



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp
Fakultetet for realfag og teknologi

Økonomisk potensial og ladestrategi for elbillading gjennom lastflytting: En casestudie av Gardermoen Parkering AS

Economic Potential and Charging Strategy for
Electric Vehicle Charging through Load Shifting: A
Case Study of Gardermoen Parkering AS

Astrid Lye Moum
Industriell økonomi

Forord

Denne oppgaven markerer slutten på min mastergrad i Industriell økonomi med fordypning i Energifysikk ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Oppgaven fokuserer på fleksibilitet i kraftsystemet, et fagområdet som stadig blir viktigere og som jeg har fått en stor interesse for.

Jeg vil rette en stor takk til min veileder Heidi S. Nygård for faglig støtte, tett oppfølging og konstruktive tilbakemeldinger gjennom hele prosessen. Videre vil jeg takke min biveileder Jesper Frausig.

Takk til Gardermoen Parkering med Pål André Thomte og Lars Gustav Haugli for data til oppgaven og svar på spørsmål.

En spesiell takk går til min familie, særlig pappa, for gode innspill gjennom hele studietiden og for hjelp med korrekturlesing av oppgaven. Takk også til mine venner for deres oppmuntring og støtte.

Astrid Lye Moum

Januar 2024

Sammendrag

Elektrifiseringen av samfunnet og høyere andel variabel kraftproduksjon skaper utfordringer for kraftsystemet. Økt forbruk, blant annet fra elbiler, er ventet å øke effekttoppene og skape et behov for mer nettutvidelser. Samtidig øker behovet for fleksibilitet, inkludert fleksibilitet på forbrukssiden. Flyplasser, med langtidsparkerte elbiler, tilbyr en mulighet til å utnytte fleksibilitetspotensialet i elbillading for å redusere belastningen på kraftnettet og kutte kostnader for ladeoperatør. Økonomisk lønnsomhet er imidlertid nødvendig for at ladeoperatører skal investere i smart ladeteknologi.

Gardermoen Parkering AS er en privateid parkeringsplass ved Oslo Lufthavn som satser på elbillading. De har det siste året installert omtrent 250 elbilladere. Videre vurderer de å investere i økonomisk optimalisering av elbillading. Denne formen for smartlading vil utnytte implisitt fleksibilitet i form av lastflytting for å minimere ladekostnader.

I denne oppgaven er det maksimale økonomiske potensialet for lastflytting av elbillading ved Gardermoen Parkering studert. Videre er økonomisk optimal ladestrategi og maksimal belastning på kraftnettet presentert og sammenlignet med historisk lastprofil. Modelleringen blir gjort ved lineær optimalisering av historisk lastprofil, der spotpriser og effekttariffer blir hensyntatt. Modellen benytter fullstendig innsikt i fremtidige spotpriser og ladebehov, og finner et globalt optimum. Et fokus er hvordan ulike prissignaler fra spotpriser og effekttariffer påvirker kostnadsbesparelser, optimale ladestrategier og maksimal belastning av kraftnettet. Datagrunnlaget som er brukt i analysen er detaljert reell parkerings- og ladehistorikk fra januar til og med oktober 2023.

Resultatene viser at Gardermoen Parkering maksimalt kunne spart 36% av sine kostnader tilknyttet spotpriser og effekttariffer i 2023 (10 måneder) ved lastflytting, tilsvarende 43 000 kr. Sparepotensialet er sensitivt for prisendringer. Høye og volatile spotpriser fører til et større sparepotensial grunnet en større verdi av energi-arbitrasje. 2022 og 2023 er årene med høyest mulige kostnadsbesparelser. I 2019 og 2020 var spotpriser og prisvolatilitet lav, noe som resulterte i et sparepotensial på 26-27 000 kr.

Det er ofte økonomisk optimalt å redusere effekttoppene. Videre resulterer høyere effekttariffer i at optimaliseringsmodellen prioriterer lavere effekttopper. Den høyere effekttariffen

riffen i vintermånedene førte til en betydelig reduksjon av økonomisk optimal effekttopp, med en reduksjon på minimum 70% i forhold til reell lastprofil. Videre skjer lastflyttingen normalt til tidspunkt som bidrar til en jevnere belastning av sentralnetet. På den andre siden kan dagens lavere effekttariffer om sommeren medføre at det blir økonomisk optimalt med høyere effekttopper enn det Gardermoen Parkering har i dag. Dette gjelder når verdien av energi-arbitrasje er svært høy, slik den eksempelvis var i juli 2022.

Implementering av lastflytting i praksis har flere begrensninger, noe som vil føre til endringer i ladestrategien sammenlignet med det teoretisk optimale. Det vil resultere i et redusert sparepotensial. Eksempelvis vil sparepotensialet reduseres fra 43 000 kr til 33 000 kr i 2023 dersom alle elbilene må lades innen 24 timer etter ankomst. Videre er det sannsynlig at effekttoppene i hovedsak vil avta. Årsaken er at verdien av reduserte effektkostnader blir mer betydningsfull i forhold til energi-arbitrasje når man har begrenset innsikt i fremtidige spotpriser og ladebehov.

Abstract

The ongoing electrification of society, coupled with a growing reliance on variable power sources, presents significant challenges for the power grid. One significant issue is the expected rise in peak loads, driven partly by the growing use of electric vehicles (EVs). This trend leads to a need for expanding the grid infrastructure and emphasizes the importance of increased grid flexibility, including demand-side management. Airports, with long-term parked electric vehicles, offer an opportunity to utilize the flexibility potential in EV charging to reduce the load on the grid and cut costs for charging operators. However, economic viability is necessary for charging operators to invest in smart charging technology.

Gardermoen Parkering AS, a private parking facility near Oslo Airport, focuses on EV charging. They have installed approximately 250 EV chargers over the past year. Looking ahead, they are exploring the potential for economic optimization in EV charging. This form of smart charging will utilize implicit flexibility in the form of load shifting to minimize charging costs.

In this thesis, the maximum economic potential for load shifting of EV charging at Gardermoen Parkering has been analyzed. This includes an evaluation of the economically optimal charging strategy and peak loads, compared to historical load profiles. The analysis employs linear optimization of the historical load profile, factoring in spot prices and power tariffs. The model assumes perfect foresight of spot prices and charging requirements and employs a global optimization. A key focus is on the influence of varying price signals from spot prices and power tariffs on cost savings, optimal charging strategies, and peak loads. The underlying data used in the analysis consists of detailed real parking and charging histories from January through October 2023.

The results reveal that in 2023 (10 months), Gardermoen Parkering had a maximal saving potential of 36% on costs associated with spot prices and power tariffs through load shifting, equivalent to 43,000 NOK. This saving potential is sensitive to price changes. Higher and more volatile spot prices enhance the saving potential due to an increased value of energy arbitrage. The years 2022 and 2023 are identified as having the highest

possible cost savings. In contrast, the years 2019 and 2020 experienced lower spot prices and price volatility, leading to a lower saving potential of 26-27,000 NOK.

Economically, it is often optimal to reduce peak loads. The study finds that higher power tariffs lead to a prioritization of lower peak loads in the optimization model. For instance, the elevated power tariffs during the winter months resulted in a significant reduction of the economically optimal peak power, with a reduction of at least 70% compared to the real load profile. Moreover, load shifting usually occurs during periods that contribute to a more uniform distribution of load across the transmission grid. Conversely, the lower power tariffs in the summer months may result in economically optimal peak loads that are higher than those currently experienced by Gardermoen Parkering. This applies when the value of energy arbitrage is high, as seen in July 2022.

The practical implementation of load shifting faces several constraints, leading to deviations from the ideal charging strategy. Consequently, this reduces the potential for cost savings. For instance, the cost savings dropped from 43,000 NOK to 33,000 NOK in 2023 if all electric vehicles must be charged within a day of arrival. Furthermore, peak load reductions are expected to be the primary outcome. This is because the value of reduced power costs to a larger extent outweighs the benefits of energy arbitrage when insight into future spot prices and charging needs is limited.

Innhold

Figurer	xii
Tabeller	xiv
Symbolliste	xvi
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Motivasjon	2
1.3 Problemstilling	2
1.4 Avgrensninger	3
2 Teori	4
2.1 Det norske kraftsystemet	4
2.1.1 Roller og ansvar	5
2.1.2 Forsyningssikkerhet	6
2.2 Utvikling i kraftsystemet og kraftmarkedet	6
2.2.1 Forbruk og produksjon	6
2.2.2 Kraftnett og nettutnyttelse	8
2.2.3 Kraftmarkedet	10
2.2.4 Utvikling i kraftpriser	12
2.2.5 Fleksibilitet	15
2.2.6 Strømregning og nettleie	16
2.3 Elbiler og ladeinfrastruktur	18
2.3.1 Elbilladere	20
2.3.2 Elbilens ladeeffekt og andre spesifikasjoner	20
2.3.3 Lademetoder	22
2.3.4 Standarder for ladeinfrastruktur	24
2.4 Optimalisering av ladestrategi	24
3 Beskrivelse av case	26
3.1 Gardermoen Parkering AS	26
3.1.1 Tekniske spesifikasjoner av anlegget	27

3.1.2	Økonomiske parametere	28
3.2	Oversikt over dagens situasjon	29
4	Metode	33
4.1	Overordnet metode	33
4.1.1	Oppbygging av scenarioer	34
4.2	Oppbygging av optimaliseringsmodellen	35
4.2.1	Objektivfunksjon	36
4.2.2	Beslutningsvariabler	37
4.2.3	Begrensninger	37
4.2.4	Begrensninger ved optimaliseringsmodellen	38
4.3	Beskrivelse av data	39
4.3.1	Elbildata	39
4.3.2	Spotpriser	42
4.4	Simuleringsscenarioer	44
4.4.1	Spotpriser	44
4.4.2	Effekttariff	45
4.4.3	24 timers ladeperiode	46
4.4.4	Økt maksimal ladeeffekt	46
5	Resultater og diskusjon	47
5.1	Oversikt over resultater	48
5.2	Resultater fra Basisscenarioet - spotpris og effekttariff fra 2023	50
5.2.1	Teoretisk potensial for kostnadsbesparelser	50
5.2.2	Økonomisk optimal ladestrategi	51
5.3	Scenarioanalyse - Resultater ved variasjon i prissignaler	54
5.3.1	Spotprisens påvirkning på sparepotensial og ladestrategi	54
5.3.2	Verdien av energi-arbitrasje vs. lavere effektkostnader	56
5.3.3	Generelt høyere effekttariffer	56
5.3.4	Høyere effekttariff om vinteren	58
5.3.5	Tredelt effekttariff (2020)	58
5.3.6	Nettleie uten effekttariff	58
5.3.7	Ingen effekttariff: Maksimal verdi av energi-arbitrasje	60
5.3.8	Hypotetisk potensial for lastflytting i 2030	60
5.3.9	Optimal daglig lastprofil	61
5.3.10	Lading innen 24 timer etter ankomst	64
5.3.11	Konsekvenser av økt maksimal ladeeffekt for elbiler	65
5.4	Overordnet diskusjon	65
5.4.1	Lønnsomhet for lastflytting	65
5.4.2	Belastning av kraftnett	66

5.4.3 Begrensninger ved metode	67
6 Konklusjon	69
6.1 Videre arbeid	70
Bibliografi	72
Vedlegg A Etterlading	80
A.1 Økonomisk analyse	82
A.2 Energiforbruk uten etterlading	83
Vedlegg B Reell lastprofil	84
B.1 Kostnader	84
B.2 Månedlige effektopper	84
Vedlegg C Scenarioanalyse	85
C.1 Økonomi	85
C.2 Effektopper	86
Vedlegg D 24 timers ladeperiode	87
D.1 Økonomi	87
D.2 Effektopper	88
Vedlegg E Høyere maksimal ladeeffekt	89
E.1 Økonomi	89
E.2 Effektopper	90

Figurer

2.1	Illustrasjon av hovedkomponentene i det norske kraftsystemet. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [11], og informasjonen er basert på informasjon fra Olje- og energidepartementet [12].	5
2.2	Utvikling av elektrisitetsproduksjon i Europa for alle produksjonsteknologier. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [18].	7
2.3	Historisk og fremskrevet elektrisitetsforbruk i Norge. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [18].	8
2.4	Utvikling av elektrisitetsproduksjon i Norge for alle produksjonsteknologier. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [18].	8
2.5	Lastprofilen i Norge for 2023. Data er hentet fra Statnett [24].	9
2.6	Norges gjennomsnittlige daglige lastprofil i 2023 for ukedager og helg. Data er hentet fra Statnett [24].	10
2.7	Varighetskurven for Norges samlede forbruk i 2023. Data er hentet fra Statnett [24].	10
2.8	Prisområdene i Norge. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [28].	12
2.9	Utviklingen i spotpris fra 2019 til 2023 for prisområdet NO1. Data er hentet fra Nord Pool [29].	13
2.10	Gjennomsnittlig spotpris per time i NO1 for ulike år. Data er hentet fra Nord Pool [29].	13
2.11	Variasjon i spotpriser per time i døgnet i NO1 for årene 2019-2023. Data er hentet fra Nord Pool [29].	14
2.12	NVE sitt estimat for prisvariasjon gjennom året og innad i uken for Norge i 2030. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [18].	15
2.13	Forenklet illustrasjon av lastflytting for å redusere effekttopper tilknyttet elektrisitetsforbruk. Figuren er inspirert av [32].	17
2.14	Utviklingen av antall elbiler i Norge basert på [43].	19
2.15	Ulike faktorer som kan begrense ladeeffekten til en elbil. Det er det svakest leddet som vil bestemme ladeeffekten. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [49].	21

3.1	Gardermoen Parkering AS sitt parkeringsområde, hentet fra Google Earth [73]. Det blå markerte området illustrerer hovedområdet de eier og drifter, mens det gule området fremhever sonen utstyrt med elbilladere.	27
3.2	Forenklet illustrasjon av ladeanlegget til Gardermoen Parkering.	27
3.3	Antall ladestasjoner og antall parkerte elbiler over tid.	29
3.4	Andelen av elbiler med ankomst og avreise de ulike timene i døgnet ved Gardermoen Parkering.	30
3.5	Lastprofilen for elbillading ved Gardermoen Parkering for perioden 1. januar til 31. oktober 2023. Annet forbruk enn elbillading er ekskludert.	31
3.6	Gjennomsnittlig timeseffekt per time i døgnet for elbillading ved Gardermoen Parkering under perioden 1. januar 2023 til 31. oktober 2023.	31
3.7	Varighetskurve (a) og månedlige effekttopper (b) for Gardermoen Parkering sin lastprofil for elbiler i 2023.	32
4.1	Flytskjema for oppbygging av ett tilfeldig valgt scenario.	34
4.2	Forenklet oversikt over alle scenarioer. 1A og 1B tilsvarer scenarioet i Figur 4.1.	35
4.3	Oppbyggingen av optimaliseringsmodellen som et lineært optimeringsproblem med objektivfunksjon, beslutningsvariabler og begrensninger.	36
4.4	Fordeling av den maksimale ladeeffekten som er observert for alle relevante biler.	42
4.5	Månedlig estimert gjennomsnittlig spotpris og standardavvik. Med utgangspunkt i NVE sine analyser [18].	43
4.6	Syntetisk prisscenario for 2030.	43
4.7	Utvikling av spotpris fra 2018 til 2023. Blå strek viser månedlig gjennomsnitt, og grått område viser månedlig standardavvik.	44
5.1	Oversikt over resultatene fra analysen med spotpriser og effekttariff fra 2023. «24t ladeperiode» viser resultatene dersom bilene må lade innen 24 timer etter ankomst.	48
5.2	Oversikt over resultatene fra analysen av spotpriser fra 2019-2023 med effekttariff fra 2023. Bildet viser at det er et sparepotensial for alle scenarioer samt at effekttoppen i februar avtar for alle scenarioer, men at årlig effekttopp både kan reduseres og øke avhengig av scenario.	49
5.3	Månedlig utvikling av spotpris for 2023 [83]. Blå strek er gjennomsnitt, mens det grå området er standardavvik.	50
5.4	Månedlig kostnad med reell og optimert ladestrategi. Figuren viser både effektkostnader og strømkostnader.	51
5.5	Optimalisert og reell lastprofil for det virkelige scenarioet fra 2023 med spotpriser og effekttariff fra 2023.	52

5.6	Månedlige effekttopper (a) og varighetskurve (b) for reell og optimalisert ladestrategi med spotpriser og effekttariff fra 2023.	52
5.7	Månedlig energiforbruk ved reell og optimalisert ladestrategi. Det totale energiforbruket er likt, men noe forbruk er flyttet mellom måneder.	53
5.8	Totale kostnader ved reell og optimalisert lastprofil for 2019-2023. For- deling mellom effekt- og strømkostnader vises også. Resultatene er med effekttariff fra 2023.	55
5.9	Optimalisert lastprofil for 2022 og 2020, sammen med den reelle last- profilen fra 2023. Lastprofilene er med effekttariff fra 2023. Forskjellen i ladestrategi viser betydningen av ulike spotpriser for økonomisk optimal lastprofil.	55
5.10	Varighetskurve for optimert lading i 2022 og 2020 sammen med varig- hetskurve for reell lastprofil fra 2023. Resultatene er med effekttariff fra 2023.	56
5.11	(a) - Prosentandel spart fra effektkostnader ved høyere effekttariff i for- hold til ved effekttariff fra 2023. (b) - Varighetskurve med spotpriser fra 2023 for høyere effekttariff og effekttariff fra 2023, sammen med varig- hetskurve for reell lastprofil.	57
5.12	Optimalisert og reell lastprofil for 2023 dersom nettleien ikke hadde inne- holdt effekttariff.	59
5.13	Varighetskurve for 2023 dersom nettleien ikke hadde inneholdt effekttariff.	59
5.14	Maksimalt potensial for energi-arbitrasje ved spotpriser fra 2019-2023. Re- sultatene er funnet ved å studere scenarioer uten effekttariff.	60
5.15	Varighetskurve for 2019, 2023 og 2030 sammen med reell varighetskurve. 2030 er et hypotetisk prisscenario, og effekttariffer for 2023 er brukt for alle prisscenarioene.	61
5.16	Gjennomsnittlig timeseffekt per time i døgnet for reell og optimalisert lading i den studerte perioden (januar - oktober). a) viser for ukedager og b) viser for helg. Effekttariff fra 2023 er brukt og dataene er vist i norsk tid.	62
5.17	Gjennomsnittlige spotpriser per time i døgnet i NO1 for den studerte perioden fra hvert år (januar - oktober). a) viser for ukedager og b) viser for helg. Dataene er vist i norsk tid.	63
5.18	Forskjell i årlig effekttopp mellom reell lastprofil, optimalisert lading med fri lading mellom ankomst og avreise og optimalisert lading innenfor 24 timer etter ankomst. Resultatene er med effekttariff fra 2023.	64

A.1	Ladehistorikk til en tilfeldig valgt bil som etterladet. Bilen lader 30 kWh de første 24 timene og 90 kWh den resterende tiden. 75% av energibehovet kommer derfor fra etterlading.	81
A.2	Fordeling av energiforbruk med etterlading for bilene. De striplede linjene viser hvor mye energi en bil maksimalt kunne ladet for at «dekningsbidraget» skulle vært positivt. Kostnadene er beregnet som summen av strømkostnader fra spotpriser og energiledd fra nettleien. Strømkostnadene er beregnet med utgangspunkt i gjennomsnittlig årlige spotpriser vist i Figur 4.7, og energileddet er 5 øre/kWh. Biler med høye energibehov etterlader.	82
A.3	Fordeling av energiforbruk uten etterlading for bilene ved Gardermoen Parkering.	83

Tabeller

2.1	Viser nettleiestrukturen for en bedrift med årsforbruk over 100 000 kWh i 2023 [33].	18
2.2	Elbilene med de største markedsandelene i Norge, samt hvilken maksimal effekt disse kan lade med ved normallading, forklart nærmere i Kapittel 2.3.2. Markedsandeler er hentet fra [44] og ladeeffekt er hentet fra [45]. Tallene er fra 2023.	19
2.3	Faktorer som påvirker maksimal effekt ved bruk av hjemmeladere for elbillading.	21
2.4	Maksimal tilgjengelig effekt for lading av elbiler avhengig av strømmnett og kapasitet på ladekabel [50].	22
3.1	Tekniske spesifikasjoner for anlegget til Gardermoen Parkering.	28
3.2	Tekniske spesifikasjoner for elbilladerne ved Gardermoen Parkering.	28
3.3	Fordeling av lengde på parkeringstid for elbilene ved Gardermoen Parkering.	30
4.1	Gjennomsnitt og standardavvik for spotprisene i NO1 for 1. januar - 31. oktober hvert år [29]. Prisene for 2030 er syntetisk generert slik som beskrevet i Kapittel 4.3.2.	45
4.2	Effekttariffene som blir studert i oppgaven. 2023- og 2020 effekttariff er valgt fra historiske priser fra Elvia AS [82].	45
A.1	Kostnader (spotpris+energiledd) for etterlading ved ulike gjennomsnittlige spotpriser. Gjennomsnittlige spotpriser er fremstilt i Tabell 4.1. Energiledd i nettleien er 5 øre/kWh. Effekttariff er ekskludert.	81
B.1	Kostnadene for reell lastprofil ved ulike effekttariffer og ulike spotpriser.	84
B.2	Månedlig effekttopp for reell lastprofil	84
C.1	Oversikt over absolutt sparepotensial for alle 24 scenarioer.	85
C.2	Oversikt over prosentvis sparepotensial for alle 24 scenarioer.	85
C.3	Prosentvis andel av sparepotensialet som kommer fra lavere effektkostnader. Resterende andel av sparepotensialet kommer fra energi-arbitrasje.	86

C.4	Forskjell i årlig maksimal belastning av nettet [%]. (Reell årlig effekttopp var 95 kW)	86
C.5	Februar: Forskjell i maksimal belastning av nettet i februar[%]. (Reell effekttopp var 77 kWh/h)	86
D.1	Sparepotensial ved avreise innen 24 timer	87
D.2	Prosentvis forskjell i årlig effekttopp mellom 24-timers scenarioet og reell lastprofil	88
E.1	Total kostnadsbesparelse ved maksimal effekt til bilene lik 22 kW.	89
E.2	Forskjell i årlig maksimal belastning av nettet [%]	90

Symbolliste

Denne listen inneholder forklaringer for symbolene som blir brukt i optimaliseringsmodellen.

Indekser

t Tidssteg (én time)

v Bil

m Måned

Beslutningsvariabler

$E_{v,t}$ Mengden energi som lades for bil v i time t kWh

P_m Månedlig effekttopp. En effekttopp er gitt som maksimal gjennomsnittlig effekt per time summert for alle kjøretøy kWh/h

Simuleringsparametre

N_v Antall biler

N_m Antall måneder

P_{\max} Den maksimale kapasiteten på anlegget. Samlet ladeeffekt fra alle laderne kan ikke overstige denne effekten kW

$P_{v,\max}$ Den maksimale ladeeffekten for bil v kW

$P_{v,t}$ Timeseffekten for kjøretøy v i time t . kWh/h

T Antall timer i planleggingshorisonten

$C_{E,\text{tot}}$ Den totale strømkostnaden kr

$C_{P,\text{tot}}$	Totale effektkostnader	kr
C_{TOT}	De totale kostnadene for strømregningen	kr
E_v	Totalt energibehov for kjøretøy v	kWh
A_v	Ankomsttid (time) for kjøretøy v	
D_v	Avreisetid (time) for kjøretøy v	
C_t	Strømkostnad i time t	kr/kWh
$C_{p,m}$	Effekttledd i nettleie. Kostnad for maksimal effekt per måned	kr/kW
$T_{\text{start},m}$	Første time i måned m	
$T_{\text{end},m}$	Siste time i måned m	

Kapittel 1

Introduksjon

1.1 Bakgrunn

I møte med klimaendringene har EU og Norge satt ambisiøse mål for reduksjon av klimagassutslipp. Gjennom Parisavtalen har Norge forpliktet seg til å redusere sitt utslipp med 55% fra 1990-nivåene innen 2030 [1]. Videre skal det elektriske kraftsystemet i Europa nå netto nullutslipp innen 2050 [2]. Elektrifisering og utfasing av fossil energi vil derfor skape et stort behov for mer kraftproduksjon og nettkapasitet. Ny fornybar kraftproduksjon vil i hovedsak være væravhengig og variabel. Det vil føre til større variasjoner i spotprisene og gjøre balansering av kraftsystemet vanskeligere [3][4].

For å opprettholde balanse trenger kraftsystemet mer fleksibilitet. Økt fleksibilitet i både forbruk og produksjon er avgjørende for å effektivt utnytte den eksisterende nettinfrastrukturen og for å håndtere en mer væravhengig energimiks [2]. Forbrukere må i større grad tilpasse seg produksjon og nettkapasitet [2]. Dette kalles forbrukerfleksibilitet og kan utløses på flere måter, blant annet gjennom respons på prissignaler (implisitt fleksibilitet).

Lading av elbiler kan potensielt øke effekttoppene i det elektriske kraftsystemet, spesielt hvis ladingen skjer samtidig som kraftnettet allerede er høyt belastet. Elektriske biler representerer imidlertid en fleksibel last. Denne fleksibiliteten kommer fra at mange elbileiere ikke har behov for å lade bilen på spesifikke tidspunkter, så lenge den er fulladet når de trenger den [5]. NVE anslår at total batterikapasitet i elbiler kan nå opp til 100 GWh innen 2030 [6]. Dette indikerer at elbiler har et potensial for å avlaste kraftnettet, i stedet for å øke effekttoppene. En av måtene dette kan bli gjort på er ved å flytte lading til tider når kraftnettet er mindre belastet, en prosess kjent som lastflytting.

1.2 Motivasjon

Denne studien er motivert av den økende interessen for elbilers fleksibilitetspotensial i kraftsystemet. Tidligere studier har bidratt til å kvantifisere fleksibilitetspotensialet til elbiler og å undersøke i hvilken grad lastflytting kan redusere effekttopper [7][8]. Disse studiene har imidlertid primært fokusert på de tekniske mulighetene, og mindre på de økonomiske aspektene ved smartlading.

Målet for ladeoperatører er å maksimere økonomisk gevinst. En investering i smartlading må derfor være lønnsom for å bli gjennomført. Videre vil effekttoppene etter lastflytting ikke bli redusert til teknisk laveste nivå. I stedet vil effekttoppenes størrelse være basert på en økonomisk optimal vurdering, som balanserer sparepotensialet ved å begrense effekt mot verdien av energi-arbitrasje. Denne oppgaven bidrar til å undersøke det økonomiske potensialet for elbillading ved energi-arbitrasje og reduksjon av effekttopper gjennom lastflytting. Videre blir økonomisk optimal ladestrategi og maksimale belastninger på kraftnettet studert. Dette blir gjort ved en casestudie av Gardermoen Parkering.

Gardermoen Parkering AS er et privat selskap som eier og drifter parkeringsplasser i kort avstand til Oslo Lufthavn Gardermoen. De har det siste året satset tungt på elbillading. På grunn av denne satsningen ønsker de å utforske det økonomiske potensialet ved smartlading av elbiler gjennom lastflytting. Elbilene ved Gardermoen Parkering er langtidsparkerte, noe som gjør fleksibilitetspotensialet deres stort. Ved å studere økonomisk optimal ladestrategi for Gardermoen Parkering er motivasjonen å vise det generelle økonomiske potensialet ved lastflytting og kunnskap om hvordan smartlading kan påvirke kraftnettet.

Tidligere forskning bruker i hovedsak simulerte data eller virkelig data med begrenset detaljnivå [7][9][10]. Dataene som ligger til grunn for denne analysen er detaljert reell ladehistorikk. Oppgaven bidrar derfor til forskningsfeltet ved å bruke realistiske verdier, noe som kan gi en ekstra forståelse av elbilers ladestrategier.

1.3 Problemstilling

Målet med oppgaven er å studere potensielle kostnadsbesparelser som Gardermoen Parkering kan oppnå dersom de utnytter implisitt fleksibilitet for opplading av elbiler. Ved implisitt fleksibilitet menes i dette tilfellet lastflytting slik at tidspunkt for lading forandres. Det teoretisk maksimale potensialet vil bli studert. Resultatene fra optimeringen vil bli sammenlignet med historisk lastprofil.

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

Forskningsspørsmål:

1. Hva er teoretisk potensial for kostnadsbesparelser ved lastflytting av elbillading ved Gardermoen Parkering?
2. Hvordan påvirker ulike prissignaler fra spotpriser og effekttariffer:
 - (a) Kostnadsbesparelser.
 - (b) Optimal ladestrategi for elbilene og maksimal belastning av kraftnettet.

For å svare på spørsmålene blir det utviklet en optimaliseringsmodell ved hjelp av lineær programmering. Modellen benytter detaljert ladehistorikk med historiske energibehov, og ankomst- og avreisetidspunkt fra perioden 1. januar 2023 til 31. oktober 2023. Videre tar modellen hensyn til de reelle maksimale ladeeffektene til hver bil.

1.4 Avgrensninger

I denne oppgaven blir kun enveisladere studert, og potensialet for toveislading gjennom «Vehicle to Grid»(V2G)-teknologi er ikke inkludert i vurderingen. Simuleringsmodellen forutsetter at energibehovet, ankomst- og avreisetidspunkt for kjøretøyene er kjent, og det legges ikke opp til utvikling av metoder for å estimere dette. For elbilene blir batteridegradering og eventuell forandring i virkningsgrad ved lastflytting ekskludert fra analysen. Videre blir egenproduksjon av strøm fra Gardermoen Parkering sine solceller ikke tatt i betraktning. I tillegg ekskluderes strømstøtte fra analysen.

Kapittel 2

Teori

Dette kapittelet inneholder et teoretisk fundament for analysen av elbillading ved lastflytting. Kapittelet starter med en gjennomgang av det norske kraftsystemet, etterfulgt av utviklingen i kraftsystemet og kraftmarkedet. Videre utforskes elbilers ladeinfrastruktur og lademetoder. Kapittelet avsluttes med en innføring i optimalisering av ladestrategi. Formålet er å gi en bakgrunn for den påfølgende casestudien av Gardermoen Parkering.

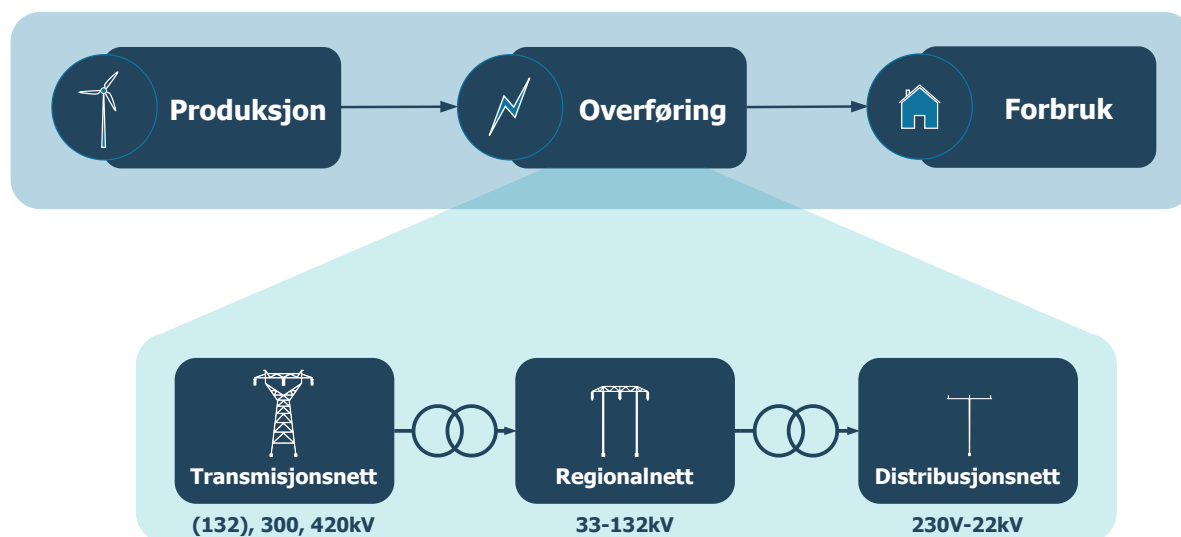
2.1 Det norske kraftsystemet

Det elektriske kraftsystemet er en samfunnskritisk infrastruktur. Kraftsystemet er bygget opp av tre hovedkomponenter: produksjon, overføring og forbruk.

Kraftnettet sørger for at elektrisitet blir overført fra produsent til forbruker, og kraftnettet er delt inn i tre nivåer: transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. En forenklet oversikt over kraftsystemet¹ er vist i Figur 2.1.

Transmisjonsnettet, ofte kjent som sentralnettet, har det høyeste spenningsnivået, typisk på 300 og 420 kV. Sentralnettet transporterer kraft mellom regioner og over landegrenser og eies av Statnett SF. Regionalnettet, som opererer med spenningsnivåer mellom 33 og 132 kV, håndterer kraftoverføring innad i regioner. Distribusjonsnettet, med spenningsnivåer fra 230 V til 22 kV, forsyner kunder som husholdninger, tjenesteytende næring og småindustri [13]. De fleste forbrukere er knyttet til distribusjonsnettet, mens store forbrukere som kraftkrevende industri eller petroleumsvirksomhet ofte er knyttet til transmisjons- eller regionalnettet. Regional- og distribusjonsnettene i Norge eies og drives av forskjellige lokale nettselskaper [13].

¹Med «kraftsystemet» menes alltid det elektriske kraftsystemet i denne oppgaven



Figur 2.1: Illustrasjon av hovedkomponentene i det norske kraftsystemet. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [11], og informasjonen er basert på informasjon fra Olje- og energidepartementet [12].

2.1.1 Roller og ansvar

I Norge er det tydelige definisjoner av ansvars- og rollefordelinger blant aktørene i nettvirksomhet. Myndighetene har det overordnede ansvaret for å utvikle regelverk, håndtere reguleringer og behandle konsesjonssøknader [13]. Deres oppgave er å sikre et effektivt energimarked og en energiforsyning som er sikker, pålitelig og bærekraftig.

Statnett er systemansvarlig for kraftnettets i Norge. De har ansvar for blant annet å opprettholde momentan balanse² i systemet, fastsette kapasiteter i markedet, håndtere flaskehals og drive handel med andre land. De må også planlegge og foreta investeringer i transmisjonsnett for å møte fremtidige behov [13].

Nettselskapene er ansvarlige for utvikling og drift av regional- og distribusjonsnett. Deres virksomhet finansieres gjennom nettleie med inntektsrammer fastsatt av Reguleringsmyndigheten for energi (RME). Inntektsrammene er blant annet avhengig av hvilke kostnader selskapene har ved å eie og drifte kraftnett [15]. Nettselskapene er avhengige av konsesjon for å kunne bygge ut nett, og de må opptre nøytralt overfor alle kunder og strømleverandører [13].

Nettvirksomheten i Norge er et naturlig monopol. Dette skyldes høye investeringskostnader forbundet med utbygging av nett. De er derfor underlagt streng regulering for å forhindre misbruk av markedsposisjon og for å sikre rettferdige priser. Det er RME som har mandat til å regulere og følge opp nettselskapene. Gjennom sitt tilsyn skal RME fremme at det foretas nødvendige investeringer, sikre effektiv drift og sørge for at forbrukernes interesser blir vernet [13].

²Momentan balanse: Balanse mellom forbruk og etterspørsel av strøm til enhver tid [14].

2.1.2 Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerheten i kraftsystemet er avgjørende for samfunnets funksjonalitet, spesielt i et samfunn som blir stadig mer avhengig av elektrisitet. Forsyningssikkerhet omfatter følgende tre aspekter [16]:

1. **Driftssikkerhet:** Evnen til å opprettholde momentan balanse mellom kraftproduksjon og forbruk. Balansen i systemet reflekteres gjennom nettfrekvensen som skal være $50,0 \pm 0,1$ Hz. I tillegg er det viktig å unngå driftsforstyrrelser, samt å sikre at strømmen leveres med riktig kvalitet [17].
2. **Energisikkerhet:** Tilgang på tilstrekkelig mengde energi til å dekke forbruk over lengre tid, for eksempel gjennom en kald vinter eller et tørt år [16].
3. **Effektsikkerhet:** Kraftsystemets evne til å møte det momentane forbruket til enhver tid. God effektsikkerhet innebærer tilstrekkelig produksjons- og overføringskapasitet til å dekke etterspørsel i enkelttimer med høyt forbruk. Dette betyr at mangel på effekt kan forekomme selv om det er nok produksjonskapasitet dersom ikke infrastrukturen kan håndtere slike belastningstopper [16].

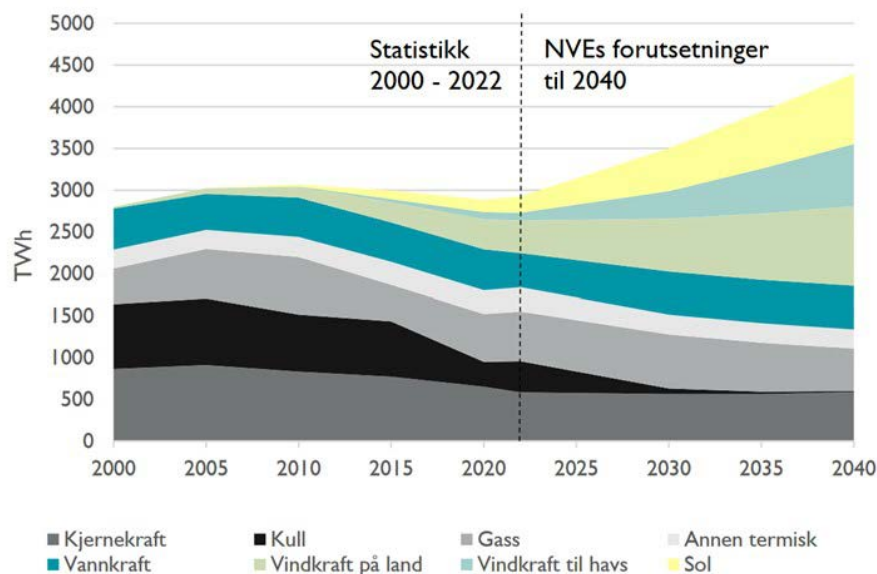
2.2 Utvikling i kraftsystemet og kraftmarkedet

2.2.1 Forbruk og produksjon

For å møte de internasjonale klimamålene står Europa og Norge overfor store endringer i kraftsystemet. Elektrifisering, utfasing av fossil energi og grønn næringsutvikling vil føre til betydelig økt elektrisk kraftforbruk, samt en økende andel uregulerbar kraft [18].

Europa

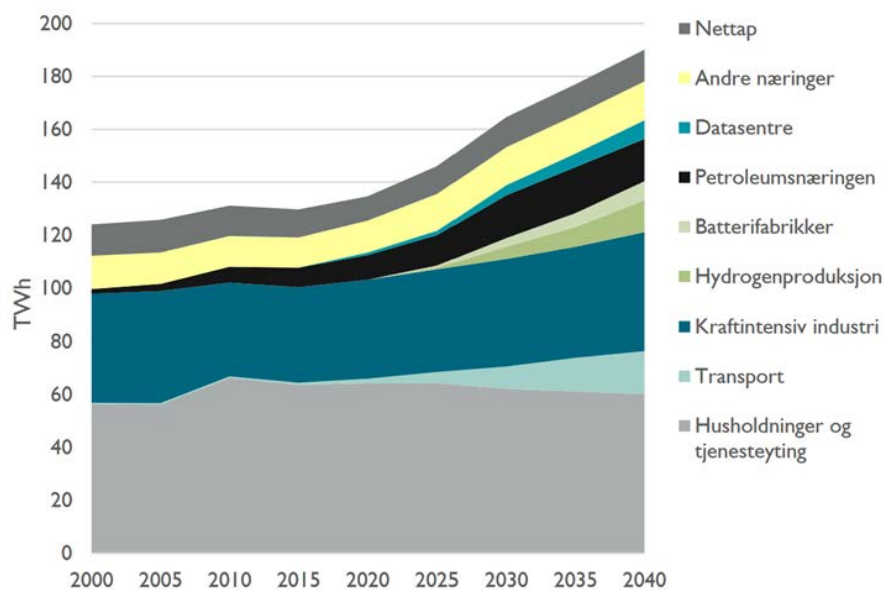
EU har vedtatt ambisiøse mål for reduksjon av klimagassutslipp gjennom «European Green Deal» og «Fit for 55»-initiativet. Målet er å kutte utslippene med 55% innen 2030 [19]. Et av delmålene er å øke andelen fornybar energi i energimiksen til 42,5% innen 2030, opp fra et nivå på 21% i 2021 [20]. Samtidig er det ventet en økning i elektrisitetsforbruk med 48% innen 2040 grunnet elektrifisering av samfunnet og etablering av ny kraftkrevende industri [18]. For å tilfredsstille den økte etterspørselen etter energi og fasilitere overgangen bort fra fossile brensler, er det ventet en økning i fornybar energiproduksjon på 160%. Den nye produksjonen vil hovedsakelig komme fra sol- og vindkraft, som vist i Figur 2.2 [18]. Andelen uregulerbar elektrisk kraftproduksjon vil derfor øke betydelig.



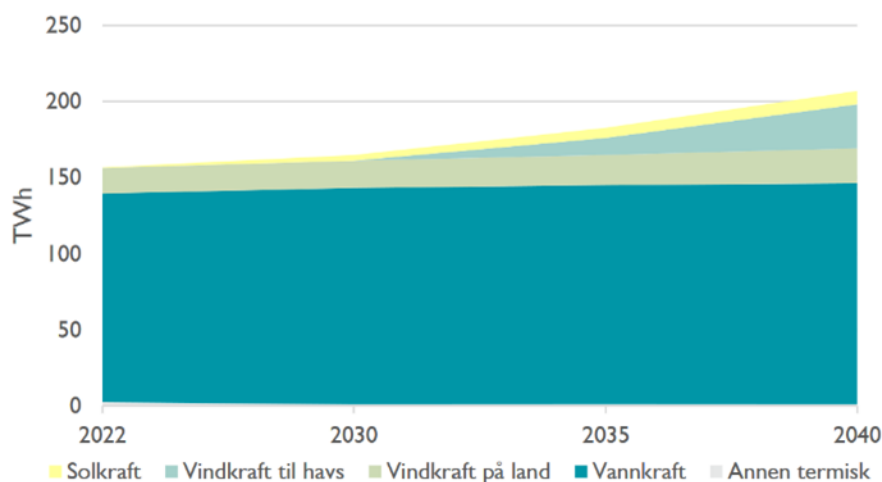
Figur 2.2: Utvikling av elektrisitetsproduksjon i Europa for alle produksjonsteknologier. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [18].

Norge

Det er forventet en tilsvarende trend i Norge med en forbruksøkning på 40% frem mot 2040 grunnet elektrifisering og ny industri, illustrert i Figur 2.3 [18]. Frem til 2030 er det ventet en beskjeden vekst i ny energiproduksjon, noe som vil lede til en svekket kraftbalanse. Dette vil medføre en økning i import av elektrisitet for å tilfredsstille den voksende etterspørselen [18]. Innen 2040 er kraftproduksjonen ventet å øke med 35% fra dagens nivå, noe som igjen vil bedre kraftbalansen, se Figur 2.4. Den nye produksjonen er i hovedsak ventet å komme fra havvind. Norge som tradisjonelt har hatt mye regulerbar vannkraft i sin energimiks vil derfor få en økt andel uregulerbar fornybar energi. Dette vil medføre større utfordringer med å opprettholde driftssikkerhet [18].



Figur 2.3: Historisk og fremskrevet elektrisitetsforbruk i Norge. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [18].



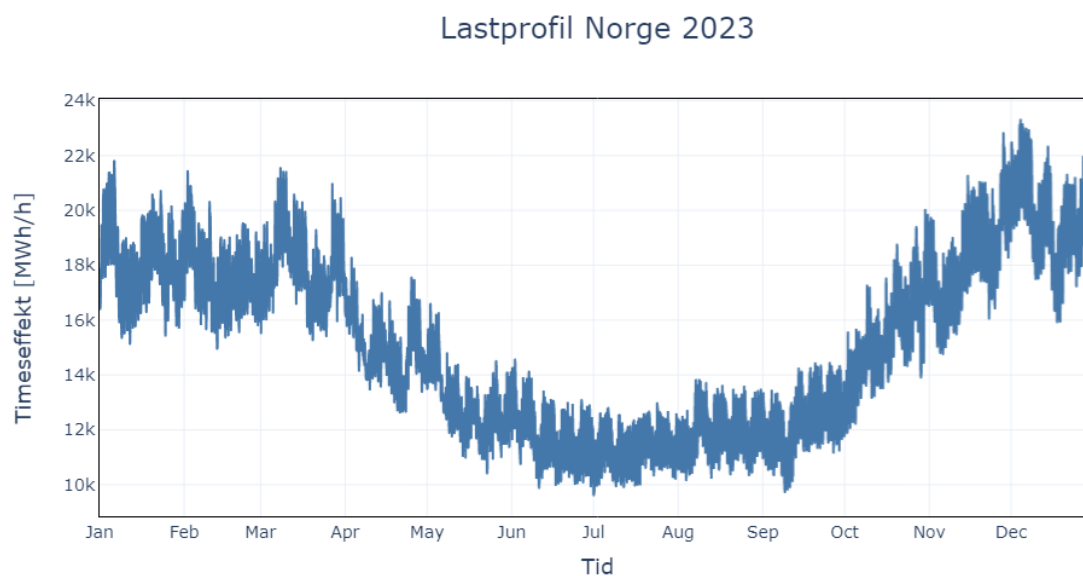
Figur 2.4: Utvikling av elektrisitetsproduksjon i Norge for alle produksjonsteknologier. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [18].

2.2.2 Kraftnett og nettutnyttelse

Norges kraftnett står overfor betydelige utfordringer i takt med et økende kraftforbruk. Det må derfor fremover investeres mye i kraftnettet for å møte det økte kapasitetsbehovet. Statnett har advart om utfordringer knyttet til at nettet er fullt mange steder og at bedrifter må vente lenge på nettilknytning eller kapasitetsutvidelse [21][22][23]. Dette gjør nettets kapasitet til en begrensende faktor for elektrifiseringen av samfunnet [18].

For å sikre driftssikkerhet og pålitelighet må kraftnettet være dimensjonert for å takle de høyeste belastningene, samtidig som det opprettholdes en sikkerhetsmargin for

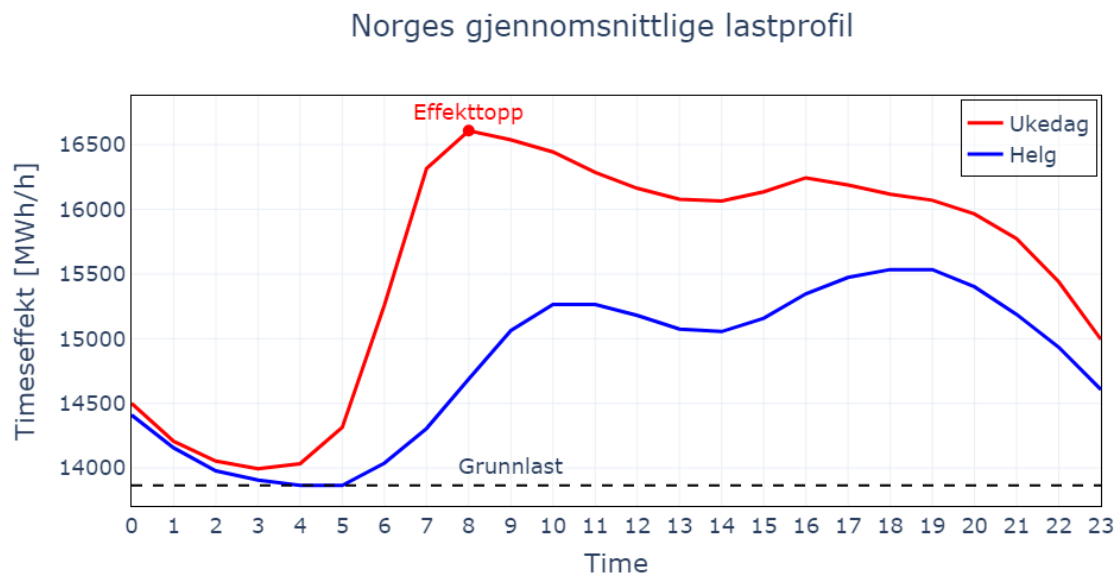
uforutsette situasjoner [13]. De høyeste belastningene kalles effekttopper og oppstår i perioder med høyt sammenfallende strømforbruk fra flere kunder. Belastningen av det norske kraftnettet er høyere om vinteren enn om sommeren, vist i Figur 2.5. Effekttoppene i Norge oppstår typisk om morgenen eller om ettermiddagen på kalde vinterdager. Da er det full aktivitet i næringslivet samtidig som husholdningene bruker mye strøm til oppvarming av boliger, matlaging og lading av elbiler [5]. En illustrasjon av Norges gjennomsnittlige daglige lastprofil for ukedag og helg er illustrert i Figur 2.6. Figuren viser at daglige effekttopp normalt er på hverdager kl 08 [24].



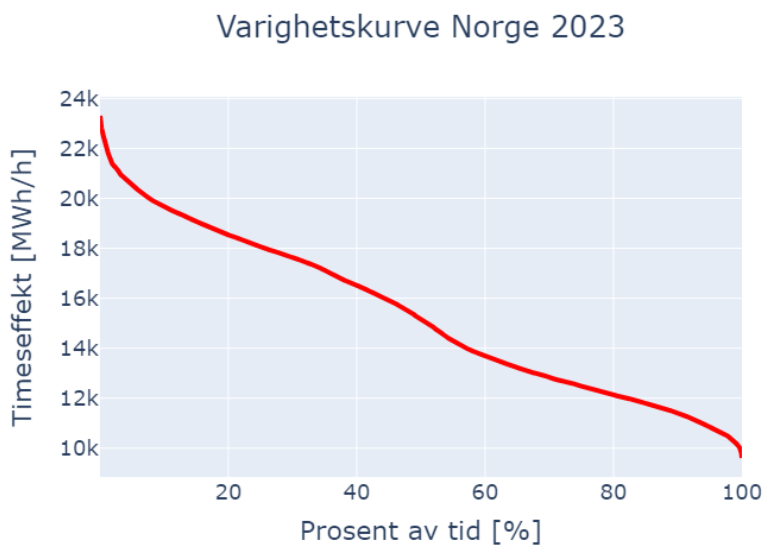
Figur 2.5: Lastprofilen i Norge for 2023. Data er hentet fra Statnett [24].

De høyeste effekttoppene opptrer en svært liten andel av året. Siden kraftnettet må være dimensjonert til toppbelastningen fører det til ineffektiv utnyttelse av nettets kapasitet. Dette fenomenet er illustrert i varighetskurven for samlet strømforbruk i Norge i Figur 2.7. Videre forventes det at økt effektbehov vil forsterke effekttoppene, noe som kan kreve ytterligere utvidelser av nettets kapasitet [13]. Nettutbygging er imidlertid en tidkrevende og kostbar prosess, og en lav utnyttelse av de høyeste kapasitetene fører til ytterligere ineffektiviteter i nettutnyttelsen. I tillegg til en svakere kraftbalanse mot 2030 vil høyere effekttopper gjøre at Norge går mot et lavere effektoverskudd, eller et effektunderskudd i 2030. Et effektunderskudd vil gjøre Norge avhengig av import i de timene der høyt effektbehov inntreffer i en situasjon med lav tilgjengelig effekt [18]. Høye effekttopper og muligheten for effektunderskudd vil derfor medføre en redusert effektsikkerhet i Norge.

Behovet for nettførsterkninger kan begrenses ved å implementere tiltak for å redusere effekttoppene [2]. Videre vil prissetting som reflekterer faktiske kostnader og knapphet i nettet fremme en mer effektiv bruk av strøm og dermed styrke forsyningsikkerheten



Figur 2.6: Norges gjennomsnittlige daglige lastprofil i 2023 for ukedager og helg. Data er hentet fra Statnett [24].



Figur 2.7: Varighetskurven for Norges samlede forbruk i 2023. Data er hentet fra Statnett [24].

[2]. Tilknytningen til Europa bidrar også til forsterket forsyningsikkerhet, samt sørger for større fleksibilitet og muliggjør bedre utnyttelse av fornybar kraftproduksjon [2].

2.2.3 Kraftmarkedet

Kraftmarkedet er en viktig del av kraftsystemet og spiller en sentral rolle i å sikre en stabil strømforsyning. Det kan deles inn i to hoveddeler:

1. **Engrosmarkedet:** I engrosmarkedet kjøpes og selges store kraftvolum av aktører som kraftprodusenter, meglere, strømleverandører og store industrikunder. Strømleverandører handler på vegne av små og mellomstore sluttbrukere, mindre næring og industri [25].
2. **Sluttbrukermarkedet:** I sluttbrukermarkedet for strøm inngår den enkelte sluttbruker en avtale om kjøp av strøm fra en valgfri strømleverandør [3].

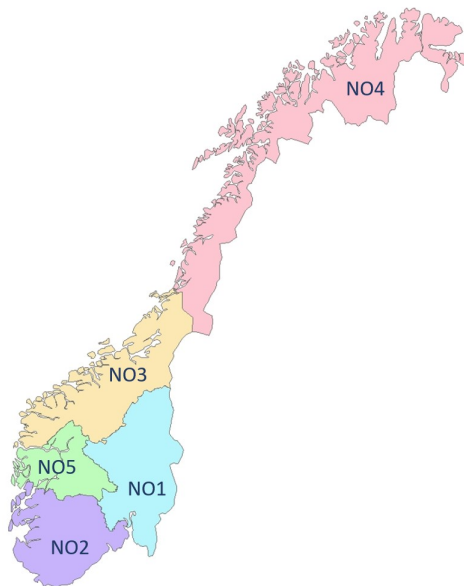
Engrosmarkedet består av flere organiserte markeder: day-ahead markedet, intradagmarkedet og balansemarkeder.

Day-ahead markedet, også kjent som spotmarkedet, er det mest betydningsfulle markedet. Dette markedet opererer gjennom en systematisert daglig auksjonsprosess der kraftprodusenter og store forbrukere legger inn timesvise bud innen kl. 12.00 for den etterfølgende dagen. Hver deltaker angir mengden strøm de ønsker å selge eller kjøpe i en bestemt time for ulike priser. Budene sorteres deretter fra laveste til høyeste pris, og markedsbalansen oppnås ved å finne det prispunktet der tilbud og etterspørsel møtes, hensyntatt overføringskapasitet mellom budområder. Markedsbalansen vil bestemme spotprisen og kvantitet, og alle aktører i samme prisområde forholder seg deretter til den samme prisen [25][3]. Spotprisene blir tilgjengeliggjort rundt kl 13.

Prisområder i kraftmarkedet er definert som faste geografiske soner med egne områdepriser. Disse prisområdene er designet for å reflektere strukturelle flaskehals i kraftnettet som begrenser den frie flyten av elektrisitet mellom regioner. Inndeling av markedet i flere prisområder medfører en mer effektiv og transparent prissetting i forhold til om det kun hadde vært ett prisområde. Dette reduserer behovet for at systemansvarlig må håndtere flaskehals manuelt, eksempelvis gjennom balansemerkede. Uten denne inndelingen ville nettkostnadene økt. Norge er inndelt i fem prisområder vist i Figur 2.8. Prisforskjellene mellom områdene skyldes variasjoner i kraftsituasjon og begrensninger i nettets overføringskapasitet [26][27].

Intradagmarkedet åpner etter lukking av day-ahead markedet, og er et kontinuerlig marked som lar aktørene justere sin balanse frem til 60 minutter før hver driftstime i Norge [3].

Balansemerkede, drevet av Statnett, er avgjørende for å håndtere uforutsette hendelser som forstyrrer balansen mellom produksjon og forbruk etter at day-ahead- og intradagmarkedet er lukket. I disse merkede kjøper Statnett fleksibilitet for å regulere forbruk og produksjon opp eller ned slik at systembalansen opprettholdes. For å møte de varierte og tidskritiske behovene i kraftsystemet består balansemerkede av flere spesialiserte undermarkeder, hver tilpasset til å effektivt håndtere ulike aspekter av nettbalanseringen. Balansemerkede gir også muligheter for aktører til å delta og

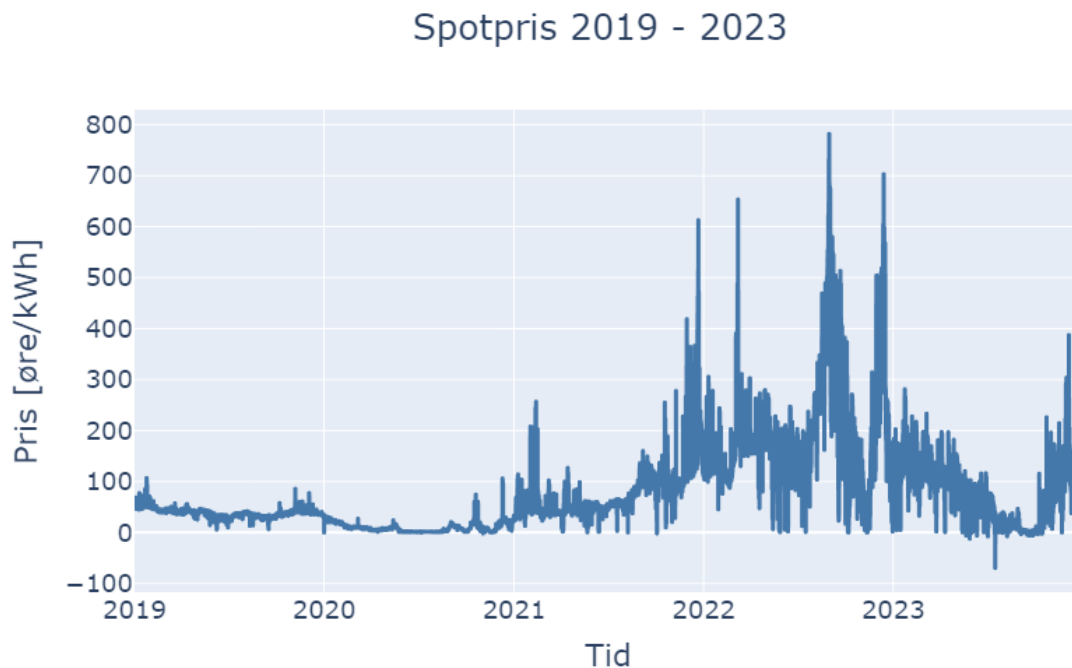


Figur 2.8: Prisområdene i Norge. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [28].

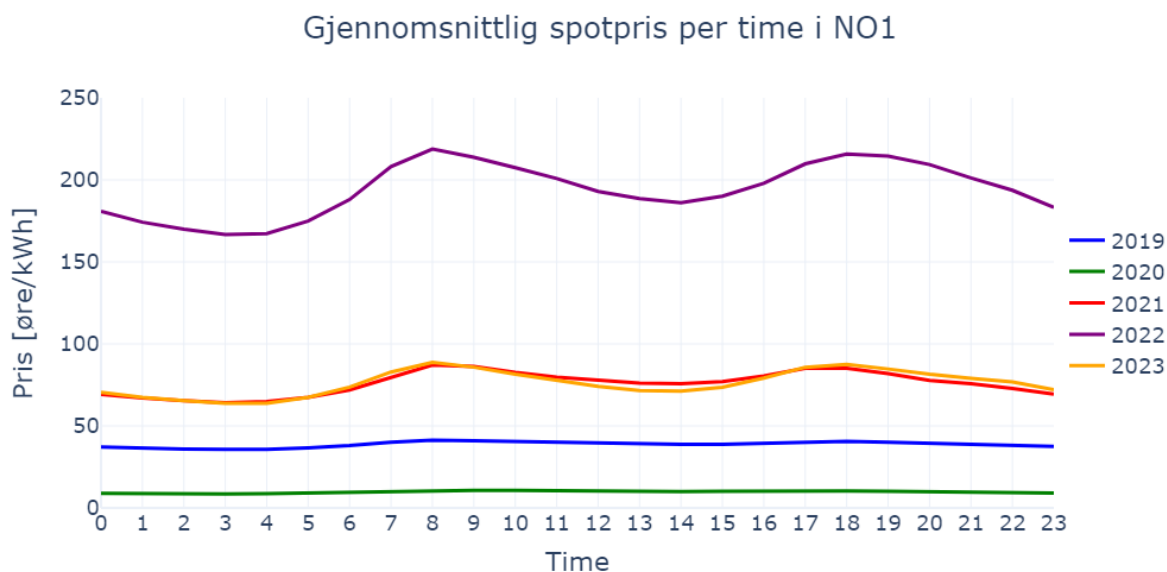
tjene penger på å tilby fleksibilitet [25].

2.2.4 Utvikling i kraftpriser

Kraftprisene i Norge og Europa har gjennomgått betydelige forandringer de siste årene. Dette er drevet frem av en kombinasjon av markedsdynamikk, politiske tiltak og miljøhensyn [2]. I slutten av 2021 oppstod en periode med uvanlig høye priser, delvis som følge av Russlands invasjon av Ukraina som førte til redusert tilgang på gass. I tillegg bidro nedleggelsen av kull- og kjernekraftverk, tørke i Europa og andre signifikante hendelser til prisøkningen [3]. De europeiske energimarkedene, inkludert Norge, ble sterkt påvirket av disse utfordringene. Det resulterte i spesielt høye priser i Sør-Norge [3]. Dette står i sterk kontrast til 2020 da Norge opplevde noen av de laveste spotprisene på mange år [18]. Figur 2.9 illustrerer utviklingen av spotprisen i prisområde NO1. Figur 2.10 viser den daglige gjennomsnittlige spotprisen i NO1, og Figur 2.11 viser den timesvise variasjonen i spotpriser for ulike år.



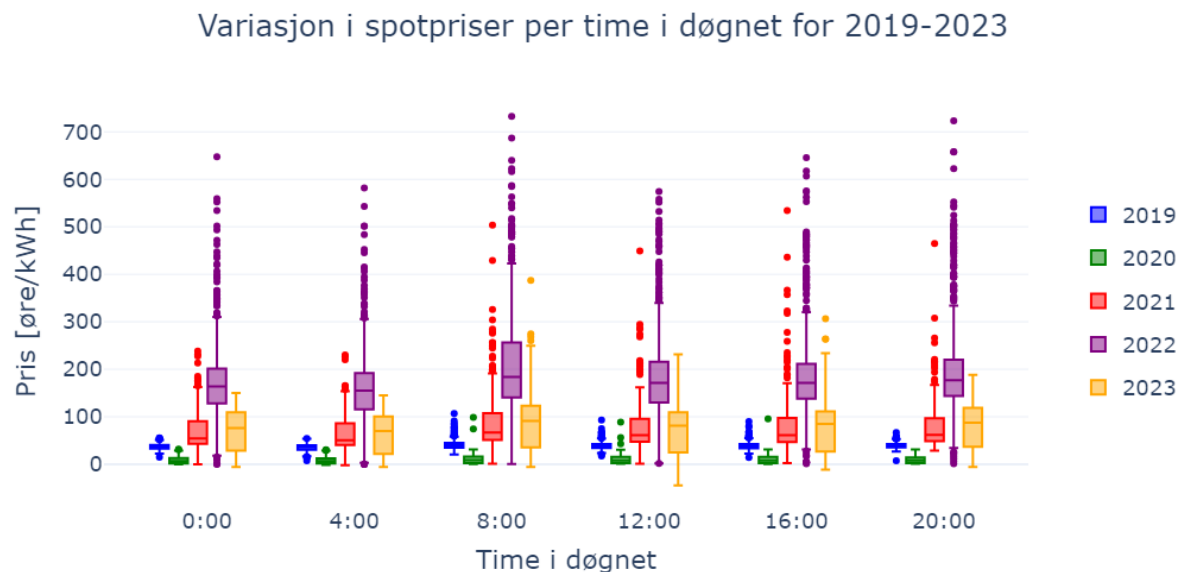
Figur 2.9: Utviklingen i spotpris fra 2019 til 2023 for prisområdet NO1. Data er hentet fra Nord Pool [29].



Figur 2.10: Gjennomsnittlig spotpris per time i NO1 for ulike år. Data er hentet fra Nord Pool [29].

Økt volatilitet i spotpriser

Norge har tradisjonelt hatt stabile og lave spotpriser på grunn av overskudd av regulerbar vannkraft. Den økende andelen uregulerbar fornybar kraft i Norge og Europa, samt den nære tilknytningen til det europeiske kraftmarkedet introduserer større volatilitet



Figur 2.11: Variasjon i spotpriser per time i døgnet i NO1 for årene 2019-2023. Data er hentet fra Nord Pool [29].

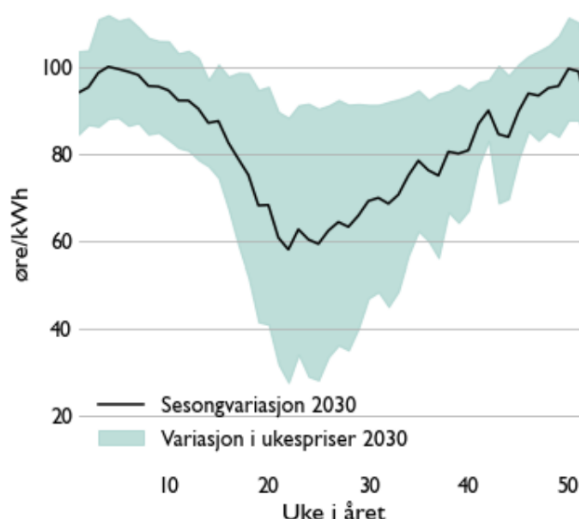
(variasjon) i spotprisene [30].

Europa har, og vil i økende grad få en betydelig høyere andel variabel produksjon. Tilgangen til billige energikilder vil variere mye, og prisene vil bli betydelig mer volatile. Videre kan de tidvis få vanskeligheter med å skaffe nok fleksibilitet for å ivareta effektivitet. Dette vil trolig kreve dyre løsninger for å dekke kapasitetsbehovet i kritiske timer [3]. Videre fører det til at spotprisene i Norge også blir mer uforutsigbare og volatile, i takt med endringene i Europa [30]. Perioder med lav produksjon kan drive opp prisene betydelig, mens perioder med høy produksjon kan føre til lave eller negative priser [30].

Statnett forventer derfor en høy kortsiktig prisvolatilitet det neste tiåret. Dette skyldes en forventet raskere vekst i fornybar energiproduksjon sammenlignet med utbyggingen av fleksibilitetsløsninger i kraftsystemet [30]. Mer væravhengig produksjon vil derfor bidra til hyppigere og større prisvariasjon innenfor døgnet og uker enn den tidligere normalen [2]. NVE forventer også en stor volatilitet i 2030, spesielt om sommeren når det er mye produksjon av sol. Figur 2.12 viser NVE sin forventning til prisvolatilitet i 2030 [18].

Forventninger til fremtidige gjennomsnittspriser

Til tross for forventet høy prisvolatilitet i det neste tiåret, antyder Statnett en betydelig reduksjon i gjennomsnittsprisene sammenlignet med prisene i 2021 og 2022. Dette tilskrives en kombinasjon av normaliseringen av gasspriser og en økning i fornybar energi-



Figur 2.12: NVE sitt estimat for prisvariasjon gjennom året og innad i uken for Norge i 2030. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [18].

produksjon [30]. Videre er det ventet at økt overføringskapasitet vil gi mindre forskjeller i gjennomsnittspris mellom prisområdene i Norge [2]. NVE forventer en gjennomsnittlig kraftpris på 80 øre/kWh i 2030. Dette kommer hovedsakelig av lav kraftbalanse. Imidlertid forventes det at denne prisen vil avta til omkring 50 øre/kWh frem mot 2040 ettersom kraftbalansen styrker seg [18].

Viktigheten av variasjon i spotpriser

Med økende integrasjon av fornybar energi i kraftsystemet blir volatiliteten i spotpriser ikke bare mer fremtredende, men også nødvendig. Prisene reflekterer tilbud og etterspørsel, og fungerer i tillegg som viktige signaler til markedet. Prissignalene er avgjørende for effektiv utnyttelse av produksjonsressurser, inkludert lagret energi i vannmagasiner, og tjener som viktige signaler for investeringer i ny kraftproduksjon og effektkapasitet. Økende prissvingninger og mer variabel produksjon skaper også et behov for mer fleksibilitet i kraftsystemet og at forbruket i større grad tilpasser seg produksjonen. Prissignalene er viktige for utviklingen og utnyttelsen av ulike typer fleksibilitet, blant annet forbrukerfleksibilitet. Det er derfor essensielt at prissignalene når frem til flest mulig forbrukere [2][3].

2.2.5 Fleksibilitet

Både Statnett og NVE understreker behovet for økt fleksibilitet i kraftsystemet grunnet mer variabel kraftproduksjon og økt utveksling av kraft mellom prisområder. Fleksibilitet blir viktig for å klare å utnytte den variable kraftproduksjonen best mulig og for å opprettholde forsyningssikkerhet [2][18]. Tiltak som fokuserer på økt fleksibilitet i topplasttimer kan også avhjelpe effekttopper, bidra til å dempe pristopper, samt redusere

behovet for nettinvesteringer [18][3]. For å oppnå nødvendig mengde fleksibilitet må alle virkemidler både fungere bra alene og jobbe godt sammen [4].

Med fleksibilitet menes den evnen produsenter, forbrukere og energilagere har til å justere produksjon og forbruk som respons på tilstanden i kraftsystemet [4]. Det finnes flere kilder til fleksibilitet. I hovedsak er dette forbrukerfleksibilitet, produksjonsfleksibilitet og import av kraft [3]. Det eksisterer allerede virkemidler i markedet som gir incentiver for at forbrukere og produsenter skal være fleksible. Dette inkluderer energimarkeder, nettleie, reservemarkeder og bilaterale kontrakter. Fremover blir det behov for mer fleksibilitet i både forbruk og produksjon. Flexibilitetsløsningene må også kunne håndtere både kortsiktige og langsiktige ubalanser. Eksempler på teknologier som kan bli viktige er batterier, hydrogenproduksjon og økt forbrukerfleksibilitet [2][18].

Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet er forbrukeres evne til å forandre strømforbruket ut ifra situasjonen i nettet og deles inn i to hovedkategorier [31].

Implisitt fleksibilitet er når forbrukeren responderer på prissignaler fra strømpriser og/eller effekttariffer. I tillegg kan implisitt fleksibilitet være langsiktig respons på prissignaler slik som tiltak for å redusere kjøpt energi ved energieffektivisering og/eller egenproduksjon. Forbrukeren velger selv hvor stor respons de ønsker å ha, og motivasjonen er lavere strømregning [4].

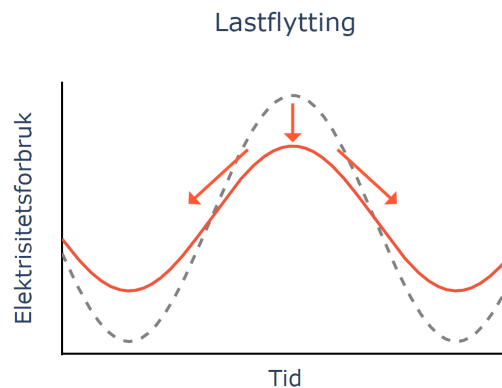
Implisitt fleksibilitet kan oppnås ved hjelp av forbruksstyring, der noen eksempler er å flytte forbruk i tid (lastflytting), strupe forbruk eller å skru av forbruk for en lengre periode [4]. Lastflytting kan både benyttes til å flytte forbruket i tid for å redusere effekttopp (og dermed effektkostnader) og for å flytte forbruket til et tidspunkt med lavere spotpris. Dersom lastflytting bidrar til å øke strømforbruket i perioder med lavt forbruk kalles dette dalfylling. En illustrasjon av lastflytting vises i Figur 2.13.

Eksplisitt fleksibilitet er fleksibilitet som utløses etter signal fra systemoperatør eller nettselskap ved behov. For å tilby eksplisitt fleksibilitet kan en aktør delta i balansemarkedene. Dette krever detaljerte avtaler og dedikerte styringssystemer [4].

Større prisvariasjoner øker verdien og lønnsomheten av både implisitt og eksplisitt fleksibilitet [18][2]. For at fleksibiliteten skal bli utløst må prissignalene fra markedet nå frem til flest mulig forbrukere og de må ha fysisk mulighet til å endre forbruket [2][3]. Når fleksibiliteten i kraftsystemet øker vil det bidra til å jevne ut spotprisene.

2.2.6 Strømregning og nettleie

Strømregningen består av tre deler; strømkostnader, nettleie og offentlige avgifter.



Figur 2.13: Forenklet illustrasjon av lastflytting for å redusere effekttopper tilknyttet elektrisitetsforbruk. Figuren er inspirert av [32].

Strømkostnader

Mindre forbrukere kjøper strøm i sluttbrukermarkedet gjennom en strømleverandør. Dersom kunden har spotprisavtale betaler de for spotpris i tillegg til en eller flere former for påslag/gebyr til strømleverandør som skal dekke kostnader tilknyttet kjøp, salg og markedsføring i tillegg til en profit [3].

Nettleie

Nettleie er en avgift som strømforbrukere betaler til deres lokale nettselskap for å dekke kostnader knyttet til utbygging, drift og vedlikehold av kraftnettet [15]. Målet med nettleien er å sikre en rettferdig fordeling av kostnadene for kraftnettets tjenester og bidra til en effektiv drift og utvikling av nettinfrastrukturen [3].

Ulike kundegrupper, slik som bedrifter og privatkunder, har forskjellig nettleiestruktur. Denne oppgaven vil fokusere på lavspente bedrifter med et årsforbruk over 100 000 kWh, og deres nettleiestruktur er presentert i Tabell 2.1.

Nettselskapene fastsetter nettleien. De kan ved å justere vekten mellom de ulike leddene bidra til å skape incentiver for å møte utfordringer i det lokale distribusjonsnettet. ACER³ anbefaler en overgang til tariffen som tar hensyn til effektuttak fordi dette bidrar til å dekke kostnadene knyttet til effekttopper [35]. Statnett understreker viktigheten av et tariffsystem som fremmer reduksjon av forbruket på tider og steder hvor nettet er under press. Videre peker de på at nettleie med høyere effekttariff i de mest belastede periodene vil øke lønnsomheten ved fleksibilitet [2]. NVE fremhever også at effekttariffer kan bidra til økt kortsiktig fleksibilitet i nettet [5]. [36] viser at effekttariffer i nettleien bidrar til økt elektrifisering, og større investering i- og mer produksjon fra

³Agency for the Cooperation of Energy Regulators: EU-byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndighetene i EU [34].

Tabell 2.1: Viser nettleiestrukturen for en bedrift med årsforbruk over 100 000 kWh i 2023 [33].

Komponent	Beskrivelse
Fastledd	En årlig fast kostnad som skal dekke kostnadene knyttet til driften av kraftnettet.
Enerigledd	Variabel kostnad som betales per kWh som kunden bruker.
Effektledd ^a	Kunder betaler for hvor mye kapasitet de benytter. Beregnes avhengig av anleggets høyeste effektuttak per kalendermåned.
Reaktiv effekt	Betales av bedrifter som kan oppnå en effektfaktor lavere enn en definert verdi.
Offentlige avgifter	Ulike offentlige avgifter.

^a I denne oppgaven omtales prisene i effektleddet som «effekttariff».

sol- og vindkraft. Samtidig er det viktig for beslutningstakere at forbrukere oppfatter tariffmodellene som rettferdige [35].

Offentlige avgifter

Forbrukere betaler offentlige avgifter på strøm og nettleie. Dette inkluderer avgift på elektrisk kraft (elavgift), bidrag til energifondet Enova, og merverdiavgift (mva) på nettleien og på strøm⁴.

Elavgiften betales per kWh. Bidraget til Enova er en fastpris for bedrifter med årsforbruk over 100 000 kWh [33].

Mva er en avgift som primært påvirker sluttbrukere av varer og tjenester. For bedrifter kan mva anses som en nøytral post. Årsaken er at mva som betales til leverandører blir trukket fra den mva som kreves inn fra kunder [38]. For bedrifter med et positivt driftsresultat vil derfor mva som kreves inn fra kunder være større enn mva betalt til leverandører, noe som vil si at hele avgiften faller på sluttforbrukerne. For enkelthets skyld kan man derfor se bort ifra mva i bedriftsøkonomiske analyser.

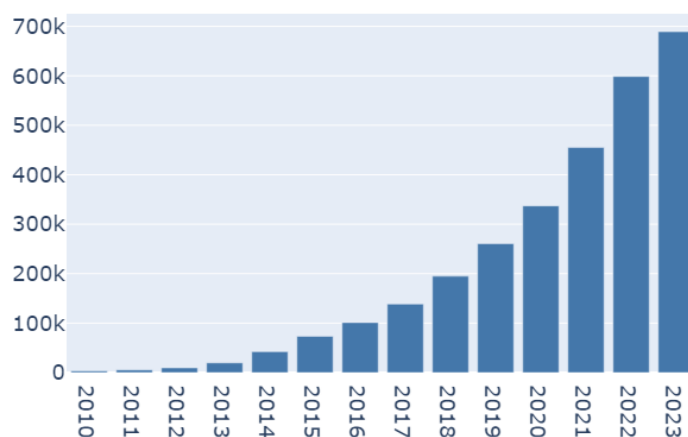
2.3 Elbiler og ladeinfrastruktur

Veitransportsektoren er ansvarlig for om lag 18% av Norges klimagassutslipp, og landet har i flere tiår satsset på elektrifisering av sektoren. Gjennom incentiver etablert siden

⁴Husholdninger i Nord-Norge betaler ikke mva på strøm. Alle bedrifter i Norge betaler mva på strøm [37].

1990-tallet har Norge fremmet kjøp av elbiler. Dette har hatt en markant innvirkning på utviklingen av elbilmarkedet i landet, illustrert i Figur 2.14 [39][40]. I 2022 var 79% av alle nyregistrerte biler i Norge elbiler, og elektriske biler utgjør nå 21% av den totale bilparken [41]. Dette gjenspeiles i regjeringens mål om at alle nye personbiler skal være nullutslippskjøretøy innen 2025. Videre indikerer utviklingen at det fortsatt vil være vekst i andelen elbiler [42]. En oversikt over elbilene med høyest markedsandel i Norge i 2023 vises i Tabell 2.2.

Antall elektriske biler i Norge



Figur 2.14: Utviklingen av antall elbiler i Norge basert på [43].

Tabell 2.2: Elbilene med de største markedsandelene i Norge, samt hvilken maksimal effekt disse kan lade med ved normallading, forklart nærmere i Kapittel 2.3.2. Markedsandeler er hentet fra [44] og ladeeffekt er hentet fra [45]. Tallene er fra 2023.

Elbil-modell	Markedsandel	Maks effekt ved normallading
Nissan Leaf	10,4%	3,6 kW (2022)
Volkswagen Golf	6,5%	3,7 kW (2014), 7,2 kW (2020)
Tesla Model Y	6,3%	11,0 kW (2021)
Tesla Model 3	5,4%	11,0 kW (2019)
BMW i3	4,1%	7,4 kW (2016), 11,0 kW (2018)

Ladingen av elbiler har et potensial til å øke effekttoppene i Norge dersom ladingen sammenfaller med tidspunkt der kraftnettet allerede er høyt utnyttet, typisk på ettermiddagen. Elektriske biler representerer imidlertid en last som kan være fleksibel. Flexibiliteten ligger i at mange brukere ikke har spesifikke krav til ladetidspunkt så lenge bilen er fulladet når de trenger den [5]. Dette åpner for muligheten til å redusere belastningen

på kraftnettet ved å styre ladingen til tider med lavere etterspørsel [46]. Kontrollert lading av elbiler har også et potensial til å styrke kraftnettet og leveringskvalitet [47]. Næringer tilknyttet transport har derfor generelt et stort potensial til å være fleksible [3]. Videre skiller vi mellom to typer teknologier knyttet til elbilens interaksjon med kraftnettet:

- V1G: Tradisjonell lading der elbilen kun forbruker strøm fra kraftnettet.
- V2G (Vehicle-to-Grid): Teknologi som muliggjør at elbiler leverer strøm tilbake til nettet. Det er svært få biler og elbilladere som tilbyr dette i dag.

I denne oppgaven blir det fokusert på V1G. Flexibilitetspotensialet kommer derfor fra lastflytting.

2.3.1 Elbilladere

For å utnytte flexibilitetspotensialet er det nødvendig med en styrbar elbillader. Hovedtypene av ladestasjoner og lademetoder er:

1. Ladestasjoner

- (a) **Hjemmelader:** AC-ladere med en effekt fra 3,6 til 22 kW. Lading med hjemmeladere kalles ofte normallading [48].
- (b) **Hurtiglader:** DC-ladere som tilbyr effekt på 40 til 150 kW [48].
- (c) **Lynlader:** DC-ladere som tilbyr effekt over 150 kW [48].

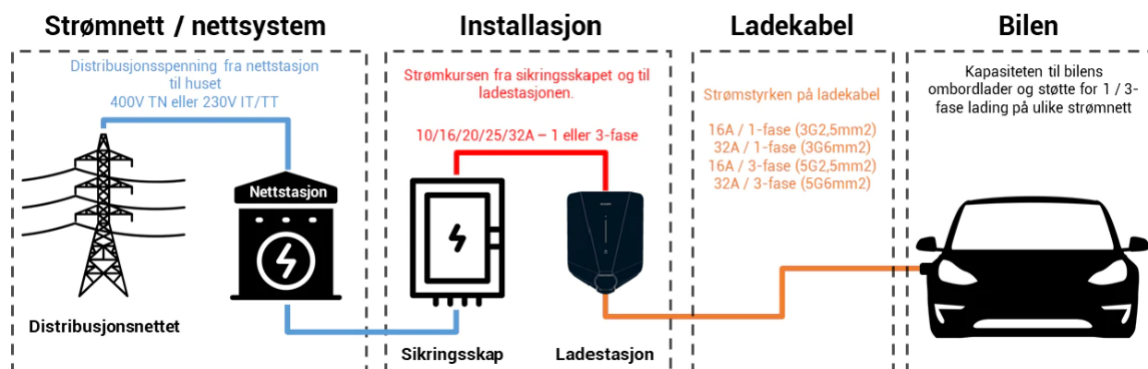
2. Lademetoder (AC- vs. DC-lading)

- (a) **AC-lading:** Standard lademetode for elbiler der vekselstrøm (AC) konverteres til likestrøm (DC) inne i kjøretøyet. Likeretning av strømmen er nødvendig siden batterier kun kan lades med DC. Ladeeffekten er begrenset av den innebygde laderens kapasitet [10].
- (b) **DC-lading:** Involverer en ekstern AC til DC-omformer i ladestasjonen som lader batteriet direkte og omgår bilens innebygde lader. DC-lading muliggjør derfor lading ved høyere effekt, ofte kalt hurtig- eller lynlading [10].

2.3.2 Elbilens ladeeffekt og andre spesifikasjoner

Ladeeffekten bestemmer hastigheten på ladingen. Effekten som elbiler maksimalt kan lade ved er avhengig av flere faktorer. Disse faktorene kan deles inn i følgende kategorier: nettsystem, antall faser på strømmen, ladestasjon, ladekabel og bilens interne lader.

Ladeeffekten vil bli begrenset av det svakeste leddet av disse fem faktorene, se Figur 2.15, Tabell 2.3 og Tabell 2.4.



Figur 2.15: Ulike faktorer som kan begrense ladeeffekten til en elbil. Det er det svakeste leddet som vil bestemme ladeeffekten. Figuren er gjengitt med tillatelse fra [49].

Tabell 2.3: Faktorer som påvirker maksimal effekt ved bruk av hjemmeladere for elbillading.

Komponent	Beskrivelse
Nettsystem	Hvilken nettsystem som ladestasjonen er koblet til bestemmer den maksimalt oppnåelige ladeeffekten ved en hjemmelader. For å få lade med 22 kW er 400V TN-nett nødvendig [49].
Antall faser	Antall faser kan være enten 1- eller 3-fase. Dette bestemmes ved installasjon, og vil påvirke tilgjengelig effekt [49].
Hjemmelader	Ladestasjonen må støtte 3-fase for å kunne lade ved 22 kW [49].
Ladekabel	Kapasiteten på ladekabelen kan begrense effekten ved lading. For at ladekabelen skal kunne overføre 22 kW må det velges en 32A/3-fase kabel [49].
Bilen	Bilens interne lader bestemmer hvor høy effekt den kan lades ved.

Kapasiteten til bilens interne lader varierer avhengig av bilmodell, og kan være fra 3,6 til 22 kW [48][51]. Det vil si at selv om ladestasjonen kan levere 22 kW vil ikke alle biler kunne motta denne effekten. En oversikt over de vanligste elbilene i Norge i 2023 og deres maksimale effekt ved normallading vises i Tabell 2.2.

Elbiler lader ikke alltid ved deres maksimale effekt, selv om både ladestasjonens og bilens spesifikasjoner skulle tilsi at dette er mulig. Dette skyldes flere faktorer. En viktig årsak

Tabell 2.4: Maksimal tilgjengelig effekt for lading av elbiler avhengig av strømnnett og kapasitet på ladekabel [50].

Strømnnett	Strømstyrke / fase(r)	Maksimal ladeeffekt
230V / IT	16A / 1-fase	3,7 kW
	32A / 1-fase	7,4 kW
	16A / 3-fase	6,3 kW
	32A / 3-fase	12,7 kW
400V / TN	16A / 3-fase	11 kW
	32A / 3-fase	22 kW

er at ladeeffekten bevisst reduseres når batteriet nærmer seg fullt for å beskytte det mot skade.

Virkningsgraden ved lading av elbiler varierer og påvirkes av eksterne forhold som omgivelsestemperatur. Videre avtar virkningsgraden mye når bilen nærmer seg fulladet. Generelt ligger virkningsgraden for elbillading på om lag 85% [52].

Mengden energi en elbil kan lagre er avhengig av batteriets kapasitet. Dagens biler ligger typisk i området fra 20 kWh til 80 kWh [45]. «State of Charge» (SoC) viser hvor mye elbil-batteriet er oppladet. Det anbefales at SoC holdes mellom 20-80% for å bevare batteriets levetid og ytelse, samt å opprettholde en høy virkningsgrad under lading [53]. På et gitt tidspunkt t kan SoC beregnes ved følgende formel:

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

Her representerer $E_{batteri}(t)$ energien lagret i batteriet på tidspunkt t , og E_{kap} er batteriets totale kapasitet.

2.3.3 Lademetoder

De fleste større ladeanlegg styrer ladingen ved hjelp av lastbalansering. Det finnes flere metoder for å styre ladingen. Hvor avansert et styringssystem må være for å bli kategorisert som «smartlading» er ikke tydelig definert. Ulike funksjoner som kan inngå er lastfordeling, fasefordeling, prioritering av biler, tidsstyring og økonomisk optimalisering [54]. AC-ladestasjoner har i dag ikke mulighet til å identifisere type bil eller bilens SOC [10]. Dette begrenser mulighetsrommet for smartlading.

I denne oppgaven blir følgende lademetoder presentert

- Standard lading
- Smart lading med lastbalansering
- Smart lading med lastbalansering og økonomisk optimalisering

Standard lading

Standard lading, også kalt ukontrollert lading, vil si at kjøretøyet lader fra den kobles i laderen frem til den kobles fra eller kjøretøyet er fulladet [55]. Ved standard lading må anlegget dimensjoneres med en samtidighetsfaktor på 1. Det vil si at anlegget må dimensjoneres for å tåle full last fra alle laderne samtidig. Dersom man skal installere et stort ladeanlegg uten smartlading krever dette ofte en større investering i eget elektrisk anlegg og muligens et anleggsbidrag dersom utbyggingen krever forsterkning av det eksterne nettet [54].

Smart lading ved lastbalansering

Lastbalansering er en form for smart lading som dynamisk fordeler tilgjengelig strøm mellom flere kjøretøy for å unngå overbelastning av nettet. Med lastfordeling kan hovedsikringen dimensjoneres for en lavere samtidighetsfaktor [54]. Systemet vil tilpasse ladeeffekten til de ulike bilene basert på tilgjengelig strøm slik at ingen enkelt komponent blir overbelastet. Den tilgjengelige strømmen er avhengig av kapasiteten til hovedsikringen, underkurser og ladestasjonen. Dette sikrer en jevn og effektiv utnyttelse av tilgjengelig ladekapasitet [56][57]. Samtidig betyr det at når flere elbiler lades samtidig vil ladeeffekten per kjøretøy bli redusert. Dette resulterer i lengre ladetid for hver bil.

Smart lading med lastbalansering og økonomisk optimalisering

Økonomisk optimalisering innebærer i tillegg til lastbalansering at man søker å minimere kostnadene ved lading. For å minimere kostnadene må man ta hensyn til både spotpris og effekttariffer.

Flere strømleverandører definerer «smartlading» som å lade når spotprisen er lav [58][59][60], og inkluderer ikke nettleie i sin definisjon. Uten å ta hensyn til effekttariffer kan et høyt effektforbruk bli konsentrert i timer med lave spotpriser og medføre høyere effekttopper. Dette vil gi høyere effektkostander. Disse effektkostnadene har et potensial til å bli høyere enn de sparte kostnadene ved energi-arbitrasje.

Dersom flere kunder optimaliserer for å benytte strøm i de samme timene fører dette til et høyt sammenfallende forbruk [61], noe som også kan øke de totale effekttoppene i et nettområde.

2.3.4 Standarder for ladeinfrastruktur

For å forvalte ladestasjoner med smartlading er internasjonale standarder for ladeinfrastruktur viktig. Standardiserte kommunikasjonssystemer for elbilers ladeinfrastruktur bidrar til å sikre effektivitet, kompatibilitet og brukervennlighet. De tilrettelegger for enhetlig kommunikasjon mellom ladestasjoner og kjøretøy, noe som er viktig for drift og forvaltning av ladetjenester. Ved implementering av smartlading benyttes blant annet OCPP og OCMF.

Open Charge Point Protocol (OCPP) er en standardisert måte for kommunikasjon mellom ladestasjoner og et sentralt styresystem. OCPP bidrar til at det sentrale systemet kan kommunisere med ulike typer ladestasjoner fra forskjellige leverandører [62]. Ved hjelp av OCPP kan man planlegge ladeprosessen, kontrollere effekt, lastbalansere og lage ladeplaner. Versjon OCPP 1.6 muliggjør lastflytting, mens den nyeste versjonen OCPP 2.0.1 støtter V2G [62][10].

Open Charge Metering Format (OCMF) er et standard dataformat for registrering av måleravlesninger fra ladestasjoner. Formålet er å sikre at ladedata er nøyaktige, transparente og sammenlignbare på tvers av forskjellige ladesystemer og -operatører. Standarden er utviklet av SAFE Group for å kunne ta hensyn til økende kompleksitet ved elbilladere og faktureringsprosesser [63][64].

2.4 Optimalisering av ladestrategi

Det finnes en rekke metoder for å optimalisere ladestrategier for elbiler. Tidligere studier varierer i mål, fokusområder og kompleksitet.

Optimal lading av elbiler kan kategoriseres i sentraliserte og desentraliserte tilnærminger [47]. I den sentraliserte tilnærmingen koordinerer en aggregator data og kontrollerer ladingen av elbiler. I kontrast ligger beslutningstakingen hos elbileieren eller kunden i den desentraliserte tilnærmingen.

Litteraturen har undersøkt forskjellige målfunksjoner for lading av elbiler. Eksempler inkluderer å minimere ladekostnader og klimagassutslipp, samt å redusere nettap. Andre studier fokuserer på å maksimere aggregatorens profitt, øke bruken av fornybar energi, og forbedre spenningskvaliteten [46][47].

Det er blitt studert forskjellige problemstillinger. [65] maksimerer fortjeneste for et smart parkeringsanlegg integrert med en vindturbin, kombinert varme- og kraftverk, samt batterilagring. [66] anvendte nevrale nettverk for å estimere lastprofilen i et parkeringshus utstyrt med elbiler, solceller og et batterisystem, og implementerte en strategi for å redusere effekttopper. [67] utviklet en strategi ved hjelp av maskinlæring for å minimere

variasjonen i lading og unngå overbelastning av kraftnettet. [7] kvantifiserte fleksibilitetspotensialet til ebiler ved leilighetsbygg. [9] undersøkte hvordan ulike effekttariffer påvirker belastningen på kraftnettet, med både fordeler og ulemper.

For å oppnå målet er flere ulike metoder blitt brukt. Flere studier har benyttet lineær programmering (MILP) [68][65]. Andre har anvendt maskinlæringsteknikker [66][67]. Også for optimalisering av et energilagringssystem med batteri bruker flere artikler MILP eller Mixed-Integer Nonlinear Programming (MINLP) [69][70][71]. Noen av disse studiene forutsetter fullstendig innsikt i fremtidige spotpriser [69][71].

Tidligere forskning på elbil-lading har hovedsakelig basert seg på syntetisk simulering i stedet for reell ladehistorikk. [68] og [72] baserte sine simuleringer på spørreundersøkelser. Andre studier bygget på antagelser fra tidligere forskning [65][67][66]. [7] baserte sin analyse på reelle data, men manglet detaljert informasjon om ladehistorikk.

Det er ikke funnet forskning som tar hensyn til både spotpriser og effekttariffer ved optimalisering av lading for ebiler. Dette er kun funnet i forskning for optimalisering av batteri [69][70]. Videre er det ikke funnet forskning som har tilgang til detaljert parkerings- og ladehistorikk. Denne oppgaven søker å bidra til dette forskningsfeltet.

Kapittel 3

Beskrivelse av case

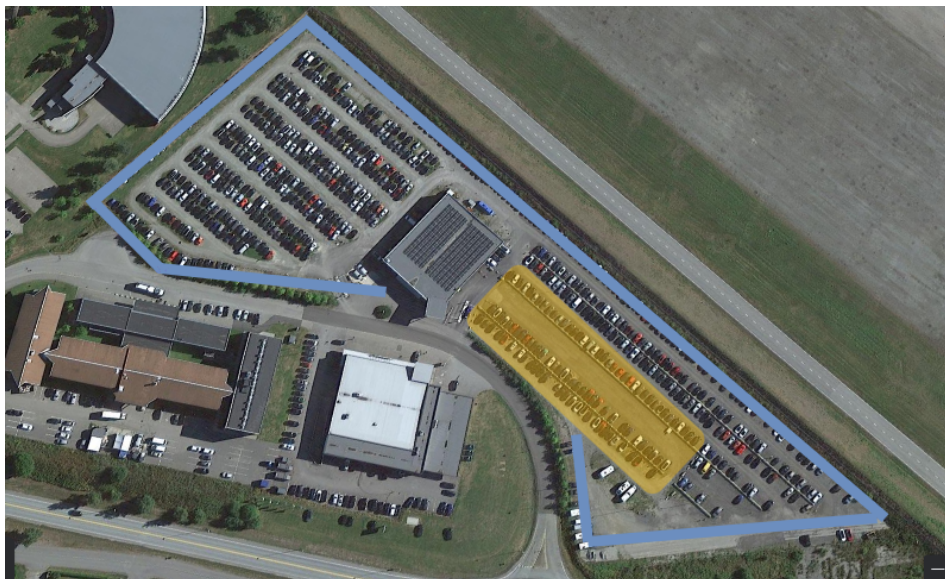
Gardermoen Parkering AS blir brukt som case for å studere det økonomiske potensialet for implisitt fleksibilitet ved elbillading. Deres nåværende situasjon og motivasjon for studien vil bli beskrevet.

3.1 Gardermoen Parkering AS

Gardermoen Parkering AS er et privat selskap som eier og drifter parkeringsplasser i kort avstand til Oslo Lufthavn Gardermoen. Parkeringstilbudet benyttes primært av reisende til lufthavnen, noe som gjør at de fleste bilene står parkert over lengre tid. Hovedområdet har en kapasitet på 850-900 biler, som vist i det blå markerte området i Figur 3.1. Om sommeren utvides kapasiteten med en ekstra tomt, noe som gir 750 ekstra parkeringsplasser.

For øyeblikket har de rundt 250 elbilladere som er plassert i det gule området i Figur 3.1. Disse laderne ble gradvis installert fra 09. november 2022 til 05. juni 2023, og erstattet 84 eldre modeller fra 2009.

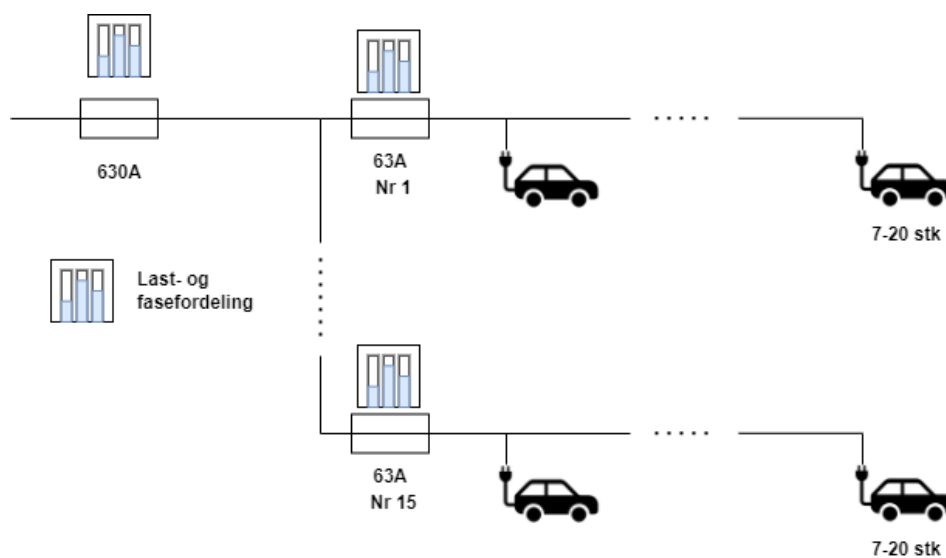
I lys av økende elbilandel i Norge vurderer Gardermoen Parkering flere nyinvesteringer. Dette inkluderer utvidelse av antall ladestasjoner og investering i smartlading med økonomisk optimalisering. Denne masteroppgaven studerer det økonomiske potensialet ved en slik investering i smartlading. Analysen er basert på parkerings- og ladehistorikk fra 2023.



Figur 3.1: Gardermoen Parkering AS sitt parkeringsområde, hentet fra Google Earth [73]. Det blå markerte området illustrerer hovedområdet de eier og drifter, mens det gule området fremhever sonen utstyrt med elbilladere.

3.1.1 Tekniske spesifikasjoner av anlegget

En forenklet illustrasjon av ladeanlegget til Gardermoen Parkering vises i Figur 3.2. Videre er tekniske spesifikasjoner for ladeanlegget vist i Tabell 3.1 og Tabell 3.2.



Figur 3.2: Forenklet illustrasjon av ladeanlegget til Gardermoen Parkering.

Den totale kapasiteten til ladeanlegget og til hver underkurs er mindre enn den summerede installerte effekten for hver lader. Dette er mulig fordi Zaptec-ladere har en innebygd fase- og lastbalansering som sikrer optimal utnyttelse av tilgjengelige ressurser. Allerede i dag har derfor Gardermoen Parkering en enkel form for smartlading. Videre støtter Zaptec-ladere også integrasjon med OCPP 1.6, noe som gjør smartlading ved lastflyt-

Tabell 3.1: Tekniske spesifikasjoner for anlegget til Gardermoen Parkering.

Egenskap	Spesifikasjon
Strømnett	TN / 400 V
Hovedsikring	630 A
Kapasitet på ladeanlegg	436 kW
Antall kurser	15
Spenning per kurs	400 V 3-fase
Tilgjengelig strøm per kurs	63 A
Kapasitet per kurs	44 kW
Antall ladere per kurs	7 - 20

Tabell 3.2: Tekniske spesifikasjoner for elbilladerne ved Gardermoen Parkering.

Egenskap	Spesifikasjon
Type elbillader	Zaptec Pro (Hjemmelader)
Antall elbilladere	243
Maksimal effekt elbillader	22 kW
Antall faser per lader	3-fase
Fase- og lastbalansering	Ja

ting mulig.

Zaptec-laderne er en type hjemmelader med en maksimal effekt på 22 kW. De tekniske spesifikasjonene av anlegget gjør at hele denne effekten kan være tilgjengelig for bilene. Dersom en bil lader med mindre enn 22 kW skyldes dette elbilens interne begrensninger eller lastbalansering.

Dataene i analysen er basert på målinger direkte fra Zaptec sine ladere. Disse måleverdiene påvirkes ikke av annet forbruk eller av produksjon fra solceller som Gardermoen Parkering har installert.

3.1.2 Økonomiske parametere

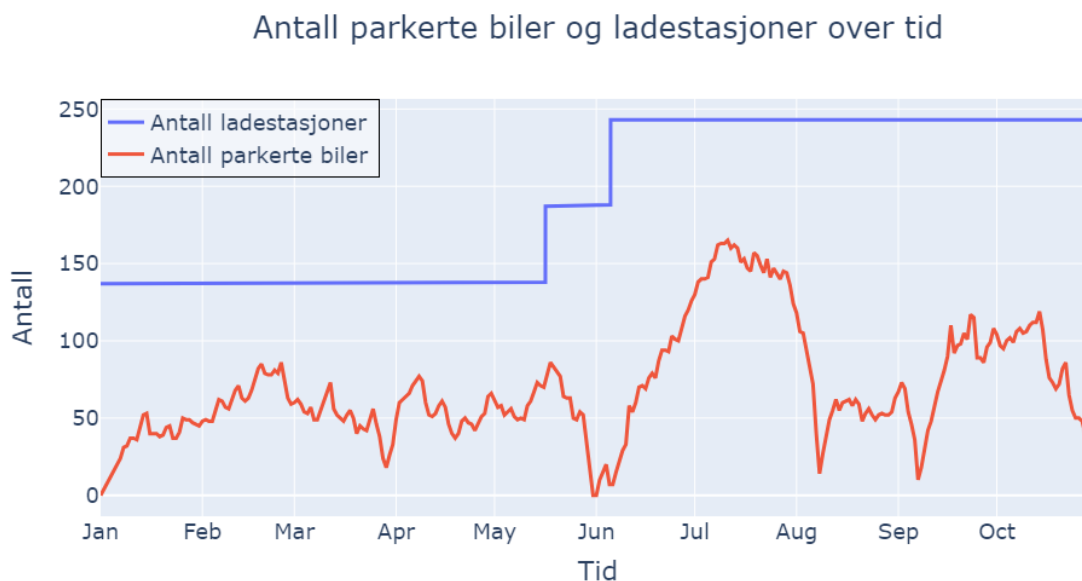
Gardermoen Parkering AS er plassert i prisområdet NO1. De har en spotprisavtale med sin strømleverandør. Videre er de tilkoblet Elvia AS sitt distribusjonsnett. De kategoriseres som en lavspent bedrift med årsforbruk over 100 000 kWh, og betaler

nettleie i henhold til dette [33].

3.2 Oversikt over dagens situasjon

Mellom 1. januar og 31. oktober 2023 registrerte Gardermoen Parkering 3 297 parkerte elbiler med et totalt strømforbruk for lading på 128 000 kWh. En detaljert gjennomgang av datautvalget som disse beregningene bygger på, er nærmere forklart i Kapittel 4.3.1. Det er verdt å merke at alle presenterte resultater og data er uten etterlading¹, inkludert grafene i dette kapittelet. Forklaring for dette valget blir gitt i Kapittel 4.3.1.

Utviklingen i antall parkerte biler og installerte ladestasjoner over denne perioden er visualisert i Figur 3.3. Tabell 3.3 gir en oversikt over parkeringslengdene for disse bilene. Med 88% av bilene parkert i over ett døgn, viser dette at parkeringsplassen hovedsakelig brukes til langtidsparkering. Bilenes ankomst- og avreisetider for hver time i døgnet er illustrert i Figur 3.4.



Figur 3.3: Antall ladestasjoner og antall parkerte elbiler over tid.

Lastprofilen for Gardermoen Parkering er presentert i Figur 3.5. Denne lastkurven avdekker et ujevnt strømforbruk. Flere måneder viser høye effekttopper til tross for et lavere gjennomsnittlig forbruk. Figur 3.6 viser gjennomsnittlig timeseffekt i døgnet for den studerte perioden. Lastprofilen viser at toppforbruket vanligvis forekommer mellom kl. 07 og 09 om morgenen. Toppforbruket sammenfaller både med den nasjonale effekttoppen i Norge og med høye spotpriser, vist i Figur 2.6 og Figur 2.10.

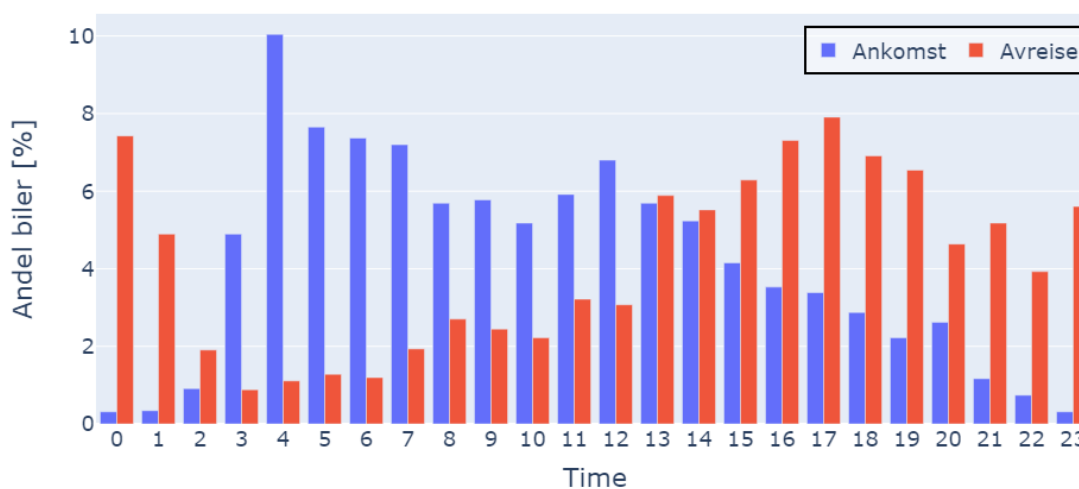
Varighetskurven for strømforbruket er fremstilt i Figur 3.7a. Varighetskurven viser hvor

¹Etterlading er i oppgaven definert som all lading som skjer mer enn 24 timer etter bilens ankomst.

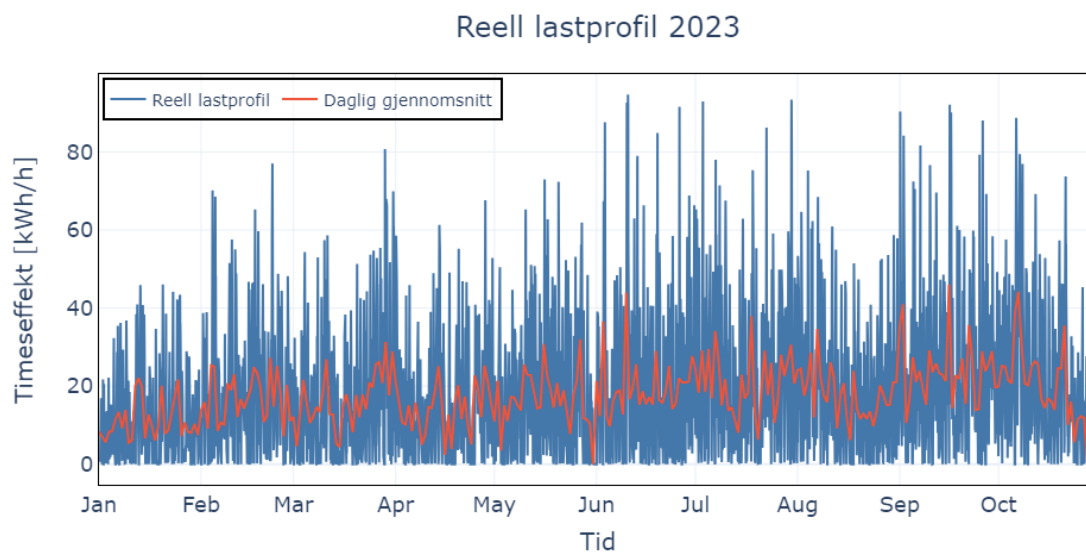
Tabell 3.3: Fordeling av lengde på parkeringstid for elbilene ved Gardermoen Parkering.

Lengde parkering	Andel
< 3 timer	2%
3 timer - 24 timer	10%
24 timer - 7 dager	45%
Mer enn 7 dager	43%

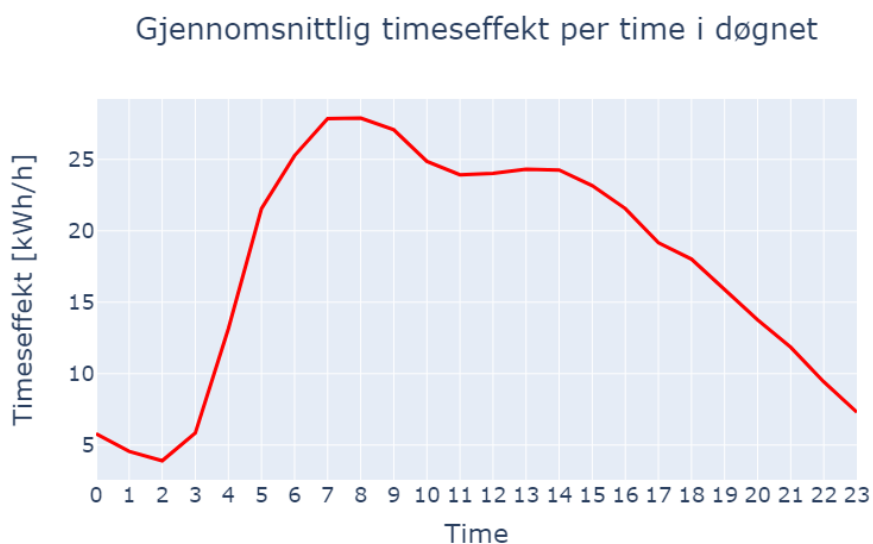
Fordeling av ankomst og avreise

**Figur 3.4:** Andelen av elbiler med ankomst og avreise de ulike timene i døgnet ved Gardermoen Parkering.

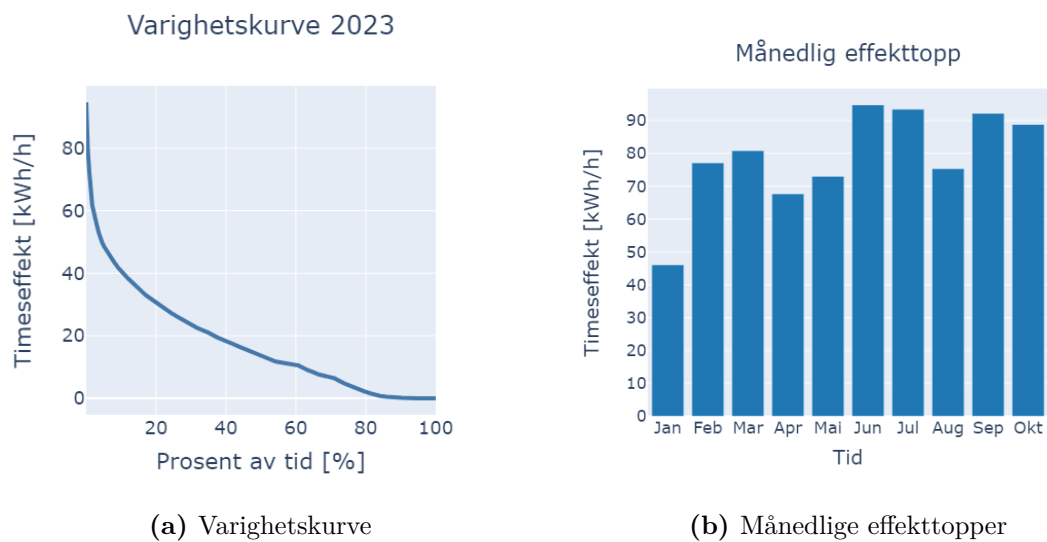
ofte forbruket overstiger ulike timeseffekter. De høyeste effekttoppene, over 60 kWh/h, oppstår kun i 2% av tidsperiodene. Timeseffekter på over 90 kWh/h oppstår i kun 0,17% av tiden. Det er de månedlige effekttoppene, vist i Figur 3.7b, som bestemmer effektkostnadene som Gardermoen Parkering må betale.



Figur 3.5: Lastprofilen for elbillading ved Gardermoen Parkering for perioden 1. januar til 31. oktober 2023. Annet forbruk enn elbillading er ekskludert.



Figur 3.6: Gjennomsnittlig timeseffekt per time i døgnet for elbillading ved Gardermoen Parkering under perioden 1. januar 2023 til 31. oktober 2023.



Figur 3.7: Varighetskurve (a) og månedlige effekttopper (b) for Gardermoen Parkering sin lastprofil for elbiler i 2023.

Kapittel 4

Metode

I dette kapitlet presenteres metodikken som anvendes for å svare på forskningsspørsmålene. Først vil overordnet metode og oppbygging av scenarioer bli presentert. Deretter vil optimaliseringsmodellen og datagrunnlag for analysen bli presentert, før en nærmere forklaring av scenarioanalysen blir gitt.

4.1 Overordnet metode

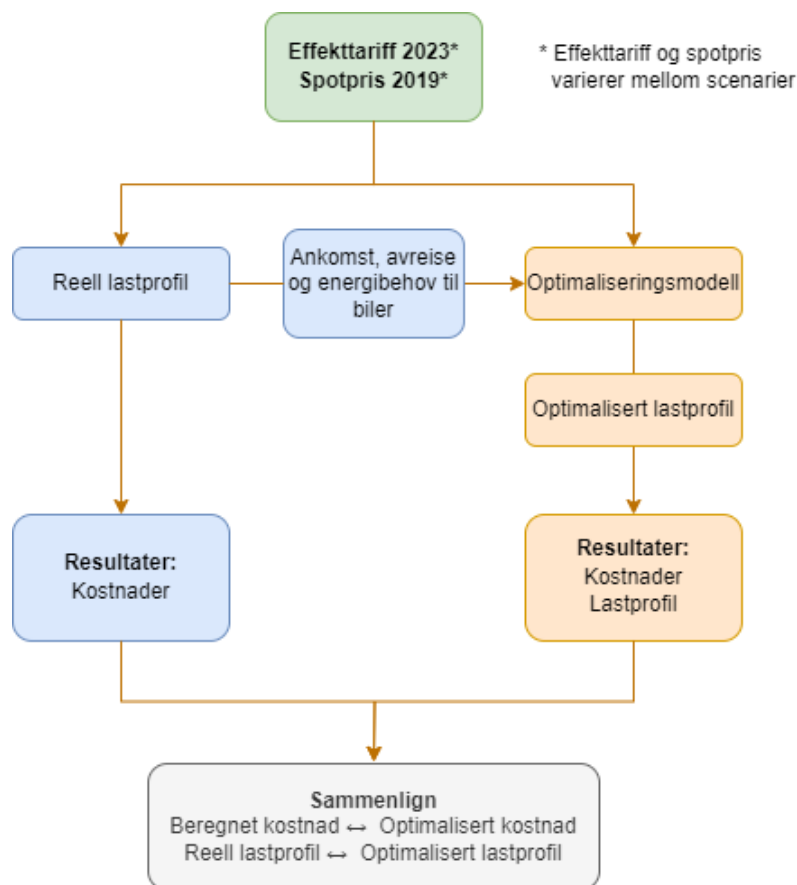
Målet med denne oppgaven er å kvantifisere det teoretisk maksimale økonomiske potensialet for lastflytting ved Gardermoen Parkering. Deres reelle lastprofil vil bli sammenlignet med økonomisk optimalisert lastprofil, for å se hvilket sparepotensial de har ved lastflytting. De økonomiske parameterne som blir hensyntatt i optimaliseringen er spotpris og effekttariff. Andre nettleiekostnader og offentlige avgifter slik som mva vil ikke påvirke resultatet, og er dermed ekskludert fra analysen, se Kapittel 4.2.1. Videre er målet å studere hvilken innvirkning den økonomisk optimale ladestrategien har for belastning av kraftnettet. Modelleringen blir gjort ved lineær optimalisering av historisk lastprofil. For å studere hvordan prissignaler påvirker både økonomisk potensial og belastning på kraftnettet ved lastflytting er det sett på flere scenarioer med ulike spotpriser og effekttariffer. Følgende prissignaler er studert:

- **Spotpriser:** 2019-2023 + antatt 2030.
- **Effekttariffer:** 2023, 2020, ingen effekttariff og en potensiell høyere effekttariff.

Resultatene fra disse scenarioene er sammenlignet for å vise hvordan ulike prissignaler påvirker økonomi og ladestrategi ved lastflytting. Datagrunnlaget som er brukt i analysen er reell parkerings- og ladehistorikk fra 2023. Dataene er mer detaljert i forhold til tidligere forskning som er kjent for denne oppgaven. Oppgaven bygger derfor på realistiske data, noe som kan gi en ekstra forståelse for elbilers ladestrategi.

4.1.1 Oppbygging av scenarier

Et overordnet flytskjema for et tilfeldig valgt scenario vises i Figur 4.1. Et scenario konstrueres ved å velge én effekttariff og ett spotpris-alternativ fra effekttariffene og sportprisene nevnt ovenfor. For hvert scenario blir det gjort en optimalisering av lastprofilen. Den optimaliserte ladingen sammenlignes med reell lading, der både kostnader og lastprofil studeres.

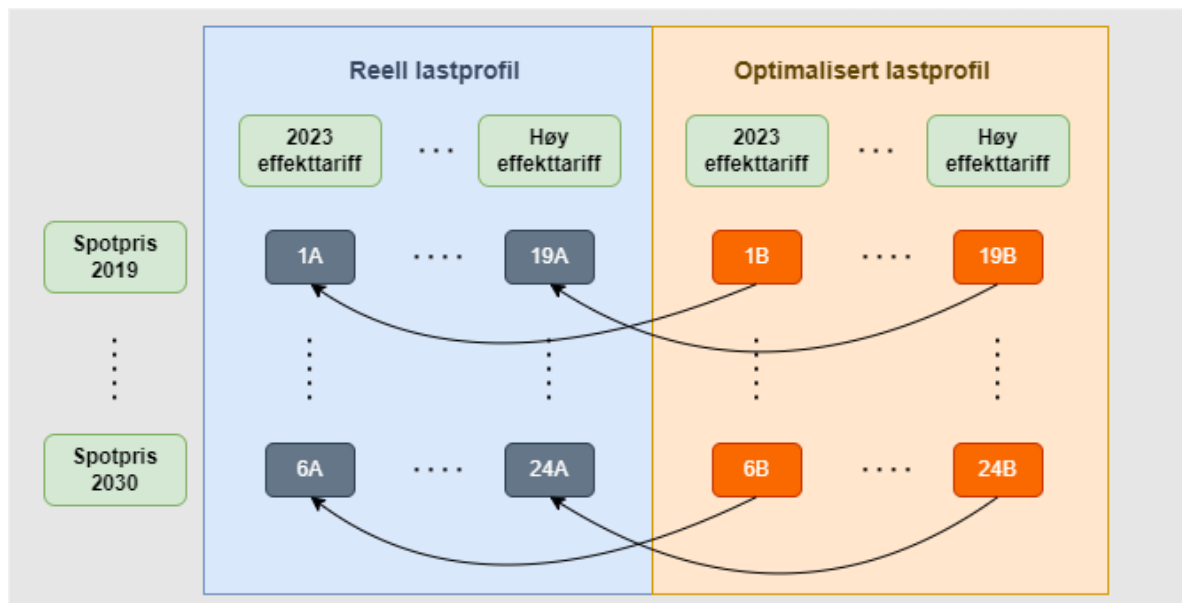


Figur 4.1: Flytskjema for oppbygging av ett tilfeldig valgt scenario.

I optimaliseringsmodellen optimaliseres lastprofilen til de gjeldende prissignalene. Det betyr at lastprofilen endres ved endringer i prissignaler. Optimaliseringsmodellen finner den globalt optimale lastprofilen for hele perioden, definert som den lastprofilen som resulterer i lavest mulig sum av strøm- og effektkostnader.

Denne fremgangsmåten blir benyttet for alle scenarier, og resultatene fra de ulike scenarier blir deretter sammenlignet. Figur 4.2 viser en forenklet illustrasjon av alle scenarier. Alle kombinasjoner av spotpriser og effekttariffer blir studert, noe som vil si 24 scenarier. I tillegg er alle scenarier studert med en mulig fremtidig økt maksimal ladeeffekt på 22 kW. Det er også sett på hvor stort det økonomiske potensialet blir dersom man må fullade i løpet av de første 24 timene.

Den spesifikke perioden som undersøkes strekker seg over 10 måneder. Den reelle last-



Figur 4.2: Forenklet oversikt over alle scenarier. 1A og 1B tilsvarer scenarieret i Figur 4.1.

profilen som sammenlignes med optimerte lastprofiler er fra 1. januar 2023 til 31. oktober 2023. Lastprofilen og månedlige effekttopper for perioden blir beskrevet i Kapittel 3 i Figur 3.5 og 3.7b. Oppgaven tar for seg 3297 elbiler med et totalt energiforbruk på 128 000 kWh. Det er viktig å merke seg at det totale energiforbruket forblir konstant i alle scenarier.

4.2 Oppbygging av optimaliseringsmodellen

Optimaliseringsmodellen er formulert som et lineært optimaliseringsproblem. Lineær optimalisering er en metode for å finne det beste resultatet (maksimum eller minimum) av et matematisk problem som kan bli representert av lineære relasjoner. I denne oppgaven blir det utført en global optimalisering for minimering av kostnader.

Optimaliseringsmodellen ble utviklet med programmeringsspråket Python 3.10 og Python-biblioteket Gurobipy 11.0 [74][75]. Optimaliseringsproblemet ble løst med den matematiske optimeringsløseren Gurobi [76]. En optimeringsløser refererer til en algoritme eller et program som løser optimaliseringsproblem effektivt. Gurobi er en av de raskeste optimeringsløserne på markedet [77], og er blitt brukt i flere studier for å optimalisere bruk av batteri [69][71]. Kode for optimaliseringsmodellen er tilgjengelig fra [78].

En oversikt over oppbyggingen til optimaliseringsmodellen vises i Figur 4.3, og en detaljert matematisk beskrivelse av modellen blir gitt nedenfor. Det lineære optimaliseringsproblemet blir delt opp i objektivfunksjon, beslutningsvariabler og begrensninger. En forklaring av symbolene i optimaliseringsmodellen finnes i Symbollisten på side xv-xvi. Hver elbil i modellen er representert som et unikt objekt med definerte attributter:



Figur 4.3: Oppbyggingen av optimaliseringsmodellen som et lineært optimeringsproblem med objektivfunksjon, beslutningsvariabler og begrensninger.

ankomst- og avreisetidspunkt, energibehov, og bilens maksimale ladeeffekt. Modellen har tidsoppløsning på én time noe som vil si at modellen opererer med timeseffekter, og ikke momentane effekter.

4.2.1 Objektivfunksjon

Gardermoen Parkering sitt mål er å minimere strømregningen som består av strømkostnader, nettleie og offentlige avgifter. Ved lastflytting vil energiforbruket være konstant, og det vil derfor kun være strømkostnaden bestemt av spotprisen og effektkostnaden fra nettleien som det er mulig å påvirke. For å begrense ladekostnader vil modellen derfor drive energi-arbitrasje og begrense den maksimale belastningen på kraftnettet. Videre blir det sett bort ifra mva og andre offentlige avgifter fordi det ikke vil påvirke resultatet.

Målet til optimaliseringsproblemet, definert ved objektivfunksjonen, er derfor å minimere summen av strømkostnad og effektkostnad for opplading av elbiler. Objektivfunksjonen er gitt som

$$\text{Minimer } C_{TOT} = C_{E,tot} + C_{P,tot} \quad (4.1)$$

der C_{TOT} er den totale kostnaden, $C_{E,tot}$ er strømkostnad og $C_{P,tot}$ er effektkostnad fra nettleien. De sistnevnte er gitt som henholdsvis

$$C_{E,tot} = \sum_{v=1}^{N_v} \sum_{t=1}^T C_t \cdot E_{v,t} \quad (4.2)$$

$$C_{P,tot} = \sum_{m=1}^{N_m} C_{p,m} \cdot P_m \quad (4.3)$$

der C_t er spotprisen for time t [kr/kWh], og $E_{v,t}$ er mengden energi som lades for kjøretøy v i time t [kWh]. $C_{p,m}$ er effekttariffen for måned m og P_m er maksimal timeseffekt i måned m . N_v er antall biler, T er antall timer (januar - oktober) og N_m er antall måneder.

4.2.2 Beslutningsvariabler

I objektivfunksjonen er beslutningsvariablene P_m og $E_{v,t}$. Her representerer P_m maksimal timeseffekt per måned m , mens $E_{v,t}$ angir mengden energi som lades for hvert kjøretøy v i hver time t .

4.2.3 Begrensninger

For å løse optimaliseringsproblemet er det gitt flere begrensninger som løsningen må oppfylle for å være gyldig. Betingelsene sørger for at løsningene som produseres er realistiske og oppnåelige gitt forutsetningene og kravene til analysen. Nedenfor følger en oversikt over begrensningene til optimaliseringsproblemet.

1. Alle bilene skal være oppladet ved avreise, og energibehovet skal dekkes av lading mellom ankomst- og avreisetidspunkt:

$$\sum_{t=A_v}^{D_v} E_{v,t} = E_v, \quad \forall v \quad (4.4)$$

$E_{v,t}$ er mengden energi som lades for bil v i time t , E_v er totalt energibehov for bil v , A_v er ankomsttidspunkt og D_v er avreisetidspunkt for bil v .

2. Den maksimale ladeeffekten for hver bil skal ikke overskrides

$$0 \leq P_{v,t} \leq P_{v,max}, \quad \forall v, \forall t \quad (4.5)$$

$P_{v,max}$ er den maksimale ladeeffekten for bil v og $P_{v,t}$ er timeseffekten for bil v i time t gitt som

$$P_{v,t} = \frac{E_{v,t}}{1 \text{ time}} \quad (4.6)$$

3. Kapasitetsgrensen for ladeanlegget skal ikke overskrides

$$\sum_{v=1}^{N_v} P_{v,t} \leq P_{max}, \quad \forall t \quad (4.7)$$

P_{max} er maksimal kapasitet til ladeanlegget [kW] og N_v er antall biler.

4. Bilene skal ikke lade når de ikke er tilkoblet anlegget

$$P_{v,t} = 0, \quad \forall v, \forall t \notin [A_v, D_v] \quad (4.8)$$

5. Effekttoppen P_m skal være den høyeste effekten observert per måned. Denne begrensningen blir opprettholdt ved å summere over alle biler og tidspunkt i hver måned. All effekt per måned skal være mindre eller lik månedens effekttopp.

$$\sum_{v=1}^{N_v} P_{v,t} \leq P_m \quad \forall m, \forall t \in [T_{start,m}, T_{end,m}] \quad (4.9)$$

$T_{start,m}$ er den første timen i måned m og $T_{end,m}$ er den siste timen i måned m .

4.2.4 Begrensninger ved optimaliseringsmodellen

Det antas at det samlede energibehovet til kjøretøyene tilsvarer det behovet de har ved ankomst til parkeringsplassen. Energiforbruket knyttet til kjøretøyenes standby-modus mens de står parkert, kalt «etterlading» i denne rapporten, vil derfor utelates fra analysene. For flere detaljer om etterlading, se delkapittel «Etterlading» i Kapittel 4.3.1 og Vedlegg A.

En forutsetning i modellen er at kjøretøyene ikke går inn i en hvilemodus som forhindrer at ladingen gjenopptas etter å ha blitt utsatt eller pauset. Det antas også at kunden vil være tilfreds så lenge kjøretøyet er fulladet ved utkjøring fra parkeringen. Kundens eventuelle krav til kompensasjon for at Gardermoen Parkering skal kunne styre ladingen etter eget ønske, vil ikke bli behandlet i analysen.

En global optimeringstilnærming benyttes for å identifisere det teoretiske maksimale potensialet for utnyttelse av lastflytting. Den faktiske andelen av dette potensialet som

kan realiseres i praksis er ukjent. Analysen tar for gitt at energibehovet til kjøretøyene er kjent, og det vil ikke fokuseres på å utarbeide metodikk for å anslå energibehovet til nyankomne biler. Videre dekker analysen kun perioden januar til oktober hvert år, men resultatene presenteres som om de gjelder for hele kalenderåret.

For enkelhets skyld er all dataanalyse utført i universaltid (UTC), og derfor er alle tidsangivelser i resultatkapittelet også i UTC dersom ikke annet er spesifisert. Spotprisene er lagret i UTC, slik at spotpriser hensyntar sommer- og vintertid. Effekttariffene tar ikke hensyn til norsk tidssone. Det resulterer i en marginal feil ved månedsskifene grunnet effekttariff, men dette valget påvirker ikke kvaliteten på resultatene i oppgaven.

2020 er et skuddår, men dette blir ikke hensyntatt i analysen. Dette innebærer at alle data i 2020 etter 28. februar 2020 er flyttet én dag frem, slik at data fra 1. mars tilfaller 29. februar. Det blir antatt at dette ikke påvirker de overordnede resultatene.

I modellen er maksimal ladeeffekt per bil satt som en «relaxed» begrensning gjennom Lagrangian relaxation. Det betyr at modellen tillater overskridelse av denne grensen når det er nødvendig, men med målsetning om å minimere slike tilfeller [79][80]. Denne tilnærmingen var nødvendig for å løse optimaliseringsproblemet ettersom løsningsalgoritmen (Gurobi) krever en viss fleksibilitet. Overskridelser av maksimal ladeeffekt skjedde sjelden (67 av 3300 biler overskred grensen i én time, og 2 biler i to timer), og kun med små marginer (i gjennomsnitt under 2,5 kW, og ingen overskred 22 kW).

Ladeanlegget har 15 stk 63A kurser tilknyttet hovedsikringen. For å forenkle modellen er disse begrensningene ikke inkludert i simuleringen. Det er i stedet kun anvendt en maksimal kapasitet til ladeanlegget på 500 kW.

4.3 Beskrivelse av data

Dette kapittelet gir en oversikt over de ulike datakildene som er anvendt i oppgaven, inkludert elbildata, spotpriser og effekttariffer.

4.3.1 Elbildata

Gardermoen Parkering har siden 9. november 2022 gradvis installert 243 elbilladere, levert av Zaptec ASA. Zaptec fungerer også som leverandør av en API¹, som muliggjør kommunikasjon og datautveksling mellom ulike programløsninger. Dette APIet har blitt brukt for å innhente detaljert informasjon om ladeanlegget og historisk ladedata. Siden data blir hentet rett fra Zaptec, påvirkes dataene ikke av annet forbruk eller produksjon

¹API (Application Programming Interface) er et grensesnitt som muliggjør kommunikasjon og utveksling av data mellom ulike programløsninger.

fra solcelleanlegget ved Gardermoen Parkering. Videre åpner APIet for mulighet til automatisert styring av anlegget, noe som legger til rette for implementeringen av en løsning for implisitt fleksibilitet. Det følgende avsnittet vil forklare hvordan dataene er bearbeidet og anvendt i analysen.

GDPR-rettigheter

Av hensyn til GDPR-regler har det kun blitt samlet inn data for parkerte elbiler, og det er ingen informasjon om andre typer biler. I tillegg er dataene om elbilene anonymisert, uten detaljer om bilmodeller. Parkeringsanlegget har kameraer ved inn- og utkjøringspunktene grunnet fakturering, men disse dataene er ikke brukt grunnet GDPR [81].

Valg av relevante ladesykluser

Perioden som ble studert er fra 1. januar 2023 til 31. oktober 2023. For å sikre at kun relevante data blir inkludert er det nødvendig med en filtreringsprosess. Kriteriene er inspirert av [7], og resulterte i 3 297 relevante ladesykluser. Følgende kriterier er anvendt for filtreringen:

1. Ladesykluser uten betydelig ladet energi det første døgnet (mindre enn 10 kWh) er ekskludert. Grensen er satt relativt høyt fordi oppgaven i hovedsak studerer «langtidsparkerte» elbiler og for å begrense antall biler i studien. Dette fjerner også endel feil-registreringer.
2. Ladesykluser hvor ladet energimengde overstiger det som er fysisk mulig, er fjernet. Dette gjelder ladesykluser med en gjennomsnittlig effekt som overstiger kapasiteten på elbilladeren (22 kW).
3. Tidsrommet for analysen er 1. januar - 31. oktober. Det vil si at biler som ankommer før 1. januar eller som reiser etter 31. oktober er ekskludert fra analysen
4. For å begrense størrelsen til optimaliseringsproblemet er analysen delt i to. Periodene som blir studert er januar-mai og juni-oktober. Bilene som sto parkert i overgangen mellom mai og juni er slettet fra analysen. Dette var 33 relevante biler.
5. Parkeringslengder over 30 dager blir ansett som outliers. Biler parkert i lengre tid enn dette får et nytt avreisetidspunkt tilsvarende 30 dager etter ankomst.
6. I forbindelse med tilpasning av data til en timesbasert analyse, er både ankomst- og avreisetidspunkter for kjøretøyene avrundet tilbake til nærmeste hele time. Denne tilnærmingen ble valgt for å unngå at mange ladesykluser ble ugyldige på grunn av begrensning nummer 2 ovenfor. Det antas at avrundingsmetodikken ikke vil ha

innvirkning på de overordnede resultatene.

Figur 3.3 viser antall biler som sto parkert ved parkeringsplassen og som er inkludert i analysen til ethvert tidspunkt. Antall installerte ladestasjoner vises også. Dette er den årlige mengden parkerte biler som brukes for alle scenarioene i analysen. Årsaken til at antall biler ved start, slutt og i overgangen mai-juni er 0 er grunnet punkt 3 og 4 listet ovenfor.

Videre viser Figur 3.3 at Gardermoen Parkering har økt antall installerte elbilladere i løpet av den studerte perioden. Siden belegget alltid er under 80% blir det antatt at antall parkerte elbiler ikke ville vært høyere selv om antall elbilladere hadde vært 243 (maksimalt antall) over hele perioden. Et høyt antall parkerte biler i juli-august er forventet på grunn av økt antall besøkende i sommerferien.

Etterlading

I denne studien defineres «etterlading» som all lading som forekommer mer enn 24 timer etter at bilen har parkert. Valget er basert på antagelsen om at bilens opprinnelige ladebehov ved ankomst vanligvis blir møtt innen det første døgnet. All etterlading blir ekskludert fra analysen. Årsaken til at etterlading ekskluderes er for å fokusere på det primære ladebehovet og forenkle dataanalysen. Mer informasjon om etterlading blir gitt i Vedlegg A.

Bestemmelse av maksimal effekt

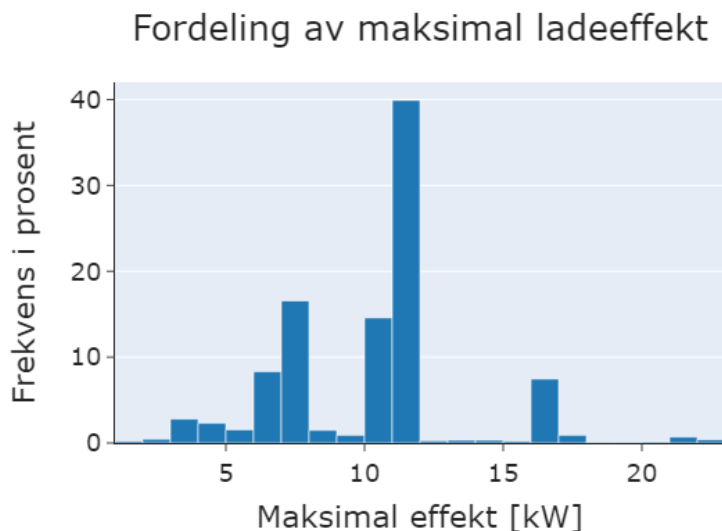
Optimaliseringsmodellen inneholder en variabel for den maksimale effekten som hver bil kan lade med. Som beskrevet i Kapittel 2.3.2 vil den faktiske ladeeffekten for ulike elbilmodeller variere, selv om elbilladere har en kapasitet på 22 kW.

For å fastsette den maksimale ladeeffekten for hver bil, er det benyttet historiske ladedata. Gjennom en analyse av disse dataene er det funnet hvilken maksimal effekt hver bil ladet med, og dette vises i Figur 4.4. Denne verdien ble anvendt som bilens maksimale ladeeffekt i optimaliseringsmodellen.

Det er imidlertid en potensiell feilkilde i denne tilnærmingen. Noen biler kan ha kapasitet til å lade med en høyere effekt enn det som er registrert i de historiske dataene. En slik situasjon kan oppstå på grunn av Zaptecs interne lastbalansering, som muligens har redusert ladeeffekten for å forhindre overbelastning av enkelte kurser.

Dataformat

Zaptec har samlet data for hver unike ladesyklus, som omfatter ankomst- og avreise-tidspunkt, samt totalt energiforbruk. I tillegg inneholder hver ladesyklus en OCMF-



Figur 4.4: Fordeling av den maksimale ladeeffekten som er observert for alle relevante biler.

avlesning, beskrevet i Kapittel 2.3.4. OCMF-målingene inneholder data for hvert 15. minutt mens bilen lader, samt når ladingen starter og stopper. Det gjøres ingen registreringer når bilen står i stand-by og ikke lader. Direkte registreringer av effekt er ikke tilgjengelig, og dette må beregnes som gjennomsnittlig effekt over et intervall på 15 minutter. SoC er fraværende siden ladestasjonen er en AC-lader.

Hver elbillader har en akkumulerende tellevariabel for energiforbruket (målt i kWh) som aldri nullstilles. Det akkumulerte energiforbruket fremkommer i OCMF-dataen. For å fastslå det spesifikke energiforbruket til en bil i en gitt periode må dette beregnes basert på de akkumulerte målingene.

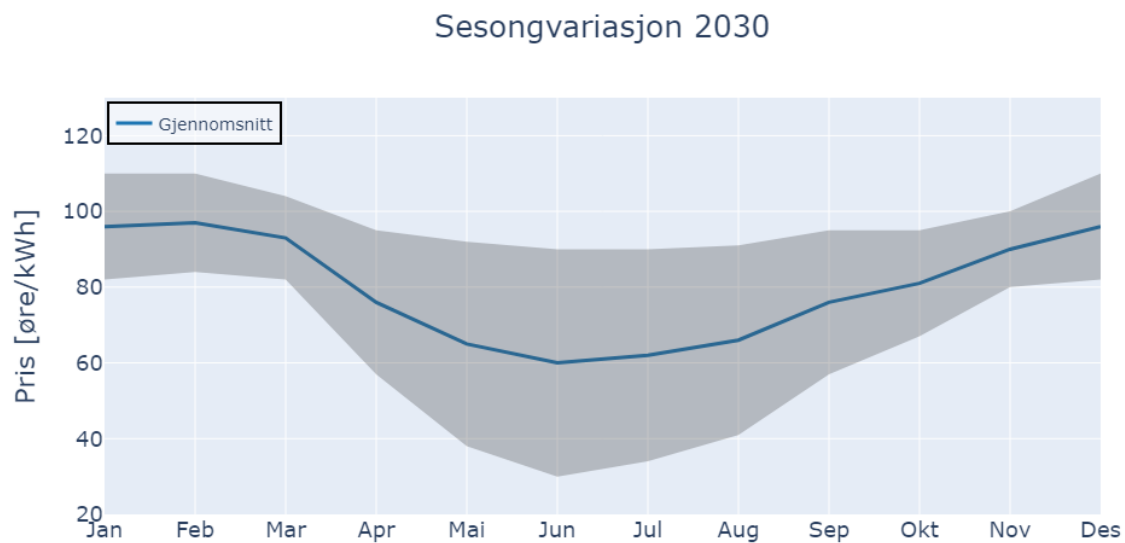
4.3.2 Spotpriser

Historiske spotpriser fra Nord Pool AS for prisområde NO1 ble brukt i analysen [29]. Analysen utelukker påslag og gebyrer som pålegges av strømlleverandøren.

2030-prisscenario

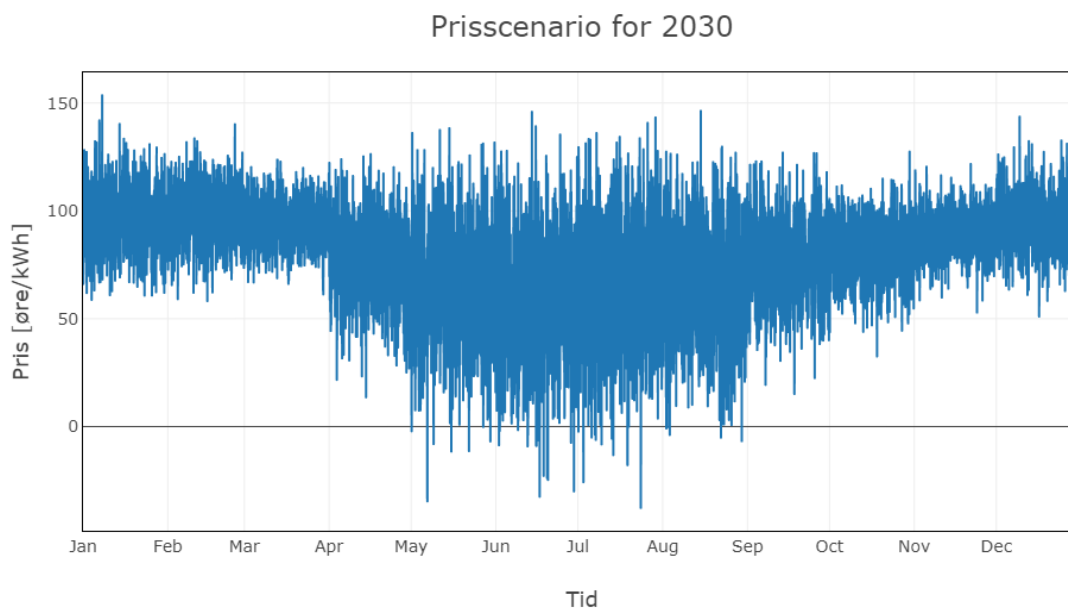
Et syntetisk prisscenario for året 2030 er utviklet basert på analyser utført av NVE [18]. Disse analysene, som viser forventede gjennomsnittspriser og volatilitet, er illustrert i Figur 2.12. For å utlede representative gjennomsnittspriser og standardavvik for hver måned, har dataene blitt manuelt tolket, med de valgte verdiene fremstilt i Figur 4.5.

Disse verdiene danner grunnlaget for det syntetiske prisscenarioet for 2030, generert gjennom en normalfordelingsmodell. En vesentlig forenkling i denne modellen er antagelsen om at sannsynligheten for priser i hver enkelt time er uavhengig av andre timer, og at sannsynlighetsfordelingen er lik for alle timer i en måned. Det resulterende pris-



Figur 4.5: Månedlig estimert gjennomsnittlig spotpris og standardavvik. Med utgangspunkt i NVE sine analyser [18].

scenarioet er presentert i Figur 4.6.



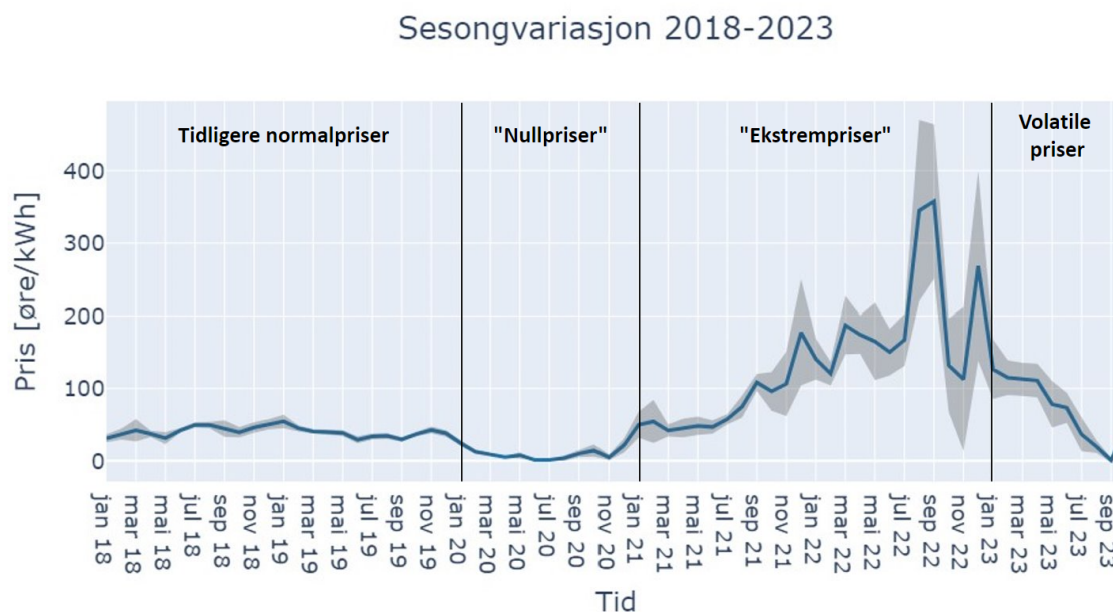
Figur 4.6: Syntetisk prisscenario for 2030.

4.4 Simuleringsscenarioer

For å studere hvordan prissignaler fra spotpriser og effekttariffer påvirker det økonomiske potensialet og belastning av kraftnettet ved lastflytting er analysen blitt gjort med ulike prissignaler. I tillegg er endring i elbilenes maksimale ladeeffekt studert. Det er også sett på hvor stort det økonomiske potensialet blir dersom man må fullade i løpet av de første 24 timene. Oppbygging av scenarioene er forklart i Kapittel 4.1.1, og en utbrodering av scenarioene er presentert nedenfor.

4.4.1 Spotpriser

Spotprisene i NO1 for 2019 til 2023 er anvendt i analysen. Videre er det laget et syntetisk spotprisscenario for 2030 som inkluderes i analysen, der metoden for dette er beskrevet i Kapittel 4.3.2. Månedlige spotpriser vises i Figur 4.7 og en oversikt over årlig gjennomsnittspris og årlig standardavvik vises i Tabell 4.1.



Figur 4.7: Utvikling av spotpris fra 2018 til 2023. Blå strek viser månedlig gjennomsnitt, og grått område viser månedlig standardavvik.

Tabell 4.1: Gjennomsnitt og standardavvik for spotprisene i NO1 for 1. januar - 31. oktober hvert år [29]. Prisene for 2030 er syntetisk generert slik som beskrevet i Kapittel 4.3.2.

Spotpris år	Gjennomsnitt [øre/kWh]	Standardavvik [øre/kWh]
2019	38	9
2020	9	8
2021	63	28
2022	194	103
2023	72	50
2030	77	25

4.4.2 Effekttariff

Effekttariffene studert i oppgaven forklares nedenfor og prisene vises i Tabell 4.2.

- **Ingen effekttariff:** Et scenario uten effekttariff. Valgt for å se hvilken innvirkning en nettleie uten effekttariffer kunne fått.
- **2023 effekttariff:** Elvia AS sin effekttariff fra perioden 1. februar - 1. oktober 2023 [82]. Dette er Gardermoen Parkering sin reelle effekttariff i hoveddelen av den studerte perioden.
- **2020 effekttariff:** Elvia AS sin effekttariff i 2020 [82]. Valgt for å se innvirkningen av en tredelt effekttariff, med høyere pris på vinteren og lavere pris på sommeren.
- **Høy effekttariff:** En firedobling av prisen på vinteren og en dobling på sommeren i forhold til 2023 effekttariff. Valgt for å se hvilken innvirkning økt effekttariff i nettleien kunne fått.

Tabell 4.2: Effekttariffene som blir studert i oppgaven. 2023- og 2020 effekttariff er valg fra historiske priser fra Elvia AS [82].

Effekttariffer [kr/kWh]	Vinter (jan, feb, des)	Vinter (mar, nov)	Sommer (apr-okt)
Ingen effekttariff	0	0	0
2023 effekttariff	75	75	32
2020 effekttariff	150	80	23
Høy effekttariff	300	300	75

4.4.3 24 timers ladeperiode

I de tidligere omtalte scenarioene baserer simuleringsmodellen seg på en global optimalisering med fullstendig forutseende evne. I praksis er det flere begrensninger som må tas i betraktning.

For å utforske et mer realistisk sparepotensial, er det utviklet scenarioer der elbilene må lade innen en 24-timers periode. Dette valget er begrunnet med at tilgangen på spotpriser er begrenset til tidsrommet 12 til 36 timer før hver time. Utenfor dette vinduet øker usikkerheten i spotprisen betydelig, spesielt på lang sikt. Følgelig vil en optimalisering begrenset til en 24-timers periode være mer gjennomførbar og realistisk enn forsøk på optimalisering over lengre tidsperioder. Disse simuleringene er gjort med spotpriser fra 2019-2023, og med effekttariff fra 2023 og ekstra høy effekttariff.

Det er viktig å merke seg at selv innenfor disse mer realistiske scenarioene, opererer modellen fortsatt med perfekt forutseende evne. For eksempel vil modellen kunne forutse månedens optimale effekttopp fra første time.

4.4.4 Økt maksimal ladeeffekt

I dagens elbilmarked er det få biler som kan lade med 22 kW, selv om elbilladerne ved Gardermoen Parkering støtter dette. I øvrige scenarioer er bilenes maksimale ladeeffekt satt til den høyeste effekten de faktisk lader ved. Med rask teknologisk utvikling er det mulig at flere elbiler i fremtiden kan lade med høyere effekt. Derfor har alle scenarioene i studien også blitt simulert med en antatt maksimal ladeeffekt på 22 kW. Det blir gjort for å vurdere hvordan økt ladeeffekt kan påvirke det økonomiske potensialet for lastflytting og belastning av kraftnettet.

Kapittel 5

Resultater og diskusjon

I dette kapitlet formidles og diskuteres resultatene fra analyser av de faktiske og de økonomisk optimaliserte ladestrategiene for elbiler ved Gardermoen Parkering. De teoretisk maksimale kostnadsbesparelsene er presentert sammen med optimalisert lastprofil. Optimaliseringen utnytter fleksibiliteten til langtidsparkerte elbiler gjennom lastflytting. Grunnlaget for analysen er en optimaliseringsmodell som benytter lineær programmering for å økonomisk optimalisere ladestrategi.

Innvirkning av varierende spotpriser og effekttariffer på sparepotensial og optimal lastprofil blir analysert. Følgende spotpriser og effekttariffer er studert:

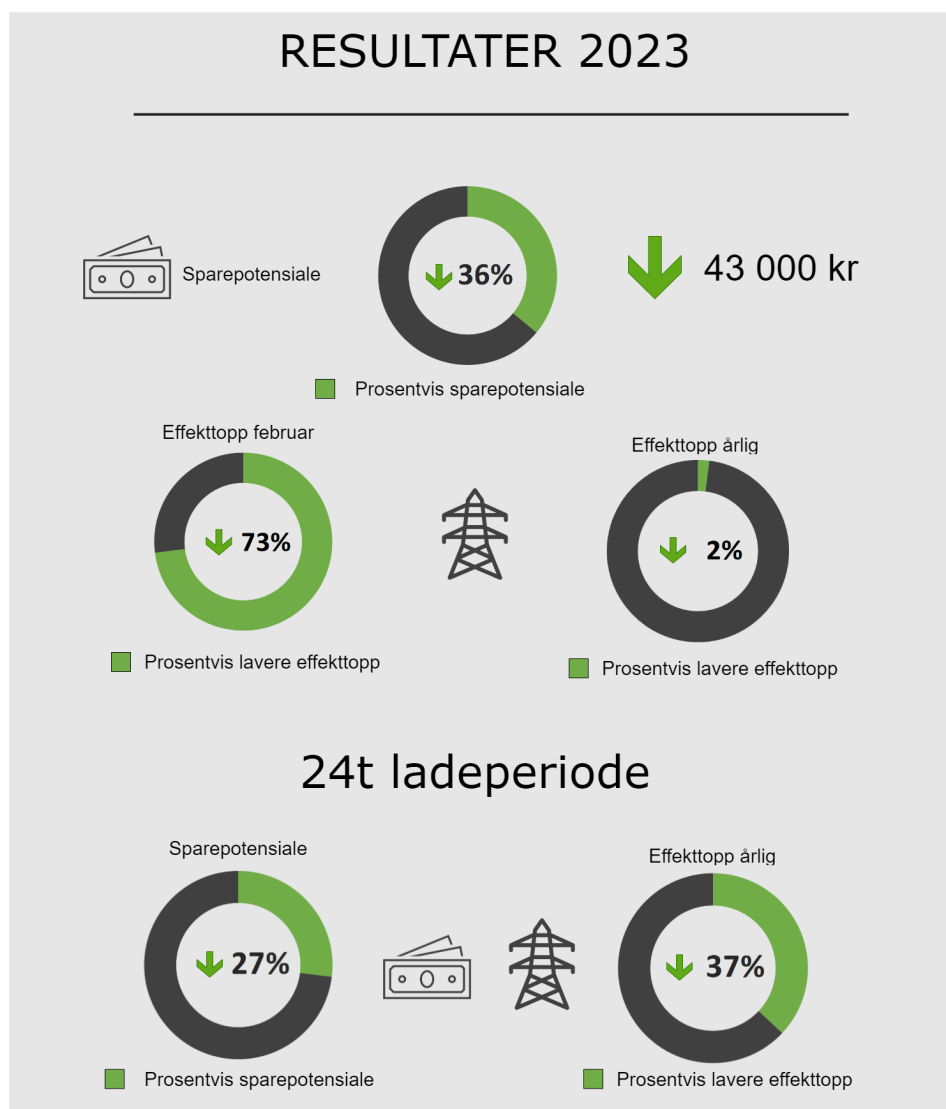
- **Effekttariffer:** 2023 effekttariff, 2020 effekttariff, ingen effekttariff og en syntetisk høyere effekttariff
- **Spotpriser:** 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 + syntetisk 2030

Dette blir gjort ved hjelp av en scenarioanalyse, forklart i Kapittel 4.1.1 og Kapittel 4.4. Datagrunnlaget er reell ladehistorikk fra 3 297 biler fra perioden januar til oktober 2023.

Først presenteres de overordnede resultatene fra studien. Deretter blir det gitt en dypere analyse av resultatene fra 2023, noe som reflekterer de teoretisk mulige kostnadsbesparelsene for perioden som datagrunnlaget er fra. Videre vil en tematisk tilnærming til scenarioanalysen belyse hvordan variasjoner i prissignaler påvirker det økonomiske sparepotensialet, ladestrategi og maksimal belastning av kraftnettet. Til slutt blir en overordnet diskusjon presentert. For klarhetens skyld, vil alle kostnader i resultatene bli avrundet til nærmeste tusen kroner.

5.1 Oversikt over resultater

Ved å optimalisere ladestrategien hadde Gardermoen Parkering i 2023¹ et teoretisk potensial til å spare 36% av kostnadene tilknyttet spotpris og effekttariff, tilsvarende 43 000 kr. Videre ville effekttoppen deres i februar blitt begrenset med 73%. Den årlige effekttoppen² ville avtatt med 2%. Disse resultatene vises i Figur 5.1.



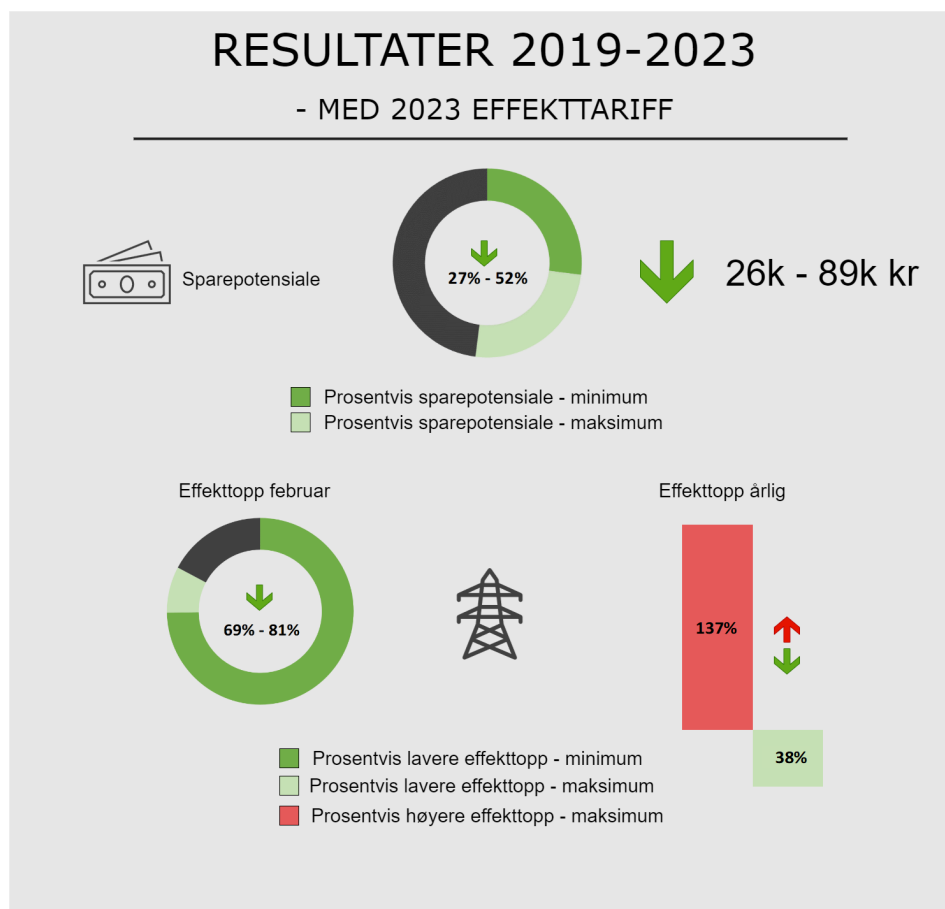
Figur 5.1: Oversikt over resultatene fra analysen med spotpriser og effekttariff fra 2023. «24t ladeperiode» viser resultatene dersom bilene må lade innen 24 timer etter ankomst.

Analyser av ulike scenarier tyder på at kostnadsbesparelsene i stor grad er avhengige av prissignaler, som illustrert i Figur 5.2. Generelt fører både høyere og mer variable spotpriser til økt sparepotensial. Det samme gjelder høyere effekttariffer. En økning i effekttariffen om vinteren bidrar markant til å redusere effekttoppene i denne perioden over alle scenarier. Derimot kan lavere effekttariffer om sommeren medføre økt

¹Spotpriser og effekttariffer fra 2023

²Årlig effekttopp er den timen i løpet av hele året med høyest timeseffekt

maksimal belastning på kraftnettet.

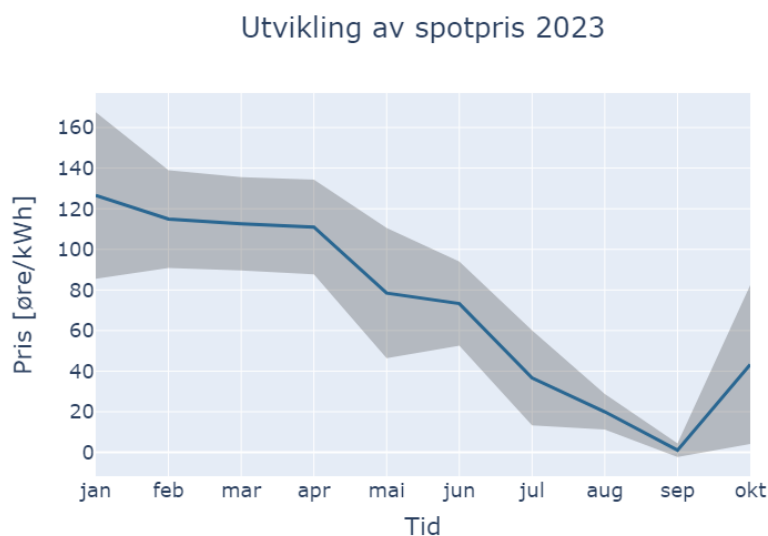


Figur 5.2: Oversikt over resultatene fra analysen av spotpriser fra 2019-2023 med effekttariff fra 2023. Bildet viser at det er et sparepotensial for alle scenarioer samt at effekttoppen i februar avtar for alle scenarioer, men at årlig effekttopp både kan reduseres og øke avhengig av scenario.

Disse funnene representerer det teoretiske sparepotensialet under forutsetning av perfekt forhåndskunnskap om fremtidige forhold, noe som ikke er tilfellet i praksis. Når ladebehovene må innfris innen 24 etter bilenes ankomst, reduseres sparepotensialet til 27% for 2023, som vist i Figur 5.1. Reduksjonen er mest merkbar i år hvor det teoretiske sparepotensialet er høyt, og hvor verdien av energi-arbitrasje er stor. Denne begrensningen gir et mer realistisk bilde av sparepotensialet, ettersom spotprisen ikke er kjent langt frem i tid. Videre ble den årlige effekttoppen redusert ved lading innenfor 24 timer. Dette fordi verdien av energi-arbitrasje avtar når man må lade innenfor en kortere tidsperiode.

5.2 Resultater fra Basisscenarioet - spotpris og effekttariff fra 2023

Nedenfor presenteres detaljerte resultater fra hovedscenarioet som tar i bruk spotpris og effekttariffer fra 2023. Resultatet representerer det reelle teoretiske potensialet for kostnadsbesparelser ved bruk av lastflytting i den studerte perioden. 2023 har vært preget av betydelige svingninger i spotpriser, fra høye priser i vintermånedene til nullpriser i september, vist i Figur 5.3.



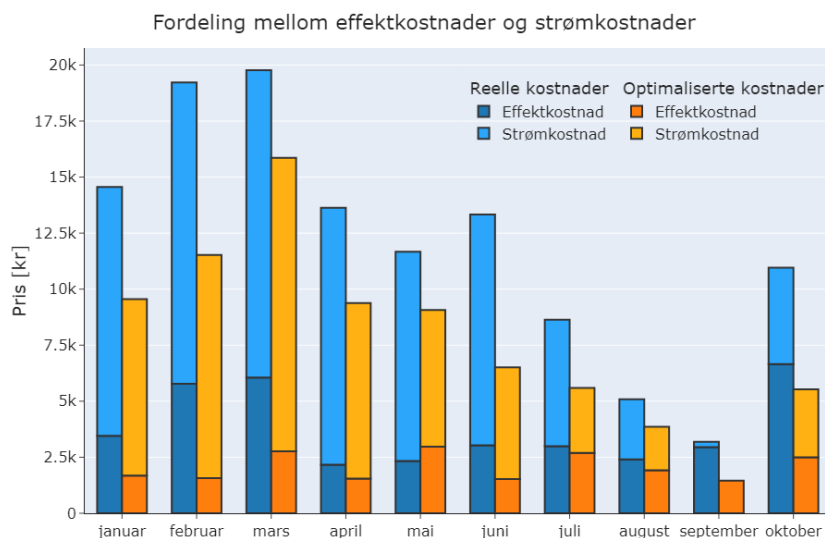
Figur 5.3: Månedlig utvikling av spotpris for 2023 [83]. Blå strek er gjennomsnitt, mens det grå området er standardavvik.

5.2.1 Teoretisk potensial for kostnadsbesparelser

Analysen viser at Gardermoen Parkering hadde et teoretisk potensial til å spare 36% av sine kostnader tilknyttet spotpris og effekttariff, tilsvarende 43 000 kr. Besparelsen skyldes både redusert effektkostnad og utnyttelse av energi-arbitrasje. Redusert effektkostnad blir oppnådd ved lavere effekttopper, mens energi-arbitrasje betyr å flytte lading fra tidsperioder med høy spotpris til perioder med lav spotpris. 60% av kostnadsbesparelsene kommer fra energi-arbitrasje, mens 40% kommer fra lavere effektkostnad.

Kostnadsbesparelsene varierer månedlig, men optimalisert lading resulterer konsekvent til lavere kostnader enn reell lastprofil, noe som vises i Figur 5.4. Bidraget fra effektkostnader og energi-arbitrasje varierer. Effektkostnadene kan øke dersom verdien av energi-arbitrasje er høyere enn kostnaden ved høyere effekttopper. Sparepotensialet er størst i vintermånedene. Det kommer av høyere effekttariff som økte verdien av å begrense effekttopper, samt at verdien av energi-arbitrasje var høy grunnet høye og volatile spotpriser.

Videre viser analysen store månedlige variasjoner i kostnader grunnet spotprisen. Eksempelvis var strømkostnadene i september lave til tross for høyt energiforbruk grunnet lave spotpriser, vist i Figur 5.7 og Figur 5.3.



Figur 5.4: Månedlig kostnad med reell og optimert ladestrategi. Figuren viser både effektkostnader og strømkostnader.

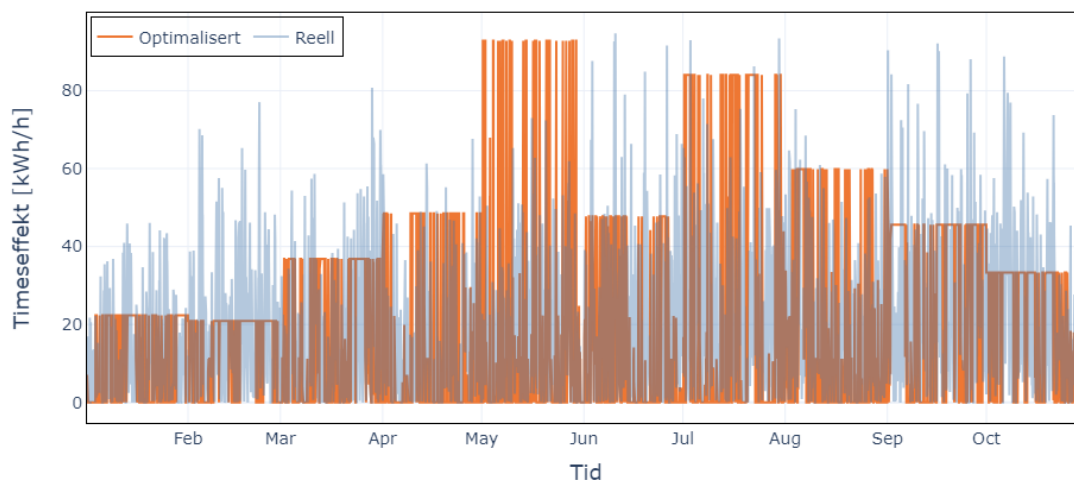
5.2.2 Økonomisk optimal ladestrategi

Den optimaliserte ladestrategien medfører generelt en lavere og jevnere belastning av kraftnettet på vinteren. På sommeren blir det motsatt med mer ujevn belastning og flere timer med høyere effekt. Lastprofilen er illustrert i Figur 5.5. Lastprofilen viser timeseffekt for hver time gjennom året. Det totale energiforbruket er likt mellom reell og optimalisert lastprofil, men tidspunkt og effekt ved ladingen er forandret for den optimaliserte lastprofilen.

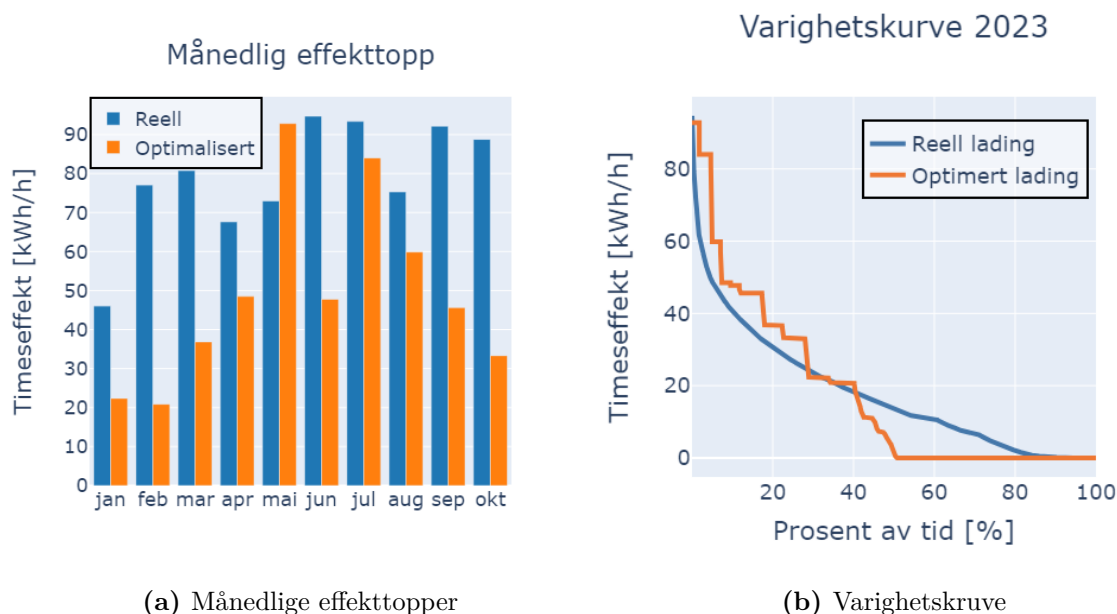
Gardermoen Parkering betaler en månedlig tariff basert på høyeste effekttuttak per måned. Dette betyr at når en ny maksimal effekt er nådd i en gitt måned, finnes det ikke økonomiske incentiver for å redusere effekttuttaket under denne effekten for resten av måneden. Dermed blir det i modellens tilnærming søkt å maksimere bruken av månedens høyeste effekt når spotprisen er på sitt laveste. Dette resulterer blant annet i et tydelig trinnvis skille i overgangen mellom månedene for den optimaliserte lastprofilen i Figur 5.5 og Figur 5.6b. Videre resulterer det i en mer ujevn nettbelastning – det er flere timer med både høy effekt og med null effekt, mens det er færre timer med lavere effekt, noe som vises i Figur 5.6b. Dette indikerer en mer målrettet ladestrategi i den optimaliserte ladingen.

Figur 5.6a viser at de økonomisk optimale effekttoppene i 2023 er lavere enn de reelle effekttoppene i de fleste måneder. Effekttoppen i februar reduseres med 73%, mens den

Lastprofil for optimalisert og reell lading i 2023



Figur 5.5: Optimalisert og reell lastprofil for det virkelige scenarionet fra 2023 med spotpriser og effekttariff fra 2023.



(a) Månedlige effekttopper

(b) Varighetskrurve

Figur 5.6: Månedlige effekttopper (a) og varighetskurve (b) for reell og optimalisert ladestrategi med spotpriser og effekttariff fra 2023.

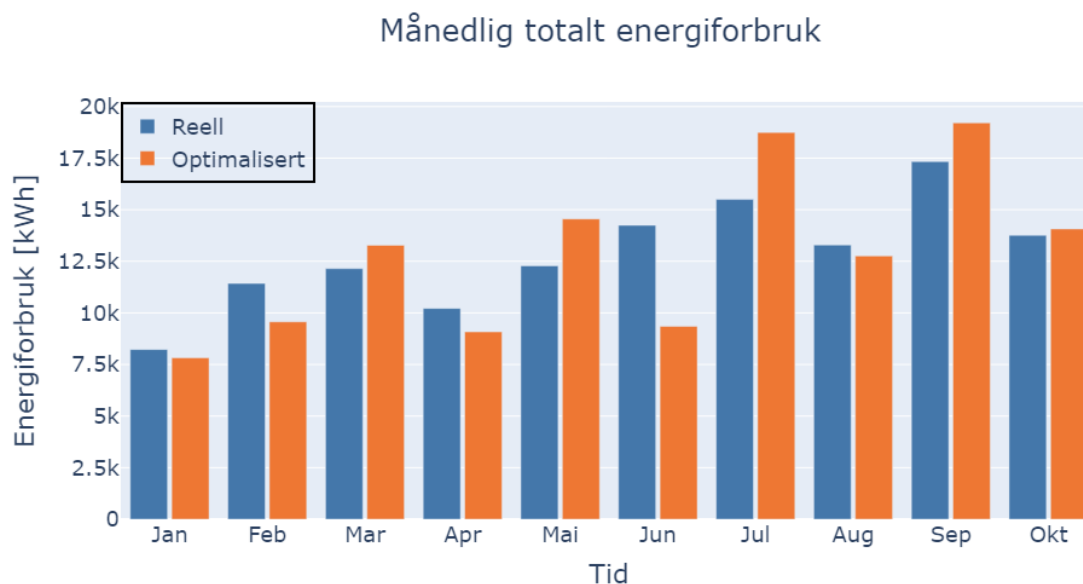
årlige effekttoppen kun reduseres med 2%.

Årsakene til lavere effekttopper i vintermånedene er en kombinasjon av høyere effekttariff og lavere energibehov, der det månedlige energibehovet vises i Figur 5.7. Et lavere energibehov gir et større fleksibilitetspotensial. Det var lønnsomt å redusere belastningen av kraftnettet betydelig i vintermånedene selv med relativt stor volatilitet i spotpriser.

En lavere effekttariff i sommermånedene sammen med høy variasjon i spotpris ga mindre

incentiv til å begrense effekttoppen. Det ville vært teoretisk mulig å begrenset effekttoppene mer enn det som er økonomisk optimalt. På grunn av høye spotpriser med stor variasjon var det økonomisk lønnsomt å ofre høyere effektkostnader for å kunne utnytte energi-arbitrasje i større grad.

Mai er den eneste måneden med økt effekttopp, der økningen er 27% i forhold til reell lastprofil. Dette kan tilskrives en kombinasjon av flere ting: Det var høye spotpriser og stor prisvariasjon, samt lavere effekttariffer noe som gjorde verdien av energi-arbitrasje større enn verdien av lavere effekt-kostnad. Samtidig var gjennomsnittlig spotpris i mai 33 øre/kWh lavere enn i april. Det gjorde at biler parkert i overgangen april/mai i stor grad ventet til mai med å lade opp batteriet, noe man kan se ved flyttet energiforbruk i Figur 5.7. Det er også flyttet noe forbruk fra januar og februar til mars, trolig grunnet en kombinasjon av lavere effekttariffer og spotpriser.



Figur 5.7: Månedlig energiforbruk ved reell og optimalisert ladestrategi. Det totale energiforbruket er likt, men noe forbruk er flyttet mellom måneder.

5.3 Scenarioanalyse - Resultater ved variasjon i prissignaler

I dette kapitlet belyses påvirkningen av prissignaler på det økonomiske sparepotensialet, ladestrategi og maksimal belastning av kraftnettet. Et utvalg av relevante scenarier som illustrerer konklusjonene vil bli fremhevet for hvert tema. De ulike scenarioene er beskrevet i Kapittel 4.4.

Alle optimaliserte lastprofiler får et trinnvis forbruk i alle scenarier, bare med forskjellig amplitude.

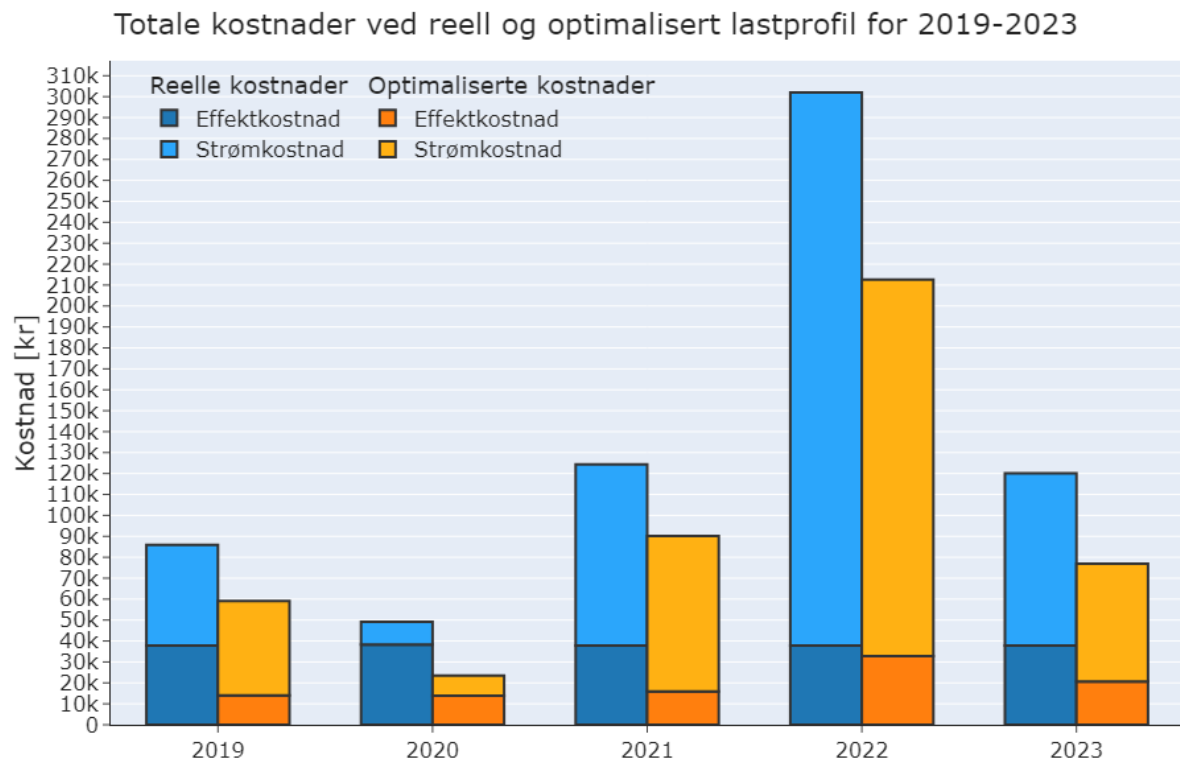
5.3.1 Spotprisens påvirkning på sparepotensial og ladestrategi

For å analysere spotprisens innvirkning på sparepotensialet og ladestrategier, er scenarioene 2020 og 2022 sammenlignet. Dette sammenligningsgrunnlaget muliggjør en vurdering av hvordan en optimalisert ladestrategi og de tilhørende kostnadene ville utartet seg i 2023³, gitt at spotprisene var tilsvarende 2020 og 2022. Valget av disse to årene er strategisk, da 2020 representerer svært lave spotpriser og lav volatilitet mens 2022 representerer svært høye spotpriser og høy volatilitet. Dette gjorde de totale ladekostnadene og sparepotensialet vesentlig høyere i 2022 enn i 2020, noe som vises i Figur 5.8.

I 2022 kom 94% (84 000 kr) av sparepotensialet fra energi-arbitrasje, i motsetning til 2020 der 95% (24 000 kr) av sparepotensialet kom fra lavere effektkostnader. Den prosentvise besparelsen kan være villedende ved vurdering av lønnsomhet ved lastflytting. Dette illustreres ved at den prosentvise besparelsen i 2020 var høyere enn i 2022, med 52% mot 30%. Absolutt sparepotensial målt i kroner er derfor viktigst for å vurdere lønnsomhet.

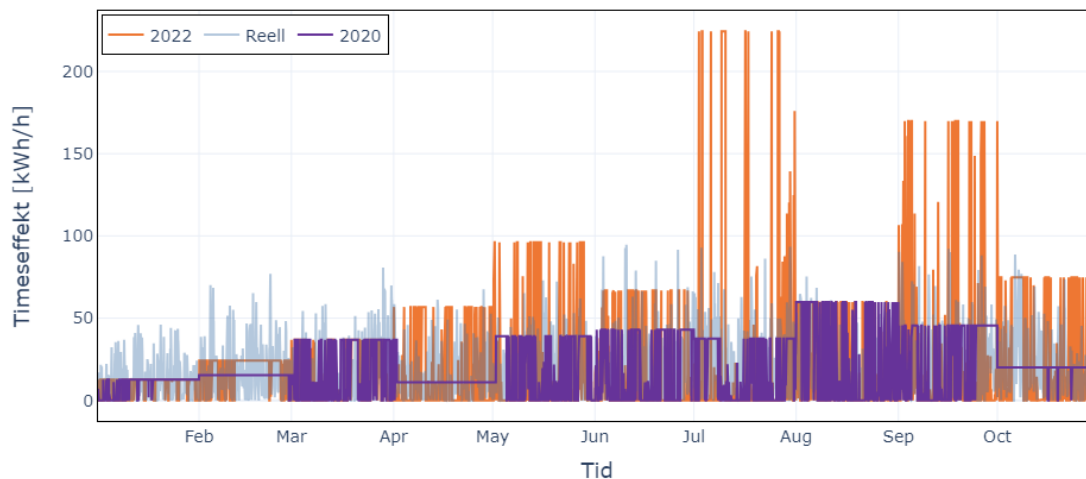
Økonomisk optimal ladestrategi endrer seg markant med spotprisen. Dette illustreres i Figur 5.9 og Figur 5.10. Med spotpriser som i 2020 prioriteres jevn lading, mens i 2022 prioriteres energi-arbitrasje med lading i de timene der spotprisen er relativt lav. Det fører til høye effekttopper i 2022. Eksempelvis var optimal årlig effekttopp for 2022 137% høyere enn ved reell lastprofil.

³De presenterte resultatene i dette delkapitlet er med effekttariff fra 2023.

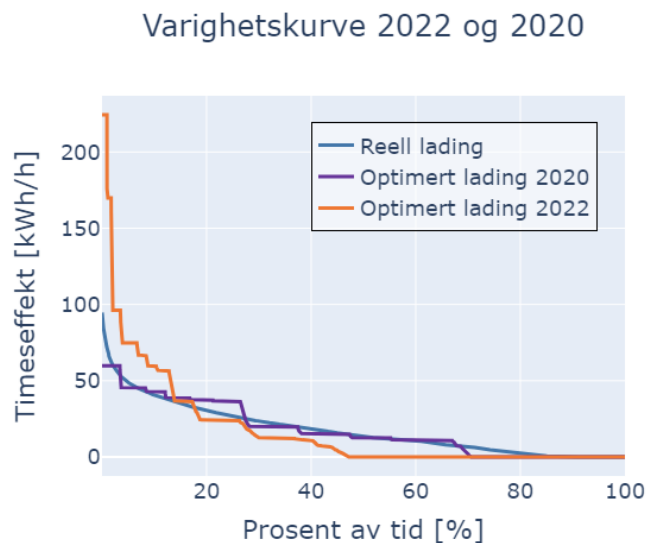


Figur 5.8: Totale kostnader ved reell og optimalisert lastprofil for 2019-2023. Fordeling mellom effekt- og strømkostnader vises også. Resultatene er med effekttariff fra 2023.

Lastprofil for optimalisert lading i 2022 og 2020, sammen med reell lastprofil



Figur 5.9: Optimalisert lastprofil for 2022 og 2020, sammen med den reelle lastprofilen fra 2023. Lastprofilene er med effekttariff fra 2023. Forskjellen i ladestrategi viser betydningen av ulike spotpriser for økonomisk optimal lastprofil.



Figur 5.10: Varighetskurve for optimert lading i 2022 og 2020 sammen med varighetskurve for reell lastprofil fra 2023. Resultatene er med effekttariff fra 2023.

5.3.2 Verdien av energi arbitrasje vs. lavere effektkostnader

Optimaliseringen er en trade-off mellom jevnere forbruk med lavere effekttopper i forhold til energi arbitrasje. Når gjennomsnittsprisene og prisvolatiliteten er høy kommer størstedelen av sparepotensialet fra energi arbitrasje. Når dette er tilfellet er også de totale kostnadsbesparelsene størst, men effekttoppene blir høyere. Dette var tilfellet i årene 2021-2023, og kan bli sett i Figur 5.8.

Ved lavere gjennomsnittspriser og prisvolatilitet kommer hoveddelen av sparepotensialet fra lavere effektkostnader. Dette gjelder årene 2019 og 2020 og er i samsvar med tidligere forskning [69]. Det totale sparepotensialet (i kr) vil i disse tilfellene være lavt, noe som også vises i Figur 5.8.

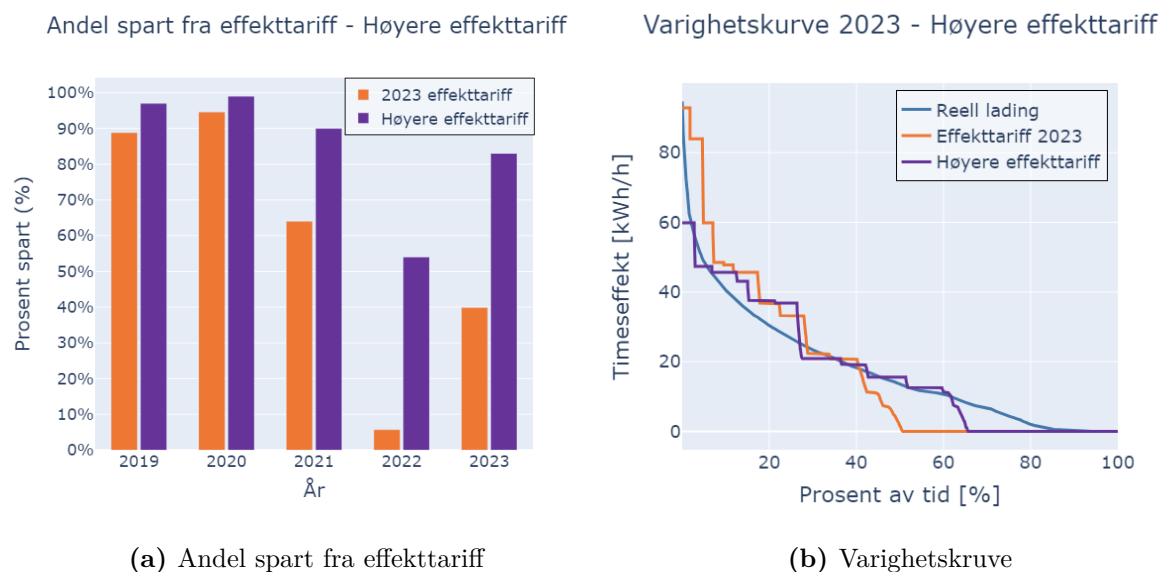
5.3.3 Generelt høyere effekttariffer

For å studere innvirkningen av høyere effekttariff enn dagens er det laget scenarioer med en syntetisk høy effekttariff, se Kapittel 4.4.2.

Høyere effekttariff øker verdien av å begrense effekttoppene. Andel av sparepotensialet som vil komme fra lavere effektkostnader vil derfor øke, noe som kan bli sett i Figur 5.11a. Effekttoppene vil reduseres, noe som blir vist ved varighetskurven i Figur 5.11b. Dette kan være ønskelig for eiere av distribusjonsnett. Samtidig vil det legge begrensninger på muligheten for å drive energi arbitrasje, slik at evnen til å bidra til utjevning av spotpriser avtar.

De totale kostnadene for både strøm og effekt vil øke når effekttariffen øker. En endring i

nettleiestrukturen vil derimot ikke påvirke inntektsrammen til nettselskapene. Det vil si at når effekttariffen øker, så vil andre deler av nettleien reduseres slik at nettselskapets totale inntekter er uforandret. Derimot vil det bli en omfordeling av kostnadene mellom kundene, slik at kunder med høyere effekttopper betaler mer nettleie enn tidligere, mens kunder med lavere effekttopper betaler mindre nettleie enn tidligere. Strømkostnadene vil derimot øke noe, siden høyere prioritering av lavere effekttopper vil redusere den relative prioriteringen av å drive energi-arbitrasje.



Figur 5.11: (a) - Prosentandel spart fra effektkostnader ved høyere effekttariff i forhold til ved effekttariff fra 2023. (b) - Varighetskurve med spotpriser fra 2023 for høyere effekttariff og effekttariff fra 2023, sammen med varighetskurve for reell lastprofil.

5.3.4 Høyere effekttariff om vinteren

Norges effekttopp og laveste effektbalanse oppstår normalt en kald vinterdag i februar. Siden kraftnettet må dimensjoneres etter maksimal belastning ønsker nettselskapene å begrense effekttoppene. Effekttariffen er derfor høyere på vinteren enn om sommeren.

Resultatene viser at det for alle spotpriser fra 2019-2023⁴ var lønnsomt med en betydelig lavere belastning av kraftnettet i februar. Effekttoppen ble omtrent 70-80% redusert. Det viser at incentivene fra nettselskapene fungerte i dette caset.

Det er likevel viktig å merke seg at Gardermoen Parkering sitt energibehov på vinteren var lavere enn resten av året. Et høyere energibehov på vinteren kunne medført lavere prioritering av å begrense effekttopper, da verdien av energi-arbitrasje ville vært større. Dette er imidlertid ikke blitt studert.

Med lavere effekttariff og høyere energibehov om sommeren, vil verdien av energi-arbitrasje øke. Når i tillegg gjennomsnittlig spotpris og prisvolatilitet er høy, vil dette kunne medføre høyere effekttopper. Dette var tilfellet i 2022, se Kapittel 5.3.1 og Figur 5.9. For årene 2019-2021 bidro effekttariffen⁵ fortsatt til å redusere maksimal effekttopp med 30-40%.

5.3.5 Tredelt effekttariff (2020)

Elvia AS hadde i flere år en tredelt effekttariff, karakterisert av høyere priser i vintermånedene og lavere priser på sommeren sammenlignet med 2023-tariffen, presentert i Kapittel 4.4.2 [82]. Resultatene viser at sparepotensialet med den tredelte effekttariffen overgår sparepotensialet med 2023-effekttariffen, men kun med en marginal forskjell på under 5 000 kr for alle år utenom 2022 da sparepotensialet økte med 9 000 kr.

Videre viser resultatene at effekttoppen i februar ville blitt marginalt redusert i forhold til 2023-effekttariffen. I sommermånedene ville den tredelte effekttariffen medført høyere effekttopper enn 2023-tariffen. Eksempelvis ville den årlige effekttoppen i 2021 blitt 18% høyere i forhold til 37% lavere med 2023-effekttariff.

5.3.6 Nettleie uten effekttariff

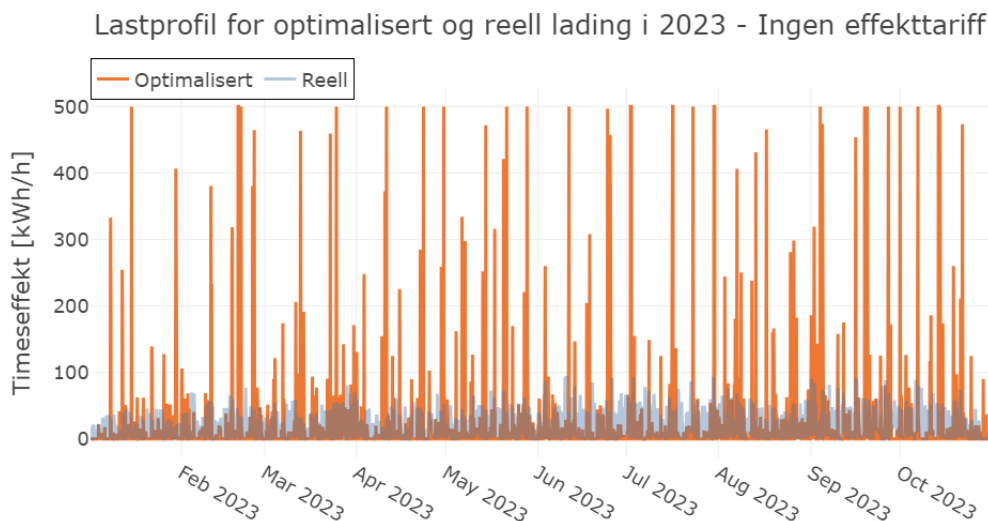
De økonomiske incentivene ved en nettleie uten effekttariff har blitt studert. Uten effekttariff vil sparepotensialet kun komme fra energi-arbitrasje. Da ville økonomisk optimal ladestrategi vært å maksimere belastningen av kraftnettet når spotprisene er lavest. Dette skaper flere effekttopper tilsvarende ladeanleggets kapasitet, som i denne optimaliseringen er satt til 500 kW. Optimal lastprofil for 2023 uten effekttariff er vist i Figur

⁴Med effekttariff fra 2020 og 2023

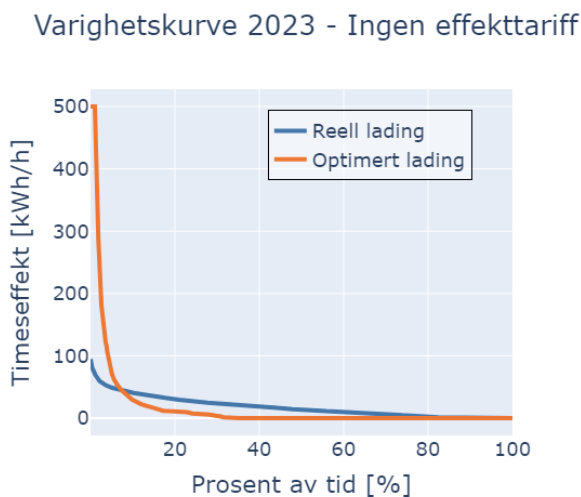
⁵Effekttariff fra 2023

5.12. I praksis vil optimal lading fungere som en av-på-bryter. Varighetskurven i Figur 5.13 viser at i 70% av tiden lades ingen biler, mens i resterende tid lades det maksimalt, kun begrenset av elbilene og kapasiteten til anlegget.

Spotpriser for andre år resulterer i en sammenlignbar lastprofil og varighetskurve. Dette viser at effekttariffer i stor grad gir et økonomisk incentiv til å begrense effekttopper.



Figur 5.12: Optimalisert og reell lastprofil for 2023 dersom nettleien ikke hadde inneholdt effekttariff.



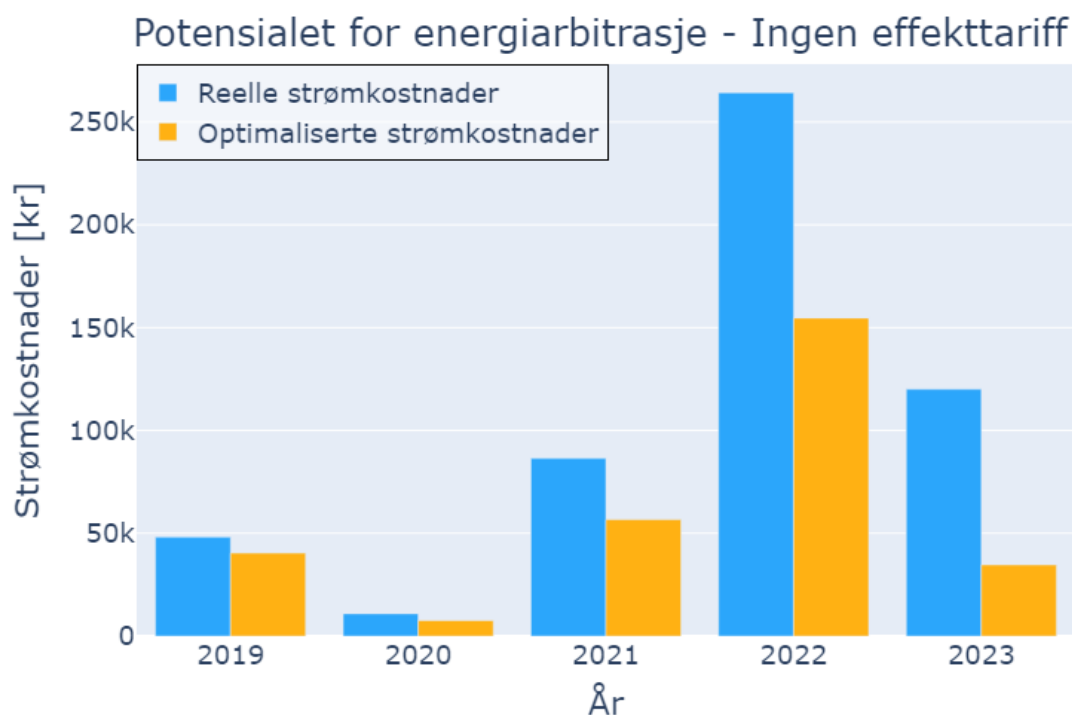
Figur 5.13: Varighetskurve for 2023 dersom nettleien ikke hadde inneholdt effekttariff.

5.3.7 Ingen effekttariff: Maksimal verdi av energi arbitrasje

Ved å studere scenarioer uten effekttariff får man frem det maksimale potensialet for energi arbitrasje. I scenarioene med effekttariff vil ikke hele dette potensialet bli utnyttet.

Den maksimale verdien av energi arbitrasje varierer avhengig av hvor stor prisvolatiliteten er, vist i Figur 5.14. Høy absolutt volatilitet gir stor absolutt kostnadsbesparelse. Høy relativ volatilitet gir stor relativ kostnadsbesparelse, men ikke nødvendigvis høy absolutt kostnadsbesparelse. Videre underbygges det av Figur 2.10 som viser at gjennomsnittlig spotpris over døgnet er nesten konstant for både 2019 og 2020, mens i 2022 og 2023 er den daglige gjennomsnittlige profilen mer variabel.

Samlet sett tyder funnene på at sparepotensialet fra energi arbitrasje styrkes når absolutt volatilitet i spotpriser øker. Ved lav absolutt volatilitet, spesielt ved lave spotpriser, blir verdien av energi arbitrasje lav uavhengig av eventuelle effekttariffer. Variasjon i spotpris påvirker derfor også økonomisk optimal ladestrategi, der økende volatilitet gradvis skifter fokuset fra å minimere effekttopper til å maksimere utbyttet av energi arbitrasje.



Figur 5.14: Maksimalt potensial for energi arbitrasje ved spotpriser fra 2019-2023. Resultatene er funnet ved å studere scenarioer uten effekttariff.

5.3.8 Hypotetisk potensial for lastflytting i 2030

Dette delkapitlet utforsker potensialet for lastflytting i fremtiden ved å anvende et enkelt spotprisscenario for 2030, ytterligere beskrevet i Kapittel 4.3.2. De presenterte resulta-

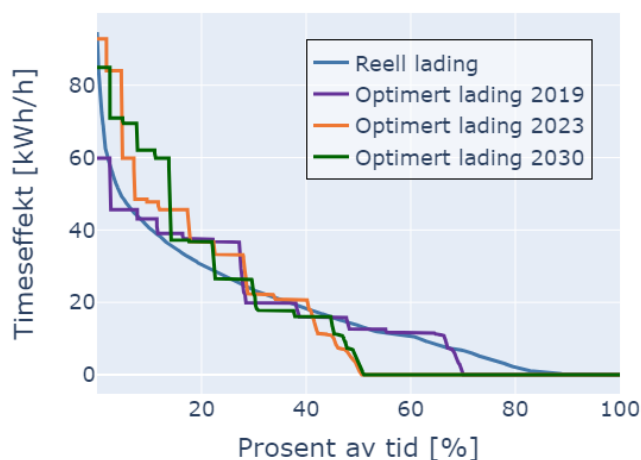
tene er med reelt forbruk og effekttariff fra 2023.

Optimaliseringen antyder et teoretisk sparepotensial i 2030 som er sammenlignbart med 2023. I tillegg er bidraget fra energi-arbitrasje og lavere effektkostnader til det totale sparepotensialet likt som i 2023. Potensialet er anslått til 45 000 kr. Den årlige gjennomsnittlige spotprisen og prisvolatiliteten er relativt lik mellom 2023 og 2030.

Scenariet for 2030 skal belyse hvordan en økt volatilitet i spotprisene kan påvirke potensialet for lastflytting. Prisene de siste årene, fra 2021-2023, har derimot vært ekstraordinære med en høyere volatilitet enn det som er ventet i 2030. Det er derfor ikke ventet et betydelig høyere sparepotensial i 2030 enn potensialet var de siste årene. I 2022 var sparepotensialet større enn forventet for 2030.

Sammenlignet med «den gamle normalen» fra 2019, økte det absolutte sparepotensialet med 40%. Effekttoppene er ventet å være noe lavere enn i 2023, men høyere enn i 2019 for de fleste måneder. Varighetskurvene for disse årene er illustrert i Figur 5.15. Økonomisk optimal belastning av kraftnettet i 2030 er relativt sammenlignbart med 2023.

Varighetskurve 2019, 2023 og 2030



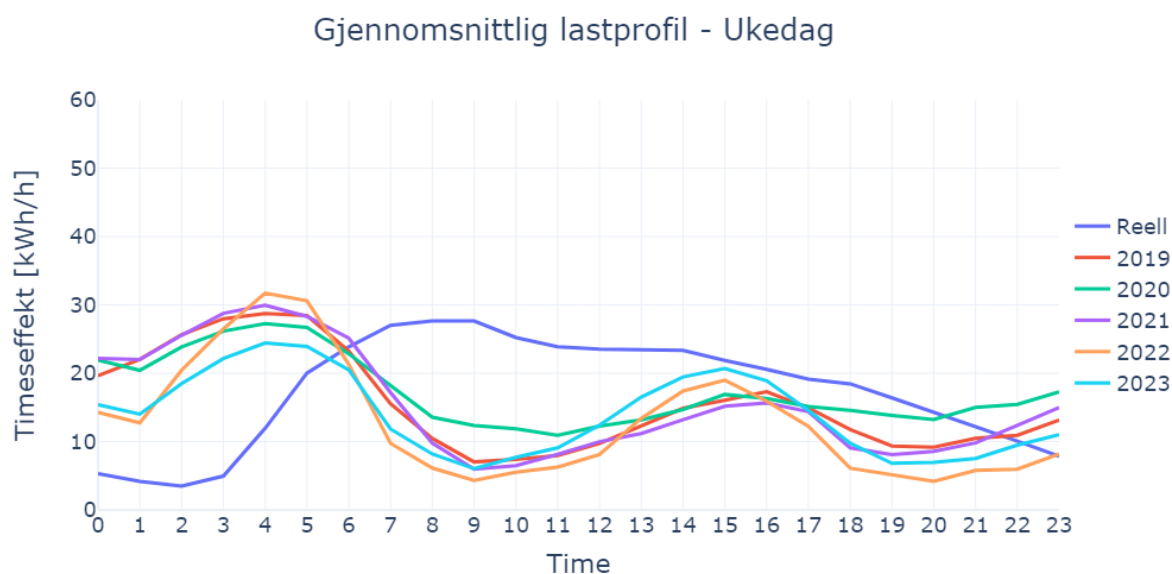
Figur 5.15: Varighetskurve for 2019, 2023 og 2030 sammen med reell varighetskurve. 2030 er et hypotetisk prisscenario, og effekttariffer for 2023 er brukt for alle prisscenarioene.

5.3.9 Optimal daglig lastprofil

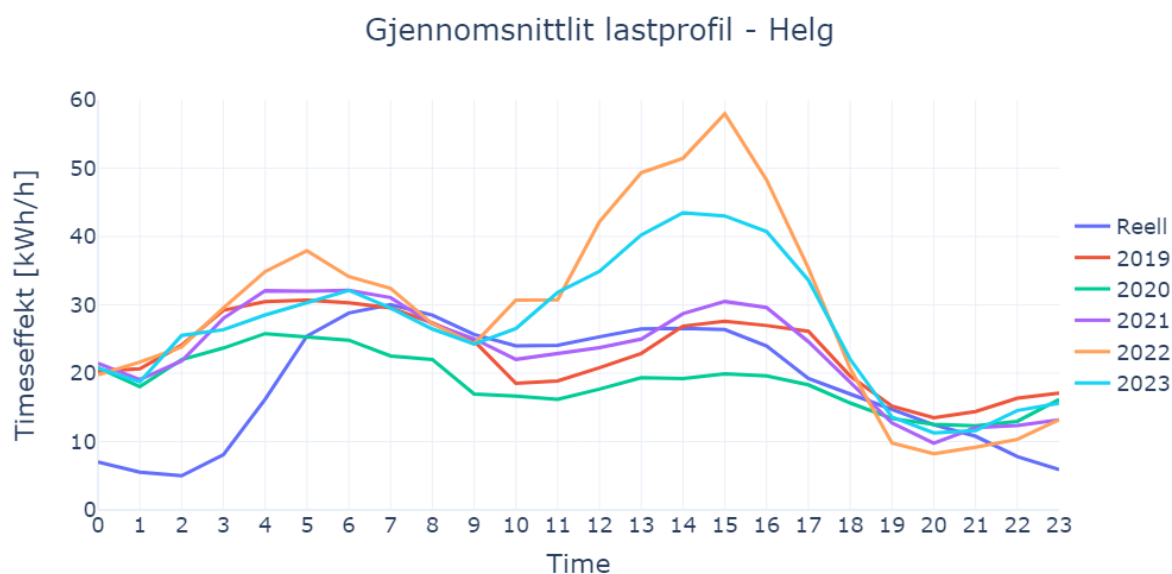
Figur 5.16 illustrerer den daglige gjennomsnittlige lastprofilen for reell og optimalisert lading fra 2019-2023⁶. Den reelle effekttoppen kl 07-09 i ukedagene sammenfaller med den nasjonale daglige effekttoppen, vist i Figur 2.6. I den optimale lastprofilen er hovedsakelig last forskyvet fra hverdager kl 06-14 og 17-21 til tidsrommet kl 21-06 på

⁶Med effekttariff fra 2023.

hverdager, samt til helg. Årsaken er lavere spotpriser, vist i Figur 5.17. Lastflyttingen bidrar til dalfylling og jevnere utnyttelse av det norske kraftnettet.



(a) Gjennomsnittlig lastprofil - Ukedag

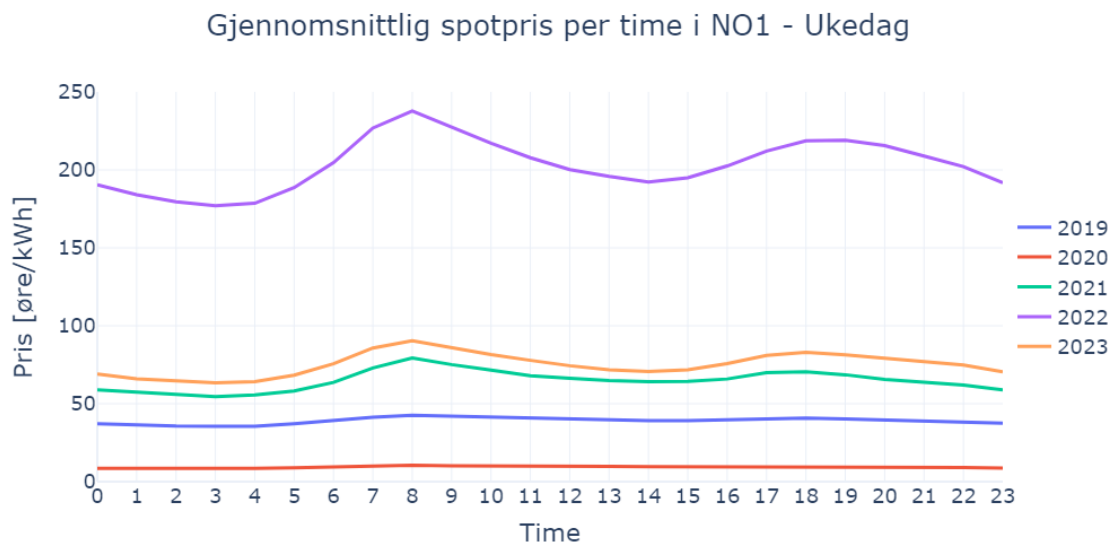


(b) Gjennomsnittlig lastprofil - Helg

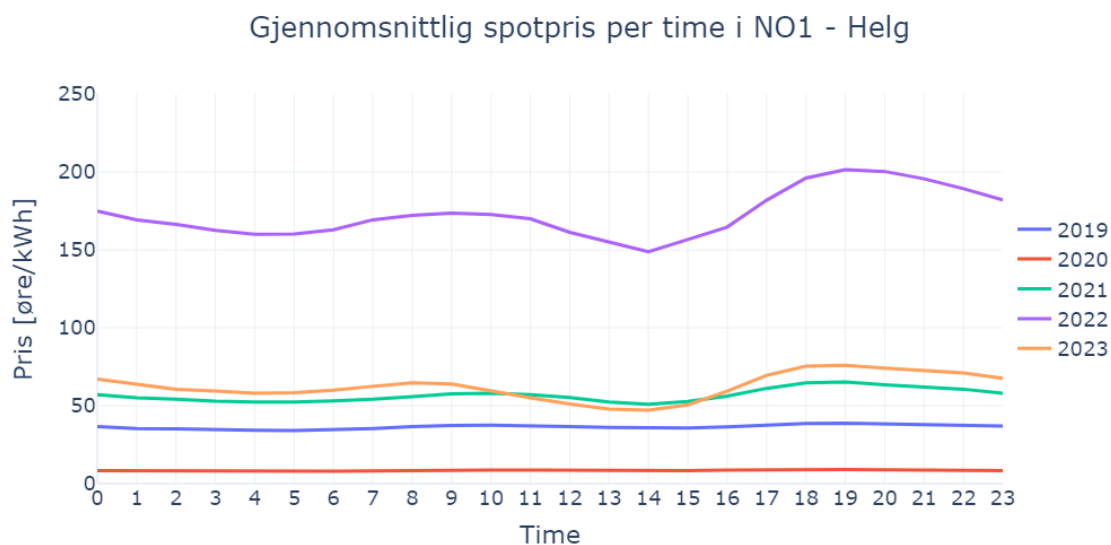
Figur 5.16: Gjennomsnittlig timeseffekt per time i døgnet for reell og optimalisert lading i den studerte perioden (januar - oktober). a) viser for ukedager og b) viser for helg. Effekttariff fra 2023 er brukt og dataene er vist i norsk tid.

I ukedagene vil forbruket generelt være lavere enn reell lastprofil og lastprofilen vil være variabel med et tydelig timesvis mønster. I helgene er lastprofilen relativt flat for de fleste scenarioer utenom 2022 og 2023.

I 2022 og 2023 er mye forbruk flyttet til helg kl 12-17. Konsekvensen er at effektuttaket



(a) Gjennomsnittlige spotpriser - Ukedag



(b) Gjennomsnittlige spotpriser - Helg

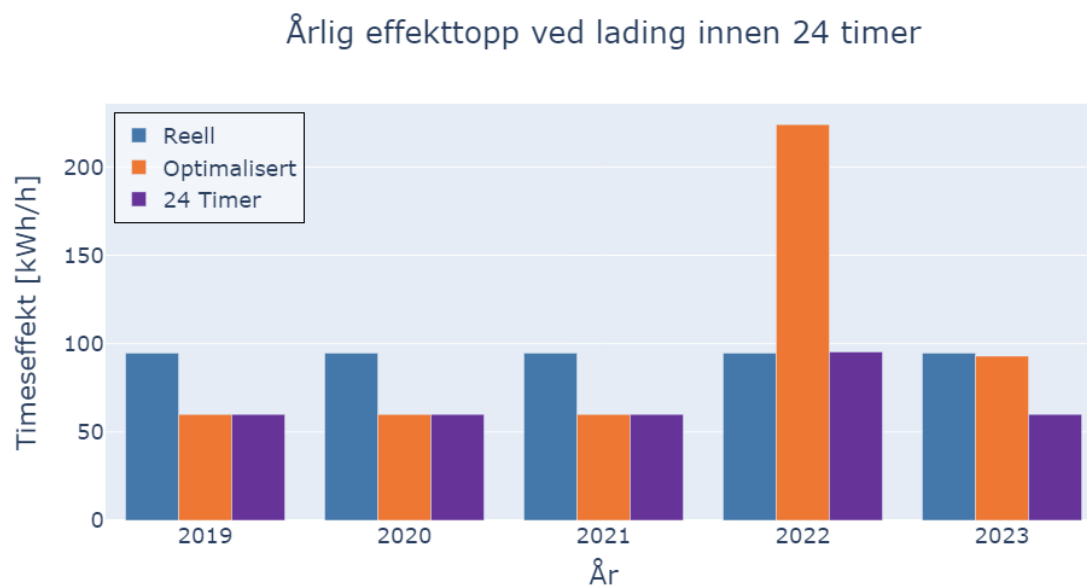
Figur 5.17: Gjennomsnittlige spotpriser per time i døgnet i NO1 for den studerte perioden fra hvert år (januar - oktober). a) viser for ukedager og b) viser for helg. Dataene er vist i norsk tid.

i det nevnte tidsrommet øker, men dette er ikke alene hva som bestemmer månedens effekttopp. Norges gjennomsnittlige effektuttak de samme timene er normalt relativt lav, vist i Figur 2.6. Som et resultat bidrar dette mønsteret til å jevne ut energiforbruket på et nasjonalt nivå, noe som inkluderer en utjevning av forbruksforskjeller mellom ukedager og helg. En slik lastflytting forventes å ha en gunstig effekt på det overordnede kraftsystemet i Norge.

5.3.10 Lading innen 24 timer etter ankomst

Oppnåelsen av det teoretiske sparepotensialet er i praksis ikke mulig. Å begrense lading til 24 timer innen ankomst er et forsøk på å finne et mer realistisk sparepotensiale, som beskrevet i Kapittel 4.4.3. Resultatene viser at sparepotensialet i 2023 ville vært 33 000 kr. Det vil si en reduksjon i sparepotensialet på 10 000 kr, og det prosentvise sparepotensialet er redusert til 27%. Den største reduksjonen observeres for årene 2022 og 2023 som er årene med de originalt høyeste sparepotensialene og der majoriteten av reduksjonene kommer fra energi-arbitrasje. For 2022 går sparepotensialet ned fra 89 000 kr til 55 000 kr. For 2019 og 2020, der hoveddelen av det originale sparepotensialet kommer fra lavere effektkostnader, er forskjellen kun 3 000 kr.

En forkortet ladeperiode reduserer mulighetene for energi-arbitrasje. Som en konsekvens øker den relative verdien av å minimere effektkostnader. Dette resulterer i en betydelig reduksjon av den årlige effekttoppen i 2022 og 2023, noe som vises i Figur 5.18. I 2022 blir årlig effekttopp kun 1% høyere enn reell årlig effekttopp, i motsetning til 137% høyere effekttopp når ladingen kan skje fritt mellom ankomst og avreise. I de resterende årene ville effekttoppen vært uforandret.



Figur 5.18: Forskjell i årlig effekttopp mellom reell lastprofil, optimalisert lading med fri lading mellom ankomst og avreise og optimalisert lading innenfor 24 timer etter ankomst. Resultatene er med effekttariff fra 2023.

5.3.11 Konsekvenser av økt maksimal ladeeffekt for elbiler

Dersom alle elbilene ved Gardermoen Parkering kunne ladet ved 22 kW ville fleksibilitetspotensialet økt. Dette ville imidlertid hatt en ubetydelig innvirkning på det økonomiske potensialet for lastflytting i det studerte caset. For 2023⁷ ville ekstragevinsten vært under 1000 kr, noe som i stor grad er representativt for alle studerte scenarier. Det viser at det økonomiske potensialet i stor grad blir fullt utnyttet ved dagens ladeeffekt.

Det økte fleksibilitetspotensialet kunne medført både en høyere og en lavere maksimal belastning av kraftnettet. Utfallet avhenger av hvilken forandring i lastprofilen som vil føre til størst kostnadsbesparelser. I scenarier der potensialet for energi-arbitrasje er høyt vil årlig effekttopp øke med omtrent 6 kW⁷ (2022 og 2023), mens i scenarier der potensialet for energi-arbitrasje er lavt vil årlig effekttopp avta med omtrent 15 kW⁷ (2019 og 2020). En lavere belastning av kraftnettet kan oppstå fordi en høyere maksimal ladeeffekt muliggjør at færre biler må lade samtidig. Påvirkningen på kraftnettet er likevel begrenset. En høyere maksimal ladeeffekt for elbiler har derfor liten innvirkning på resultatene i dette caset.

5.4 Overordnet diskusjon

5.4.1 Lønnsomhet for lastflytting

Gardermoen Parkering sitt teoretiske sparepotensial var 43 000 kr i 2023 og 27 000 kr i 2019. Forskjellen skyldes høyere og mer volatile spotpriser i 2023. Sparepotensialet i 2030 er ventet å være tilsvarende som i 2023 grunnet høy volatilitet i spotpriser. Sparepotensialet i 2022 var 89 000 kr, men er ikke et representativt fremtidsscenario [18].

Ved en eventuell implementering av lastflytting må Gardermoen Parkering trolig kjøpe eller leie programvare. For å få en avansert løsning for lastflytting er det sannsynlig at de vil trenge en spesialtilpasset programvare siden få kunder ligner dem. Investerings- og driftskostnadene for en spesialtilpasset programvare vil være betydelige. En utvikler koster over 30 000 kr i uken og tilgang til spotpriser fra Nord Pool koster over 35 000 kr i året [84][85][83]. Med deres begrensede sparepotensial vil derfor en spesialtilpasset løsning som inkluderer optimalisering til spotpriser trolig ikke være lønnsom.

En enklere og rimeligere tilnærming til lastflytting kan ha potensial for å bli lønnsom. Et eksempel er å lage en standardisert løsning som dynamisk begrenser den maksimale kapasiteten til ladeanlegget slik at effekttopper vil avta. Med Gardermoen Parkering sin lastprofil i dag vil dette også automatisk medføre en flytting av last til timer med

⁷Spotpriser og effekttariff fra 2023

lavere spotpris. Siden de fleste biler er langtidsparkerte er det lite sannsynlig at en moderat begrensning av ladeanleggets kapasitet vil påvirke kundenes opplevelse. Et annet alternativ er å utsette lading av et utvalg elbiler til midnatt for alle biler som står parkert i over ett døgn. På den måten vil lavere spotpriser kunne bli utnyttet. Å starte alle ladesykluser samtidig vil derimot føre til høyere effekttopper, noe som må bli tatt hensyn til. Ved slike enkle ladestrategier vil sparepotensialet være lavere. Samtidig vil utviklings- og driftskostnadene være betydelig lavere. Det er derfor mulig at en enklere løsning raskere vil lønne seg økonomisk.

I denne oppgaven er etterlading⁸ ekskludert. En enkel analyse i Vedlegg A viser at Gardermoen Parkering sine kostnader ved etterlading er større enn et realistisk sparepotensial⁹ for lastflytting i 2021-2023. Under 15% av de parkerte bilene står for over 70% av etterladingen. Dette er trolig biler som stilles inn i «Sentry Mode», en overvåkingsmodus som krever mye energi. Ved høye spotpriser har de derfor en betydelig kostnad for etterlading som kun gagnar noen få kunder.

5.4.2 Belastning av kraftnett

Resultatene fra studien indikerer at lastflytting kan redusere effekttoppene for Gardermoen Parkering, særlig i vintermånedene. Dette viser at nettselskapenes incentiv med høyere effekttariffer om vinteren fungerer. En slik strategi kan ha positive ringvirkninger på sentral- og distribusjonsnettet, ved at forbruket flyttes fra perioder med høy- til lav belastning. Dette kan frigjøre effektkapasitet og redusere behovet for nye nettinvesteringer [4].

På den andre siden kan økonomisk optimalisering under visse forhold føre til økte effekttopper, spesielt i tider med høye spotpriser, høy prisvolatilitet og lave effekttariffer. Årsaken er at belastningen vil øke i timene med relativt lav spotpris. Om disse nye effekttoppene er fordelaktige eller ikke vil trolig avhenge av tidspunktet og hvor i kraftnettet de oppstår [9]. Med forventninger om økt prisvolatilitet, kan denne effekten bli mer fremtredende.

Nye effekttopper for Gardermoen Parkering vil oppstå i perioden mai-oktober. I sommermånedene er belastningen av det norske kraftnettet lavere enn om vinteren. Selvom en ny og høyere effekttopp for Gardermoen Parkering vil oppstå kl 08 i juli (tidspunkt for daglig effekttopp), vil dette ikke medføre at den årlige effekttoppen i Norge øker. Siden kraftnettet dimensjoneres etter den årlige effekttoppen, vil høyere effekttopper i sommermånedene trolig ikke medføre behov for nye nettinvesteringer i sentralnettet. Videre indikerer analysene at lastflytting bidrar til en jevnere fordeling av energiforbruket innad

⁸All lading som skjer mer enn 24 timer etter ankomst.

⁹Tilsvarende sparepotensial som ved optimal opplading av elbiler innen 24 timer etter ankomst.

i dagen, der forbruket reduseres på formiddagen og øker om natten (dalfylling). Dette bidrar til å redusere de daglige nasjonale effekttoppene. Videre vil økt energi-arbitrasje medføre utjevning av spotpriser og bedre utnyttelse av fornybar kraftproduksjon. Totalt er det derfor sannsynlig at lastflytting vil ha en positiv innvirkning på det overordnede kraftsystemet.

Påvirkningen på distribusjonsnettene kan derimot være både positiv og negativ. Som påpekt i [61] kan tilpasningen av forbruk til spotpriser resultere i en høy samtidighetsfaktor blant kunder. Hvis mange kunder i samme nærområde opplever en høy samtidighetsfaktor, kan dette føre til lokale effekttopper. Markedet tar ikke hensyn til interne begrensninger innad i prisområder, og nye effekttopper har derfor et potensial til å skape overbelastninger. [9] understøtter dette ved å påpeke at smartlading av elbiler kan ha både positive og negative effekter for kraftnettet. De fant at en lokal konsentrasjon av elbiler som benytter smartlading kan lede til utilsiktede konsekvenser, da nasjonale incentiver ikke alltid samsvarer med lokale utfordringer [9]. Dette kan medføre utfordringer for nettselskapene, selv om endringene er fordelaktige for sentralnettene.

5.4.3 Begrensninger ved metode

Metoden som er blitt benyttet i denne oppgaven har flere begrensninger. De viktigste begrensningene er listet opp nedenfor.

- Begrenset datagrunnlag
- Global optimalisering
- Påvirkning på virkningsgrad
- Etterlading

Begrenset datagrunnlag

Resultatene baserer seg på 10 måneder med ladehistorikk. Det er ikke blitt studert hvordan en forandring i lastprofil, eksempelvis ved økende antall elbiler, ville påvirket resultatene. De overordnede resultatene vil likevel være representative.

Global optimalisering

Optimaliseringsmetoden som blir benyttet er en global optimalisering som finner den teoretisk optimale lastprofilen. I virkeligheten vil kunnskap om fremtiden være begrenset noe som gjør at både sparepotensialet vil være lavere og lastprofilen annerledes. Det virkelige potensialet er ukjent.

Ukjente parametere i virkeligheten er blant annet spotpriser, bilens SoC og ladebehov, ankomst- og avreisetidspunkt og hvor mange biler som vil komme. Disse parametrene må predikteres, noe som vil være unøyaktig.

Tidligere forskning på batterier antyder at 70-80% av det teoretiske potensialet kan utnytted [86]. Optimalisering av elbillading har flere ukjente parametre enn optimalisering av et stasjonært batteri, noe som kan gjøre virkelig potensial lavere. Resultatet ved lading innen 24 timer etter ankomst viste at 77% av det originale sparepotensialet i 2023 ble utnyttet. Med alle begrensninger er det sannsynlig at det oppnåelige sparepotensialet i virkeligheten ville vært lavere.

Reell optimalisering kan føre til både lavere og høyere effekttopper. Scenarioene med lading innen 24 timer etter ankomst viste at effekttoppene avtok grunnet lavere verdi av energi-arbitrasje. Det kan hende denne trenden ville blitt forsterket ved lastflytting i virkeligheten. På den andre siden kan en feilprediktering gjøre at modellen predikterer en høyere optimal effekttopp eller at uforutsett energibehov tvinger frem en høyere belastning. Det er derimot lite sannsynlig at de høyeste optimale effekttoppene fra 2022 ville blitt observert i virkeligheten. Årsaken til dette er blant annet at potensialet for energi-arbitrasje vil være lavere i virkeligheten, på samme måte som for 24 timers-scenarioet. Videre er det enklere og en mer robust strategi å begrense effektkostnader i forhold til å drive energi-arbitrasje.

Påvirkning på virkningsgrad

Det er ikke blitt studert hvordan lastflytting påvirker virkningsgraden for elbillading. Dersom virkningsgraden går ned kan lastflytting bidra til å øke energibehovet.

Etterlading

Etterlading vil påvirke potensialet for lastflytting, men det er ikke studert hvilken og hvor stor innvirkning dette vil ha. Gardermoen Parkering sin kostnad tilknyttet etterlading er i dag betydelig når spotprisene er høye.

Kapittel 6

Konklusjon

Målet med denne oppgaven var å studere det økonomiske potensialet for lastflytting av elbillading ved Gardermoen Parkering. De teoretisk maksimale kostnadsbesparelsene ble kartlagt. I tillegg ble det studert hvordan prissignaler fra spotpriser og effekttariffer påvirker potensialet for kostnadsbesparelser, optimal ladestrategi og maksimal belastning av kraftnettet. Metoden som ble benyttet var økonomisk optimalisering av historisk lastprofil ved lineær optimalisering, der spotpriser og effekttariffer ble hensyntatt.

Funnene viser at Gardermoen Parkering maksimalt kunne spart 36% av kostnadene tilknyttet spotpriser og effekttariffer i 2023, tilsvarende 43 000 kr. Høye og volatile spotpriser fører til et større sparepotensial grunnet en større verdi av energi-arbitrasje. I 2023 var spotprisene både høye og volatile, mens i 2019 og 2020 var spotpriser og prisvolatilitet lav. Det resulterte i et sparepotensial i 2019 og 2020 på 26-27 000 kr. Et syntetisk prisscenario for 2030, laget med utgangspunkt i NVE sine antagelser om utvikling i spotpris, viste et teoretisk sparepotensial omtrent likt som 2023.

Økonomisk optimalisering av ladestrategi fører i de fleste tilfeller til lavere effekttopper. Ved høyere effekttariffer blir denne påvirkningen forsterket. En høyere effekttariff i vintermånedene ville bidratt til å redusere effekttoppene i februar med minimum 70% i forhold til reell effekttopp for alle scenarioer. Samtidig vil større prioritering av effektkostnader redusere muligheten til å drive energi-arbitrasje, slik at bidraget til utjevning av spotpriser avtar.

Ved dagens effekttariff kan det bli økonomisk optimalt å belaste kraftnettet hardere enn det Gardermoen Parkering gjør i dag. Dette er tilfellet i noen scenarioer med høy verdi av energi-arbitrasje. Eksempelvis var 2022 et ekstremscenario der den økonomisk optimale ladestrategien ville medført en økning av årlig effekttopp på 137%.

Disse funnene representerer det teoretiske sparepotensialet under forutsetning av perfekt

forhåndskunnskap om fremtidige forhold. Det reelle potensialet vil være lavere grunnet flere begrensninger. Dersom ladebehovet til hver elbil må innfris innen 24 timer etter ankomst reduseres sparepotensialet fra 43 000 kr til 33 000 kr med spotpriser og effekt-tariff fra 2023. Flere begrensninger ved implementering av lastflytting vil trolig gjøre det reelle potensialet lavere. Det begrensede sparepotensialet, kombinert med høye kostnader for en spesialtilpasset løsning som tar hensyn til spotpriser, vil trolig gjøre en slik investering ulønnsom for Gardermoen Parkering. I stedet kan en enklere løsning være mer aktuell og kostnadseffektiv å implementere, slik som å dynamisk begrense maksimal kapasitet til ladeanlegget for å begrense effektkostnader. Scenarioet med begrenset ladeperiode innenfor 24 timer viste videre at en implementering av lastflytting i virkeligheten trolig vil bidra til å begrense effekttopper for alle prisscenarioer. Årsaken er at verdien av reduserte effektkostnader blir mer betydningsfull i forhold til energi-arbitrasje når bilene må lade innenfor en kortere tidsperiode.

Hovedsakelig bidrar optimaliseringen til å forskyve last fra hverdager mellom kl. 06-14 til tidsrommet kl. 21-06 på hverdager, samt til helg. Dette bidrar til jevnere utnyttelse av sentralnettet. Med potensielt høyere effekttopper for Gardermoen Parkering og mulig høy samtidighetsfaktor med andre kunder i samme lokale nettområde er det likevel ikke sikkert at smartlading alltid vil ha en positiv innvirkning på distribusjonsnettet.

Videre er det identifisert at noen elbiler lader mye i stand-by modus etter at batteriet er fulladet. Gardermoen Parkering sine kostnader tilknyttet dette er større enn et realistisk sparepotensial for lastflytting i 2021-2023. Videre står under 15% av bilene for over 70% av dette ekstra energiforbruket.

6.1 Videre arbeid

Grunnet høye drifts- og utviklingskostnader for en avansert programvare for lastflytting, vil en slik investering trolig ikke bli lønnsom for Gardermoen Parkering. En studie av det økonomiske potensialet ved enklere ladestrategier vil derfor være interessant. Slike strategier vil være enklere å implementere og derfor sannsynligvis bli mer kostnadseffektive. Et annet viktig aspekt er å analysere hvordan smartlading kan påvirke distribusjonsnettet, både i form av fordeler og utfordringer. Dette innebærer å studere påvirkning på ulike lokale distribusjonsnett i kombinasjon med forskjellige endringer i ladestrategi via prissignaler.

Studier fra København flyplass antyder at eksplisitt fleksibilitet gjennom balansetjenester kan tilby større økonomiske fordeler enn implisitt fleksibilitet [10]. Forholdene er imidlertid betydelig annerledes ved Gardermoen Parkering. En analyse av potensialet for eksplisitt fleksibilitet for mindre aktører som Gardermoen Parkering, som må delta i

markedet gjennom en aggregator, ville vært verdifull. Videre kunne en studie av toveisladning (V2G) og dens synergi med eksplisitt fleksibilitet og lastflytting tilført nyttig innsikt. Det er også viktig å vurdere forbrukerholdninger til V2G, inkludert hvilke incentiver som kreves for å motivere forbrukere til å tilby sine elbiler for V2G-tjenester. Utforming av kontrakter ved V2G er også et viktig tema.

Gardermoen Parkering har et solcelleanlegg som ikke er hensyntatt i analysen. Ved inkludering av egenproduksjon av strøm ville økonomisk optimal ladestrategi blitt endret. En studie av vekselvirkningen mellom solkraft og utnyttelse av fleksibilitet for elbillading eller andre laster ville gitt verdi.

Bibliografi

- [1] UNFCCC. *Nationally Determined Contribution (NDC) of Norway for the time-frame 2021-2030*. (2022). URL: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-11/NDC%20Norway_second%20update.pdf.
- [2] Statnett. *Systemutviklingsplan 2023*. (2023). URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/sup/systemutviklingsplan-2023.pdf>.
- [3] Strømprisutvalget. *Balansekunst - Rapport fra Strømprisutvalget*. (2023). URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/2c6bdb1746d345a0bf31449f8dbf84b2/stromprisutvalgets-rapport.pdf>.
- [4] Statnett. *Fleksibilitet som kilde til verdiskaping og forretningsutvikling*. (2023). URL: <https://www.statnett.no/contentassets/3c42c9b85bb04a7b944fe6884284a959/fleksibilitet-som-kilde-til-verdiskaping-og-forretningsutvikling.pdf>.
- [5] NVE. *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030*. (2022). URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf (sjekket 09.11.2023).
- [6] Hallgeir Horne mfl. *Norge har et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i sektorene bygg, transport og industri*. NVE. (2020). URL: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_07.pdf.
- [7] Å. L. Sørensen mfl. «Analysis of residential EV energy flexibility potential based on real-world charging reports and smart meter data». I: *Energy and Buildings* 241 (2021), s. 110923. ISSN: 0378-7788. DOI: [10.1016/j.enbuild.2021.110923](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.110923).
- [8] M. Secchi mfl. «Smart electric vehicles charging with centralised vehicle-to-grid capability for net-load variance minimisation under increasing EV and PV penetration levels». I: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 35 (2023), s. 101120. ISSN: 2352-4677. DOI: [10.1016/j.segan.2023.101120](https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101120).
- [9] Farzaneh Daneshzand mfl. «EV smart charging: How tariff selection influences grid stress and carbon reduction». I: *Applied Energy* 348 (2023), s. 121482. ISSN: 0306-2619. DOI: [10.1016/j.apenergy.2023.121482](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121482).
- [10] Andreas Barnekov Thingvad, Alaa Farhat Nouredine og Markus Hvid Monin. *Potential of Smart Charging and V2G*. Rapport fra ALIGHT Sustainable Aviation.

- (2023). URL: https://alight-aviation.eu/onewebmedia/ALIGHT-WP4_3_white_paper_about_smart_charging_and_V2G.pdf.
- [11] Lina Bodil Grünbeck. *Simulering av lastprofiler for ulike utforminger av en offentlig ladestasjon for elektriske lastebiler: Casestudie av en ladestasjon i Vestby*. Masteroppgave. Ås: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. (2023). URL: <https://hdl.handle.net/11250/3091164>.
- [12] Olje- og energidepartementet. *Strømnettet*. (2023). URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/> (sjekket 02.01.2024).
- [13] NOU 2022: 6. *Nett i tide - om utvikling av strømnettet*. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2022-6/id2918464/> (sjekket 07.11.2023).
- [14] Statnett. *Slik fungerer kraftsystemet*. (2018). URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/> (sjekket 09.11.2023).
- [15] NVE - RME. *Nettleie*. (2023). URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/nettleie/> (sjekket 25.09.2023).
- [16] NOU 2023: 3. *Mer av alt – raskere*. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-3/id2961311/> (sjekket 09.11.2023).
- [17] Olje- og energidepartementet. *Forsyningsikkerhet*. (2023). URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningsikkerhet/> (sjekket 19.12.2023).
- [18] NVE. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*. (2023). URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2023/rapport2023_25.pdf (sjekket 08.11.2023).
- [19] European Council. *European Green Deal*. (2023). URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/> (sjekket 14.11.2023).
- [20] Council of the EU. *Renewable energy: Council adopts new rules*. (2023). URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/09/renewable-energy-council-adopts-new-rules/> (sjekket 08.11.2023).
- [21] Statnett. *Store investeringer for å sikre grønt taktskifte*. (2023). URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/store-investeringer-for-a-sikre-gront-taktskifte/> (sjekket 05.11.2023).
- [22] Rita Kleven og Eivind Aasbakken. *450 bedrifter står i strømkø: – En stor utfordring for hele det norske samfunnet*. NRK. (Okt. 2023). URL: https://www.nrk.no/trondelag/sliter-med-a-bygge-nok-stromnett_-450-bedrifter-star-i-ko-1.16573562 (sjekket 05.11.2023).
- [23] Linda Sandvik. *Statnett med bekymringmelding til OED: – Knapphet på energi og effekt om få år*. Energiwatch. (Jan. 2023). URL: https://energiwatch.no/nyheter/politikk_marked/article14779061.ece (sjekket 09.11.2023).

- [24] Statnett. *Last ned grunndata*. (2023). URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/last-ned-grunn-data/> (sjekket 01.01.2024).
- [25] Olje- og energidepartementet. *Kraftmarkedet*. (2023). URL: <https://energifakta.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> (sjekket 19.12.2023).
- [26] Statnett. *Derfor har vi prisområder for strøm i Norge*. (2022). URL: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/> (sjekket 20.12.2023).
- [27] Energy Norway. *The influence of existing bidding zones on electricity markets*. ACER. (2013). URL: https://acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/ACER%20Bidding%20Zones%20Responses/EnergyNorway.pdf.
- [28] NVE. *Rapporter - vassmagasinstatistikk*. (u.å.). URL: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-vassmagasinstatistikk/> (sjekket 02.01.2024).
- [29] Nord Pool. *Nord Pool*. Tilgang til deres FTP server. (u.å.). URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/> (sjekket 07.01.2024).
- [30] Statnett. *Langsiktig markedsanalyse - Norge, Norden og Europa 2022-2050*. (2023). URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>.
- [31] Nils Jakob Johannesen. *forbrukerfleksibilitet – i kraftmarkedet*. Store Norske Leksikon. (2023). URL: https://snl.no/forbrukerfleksibilitet_-_i_kraftmarkedet (sjekket 10.11.2023).
- [32] Agnes Pechmann mfl. «Load-shifting potential at SMEs manufacturing sites: A methodology and case study». I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 78 (2017), s. 431–438. ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/j.rser.2017.04.081](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.081).
- [33] Elvia. *Nettleiepriser og effekttariff for bedrifter med årsforbruk over 100.000 kWh*. (u.å.). URL: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/nettleiepriser-og-effekttariff-for-bedrifter-med-arsforbruk-over-100000-kwh/> (sjekket 25.09.2023).
- [34] Torbjørg Jevnaker. *ACER – EUs energibyrå*. Store Norske Leksikon. (2023). URL: https://snl.no/ACER_-_EUs_energibyra (sjekket 20.12.2023).
- [35] Maj Dang Trong og Yingkui Yang. «An investigation on fairness perception for grid tariff models: Evidence from Denmark». I: *The Electricity Journal* 36.1 (2023), s. 107240. ISSN: 1040-6190. DOI: [10.1016/j.tej.2023.107240](https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107240).
- [36] Claire Bergaentzle og Philipp Andreas Gunkel. «Cross-sector flexibility, storage investment and the integration of renewables: Capturing the impacts of grid tariffs». I: *Energy Policy* 164 (2022), s. 112937. ISSN: 0301-4215. DOI: [10.1016/j.enpol.2022.112937](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112937).

- [37] NOU 2019: 11. *Enklere merverdiavgift med én sats*. Publisher: regjeringen.no. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2019-11/id2645213/> (sjekket 20.12.2023).
- [38] Altinn. *Merverdiavgift*. (2023). URL: <https://info.altinn.no:443/starte-og-drive/skatt-og-avgift/avgift/merverdiavgift/> (sjekket 20.12.2023).
- [39] Miljødirektoratet. *Klimagassutslipp fra transport i Norge*. (2023). URL: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-transport/> (sjekket 05.11.2023).
- [40] Erik Figenbaum og Marika Kolbenstvedt. *Elektromobilitet i Norge – erfaringer og muligheter med elkjøretøy*. (2013). URL: <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=33261>.
- [41] Henrik Bråthen. *Fire av fem nye biler i 2022 var elbiler*. SSB. (2023). URL: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken/artikler/fire-av-fem-nye-biler-i-2022-var-elbiler> (sjekket 12.11.2023).
- [42] Samferdselsdepartementet. *Norge er elektrisk*. Redaksjonellartikkel. Publisher: regjeringen.no. (2021). URL: https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/veg_og_vegtrafikk/faktaartikler-vei-og-ts/norge-er-elektrisk/id2677481/ (sjekket 12.11.2023).
- [43] Norsk elbilforening. *Statistikk elbil*. (2023). URL: <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/> (sjekket 21.12.2023).
- [44] elbilstatistikk. *Elbilstatistikk*. (2023). URL: <https://elbilstatistikk.no/> (sjekket 14.01.2024).
- [45] Norsk elbilforening. *Elbilvelgeren*. (2023). URL: <https://elbilvelgeren.elbil.no/> (sjekket 12.11.2023).
- [46] Omid Sadeghian mfl. «A comprehensive review on electric vehicles smart charging: Solutions, strategies, technologies, and challenges». I: *Journal of Energy Storage* 54 (2022), s. 105241. ISSN: 2352-152X. DOI: [10.1016/j.est.2022.105241](https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105241).
- [47] Muhammad Amjad mfl. «A review of EVs charging: From the perspective of energy optimization, optimization approaches, and charging techniques». I: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 62 (2018), s. 386–417. ISSN: 1361-9209. DOI: [10.1016/j.trd.2018.03.006](https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.03.006).
- [48] Bertel O. Steen. *Hurtiglading av elbil: Alt du trenger å vite! | Bertel O. Steen*. (2023). URL: <https://www.bos.no/guide/bilvalg/drivlinje/elbil/hurtiglading-vs-normallading> (sjekket 12.11.2023).
- [49] Elbilgrossisten. *Ladeguiden - Hvilken ladeeffekt kan jeg få? — Elbilgrossisten*. (2023). URL: <https://www.elbilgrossisten.no/pages/ladeguiden-hvilken-ladeeffekten-far-jeg> (sjekket 12.11.2023).

- [50] J. Duncan Glover mfl. *Power System Analysis and Design, SI edition*. 7. utgave. Cengage Learning, 2022.
- [51] Petter Haugneland. *Hvem er billigst på hurtiglading?* Norsk elbilforening. (Des. 2021). URL: <https://elbil.no/hvem-er-billigst-pa-hurtiglading/> (sjekket 12.11.2023).
- [52] Justine Sears, David Roberts og Karen Glitman. «A comparison of electric vehicle Level 1 and Level 2 charging efficiency». I: (2014), s. 255–258. DOI: [10.1109/SusTech.2014.7046253](https://doi.org/10.1109/SusTech.2014.7046253).
- [53] Emmanouil D. Kostopoulos, George C. Spyropoulos og John K. Kaldellis. «Real-world study for the optimal charging of electric vehicles». I: *Energy Reports* 6 (2020), s. 418–426. ISSN: 2352-4847. DOI: [10.1016/j.egy.2019.12.008](https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.12.008).
- [54] Elvia. *Gode råd hvis kunden skal montere ladesystem for elbil*. (u.å.). URL: <https://www.elvia.no/proff/nettilknytning/ladeanlegg-og-elbil/gode-rad-hvis-kunden-skal-montere-ladesystem-for-elbil/> (sjekket 13.11.2023).
- [55] Hallgeir Horne, Magnus Buvik og Jarand Hole. *Smarte ladesystemer og Vehicle-to-Grid*. NVE. (2019). URL: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_09.pdf.
- [56] Zaptec Charger AS. *Zaptec Pro dynamisk fase- og lastbalansering*. (2023). URL: <https://zendesk.zaptec.com/hc/nb/articles/4407350129297-Zaptec-Pro-dynamisk-fase-og-lastbalansering> (sjekket 13.11.2023).
- [57] Zaptec Charger AS. *Integrating with Zaptec charging systems*. (2022). URL: https://zaptec.com/downloads/ZapChargerPro_Integration.pdf (sjekket 23.07.2023).
- [58] Norgesenergi. *Smartlading til elbil | Strøm | NorgesEnergi*. (2023). URL: <https://norgesenergi.no/tilleggstjenester/smartlading/> (sjekket 13.11.2023).
- [59] Fjordkraft. *Smartlading – lad elbilen når strømmen er billigst*. (2023). URL: <https://www.fjordkraft.no/elbillader/smartlading/> (sjekket 13.11.2023).
- [60] Fortum. *Smart lading av elbil med Fortum Smartlading*. (2023). URL: <https://strom.fortum.no/tilleggstjenester/smartlading> (sjekket 13.11.2023).
- [61] Aurora Opstad. *Mapping of residential consumer flexibility from electric vehicles and electric heating*. Masteroppgave. Ås: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. (2023). URL: <https://hdl.handle.net/11250/3076755>.
- [62] Roksana Radecka. *OCPP 1.6 and OCPP 2.0 - which one is better for you?* (2022). URL: <https://codibly.com/news-insights/ocpp-1-6-and-ocpp-2-0-which-one-is-better-for-you/> (sjekket 22.07.2023).
- [63] Florent Balboni. *DC-Meters for Fair and Smart EV Fast Charge Billing - Technical Articles*. (2021). URL: <https://eepower.com/technical-articles/dc-meter-for-fair-and-smart-ev-fast-charge-billing/> (sjekket 13.11.2023).

- [64] SAFE Group. *SAFE-eV/OCMF-Open-Charge-Metering-Format*. (2023). URL: <https://github.com/SAFE-eV/OCMF-Open-Charge-Metering-Format/tree/master> (sjekket 13.11.2023).
- [65] Morteza Nazari-Heris mfl. «A hybrid robust-stochastic optimization framework for optimal energy management of electric vehicles parking lots». I: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 47 (2021), s. 101467. ISSN: 2213-1388. DOI: [10.1016/j.seta.2021.101467](https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101467).
- [66] Alexander Wallberg mfl. «Peak Shaving for Electric Vehicle Charging Infrastructure—A Case Study in a Parking Garage in Uppsala, Sweden». I: *World Electric Vehicle Journal* 13 (2022), s. 152. DOI: [10.3390/wevj13080152](https://doi.org/10.3390/wevj13080152).
- [67] S. J. Sultanuddin mfl. «Development of improved reinforcement learning smart charging strategy for electric vehicle fleet». I: *Journal of Energy Storage* 64 (2023), s. 106987. ISSN: 2352-152X. DOI: [10.1016/j.est.2023.106987](https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106987).
- [68] Allison Weis, Paulina Jaramillo og Jeremy Michalek. «Estimating the potential of controlled plug-in hybrid electric vehicle charging to reduce operational and capacity expansion costs for electric power systems with high wind penetration». I: *Applied Energy* 115 (2014), s. 190–204. ISSN: 0306-2619. DOI: [10.1016/j.apenergy.2013.10.017](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.017).
- [69] Muhammad Tabish Parray og Thomas Martinsen. *Optimization based scheduling of behind-the-meter battery storage systems for large-scale electricity consumers - A Norwegian airport case study*. Upublisert manuskript. (2023).
- [70] Moonjong Jang mfl. «Optimization of ESS Scheduling for Cost Reduction in Commercial and Industry Customers in Korea». I: *Sustainability* 14.6 (2022). Number: 6 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, s. 3605. ISSN: 2071-1050. DOI: [10.3390/su14063605](https://doi.org/10.3390/su14063605).
- [71] Tu A. Nguyen og Raymond H. Byrne. «Maximizing the cost-savings for time-of-use and net-metering customers using behind-the-meter energy storage systems». I: (2017), s. 1–6. DOI: [10.1109/NAPS.2017.8107380](https://doi.org/10.1109/NAPS.2017.8107380).
- [72] Meiye Wang og Michael T. Craig. «The value of vehicle-to-grid in a decarbonizing California grid». I: *Journal of Power Sources* 513 (2021), s. 230472. ISSN: 0378-7753. DOI: [10.1016/j.jpowsour.2021.230472](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2021.230472).
- [73] Google. *Google Earth*. (u.å.). URL: <https://earth.google.com/web/@60.18702042,11.06952236,199.25923243a,456.54743854d,35y,63.88857922h,12.07378631t,-0r/data=OgMKATA> (sjekket 23.12.2023).
- [74] python. *Welcome to Python.org*. Programvare. (Versjon 3.10). (Des. 2023). URL: <https://www.python.org/> (sjekket 29.12.2023).
- [75] Gurobi Optimization, LLC. *gurobipy: Python interface to Gurobi*. (2020). URL: <https://www.gurobi.com> (sjekket 29.12.2023).

- [76] Gurobi Optimization. *Gurobi*. Programvare. (Versjon 11.0). (u.å.). URL: <https://www.gurobi.com/> (sjekket 29.12.2023).
- [77] Meindel og Templ. *Analysis of commercial and free and open source solvers for linear optimization problems*. Eurostat CROS. (Feb. 2012). URL: <https://cros-legacy.ec.europa.eu/system/files/Analysis%20of%20commercial%20and%20free%20and%20open%20source%20solvers%20for%20linear%20optimization%20problems.pdf>.
- [78] Astrid Lye Moum. *astridmo/SmartChargingEV*. (2024). URL: <https://github.com/astridmo/SmartChargingEV> (sjekket 08.01.2024).
- [79] Gurobi Optimization. *Model.feasRelax()*. (u.å.). URL: https://www.gurobi.com/documentation/current/refman/py_model_feasrelax.html (sjekket 21.12.2023).
- [80] Marshall L. Fisher. «The Lagrangian Relaxation Method for Solving Integer Programming Problems». I: *Management Science* 50.12_supplement (2004). Publisher: INFORMS, s. 1861–1871. ISSN: 0025-1909. DOI: [10.1287/mnsc.1040.0263](https://doi.org/10.1287/mnsc.1040.0263).
- [81] Personopplysningsloven. *Lov om behandling av personopplysninger*. (2018). URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2018-06-15-38> (sjekket 09.01.2024).
- [82] Elvia AS. *Historiske priser innenfor Elvias nettområde*. (u.å.). URL: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleie/historiske-priser-innenfor-elvias-nettomrade/> (sjekket 21.12.2023).
- [83] Nord Pool. *Day-Ahead Market Data*. (u.å.). URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/services/power-market-data-services/day-ahead-market-data/> (sjekket 30.12.2023).
- [84] GetOnNet. *Lei en utvikler*. (u.å.). URL: <https://getonnet.no/lei-en-utvikler/> (sjekket 29.12.2023).
- [85] Braathe. *Systemutviklere*. (u.å.). URL: <https://braathe.no/vi-leverer/konsulenttjenester/systemutviklere/> (sjekket 29.12.2023).
- [86] Luke Lavin og Jay Apt. «The importance of peak pricing in realizing system benefits from distributed storage». I: *Energy Policy* 157 (2021), s. 112484. ISSN: 0301-4215. DOI: [10.1016/j.enpol.2021.112484](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112484).
- [87] Paul Holdsworth. *Do Electric Cars Lose Charge When Parked?* (2023). URL: <https://www.boxt.co.uk/ev-chargers/guides/do-electric-cars-lose-charge-when-parked> (sjekket 21.12.2023).
- [88] Tesla. *Sentry Mode*. concept. (Des. 2023). URL: https://www.tesla.com/owner/manual/modely/en_us/GUID-56703182-8191-4DAE-AF07-2FDC0EB64663.html (sjekket 21.12.2023).
- [89] Recurrent. *Testing the Vampire Drain Problem*. (2022). URL: <https://www.recurrentauto.com/research/tesla-vampire-drain> (sjekket 21.12.2023).

- [90] Jan-Ivar Bjerke. *Taper batteriet strøm hvis bilen står rolig over tid?* (Des. 2023). URL: <https://elbil.no/ladelars-svarer-taper-batteriet-strom-hvis-bilen-star-rolig-over-tid/> (sjekket 10.01.2024).
- [91] Haiyu Liao mfl. «Research on a fast detection method of self-discharge of lithium battery». I: *Journal of Energy Storage* 55 (2022), s. 105431. ISSN: 2352-152X. DOI: [10.1016/j.est.2022.105431](https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105431).
- [92] Ada Parker. *Do Electric Cars Lose Charge When Parked? The Answer Is Yes! - Parking Logic*. (2022). URL: <https://www.parking-logic.com/do-electric-cars-lose-charge-when-parked/> (sjekket 21.12.2023).
- [93] Kevin Armstrong. *Tesla Sentry Mode: What It Is, How to Use It and Battery Drain*. Section: News. (2023). URL: <https://www.notateslaapp.com/tesla-reference/1303/tesla-sentry-mode-what-it-is-how-to-use-it-and-battery-drain> (sjekket 21.12.2023).

Vedlegg A

Etterlading

«Etterlading» blir i denne oppgaven definert som all lading som forekommer mer enn 24 timer etter at bilen har parkert. Det blir antatt at bilens opprinnelige ladebehov ved ankomst blir møtt innen det første døgnet, slik at bilen er fulladet innen 24 timer. Alle biler taper strøm mens de står i stand-by modus. Tapet er en kombinasjon av selvutlading og forbruk, og kalles «vampire drain» [87]. Forbruket varierer etter bilmodell og innstilt modus [88][89][90].

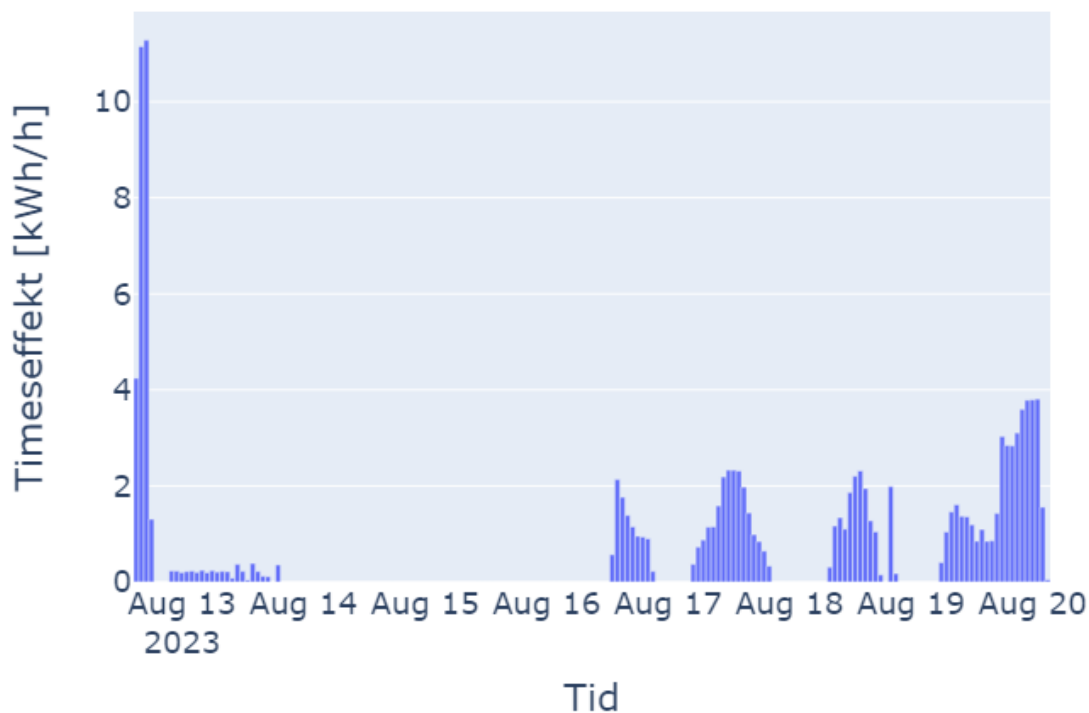
Selvutlading av et batteri refererer til prosessen der et batteri gradvis mister elektrisk ladning på grunn av interne kjemiske reaksjoner [91]. Elbiler har en selvutlading på omtrent 2-3% per måned [87][92]. Energiforbruket til elbilene i stand-by modus kommer fra blant annet alarm, batteriovervåking og tilkobling til internett. «Vekking» av bilen gjennom API-kall fra apper øker forbruket [89]. Videre kan eksempelvis Tesla-biler stilles inn i «Sentry Mode» som er et sikkerhetssystem, utformet for å overvåke og registrere potensielle trusler rundt bilen. Det er estimert at denne innstillingen vil kreve 250 - 300 W [93][90].

For å kompensere for dette energitapet, kan noen biler utføre etterlading. Illustrasjon av en tilfeldig valgt bil som etterlader ved Gardermoen Parkering vises i Figur A.1. 75% av energiforbruket til den utvalgte bilen kommer fra etterlading.

Den totale mengden etterlading ved Gardermoen Parkering i perioden 1. januar til 31. oktober er 45 000 kWh. Dette tilsvarer 26% av deres totale strømforbruk tilknyttet opplading av elbiler. Kostnadene for å tilby etterlading vises i Tabell 4.1 for ulike gjennomsnittlige spotpriser og energiledd i nettleie lik 5 øre/kWh. For 2021-2023 er kostnadene ved å tilby etterlading større enn sparepotensialet ved å drive lastflytting¹. Videre kommer over 70% av etterladingen fra under 15% av bilene. Kostnadene for å

¹Dersom man antar at det reelle potentialet for lastflytting tilsvarer resultatene fra lading innen 24 timer etter adkomst i Kapittel 5.3.10.

Én ladesyklus med etterlading



Figur A.1: Ladehistorikk til en tilfeldig valgt bil som etterladet. Bilen lader 30 kWh de første 24 timene og 90 kWh den resterende tiden. 75% av energibehovet kommer derfor fra etterlading.

tilby etterlading er derfor betydelig og gagnar en liten prosentandel av kundene.

Tabell A.1: Kostnader (spotpris+energiledd) for etterlading ved ulike gjennomsnittlige spotpriser. Gjennomsnittlige spotpriser er fremstilt i Tabell 4.1. Energiledd i nettleien er 5 øre/kWh. Effekttariff er ekskludert.

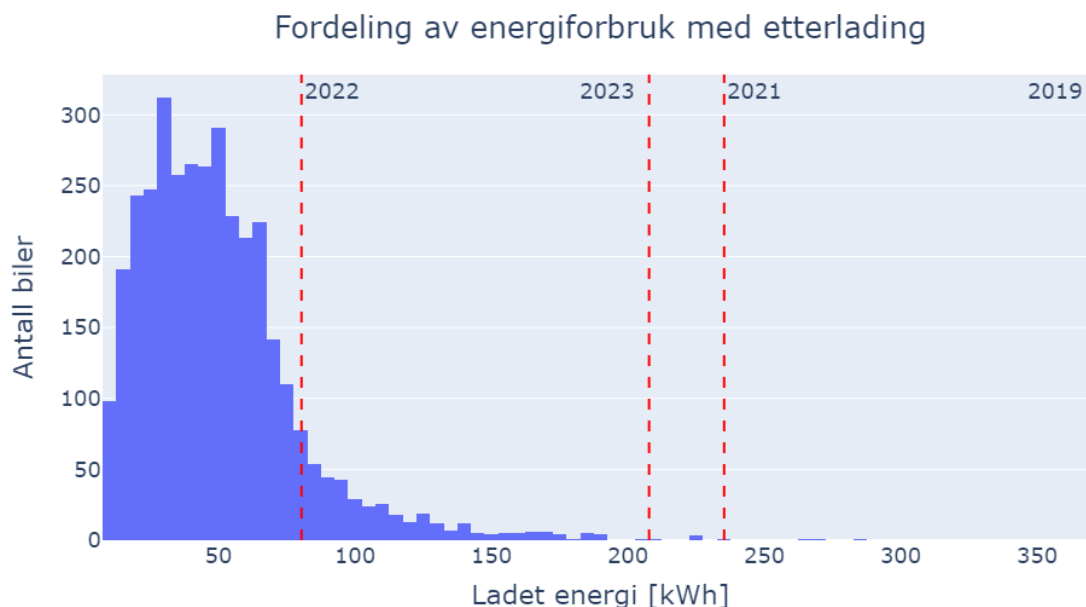
Spotpris	Etterlading kostnad [kr]
2019	19 000 kr
2020	6 000 kr
2021	31 000 kr
2022	90 000 kr
2023	35 000 kr

A.1 Økonomisk analyse

Gardermoen Parkering får en fast ekstrainntekt på 160 kr ekskl. mva per bil på elbilparkeringsplassen i forhold til de andre parkeringsplassene. De variable kostnadene som er direkte avhengig av energiforbruk er strømkostnad (spotpris) og energileddet i nettleien. I en forenklet analyse der andre inntekter og kostnader blir ekskludert er dekningsbidraget deres for elbiler definert som

$$\text{Dekningsbidrag} = \text{Ekstrainntekt} - (\text{Strømkostnad} + \text{Energiledd})$$

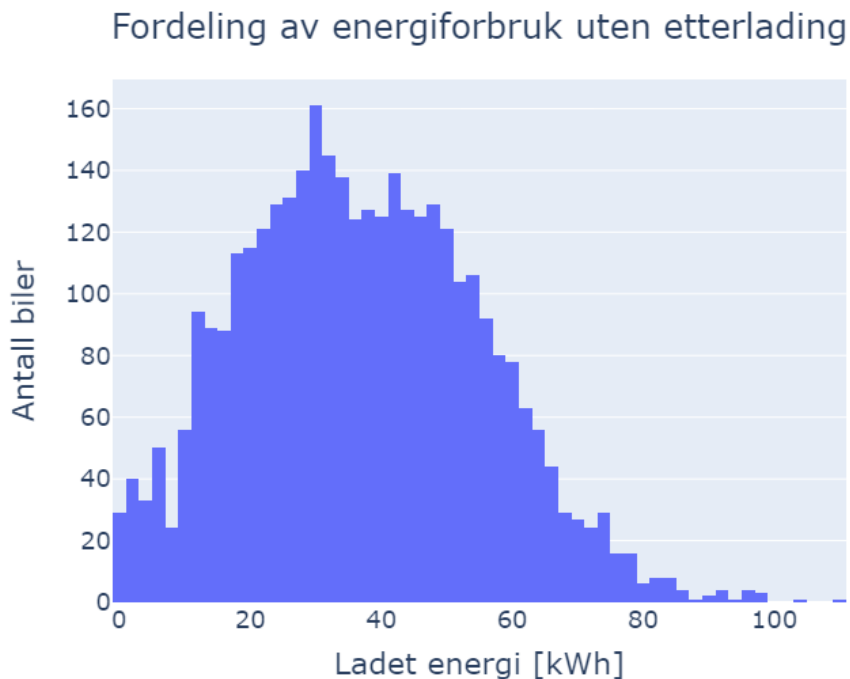
Figur A.2 viser fordeling av energibehovet til bilene inkludert etterlading, samt grensen for når dekningsbidraget blir negativt. I 2023 var dekningsbidraget positivt for over 99% av bilene. I 2022 var dekningsbidraget negativt for omtrent 12 % av bilene.



Figur A.2: Fordeling av energiforbruk med etterlading for bilene. De striplede linjene viser hvor mye energi en bil maksimalt kunne ladet for at «dekningsbidraget» skulle vært positivt. Kostnadene er beregnet som summen av strømkostnader fra spotpriser og energiledd fra nettleien. Strømkostnadene er beregnet med utgangspunkt i gjennomsnittlig årlige spotpriser vist i Figur 4.7, og energileddet er 5 øre/kWh. Biler med høye energibehov etterlader.

A.2 Energiforbruk uten etterlading

Figur A.3 viser fordeling av energiforbruket til bilene når etterlading ekskluderes. I denne figuren er alle biler med et totalt energiforbruk (inkl. etterlading) over 10 kWh inkludert. I motsetning til resten av analysen biler med energibehov første døgnet på under 10 kWh inkludert, så lenge det totale energiforbruket er over 10 kWh.



Figur A.3: Fordeling av energiforbruk uten etterlading for bilene ved Gardermoen Parkering.

Vedlegg B

Reell lastprofil

B.1 Kostnader

Tabell B.1: Kostnadene for reell lastprofil ved ulike effekttariffer og ulike spotpriser.

Spotpris	2023 effekttariff	2020 effekttariff	Ingen effekttariff	Høy effekttariff
2019	86 000 kr	87 000 kr	48 000 kr	173 000 kr
2020	49 000 kr	50 000 kr	11 000 kr	137 000 kr
2021	124 000 kr	125 000 kr	87 000 kr	212 000 kr
2022	302 000 kr	303 000 kr	264 000 kr	389 000 kr
2023	120 000 kr	121 000 kr	82 000 kr	207 000 kr
2030	135 000 kr	136 000 kr	98 000 kr	223 000 kr

B.2 Månedlige effekttopper

Tabell B.2: Månedlig effekttopp for reell lastprofil

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt
Effekttopp [kWh/h]	46	77	81	68	73	95	93	75	92	89

Vedlegg C

Scenarioanalyse

Resultatene i dette vedlegget er med reell maksimal ladeeffekt for og reell avreise.

C.1 Økonomi

Tabell C.1: Oversikt over absolutt sparepotensial for alle 24 scenarioer.

Spotpris	2023 effekttariff	2020 effekttariff	Ingen effekttariff	Høy effekttariff
2019	27 000 kr	28 000 kr	8 000 kr	85 000 kr
2020	26 000 kr	27 000 kr	3 000 kr	85 000 kr
2021	34 000 kr	37 000 kr	30 000 kr	91 000 kr
2022	89 000 kr	98 000 kr	110 000 kr	129 000 kr
2023	43 000 kr	47 000 kr	48 000 kr	96 000 kr
2030	45 000 kr	48 000 kr	51 000 kr	100 000 kr

Tabell C.2: Oversikt over prosentvis sparepotensial for alle 24 scenarioer.

Spotpris	2023 effekttariff	2020 effekttariff	Ingen effekttariff	Høy effekttariff
2019	31%	33%	16%	49%
2020	52%	55%	30%	62%
2021	27%	30%	35%	43%
2022	30%	32%	41%	33%
2023	36%	39%	58%	46%
2030	33%	36%	52%	45%

Tabell C.3: Prosentvis andel av sparepotensialet som kommer fra lavere effektkostnader. Resterende andel av sparepotensialet kommer fra energi-arbitrasje.

Spotpris	2023 effekttariff	2020 effekttariff	Ingen effekttariff	Høy effekttariff
2019	89%	90%	0%	97%
2020	95%	95%	0%	99%
2021	64%	60%	0%	90%
2022	6%	9%	0%	54%
2023	40%	41%	0%	83%
2030	41%	39%	0%	81%

C.2 Effekttopper

Tabell C.4: Forskjell i årlig maksimal belastning av nettet [%]. (Reell årlig effekttopp var 95 kW)

Spotpris	2023 effekttariff	2020 effekttariff	Ingen effekttariff	Høy effekttariff
2019	-38%	-37%	428%	-37%
2020	-37%	-37%	428%	-37%
2021	-37%	18%	428%	-37%
2022	137%	188%	428%	17%
2023	-2%	11%	428%	-37%
2030	-10%	10%	428%	-37%

Tabell C.5: Februar: Forskjell i maksimal belastning av nettet i februar [%]. (Reell effekttopp var 77 kWh/h)

Spotpris	2023 effekttariff	2020 effekttariff	Ingen effekttariff	Høy effekttariff
2019	-79%	-82%	549%	-82%
2020	-81%	-82%	549%	-82%
2021	-74%	-78%	549%	-82%
2022	-69%	-73%	549%	-81%
2023	-73%	-77%	549%	-79%
2030	-77%	-82%	549%	-82%

Vedlegg D

24 timers ladeperiode

Resultatene i dette vedlegget er med reell maksimal ladeeffekt og elbilene må være fulladet innen 24 timer etter ankomst.

D.1 Økonomi

Tabell D.1: Sparepotensial ved avreise innen 24 timer

Spotpris	2023 effekttariff	Høy effekttariff
2019	24 000 kr	75 000 kr
2020	23 000 kr	75 000 kr
2021	30 000 kr	81 000 kr
2022	55 000 kr	104 000 kr
2023	33 000 kr	84 000 kr

D.2 Effektopper

Tabell D.2: Prosentvis forskjell i årlig effektopp mellom 24-timers scenarioet og reell lastprofil

Spotpris	2023 effekttariff (%)	Høy effekttariff (%)
2019	-37%	-37%
2020	-37%	-37%
2021	-37%	-37%
2022	1%	-26%
2023	-37%	-37%

Vedlegg E

Høyere maksimal ladeeffekt

Dette kapitlet viser resultater med 22 kW maksimal ladeeffekt for alle elbiler og reell avreise.

E.1 Økonomi

Tabell E.1: Total kostnadsbesparelse ved maksimal effekt til bilene lik 22 kW.

Spotpris	2023 effekttariff	2020 effekttariff	Ingen effekttariff	Høy effekttariff
2019	28 780 kr	29 760 kr	8 200 kr	91 659 kr
2020	28 160 kr	29 158 kr	3 540 kr	91 735 kr
2021	35 393 kr	38 241 kr	31 102 kr	96 727 kr
2022	92 381 kr	101 628 kr	116 171 kr	133 560 kr
2023	44 006 kr	47 446 kr	49 906 kr	100 326 kr
2030	45 791 kr	49 860 kr	54 248 kr	103 320 kr

E.2 Effektopper

Tabell E.2: Forskjell i årlig maksimal belastning av nettet [%]

Spotpris	2023 effekttariff	2020 effekttariff	Ingen effekttariff	Høy effekttariff
2019	-52%	-52%	428%	-52%
2020	-52%	-52%	428%	-52%
2021	-42%	22%	428%	-52%
2022	143%	195%	428%	25%
2023	4%	15%	428%	-49%
2030	-10%	13%	428%	-51%



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway