



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp
Fakultetet for realfag og teknologi

Potensial for redusert effektuttak ved ladeplan av elbiler på en langtidsparkeringsplass: en studie av Gardermoen Parkering

Potential for Reduced Power by Scheduling
Charging of Electric Vehicles in a Long-term
Parking Lot:
a Study of Gardermoen Parkering

Georg Devik
Industriell økonomi

Forord

Denne oppgaven marker slutten på min mastergrad i industriell økonomi med fordypning i energifysikk og energiøkonomi ved Norges miljø- og biovitenskaplige universitet (NMBU). Studietiden har vært en lære- og innholdsrik tid, med studieopphold i Tromsø, Freiburg og Ås.

Proessen med masteroppgaven har vært en utfordrende og lærerik prosess. Jeg vil gjerne takke veileder Heidi Samuelsen Nygård og prosjektgruppen til NeX2G ved Thomas Martinsen, Muhammad Tabish Parray og Åshild Grøtan for gode råd og innspill underveis i prosessen med oppgaven. Jeg har satt pris på våre ukentlige møter.

Takk til Gardermoen Parkering med Lars Gustav Haugli og Jim Johansen for data til oppgaven og svar på spørsmål.

Takk til Edda Bæk og Johannes Devik for korrekturlesing og innspill i skriveprosessen.

Ås, 15. desember 2022

Georg Devik

Sammendrag

Elektrifisering av transport, industri og andre kraftkrevende aktører byr på utfordringer for det elektriske kraftnettet. Ved jevnere energibruk kan behovet for utbygging av kraftnettet reduseres. Ladeeffekten til elektriske biler er høy sammenlignet med andre husholdningsapparater og ukontrollert lading kan by på utfordringer for nettet, spesielt distribusjonsnettet. Samtidig er det en økende andel energiproduksjon fra uregulerbar kraftproduksjon som øker behovet for fleksibiliteten på forbrukersiden.

Denne oppgaven har sett på Gardermoen Parkering, en privateid parkeringsplass som ligger ved Oslo Lufthavn. Parkeringsplassen har en kapasitet på 1600 biler og ønsker å installere 250 elbilladere samt legge til rette for en utvidelse til totale 500 elbilladere. Oppgavens mål er å kartlegge potensialet for redusert effektbehov til parkeringsplassen ved å innføre ladeplan og lastflytting og med dette anslå potensiell reduksjon i effektrelaterede avgifter for parkeringsplasser. Lastkurven flates ut under forutsetning om at alle biler skal være fulladet ved avreise.

For å nå oppgavens mål ble det laget en simuleringsmodell som simulerer effektbehovet til parkeringsplassen ved ulike scenarioer. Modellen bruker historisk parkering- og energibrukdata og i scenarioene varierer antall ladere og elbilandelen blant parkeringsplassen kunder. Det er sett på scenarioer hvor elbilandelen var på 25%, 50% eller 100% av bilene i bilparken i kombinasjon med 250, 500 eller 1600 ladere på parkeringsplassen. Sistnevnte scenario er tatt med for å simulere parkeringsplassen ved en helelektrisk bilflåte. I modellen simuleres effektbehovet ved ukontrollert lading og ved ladeplan og lastflytting hvor laderne hadde en ladeeffekt på enten 11 kW eller 3,68 kW.

Resultatet fra simuleringen viser at ved ukontrollert lading fikk Gardermoen Parkering en døgnprofil med effekttopp på morgenen som sammenfaller effekttoppene fra øvrig belastning i nettet. Ved ladeplan og lastflytting ble effekttoppene redusert til å ligge maksimalt 3% over gjennomsnittet i løpet av måneden, mens alle biler fortsatt var fulladet ved avreise. Ved implementering av ladeplan og lastflytting ble effekttoppen og effekttariffen redusert med 61,4-78,6% i forhold til ukontrollert lading, avhengig av hvilket scenario som ble simulert. Reduksjonspotensialet var størst for scenarioer med 250 ladeplasser og ladeeffekt på 11 kW.

Abstract

Electrification of transport and industry introduces challenges for the electrical grid. With smarter energy use, the need for expansion of the power grid can be reduced. The charging power of electric vehicles (EV) is high compared to other household appliances and uncontrolled charging can pose problems for the grid, especially the distribution grid. At the same time, there is an increasing proportion of energy production from unregulated power generation, which increases the need for flexibility on the consumer side. This thesis has looked at Gardermoen Parkering, a privately owned parking lot located at Oslo Airport. The parking lot has a capacity of 1600 cars and plans to install 250 EV chargers and facilitate for an expansion to a total of 500 EV chargers. The goal for this thesis was to examine the potential for reduced power demand for the parking lot by scheduling and load shifting and, with this estimate the potential for reduced demand charges for the owner. The load profile is flattened on the condition that all EVs must be fully charged on departure. To answer the objective, a simulation model was created, which simulates the energy demand of the EVs parked in various scenarios. The model uses historical parking and energy data and in the scenarios the number of chargers and the share of EVs among the car park varies. Scenarios looked at have had a share of 25%, 50% or 100% EVs in the car park in combination with 250, 500 or 1600 chargers in the parking lot. The latter scenario is included to simulate an all-electric car fleet. The model simulates the power requirement for uncontrolled charging and for scheduled charging and load shifting where the chargers had a charging power of either 11 kW or 3.68 kW.

The result from the simulation shows that with uncontrolled charging, Gardermoen Parkering got a load profile with a power peak in the morning that coincides with the hours of general high load in the grid. With scheduled charging and load shifting, the power peaks were reduced to a maximum of 3% above the average during the month, while all EVs were still fully charged on departure. When implementing scheduling and load shifting, the power peak and the demand charges were reduced by 61.4-78.6% compared to uncontrolled charging, depending on which scenario was simulated.

Innhold

1	Innledning.....	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	Utgangspunkt.....	1
1.3	Oppgavens mål	2
1.3.1	Avgrensninger	2
2	Teori	3
2.1	Kraftnettet.....	3
2.2	Forsyningssikkerhet.....	3
2.3	Fremtidig energi- og effektbruk	4
2.4	Kraftmarkedet.....	5
2.5	Fleksibilitet og lastflytting.....	7
2.6	Elektriske biler.....	9
2.6.1	Markedsandel elbil	9
2.6.2	Elbilbatteri.....	10
2.6.3	Solgte elbiler i Norge 2022	11
2.7	Elbilladere og ladeinfrastruktur	11
2.7.1	AC-lading og ladeinfrastruktur	12
2.7.2	DC-lading	13
2.7.3	Ladeeffektivitet	13
2.7.4	Lademetoder og fleksibilitet.....	13
3	Gardermoen Parkering	15
4	Metode.....	18
4.1	Data og databehandling	18
4.1.1	Parkeringsdata	18
4.1.2	Data over energibruk.....	19
4.1.3	NordPool data.....	19
4.1.4	Sammenstilling til en enhetlig tidsserie	19
4.1.5	Programmering.....	20
4.2	Analyse av parkeringsdata.....	20
4.3	Oppbygging av simuleringsmodellen og modellens virkemåte	21
4.3.1	Scenarier.....	21
4.3.2	Oppbygging og simulering av ladeparken	24
4.3.3	Modellen overordnet og rekkefølge på operasjoner.....	25
4.3.4	Operasjon 1 – Basis timeeffekt	27

4.3.5	Operasjon 2 – Ukontrollert lading.....	29
4.3.6	Operasjon 3 – Ladeplan og lastflytting	29
4.4	Beregning av effekttariff og spotpriskostnad	33
5	Resultat og diskusjon	34
5.1	Analyse av parkeringsdata.....	34
5.2	Simuleringsmodellen	36
5.2.1	Operasjon 1 - beregning av basis timeeffekt.....	36
5.2.2	Operasjon 2 - Ukontrollert lading	38
5.2.3	Operasjon 3 - Ladeplan og lastflytting.....	40
5.2.4	Høyeste timeeffekt og effekttariff ved operasjon 2 og 3.....	46
5.3	Scenariospesifikke resultater	48
5.3.1	Belegg på parkeringsplassen	48
5.3.2	Effekttak og simuleringer med fulladede biler.....	50
5.3.3	Total timeeffekt og effekttariff operasjon 2 og 3	52
5.3.4	Diskusjon scenariospesifikke resultater	54
5.4	Diskusjon feilkilder	56
5.5	Overordnet diskusjon.....	57
6	Konklusjon	59
6.1	Videre arbeid	60
7	Referanser.....	61
8	Vedlegg	64

Figurliste

Figur 2.1: Oversikt over kraftmarkedet.....	5
Figur 2.2: Døgnprofil for samlet timeeffekt [MWh/h] i Norge for januar og mai 2022.....	8
Figur 2.3: a) viser timeeffekten for et år fra desember 2021 til og med november 2022. b) er tilhørende varighetskurve. Laget med data fra [25].	9
Figur 2.4: Markedsandelen til elbiler av alle solgte nye biler i Norge. Data for 2022 gjelder til og med september. Figur laget med inspirasjon og data fra [6].	10
Figur 2.5: Ved AC-lading kobles laderen på nettet og mottar vekselstrøm før strømmen inverteres til likestrøm i bilens ombordlader. Ved DC-lading inverteres strømmen til likestrøm i en ladestasjon som er koblet til nettet og bilen mottar likestrøm fra ladestasjonen.	12
Figur 2.6: I TN- nettet er linjespenningen 400 V og fasespenningen 230 V. L1, L2 og L3 er faselederne, N er nøytrallederen og PE er jording. TN- nettet kan variere med ulik kobling av PE- lederen. I figuren er TN-S kobling vist, hvor PE- og N-lederen er adskilt [36, p. 70-74].	12
Figur 3.1: Oversikt over Gardermoen Parkering.....	15
Figur 3.2: Belegg på parkeringsplassen for perioden 01.08.2021 – 01.08.2022.....	16
Figur 3.3: I a) lastkurve er timeeffekt for perioden 01.08.2021 – 01.08.2022, mens i b) er varighetskurven til samme periode.	17
Figur 4.1: I figuren er timeeffekten [kWh/h] i en eksempelperiode fremstilt.....	21
Figur 4.2: Normalfordelt sannsynlighetskurve for energibehovet til ankommet elbil.....	23
Figur 4.3: Flytskjema for simulering av ladeparken. Prosess 1 og 3 er basis for videre operasjoner. Prosess 2 varierer avhengig av hvilken operasjon som utføres.	25
Figur 4.4: Modellens tre hovedoperasjoner.....	26
Figur 4.5: Flytskjemaet for beregning av basis timeeffekt, $P_{b,t,1}$, til Gardermoen Parkering... ..	28
Figur 4.6: I første kjøring av operasjon 3 er total tilgjengelig effekt lik resultatet fra formel 4.1. Dersom kriteriet om fulladede biler ikke er møtt, økes det totale effektuttaket med 1% frem til kriteriet er oppfylt. n indikerer nummeret på repetisjonen.	31
Figur 4.7: Flytskjema for operasjon 3.	32
Figur 5.1: Viser fordelingen av ankomst- og avreise hos Gardermoen Parkering. a) Viser fordelingen i henhold til ukedag og b) viser fordelingen innad i døgnet.	34
Figur 5.2: Parkeringsvarighet fordelt på ankomstdag på parkeringsplassen.....	35
Figur 5.3: Fremstilling av resultatet fra operasjon 1, basis timeeffekt. Basis timeeffekt for hele tidsserien er å se i a) med tilhørende varighetskurve i b). I c) og d), og e) og f) er timeeffekt og varighetskurve for henholdsvis januar 2022 og mai 2022.	37
Figur 5.4: Totaleffekten til a) scenario 9 og b) scenario 10 for mai 2022. Vær oppmerksom på at det er ulik skala på y-aksen til figurene.....	39
Figur 5.5: Døgnprofil til ladeparken i mai 2022 for scenario 9 (11 kW) og 10 (3,68 kW). Verdiene er et gjennomsnitt for alle timene i måneden.....	40
Figur 5.6: Timeeffekt uten styring for mai 2022 for scenario 9.....	40
Figur 5.7: Total timeeffekt ved operasjon 2 og 3. Operasjon 2 er kurven til $P_{t,t,2}$ og operasjon 3 er kurven til $P_{t,t,3}$. For scenario 9 i a) ble $P_{tot,t,3}$ satt med en faktor på 1,03 på resultatet av formel 4.1. For scenario 10 i b) ble $P_{tot,t,3}$ satt med en faktor på 1,02 av formel 4.1.....	41
Figur 5.8: $P_{t,t,3}$, $P_{1,t,3}$ og $P_{b,t,1}$ for scenario 9 for mai 2022.	42

Figur 5.9: I figur a) er $P_{t,t,3}$ for hele tidsserien for operasjon 2 og 3 for scenario 9 og i b) er tilhørende varighetskurve. I c) og d) er tilsvarende verdier for scenario 10. Det er ulik skala på y-aksen til a) og b), og c) og d).	43
Figur 5.10: Utestående energibehov i de parkerte bilene. a) viser utestående energibehov ved ukontrollert lading, operasjon 2. b) viser det utestående energibehovet med ladeplan og lastflytting for operasjon 3.	44
Figur 5.11: Parkeringsbelegg ved 250 ladere. Figur a) er ved 25% elbilandel, b) ved 50% elbilandel og c) ved 100% elbilandel.	48
Figur 5.12: Belegg på parkeringsplassen ved 500 ladeplasser. I a) er elbilandelen 50%, mens i b) er elbilandelen 100%.	49
Figur 5.13: Timeeffekt juni 2021 for scenario 7	51
Figur 5.14: Varighetskurver for scenarioer med 250 ladeplasser. Horisontale par har like parametere foruten ladeeffekten P_{el} .	52
Figur 5.15: Figur viser varighetskurve for scenario 5	53
Figur 5.16: Varighetskurver for scenarioene med 500 ladeplasser og 100% elbilandel.	53
Figur 5.17: Varighetskurven for scenario 12 og 13. I disse scenarioene var alle biler elektriske, og alle parkeringsplasser utstyrt med en lader.	53

Tabelliste

Tabell 2.1: Spenningsnivå for de tre ulike nettnivåene i kraftnettet.	3
Tabell 2.2: Topp ti solgte elbiler frem til oktober i 2022.	11
Tabell 3.1: Effektleddet for bedrifter med et årlig forbruk over 100 000 kWh.	17
Tabell 4.1: Bokstavene i registreringsnummeret som indikerer at bilen er en elbil.	18
Tabell 4.2: Inndata til simuleringmodellen.	20
Tabell 4.3: Importerte pakker i Python brukt i databehandling og konstruksjonen av modellen.	20
Tabell 4.4: Tildeling av energibehov ved ankomst til Gardermoen Parkering	22
Tabell 4.5: Oversikt over variablene i de simulerte scenarioene.	23
Tabell 4.6: Begreper som brukes i forklaringen av modellen.	24
Tabell 4.7: Parametere som lagres om hver parkerte bil i ladeparken.	24
Tabell 4.8: Effektvariabler brukt i operasjon 1,2 og 3. n indikerer i hvilken operasjon variabelen ble beregnet.	27
Tabell 4.9: Parametere brukt til beregning av ladeeffekt og basis timeeffekt. P_k er effektuttaket på kursen til elbilladerne.	27
Tabell 5.1: Oversikt over parkeringsvarigheten til bilene parkert hos Gardermoen Parkering. Antall biler som er med i oversikten er 55 282.	35
Tabell 5.2: Andelen av simuleringene hvor alle biler var fulladet ved avreise.	41
Tabell 5.3: Total energibruk og utestående energibehov i de parkerte bilene ved tidsseriens slutt for operasjon 2 og 3 for scenario 9.	45
Tabell 5.4: Timeeffekt og effekttariff for operasjon 2 og 3 for scenario 9. $P_{tot,t,3}$ ble bestemt med en faktor på 1,03 multiplisert gjennomsnittet for formel 4.1 for operasjon 3.	46
Tabell 5.5: Timeeffekt og effekttariff for operasjon 2 og 3 for scenario 10. $P_{tot,t,3}$ ble bestemt med en faktor på 1,02 multiplisert gjennomsnittet for formel 4.1 for operasjon 3.	47

Tabell 5.6: Andel av simuleringene hvor alle biler var fulladet ved avreise. Faktor angir hva $P_{tot,t,3}$ ble multiplisert med for å bestemme effekttaket.	50
Tabell 5.7: Summen av effekttariffen og summen av spotpriskostnad for hele tidsserien for alle scenarioene ved operasjon 2 og 3.	54
Tabell 5.8: I scenarioene med oddetall er P_{el} lik 11 kW, mens i partallscenarioene er P_{el} lik 3,68 kW. Tabellen viser reduksjonen i effekttariff fra scenarioer med 11 kW til tilsvarende scenarioer med 3,68 kW.	55

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Menneskeheten står ovenfor en av sine største utfordringer, menneskeskapt klimaendring. Ved forbrenning av fossile brensler bidrar menneskeheten til å øke konsentrasjonen av drivhusgasser i atmosfæren som fører til global oppvarming. For å begrense global oppvarming har Norge sammen med 194 andre land ratifisert Parisavtalen. Parisavtalens mål er å begrense global oppvarming til 2°C, helst ikke mer enn 1,5°C, i forhold til førindustriell tid. Norge har meldt inn mål om 55% utslippskutt innen 2030, i forhold til utslippene i 1990 [1].

Olje- og gassutvinning, industri, veitrafikk og annen transport er de største kildene til Norges utslipp[2]. For å oppnå utslippsmålene i tråd med Parisavtalen må det foretas utslippskutt i alle sektorer. I de fire nevnte sektorer, planlegges det utslippskutt ved elektrifisering [3].

For å redusere klimagassutslipp fra veisektoren vedtok Stortinget i 2017 nullutslippsmålene i Nasjonal transportplan, som har som mål at alle nye personbiler, lette varebiler og bybusser skal være nullutslippskjøretøy i 2025 [4]. For å stimulere til denne overgangen har elektriske biler vært fritatt for merverdiavgift og engangsavgift, samt hatt lavere takster ved parkering, bompasseringer og redusert pris på ferger [5]. Som et resultat av nevnte incentiver er det nå en halv million elektriske biler i den norske bilparken og elbiler utgjorde 78% av nybilsalget i 2022 [6].

Elektrifisering krever økt kraftproduksjon og at det elektriske kraftnettet har kapasitet til ny og eksisterende energibruk. For å imøtekomme etterspørselen må kraftnettet dimensjoneres for timene med høyest effektuttak, men utbygging av kraftnettet krever både store investeringer og inngrep i naturen. Så for å spare kostnader og utbygging kan en redusere utbyggingen av kraftnettet ved å utnytte det eksisterende nettet bedre. Dette kan gjøres ved lastflytting, altså flytte energibruk fra timene med høyest til timer med lavere energibruk.

1.2 Utgangspunkt

Denne masteroppgaven er en del av prosjektet NeX2G [7]. Prosjektet er et samarbeid mellom Oslomet – Storbyuniversitetet, Avinor AS, Statnett SF, Elvia AS, Lnett AS og Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Prosjektets overordnede mål er å forbedre metoder for å estimere fleksibilitet i næringsbygg og elektriske biler parkert på en langtidsparkeringsplass. Prosjektet har 4 arbeidspakker, og denne oppgaven bidrar til

arbeidspakke 2. Arbeidspakke 2 ønsker å identifisere fleksibiliteten i parkerte elbiler og næringsbygg, og potensialet for å avlaste strømmettet ved å jevne ut det daglige effektbehovet til disse.

Denne oppgaven gjennomfører en analyse av den privateide parkeringsplassen Gardermoen Parkering, lokalisert rett ved Oslo Lufthavn Gardermoen sin vestre rullebane.

Parkeringsplassen har hatt 84 elbilladere siden 2009, og ønsker nå å erstatte dagens ladere med 250 nye ladere, for så en senere utvidelse til 500 ladere.

1.3 Oppgavens mål

Oppgaven har som mål å kvantifisere fleksibiliteten hos en langtidsparkeringsplass, som Gardermoen Parkering, og potensialet for å jevne ut lastkurven og redusere effektrelaterte utgifter ved innføring av ladeplan og lastflytting. Utjevning av lastkurven må skje innenfor begrensningen om at alle parkerte elbiler skal være fulladet ved avreise.

For å oppnå dette målet ble det utviklet en simuleringsmodell som simulerer effektbehovet til Gardermoen Parkering ved ulike scenarioer, basert på historiske parkering- og energibruksdata. Det ses på scenarioer hvor elbilandelen utgjør 25%, 50% og 100% av bilparken og med varierende ladeeffekt på laderne. I simuleringsmodellen lader bilene i kø sortert etter avreisetidspunkt. For å undersøke sensitiviteten av modellen ble hvert scenario simulert 1000 ganger, hvor tilfeldige parametere ble definert på nytt i hver simulering.

1.3.1 Avgrensninger

I alle scenarioene som simuleres i oppgaven er laderne enveisladere. Flexibiliteten som kartlegges er fleksibiliteten som kan oppnås med lastflytting. Toveislading med «Vehicle to Grid» (V2G) er ikke inkludert i simuleringene gjort her.

Simuleringsmodellen forsøker å minimere effektrelaterte utgifter ved lastflytting og innføring av ladeplan. I denne oppgaven er det ikke sett på hvordan lastflytting og ladeplan kan brukes til å redusere energiutgiftene ved å optimere ladingen i forhold til fluktuasjon i spotpris.

2 Teori

2.1 Kraftnettet

Det elektriske kraftnettet har som oppgave å transportere etterspurt energi fra produsent til forbruker. På grunn av strømmens fysiske egenskaper må til enhver tid produsert energi være lik summen av konsumert energi og tap i overføringen i kraftnettet. Kraftnettet deles inn i tre nivåer; Transmisjons-, regional-, og distribusjonsnettet. Spenningsnivåene til hvert nivå er fremstilt i Tabell 2.1.

Tabell 2.1: Spenningsnivå for de tre ulike nettnivåene i kraftnettet; Transmisjon-, regional-, og distribusjonsnettet.[8].

Nettnivå	Spenningsnivå [kV]
Transmisjonsnettet	132 - 420
Regionalnettet	66 - 132
Distribusjonsnettet	0,230 - 22

Transmisjonsnettet, også kalt sentralnettet, forbinder produsenter, konsumenter og regionalnett over lengre avstander, inkludert utenlandsforbindelser. Transmisjonsnettet eies og driftes av Statnett, som har rollen som «Transmission System Operator» (TSO). TSO har systemansvaret i det norske kraftnettet.

Regionalnettet er bindeleddet mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet. Mellom nettnivåene er det transformatorstasjoner som transformerer spenningen til ønsket nivå. Distribusjonsnettet forsyner sluttbrukerne, ned til en spenning på 230 – 400 V [8]. Regional- og distribusjonsnettet eies av lokale nettoperatører, og innehar rollen som «Distribution System Operator» (DSO). Kraftnettet må dimensjoneres for det høyeste effektuttaket og dette er bestemmende for nettkapasiteten i alle nettnivåer [9].

2.2 Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet består av fire hovedelementer [10]:

- Energisikkerhet
- Effektsikkerhet
- Spenningskvalitet
- Leveringspålitelighet

Energisikkerhet er definert som kraftsystemets evne til dekke energibruken [11]. Dette omhandler å ha tilstrekkelig med ressurser til å produsere energien som blir etterspurt over tid.

I land med elektrisitetsproduksjon som i stor grad er basert på varmekraftverk avhenger energisikkerheten av tilstrekkelig tilgang på innsatsfaktorer som gass til gasskraftverk, kull til kullkraftverk og uran til atomkraftverk. Det elektriske kraftsystemet i Norge er i stor grad basert på vannkraft, som utgjør 86% av installert effekt og 89% av normalårsproduksjonen av elektrisitet [12]. 75% av den norske produksjonskapasiteten i det norske kraftsystemer er regulerbar [12]. Med vann som innsatsfaktor er det norske kraftsystemet avhengig av tilsig til vannmagasiner for å ha en god kraftbalanse. Kraftbalanse er forholdet mellom kraftsystemets produksjonsevne og forbruk [13]. God energisikkerhet er og avhengig av å ha overføringskapasitet mellom regioner og utvekslingskapasitet med naboland for energisikkerhet i situasjoner med svak kraftbalanse i Norge.

Effektsikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning [11]. Mens energisikkerhet handler om energiknapphet, handler effektsikkerhet om kapasiteten i enkelttimer med høyt forbruk. Det kan oppstå knapphet på effekt når det på produksjonssiden i det norske kraftsystemet ikke er nok kapasitet til å møte etterspurt effekt. Effektknapphet kan også oppstå i kraftnettet, når nettet ikke får overført nok effekt til å møte etterspørselen.

Det må til enhver tid produseres like mye elektrisitet som det konsumeres. Dette kalles den momentane kraftbalansen. Frekvenskvalitet er et mål på den momentane kraftbalansen. I det nordiske kraftnettet skal frekvensen være på 50 Hz med et normalavvik på $\pm 0,1$ Hz [11]. Frekvenskvalitet inngår i spenningskvalitet. Andre krav til spenningskvaliteten er hvor stor endring i spennings effektverdi kan være innenfor et 24-timersintervall og at spenningen skal ligge mellom $\pm 10\%$ av nominell spenning [14].

Leveringspålitelighet måles i antall brudd i strømforsyningen og avbruddenes varighet. Siden 1996 har den årlige leveringspåliteligheten i Norge ikke vært under 99,96 prosent [11].

2.3 Fremtidig energi- og effektbruk

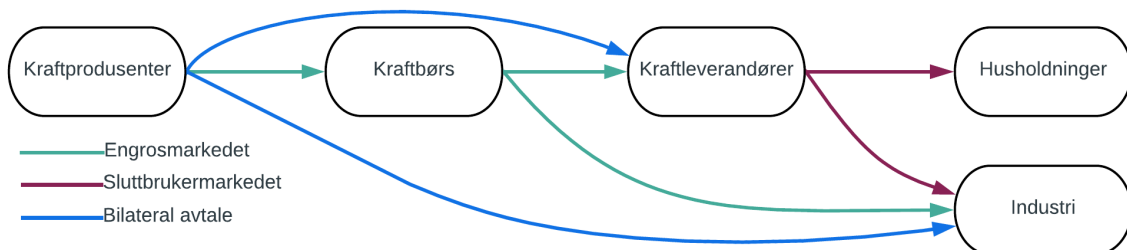
Den norske energibruken er i endring. I dag dekkes om lag 50 prosent av den samlede energibruken i Norge av elektrisitet, og det går mot en ytterligere elektrifisering av samfunnet [15]. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) anslår i sin langsiktige markedsanalyse av oktober 2021 at energibruken vil øke med 36 TWh, fra 138 TWh i 2021 til 174 TWh i 2040 [15]. NVE anslår at 3 TWh av økningen skyldes økt strømforbruk til transportsektoren [15]. Andre drivere for økt forbruk er elektrifisering av petroleumsnæringen og annen industri. På produksjonssiden anslåes det en økning på 28 TWh [15]. I Norden og Europa foregår det en

omstilling på produksjonssiden mot en større andel uregulerbar kraftproduksjon, og det er lite ny utbygging av regulerbar produksjonskapasitet i Norge [16]. Et kraftsystem basert på en større andel uregulerbare energikilder kan by på utfordringer. Produksjon fra sol- og vindkraft kan variere innenfor et kort tidsintervall, og det kan bli utfordrende å opprettholde den momentane kraftbalansen. Dersom været er lignende mellom naboland forsterkes denne effekten, og det kan oppstå situasjoner der høyt forbruk inntreffer samtidig med lav produksjon fra de uregulerbare energikildene [17].

I rapporten «Norsk og nordisk effektbalanse frem mot 2030» anslår NVE at effektbehovet vil øke med 2-6 GW frem til 2030, samtidig som produksjonseffekten på vinterstid er anslått å øke med 0,6 GW [16]. Dette kan redusere effektsikkerheten i nettet. Rapporten trekker frem viktigheten av fleksibilitet i eksisterende og nytt forbruk, slik at en ikke er avhengig av import for å dekke effekttoppene [16]. Rapporten viser også til at smartlading innenfor transportsektoren kan avlaste nettet ved å flytte energibruken.

2.4 Kraftmarkedet

Kraftmarkedet består av engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet [18]. Som sluttbruker må man inngå en avtale med en kraftleverandør, på sluttbrukermarkedet, som kjøper inn elektrisitet på sluttbrukers vegne på engrosmarkedet (Figur 2.1).



Figur 2.1: Oversikt over kraftmarkedet. Røde linjer viser sluttbrukermarkedet, mens grønne linjer viser engrosmarkedet. Større konsumenter kan inngå bilaterale avtaler (vist med blå linjer) med kraftprodusentene, hvor pris og volum for en periode avtales. Figur inspirert av og informasjon hentet fra [18].

Engrosmarkedet består av 3 forskjellige markeder:

- Day-aheadmarked
- Intradagmarked
- Balansemarked

Day-ahead- og intradagmarkedet foregår på kraftbørsen NordPool, mens balansemarkedet drives av Statnett. På balansemarkedet regulerer Statnett den momentane kraftbalansen. Deltagerne på engrosmarkedet er kraftprodusenter, kraftleverandører og store konsumenter som industri. I tillegg kan store kraftkonsumenter inngå bilaterale avtaler direkte med kraftprodusenter. I bilaterale avtaler avtales pris og volum mellom produsent og konsument for en lengre tidsperiode.

Prisen på elektrisitet består av to elementer; spotpris og nettleie, hvor avgifter til staten er innbakt i disse.

Spotpris er enhetsprisen på elektrisitet og settes på kraftbørsen NordPool i day-ahead markedet. På day-ahead markedet selges elektrisitet for påfølgende dag på timesintervall. Budene fra produsentene sorteres i en stigende rekkefølge og danner tilbudskurven, mens budene fra konsumentene sorteres fra høy til lav og danner etterspørselskurven. Krysningpunktet mellom tilbud- og etterspørselskurven bestemmer spotprisen og volumet på kraft for hver time til påfølgende døgn [19, p. 72-79].

Prisen sluttbruker betaler for elektrisitet avhenger av avtalen mellom sluttbruker og kraftleverandør, hvor man typisk har spotprisavtale eller en form for fastprisavtale. Ved spotprisavtaler betaler man spotpris pluss påslag til kraftleverandøren, mens ved fastprisavtaler betaler man en fast enhetspris på elektrisitet.

Nettleien skal dekke de faktiske kostnadene ved overføringen av strøm, som nett-tap (varmetap) og kostnadene ved å bygge og drifte overføringslinjene. I en rapport fra 2020 anslår NVE at 90% av kostnadene i strømmettet er faste kostnader knyttet til nettinvesteringer og driften av nettet. Dette viser at det er tilgjengeligheten av nettet og tilretteleggingen for å kunne overføre effekt som er den største kostnadsdriveren og ikke den faktiske overføringen [20]. Statnett har et naturlig monopol på transmisjonsnettet, mens de lokale nettselskapene har naturlig monopol innenfor sitt geografiske område. Naturlig monopol oppstår når et selskap kan produsere eller levere et produkt billigere enn to eller flere andre firmaer [19, p. 121-135]. Transmisjon av elektrisitet er et naturlig monopol, da det ville vært dyrere med to eller flere konkurrerende elektriske kraftnett.

Nettleien sluttbrukerne betaler går til det lokale nettselskapet. Inntektene til nettselskapene, og dermed finansieringen av kraftnettet, er nettleien sluttbrukerne betaler. Siden nettselskapene har monopol, reguleres nettleien av Reguleringsmyndigheten for energi (RME), en uavhengig reguleringsmyndighet organisert som en egen enhet i NVE [21].

Utformingen av nettleien er ulik for bedrifter med en årlig energibruk over 100 000 kWh og for bedrifter med en årlig energibruk under 100 000 kWh. For bedrifter med en årlig energibruk over 100 000 kWh består nettleien av et fastledd, et energiledd, et effektledd og avgifter. Bedrifter med en årlig energibruk under 100 000 kWh har lik prismodell som privatpersoner. Fra 1. juli 2022 ble det innført en ny nettleiemodell for sistnevnte gruppe, hvor effektuttaket nå er med å bestemme størrelsen på nettleien. Kraftnettet må dimensjoneres med en kapasitet for timene med høyest effektforbruk og bakgrunnen for endringen i nettleien er å gi forbrukerne et insentiv til å jevne ut forbruket og dermed holde kostnadene nede ved å unngå å bygge mer nett enn nødvendig [22]. Implementeringen av den nye nettleiemodellen kan variere mellom nettselskapene, da RME har overlatt til nettselskapene å bestemme endelig utforming, innenfor det regelverket som er gitt [22].

2.5 Flexibilitet og lastflytting

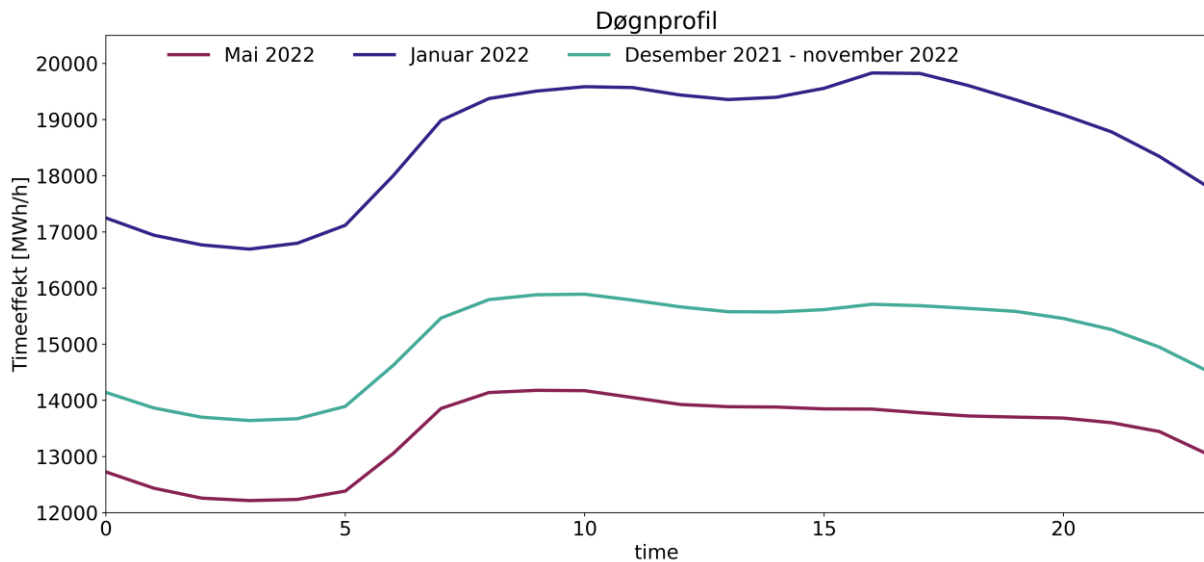
Som beskrevet i kapittel 2.2, må det til enhver tid være balanse mellom produsert og konsumert effekt. For å opprettholde denne momentane balansen er det behov for fleksibilitet på produsent- og forbrukersiden. I denne oppgaven brukes begrepet fleksibilitet på samme måte som Statnett i sin rapport «Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet», hvor fleksibilitet er produsenter og forbrukere som har evnen til å endre uttaket eller tilførselen av kraft i nettet [23]. I kraftnettet er det behov for fleksibiliteten på både energi og effekt.

Det viktigste instrumentet for å vise behovet for fleksibilitet er prisene i engrosmarkedet (energifleksibilitet) og balansemarkedet (effektflexibilitet) [23]. Ved å følge prissignalet fra spotprisen vil kraftprodusentene med regulerbar produksjonen kunne flytte energiproduksjon til tidspunkt hvor prisen er høyest og behovet for energi størst. Signalet om effektflexibilitet settes på balansemarkedet. Kraftprodusenter med kapasitet kan regulerer opp eller ned energiproduksjonen i en kort periode for å opprettholde den momentane kraftbalansen.

Med en økende andel uregulerbar kraftproduksjon fra fornybare kilder svekkes fleksibiliteten på produksjonssiden og behovet for forbrukerfleksibilitet øker. Behovet for fleksibilitet vises i fluktuerende spotpriser innenfor en kortere periode, som for eksempel stor variasjon i spotpris på dag og natt [23].

Statnett viser i sin rapport [23] til at forbrukerfleksibilitet egner seg best til å jevne ut døgnvariasjoner ved lastflytting. Ved lastflytting reduseres ikke den totale energibruken, men energibruken økes eller minkes i perioder.

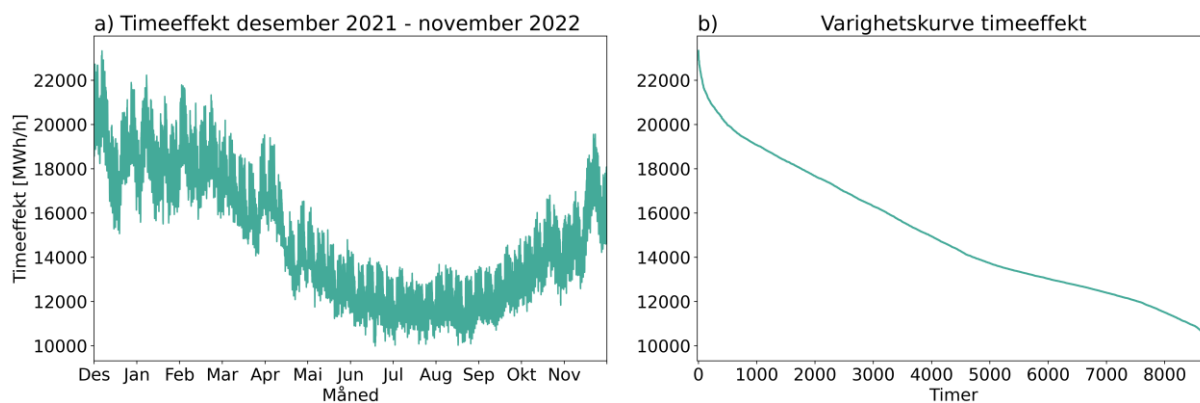
Som beskrevet i kapittel 2.1 må alle nettnivåer bygges for timene med høyest effektuttak, også kalt timeeffekt. Timeeffekt er et begrep som beskriver energi per time [kWh/h] [24]. Norge har en døgnprofil med høyere timeeffekt på morgenen og på kvelden. Timeeffekten er jevnt over høyere på dagtid og lavere på natten (Figur 2.2).



Figur 2.2: Døgnprofil for samlet timeeffekt [MWh/h] i Norge for januar og mai 2022, samt for perioden januar – november 2022. I alle døgnprofilene er det en økning i timeeffekt på morgenen samt høyere timeeffekt på dagtid enn om natten. I januar er det også en økning i timeeffekten på ettermiddagen. Laget med data fra [25].

Figur 2.2 viser at døgnprofilen er relativt lik for mai og januar med en topp i timeeffekten mellom klokken 6 til 10 på morgenen. Videre i oppgaven brukes begrepet effekttopp til å beskrive toppen i effektuttaket. Begrepet blir brukt både innenfor kortere tidsintervall, som at det er en effekttopp på morgenen i Figur 2.2, og for lengre perioder som effekttoppen i løpet av et år. Fleksible laster hos forbrukerne kan bidra til å redusere disse effekttoppene ved å flytte last fra effekttopptimene til timer med lavere timeeffekt.

Timeeffekten er jevnt over 4-5000 MWh/h høyere i januar enn i mai. Alle nivåer i nettet må som sagt bygges ut for høyeste timeeffekt. Hvor stor andel av tiden nettet må tåle en viss timeeffekt kan leses av en varighetskurve. En varighetskurve viser sammenhengen mellom timeeffekt og antall timer timeeffekten er lik eller høyere et gitt nivå, og i kurven er timeeffektene sortert fra høyest til lavest [26]. Timeeffekten for hele Norge med tilhørende varighetskurve fra desember 2021 – november 2022 er vist i Figur 2.3.



Figur 2.3: a) viser timeeffekten for et år fra desember 2021 til og med november 2022. b) er tilhørende varighetskurve. Laget med data fra [25].

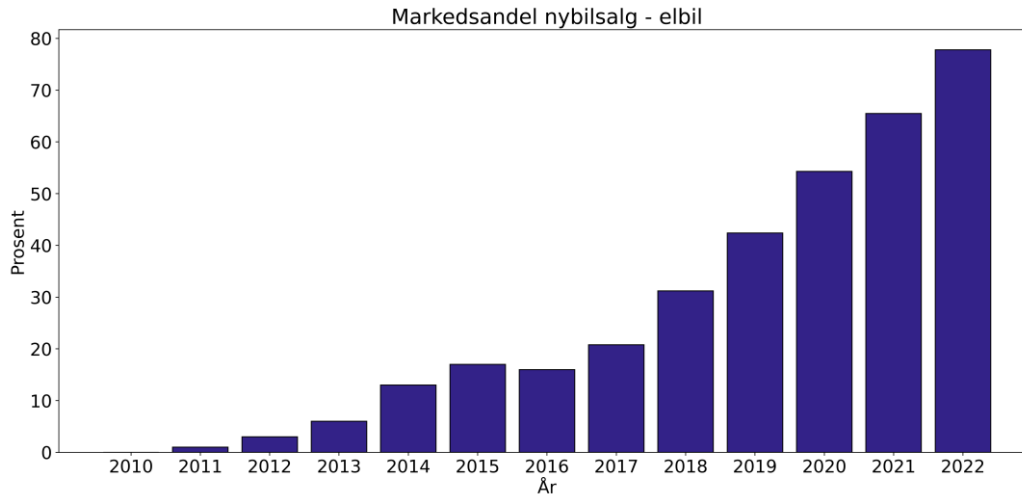
Figur 2.3 a) viser at effekttoppen i løpet av et år inntreffer i vintermånedene desember og januar. Figur 2.3 b) viser varighetskurven for perioden, hvor effekttoppene er vist til venstre på x-aksen. Høyeste timeeffekt i løpet av 12- måneders perioden var 23326 MWh/h. I 2,4% av timene var timeeffekten høyere enn 20994 MWh/h som er 10% lavere enn høyeste timeeffekt. Dette viser at effekttoppene gir dårlig nettutnyttelse. Høyeste effektuttak noensinne i Norge inntreff 15. januar 2021 med en timeeffekt på 25146 MWh/h. Dataen brukt i Figur 2.3 og Figur 2.2 er samlet timeeffekt for hele Norge. Lokale effekttopper kan føre til behov for utbygging av distribusjonsnett. For private aktører kan effekttopper i egen energibruk bety behov for forsterkning av nettilknytningen med tilhørende anleggsbidrag. Anleggsbidrag er et investeringstilskudd betalt av kunden ved utbygging eller forsterkning av nettilknytning [27]

2.6 Elektriske biler

Veitrafikk hadde et samlet utslipp på 8,7 millioner CO₂- ekvivalenter i 2021 noe som utgjør 17,7 prosent av Norges totale klimagassutslipp i 2021 [28]. Av dette stod personbiler for 49 prosent [29]. I 2017 vedtok Stortinget nullutslippsmålene i Nasjonal transportplan som har som mål at alle nye personbiler, lette varebiler og bybusser skal være nullutslippskjøretøy i 2025 [4]. Nullutslippskjøretøy defineres som helelektriske biler eller biler drevet på hydrogen.

2.6.1 Markedsandel elbil

Ved utgangen av august 2022 var det 500 000 elektriske personbiler på norske veier [6]. Nybilsalget for elbiler har vært stigende (Figur 2.4), og siden nullutslippsmålet ble lansert i 2017 har markedsandelen til elbiler i nybilsalget økt fra 20,8 prosent til 77,8 prosent for 2022 (januar – september) [6].



Figur 2.4: Markedsandelen til elbiler av alle solgte nye biler i Norge. Data for 2022 gjelder til og med september. Figur laget med inspirasjon og data fra [6].

2.6.2 Elbilbatteri

Det finnes flere typer elbilbatterier, hvor den mest utbredte batteritypen er Litium-ion batterier [30]. Litium-ion batteriet lades ved - og leverer – likestrøm (DC). Det er derfor behov for å invertere strømmen fra nettet, som er vekselstrøm (AC), til DC før opplading av batteriet. Biler med AC-motor vil i tillegg ha behov for å invertere likestrømmen fra batteriet til vekselstrøm for å kunne drive motoren.

Kapasiteten til et batteri, C_{batt} , angis i amperetime, Ah. Kapasitet C_{batt} er et mål på tiden t batteriet kan levere strømmen I før batteriet når «cutoff» spenningen U_{cutoff} [31, p. 14-22]. Ved U_{cutoff} regnes batteriet som utladet. Spenningen batteriet leverer varierer ettersom batteriet lades ut. Ved et gjennomsnittlig spenningsnivå, U_{snitt} , beregnes lagret energi i batteriet, E_{batt} , ved

$$E_{batt} = C_{batt} * U_{snitt}. \quad (2.1)$$

Som mål på hvor mye energi det er igjen i et elbilbatteri, brukes State of Charge (SoC). SoC angir hvor mye energi som er igjen i batteriet i forhold til kapasiteten på batteriet [32]. SoC beregnes ved

$$SoC = 1 - \frac{C_{utladet}}{C_{nominell}}, \quad (2.2)$$

hvor $C_{nominell}$ er elbilens nominelle batterikapasitet og $C_{utladet}$ er utladet kapasitet. SoC kan sammenlignes med drivstoffmåleren i en bensinbil som angir hvor mye drivstoff det er i bilen

relativt til full tank. I motsetning til drivstoff i en bensinbil, så kjennetegnes ikke SoC med en lineær kurve, men avhenger av faktorer som alder på batteriet, omgivelsestemperaturer og lade- utlade sykluser [32]. Ved SoC på 100% er batteriet fulladet.

2.6.3 Solgte elbiler i Norge 2022

I Tabell 2.2 er det gitt en oversikt over de ti mest solgte elbilene i 2022 (frem til oktober) [33]. Spesifikasjonene til de ti mest solgte elbilene er hentet fra [34].

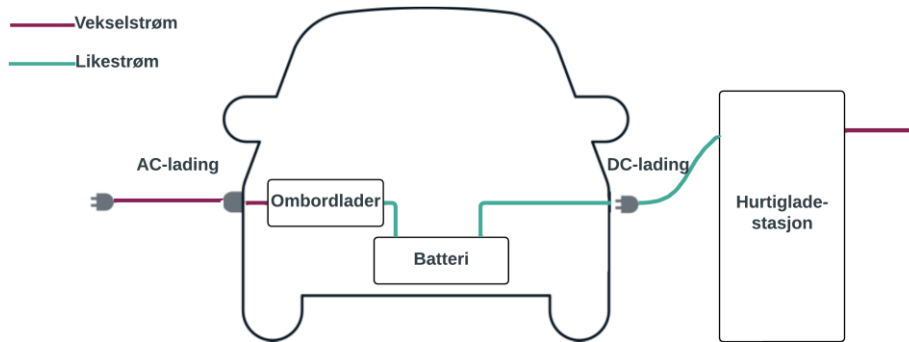
Tabell 2.2: Topp ti solgte elbiler frem til oktober i 2022 [33]. Spesifikasjonene til bilene er hentet fra [34]. Det er 4 modeller av Volkswagen ID.4, hvorav to har en ladeeffekt på 7,2 kW og to på 11 kW.

Bilmodell	Antall solgte i 2022	% av nybilsalget	Batteri brutto [kWh]	Batteritype	AC lading [kW]	DC lading [kW]
Tesla Model Y	9 573	9,3 %	60	Lithium-ion	11	170
Volkswagen ID.4	7 362	7,2 %	55	Lithium-ion	7,2/11	118
Skoda Enyaq	4 774	4,6 %	62	Lithium-ion	11	124
BMW iX	3 601	3,5 %	76,6	Lithium-ion	11	148
Hyundai IONIQ 5	3 269	3,2 %	77,4	Lithium-ion	11	233
Audi Q4 e-tron	3 172	3,1 %	82	Lithium-ion	11	135
Tesla Model 3	3 034	3,0 %	60	Lithium-ion	11	170
Audi e-tron	2 928	2,8 %	95	Lithium-ion	11	155
Polestar Polestar 2	2 734	2,7 %	69	Lithium-ion	11	136
Ford Mustang Mach-E	2 617	2,5 %	75,7	Lithium-ion	11	109

Ni av de ti mest solgte elbilene i 2022 støtter 3-faselading med en ladeeffekt opptil 11 kW. Unntaket er Volkswagen ID.4. Det er 4 modeller av Volkswagen ID.4, hvor to av fire biler støtter 3- faselading opptil 11 kW og to støtter 3-faselading opptil 7,2 kW.

2.7 Elbilladere og ladeinfrastruktur

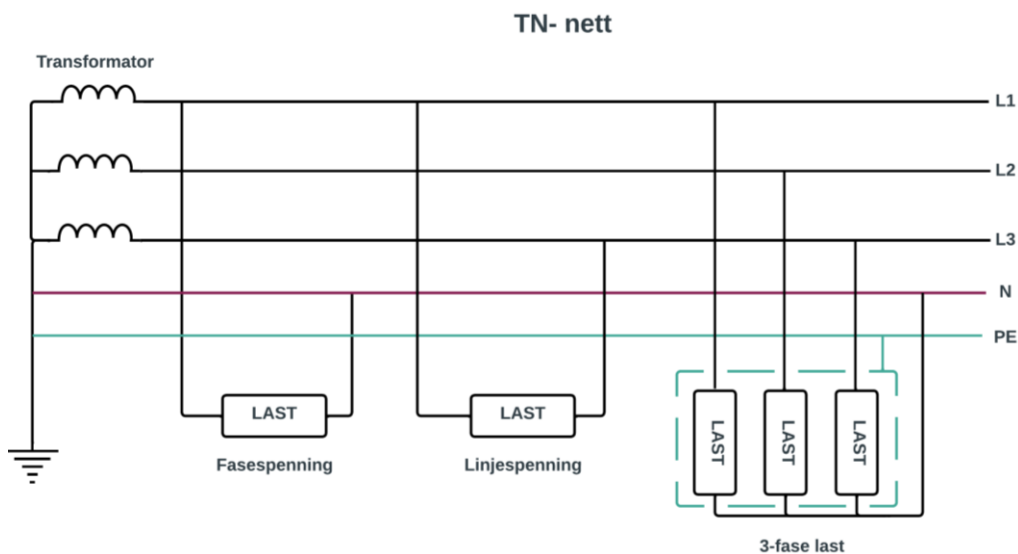
Elbilbatteriet trenger likestrøm til opplading. Lading av elbil deles allikevel inn i likestrømlading (DC-lading) og vekselstrømlading (AC-lading). De forskjellige ladebegrepene viser til hvor strømmen omformes fra vekselstrøm til likestrøm (Figur 2.5). Ved AC-lading, også kalt ombordlading («on-board charging») inverteres strømmen om bord i bilen til likestrøm, mens ved DC-lading, også kalt «off-board charging», inverteres strømmen i ladestasjonen og bilen mottar direktestrøm fra ladestasjonen. DC-lading muliggjør høyere ladeeffekt og kan derfor benyttes til hurtiglading.



Figur 2.5: Ved AC-lading kobles laderen på nettet og mottar vekselstrøm før strømmen inverteres til likestrøm i bilens ombordlader. Ved DC-lading inverteres strømmen til likestrøm i en ladestasjon som er koblet til nettet og bilen mottar likestrøm fra ladestasjonen.

2.7.1 AC-lading og ladeinfrastruktur

AC-lading via en ombordlader kan deles inn i to grupper; 1- og 3-faselading [30]. Hvilken ladeeffekt laderen kan gi avhenger av lavspenningsnettssystemet laderen er koblet på. I Norge er det tre ulike lavspenningsnettssystemer, TN-, IT- og TT-nett. IT-nettet er det mest utbredte nettssystemet i Norge, mens resten av Europa stort sett har TN-nett [35]. I IT- og TT-nettet henter kunden ut spenning mellom faselederne. Spenningen mellom faselederne heter linjespenningen. Linjespenningen i IT-nettet er på 230 V. I TN-nettet føres det en nøytralleder frem til forbrukeren. Spenningen mellom fase- og nøytralleder kalles fasespenning. Fasespenningen i TN-nettet er på 230 V, mens det er 400 V mellom faselederne [35]. Figur 2.6 viser 1-fase last ved linjespenning og fasespenning, og 3-fase last i TN- nettet.



Figur 2.6: I TN- nettet er linjespenningen 400 V og fasespenningen 230 V. L1, L2 og L3 er faselederne, N er nøytrallederen og PE er jording. TN- nettet kan variere med ulik kobling av PE- lederen. I figuren er TN-S kobling vist, hvor PE- og N-lederen er adskilt [36, p. 70-74].

AC-lading kan foregå via to forskjellige kontaktpunkter [37]:

- Schuko
- Type 2

Schuko er et vanlig jordet husholdningsstøpsel med spenning på 230 V [38]. Lading med schuko kan skje med maksimalt 10 A, som gir en maksimal ladeeffekt på 2,3 kW [39]. Fra 1. juni 2022 er det forbudt for nye installasjoner å legge til rette for schukolading, mens eksisterende installasjoner fortsatt kan brukes [36, p. 464-470].

Type 2-lading muliggjør 3- faselading opptil 22 kW, eller 1- faselading opptil 7,4 kW. Type 2- lading skjer via en ladekontakt utviklet for det europeiske markedet og det europeiske TN – nettet [40]. Type 2 ladere kan kobles på IT-nettet og da er den generelle anbefalingen 1-faselading.

2.7.2 DC-lading

For hurtiglading er det to standarder Combined Charging System (CCS) og CHAdeMO. CCS kan benyttes både til AC- og DC-lading og passer til de fleste nye elbilene på markedet, mens CHAdeMO passer til Nissan og Mitsubishi [40]. Hurtiglading kan levere en effekt opptil 350 kW. Som vist i Figur 2.5 likerettes strømmen i en ladeboks, og bilen mottar likestrøm fra ladeboksen.

2.7.3 Ladeeffektivitet

Ladeeffektivitet angir prosenten av effekten som trekkes fra nettet som ender i elbilens batteri. Den vil kunne variere, siden ytre faktorer som for eksempel omgivelsestemperatur vil påvirke. Sears m.fl. fant i [41] at ladeeffektiviteten ved type 2 lading var på 89,4%.

2.7.4 Lademetoder og fleksibilitet

Som beskrevet i kapittel 2.3 er det ventet at energi- og effektbruken øker mer enn ny energiproduksjon og installert effekt på produksjonssiden. Selv etter den forventede økningen i energibruk til transportsektoren viser NVE til at den totale energibruken til transportsektoren ikke utgjør en stor andel av den totale energibruken, men at lading av elbil trekker høy effekt. Og den samlede ladeeffekten vil dermed kunne være en utfordring for nettet, spesielt distribusjonsnettet [42]. I [16] derimot viser NVE til at smartlading innenfor transportsektoren kan avlaste nettet ved lastflytting.

NVE trekker frem 4 forskjellige lademetoder for elbil [42]:

- Standard lading
- Tidsstyrt lading
- Smart lading
- V2G

(1) Standard lading er når elbilen begynner å lade i det kjøretøyet kobles til laderen, og lader frem til batteriet er fulladet.

(2) Tidsstyrt lading er når laderen begynner å lade på et predefinert tidspunkt.

(3) Smartlading er når laderen responderer på ytre signaler.

(4) V2G viser til at laderen kan tilbakeføre strøm fra batteriet til nettet.

Smartlading er et mye brukt begrep, men definisjonen synes ikke å være entydig.

NVE definerer smart lading som ladesystemer hvor opplading automatisk tilpasses kraftsystemet, gjerne basert på prissignaler [42]. Som beskrevet i kapittel 2.4 består strømprisen av to hovedelementer, spotpris (for kunder med spotprisavtale) og nettleie. Effektleddet i nettleien gir et prissignal om jevn energibruk. Spotprisen varierer for hver time og prisene for hver time er kjent klokken 12 dagen i forveien. Ved fluktuasjoner i spotpris igjennom døgnet, gis det et prissignal om å flytte energibruken til timene med lav pris. Kraftleverandørene definerer ofte smartlading som å lade bilen etter timene med lavest spotpris [43-46].

Dersom en stor andel av energibruken flyttes til timen(e) med lav spotpris, kan sluttbrukeren få høye effekttopper i gjeldene timer.

For DSO'ene kan smartlading brukes som et virkemiddel til å overholde kapasiteten i nettet ved et jevnt effektuttak. En annen bruk av begrepet smartlading, brukt av nettselskaper som Elvia og Tensio, er at smartlading er et virkemiddel til jevn effektbruk [47, 48]. Det økonomiske incentivet for sluttbrukeren til for å følge denne definisjonen av smartlading er effekttariffen og eventuelle kostnader knyttet til kapasitetsutvidelse innenfor sluttbrukerens område.

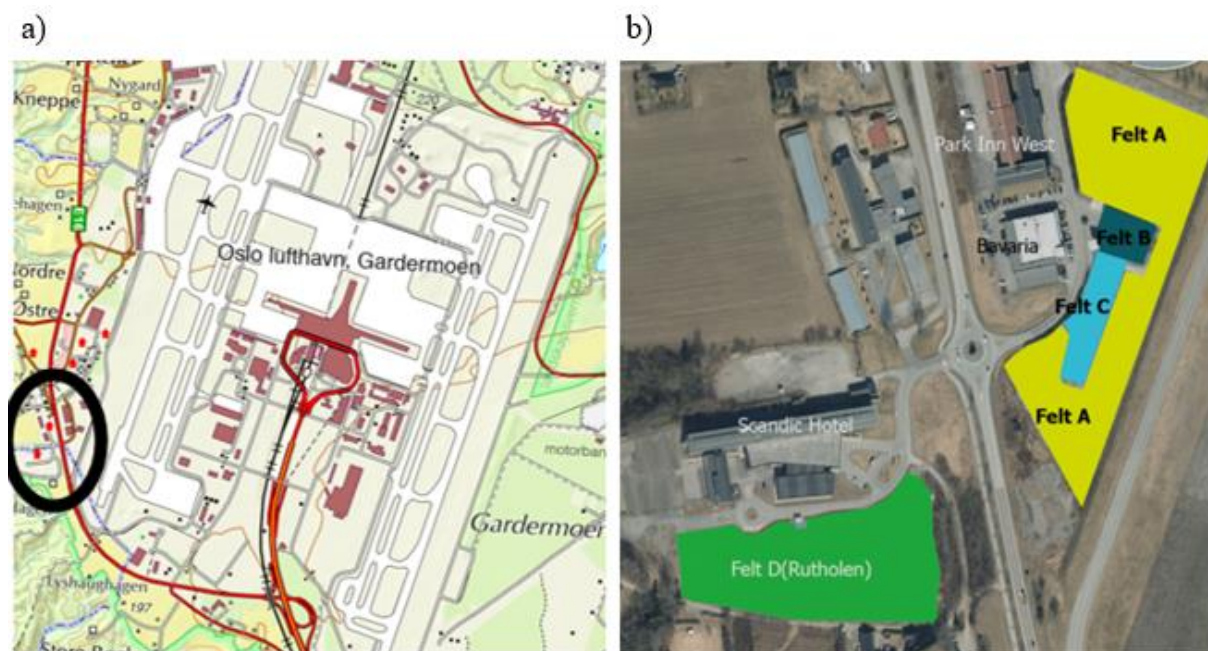
En mer generell definisjon av smart lading er at laderen kommuniserer og deler data med bilen og omverdenen slik at ladingen optimaliseres [49-51].

Ladesystemer som kommuniserer med eksterne data, muliggjør lading med lastbalansering og fremtidige ladeplansystemer. I et ladeanlegg som er lastbalansert, justeres ladehastigheten fortløpende etter tilgjengelig strøm i anlegget. Dette muliggjør at mange biler kan koble seg på anlegget uten at hovedsikringen går, da det ikke vil bli trukket mer strøm enn hovedsikringen tåler eller en annen forhåndsinnstilt verdi [52]. Ved dynamisk lastbalansering, justeres tilgjengelig strøm til lading etter øvrig forbruk.

Betegnelsen Vehicle to Grid (V2G) viser til ladesystemer hvor den lagrede energien i elbilens batteri kan føres tilbake til nettet [42].

3 Gardermoen Parkering

Gardermoen Parkering AS er en privateid parkeringsplass som ligger rett vest for rullebanen til Oslo lufthavn. Parkeringsplassen er å regne som en langtidsparkeringsplass for ferierende som reiser fra Oslo Lufthavn Gardermoen, og har en kapasitet på 1600 biler.

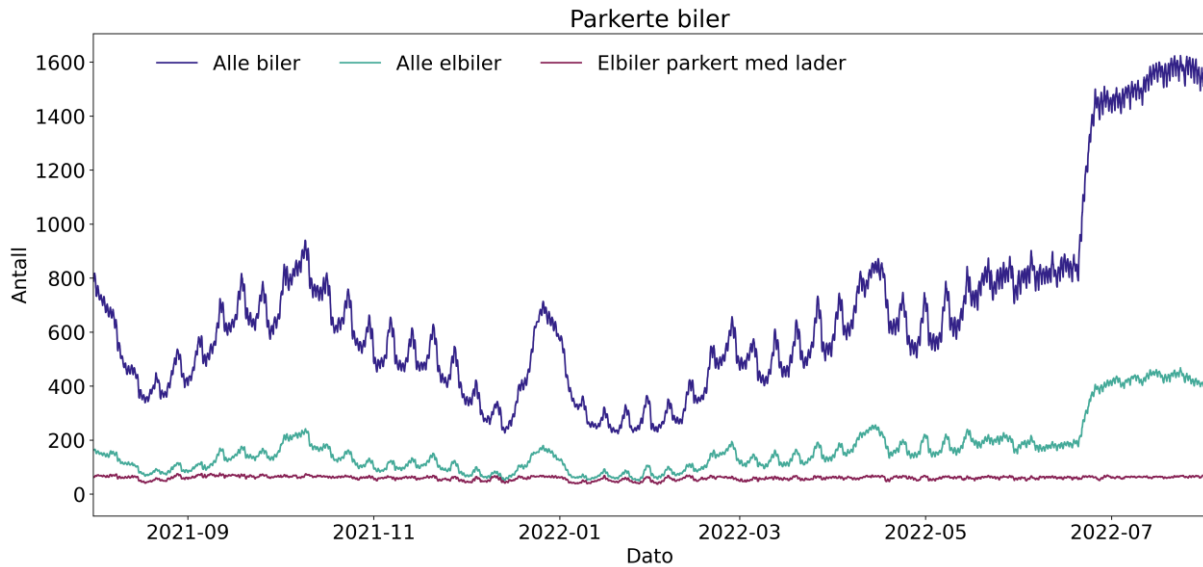


Figur 3.1: Oversikt over Gardermoen Parkering. Figur a) er kartdata, hvor lokasjonen til Gardermoen Parkering er markert med sort sirkel (kartdata hentet fra Norgeskart [53]). Figur b) viser parkeringsfeltene til Gardermoen Parkering. Felt B er innendørsparkering samt kontorlokaler. Dagens parkeringsplasser med ladere er lokalisert i felt C (foto hentet fra Gardermoen Parkering sin nettside [54] og er gjengitt med tillatelse).

Parkeringsplassen tilbyr innendørs- og utendørsparkering, hvorav 84 av utendørsplassene er med lademuligheter. Hver av de 84 ladeplassene har lader av typen schuko med en maks strømstyrke på 7,6 A og en ladeeffekt på 1,7 kW. Parkeringsplassen ønsker å bytte ut de

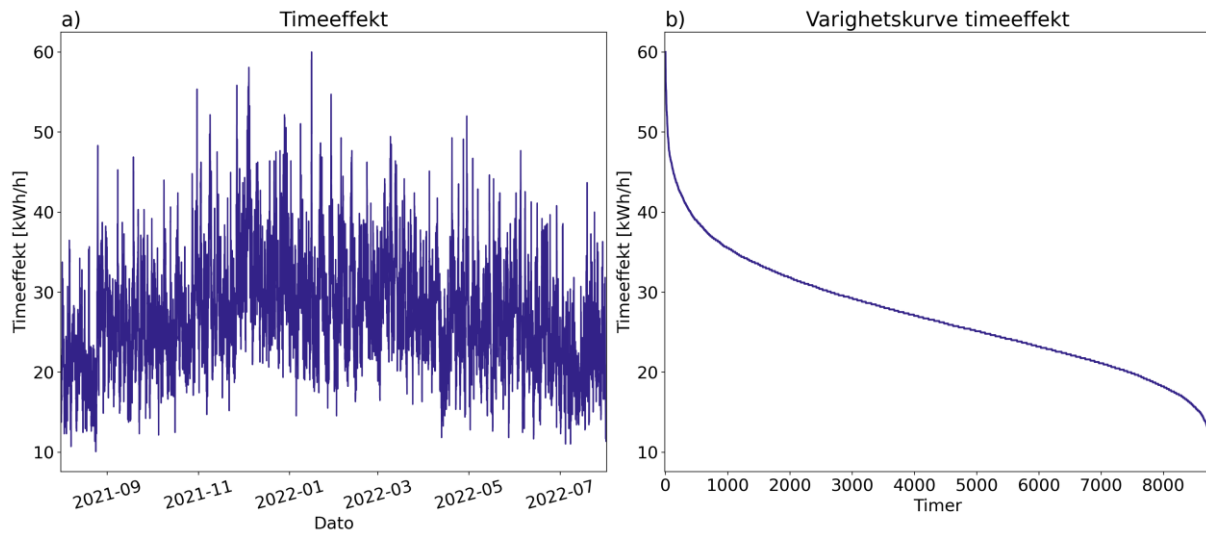
eksisterende laderne med 250 nye ladere, og tilrettelegge for en utvidelse på 250 ladere til ved en senere anledning. Laderne Gardermoen Parkering ønsker å installere er type 2 ladere med lastbalansering og ladeeffekt opp til 22 kW per lader. De nye laderne vil bli koblet på et TN-S system med 400 V linjespenning, strømstyrke på 618 A og effekt på 428 kW.

Figur 3.2 viser parkeringsbelegg for alle biler, alle elbiler og elbiler parkert med lader fra 1. august 2021 til 1. august 2022.



Figur 3.2: Belegg på parkeringsplassen for perioden 01.08.2021 – 01.08.2022.

Figur 3.3 viser timeeffekten til samme periode som Figur 3.2 med tilhørende varighetskurve. Timeeffekten til Gardermoen Parkering består av opplading av parkerte elbiler og øvrig last på parkeringsplassen. I perioden 01.08.2021 - 01.08.2022 var timeeffekten 39,5 kWh/h eller lavere 95% av timene. Høyeste timeeffekt i perioden var 60,0 kWh/h, som er 52% høyere enn 95%- verdien.



Figur 3.3: I a) lastkurve er timeeffekt for perioden 01.08.2021 – 01.08.2022, mens i b) er varighetskurven til samme periode.

Som beskrevet i kapittel 2.4 består nettleien av flere ledd, hvorav effektleddet er ett av dem. For næringskunder med forbruk over 100 000 kWh bestemmes effektleddet av timen med høyest timeeffekt i løpet av en måned. DSO'en i Gardermoen Parkering sitt nettområdet er Elvia. Tabell 3.1 viser Elvia sine satser på effektleddet, ekskludert merverdiavgift.

Tabell 3.1: Effektleddet for bedrifter med et årlig forbruk over 100 000 kWh. Sommer er månedene april – oktober, mens vinter er november - mars [55].

Effektledd vinter	90 kr/(kWh/h)/mnd
Effektledd sommer	40 kr/(kWh/h)/mnd

Etter installasjon av flere ladere og en økende elbilandel vil energibruken til lading utgjøre majoriteten av den totale energibruken. Med dagens ladeinfrastruktur er det ikke mulig å lese av energibruken til hver enkelt elbil. Gardermoen Parkering har tidligere ikke tatt betaling for ladning av elbiler, men dette har de endret etter høye strømpriser i 2021 og 2022 og det er innført et påslag på 240 kr for elbiler med ladning [56].

4 Metode

Gardermoen Parkering skal erstatte sine nåværende 84 elbilladere fra 2009, med 250 nye ladere. Senere ser de for seg å øke antall ladere til totalt 500. Denne oppgaven tar for seg hvilken innvirkning nye og flere ladere har på effektuttaket til Gardermoen Parkering og ser på potensialet for å jevne ut lastkurven under kriteriet om at alle bilene skal være er fulladet ved avreise.

For å kunne svare på problemstillingene er det gjort databehandling av «parkeringsdata», og en simuleringsmodell for effektuttaket til parkeringsplassen er blitt laget.

4.1 Data og databehandling

Før analyse ble dataen behandlet og sammenstilt til en enhetlig tidsserie. Rådata som er brukt i oppgaven er:

- Parkeringsdata fra Gardermoen Parkering
- Historisk data for energibruk hos Gardermoen Parkering
- Spotprisdata fra Nord Pool

4.1.1 Parkeringsdata

Parkeringsdataen består av reservasjoner for biler på Gardermoen Parkering for perioden 17.09.19 til 31.08.22. Datasettet er sammensatt av ordrenummer, registreringsnummer (delvis sladdet), ankomsttidspunkt, avreisetidspunkt, samt på hvilket område av parkeringen bilen stod parkert. Områdene bilene kan parkere på er «inne», «vanlig uteparkering» og «Felt C – Elbil med ladestrøm». Nåværende ladere ble installert i 2009, men siden «Felt C – Elbil med ladestrøm» først ble logget som et alternativ fra 01.05.2021 er det ikke mulig å skille på elbiler parkert med og uten lader registrert før denne datoen. Dataen representerer ikke bilenes faktiske ankomst- og avreisetidspunkt, men den bestilte parkeringstid.

For registreringsnumrene ble kun bokstavene inkludert i datasettet. Dette for å anonymisere bilene, men fortsatt kunne skille på om det var en elbil eller ikke. Dersom registreringsnummeret hadde en av bokstavkombinasjonene i Tabell 4.1 ble bilen markert som elbil. Videre ble ordrenummeret brukt som ID på bilene.

Tabell 4.1: Bokstavene i registreringsnummeret som indikerer at bilen er en elbil.

EL	EK	EV	EB	EC	ED	EE
----	----	----	----	----	----	----

Parkeringsdataen ble brukt til å lage en tidsserie med timesoppløsning for hele perioden, hvor det for hver time ble registrert biler som kom og biler som dro. Ved kumulativ beregning ble det så beregnet hvor mange biler som stod parkert på parkeringsplassen, differensiert mellom alle biler, elbiler og elbiler med lading. Videre i oppgaven er det tatt utgangspunkt i at alle biler kom til bestilt tid (på starten av timen) og at alle bilene dro ved bestilt utsjekkingstid (på slutten av timen).

4.1.2 Data over energibruk

Med hjelp fra Gardermoen Parkering ble historisk energibruk hentet ut fra deres nettoperatør Elvia, for perioden 01.01.2019 – 31.08.2022. I august 2022 ble det installert solceller på parkeringsplassen. Da energibruket som dekkes med egenprodusert strøm ikke er med i oversikten fra Elvia, er energibruksdataen for august 2022 mangelfull og ble derfor utelatt fra tidsserien. Energibruksdataen var uten justering for sommer- og vintertid, så ved stilling av klokken til vinterstid er energibruket for to timer derfor slått sammen, mens det ved stilling av klokken til sommertid er en time hvor forbruket er 0 kWh.

4.1.3 NordPool data

Historiske strømpriser ble hentet via en FTP-server, med tilgang og tillatelse fra Nord Pool [57]. I dataen fra Nord Pool bestod hvert døgn av en ekstra time, kalt 03b, slik at alle døgn hadde totalt 25 timer. Ekstratimen 03b var tom alle dager i året, foruten døgnet når klokken ble stilt en time tilbake til vintertid. Når klokken ble stilt en time fremover til sommertid, hadde døgnet bare 23 timer og det var derfor ikke oppgitt noen verdi for strømpris for klokken 03.

4.1.4 Sammenstilling til en enhetlig tidsserie

Tidsserien som ble sammenstilt basert på rådataen ble laget uten sommertid for å gjøre databehandlingen lettere. Det vil si at hele tidsserien er på formen UTC¹+1. Ved overføring av rådataen til tidsserien gikk det ved overgang fra sommertid til vintertid en time med informasjon om energibruk og spotpris tapt. Ved overgang fra vintertid til sommertid var det en time uten noe informasjon. Energibruk og spotpris for denne timen ble generert av de to nærmeste timene, ved interpolering. Parkeringsdataen ble ikke påvirket av dette, da det ikke var noen ankommende eller avreisende biler på dette tidspunktet.

¹ UTC - Coordinated Universal Time

På grunn av manglende differensiering på hvilket område bilene stod parkert fram til 01.05.2021 og manglende informasjon om energibruk i august 2022 ble tidsserien forkortet til perioden 01.05.2021 til 31.07.2022. Dataen i tidsserien er presentert i Tabell 4.2.

Tabell 4.2: Inndata til simuleringsmodellen. Ordrenummer er representert i en liste for hvert tidssteg, da det ofte kommer eller drar flere biler i samme tidssteg.

Variabel	Enhet
Tid	åååå-mm-dd tt:mm:ss
Energibruk	kWh
Spotpris	NOK/kWh
Ordrenummer på ankommende biler	[Ordrenummer ₁ ,..., Ordrenummer _n]
Ordrenummer på utgående biler	[Ordrenummer ₁ ,..., Ordrenummer _n]

4.1.5 Programmering

All rådata ble behandlet i det objektorienterte programmeringsspråket Python versjon 3.9. Simuleringsmodellen ble utviklet i Python, og lenke til koden er i [58]. Ved behandling av rådata og utviklingen av simuleringsmodellen ble IDE'en Spyder (versjon 5.2.2) brukt². Simuleringsmodellen ble brukt til flere scenarier, som blir beskrevet i delkapittel 4.3.1. For å få tilgang til mer prosessorkraft og korttidsminne ble simuleringsmodellen kjørt i Google Colab, som er en nettbasert IDE med Python versjon 3.8.15.

Importerte pakker i Python som er brukt i modellen er presentert i Tabell 4.3.

Tabell 4.3: Importerte pakker i Python brukt i databehandling og konstruksjonen av modellen.

Numpy	Pandas	Matplotlib	Timedelta	Time	Math
--------------	---------------	-------------------	------------------	-------------	-------------

4.2 Analyse av parkeringsdata

Parkeringsdataen fra Gardermoen Parkering ble brukt til å beregne gjennomsnitt og standardavvik, og median på hvor lenge bilene stod parkert på parkeringsplassen. For analyse av parkeringsdataen ble data fra hele tidsperioden 17.09.19 til 31.08.22 brukt. I modellen ble kun data for perioden 01.05.2021-31.07.2022 brukt.

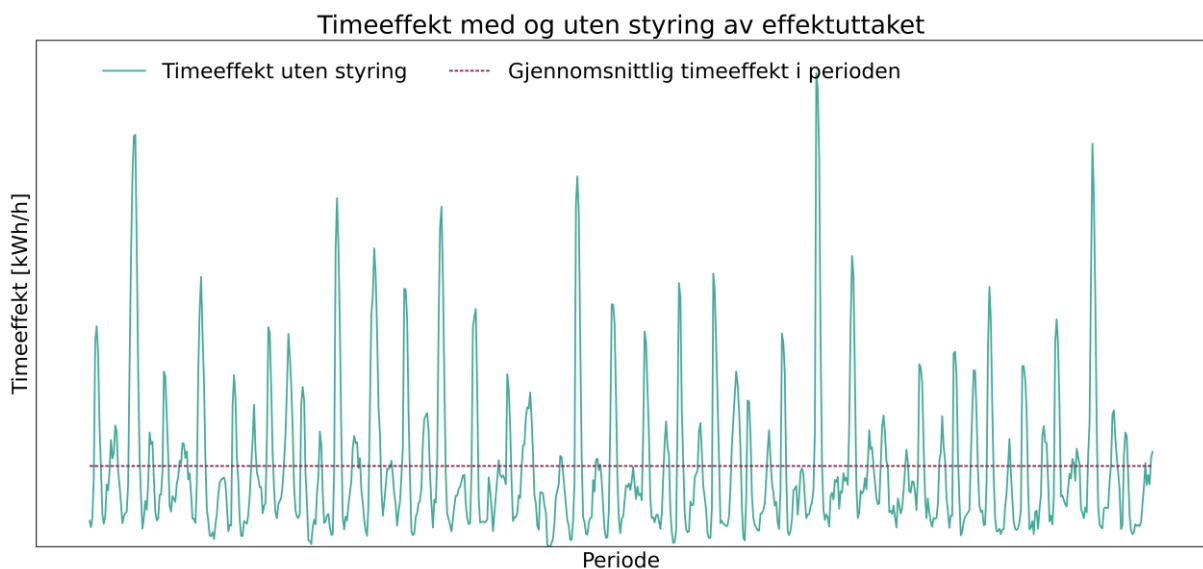
² IDE – Integrated development environment

4.3 Oppbygging av simuleringsmodellen og modellens virkemåte

Simuleringsmodellen går igjennom en tidsserie med informasjon om innkommende og utgående biler til parkeringsplassen og beregner timeeffekten til ladeparken ved ulike scenarioer.

Målet til simuleringsmodellen er å bestemme det laveste effektuttaket til Gardermoen Parkering dersom alle bilene skal være fulladet ved avreise fra parkeringsplassen. Den laveste verdien effektuttaket kan ha og fortsatt møte det samlede energibehovet i løpet av en periode, er gjennomsnittlig total timeeffekt for perioden (Figur 4.1).

Strategien i simuleringsmodellen er å starte med gjennomsnittsverdien, basert på perfekt kunnskap om månedsforbruket, for deretter å øke effektuttaket trinnvis dersom kravet om fulladede biler ikke innfris.



Figur 4.1: I figuren er timeeffekten [kWh/h] i en eksempelperiode fremstilt. Grønn linje er timeeffekten uten styring (ukontrollert lading) av effektuttaket i perioden, mens rød stiptet linje er lik gjennomsnittet av grønn linje for perioden. Rød stiptet linje er det laveste effektuttaket som kan dekke energibehovet i perioden. Arealet under begge linjene er det samme.

4.3.1 Scenarioer

Inndataen i simuleringsmodellen er tidsserien beskrevet i kapittel 4.1.4 og scenarioavhengige variabler. De scenarioavhengige variablene er antall ladeplasser, hvor stor andel av bilene som er elbiler, ladeeffekten per lader og hvilken sannsynlighetsfordeling som brukes for «energibehov ved ankomst». Som beskrevet i delkapittel 2.7.3 går det energi tapt i ladeprosessen. I denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i at bilene ankommer med et brutto

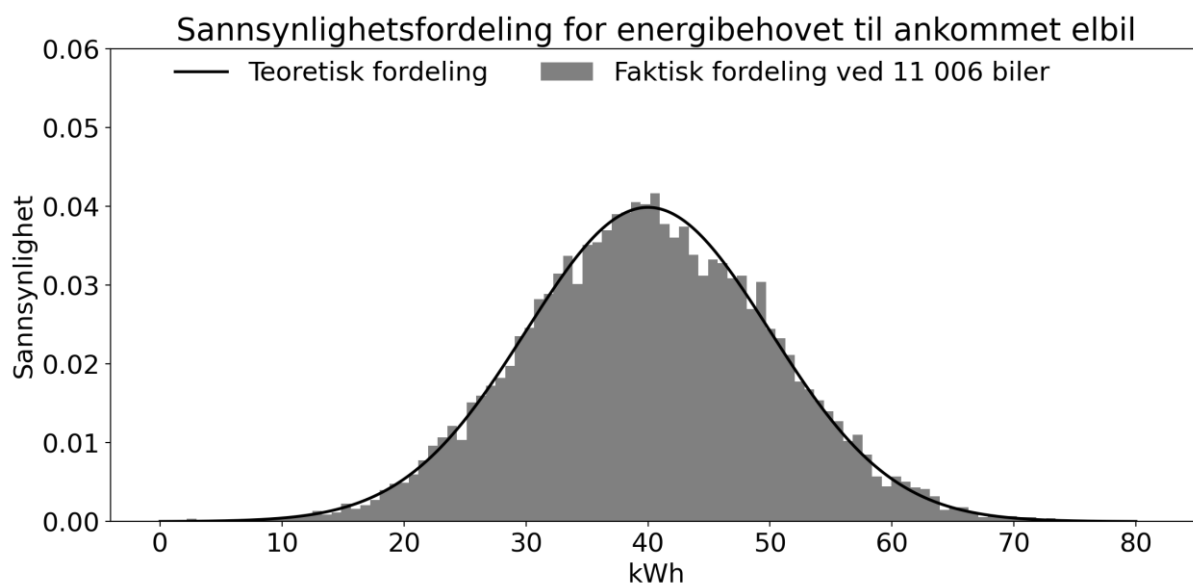
energibehov hvor disse tapene er inkludert. Hvor mye energi hver bil trenger ved ankomst til parkeringsplassen kalles videre i oppgaven for «energibehov ved ankomst». Når energibehovet til en parkert bil er møtt, har bilen en SoC på 100%.

I litteraturen syntes det ikke å være en entydig sannsynlighetsfordeling som representerer energibehov ved ankomst og heller ikke hvor stort energibehovet er. Det er gjort flere studier som bruker elbiler parkert på en parkeringsplass [59-62]. I disse studiene synes det ikke å være en entydig metode for å anslå energibehovet til bilene som ankommer parkeringsplassen. Maigha m.fl. [59] antok at bilene ankom parkeringsplassen med SoC uniformt fordelt mellom 20% og 50% og batterikapasitet på intervallet 20-80 kWh. Bagherzadeh m.fl. [61] brukte og uniform fordeling med antagelsen om at 70% av bilene ankom parkeringsplassen med SoC på intervallet 0-30%, mens 30% ankom med SoC på intervallet 30-80%. Ghotge m.fl. [60] antok derimot at bilene ankom parkeringsplassen med et energibehov normalfordelt rundt 50% SoC. Rabiee m.fl. [62] brukte at alle bilene ankom parkeringsplassen med en SoC på 10%. I denne oppgaven er hovedscenario for «energibehov ved ankomst» valgt å være en normalfordeling med verdier vist i Tabell 4.4. Energibehov ved ankomst er brutto energibehov til bilen ved ankomst og er energien som trengs til lade SoC til 100% og dekke tap i ladeprosessen.

Tabell 4.4: Tildeling av energibehov ved ankomst til Gardermoen Parkering

Gjennomsnitt [kWh]	Standardavvik [kWh]
40	10

Gjennomsnittet på 40 kWh er basert på Gardermoen Parkering sine anslag, som blir beskrevet i delkapittel 4.3.4, og at 40 kWh utgjør cirka halvfullt batteri for batteripakkene til elbilene presentert i Tabell 2.2 som er samme anslag som i [60]. Sannsynlighetsfordelingen til «energibehovet ved ankomst» for hver elbil er vist i Figur 4.2.



Figur 4.2: Normalfordelt sannsynlighetskurve for energibehovet til ankommet elbil. Grå stolper er fordeling ved en simulering for scenario med 100% elbilandel og 250 ladeplasser. 11 006 er antall biler som parkerte med lader i simuleringen.

I oppgaven simuleres 14 ulike scenarioer, presentert i Tabell 4.5. 12 av scenarioene følger sannsynlighetsfordelingen til «energiebehov ved ankomst» beskrevet i Tabell 4.4, mens to scenarioer har en annen sannsynlighetsfordeling, hvorav en har uniform sannsynlighetsfordeling slik som i [59] og siste har normalfordeling rundt 60 kWh.

Tabell 4.5: Oversikt over variablene i de simulerte scenarioene.

Scenario-nummer	Antall ladeplasser	Andel elbiler av innkommende biler	Ladeeffekt på laderne [kW]	Energiebehov ved ankomst (gj.snitt,std) [kWh]	Fordelingstype
1	250	100 %	11	40, 10	Normalfordelt
2	250	100 %	3,68	40, 10	Normalfordelt
3	250	50 %	11	40, 10	Normalfordelt
4	250	50 %	3,68	40, 10	Normalfordelt
5	250	50 %	11	60, 5	Normalfordelt
6	250	50 %	11	40, 11,55	Uniformfordelt [20,60]
7	250	25 %	11	40, 10	Normalfordelt
8	250	25 %	3,68	40, 10	Normalfordelt
9	500	50 %	11	40, 10	Normalfordelt
10	500	50 %	3,68	40, 10	Normalfordelt
11	500	100 %	11	40, 10	Normalfordelt
12	500	100 %	3,68	40, 10	Normalfordelt
13	1600	100 %	11	40, 10	Normalfordelt
14	1600	100 %	3,68	40, 10	Normalfordelt

Scenario 5 og 6 har en annen sannsynlighetsfordeling, med den hensikt å se på innvirkningen valget av sannsynlighetsfordeling har på resultatet. Ved scenario 5 er energibehovet normalfordelt med et gjennomsnitt på 60 kWh og standardavvik 5 kWh, mens scenario 6 er uniformt fordelt med energibehov i intervallet 20 kWh til 60 kWh.

Laderne Gardermoen Parkering installerer er Type 2- ladere som kan levere en ladeeffekt opptil 22 kW. Som vist i Tabell 2.2, så hadde 9 av de 10 mest solgte elbilene i 2022 en ombordlader som støttet AC- lading opp til 11 kW. Siste bilen støttet enten 7,2 eller 11 kW avhengig av modell. I scenarioene varieres det mellom to ulike effekter på oppladingen, 11 kW som basert på ombordladerene til bilene i Tabell 2.2 og 3,68 kW som er ladeeffekten ved 1-fase lading og strømstyrke på 16 A på IT-nettet.

I scenarioene er det enten 250, 500 eller 1600 ladeplasser. 250 og 500 er valgt med bakgrunn i hva Gardermoen Parkering ønsker å installere, mens scenarioene med 1600 ladeplasser er tatt med for å se på potensielle fremtidsscenarioer hvor alle bilene er elektriske, som kan bli virkelighet dersom nullutslippsmålene satt av nasjonal transportplan oppnås [4].

I videre delkapitler beskrives oppbyggingen av simuleringsmodellen. I videre beskrivelse brukes begrepene prosess, operasjon, simulering og repetisjon. Hvert begrep referer til et bestemt gjøremål og er for enkelhetsskyld oppsummert i Tabell 4.6.

Tabell 4.6: Begreper som brukes i forklaringen av modellen.

Prosess	Operasjon	Simulering	Repetisjon
Foregår i hvert tidssteg	Utføres på hele tidsserien, med prosesser for hvert tidssteg	Serie med operasjoner	Repetisjon av en operasjon i en simulering

4.3.2 Oppbygging og simulering av ladeparken

Ladeparken med elbilladere er representert som en DataFrame i Python og består av 6 kolonner, som er presentert i Tabell 4.7. DataFrame er en todimensjonal datastruktur med kolonner og rader i modulen Pandas.

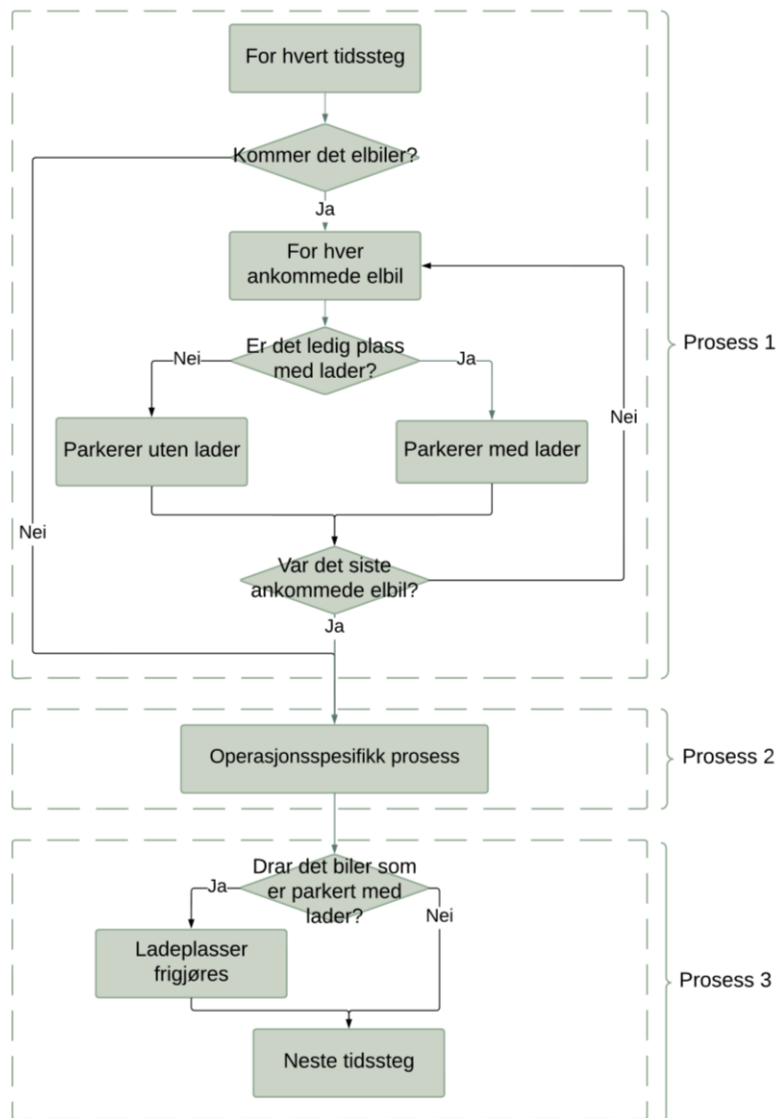
Tabell 4.7: Parametere som lagres om hver parkerte bil i ladeparken.

Ordrenummer	Energibehov ved ankomst	Utestående energibehov	Ankomst	Avreise	Fulladet tidspunkt
Brukes som ID på bilen	Energibehov [kWh] ved ankomst	Energibehov [kWh] i tidssteget	Tidspunkt for ankomst	Tidspunkt for avreise	Tidspunkt hvor bilen ble fulladet

For hvert tidssteg foregår det tre hovedprosesser (Figur 4.3):

- Proses 1: Ankomende biler og ladeplass
- Proses 2: Operasjonsspesifikk prosess
- Proses 3: Biler som drar

Prosess 1 og 3 er lik for alle operasjoner i modellen. I prosess 2 simuleres ladingen av ladeparken og prosessen avhenger av hvilken operasjon som gjennomføres.



Figur 4.3: Flytskjema for simulering av ladeparken. Proses 1 og 3 er basis for videre operasjoner. Proses 2 varierer avhengig av hvilken operasjon som utføres.

4.3.3 Modellen overordnet og rekkefølge på operasjoner

Modellen har som formål å jevne ut lastkurven uten at kriteriet om at alle biler skal være fulladet ved avreise brytes. Medregnet i lastkurven er timeeffekten til opplading av parkerte

elbiler og øvrig last på parkeringsplassen. Øvrig last på parkeringsplassen kalles heretter basis timeeffekt og er timeeffekten som går til å dekke alt forbruk foruten lading av elbilene.

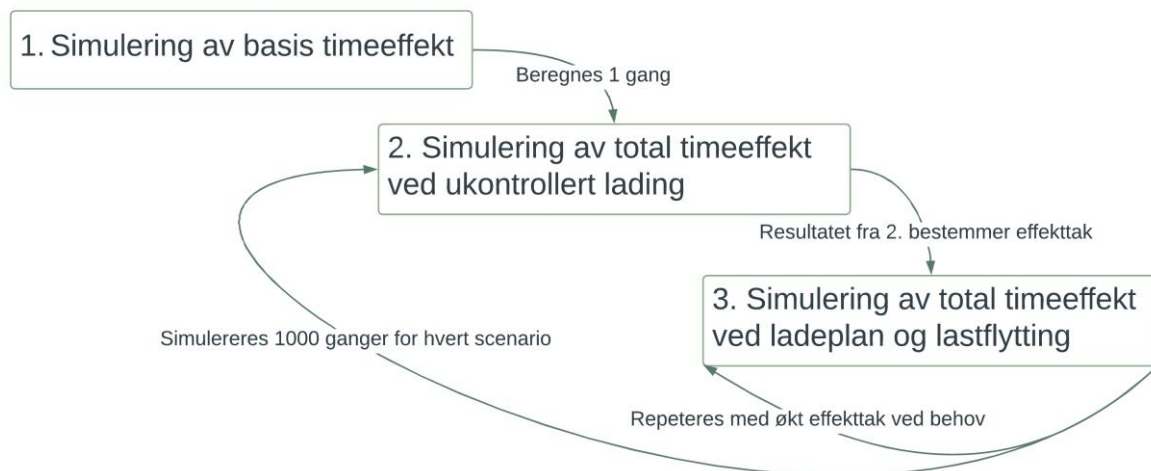
Modellen er bygget opp med tre forskjellige hovedoperasjoner (Figur 4.4):

1. Beregning av basis timeeffekt
2. Simulering av total timeeffekt ved ukontrollert lading
3. Simulering av total timeeffekt ved ladeplan og lastflytting

Hele tidsserien blir beregnet for hver operasjon, før neste operasjon blir beregnet.

Rekkefølgen er kronologisk og påfølgende operasjons inndata avhenger av utdataen fra tidligere operasjoner. Operasjon 1 beregnes kun én gang og er lik for alle scenarioer.

Operasjon 2 og 3 beregnes 1000 ganger for hvert scenario.



Figur 4.4: Modellens tre hovedoperasjoner. Første operasjon beregnes én gang, og er lik for alle scenarioer. Operasjon 2 og 3 beregnes 1000 ganger for hvert scenario. Resultatet fra operasjon 2 bestemmer effekttaket for operasjon 3. Operasjon 3 repeteres med økende effektuttak frem til kriteriet om at alle bilene skal være fulladet ved avreise er nådd.

For operasjon 2 og 3 er det tilfeldig hvilke biler som er elbil og hvilket energibehov de har ved ankomst. I operasjon 1 brukes faktiske data på hvilke elbiler som stod parkert med lader. De tilfeldige variablene blir definert i operasjon 2 og er lik i operasjon 3. For hver simulering av modellen defineres disse paramterne på nytt.

I påfølgende delkapitler beskrives operasjonen 1, 2 og 3. I

Tabell 4.8 er de ulike effektvariablene som brukes i operasjonene.

Tabell 4.8: Effektvariabler brukt i operasjon 1,2 og 3. n indikerer i hvilken operasjon variabelen ble beregnet.

Variabel	Forklaring
P_{el}	Ladeeffekt per lader
P_k	Maksimal effekt på kursen til ladeparken.
$P_{b,t,1}$	Basis timeeffekt. Beregnes i operasjon 1 og brukes videre i operasjon 2 og 3.
$P_{l,t,n}$	Timeeffekten til lading for hele ladeparken. Beregnes i hver operasjon.
$P_{t,t,n}$	Total timeeffekt. Er lik $P_{b,t,1} + P_{l,t,n}$ og beregnes i hver operasjon.
$P_{park,t,2}$	Tilgjengelig effekt til ladeparken i operasjon 2. Inkluderer ikke basis timeeffekt.
$P_{tot,t,3}$	Effekttaket i operasjon 3. $P_{t,t,3} \leq P_{tot,t,3}$ i operasjon 3.

4.3.4 Operasjon 1 – Basis timeeffekt

Første operasjon beregner basis timeeffekt, $P_{b,t,1}$. Ved beregning av basis timeeffekt brukes historisk parkeringsdata og energibrukdata for Gardermoen Parkering i perioden 01.05.2021 til 31.07.2022. $P_{t,t,1}$ er total timeeffekt for perioden hentet fra energibrukdataen beskrevet i delkapittel 4.1.2. Timeeffekten som er gått med til lading av elbilene, $P_{l,t,1}$, beregnes ved parameterene presentert i Tabell 4.9.

Tabell 4.9: Parametere brukt til beregning av ladeeffekt og basis timeeffekt. P_k er effektuttaket på kursen til elbilladerne.

P_k [kW]	P_{el} [kW]	E_b [kWh]
428	1,7	40

Maksimal effekt på kursen, P_k , og ladeeffekt per lader, P_{el} , representerer faktiske forhold. Det foreligger ingen data på hvor mye energi hver enkelt elbil har brukt ved parkering hos Gardermoen Parkering, men det er foretatt avlesninger på den elektriske kursen som forsyner alle elbiladerne. Gardermoen Parkering har utført 11 avlesninger på kursen klokken 12 den første dagen i måneden i perioden 01.10.2021 – 01.08.2022. Ved å se på energibruken på kursen til elbilene opp mot total energibruk har Gardermoen Parkering anslått at cirka 47% av deres energibruk går til lading av ladeparken. Energibehovet, E_b , er bestemt ved å beregne total energi til lading med ulike verdier for E_b , og den verdien som gir prosentvis andel tilnærmet lik anslaget til Gardermoen parkering ble valgt. Med denne fremgangsmåten ble E_b

bestemt til å være 40 kWh. Ved beregning av $P_{l,t,1}$ brukes tilnærmingen at alle biler ankommer med samme energibehov ved ankomst på 40 kWh.

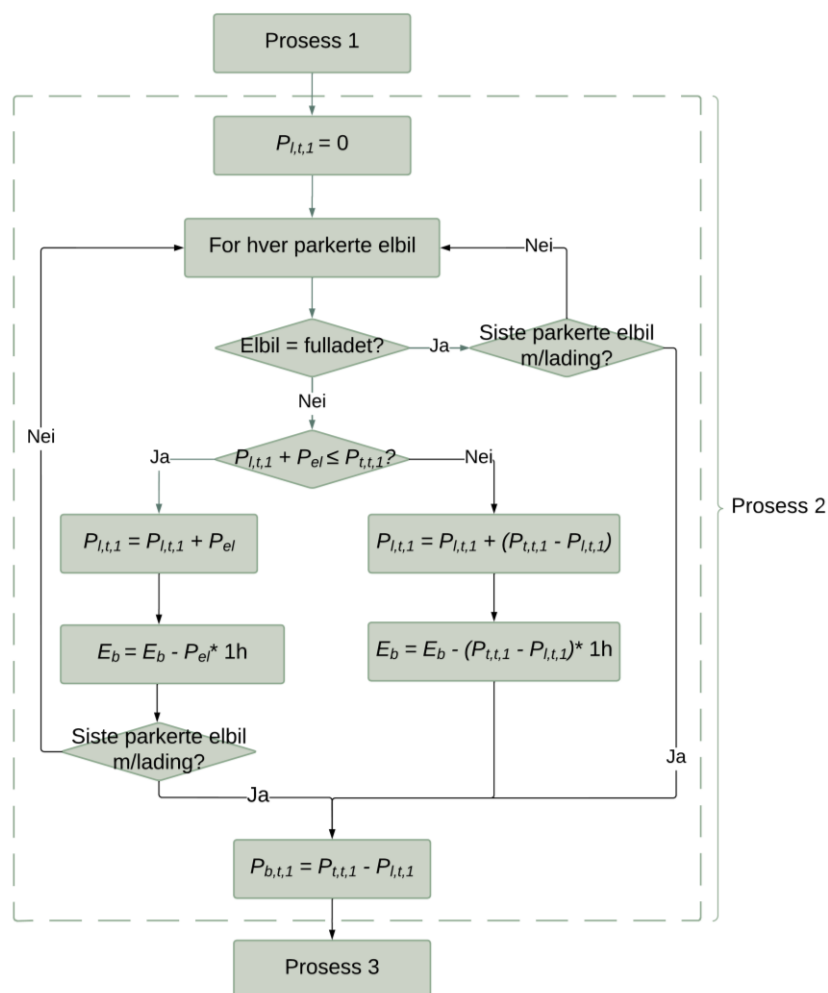
Flytskjema for beregning av $P_{l,t,1}$ og $P_{b,t,1}$ er presentert i Figur 4.5 og hvert tidssteg består av følgende steg:

Steg 1: prosess 1, som beskrevet i Figur 4.3.

Steg 2: Iterasjon gjennom bilene i ladeparken. For hver parkerte elbil som har et utestående energibehov øker $P_{l,t,1}$ med P_{el} så fremt $P_{l,t,1}$ ikke blir større enn $P_{t,t,1}$

Steg 3: $P_{b,t,1}$ beregnes ved $P_{t,t,1} - P_{l,t,1}$.

Steg 4: Prosess 3, som beskrevet i Figur 4.3.



Figur 4.5: Flytskjemaet for beregning av basis timeeffekt, $P_{b,t,1}$, til Gardermoen Parkering. Den totale timeeffekten, $P_{t,t,1}$ er en kjent variabel fra data fra Elvia. $P_{l,t,1}$ er timeeffekten som er brukt til lading. Etter $P_{l,t,1}$ er beregnet, beregnes $P_{b,t,1}$ ved differansen mellom total timeeffekt og timeeffekten til laderne. Dersom det utestående energibehovet er lavere enn P_{el} lader bilen med den effekten som gjør at bilen er fulladet i løpet av en time.

4.3.5 Operasjon 2 – Ukontrollert lading

I operasjon 2 simuleres timeeffekten til lading, $P_{l,t,2}$ ved ukontrollert lading. Det tilgjengelige effektuttaket til ladeparken i operasjon 2, $P_{park,t,2}$, er lik effektuttaken på kursen til ladeparken, P_k , på starten av hvert tidssteg. Deretter reduserer det for hver bil som blir tildelt ladeeffekt.

Operasjon 2 begynner med prosess 1 som forklart i kapittel 4.3.3. For hver ankommende bil blir det først registrert om bilen er elbil eller ikke. I operasjon 2 og 3 er det tilfeldig hvilke biler som er elbiler. Dersom bilen ikke er elbil eller det ikke er ledig plass med lader, parkerer elbilen på vanlig parkeringsplass uten lader. Parkert bil har ikke mulighet til å flytte til en parkeringsplass med lader, dersom det skulle bli ledig i løpet av tiden bilen står parkert. Dersom bilen er elbil og parkerer med lader, blir bilen tildelt et utestående energibehov E_b etter sannsynlighetsfordelingen definert i det spesifikke scenarioet. Elbilen begynner å lade i det bilen kobler til laderen.

Dersom det utestående energibehovet E_b er større enn $P_{el} * 1h$, så har bilen en effektterspørsel lik P_{el} . Dersom E_b er lavere enn $P_{el} * 1h$, lader bilen med effekten som gir fulladet bil iløpet av én time. Dersom bilen er fulladet, har ikke bilen en effektterspørsel. Timeeffekten til lading for ladeparken i tidssteget t $P_{l,t,2}$ er lik den totale effektterspørselen fra alle elbilene. Dersom den samlede effektterspørselen til elbilparken er høyere enn effektuttaket på kursen P_k , er $P_{l,t,2}$ lik P_k og det er følgelig ikke alle biler som lader i tidssteget t . Da dette knapt inntreffer i operasjon 2, forklares dette nærmere i operasjon 3 hvor det er mer aktuelt.

Etter at $P_{l,t,2}$ er bestemt, beregnes $P_{t,t,2}$ med formel $P_{l,t,2} + P_{b,t,1}$. $P_{t,t,2}$ beregnes for hele tidsserien og danner lastkurven ved ukontrollert lading.

4.3.6 Operasjon 3 – Ladeplan og lastflytting

Operasjon 3 simuleres med kunnskap om resultatene fra operasjonen 1 og 2. Fra operasjon 1 vites basis timeseffekt, $P_{b,t,1}$. Og fra operasjon 2 vites det totale energibehovet for hver måned, $\sum_{t=1}^n P_{t,t,2}$, hvor n er hvert tidssteg i måneden m . I operasjon 3 har hver bil de samme parameterne som i operasjon 2. Målet i operasjon 3 er å ha lavest mulig effektuttak, samtidig som samme energibehov som i operasjon 2 dekkes og alle parkerte biler er fulladet ved avreise. For hver måned bestemmes total tilgjengelig effekt $P_{tot,t,3}$ ved

$$P_{tot,t,3} = \begin{cases} P_{gj.snitt,m}, & \text{hvis } P_{gj.snitt,m} \geq \max\{P_{b,t,1}: t = 1..n\}; \\ \max\{P_{b,t,1}: t = 1..n\}, & \text{ellers.} \end{cases} \quad (4.1)$$

hvor $\max\{P_{b,t,1}: t = 1..n\}$ er den maksimale verdien til $P_{b,t,1}$ for alle tidssteg n i måned m og $P_{gj.snitt,m}$ er gjennomsnittet av $P_{t,t,2}$ for hver måned m , bestemt ved

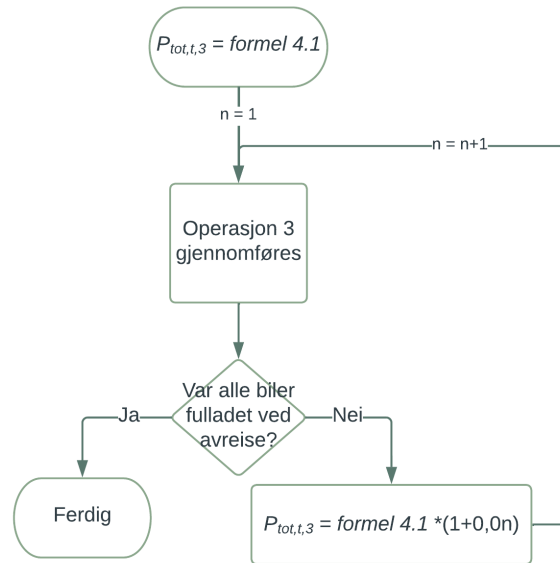
$$P_{gj.snitt,m} = \frac{\sum_{t=1}^n P_{t,t,2}}{n}. \quad (4.2)$$

$P_{tot,t,3}$ skal dekke hele effektuttaket til parkeringsplassen som betyr at

$$P_{tot,t,3} \geq P_{b,t,1} + P_{l,t,3}. \quad (4.3)$$

$P_{b,t,1}$ er en ikke-fleksibel last og $P_{tot,t,3}$ ble derfor ved likning 4.4 ikke satt lavere enn høyeste $P_{b,t,1}$ i måneden m . I hvert tidssteg blir $P_{b,t,1}$ tildelt ladeeffekt først, mens elbilene blir tildelt resterende effekt. I ladeplanen sorteres elbilene etter avreisetidspunkt, slik at bilene som skal dra tidligst er sikret tilgang til effekt først. Hver bil blir tildelt effekt lik P_{el} dersom det utestående energibehovet E_b er større enn $P_{el} * 1h$. Hvis $E_b < P_{el} * 1h$ så lader bilen med effekten som gir fulladet bil iløpet av én time. Flytskjema for operasjon 3 er i Figur 4.7.

Operasjon 3 repeteres frem til kriteriet om at alle elbiler med lading skal være fulladet ved avreise er oppfylt. I første repetisjon av operasjon 3 er total tilgjengelig effekt $P_{tot,t,3}$, som beregnet ved likning 4.4. Dersom kravet ikke er oppfylt øker $P_{tot,t,3}$ med en prosent og operasjon 3 repeteres. Dette gjentas frem til kriteriet er oppfylt (Figur 4.6). Videre i oppgaven brukes begrepet faktor på leddet, $(1,0n)$, som ble ganget med $P_{tot,t,3}$. Produktet av $(1,0n) * P_{tot,t,3}$ blir videre kalt for effekttak. Lastflyttingen i oppgaven utføres ved at effekttaket begrenser tilgjengelig total timeeffekt og bilene blir tildelt ladeeffekt etter avreisetidspunkt. Lasten til bilene som ikke blir tildelt ladeeffekt flyttes til et senere tidspunkt. Dette var og tilfelle dersom det ikke var nok tilgjengelig effekt i operasjon 2. I operasjon 2 var 428 kW tilgjengelig i hvert tidssteg og det var sjeldent at ladeeffekten nådde dette nivået. I Operasjon 3 begrenses tilgjengelig effekt av effekttaket og i de aller fleste tidsstegene ble taket nådd.

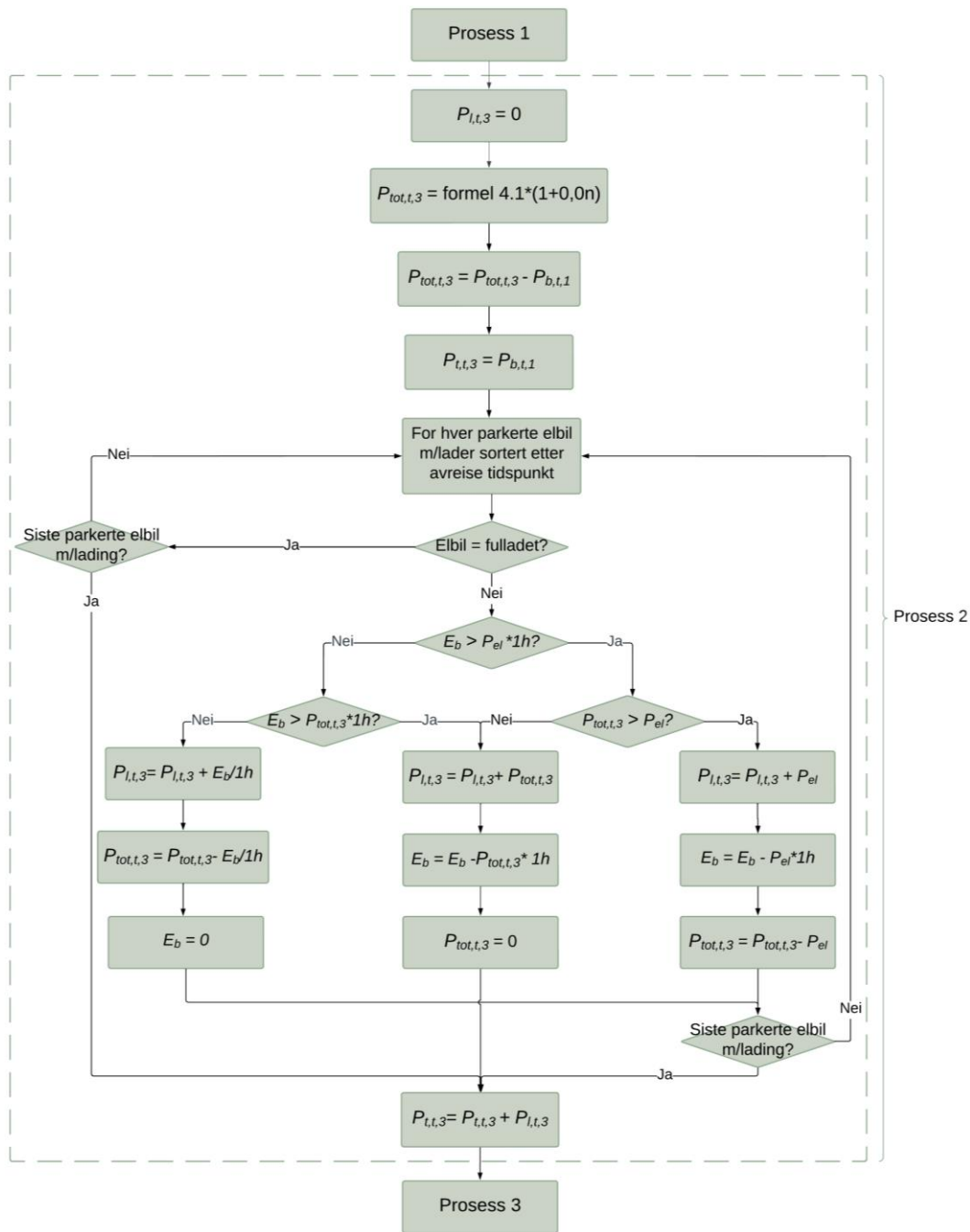


Figur 4.6: I første kjøring av operasjon 3 er total tilgjengelig effekt lik resultatet fra formel 4.1. Dersom kriteriet om fulladede biler ikke er møtt, økes det totale effektuttaket med 1% frem til kriteriet er oppfylt. n indikerer nummeret på repetisjonen.

Elbiler som stod parkert kortere enn antall timer som trengtes for å møte energibehovet sitt, ble ikke regnet med som ikke-fulladet ved avreise. For at en bil skal bli regnet som ikke-fulladet må de ha vært parkert lenge nok til at det skal være praktisk mulig å dekke energibehovet til bilen. Dette bestemmes ved

$$h = \frac{E_b}{P_{el}}, \quad (4.4)$$

hvor h er antall timer bilen må stå parkert for å dekke energibehovet.



Figur 4.7: Flytskjema for operasjon 3. Ved operasjon 3 settes den maksimale tillatte effekten, $P_{tot,t,3}$, lik en forhåndsbestemt verdi bestemt med formel 4.1. $P_{tot,t,3}$ er enten høyeste basis timeeffekt for måneden eller høyeste $P_{b,t,1}$ (formel 4.1). Basis timeeffekten $P_{b,t,1}$ er ikke flyttbar og får sitt effektbehov dekket først. Elbilene lader med resterende tilgjengelig effekt, hvor bilene blir tildelt effekt etter avreisetidspunkt.

Da modellen har inndata som er tilfeldig, simuleres operasjon 2 og 3 1000 ganger. Resultatet fra alle simuleringene bestemmer laveste faktor som $P_{tot,t,3}$ ble ganges med for at alle bilene var fulladet ved avreise.

4.4 Beregning av effekttariff og spotpriskostnad

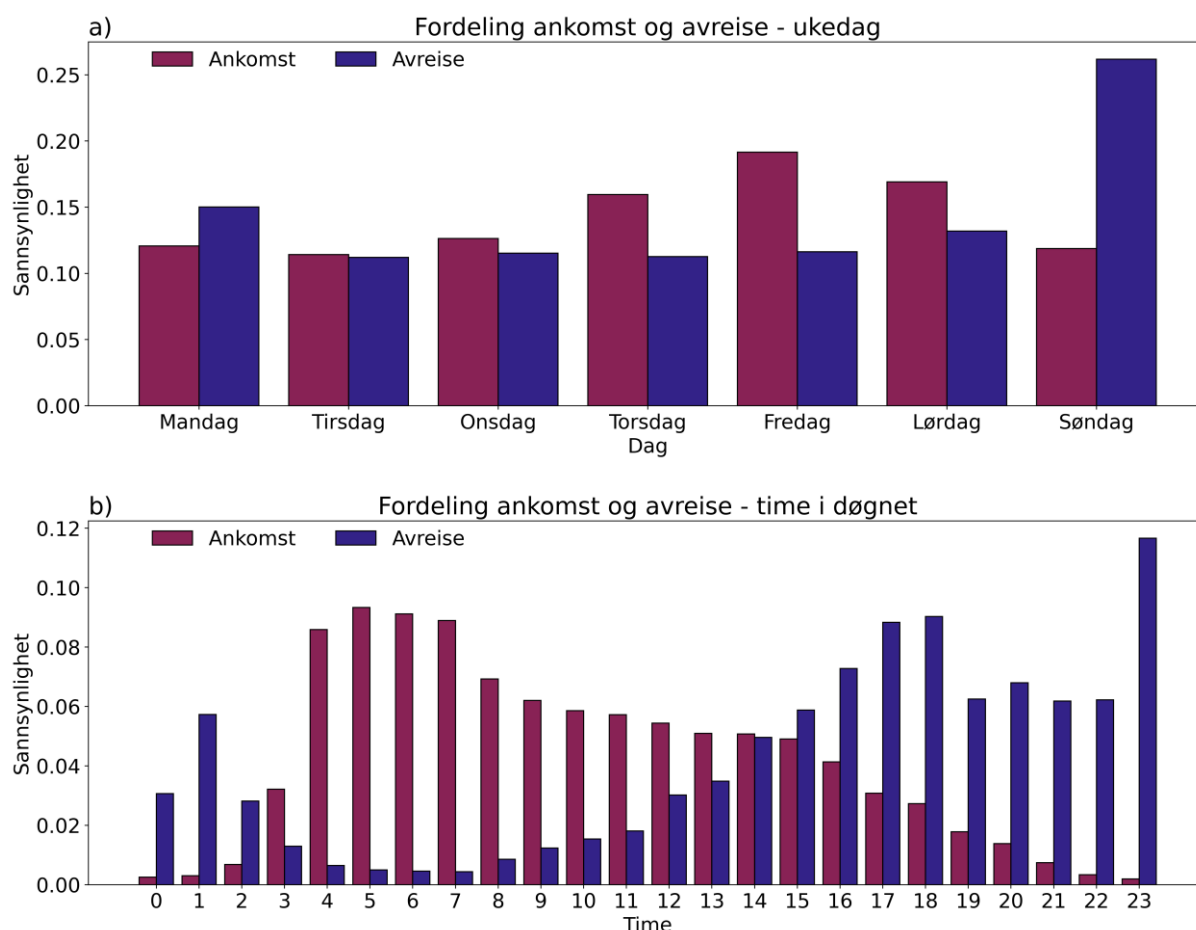
Som beskrevet i kapittel 3 så bestemmes effekttariffen av høyeste timeeffekt i løpet av en måned. Effekttariffen for hver måned bestemmes ved å multiplisere høyeste timeeffekt for måneden og med tilhørende sats vist i Tabell 3.1.

Denne oppgaven ser ikke på optimering i forhold til spotprisen, men det beregnes total spotpriskostnad ved operasjon 2 og 3 for å se hvordan utjevningen av lastkurven slår ut på spotpriskostnaden. Spotpriskostnaden finnes ved å multiplisere timeeffekten for hvert tidssteg med spotprisen fra Nord Pool for hvert tidssteg.

5 Resultat og diskusjon

5.1 Analyse av parkeringsdata

Det forelå parkeringsdata for 55 282 biler for perioden 17.09.19 til 31.08.22. Alle biler, uavhengig om det var elbil eller ikke, er tatt med i analysen av parkeringsdataen. Fordelingen av ankomst og avreise fordelt på ukedag og time i døgnet er presentert i Figur 5.1.



Figur 5.1: Viser fordelingen av ankomst- og avreise hos Gardermoen Parkering. a) Viser fordelingen i henhold til ukedag og b) viser fordelingen innad i døgnet.

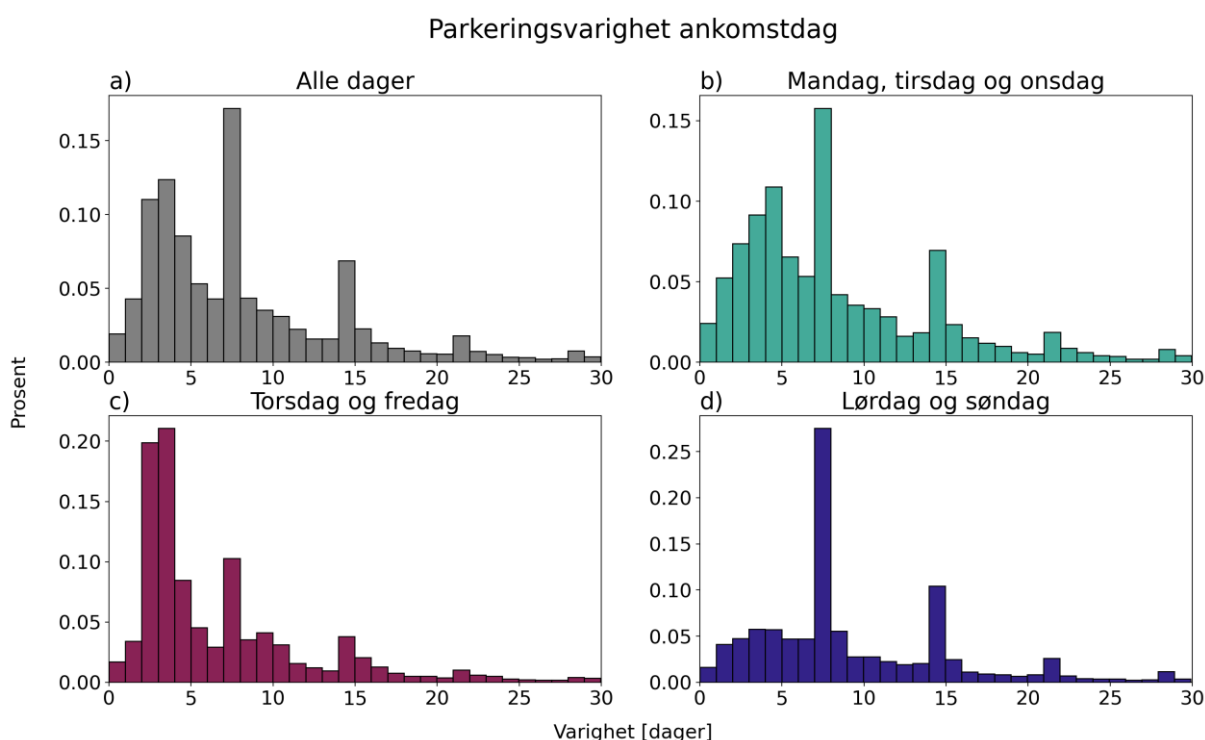
Figur 5.1 a) viser at 25% av de parkerte bilene forlater parkeringsplassen på en søndag, og at fredag er dagen med flest ankommende biler. Fordelingen i løpet av et døgn viser at flest biler ankommer tidlig på morgenen, og at avreise er høyest på ettermiddagen og kvelden.

Parkeringsvarigheten til bilene er presentert i Tabell 5.1.

Tabell 5.1: Oversikt over parkeringsvarigheten til bilene parkert hos Gardermoen Parkering. Antall biler som er med i oversikten er 55 282.

	Dager
Gjennomsnitt	8,7 ± 7,6
25% - kvantil	3,5
Median	7,3
75% - kvantil	11,3
98% - kvantil	29
Maks	134

En bil står i gjennomsnitt parkert i 8,7 dager med et standardavvik på 7,6 dager Tabell 5.1. Median parkeringstid er 7,3 dager, som betyr at parkeringsvarigheten har en høyreskjev fordeling. 98% av bilene stod parkert kortere enn 30 dager og Figur 5.2 viser parkeringsvarighet opp til 30 dager fordelt på ankomstdag.



Figur 5.2: Parkeringsvarighet fordelt på ankomstdag på parkeringsplassen. Hver stolpe representerer et 24-timersintervall og høyden til stolpen angir andelen som hadde parkeringsvarighet i 24-timersintervallet. Parkeringsvarighet for alle dager er vist i a), for mandag, tirsdag og onsdag i b), torsdag og fredag i c) og lørdag og søndag i d). 98% av bilene stod parkert opp til 30 dager. Bilene med lengre parkeringsvarighet er ikke med i denne figuren. Det er ulike verdi y-aksene til figurene.

For alle ankomstdager er det en lokal topp rundt 8, 15, 22 og 29 dagers parkeringsvarighet (Figur 5.2). Figur 5.2 c) som viser biler som ankom parkeringsplassen torsdag eller fredag,

viser at en større andel reisende disse dagene kommer tilbake mot slutten av helgen med en parkeringsvarighet mellom 2 og 4 døgn.

For biler som ankommer parkeringsplassen på lørdag eller søndag, skiller parkeringsvarighet på 8 døgn seg tydelig ut, med en andel på 26%.

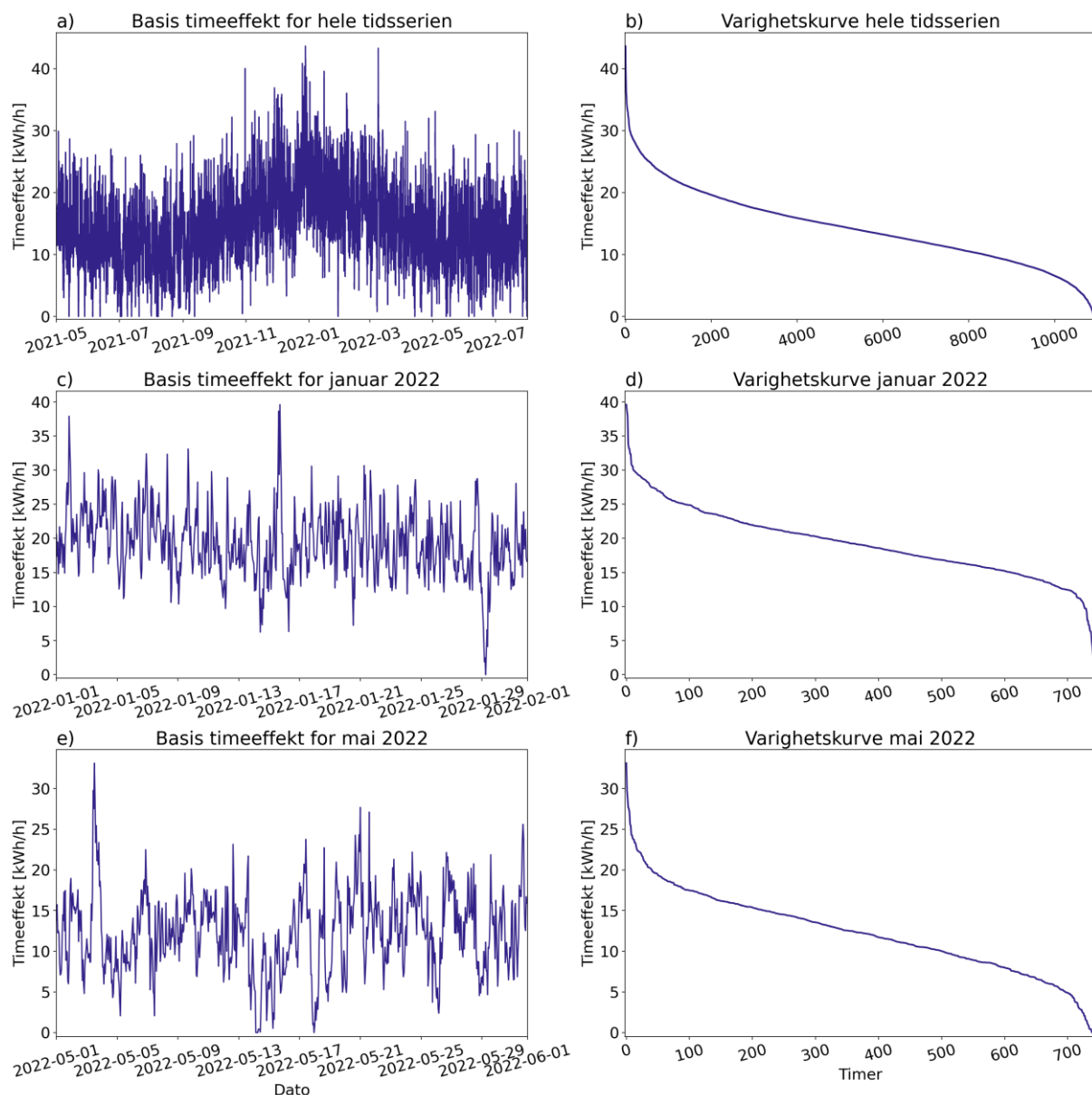
Fordelingen av parkeringsvarighet for sommeren viser en enda tydeligere trend med disse lokale toppene (8, 15, 22 og 29 dager) sammenlignet mot resten av året, dette er vist i vedlegg A.

5.2 Simuleringsmodellen

Dette delkapittelet tar for seg resultatene fra modellen ved operasjon 1, 2 og 3. Scenario 9 og 10 er valgt ut for å illustrere hele simuleringsmodellen, mens resultater for øvrige scenarier presenteres i delkapittel 5.3.

5.2.1 Operasjon 1 - beregning av basis timeeffekt

I operasjon 1 ble basis timeeffekt, $P_{b,t,l}$, bestemt for hele tidsserien. I operasjon 1 var totaleffekten kjent fra historisk energibrukdata, mens energibehovet for bilene ble anslått som forklart i delkapittel 4.3.4. Basis timeeffekt for hele tidsserien er den samme for alle scenarioer og resultatet er vist i Figur 5.3.



Figur 5.3: Fremstilling av resultatet fra operasjon 1, basis timeeffekt. Basis timeeffekt for hele tidsserien er å se i a) med tilhørende varighetskurve i b). I c) og d), og e) og f) er timeeffekt og varighetskurve for henholdsvis januar 2022 og mai 2022.

Figur 5.3 a) viser at basis timeeffekt følger sesongvariasjonene sånn som øvrig energibruk i nettet vist i Figur 2.3, med høyest effektuttak i vintermånedene og lavere effektuttak om sommeren. Varighetskurven til basis timeeffekt for hele tidsserien viser at timeeffekten varierer gjennom året med en høy timeeffekt (relativt til øvrige timer) i et fåtall av timene. Høyeste timeeffekt var på 44 kWh/h (Figur 5.3 b). Figur 5.3 d) og f) viser at varighetskurven var jevnere for vintermånedene januar enn for mai 2022. Basis timeeffekt ble beregnet med utgangspunkt i at alle biler ankom parkeringsplassen med et energibehov på 40 kWh. Med dette anslaget, utgjorde energibruken til ladeparken 43% av Gardermoen Parkering sin totale energibruk. Dette er noe lavere enn selskapets eget anslag på cirka 47%. Anslaget til

Gardermoen Parkering var basert på avlesninger av kursen som beskrevet i delkapittel 4.3.4. Disse avlesningene ble ikke gjort av undertegnede og nøyaktigheten i avlesning og tidspunkt er ukjent.

I Figur 5.3 a) er det noen ytterliggående punkter over og under trenden i perioden. Det var ytterliggående punkter også i den totale timeeffekten i perioden (Figur 3.3 a), men spesielt ytterliggående punkter med verdier under trenden ser ut til å ha økt noe for basis timeeffekt i forhold til totale timeeffekt. Det kan vitne om at anslaget om at alle bilene ankom med likt energibehov kan slå ut feil for enkelte timer. Ved beregning av basis timeeffekt ble det satt at ladeeffekten ikke kunne være større enn total timeeffekt (delkapittel 4.3.4). Dette hadde en innvirkning på 49 verdier til basis timeeffekt, som tilsvarer 0,45% av timene i tidsserien. I disse timene er basis timeeffekt satt til å være 0 kWh/h i videre simuleringer.

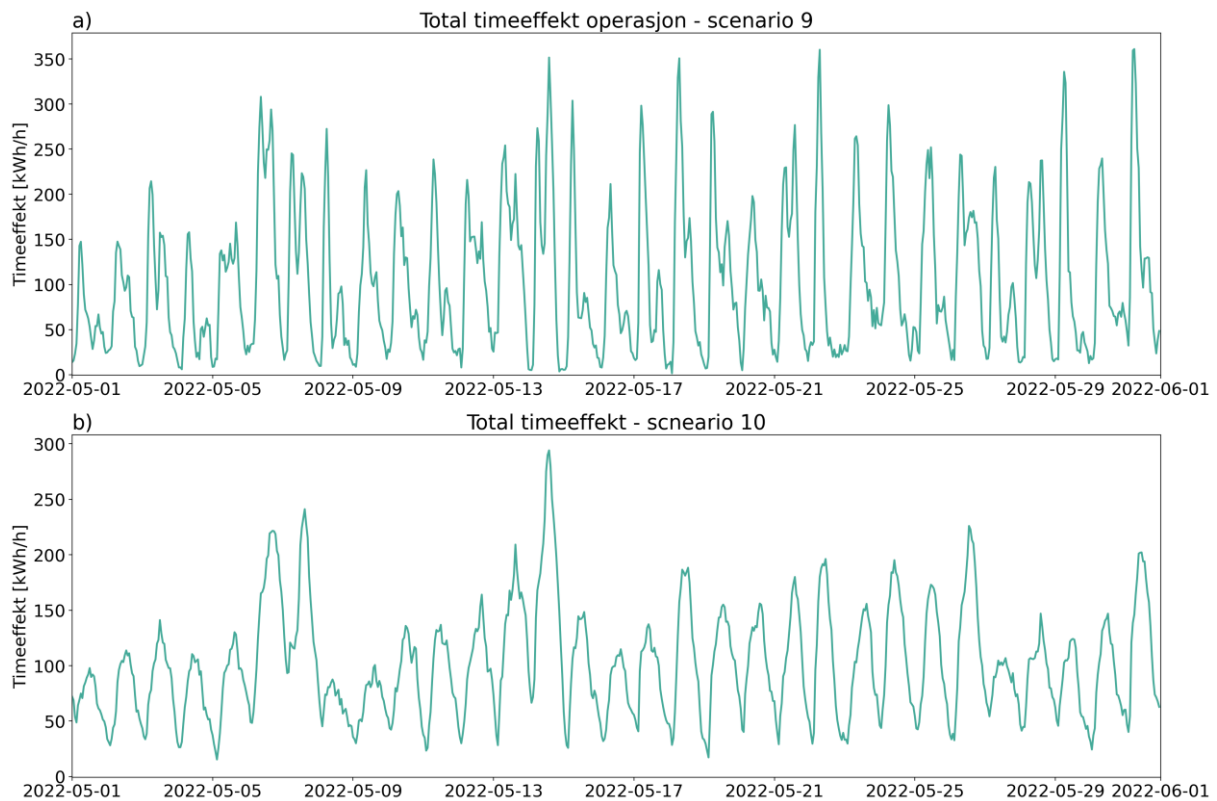
Formålet med å regne ut basis timeeffekt var å ha grunndata, som representerte faktiske forhold så godt det lot seg gjøre, til senere simuleringer. Dette for å vise hvordan ladeeffekten kan legges mellom toppene i basis timeeffekt. Basis timeeffekt er ikke en nøyaktig fremstilling av de faktiske forholdene for hver time. I scenarioene med høy elbilandel vil avvik i enkelte basis timeeffektverdier ha liten innvirkning, da ladeparken er den dominerende brukeren av effekt. Oppgaven ser på potensialet for å jevne ut lastkurven, beregnet med operasjon 2, i operasjon 3 med ladeplan og lastflytting ved styring av effektuttaket. Eventuelle feil i basis timeeffekt er lik i begge operasjonene og vil ikke påvirke dette.

Effektuttaket i operasjon 3 bestemmes av høyeste basis timeeffekt, $P_{b,t,1}$ eller ved $P_{gj.snitt,m}$. $P_{gj.snitt,m}$ var gjennomsnittet til total timeeffekt, $P_{t,t,2}$, for hver måned i tidsserien. Her kan resultatet fra operasjon 1 med høye enkelttimer for basis timeeffekt ha en påvirkning på resultatet, da de kan ha hevet effektuttaket. For å unngå timene med stort avvik i timeeffekten, både over og under trendlinjen, kunne basis timeeffekt vært ytterligere behandlet. Et glidende gjennomsnitt på basis timeeffekt kunne her ha vært brukt for å redusere de enkeltstående timene som avviker med resten av dataen. Samtidig var det i ytterliggående punkter over trenden for total timeeffekt (Figur 3.3 a).

5.2.2 Operasjon 2 - Ukontrollert lading

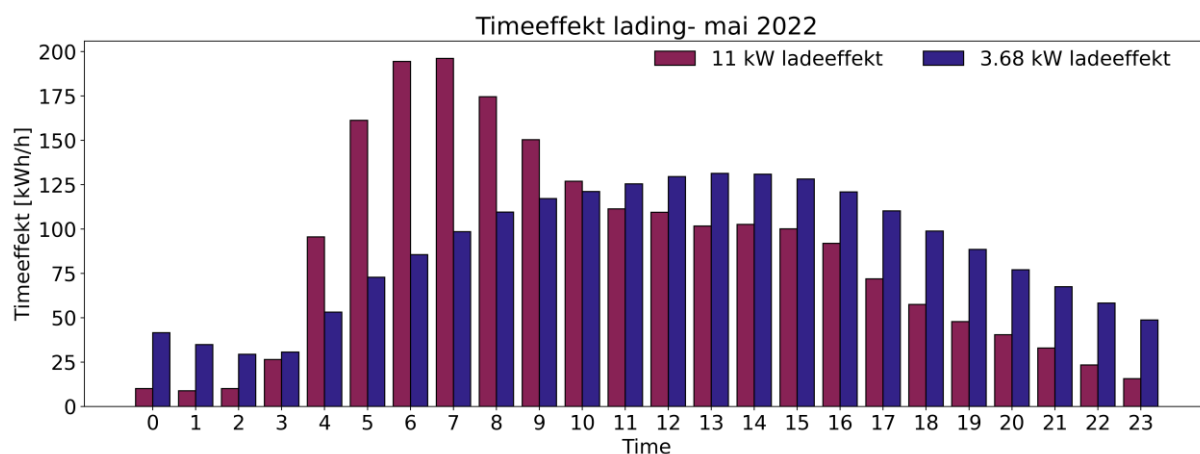
I operasjon 2 ble timeeffekt ved ukontrollert lading, $P_{t,t,2}$, beregnet. Resultatet fra denne operasjonen er ulik for hvert scenario og siden modellen har tilfeldige variabler som inndata, varierer resultatet fra operasjon 2 for hver simulering av hvert scenario. Videre vises resultatet for scenario 9 og 10. I disse scenarioene var elbilandelen på 50%, antall ladeplasser var 500,

mens ladeeffekten per lader, P_{el} , var henholdsvis 11 kW og 3,68 kW. Øvrige scenariospesifikke resultater er presentert i delkapittel 5.3. Resultatet fra operasjon 2, $P_{t,t,2}$ for scenario 9 og 10 for en utvalgt måned, mai 2022, er vist i Figur 5.4.



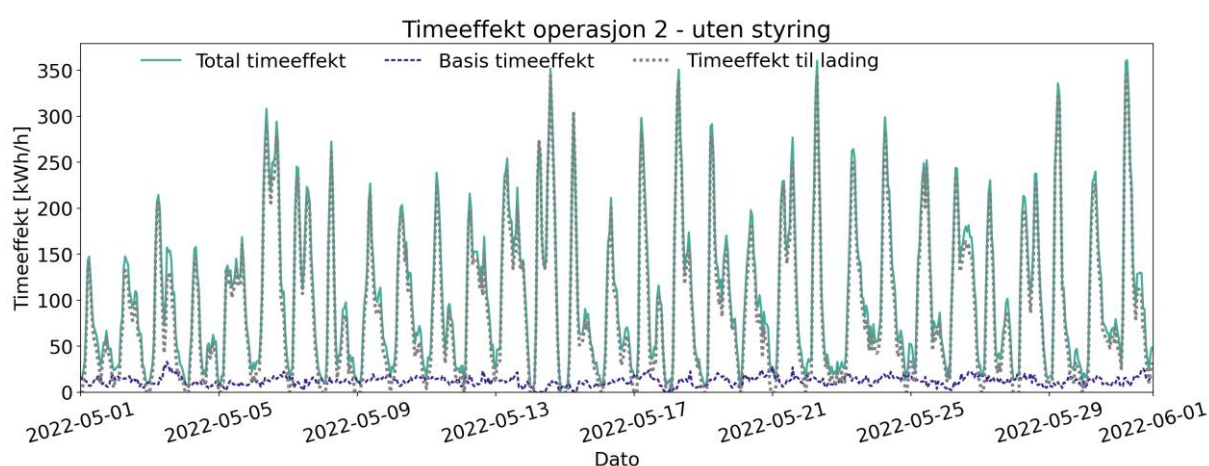
Figur 5.4: Totaleffekten til a) scenario 9 og b) scenario 10 for mai 2022. Vær oppmerksom på at det er ulik skala på y-aksen til figurene.

Figur 5.4 viser at det er stor variasjon i effektuttaket i løpet av måneden. I Figur 5.4 a) og b) er det 31 topper, som er det samme som antall dager i måneden. I a) hvor ladeeffekten per lader, P_{el} , er 11 kW er toppene smalere og høyere, mens de er bredere og lavere i b) hvor P_{el} er 3,68 kW. Dette vises og i døgprofilen for mai 2022 (Figur 5.5). Grunnen til dette er at en ladeeffekt på 11 kW raskere metter energibehovet til bilene enn ved ladeeffekt på 3,68 kW.



Figur 5.5: Døgnprofil til ladeparken i mai 2022 for scenario 9 (11 kW) og 10 (3,68 kW). Verdiene er et gjennomsnitt for alle timene i måneden.

Lastkurven til $P_{t,t,2}$ for scenario 9 (Figur 5.4 a) er summen av basis timeeffekt, $P_{b,t,1}$ og timeeffekt til lading, $P_{l,t,2}$. Figur 5.6 viser andelen er $P_{b,t,1}$ og $P_{l,t,2}$ utgjør av $P_{t,t,2}$ for mai 2022.



Figur 5.6: Timeeffekt uten styring for mai 2022 for scenario 9.

Figur 5.6 viser at ved installasjon av nye og flere ladere utgjør basis energibruk minoriteten av den totale energibruken. I denne simuleringen av scenario 9 var basis energibruk 12,6% av den totale energibruken for mai 2022. For hele tidsserien for denne simuleringen av scenario 9 utgjorde basis energibruk 21%.

5.2.3 Operasjon 3 - Ladeplan og lastflytting

I operasjon 3 ble det satt et tak på maksimalt effektuttak for hver måned i tidsserien. I første repetisjon av operasjon 3, settes effekttaket til $P_{tot,t,3}$. $P_{tot,t,3}$ ble bestemt av høyeste verdien av gjennomsnittlig total timeeffekt for perioden fra operasjon 2, $P_{t,t,2}$ eller høyeste basis timeeffekt $P_{b,t,1}$ (formel 4.1). For scenario 9 og 10 var gjennomsnittet av $P_{t,t,2}$ høyere enn høyeste $P_{b,t,1}$. $P_{tot,t,3}$ ble satt lik gjennomsnittet av $P_{t,t,2}$ for hver måned m , som er den teoretiske

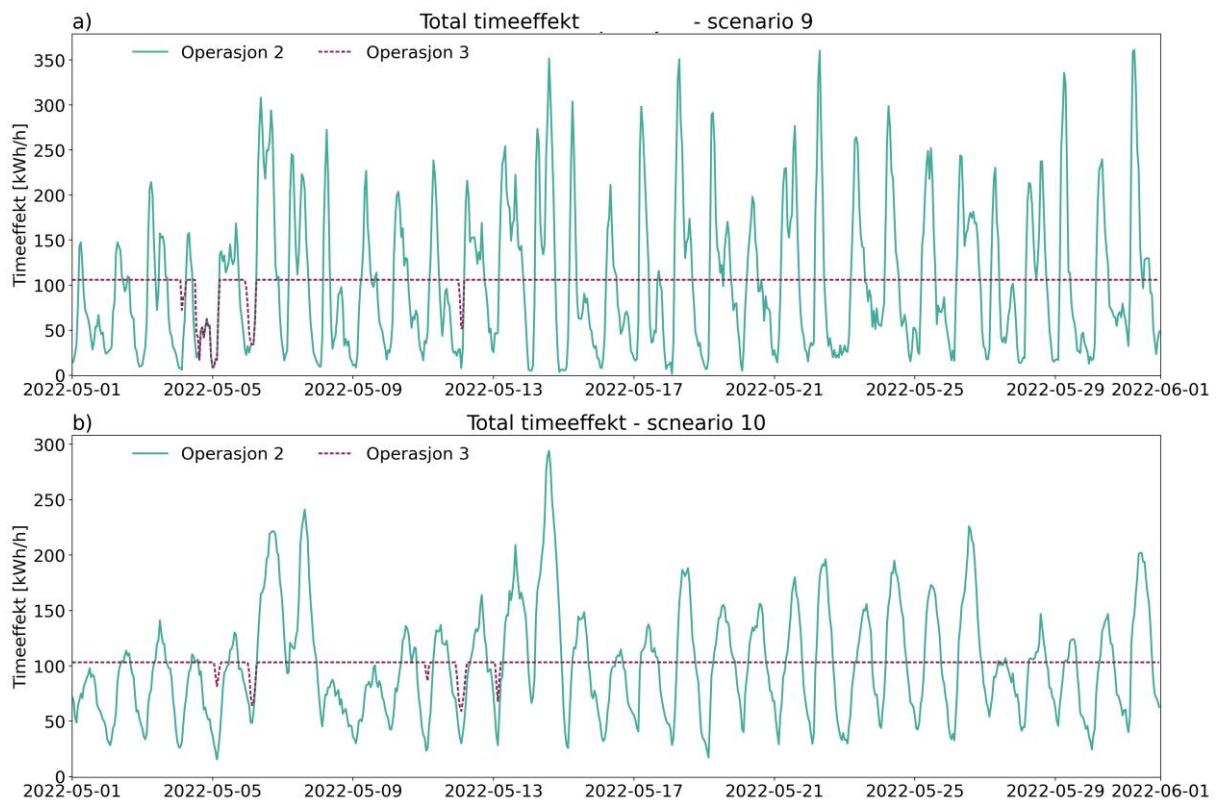
minste ladeeffekten som fortsatt kunne møte energibehovet i måneden m . Dersom kriteriet om at alle biler skal være fulladet ved avreise ble brutt, ble maksimalt effektuttaket økt med 1%. Tabell 5.2 viser andelen av simuleringene hvor alle biler var fulladet ved avreise for hver faktor til $P_{tot,t,3}$.

Tabell 5.2: Andelen av simuleringene hvor alle biler var fulladet ved avreise. Faktor angir hvor mye formel 4.1 ble ganget med ved beregning av $P_{tot,t,3}$. Formel 4.1 anga enten høyeste basis timeeffekt eller gjennomsnittlig total timeeffekt. Jo høyere faktor jo mer økes effekttaket.

Faktor	1	1,01	1,02	1,03
Scenario 9	94,3 %	99,7 %	99,9 %	100,0 %
Scenario 10	88,7 %	98,9 %	100 %	100,0 %

I scenario 9 må månedlig maksimal effektuttak, $P_{tot,t,3}$, settes med en faktor på 1,03. For scenario 10 er denne faktoren 1,02.

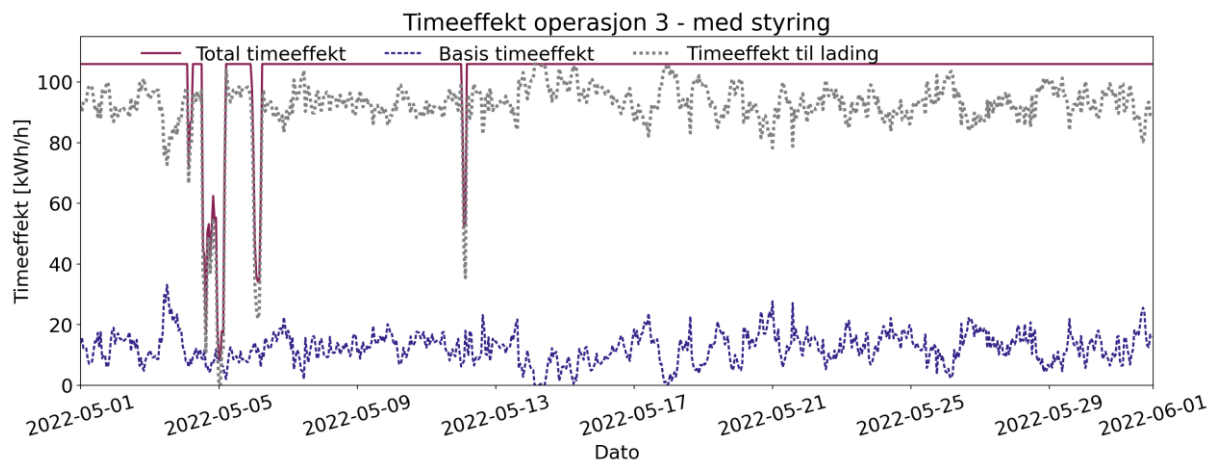
Resultatet fra operasjon 3 viser at lastkurven til den totale timeeffekten ved ukontrollert lading, $P_{t,t,2}$ kan flates betraktelig ut (Figur 5.7).



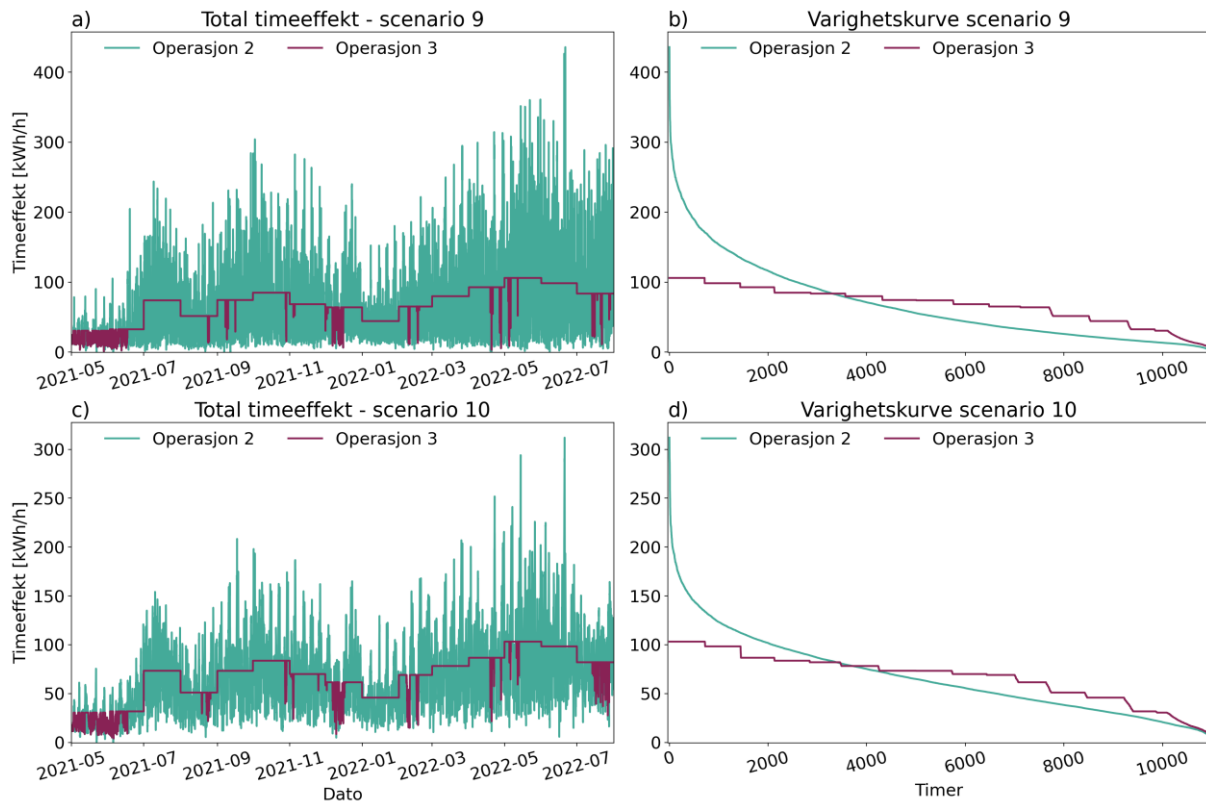
Figur 5.7: Total timeeffekt ved operasjon 2 og 3. Operasjon 2 er kurven til $P_{t,t,2}$ og operasjon 3 er kurven til $P_{t,t,3}$. For scenario 9 i a) ble $P_{tot,t,3}$ satt med en faktor på 1,03 på resultatet av formel 4.1. For scenario 10 i b) ble $P_{tot,t,3}$ satt med en faktor på 1,02 av formel 4.1.

Duppen i effektuttaket for operasjon 3 skyldes at effektbehovet fra de parkerte bilene er lavere enn effekten som er tildelt laderne. Rundt 5.mai er timeeffekten til lading 0 kWh, som betyr at

det ikke var noe utestående energibehov i de parkerte bilene på tidspunktet (Figur 5.8). $P_{t,t,3}$ og $P_{t,t,2}$ for hele tidsserien med tilhørende varighetskurver er vist i Figur 5.9.

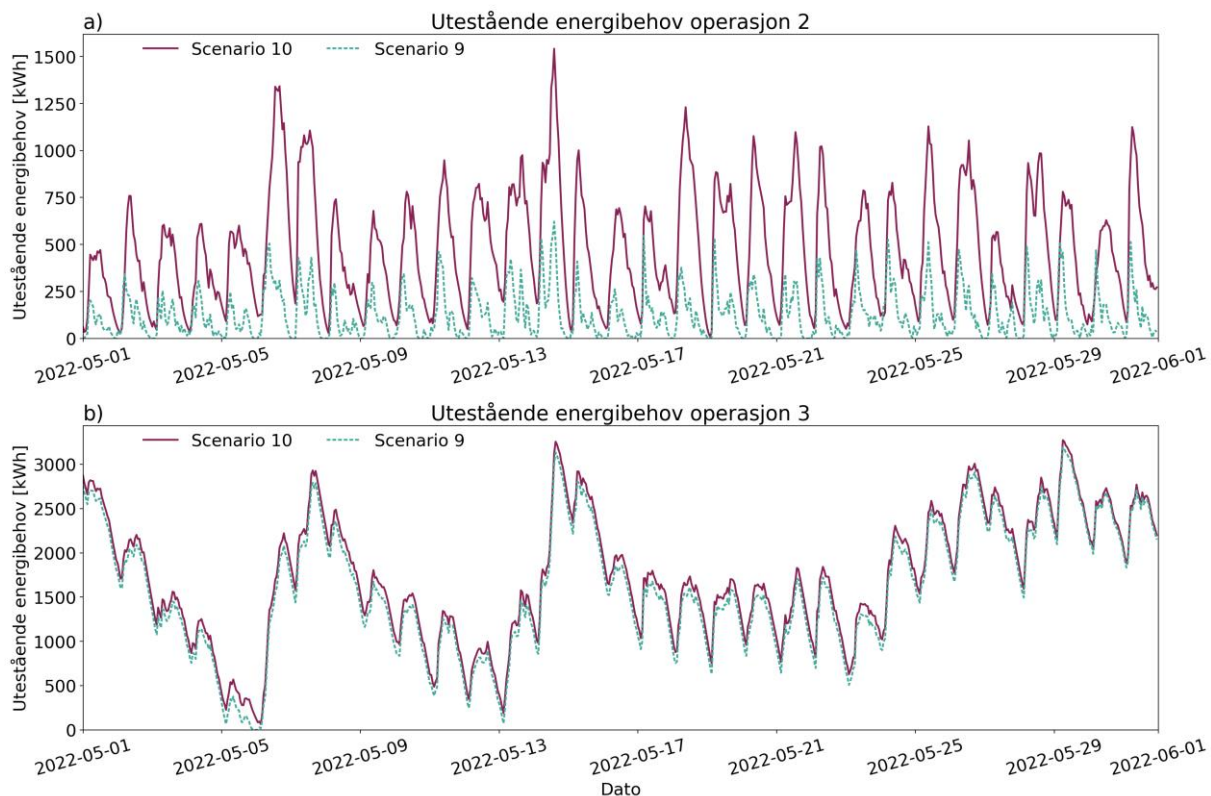


Figur 5.8: $P_{t,t,3}$, $P_{l,t,3}$ og $P_{b,t,1}$ for scenario 9 for mai 2022.



Figur 5.9: I figur a) er $P_{t,t,3}$ for hele tidsserien for operasjon 2 og 3 for scenario 9 og i b) er tilhørende varighetskurve. I c) og d) er tilsvarende verdier for scenario 10. Det er ulik skala på y-aksen til a) og b), og c) og d).

Figur 5.7 og Figur 5.9 viser at $P_{t,t,3}$, ligger på nivået som er lik maksimalt tillatte effektuttak (som er en månedsverdi) i de fleste tidsstegene. Kurven har noen dupper, hvor det i tidsrommet ikke er nok utestående energibehov i et bredt nok antall biler til å fylle opp tildelte effekt i tidssteget. Siden effektuttaket $P_{tot,t,3}$ er satt med en faktor på henholdsvis 1,03 og 1,02 for scenario 9 og 10 er effektuttaket høyere enn gjennomsnittseffekten for måneden fra operasjon 2. Operasjon 3 skal dekke det samme energibehovet som i operasjon 2. Totalt energibruk i operasjon 3 er arealet under $P_{t,t,3}$ og totalt energibruk i operasjon 2 er arealet under $P_{t,t,2}$. Arealet under kurvene skal være det samme. Det viser seg at arealet under kurvene ikke er helt like. Dette skyldes at det i operasjon 3 tar lengre tid før hver bil er fulladet i forhold til operasjon 2 hvor effektuttaket er høyere. Dette resulterer i at i operasjon 3 har de parkerte bilene et større udekket energibehov enn i operasjon 2. Det udekkede energibehovet er det samlede energibehovet i ladeparken i tidssteget. Figur 5.10 viser det udekkede energibehovet for operasjon 2 og 3 for scenario 9 og 10.



Figur 5.10: Utestående energibehov i de parkerte bilene. a) viser utestående energibehov ved ukontrollert lading, operasjon 2. b) viser det utestående energibehovet med ladeplan og lastflytting for operasjon 3.

I Figur 5.10 a) viser at det utestående effektbehovet ved ukontrollert lading er lavere ved scenario 9, hvor ladeeffekten per lader er 11 kW enn ved scenario 10 hvor ladeeffekten er 3,68 kW. Det utestående energibehovet har 31 topper i løpet av mai måned. Dette viser at det utestående effektbehovet bygger som opp i løpet av dagen, mens det reduseres på nattetid og stemmer overens med døgnprofilen for operasjon 2 (Figur 5.5). Samme døgntrend er å se for operasjon 3 (Figur 5.10 b), men her er det jevnt over et høyere utestående energibehov enn ved operasjon 2. Figur 5.10 b) viser at for operasjon 3 er det ikke en stor forskjell på det utestående energibehovet i scenario 9 og 10. Scenario 10 har et udekket energibehov som er knapt større enn for scenario 9. Som vist i Figur 5.8 hadde $P_{t,t,3}$ en dupp rett etter 5.mai. Denne duppen skyldes at ladeeffekten var 0 i tidsrommet. Denne ser man igjen i Figur 5.10 b) hvor scenario 9 ikke har noe utestående energibehov i gjeldene tidsrom.

I vedlegg B.1 er det utestående energibehovet for hele tidsserien. Vedlegget viser at trenden fra Figur 5.10 b) med at det utestående energibehovet i operasjon 3 for scenario 9 og 10 er relativt likt gjelder for hele tidsserien.

Vedlegg B.1 viser at det utestående energibehovet er større ved slutten av tidsserien for operasjon 3 enn for operasjon 2. Dette betyr at energibruken i operasjon 3 er lavere enn i operasjon 2. Differansen i utestående energibehov ved operasjon 2 og 3 er størst for scenarioene med P_{el} lik 11 kW, slik som scenario 9.

For scenario 9 var energibruken for hele tidsserien ved operasjon 3, 99,7% av energibruken ved operasjon 2. For scenario 9 er energibruken ved operasjon 3 er 2 034 kWh lavere enn ved operasjon 2. Denne differansen er å se igjen i utestående energibehov for de parkerte bilene i scenario 2 og 3 som forklarer hvordan energibruken i tidsserien kan være litt lavere ved operasjon 3 (Tabell 5.3)

Tabell 5.3: Total energibruk og utestående energibehov i de parkerte bilene ved tidsseriens slutt for operasjon 2 og 3 for scenario 9.

	Energi [kWh]
Total energibruk operasjon 2	742 695
Total energibruk operasjon 3	740 661
Differanse total energibruk	2 034
Utestående energibehov operasjon 2	24
Utestående energibehov operasjon 3	2 058
Differanse utestående energibehov	2 034

5.2.4 Høyeste timeeffekt og effekttariff ved operasjon 2 og 3

Som beskrevet i kapittel 3 så bestemmes effekttariffen av høyeste timeeffekt i løpet av en måned. Resultatet fra simuleringene gir en gjennomsnittlig høyeste timeeffekt og standardavvik for hver måned i tidsserien. Gjennomsnittlig høyeste timeeffekt multipliseres med satsen vist i Tabell 3.1 for gjeldene måned og danner effekttariffen for Gardermoen Parkering. Effekttariffen for scenario 9 og 10 er vist i Tabell 5.4 og Tabell 5.5.

Tabell 5.4: Timeeffekt og effekttariff for operasjon 2 og 3 for scenario 9. $P_{tot,t,3}$ ble bestemt med en faktor på 1,03 multiplisert gjennomsnittet for formel 4.1 for operasjon 3.

Måned	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gj.snitt høyeste timeeffekt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	$P_{tot,t,3}$ [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	$P_{tot,t,3} * 1,03$ [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	103,4	14,3	4 136	29,9	0,0	30,797	1 232
jun.21	158,7	18,1	6 348	32,8	0,8	33,784	1 351
jul.21	257,9	26,9	10 316	71,6	1,2	73,748	2 950
aug.21	195,0	18,5	7 800	50,2	1,0	51,706	2 068
sep.21	274,3	24,2	10 972	74,0	1,3	76,22	3 049
okt.21	290,9	20,2	11 636	82,1	1,6	84,563	3 383
nov.21	271,0	28,6	24 390	66,7	1,3	68,701	6 183
des.21	236,1	17,4	21 249	62,3	1,0	64,169	5 775
jan.22	187,0	18,2	16 830	44,7	0,9	46,041	4 144
feb.22	247,2	24,5	22 248	65,2	1,4	67,156	6 044
mar.22	319,7	28,8	28 773	78,3	1,3	80,649	7 258
apr.22	344,7	32,4	13 788	88,4	1,5	91,052	3 642
mai.22	386,0	22,3	15 440	100,3	1,5	103,309	4 132
jun.22	425,2	14,8	17 008	97,1	1,3	100,013	4 001
jul.22	321,3	24,0	12 852	80,2	1,1	82,606	3 304
sum			223 786				58 516

Tabell 5.5: Timeeffekt og effekttariff for operasjon 2 og 3 for scenario 10. $P_{tot,t,3}$ ble bestemt med en faktor på 1,02 multiplisert gjennomsnittet for formel 4.1 for operasjon 3.

Måned	Operasjon 2 - ukontrollert lading			Operasjon 3 - ladeplan og lastflytting			
	Gj.snitt høyeste timeeffekt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	$P_{tot,t,3}$ [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	$P_{tot,t,3} * 1,02$ [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	70,4	7,1	2 816	29,9	0,0	30,498	1 220
jun.21	102,1	8,0	4 084	32,6	0,8	33,252	1 330
jul.21	168,5	10,5	6 740	71,4	0,9	72,828	2 913
aug.21	129,1	8,9	5 164	50,0	1,3	51	2 040
sep.21	203,1	12,8	8 124	73,7	1,5	75,174	3 007
okt.21	208,3	13,7	8 332	83,0	1,4	84,66	3 386
nov.21	181,7	11,0	16 353	66,2	1,1	67,524	6 077
des.21	178,4	14,6	16 056	62,4	1,0	63,648	5 728
jan.22	129,8	8,3	11 682	44,6	0,9	45,492	4 094
feb.22	172,7	11,6	15 543	65,1	1,3	66,402	5 976
mar.22	208,6	13,6	18 774	78,1	1,1	79,662	7 170
apr.22	225,4	14,9	9 016	88,4	1,6	90,168	3 607
mai.22	261,5	18,4	10 460	100,6	1,6	102,612	4 104
jun.22	295,6	22,5	11 824	76,6	1,4	78,132	3 125
jul.22	160,7	9,9	6 428	80,1	1,1	81,702	3 268
sum			151 396				57 047

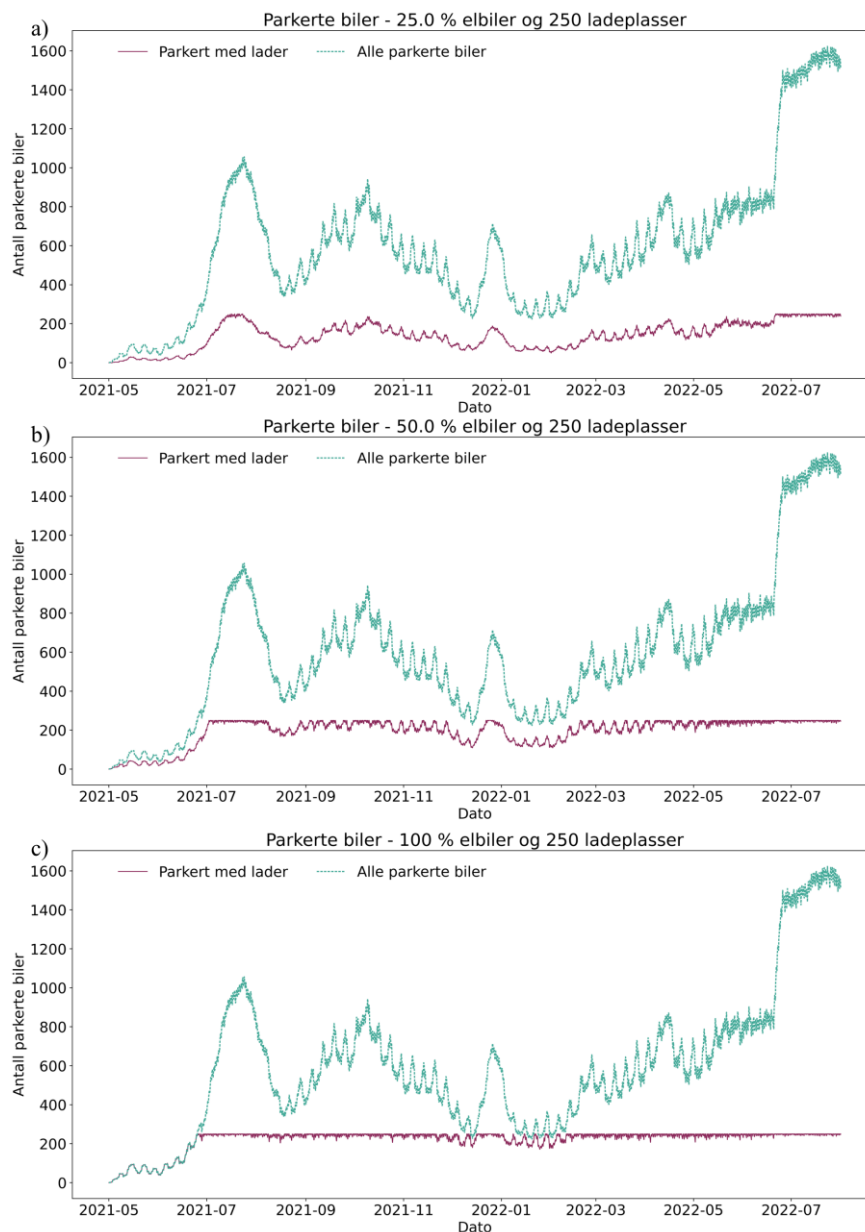
For scenario 9 er den totale effekttariffen i løpet av tidsseriens 15 måneder 224 687 kr ved ukontrollert lading. Med ladeplan og lastflytting ble effekttariffen for samme periode 58 516 kr. Dette viser potensialet for å redusere de effektrelaterte avgiftene med ladeplan og lastflytting ved begrensning av effektuttaket er på 74% fra ukontrollert lading i dette scenarioet. Bilparken blir tildelt samme mengde energi i begge operasjonene, foruten differansen som skyldes høyere andel udekket energibehov ved tidsseriens slutt ved operasjon 3 (Tabell 5.3). For scenario 10 ble effekttariffen redusert fra 151 440 kr til 57 824 kr, en reduksjon på 62,8%.

5.3 Scenariospesifikke resultater

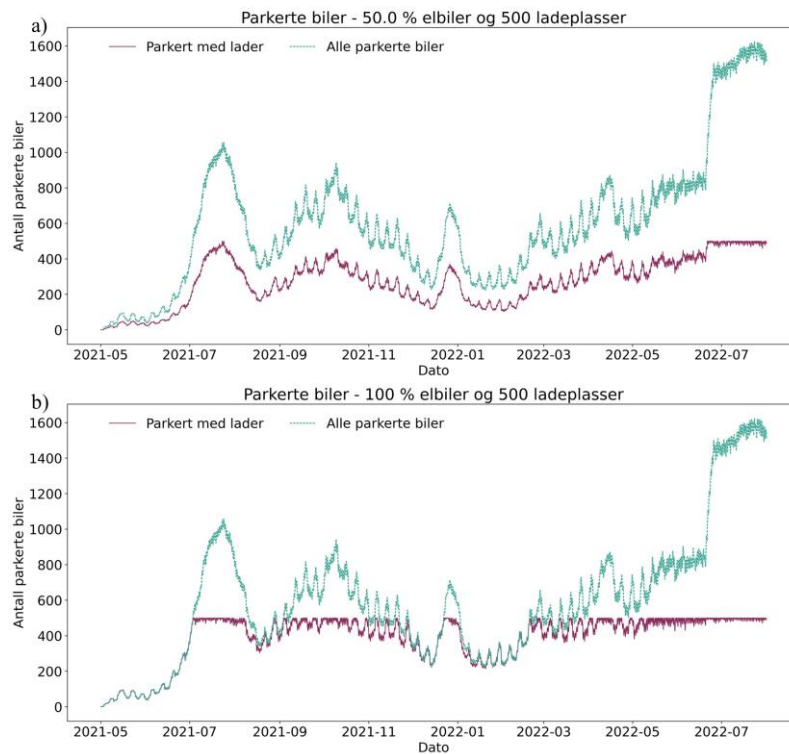
Dette delkapittelet tar for seg en fremstilling av resultatene fra de ulike scenarioene med et avsluttende diskusjonskapittel til slutt.

5.3.1 Belegg på parkeringsplassen

I de modellerte scenarioene er det 3 ulike ladeantall, 250, 500 og 1600 ladere. For 250 ladere er det scenarioer med 25%, 50% og 100% elbilandel. Belegget på parkeringsplassen ved disse scenarioene er vist i Figur 5.11. For scenarioene med 500 ladere er elbilandelen 50% eller 100% og parkeringsbelegget er vist i Figur 5.12.



Figur 5.11: Parkeringsbelegg ved 250 ladere. Figur a) er ved 25% elbilandel, b) ved 50% elbilandel og c) ved 100% elbilandel.



Figur 5.12: Belegg på parkeringsplassen ved 500 ladeplasser. I a) er elbilandelen 50%, mens i b) er elbilandelen 100%.

For scenarioene med 1600 ladeplasser er elbilandelen 100% og belegget på ladeparken er lik kurven til alle parkerte biler i Figur 5.12.

5.3.2 Effekttak og simuleringer med fulladede biler

Alle scenarioene ble simulert 1000 ganger. Tabell 5.6 viser en oversikt over andelen av simuleringene som resulterte i at alle biler var fulladet ved avreise for hver faktor.

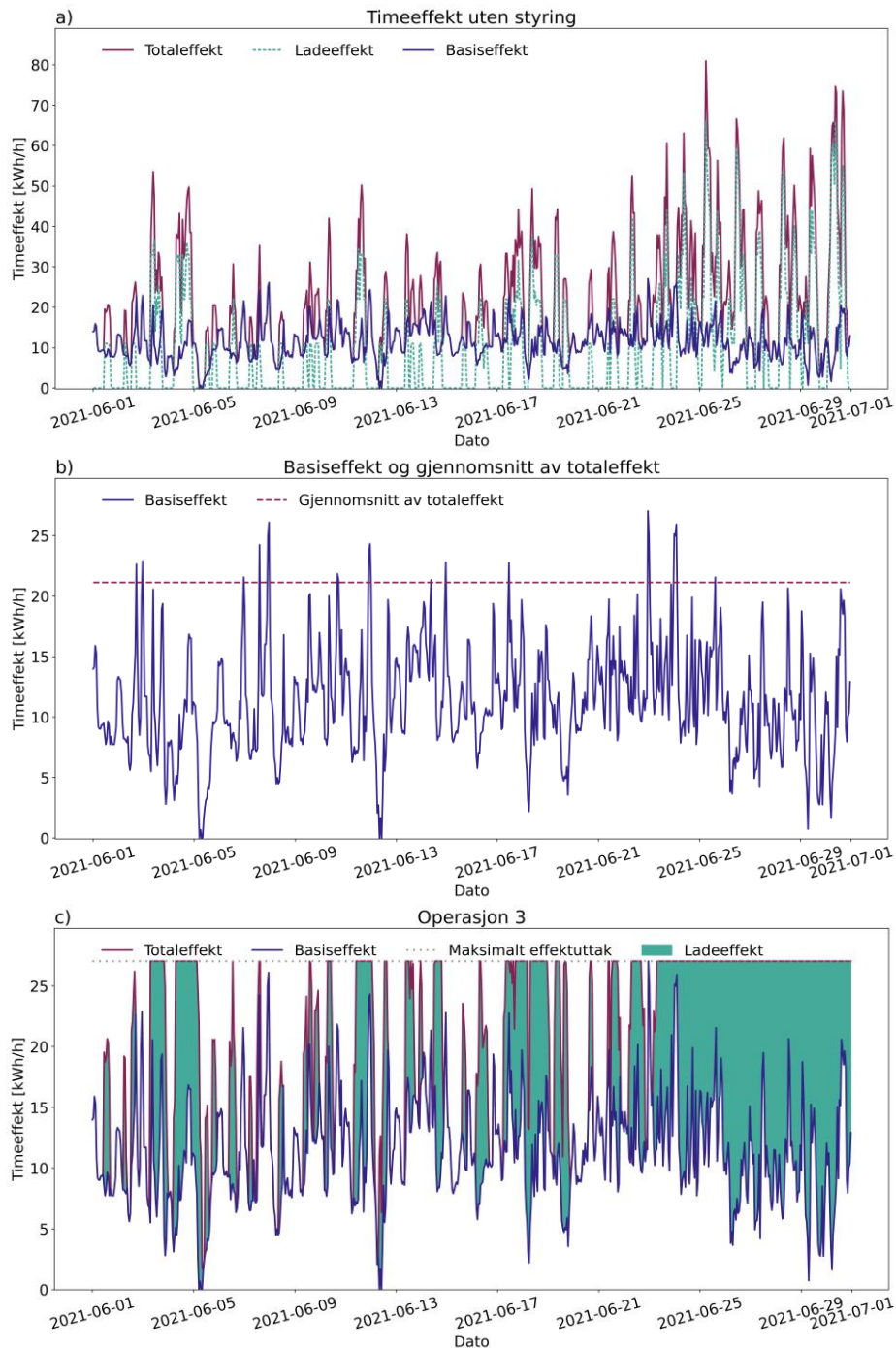
Tabell 5.6: Andel av simuleringene hvor alle biler var fulladet ved avreise. Faktor angir hva $P_{tot,t,3}$ ble multiplisert med for å bestemme effekttaket.

Scenario	Faktor			
	1	1,01	1,02	1,03
1	92,7 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
2	24,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
3	85,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
4	73,9 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
5	94,1 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
6	82,9 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
7	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
8	98,4 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
9	94,5 %	99,7 %	99,9 %	100,0 %
10	88,7 %	98,9 %	100,0 %	100,0 %
11	99,9 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
12	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
13	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
14	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Faktoren i Tabell 5.6 er leddet $P_{tot,t,3}$ ble multiplisert for å bestemme effekttaket. $P_{tot,t,3}$ ble bestemt av gjennomsnittet av $P_{t,t,2}$ eller høyeste $P_{b,t,1}$ i måneden m som beskrevet i kapittel 4.3.6.

I alle scenarioer var det høyeste basis timeeffekt, $P_{b,t,1}$, som bestemte $P_{tot,t,3}$ i mai 2021. I resten av månedene var det gjennomsnittet av $P_{t,t,2}$ for alle scenarioer utenom scenarioene med 25% elbilandel som bestemte $P_{tot,t,3}$. For scenario 7 og 8, med 25% elbilandel, ble $P_{tot,t,3}$ bestemt av $P_{b,t,1}$ for mai, juni og desember 2021 i alle simuleringene. I tillegg ble $P_{tot,t,3}$ bestemt av $P_{b,t,1}$ for november 2021 i 96,4% av simuleringene.

Figur 5.13 viser innvirkningen høye enkelttimer av en ikke-fleksibel last har på effekttaket, illustrert med juni 2021 scenario 7.



Figur 5.13: Timeeffekt juni 2021 for scenario 7. a) Timeeffekt for ved operasjon 2. b) Basis timeeffekt og gjennomsnittlig totaleffekt. c) Operasjon 3. Basis timeeffekt er arealet under blå kurve, mens ladeeffekt er arealet mellom total timeeffekt og basis timeeffekt.

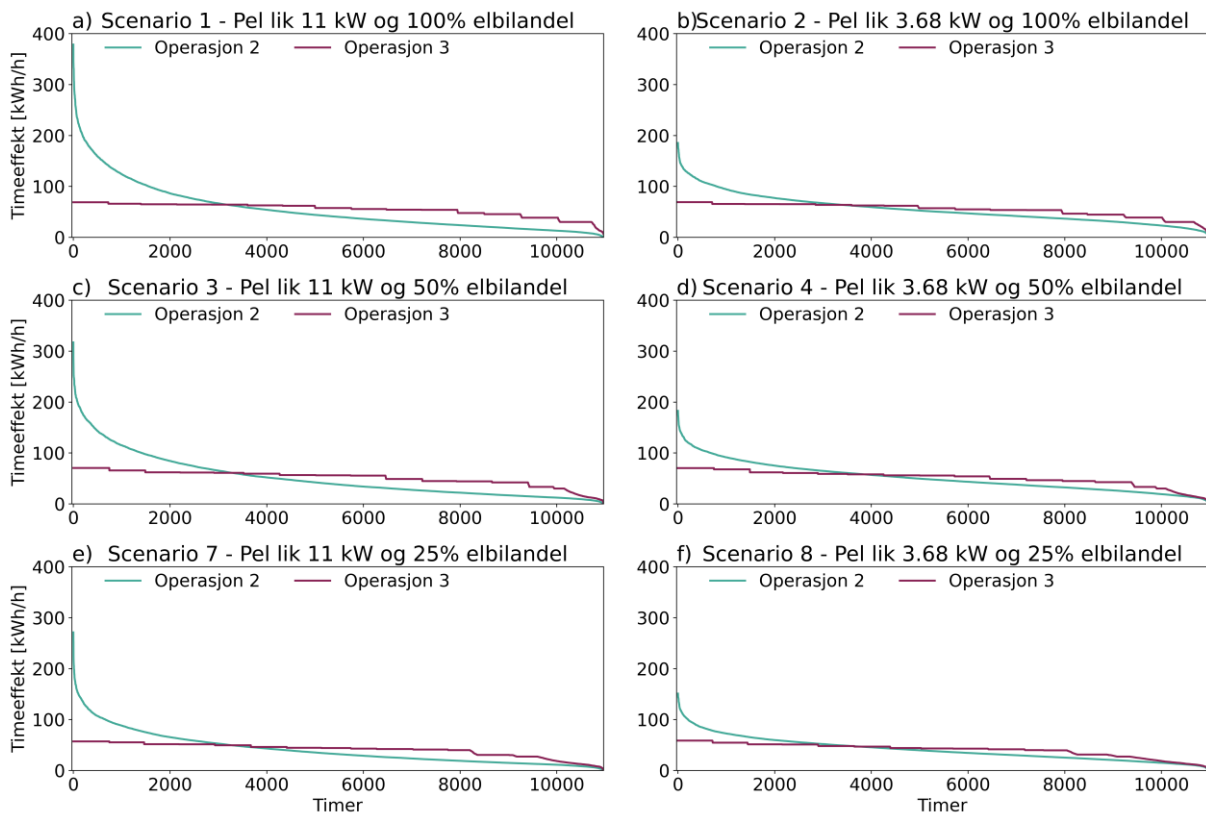
Figur 5.13 a) viser hvordan ladeeffekten varierer igjennom måneden, med flere perioder uten ladeeffekt. I disse periodene er total timeeffekt lik basis timeeffekt. Figur 5.13 b) viser hvordan $P_{tot,t,3}$ ble bestemt av høyeste basis timeeffekt og Figur 5.13 c) hvordan ladeeffekten var i måneden. Resultatet i Figur 5.13 viser at energibruken kan økes uten å øke høyeste timeeffekt i måneden for noen scenarier, her ved scenario 7.

5.3.3 Total timeeffekt og effekttariff operasjon 2 og 3

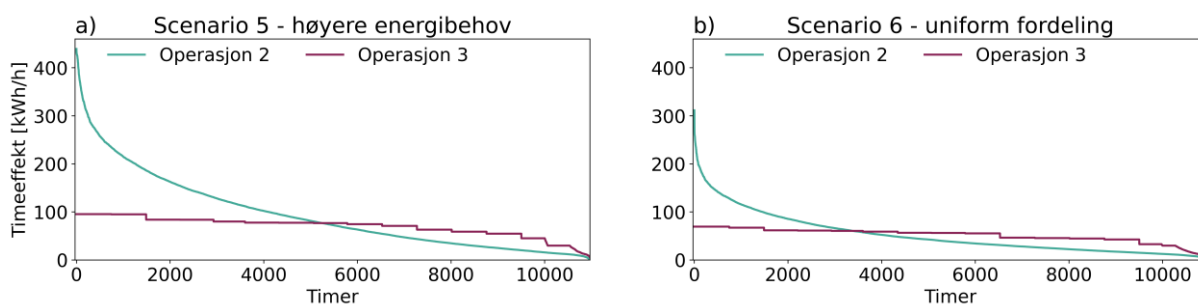
I Figur 5.7 ble lastkurvene til scenario 9 og 10 vist for mai 2022 og i Figur 5.9 ble lastkurven og varighetskurven vist for hele tidsserien. For øvrige scenarioer vises varighetskurvene til hele tidsserien.

I vedlegg C er time den totale timeeffekten for mai 2022 (som i Figur 5.7) ved operasjon 2 og 3 til utvalgte scenarioer fremstilt.

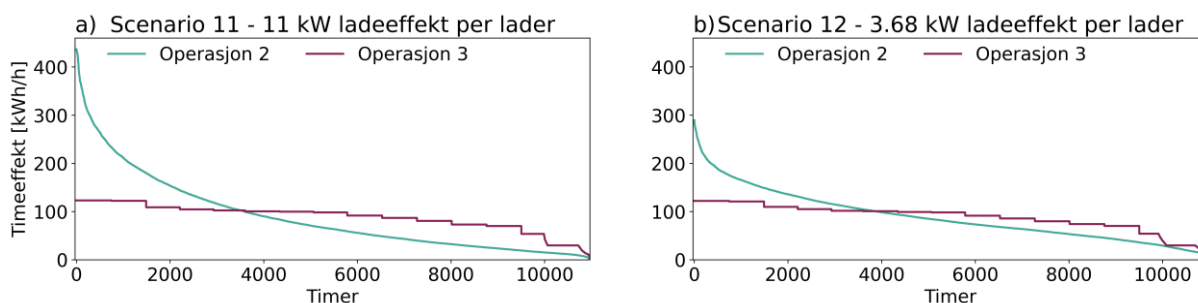
I Figur 5.14 er varighetskurvene til alle scenarioer med 250 ladeplasser fremstilt. I Figur 5.15 er varighetskurvene til scenario 5 og scenario 6 fremstilt. I disse scenarioene var det en annen sannsynlighetsfordeling på energibehov enn øvrige scenarioer. Varighetskurvene til scenario 9 og 10 ble vist i Figur 5.9. Varighetskurvene til scenario 11 og 12, som i likhet med scenario 9 og 10, har 500 ladeplasser er vist i Figur 5.16 og Figur 5.17 viser varighetskurvene til scenario 13 og 14.



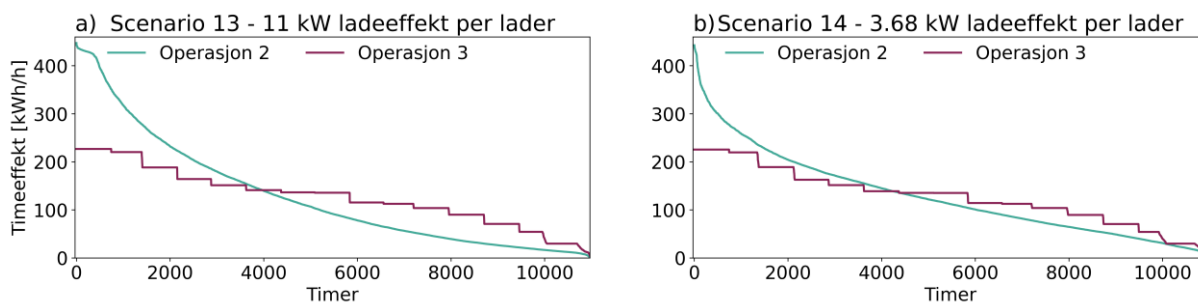
Figur 5.14: Varighetskurver for scenarioer med 250 ladeplasser. Horisontale par har like parametere foruten ladeeffekten P_{el} .



Figur 5.15: Figur a) viser varighetskurve for scenario 5, som hadde en normalfordelt sannsynlighetsfordeling for energibehovet med gjennomsnitt på 60 kWh og standardavvik på 5 kWh. Scenario 6, vist i b) hadde en uniform sannsynlighetsfordeling mellom 20 og 60 kWh.



Figur 5.16: Varighetskurver for scenarioene med 500 ladeplasser og 100% elbilandel.



Figur 5.17: Varighetskurven for scenario 12 og 13. I disse scenarioene var alle biler elektriske, og alle parkeringsplasser utstyrt med en lader.

I Tabell 5.7 er summen av effekttariffen for tidsserien for alle scenarioer ved operasjon 2 og 3, beregnet på samme måte som i kapittel 5.2.4. For å se hvordan en utjevning av lastkurven spiller inn på spotpriskostnaden, ble spotpriskostnaden til energibruken i operasjon 2 og 3 beregnet.

Resultatene i Tabell 5.7 er basert på 100 simuleringer. Månedlig effekttariff for alle scenarioer er i vedlegg D.

Tabell 5.7: Summen av effekttariffen og summen av spotpriskostnad for hele tidsserien for alle scenarioene ved operasjon 2 og 3.

Scenario	Effekttariff operasjon 2 [NOK]	Effekttariff operasjon 3 [NOK]	Reduksjon i effekttariff	Total spotpris-kostnad operasjon 2	Total spotpris-kostnad operasjon 2	Reduksjon i spotpris-kostnad
1	229 120	49 063	78,6 %	783 781	774 111	1,2 %
2	132 220	49 646	62,5 %	778 844	771 500	0,9 %
3	190 388	46 883	75,4 %	745 473	734 856	1,4 %
4	117 970	46 486	60,6 %	742 236	734 835	1,0 %
5	235 447	62 716	73,4 %	1 029 599	1 003 635	2,5 %
6	188 921	46 485	75,4 %	751 897	737 560	1,9 %
7	135 562	36 802	72,9 %	597 624	592 459	0,9 %
8	89 864	36 734	59,1 %	593 102	588 089	0,8 %
9	223 786	58 516	73,9 %	994 227	977 746	1,7 %
10	151 396	57 047	62,3 %	983 458	974 824	0,9 %
11	315 559	79 150	74,9 %	1 305 018	1 276 956	2,2 %
12	207 290	78 159	62,3 %	1 291 947	1 273 026	1,5 %
13	333 424	104 592	68,6 %	1 922 425	1 879 159	2,3 %
14	270 357	104 326	61,4 %	1 908 433	1 870 963	2,0 %

5.3.4 Diskusjon scenariospesifikke resultater

I scenario 1, 2, 11 og 12 er elbilandelen på 100%, mens antall ladeplasser er 250 for scenario 1 og 2, og 500 for scenario 11 og 12. Disse scenarioene er ikke helt realistiske, da det ved en så høy elbilandel ville vært en høyere andel ladeplasser. I disse scenarioene generelt, og scenario 1 og 2 spesielt, så er ladeparken full store deler av tidsserien med det resultat at sesongvariasjoner fanges dårlig opp. Disse scenarioene mister tilfeldighet i simuleringene da alle biler er elbiler, og alle ønsker å parkere med en lader. Da ankomst- og avreisetidspunkt for bilene i tidsserien er lik i alle simuleringer, så er det de samme bilene som parkerer med lader ved samme tidspunkt i alle simuleringene. Tabell 5.6 viser at scenario 2 har en betraktelig lavere andel simuleringer hvor alle bilene var fulladet ved avreise med en faktor på 1. Det viser seg at det i det samme døgnet, 13. desember 2021, i alle simuleringene av scenario 2 er det biler som ikke er fulladet som forlater parkeringsplassen. Ladeparken er full i store deler av tidsserien. I desember 2021 er det et dupp i antall parkerte biler (Figur 5.11 c) med påfølgende stigning kort etter. Dette resulterer i at mange av bilene som har parkert med lader i desember fikk plass i løpet av et kort tidsrom. Dette viser svakheten i scenarioene med høy elbilandel og relativt få ladeplasser.

Scenarioene 5 og 6 hadde en annen sannsynlighetsfordeling for energibehov ved ankomst enn øvrige scenarioer. Scenario 3 hadde samme elbilandel og antall ladeplasser som scenario 5 og

6. Resultatene fra nevnte 3 scenarioer viser at med en faktor på 1,01 var alle bilene fulladet ved avreise (Tabell 5.6). Med en faktor på 1, var alle bilene fulladet i 85% av simuleringene for scenario 3 mot 94,1% for scenario 5 og 82,9% for scenario 6. Dette indikerer at sannsynlighetsfordelingen til energibehov ved ankomst ikke er avgjørende for resultatet i simuleringene.

Resultatet fra scenario 7 og 8, som hadde en elbilandel på 25%, hadde en høy andel av simuleringene hvor alle bilene var fulladet. Som beskrevet i kapittel 5.3.2 bestemte $P_{b,t,1}$ effektaket i 4 måneder i tidsserien. Som vist i Figur 5.13 b) vil det i disse månedene være overskudd på tilgjengelig ladeeffekt for bilparken og det bygger seg ikke opp et utestående energibehov i disse månedene.

For scenarioene 13 og 14 med 100% elbilandel og ladeplasser var alle biler fulladet ved avreise i alle simuleringene. Dette indikerer at jo større elbilparken er, jo mer fleksibel er den samlede lasten til parkeringsplassen.

Som beskrevet i kapittel 5.3.3 er det utestående energibehovet større ved operasjon 3 enn operasjon 2, og det er derfor et lite avvik mellom energibruk i tidsserien ved operasjon 2 og 3. For scenario 13 utgjorde energibruken ved operasjon 3 av 98,8% energibruken i operasjon 2, og er scenarioet hvor denne forskjellen var størst.

Hver kombinasjon av antall ladeplasser og elbilandel har et scenario med på P_{el} på 3,68 kW og et med P_{el} på 11 kW. Ved ukontrollert lading er effekttariffen høyere med en ladeeffekt på 11 kW enn på 3,68 kW, som vist i Tabell 5.7. Tabell 5.8 viser reduksjonen i effekttariffen med ladeeffekt på 3,68 kW enn ved 11 kW.

Tabell 5.8: I scenarioene med oddetall er P_{el} lik 11 kW, mens i partallscenarioene er P_{el} lik 3,68 kW. Tabellen viser reduksjonen i effekttariff fra scenarioer med 11 kW til tilsvarende scenarioer med 3,68 kW.

1 og 2	3 og 4	7 og 8	9 og 10	11 og 12	13 og 14
43,3 %	38,0%	33,7%	32,2%	34,3%	18,9%

Tabell 5.8 viser at det for parkeringsplasser har kostnadmessig innvirkning hvilken ladeeffekt som installeres, også uten ladeplan og lastflytting. En ladeeffekt på 3,6 kW betyr at bilene må stå parkert lengre for å bli fulladet. Biler som ankommer med et energibehov på 40 kWh må stå parkert i 11 timer for å kunne få dekket energibehovet sitt. Dersom energibehovet ved ankomst er 80 kWh, så må bilen stå parkert i 22 timer. 2% av bilene som ble analysert i parkeringsdataen stod parkert kortere enn 22 timer, mens 0,7% stod parkert

kortere enn 11 timer. Det betyr at ved valg av 3,68 kW som ladeeffekt, så vil Gardermoen Parkering ikke dekke denne kundegruppen.

5.4 Diskusjon feilkilder

I simuleringsmodellen er det gjort flere forenklinger og antagelser som kan ha påvirket resultatet. Blant annet ble elbiler definert etter skiltekombinasjonen i Tabell 4.1, så dersom det er elbiler med personlige eller geografiske bilskilter er de ikke blitt regnet som elbiler.

Bestillingstidspunktene til ankomst- og avreise ble brukt som faktisk ankomst- og avreisetid. Denne tilnærmingen gir en god pekepinn, men her kan faktisk forhold avvike fra tilnærmingen. Prisingen til Gardermoen Parkering er på 24-timers intervall som kan bety at spesielt ved avreise fra parkeringsplassen kan det være avvik. Det var mange som hadde bestilt parkeringsplass frem til klokken 23 som kan peke på bestillinger med et (kostnadsfritt) slingringsmonn (Figur 5.1). For operasjon 2 ukontrollert lading, har dette lite å si, da bilene er fulladet innen første parkeringsdag. Dersom bilene stod parkert litt kortere enn bestillingstidstidene, kan det bety at det er litt mindre fleksibilitet i de parkerte bilene. Gjennomsnittlig parkeringstid på parkeringsplassen var 8,7 dager og en eventuell kortere parkeringstid på noen timer vil ikke utgjøre stor forskjell for fleksibiliteten. I en reell driftssituasjon med ladeplan og lastflytting kan legges til rette at bileierne kan spesifisere et tidspunkt de ønsker at bilen skal være fulladet innen.

Energibehovet ved ankomst er en valgt sannsynlighetsfordeling basert på forhold beskrevet i kapittel 4.3.1 og er en tilnærming. Som for basis timeeffekt vil feil energibehov ved ankomst være det samme i både operasjon 2 og operasjon 3, og har derfor ikke så stor innvirkning på målet til oppgaven, å kartlegge potensialet for å jevne ut lastkurven.

At ladeparken er tom i det simuleringen av tidsserien starter (mai 2021) er en tilnærming. Men på grunn av strenge reiserestriksjoner i denne perioden, var det få parkerte elbiler og tilnærmingen er derfor ikke langt fra faktiske forhold.

Hvert scenario ble simulert 1000 ganger. Dette antallet skulle ideelt vært høyere, da flere simuleringer gir mindre usikkerhet. Modellen er tidkrevende og for simuleringen med 100% elbiler og 1600 ladeplasser, som er scenarioet som bruker lengst tid, bruker modellen cirka 7 minutter på én simulering.

5.5 Overordnet diskusjon

Analysen av parkeringsdataen viste at det kommer flest biler tidlig på morgenen, og at ankommende biler avtar utover ettermiddagen (Figur 5.1 b). 55% av bilene ankom parkeringsplassen mellom kl. 4 og kl. 10 på formiddagen.

Resultatene fra operasjon 2 viser at parkeringsplassen, ved alle scenarier, får en svært ujevn lastkurve ved ukontrollert lading. Dette var tydelig i Figur 5.4 som viste lastkurven for mai 2022 hvor det var 31 topper, en for hver dag i måneden. I Figur 5.6 kunne man se at toppene i lastkurven skyldes timeeffekten til lading, mens basis timeeffekt hadde betraktelig mindre utslag i løpet av døgnet. Ved en ladeeffekt på 11 kW var timeeffekten til lading høyest i tidsrommet 5 til 10 på morgenen, før det avtar utover dagen og når et minimum på natten (Figur 5.5). Dette sammenfaller godt med oversikten over når på døgnet bilene ankommer parkeringsplassen. Ved en ladeeffekt på 3,68 kW økte timeeffekten gradvis med ankommende biler og hadde en topp rundt klokken 15. Også for 3,68 kW var timeeffekten til lading lavest på natten, men noe høyere enn ved en ladeeffekt på 11 kW. Nevnte resultater viser at ved ukontrollert lading er effektuttaket fra parkeringsplassen på sitt høyeste i samme tidsrom som når belastningen på nettet er på det høyeste (Figur 2.2).

Trenden med daglige effekttopper var den samme for laderne med en ladeeffekt på 3,68 kW som for laderne med ladeeffekt på 11 kW, men effekttoppene var lavere med en ladeeffekt på 3,68 kW. Dette ser man igjen i de effektrelaterte avgiftene som var mellom 18,9 - 43,3% lavere for scenarioene med 3,68 kW ladeeffekt istedenfor 11 kW ved ukontrollert lading (Tabell 5.8).

Det generelle resultatet for alle scenarioene ved operasjon 3 er at en langtidsparkeringsplass som Gardermoen Parkering har en svært fleksibel og overlappende last i de parkerte elbilene. Dette ble vist ved at effektuttaket kunne begrenses betraktelig og det ble flyttet last fra effekttoppene i operasjon 2 til en jevn lastkurve i operasjon 3, samtidig som bilens energibehov var dekket før avreise. Med perfekt kunnskap om energibehovet i perioden kunne effektuttaket begrenses til en faktor på 1,03 på det teoretiske minimum.

Som beskrevet i kapittel 1.1 og 2.3 står nettet ovenfor utfordringer med økt energibruk og en økende andel energiproduksjon fra uregulerbare energikilder. Parkeringsvarigheten på de parkerte bilene hos Gardermoen Parkering med et gjennomsnitt på 8,7 dager gjør at lasten er godt egnet til å respondere på ytre signaler og flytte last.

Prissignalene Gardermoen Parkering mottar i dag er effekttariffen i nettleien og spotprisen på strøm. Effektleddet i nettleien gir konsumentene et økonomisk incentiv til å ha et jevnt energibruk. Ved å følge prissignalet fra effekttariffen og med perfekt kunnskap om energibehovet, kunne Gardermoen Parkering redusere effekttariffen med mellom 61,4-78,6% avhengig av simulert scenario (Tabell 5.7). Utjevningen av lastkurven hadde liten innvirkning på den totale spotpriskostnaden, hvor den totale spotpriskostnaden ble redusert med mellom 0,8-2,5%, avhengig av simulert scenario. I en reell driftssituasjon vites ikke det samlede energibehovet på forhånd og det er derfor å forvente at reduksjonen i effekttariffen som kan oppnås med ladeplan og lastflytting vil være noe lavere enn resultatene i denne oppgaven. I en reell driftssituasjon vil effekttaket per måned bestemmes på andre måter, som for eksempel historisk energibruk eller med maskinlæring.

Øvrig energibruk i nettet følger et døgnmønster, med topper på morgenen og ettermiddagen (Figur 2.2). Dersom Gardermoen Parkering har en jevn lastkurve betyr det at effekttoppene i døgnmønsteret i nettet ikke blir ytterligere forsterket av energibruken til Gardermoen Parkering, som ved ukontrollert lading. En jevn lastkurve betyr og at Gardermoen ikke bidrar med å avlaste nettet i timene hvor nettet er høyt belastet. Lasten til parkeringsplassen er fleksibel, og det er potensial for at ladeparken kunne ha en lastkurve som ikke utjevnet egen energibruk, men bidra til utjevning av lastkurven til energibruken i nettet. Dette vil være mulig ved lastrespons og lastflytting eller ved toveisloading med V2G. Den kartlagte fleksibiliteten i de parkerte bilene viser at det er mulig å utsette lading, for eksempel i timene ved høy belastning på nettet. Energiforbruket i de parkerte bilene er fortsatt det samme, som betyr at det måtte vært høyere effektuttak i senere timer for å kompensere for timene uten effektuttak. Dette betyr høyere timeeffekt og høyere effektrelaterte utgifter for parkeringsplasser. For å være et attraktivt alternativ for aktører med fleksibel last må det økonomiske incentivet til denne type lastrespons være større enn incentivet fra effektleddet til et jevnt effektuttak.

Som beskrevet i kapittel 2.4 og 2.7.4 er det for sluttbrukere med spotprisavtale to ulike prissignaler i kraftmarkedet: prissignalet fra spotprisen og prissignalet fra effekttariffen i nettleien. I mange tilfeller vil prissignalet fra spotprisen gi et signal som stimulerer til en jevn energibruk av nettet, for eksempel ved lavere spotpris i timene på natten hvor energibruken er lavere. Ved en større andel energiproduksjon fra uregulerbare energikilder vil dette ikke alltid være tilfellet, som for eksempel ved høy og kortvarig energiproduksjon fra vindkraftverk.

Men som nevnt i kapittel 2.2, består den norske energimiksen av 75% regulerbar vannkraft som vannkraften vil bidra til å begrense et slikt prissignal fra spotprisen fra uregulerbare energikilder.

Denne oppgaven har ikke sett på kostnadsminimerende opplading i forhold til spotprisen. De siste årene har det vært store fluktasjoner i spotprisen, og en ladeplan i forhold til spotprisen vil kunne oppheve deler eller hele incentivet fra effektleddet og gjøre lastrespons mer attraktivt for parkeringseier.

6 Konklusjon

Denne oppgaven hadde som mål å kartlegge fleksibiliteten i ladeparken til Gardermoen Parkering og potensialet for å jevne ut lastkurven og redusere effektrelaterte utgifter for parkeringsplasser. Resultatet fra simuleringsmodellen viser at ved installasjon av nye og flere ladere vil effektbruken til Gardermoen Parkering ved ukontrollert lading være svært ujevn. Lasten fra ladeparken følger mønsteret til ankommende biler og har en tydelig døgnprofil med høyest effektuttak på morgenen og formiddagen. Ved ukontrollert lading belaster ladeparken nettet, når nettet allerede er høyt belastet.

Ved ukontrollert lading gir laderne med en ladeeffekt på 3,68 kW en reduksjon på effekttariffen med 18,9-43,3% sammenlignet med ladere med en ladeeffekt på 11 kW. Potensialet for kostnadsbesparelse er størst for scenarioene med 250 ladere. Ved ukontrollert lading og en ladeeffekt på 3,68 kW er alle biler som står parkert lenger enn 22 timer, som er 98% av kundene til Gardermoen Parkering, garantert å være fulladet ved avreise. Dette viser at ved ukontrollert lading vil en ladeeffekt på 3,68 kW være tilstrekkelig til å dekke behovet til kundegruppen og være økonomisk gunstig for parkeringseier.

Resultatet fra simuleringsmodellen med ladeplan og lastflytting viser at det for alle scenarioene var et stort potensial for å jevne ut lastkurven til parkeringsplassen. Ved implementering av ladeplan og lastflytting var det høyeste effekttaket som sikret at alle bilene forlot parkeringsplassen fulladet satt med en faktor på 1,03 av gjennomsnittet for perioden. Sammenlignet med ukontrollert lading ble effekttariffen redusert med mellom 61,4-78,6% for de ulike scenarioene. Effekttariffen ved ladeplan og lastflytting ble cirka den samme uavhengig av om ladeeffekten var 3,68 eller 11 kW, men det var en større besparelse ved

ladeplan og laststyring med ladeeffekt på 11 kW da disse hadde høyere effekttopper i utgangspunktet.

Effekttariffen gir et økonomisk incentiv til en jevnere energibruk. Lasten til en langtidsparkeringsplass som Gardermoen Parkering er fleksibel, som vist her i denne oppgaven, og derfor godt egnet til å respondere på ytre signaler, som tilstanden i nettet. Lastrespons kan bety å flytte effekt fra timer hvor nettet er høyt belastet til timer med lavere belastning, noe som betyr høyere timeeffekt og høyere effekttariff. For parkeringseier må det derfor foreligge et økonomisk incentiv til lastrespons, som veier opp fra incentivet fra effekttariffen om jevn energibruk.

6.1 Videre arbeid

I løpet av perioden oppgaven er skrevet, har Gardermoen Parkering installert solceller på parkeringsplassen. Egenproduksjon av solenergi gjør at det er større potensial for lønnsom toveislasting ved V2G, som kan lades med overskuddsolenergi som senere levers tilbake på nettet eller brukes lokalt. Optimalisering av lastkurven med egenprodusert solenergi, og eventuelt V2G, hadde vært en interessant videreutvikling av modellen.

Modellen fastsetter et effekttak basert på kunnskap om energibruken i hele tidsserien og viser derfor *potensialet* for reduksjon i effekttariffen. Ved en reell driftsituasjon må dette effekttaket bestemmes på andre måter, og aktuelt videre arbeid kan være å finne en modell som bestemmer dette.

I oppgaven er det vist at Gardermoen Parkering har en fleksibel last. For at nettet skal kunne utnytte denne fleksibiliteten er nyttig videre arbeid å analysere mulighetene for en gjensidig lønnsom lastrespons.

Simuleringsmodellen har sett på potensialet for å minimere effektrelaterte utgifter. I videre arbeid hadde det vært interessant å sammenligne resultatet fra denne modellen med en modell som har forsøkt å optimere energiutgiftene i forhold til fluktuasjon i spotpris.

7 Referanser

1. Regjeringen. Nytt norsk klimamål på minst 55 prosent [Internett]. 2022 [11.12.2022]. Available from: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/nytt-norsk-klimamal-pa-minst-55-prosent/id2944876/>.
2. Miljødirektoratet. Norske utslipp og opptak av klimagasser [Internett]. [11.12.2022]. Available from: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/>.
3. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Elektrifiseringstiltak i Norge
Hva er konsekvensene for kraftsystemet? [Internett]2020 [11.12.2022]. Available from: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf.
4. Statens vegvesen. Oppdatert status på nullutslippskjøretøy [Internett]. 2022 [24.10.2022]. Available from: <https://www.vegvesen.no/fag/fokusomrader/miljoevennlig-transport/nullutslippsmalene/>.
5. Regjeringen. Norge er elektrisk [Internett]. 2021 [11.12.2022]. Available from: https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/veg_og_vegtrafikk/faktaartikler-vei-og-ts/norge-er-elektrisk/id2677481/.
6. Norsk elbilforening. Statistikk elbil [Internett]. 2022 [24.10.2022]. Available from: <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/>.
7. Norges miljø- og biovitenskaplige universitet (NMBU). Nettbalansering fra store parkeringsanlegg og næringsbygg - NeX2G [Internett]. [12.12.2022]. Available from: <https://www.nmbu.no/forside/prosjekter/nex2g>.
8. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Nett [Internett]. [19.10.2022]. Available from: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/>.
9. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Store investeringer i strømmettet [Internett]. NVE; 2020 [11.12.2022]. Available from: https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/forbrukerfleksibilitet/store-investeringer-i-strommettet/?fbclid=IwAR16gt1ybzHVV6ocR-3ybZfZgTPoj7BcATbOa_7YcDptIrmSRAOds3_2onU#_ftn1.
10. Sintef. Forsyningssikkerhet for elektrisitet [Internett]. [19.10.2022]. Available from: <https://www.sintef.no/fagomrader/energisystem/forsyningssikkerhet-for-elektrisitet/>.
11. Energifakta Norge. Forsyningssikkerhet [Internett]. [19.10.2022]. Available from: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>.
12. Energifakta Norge. Kraftproduksjon [Internett]. 2022 [21.10.2022]. Available from: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>.
13. Hofstad K. Kraftbalanse [Internett]. Store norske leksikon2021 [21.10.2022]. Available from: <https://snl.no/kraftbalanse>.
14. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet - FOR-2004-11-30-1557 [Internett]. [02.12.2022]. Available from: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
15. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Langsiktig kraftmarkedsanalyse
2021 – 2040. energidirektorat Nv-o; 2021.
16. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030. Norges vassdrags- og energidirektorat; 2022.
17. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Det svinger mer med fornybar strøm. Norges vassdrags- og energidirektorat; 2020.
18. Energifakta Norge. Kraftmarkedet [Internett]. [09.12.2022]. Available from: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/#engrosmarkedet>.

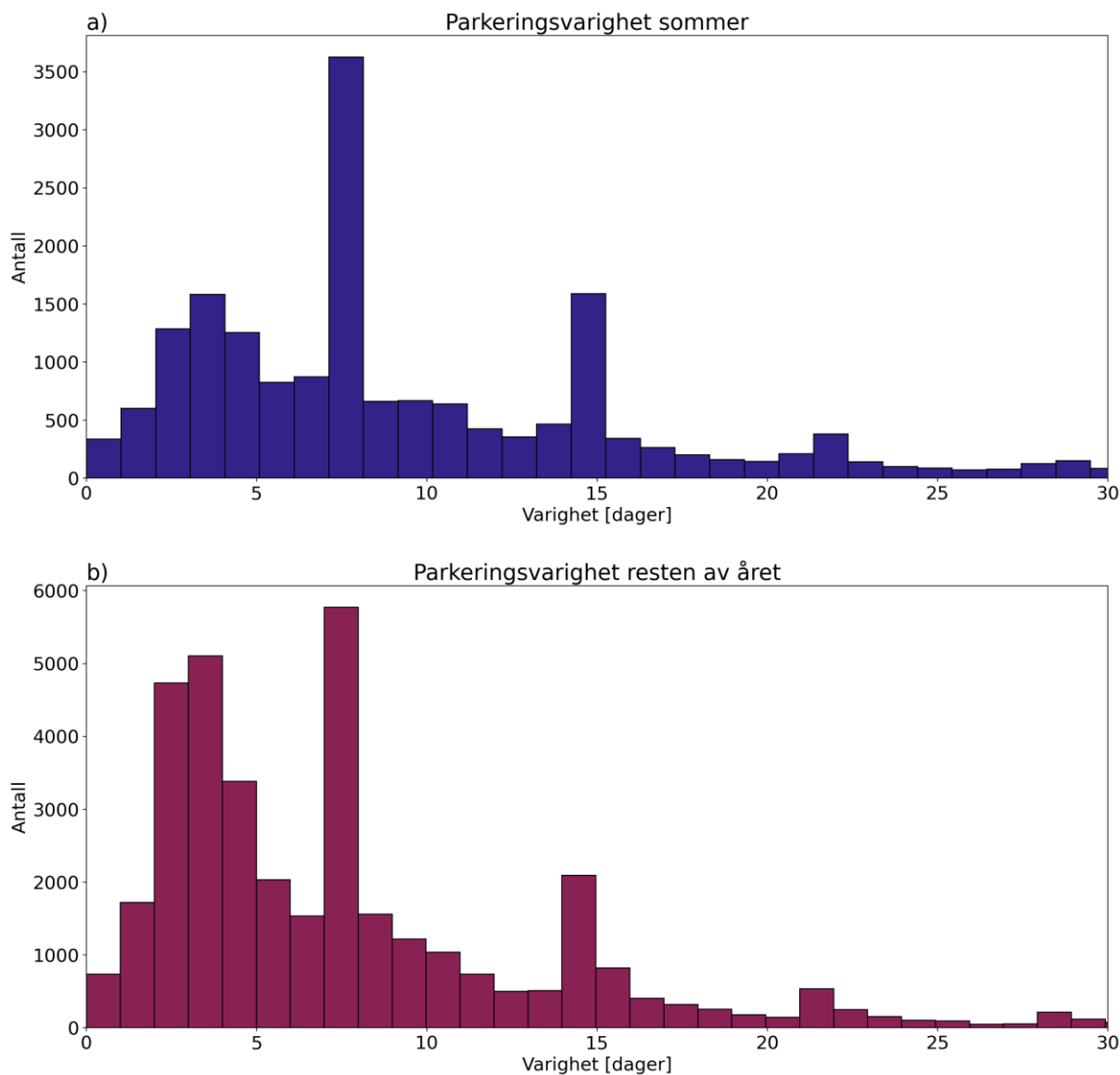
19. Creti A, Fontini F. Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules. Cambridge: Cambridge University Press; 2019.
20. Verlo KR, Fladen BA, Meling A, Sira U. Oppsummering av høring og anbefaling til endringer i nettleiestrukturen. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE); 2020. Report No.: 6.
21. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Hvem er Reguleringsmyndigheten for energi? [Internett]. [19.10.2022]. Available from: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/om-rme/dette-er-rme/hvem-er-reguleringsmyndigheten-for-energi/>.
22. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Ny nettleie (fra 1. juli 2022) [Internett]. 2022 [20.10.2022]. Available from: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ny-nettleie-fra-1-juli-2022/>.
23. Statnett. Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet [Internett]. 2018 [13.12.2022]. Available from: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>.
24. Wikipedia. kWh/h [Internett]. [26.11.2022]. Available from: <https://no.wikipedia.org/wiki/KWh/h>.
25. Statnett. Last net grunndata [Internett]. [13.12.2022]. Available from: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/last-ned-grunndata/#topp>.
26. Poulin A, Dostie M, Fournier M, Sansregret S. Load duration curve: A tool for technico-economic analysis of energy solutions. Energy and buildings. 2008;40(1):29-35.
27. Askheim LO. Anleggsbidrag [Internett]. Store norske leksikon; 2022 [updated 07.01.2022]. Available from: <https://snl.no/anleggsbidrag>.
28. Statistisk sentralbyrå. Utslipp til luft [Internett]. 2022 [24.20.2022]. Available from: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensning-og-klima/statistikk/utslipp-til-luft>.
29. Miljødirektoratet. Klimagassutslipp fra veitrafikk i Norge [Internett]. [24.10.2022]. Available from: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-veitrafikk/>.
30. Mohammed SAQ, Jung J-W. A comprehensive state-of-the-art review of wired/wireless charging technologies for battery electric vehicles: Classification/common topologies/future research issues. IEEE Access. 2021;9:19572-85.
31. Dell R, Rand DAJ. Understanding batteries: Royal society of chemistry; 2001.
32. Zhao H, Yan X, Ren H. Quantifying flexibility of residential electric vehicle charging loads using non-intrusive load extracting algorithm in demand response. Sustainable cities and society. 2019;50:101664.
33. Opplysningsrådet for veitrafikken. Registreringsstatistikken [Internett]. [01.11.2022]. Available from: <https://ofv.no/registreringsstatistikk>.
34. Norsk elbilforening. Elbilvelgeren [Internett]. [10.11.2022]. Available from: <https://elbilvelgeren.elbil.no/>.
35. Rosvold K. Nettsystem [Internett]. Store norske leksikon; 2022 [26.10.2022]. Available from: <https://snl.no/nettsystem>.
36. Norsk Elektroteknisk Komite. NEK 400: 2002 Elektriske lavspenningsinstallasjoner. 7. ed. NEK: NEK; 2022.
37. Dericioglu C, Yirik E, Unal E, Cuma MU, Onur B, Tumay M. A review of charging technologies for commercial electric vehicles. International Journal of Advances on Automotive and Technology. 2018;2(1):61-70.
38. Rosvold K. Støpsel [Internett]. Store norske leksikon; 2022 [28.10.2022]. Available from: <https://snl.no/st%C3%B8psel>.
39. Fortum. Hva er schuko? [Internett]. 2015 [27.10.2022]. Available from: <https://blogg.fortum.no/hva-er-schuko>.
40. Fjordkraft. Kontaktyper [Internett]. [27.10.2022]. Available from: <https://www.ladestasjoner.no/lading/kontaktyper/>.

41. Sears J, Roberts D, Glitman K, editors. A comparison of electric vehicle Level 1 and Level 2 charging efficiency. 2014 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech); 2014: IEEE.
42. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Smarte ladesystemer og Vehicle-to-Grid. 2019.
43. Fjordkraft. Smartlading [Internett]. [31.10.2022]. Available from: <https://www.fjordkraft.no/elbillader/smartlading/>.
44. Fortum. Hva er smartlading og hvor mye sparer du? [Internett]. [31.10.2022]. Available from: <https://blogg.fortum.no/hva-er-smartlading-og-hvor-mye-sparer-du>.
45. Gudbrandsdal energi. Smartlading av elbil [Internett]. [31.10.2022]. Available from: <https://www.ge.no/smartlading-elbil>.
46. Tibber. Lad elbilen smartere [Internett]. [31.10.2022]. Available from: <https://tibber.com/no/smart-styring/elbillading>.
47. Elvia. Gode råd hvis kunden skal montere ladesystem for elbil [Internett]. [31.10.2022]. Available from: <https://www.elvia.no/proff/nettilknytning/ladeanlegg-og-elbil/gode-rad-hvis-kunden-skal-montere-ladesystem-for-elbil/>.
48. NTE. Lader smart [Internett]. 2022 [03.12.2022]. Available from: <https://nte.no/blogg/lader-smart/>.
49. Current. Smart charging [Internett]. [01.11.2022]. Available from: <https://www.current.eco/ev-glossary/smart-charging-ev>.
50. EVBOX. What is smart EV home charging and how does it work? [Internett]. 2022 [01.11.2022]. Available from: <https://blog.evbox.com/ev-smart-charging>.
51. Wallbox. What Is Smart Charging [Internett]. [01.11.2022]. Available from: https://wallbox.com/en_catalog/faqs-what-is-smart-charging.
52. Mer. Lastbalansering [Internett]. [31.10.2022]. Available from: <https://no.mer.eco/nyheter/hjemmelading/hva-er-lastbalansering/>.
53. Norgeskart. Norgeskart, [Internett]. [23.11.2022]. Available from: <https://norgeskart.no/#!?project=norgeskart&layers=1004&zoom=12&lat=6679264.80&lon=282836.75&markerLat=6677165.833917849&markerLon=286344.9169954017&p=searchOptionsPanel&sok=Gardermoen%20All%C3%A9>.
54. Gardermoen Parkering. Veibeskrivelse [Internett]. [12.12.2022]. Available from: <https://www.gardermoenparkering.no/veibeskrivelse>.
55. Elvia. Nettleiepriser og effekttariff for bedrifter med årsforbruk over 100.000 kWh [Internett]. [20.10.2022]. Available from: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/nettleiepriser-og-effekttariff-for-bedrifter-med-arsforbruk-over-100000-kwh/>.
56. Gardermoen Parkering. Prisliste [Internett]. [05.09.2022]. Available from: <https://www.gardermoenparkering.no/prisliste>.
57. Nord Pool. FTP-server [Internett]. [cited 2022 09.12]. Available from: <https://www.nordpoolgroup.com/en/services/power-market-data-services/Product-details/>.
58. Devik G. Ladeplan [Internett]. GitHub; 2022 [15.12.2022]. Available from: <https://github.com/GeorgDevik/Ladeplan>.
59. Maigha M, Crow M. A transactive operating model for smart airport parking lots. IEEE Power and Energy Technology Systems Journal. 2018;5(4):157-66.
60. Ghotge R, van Wijk A, Lukszo Z. Off-grid solar charging of electric vehicles at long-term parking locations. Energy. 2021;227:120356.
61. Bagherzadeh E, Ghiasian A, Rabiee A. Long-term profit for electric vehicle charging stations: A stochastic optimization approach. Sustainable Energy, Grids and Networks. 2020;24:100391.
62. Rabiee A, Ghiasian A, Chermahini MA. Long term profit maximization strategy for charging scheduling of electric vehicle charging station. IET Generation, Transmission & Distribution. 2018;12(18):4134-41.

8 Vedlegg

A Analyse av parkeringsdata

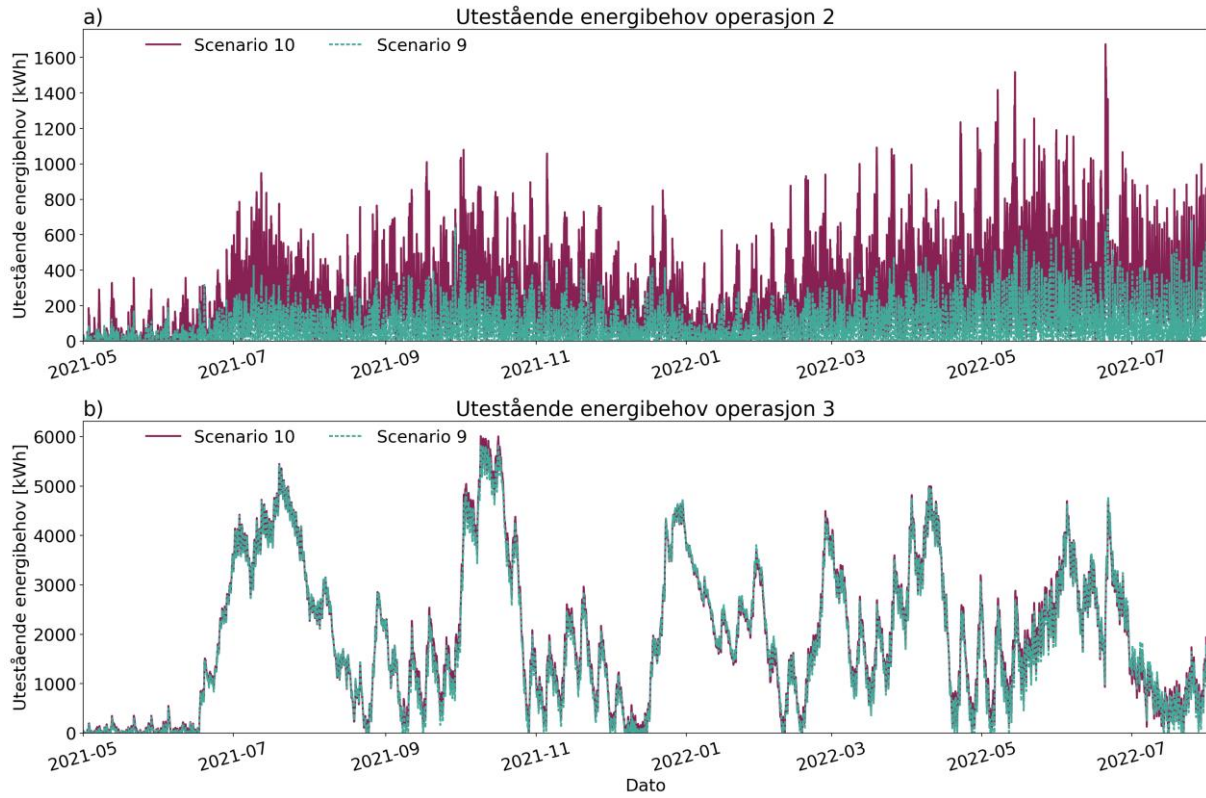
A.1 Parkeringsvarighet



Figur A.1: Figur a) viser fordelingen for parkeringsvarighet i sommermånedene juni, juli og august. I denne perioden foreligger det data fra 18158 biler. 2,3% av bilene stod parkert 30 dager eller lengre og er ikke med i figuren. Figur b) viser fordelingen på parkeringsvarighet for øvrige måneder i året. 1,7% av bilene stod parkert 30 dager eller lengre og er ikke med i figuren.

B Utestående energibehov

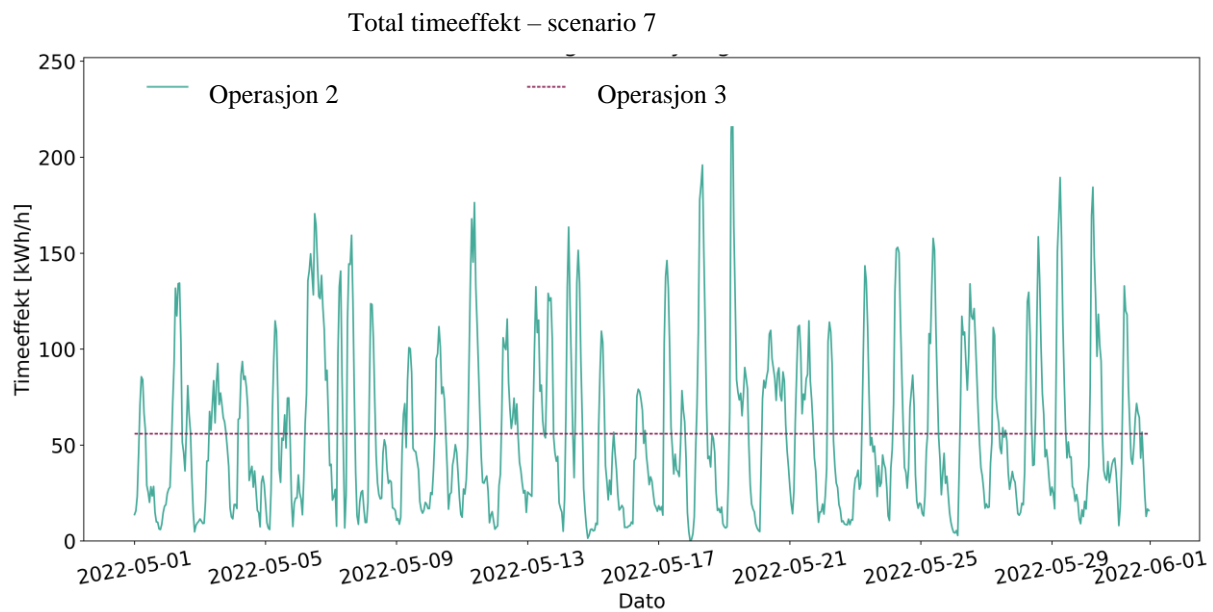
B.1 Utestående energibehov hele tidsserien



Figur B.1: Utestående energibehov for hele tidsserien ved operasjon 2 (a) og operasjon 3 (b).

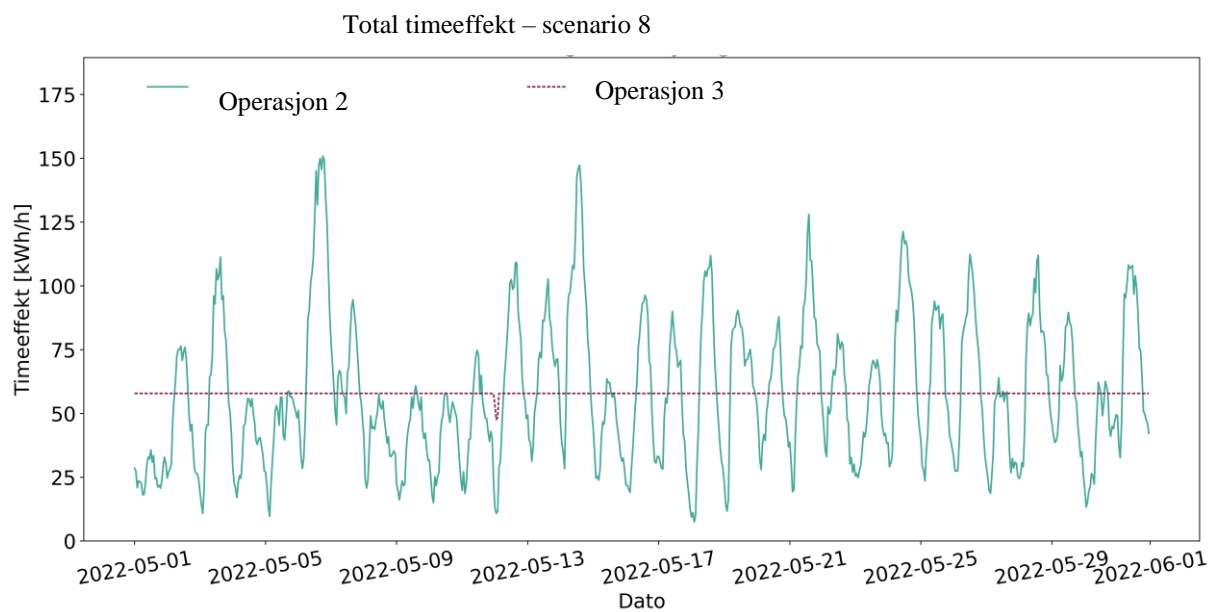
C Total timeeffekt

C.1 Mai 2022 – 250 ladere og 25% elbilandel og 11 kW ladeeffekt



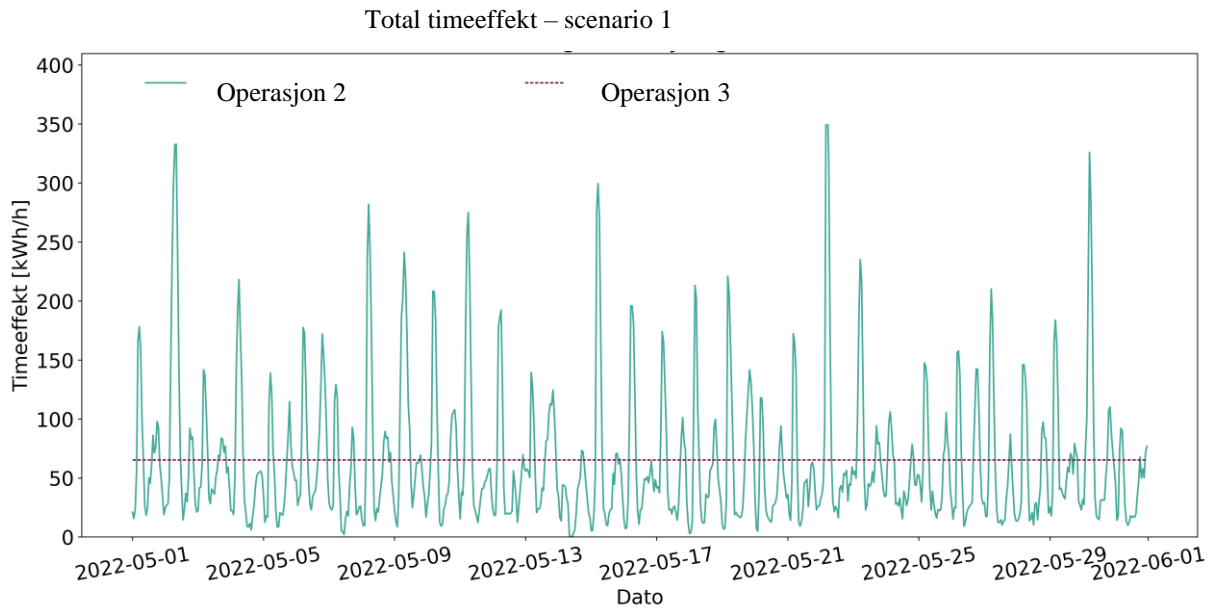
Figur C.1: Total timeeffekt for scenario 7 i mai 2022.

C.2 Mai 2022 – 250 ladere og 25% elbilandel og 3,68 kW ladeeffekt



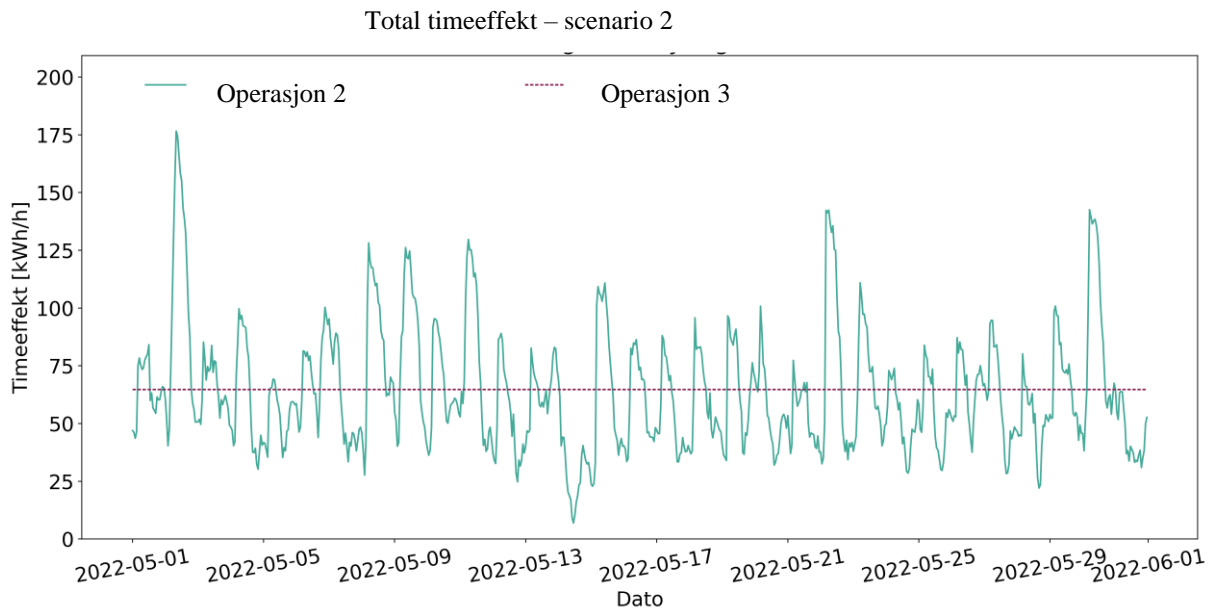
Figur C.2: Total timeeffekt for scenario 8 i mai 2022.

C.3 Mai 2022 – 250 ladere og 100% elbilandel og 11 kW ladeeffekt



Figur C.3: Total timeeffekt for scenario 1 i mai 2022.

C.4 Mai 2022 – 250 ladere og 100% elbilandel og 3,68 kW ladeeffekt



Figur C.4: Total timeeffekt for scenario 2 i mai 2022.

D Effekttariff for alle scenarioer

D.1 Effekttariff for scenario 1

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	169	10,0	6 740	30	0,0	30,2192	1 209
jun.21	274	14,3	10 960	47	0,3	47,47	1 899
jul.21	194	5,9	7 760	36	0,3	36,36	1 454
aug.21	260	8,6	10 400	53	0,4	53,53	2 141
sep.21	331	11,5	13 240	52	0,4	52,52	2 101
okt.21	279	7,7	11 160	57	0,4	57,57	2 303
nov.21	291	12,9	26 190	63	0,4	63,63	5 727
des.21	226	5,3	20 340	63	0,4	63,63	5 727
jan.22	287	12,6	25 830	61	0,4	61,61	5 545
feb.22	246	7,9	22 140	65	0,4	65,65	5 909
mar.22	326	10,5	29 340	66	0,4	66,66	5 999
apr.22	289	14,1	11 560	60	0,4	60,6	2 424
mai.22	358	10,4	14 320	64	0,4	64,64	2 586
jun.22	317	7,1	12 680	55	0,4	55,55	2 222
jul.22	161	6,0	6 440	45	0,4	45,45	1 818
sum			229 100				49 063

Figur D.1: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 1.

D.2 Effekttariff for scenario 2

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	112,2	3,4	4 488	29,9	0,0	30,2192	1 209
jun.21	152,2	3,4	6 088	46,3	0,3	46,763	1 871
jul.21	93,7	2,9	3 748	38,4	0,3	38,784	1 551
aug.21	150,2	6,2	6 008	53,1	0,4	53,631	2 145
sep.21	142,7	1,7	5 708	52,9	0,4	53,429	2 137
okt.21	149,7	5,9	5 988	57,2	0,3	57,772	2 311
nov.21	153,0	4,2	13 770	64,2	0,4	64,842	5 836
des.21	147,0	3,2	13 230	63,3	0,4	63,933	5 754
jan.22	183,2	6,1	16 488	61,1	0,4	61,711	5 554
feb.22	176,7	6,5	15 903	65,2	0,4	65,852	5 927
mar.22	149,7	3,5	13 473	68,4	0,4	69,084	6 218
apr.22	179,6	5,2	7 184	61,6	0,4	62,216	2 489
mai.22	178,6	3,7	7 144	64,8	0,4	65,448	2 618
jun.22	240,5	3,3	9 620	54,8	0,4	55,348	2 214
jul.22	84,5	2,6	3 380	44,9	0,4	45,349	1 814
sum			132 220				49 646

Figur D.2: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 2.

D.3 Effekttariff for scenario 3

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	103,4	14,1	4 136	29,9	0,0	30,2192	1 209
jun.21	159,2	21,0	6 368	32,8	0,8	33,128	1 325
jul.21	177,7	15,1	7 108	42,2	0,9	42,622	1 705
aug.21	190,9	21,5	7 636	48,3	0,9	48,783	1 951
sep.21	235,2	20,8	9 408	55,8	1,0	56,358	2 254
okt.21	233,4	18,3	9 336	57,7	1,2	58,277	2 331
nov.21	257,3	27,3	23 157	61,0	0,9	61,61	5 545
des.21	219,3	22,2	19 737	55,9	0,9	56,459	5 081
jan.22	186,3	17,2	16 767	44,6	0,9	45,046	4 054
feb.22	228,3	18,8	20 547	59,9	0,9	60,499	5 445
mar.22	255,6	26,7	23 004	68,8	1,0	69,488	6 254
apr.22	265,6	28,0	10 624	61,1	1,1	61,711	2 468
mai.22	322,9	31,0	12 916	67,5	1,0	68,175	2 727
jun.22	290,6	26,8	11 624	55,6	1,0	56,156	2 246
jul.22	200,5	19,2	8 020	56,6	0,8	57,166	2 287
sum			190 388				46 883

Figur D.3: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 3.

D.4 Effekttariff for scenario 4

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	70,5	6,9	2 820	29,9	0,0	30,199	1 208
jun.21	104,9	9,7	4 196	32,6	0,8	32,926	1 317
jul.21	125,2	10,7	5 008	42,1	1,0	42,521	1 701
aug.21	125,4	8,8	5 016	48,4	0,8	48,884	1 955
sep.21	129,8	8,7	5 192	55,8	1,0	56,358	2 254
okt.21	140,3	18,8	5 612	57,8	1,0	58,378	2 335
nov.21	165,7	11,9	14 913	60,8	0,8	61,408	5 527
des.21	140,5	9,3	12 645	55,8	0,8	56,358	5 072
jan.22	128,6	9,6	11 574	44,6	0,8	45,046	4 054
feb.22	160,1	15,0	14 409	59,9	0,9	60,499	5 445
mar.22	165,3	11,2	14 877	69,5	1,0	70,195	6 318
apr.22	151,3	12,5	6 052	61,3	1,0	61,913	2 477
mai.22	158,5	8,7	6 340	67,7	1,0	68,377	2 735
jun.22	136,3	8,7	5 452	55,6	0,7	56,156	2 246
jul.22	96,6	8,0	3 864	45,6	0,7	46,056	1 842
sum			117 970				46 486

Figur D.4: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 4.

D.5 Effekttariff for scenario 5

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	128,3		5 132	29,9	0,0	30,199	1 208
jun.21	194,0		7 760	43,4	1,3	43,834	1 753
jul.21	233,3		9 332	57,9	1,4	58,479	2 339
aug.21	237,0		9 480	67,2	1,1	67,872	2 715
sep.21	280,4		11 216	77,7	1,2	78,477	3 139
okt.21	280,8		11 232	79,3	1,5	80,093	3 204
nov.21	345,0		31 050	82,5	1,3	83,325	7 499
des.21	291,3		26 217	73,5	1,1	74,235	6 681
jan.22	237,7		21 393	57,6	1,3	58,176	5 236
feb.22	295,0		26 550	81,0	1,3	81,81	7 363
mar.22	325,7		29 313	94,9	1,2	95,849	8 626
apr.22	325,4		13 016	85,2	1,7	86,052	3 442
mai.22	287,9		11 516	95,5	1,3	96,455	3 858
jun.22	331,9		13 276	77,5	1,2	78,275	3 131
jul.22	224,1		8 964	62,4	1,2	63,024	2 521
sum			235 447				62 716

Figur D.5: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 5.

D.6 Effekttariff for scenario 6

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	101,9	13,8	4 076	29,9	0,0	30,199	1 208
jun.21	152,2	16,2	6 088	32,7	0,8	33,027	1 321
jul.21	181,1	19,7	7 244	42,4	0,9	42,824	1 713
aug.21	188,1	17,4	7 524	48,4	0,9	48,884	1 955
sep.21	229,2	25,6	9 168	55,9	1,2	56,459	2 258
okt.21	233,4	16,4	9 336	57,6	1,1	58,176	2 327
nov.21	258,8	29,1	23 292	60,8	0,9	61,408	5 527
des.21	220,0	20,9	19 800	56,1	0,8	56,661	5 099
jan.22	183,4	15,9	16 506	44,8	0,8	45,248	4 072
feb.22	228,6	21,6	20 574	60,1	1,0	60,701	5 463
mar.22	253,3	26,5	22 797	68,7	1,1	69,387	6 245
apr.22	259,8	26,2	10 392	61,1	0,9	61,711	2 468
mai.22	312,3	25,8	12 492	67,7	1,2	68,377	2 735
jun.22	289,3	25,0	11 572	55,7	1,1	56,257	2 250
jul.22	201,5	19,7	8 060	45,6	0,9	46,056	1 842
sum			188 921				46 485

Figur D.6: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 6.

D.7 Effekttariff for scenario 7

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	68,5	11,1	2 740	29,9	0,0	30,199	1 208
jun.21	99,4	13,5	3 976	27,0	0,0	27,27	1 091
jul.21	150,0	16,5	6 000	40,9	0,8	41,309	1 652
aug.21	121,6	14,1	4 864	30,6	0,9	30,906	1 236
sep.21	168,3	19,1	6 732	43,4	1,1	43,834	1 753
okt.21	178,7	17,1	7 148	48,8	1,3	49,288	1 972
nov.21	163,6	19,3	14 724	42,0	1,0	42,42	3 818
des.21	150,0	18,4	13 500	43,7	0,0	44,137	3 972
jan.22	120,9	12,9	10 881	39,6	0,0	39,996	3 600
feb.22	154,8	16,8	13 932	41,9	1,3	42,319	3 809
mar.22	185,3	19,6	16 677	47,4	1,3	47,874	4 309
apr.22	200,7	22,2	8 028	50,8	1,3	51,308	2 052
mai.22	223,2	20,8	8 928	56,3	1,4	56,863	2 275
jun.22	252,1	29,3	10 084	54,5	1,1	55,045	2 202
jul.22	183,7	15,6	7 348	45,9	0,8	46,359	1 854
sum			135 562				36 802

Figur D.7: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 7.

D.8 Effekttariff for scenario 8

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	49,0	5,0	1 960	29,9	0,0	30,199	1 208
jun.21	65,4	7,9	2 616	27,0	0,0	27,27	1 091
jul.21	100,9	9,6	4 036	41,0	0,9	41,41	1 656
aug.21	78,7	7,5	3 148	30,5	0,9	30,805	1 232
sep.21	117,4	11,9	4 696	43,0	1,2	43,43	1 737
okt.21	119,2	10,6	4 768	48,6	1,1	49,086	1 963
nov.21	110,3	9,0	9 927	41,9	1,0	42,319	3 809
des.21	104,6	11,1	9 414	43,7	0,0	44,137	3 972
jan.22	85,2	7,6	7 668	39,6	0,0	39,996	3 600
feb.22	104,7	9,9	9 423	41,8	1,1	42,218	3 800
mar.22	121,6	11,0	10 944	47,2	1,0	47,672	4 290
apr.22	130,3	12,3	5 212	50,8	1,0	51,308	2 052
mai.22	146,3	13,3	5 852	56,4	1,4	56,964	2 279
jun.22	159,0	14,7	6 360	54,2	1,0	54,742	2 190
jul.22	96,0	7,0	3 840	45,9	0,8	46,359	1 854
sum			89 864				36 734

Figur D.8: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 8.

D. 9 Effekttariff for scenario 11

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	166,9	8,1	6 676	29,9	0,0	30,199	1 208
jun.21	273,1	15,1	10 924	54,3	0,4	54,843	2 194
jul.21	304,2	9,9	12 168	73,4	0,5	74,134	2 965
aug.21	324,2	14,1	12 968	86,1	0,5	86,961	3 478
sep.21	414,6	11,9	16 584	99,7	0,5	100,697	4 028
okt.21	406,1	9,7	16 244	101,2	0,5	102,212	4 088
nov.21	428,1	3,8	38 529	104,6	0,5	105,646	9 508
des.21	386,4	15,8	34 776	91,4	0,4	92,314	8 308
jan.22	297,8	10,0	26 802	70,2	0,5	70,902	6 381
feb.22	375,1	14,3	33 759	102,0	0,5	103,02	9 272
mar.22	436,5	1,5	39 285	122,0	0,7	123,22	11 090
apr.22	425,2	4,2	17 008	109,1	0,6	110,191	4 408
mai.22	434,8	0,2	17 392	123,0	0,6	124,23	4 969
jun.22	433,8	0,7	17 352	99,5	0,6	100,495	4 020
jul.22	377,3	6,7	15 092	80,0	0,5	80,8	3 232
sum			315 559				79 150

Figur D.9: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 11.

D. 10 Effekttariff for scenario 12

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	112,1	3,5	4 484	29,9	1,1	29,9	1 196
jun.21	178,6	7,0	7 144	53,9	0,4	53,9	2 156
jul.21	225,6	8,7	9 024	73,4	0,4	73,4	2 936
aug.21	222,1	5,9	8 884	86,1	0,5	86,1	3 444
sep.21	231,8	6,2	9 272	99,2	0,5	99,2	3 968
okt.21	271,2	7,6	10 848	101,2	0,5	101,2	4 048
nov.21	293,1	9,2	26 379	104,4	0,5	104,4	9 396
des.21	238,9	5,3	21 501	91,5	0,4	91,5	8 235
jan.22	216,0	7,5	19 440	70,0	0,4	70,0	6 300
feb.22	283,5	9,8	25 515	101,6	0,5	101,6	9 144
mar.22	285,9	6,2	25 731	121,2	0,5	121,2	10 908
apr.22	269,5	9,0	10 780	109,4	0,5	109,4	4 376
mai.22	283,4	3,3	11 336	122,7	0,5	122,7	4 908
jun.22	265,1	6,2	10 604	99,1	0,6	99,1	3 964
jul.22	158,7	4,5	6 348	79,5	0,4	79,5	3 180
sum			207 290				78 159

Figur D.10: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 12.

D. 11 Effekttariff for scenario 13

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	168,8	7,6	6 752	29,9	0,0	29,9	1 196
jun.21	273,1	15,5	10 924	54,3	0,3	54,3	2 172
jul.21	431,8	3,0	17 272	136,1	0,7	136,1	5 444
aug.21	342,6	15,1	13 704	89,8	0,6	89,8	3 592
sep.21	432,5	1,1	17 300	135,4	0,5	135,4	5 416
okt.21	436,8	0,1	17 472	151,1	0,5	151,1	6 044
nov.21	431,2	4,8	38 808	115,2	0,5	115,2	10 368
des.21	393,2	12,7	35 388	104,1	0,5	104,1	9 369
jan.22	299,0	8,7	26 910	70,1	0,4	70,1	6 309
feb.22	430,7	9,7	38 763	112,4	0,4	112,4	10 116
mar.22	437,1	0,1	39 339	140,2	0,8	140,2	12 618
apr.22	441,0	1,8	17 640	163,4	0,7	163,4	6 536
mai.22	441,0	2,6	17 640	188,5	0,7	188,5	7 540
jun.22	446,8	0,8	17 872	220,7	0,9	220,7	8 828
jul.22	441,0	0,0	17 640	226,1	0,9	226,1	9 044
sum			333 424				104 592

Figur D.11: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 13.

D. 12 Effekttariff for scenario 14

	Operasjon 2 - uten styring			Operasjon 3 - med styring			
	Gjennomsnitt [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Effekttariff [NOK]	Ptot,t,3 [kWh/h]	Standardavvik [kWh/h]	Ptot,t,3 * 1,01 [kWh/h]	Effekttariff [NOK]
mai.21	111,9	3,6	4 476	29,9	0,0	29,92	1 197
jun.21	178,6	6,9	7 144	53,9	0,4	53,9	2 156
jul.21	302,3	6,7	12 092	135,8	0,6	135,8	5 432
aug.21	223,1	5,4	8 924	89,5	0,5	89,5	3 580
sep.21	374,1	8,6	14 964	134,9	0,6	134,9	5 396
okt.21	384,6	12,5	15 384	151,4	0,7	151,4	6 056
nov.21	327,1	10,1	29 439	114,9	0,7	114,9	10 341
des.21	324,9	7,9	29 241	103,9	0,5	103,9	9 351
jan.22	215,2	6,9	19 368	70,0	0,3	70	6 300
feb.22	309,3	8,8	27 837	112,1	0,6	112,1	10 089
mar.22	368,4	6,7	33 156	139,6	0,7	139,6	12 564
apr.22	415,2	11,0	16 608	163,1	0,7	163,1	6 524
mai.22	436,4	0,7	17 456	188,3	0,8	188,3	7 532
jun.22	442,8	0,0	17 712	219,6	0,6	219,6	8 784
jul.22	413,9	10,7	16 556	225,6	8,0	225,6	9 024
sum			270 357				104 326

Figur D.12: Effekttariff for hver måned i tidsserien for scenario 14.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway