettutnyttelse
193             # for oppladingen etter utladingen
194             if opplading_tid == delta:
195                 for k in range(delta):
196                     low = glass_sort[k]
197                     location = glass.index(low)
198                     glass[location] = glass[location] + pop.ev_pop[e].ladehastighet/0.90
199                     lade[location] = lade[location] + pop.ev_pop[e].ladehastighet/0.90
200             else:
201                 frac , whole = math.modf(opplading_tid)
202                 for k in range(int(whole+1)):
203                     low = glass_sort[k]
204                     location = glass.index(low)
205                     if k == int(whole):
206                         glass[location] = glass[location] + \
207                             (pop.ev_pop[e].ladehastighet*frac)/0.90
208                         lade[location] = lade[location] + \
209                             (pop.ev_pop[e].ladehastighet*frac)/0.90
210                     else:
211                         glass[location] = glass[location] + \

```

```

212         pop.ev_pop[e].ladehastighet/0.90
213         lade[location] = lade[location] + \
214             pop.ev_pop[e].ladehastighet/0.90
215     # Sjekker at utladingen ikke har ført til
216     # ladeeffekter større enn hovedsikringen.
217     if all(i <= hovedsikring for i in lade):
218         utlading[t] = utlading[t] + utladehastighet
219         elbil_lading[t+delta:t+int(tid_igjen)] = lade
220         last_etter_utlading[t+delta:t+int(tid_igjen)] = glass
221     # Legger hastigheten til i listen ved lokasjon t.
222     # Oppdaterer verdier til elbilflåtens effektuttak
223     # og boligfeltets forbruk for å benyttes i analysen for de andre elbilene.
224     # Funksjonen vil nå gå tilbake til start og gjennomføre for neste elbil
225     # og tilslutt vil hele elbilflåten ha blitt gjennomgått.
226
227 utlading = utlading[1440:2880:60] # lager utladingen til en liste på 24 timer.
228 return utlading

```



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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway