

TET4850
Ekspert i Team
Smart Grids
**Smarte ladestasjoner for regulering av
strømnettet**

Jon Thore Myklatun
Vegard Bekkeseth
Jon Åge Stakvik
Ida Elise Solhaug
Christine Leine Lunden
Håvard Breisnes Vika

30. april 2013

Forord

Denne prosjektrapporten er skrevet i forbindelse med Ekspertter i team-landsbyen TET4850 Smart Grid og er en av to obligatoriske rapporter som skal leveres. I tillegg til denne rapporten har vi arbeidet med en prosessrapport som analyserer selve gruppearbeidet. Rapporten er også vårt bidrag i konkurransen Smart Student Challenge som arrangeres av Siemens AS.

Vi vil gjerne takke landsbyleder Ole-Morten Midtgård for hans verdifulle tilbakemeldinger og hjelp når vi trengte det.

Vi ønsker også takke Technoport for muligheten til å presentere prosjektet vårt i deres studentutstilling under NHO Trøndelags årskonferanse “Oppdrag energi”.

Ida Elise Solhaug
Industriell Økonomi

Jon Åge Stakvik
Kybernetikk

Vegard Bekkeseth
Elkraftsystemer

Jon Thore Myklatun
Elkraftsystemer

Christine Leine Lunden
Industriell Økonomi

Håvard Breisnes Vika
Elkraftsystemer

Sammendrag

Antall elbiler øker eksplodivt i Norge, disse må lades. Dette kan by på problemer for nettet i områder med svært mange elbiler, enten disse skal lades med vanlig effekt, eller ved hjelp av hurtigladere. Den største begrensende faktoren for utbygging av hurtigladere er kravene til nettet i området de installeres.

I denne rapporten har det blitt foreslått en løsning for å senke effekttoppene og gjøre det mulig å installere hurtigladere der det ellers ikke hadde vært mulig uten større investeringer i nettet. Et konsept for en smart sentralisert ladestasjon er presentert, der et kontrollsystem er utviklet og simuleringer er kjørt for å vise effekten av en slik løsning. Det ble funnet at det å lade elbiler smart kan bidra med å senke effekttoppen betydelig.

Incentiver for å ta i bruk en smart ladestasjon er undersøkt og det ble funnet at det viktigste for forbrukerne er at løsningen er enkel og billigere enn å lade hjemme. Det har blitt etablert en økonomisk modell som undersøker lønnsomheten ved utbygging av smarte ladestasjoner. Ut i fra denne modellen har det blitt funnet at lønnsomheten avhenger i stor grad av nytteverdien lastreguleringen har for nettselskapene. Denne er noe som må vurderes individuelt for hver utbygging.

Innhold

1	Motivasjon	1
1.1	Dagens situasjon	1
1.1.1	Miljøutfordringer og fornybare energikilder	1
1.1.2	Elbiler på vei opp	2
1.2	Smart Lading	2
1.2.1	Hurtigladestasjoner	3
2	Modell av ladestasjon	4
2.1	Beskrivelse av modellen	4
2.1.1	Ladestandarder	4
2.2	Antakelser	5
2.3	Forbrukerinteraksjon	6
3	Incentiver	7
3.1	Forbrukere	7
3.1.1	Tilgjengelighet	7
3.1.2	Avstand til ladestasjon	7
3.1.3	Prising	8
3.1.4	Praktiske aspekter	8
3.2	Nettselskap	8
3.3	Elbilprodusenter	10
3.4	Myndighetene	11
3.4.1	Incentiver gitt av myndighetene	11
3.4.2	Incentiver for myndighetene	11
3.5	Kjøpesentre og parkeringshus	11
3.6	Større arbeidsplasser	12
4	Batterimodell og regulering av batterinivå	13
4.1	Introduksjon	13
4.2	Modell av batteri	13
4.3	Batterispesifikasjoner	14
4.4	Ladestasjonsmodellen	14
4.5	Simuleringer	16
4.5.1	Tilfelle 1 - Vanlig usmart lading	17
4.5.2	Tilfelle 2 - Smart lading med lavt opprinnelig batterinivå	18
4.5.3	Tilfelle 3 - Smart lading med høyt opprinnelig batterinivå	18
4.5.4	Sammenligninger	19
4.6	Diskusjon	19

5	Effektregulering og fordeling lokalt og sentralt	22
5.1	Sentrale effekter	22
5.2	Modellen	22
5.3	Resultater	25
5.3.1	Uten ladestasjoner	25
5.3.2	Med ladestasjoner	26
5.3.3	Med smarte ladestasjoner	27
5.4	Diskusjon	28
6	Økonomisk modell	29
6.1	Parametere	29
6.2	Kostnader	30
6.2.1	Investeringskostnader	30
6.2.2	Driftskostnader	30
6.3	Inntekter	30
6.3.1	Forbrukerinntekter	30
6.3.2	Nytteverdi av effektregulering	31
6.3.3	Statsstøtte	32
6.4	Tre økonomiske tilfeller	33
6.4.1	Det beste tilfellet	33
6.4.2	Det midterste tilfellet	33
6.4.3	Det dårligste tilfellet	34
7	Diskusjon	35
8	Konklusjon	36
	Bibliografi	39
	Vedlegg A Oppsummering	40
	Vedlegg B Kvalitativ spørreundersøkelse	41
	Vedlegg C Matlab Kode	48
	C.1 Simuleringsfil	48
	C.2 Logikk for kontroller	50
	Vedlegg D Simulink diagrammer	51
	Vedlegg E Økonomisk modell i excel	54
	E.1 Det beste økonomiske tilfellet	55
	E.2 Det midterste økonomiske tilfellet	56
	E.3 Det dårligste økonomiske tilfellet	57
	Vedlegg F Data til effektmodell	58

Kapittel 1

Motivasjon

1.1 Dagens situasjon

1.1.1 Miljøutfordringer og fornybare energikilder

De siste hundre årene har energiforbruket i verden økt betraktelig, mye på grunn av økt befolkningsvekst, samtidig har økt levestandard i mange utviklingsland påvirket dette[1]. Fortsetter utviklingen på samme måte, vil verden kunne oppleve et energiunderskudd. Fossile energikilder har til nå vært mest brukt, men sett i sammenheng med de siste årenes stadige fokus på klimautslipp ser ikke dette ut til å være en bærekraftig løsning. Samtidig finnes det bare en begrenset mengde av slike fossile energikilder og interessen for å finne mer bærekraftige energiløsninger vil nok bare øke i fremtiden.

Den økonomiske veksten i folkerike utviklingsland som for eksempel Kina, India og Brasil er en stor utfordring for verdenssamfunnet med tanke på energiforbruk. Disse landene trenger både infrastruktur og kraftproduksjon for å kunne tilfredsstille den økte etterspørselen som følger med økt levestandard. I en slik sammenheng er det viktig å utvikle og bygge strømmettet slik at en får optimal utnyttelse av energien. Samtidig vil fremtidens energiproduksjon med stor sannsynlighet bestå av mye fornybar energi, som sol- og vindkraft. Disse energikildene er ofte ikke like fleksible som for eksempel vannkraft, der man kan regulere strømproduksjonen veldig nøyaktig på kort tid. Dette gir en utfordring med at energien ikke alltid blir produsert på det tidspunktet som etterspørselen finner sted.

Flere mulige løsninger på de ovenfor nevnte problemene har blitt nevnt, for eksempel batteristasjoner plassert ute i strømmettet som foreslått av Pillai og Bak-Jensen [2]. Ved bruk av slike stasjoner vil energien bli plassert nært der forbruket skjer, noe som skaper mindre transporttap for energien. Dette vil også sørge for at nettet vil ha mer tilgjengelig kapasitet til å takle andre utfordringer som eventuelt kan oppstå.

Stadig flere land satser sterkt på fornybare energikilder som sol- og vindkraft. Disse kildene produserer elektrisitet kun når forholdene er til stede, noe som er utfordrende med tanke på å regulere elektrisitetsproduksjonen.

I land med mye fornybar energi, som Tyskland og Danmark, har utbyggingen av slike energikilder begynt å skape problemer for den kraftkrevende industrien skriver tu.no [3]. De stabile fossile energikildene må vike plass for subsidierte grønne energikilder, og i perioder med mye sol og vind kan ikke kull- og gasskraftverkene produsere på full kapasitet. Dette skaper problemer siden slike kraftverk ikke kan regulere sin leverte effekt raskt, samtidig som solen og vinden kan komme og forsvinne på veldig kort tid. På grunn av dette kan det oppstå såkalte "miniblackouts" som er perioder der strømmen blir borte i korte tidsperioder. Disse periodene kan skape store problemer, spesielt for kraftkrevende

industri. Effektregulering med fossile energikilder er ikke bare vanskelig, men også veldig dyrt. Gass- og kullkraftverk har ikke så høy virkningsgrad når de kjøres på en effekt som ikke er den optimale. Å regulere effekten mye opp og ned er dermed kostbart hvis en bruker termiske kraftverk.

I situasjoner som beskrevet ovenfor kan en tenkte seg at elbiler brukes til å mellomlagre strømmen som blir produsert fra fornybare energikilder. Elbiler vil da kunne fungere som en energibank, og dermed være med på å stabilisere strømmettet. Denne fordelene kan være nok til at land i Europa vil si seg villig til å satse mer på elbiler, men fremdeles er det langt frem til dette kan bli oppnådd.

1.1.2 Elbiler på vei opp

Elbilmarkedet i Norge er i vekst, og i januar 2013 har antall elektriske kjøretøy passert 10 000 i følge gronnbil.no [4], og veksten er økende. Dette kommer innen få år til å gi relativt mange elbiler i Norge, som vil skape et marked for lading av elbil. I følge J.D. Power så vil denne veksten også finne sted i USA [5], der de forespeiler at det vil finnes opp mot fire millioner elbiler i 2020. Miljøhensyn oppgis hyppig som grunn for å kjøpe elbil, se vedlegg B, men det er nok rimelig å anta at de som kjøper elbil gjerne kunne tenkt seg fleksibiliteten man har med en drivstoffbil. Derfor kan man tenke seg at de fleste elbileiere ønsker mulighet for å hurtiglade bilen sin, selv om det ikke er realistisk at hver enkelt husstand har en egen hurtiglader. Da hurtigladerne foreløpig ikke er særlig utbredt, i tillegg til at dagens elbiler en relativt kort rekkevidde, er elbiler mest egnet for bruk i byer. Konsentrasjonen av elbiler blir dermed større i byer, noe som igjen skaper et potensielt stort strømforbruk lokalt i nettet. Hvis alle elbileierne skal lade elbilen sin samtidig vil dette kunne ha en relativt stor virkning på lasten både lokalt og sentralt i nettet, selv uten hurtiglading.

Veksten av elbiler er ganske unik i Norge, sett i forhold til utviklingen i resten av Europa. Mens markedsandelen for elbiler i Norge er på nesten 3 % i følge elbil.no [6] ligger andelen til det europeiske markedet nede på bare 0.2 %. Disse tallene forteller at det i Norge sannsynligvis er mer behov for en løsning med tanke på elbillading enn det er i resten av Europa.

Som nevnt øker andelen av elbiler i Norge raskt. For å redusere utslippene fra transportsektoren i Norge, er det viktig at denne trenden opprettholdes. Dette økende antallet biler som skal lades innebærer en del utfordringer. Lading av elbiler representerer en relativt stor last, en normal elbillader er på ca. 3.3 kW. Når det bygges distribusjonstransformatorer, er den dimensjonerende effekten for en enebolig ca. 9 kW i følge BKK [7]. Dermed vil det være en potensielt stor påkjenning for lokale transformatorer og for distribusjonssystemet om mange elbiler blir satt til lading når lasten ellers er høy. Det er ikke et stort problem så lenge antall biler som skal lades samtidig er begrenset, men hvis tettheten av elbiler i et nabolag blir stor, kan det oppstå kapasitetsproblemer.

1.2 Smart Lading

Smart lading av elbiler vil si at ladingen styres på en smart måte og at den foregår på de mest gunstige tidspunktene. Det finnes elbilladere som bare kan lade én vei, og det finnes ladere som kan både lade opp og lade ut batteriene. Laderere som går begge veier vil kunne brukes til å levere effekt tilbake til nettet. Dette åpner for å bruke vanlige elbiler til energilagring for nettet. Slik "Vehicle to grid" funksjonalitet er undersøkt i [2], og kan gi god effektregulering. For at elbiler skal brukes til dette, må de leveres med denne typen

ladere. Det er ikke tilfellet i dag.

En vanlig lader kan levere ca. 3.3 kW. Topplasten til en vanlig husholdning er ofte i området 9 kW, dermed er 3.3 kW en ganske stor andel av topplasten. Det vil si at hvis bilen lades på tradisjonelt vis, vil topplasten øke med 3.3 kW. Hvis bilen lades med en smart toveis lader, kan topplasten senkes med opp til 3.3 kW. Forskjellen mellom disse to lademetodene kan i toppplastperiode være hele 6.6 kW for en husholdning. Effekten av smart toveislading er veldig stor hvis det kun ses på enkelte husholdninger, men ikke i forhold til distribusjonstransformatorer. Dette er fordi det ikke er så mange elbiler per trafo.

Som tidligere nevnt er det problemer knyttet til at mange elbiler skal lades samtidig. Jo flere elbiler som skal lades, desto viktigere er det at ladingen blir styrt på en smart måte. Dermed kan lading under de store lasttoppene unngås. Der en enda viktigere at ladingen håndteres på en smart måte hvis det skal tas i bruk ladere med høyere effekt. En av de mest populære elbilene på markedet, Nissan Leaf, kan lades med opp til 60 kW effekt. Dette er en så høy effekt at det er urealistisk at forbrukerne skal kunne ha hurtigladedestasjoner av den størrelsen hjemme.

1.2.1 Hurtigladedestasjoner

En mulighet for å imøtekomme forbrukeres ønske om hurtiglading i nærheten av hjemmet er å ha felles hurtigladedestasjoner i boligområder med mange elbiler. I tillegg til at slike ladestasjoner vil kunne gi mulighet for rask lading, vil stasjonene i seg selv kunne fungere som batterireserver for nettselskapet. En slik ordning vil derfor kunne være løsningen på to problemer, både forbrukerens ladeproblem i nærheten av hjemmet og kraftselskapets lastproblem. Man kan også tenke seg at slike ladestasjoner kan bli plassert i nærheten av arbeidsplasser og kjøpesentre. I følge Sovacool og Hirsh [8] er det muligheter for at elbileiere kan tjene penger på å selge strøm tilbake til strømmettet.

Utfordringer med hurtigladedestasjoner

En av de store utfordringene med hurtiglading er at det vil trekke en høy effekt under drift. For å muliggjøre dette må forsyningsnettene være dimensjonert deretter. Kostnadene for å bygge eller forsterke et slikt nett er høye og kan derfor være en avgjørende faktor i hvorvidt det er mulig å installere en hurtiglader. En vanlig tanke er at ladestasjoner helst skal fungere omtrent som bensinstasjoner. Det vil si at bilene kobles til og lades med en gang, uten spesielt lang ventetid, slik at det trekkes det en stor effekt fra hurtigladedestasjonen mens bilen lader. Hurtigladedestasjoner langs veien er utfordrende å styre siden det kreves at bilen blir ladet veldig raskt, i tillegg til at effekten er så høy. Hvis det derimot lages hurtigladedestasjoner med parkeringsplass i nærheten av boligområder eller arbeidsplasser, som tidligere foreslått, kan hurtigladingen gjøres på en lavere effekt over lengre tid. For kunden kan dette bety at bilen lades på en halvtime mens de for eksempel handler inn mat, i stedet for en klassisk bensinstasjon der bilen lades på fem til ti minutter. Dette åpner for at ladingen kan styres på en smart måte. Hvis det i tillegg er toveisladere, så kan disse hurtigladedestasjonene være med å jevne ut lastkurven i området og i nettet generelt, ved at batteriene lades ut i perioder med høy last.

Kapittel 2

Modell av ladestasjon

2.1 Beskrivelse av modellen

Her vil selve modellen som er lagt til grunn for oppgaven beskrives. Til nå har ideen om en ladestasjon basert på elbiler blitt presentert, men det har ikke vært gitt noen spesifikk informasjon rundt hvordan dette kan implementeres. Visjonen er en parkeringsplass med innebygde hurtigludere for elbiler, plassert i boligområder og andre områder hvor elbillettheten er høy. Slike ladeparker kan plasseres nært distribusjonstrafoer hvor de også kan brukes til å løse nettselskapenes lastproblemer. Tanken er at man ved å styre ladingen smart kan begrense påvirkningen mange elbiler har på strømmettet, samtidig som det også er mulig å bruke batterikapasiteten til å ta av for topper i energiforbruket.

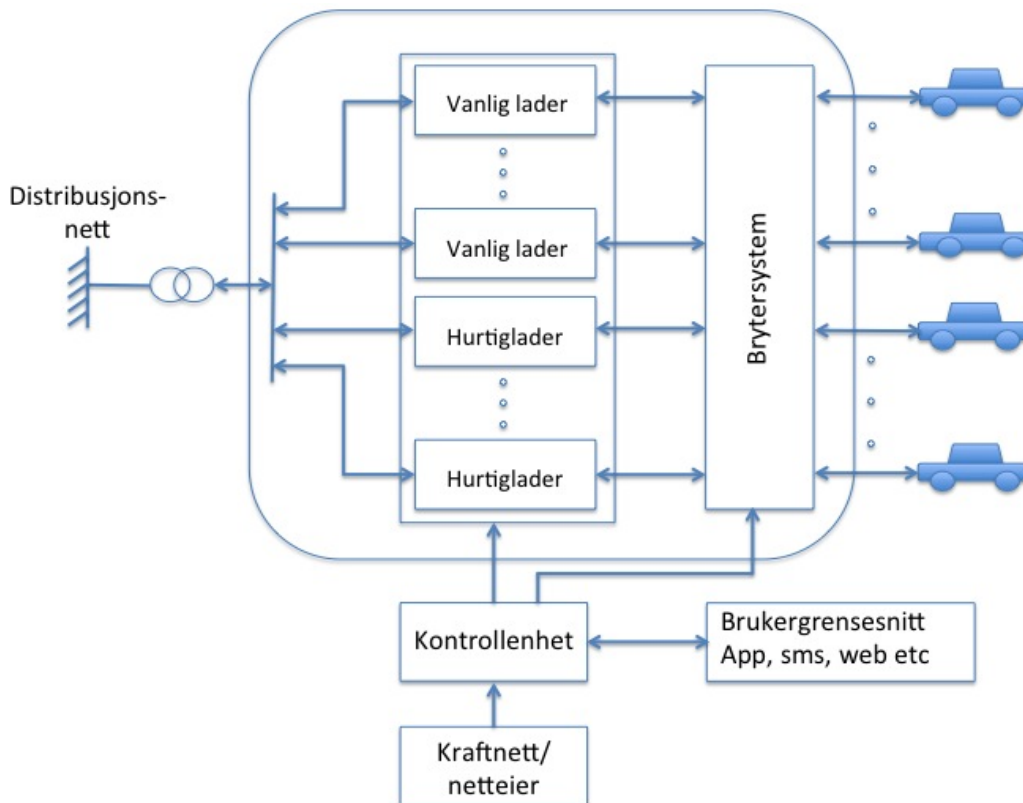
Selve modellen består av en avansert ladestasjon med en kontrollenhet, se Figur 2.1, som skal kontrollere ladingen til hver enkelt bil, gitt ulike parametere bestemt av nettstatus samt bileiers behov og ønsker. Selve ladestasjonen består av en eller flere hurtigludere sammen med vanlige ladere. Tanken er å ha en koblingsenhet mellom ladestasjonen og parkerte elbiler, som skal fungere litt som en kommunikasjonbuss i en datamaskin. På denne måten kan hurtigladeren byttes mellom forskjellige biler. Med andre ord kan dette kalles en dynamisk ladestasjon som automatisk kontrollerer energinivået for hver enkelt bil.

2.1.1 Ladestandarder

Det er flere standarder for opplading av elbiler, her vil den vanligste standarden bli diskutert, og de aktuelle for denne modellen vil bli fremhevet. Standarden IEC 61851-1 [9] definerer 4 forskjellige trinn for lading av elbiler fra elektriske uttak:

- Trinn 1 (AC) – Vanlig lading fra standard uttak i bolighus. Laderen sitter i bilen.
- Trinn 2 (AC) – Vanlig lading fra standard uttak i bolighus med innebygget kabelvern i ladeenheten. Laderen sitter i bilen.
- Trinn 3 (AC) – Vanlig og rask lading med en spesifikk kontakt for å lade elbiler med innebygget vern. Laderen sitter i bilen.
- Trinn 4 (DC) – Hurtiglading med en ekstern lader. Denne løsningen krever i utgangspunktet at det installeres en eller annen form for energilagring i nærheten av ladestasjonen.

Trinn 1 til og med 3 er beregnet til å kunne lade opp en elbil i løpet av 3 til 10 timer. Med trinn 4 kan det være mulig å lade opp batteriet i en elbil til minst 80 prosent på under 10 minutter. Når det er snakk om hurtiglading er det ofte underforstått at det ikke vil være mulig å fulllade batteriet. Dette kommer av at lade karakteristikken til batteriene gjør det vanskelig å lade fort uten å skade batteriene når de nærmer seg full kapasitet, typisk rundt 80 prosent i følge elbil.no [10]. Ladetiden vil naturlig variere mellom elbiler, siden batterikapasiteten til bilene er forskjellig. Standard batteristørrelse ligger i dag på rundt 20-30 kWh og ladestasjoner på trinn 4 har vanligvis en installert effekt på rundt 50 kW. Ved å anta full ladeeffekt fra 0 til 80 prosent vil ladetiden ligge mellom ca. 20-30 minutter. I ladestasjonsmodellen som er satt opp, er det tiltenkt hurtigladerne med standarden beskrevet i trinn 4, mens en vanlig lader vil variere fra trinn 1 til trinn 4.



Figur 2.1: Illustrasjon av hvordan en kan tenke seg en ladestasjonsmodell.

2.2 Antakelser

Det er gjort en del antakelser i modellen som er satt opp. Først er det antatt at det lar seg gjøre å lage en løsning med brytere som gjør at det kan veksles mellom å bruke hurtiglader og vanlig lader på de forskjellige bilene. Alle bilene må da kobles til gjennom ledninger og kontakter som støtter hurtiglading. Hurtigladingen antas å være opp til 50 kW begge veier, og i senere simuleringer er det antatt at man kan lade opp og ned på effekter under maksverdien. Vanlig lading antas å være ved ca. 3.3 kW begge veier. Batterikapasiteten er avhengig av utladingshastigheten [11], og det er antatt at levert energimengde synker med ca. 10 % når batteriene lades ut ved 50 kW. Det antas at det er kommunikasjon mellom bil

og ladestasjon slik at kontrollenheten kan kontrollere ladingen. Kontrollenheten forutsettes også å kunne hente inn informasjon om strømmettet, slik at batteriene i bilene utnyttes på en best mulig måte. Det antas videre at brukere og nettselskap kan kommunisere med kontrollenheten over internett eller applikasjoner på mobil eller nettbrett.

For at dette skal kunne bli implementert, må det være mulig å bruke elbilbatterier som batteribanker. Det vil også være en fordel at det finnes strømpriser i sanntid. Dette vil være realistisk når avanserte måle- og styringssystemer (AMS) kommer innen 2019.

2.3 Forbrukerinteraksjon

For at en slik ladestasjonsmodell skal bli brukt av forbrukere må det være et enkelt brukergrensesnitt for å styre ladingen på bilen. Som tidligere diskutert skal det være en kontrollenhet som styrer ladingen på batteriet. Brukergrensesnittet, som for eksempel kan være en app, vil være leddet mellom forbrukerne og denne kontrollenheten. En tenkt situasjon for en forbruker vil være at han parkerer bilen på ladestasjonen og plugges i en kontakt. Da vil kontrollenheten kjenne igjen bilen, og laste inn en forhåndsdefinert profil som sier hvordan bileieren ønsker å lade bilen. Denne profilen kan for eksempel bestemme hvilke tidspunkt du ønsker å ha fulladet batteri, mens kontrollenheten bestemmer hvordan dette blir oppnådd. Forbrukeren kan også fortelle om han ønsker å selge energi tilbake til strømmettet, eller om han ønsker å hurtiglade elbilen på kort varsel. Alle disse mulighetene må være enkle å bruke for forbrukeren, og veldig lett tilgjengelig. Et slikt brukergrensesnitt ligger til grunn for at systemet skal kunne fungere med vanlige forbrukere.

Kapittel 3

Incentiver

3.1 Forbrukere

Utgangspunktet for dette avsnittet er at forbrukere flest agerer etter det som er enklest, billigst og mest praktisk for seg og sin husstand, uten å legge særlig vekt på hvilke løsninger som har størst fordeler for samfunnet som helhet eller for andre store aktører. Dette skyldes i stor grad mangel på komplett informasjon om produkter og tjenester, men det blir vanskelig å komme utenom at slik adferd også kan være en naturlig del av menneskenaturen [12]. Da komplett informasjon ofte er vanskelig eller umulig å fremlegge, for eksempel informasjon om et produkts levetid eller den faktiske innvirkningen av CO₂-utslipp på miljøet, vil et slikt adferdsmønster føre til at forbrukerinentiver er en viktig nøkkel til suksess for ladeparkidéen. Noen av de viktigste aspektene er tilgjengelighet, avstand mellom ladestasjonen og hjemmet, priser og praktiske aspekter.

3.1.1 Tilgjengelighet

For elbileiere som ønsker å benytte seg av ladestasjonene vil det være viktig å møte ledige ladeplasser stort sett hver gang de ønsker å lade bilen sin, for eksempel når de kommer hjem fra jobb. Dette setter først og fremst store krav til parkeringsplassens kapasitet, men legger også føringer for kapasiteten til det elektriske utstyret. Dette punktet fungerer hovedsakelig som et “negativt” incentiv, nemlig at gjentatte forsøk på å benytte ladestasjonen uten hell vil virke demotiverende, og kan drive forbrukeren vekk fra tanken om å benytte seg av en slik ordning.

3.1.2 Avstand til ladestasjon

Optimalt sett skal kundene av systemet bruke ladestasjonene som parkeringsplass, gjerne fra de kommer hjem fra jobb på ettermiddagen og over natten. For at denne parkeringsløsningen skal bli ansett som praktisk og enkel nok av forbrukerne, vil avstand mellom forbrukerens hjem og ladestasjonen spille en viktig rolle. En kvalitativ markedsundersøkelse gjennomført i norsk ELbilforum som kan sees i Vedlegg B indikerer at smertegrensen for gangtid fra hjemmet til ladestasjonen ligger på rundt 5 minutter. Også avstand til ladestasjon må kunne sees på som et negativt incentiv. Om lokasjonene ikke er praktiske og nære nok vil forbrukerne droppe denne løsningen til fordel for lading langs veien, på bensinstasjoner eller normal lading hjemme.

3.1.3 Prising

Ved å legge til rette for toveislading vil kundene få muligheten til å la pris være en avgjørende faktor for bruk av elbilene. Dette forutsetter at AMS er implementert og at kraftprisene oppdateres kontinuerlig. Det vil også være gunstig for systemet å operere med lokale kraftpriser for å lokalt kunne forbedre lastflyten. I situasjoner der lasten i nettet er stor vil prisen være høy og det vil derfor være gunstig for forbrukerne å stille energien i elbilene til disposisjon for nettselskapene. Dette kan skje direkte eller indirekte. Direkte ved at forbrukerne selv styrer salget inn til nettet ved hjelp av en “app” eller en nettside. Indirekte ved at nettselskapene styrer forbrukernes salg og kjøp av energi der kundene gjerne har en standardinnstilling på når de trenger bilen. Nettselskapet har ansvar for å “kjøpe” forbrukernes energi når prisen er høy og selge energi til forbrukerne på tider av døgnet når prisen er lav, dette vil typisk være om natten og midt på dagen. Selv om konseptet gagnar forbrukerne vil nettselskapene også tjene på å kjøpe når prisene er høye fordi det er ved disse tidspunktene at forbruket generelt er høyt og det er behov for kraften. Å lade bilene om natten vil også være gunstig for nettselskapet da det kan være mulig å begrense lasttoppen om morgenen.

Ved å la pris være en avgjørende faktor for bruk av bilene vil forbrukere som er pris-sensitive ha incentiver til å la bilen stå når prisene er høye for å selge energi ut til nettet og heller kjøpe energi når prisene er lave. Dette vil i seg selv kunne være med på å regulere lasten i nettet. De forbrukerne som ikke bryr seg om pris vil trolig planlegge i mindre grad og kan komme til å etterspørre umiddelbar lading. Dette medfører en høyere pris som kan være med på å finansiere billig eller til og med gratis lading for prissensitive forbrukere i et langtidsperspektiv.

3.1.4 Praktiske aspekter

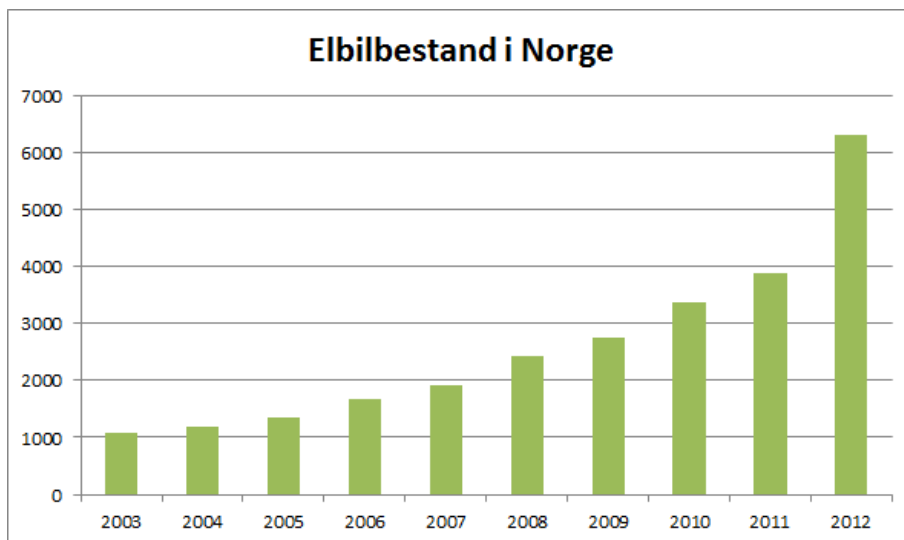
Siden dagens forbrukere forventer enkle og praktiske selvbetjeningsløsninger, er absolutt dette konseptet i tråd med tiden. Det forutsetter at den fysiske tilkoblingen er selvforklarende, sikker og at det er enkelt å skaffe seg et abonnement på tjenesten. For den totale brukeropplevelsen vil det også være gunstig å lage et grafisk grensesnitt, gjerne som en smarttelefon-app der forbrukeren kan få innblikk i batteristatus for bilen sin og kraftpriser i sanntid. Som nevnt i avsnittet over, er det også mulig å se for seg at man gjennom et slikt grensesnitt kunne fått mulighet til å bestille hurtiglading eller vurdere å selge den gjenværende energien i bilbatteriet ut på markedet ved høye kraftpriser.

3.2 Nettselskap

For nettselskaper er det viktigste incentivet muligheten til å begrense effekttoppene. Dette kommer av at de alltid må dimensjonere etter den høyeste effekten som kan oppstå. Dette kan bidra til en kostnadsbesparelse for nettselskapene i form av mindre behov for å styrke nettet, dette er spesielt aktuelt i forhold til integrasjon av elbiler i nettet.

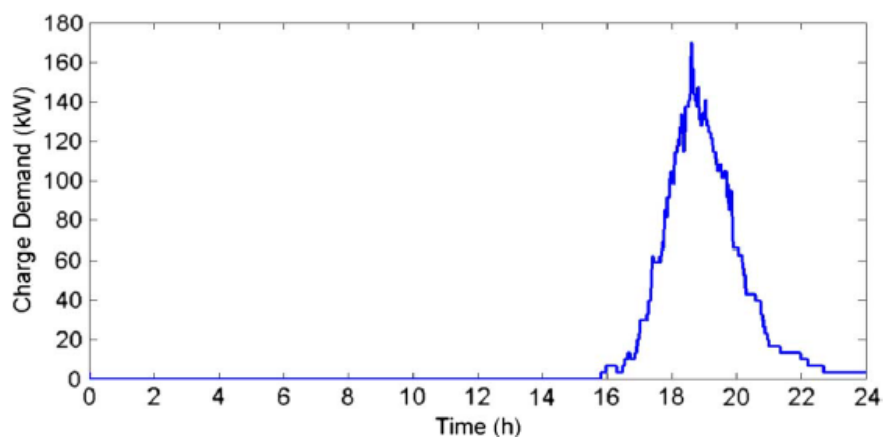
De siste årene har det vært en eksplosiv økning i salget av elbiler i Norge og som man kan se av Figur 3.1 øker bestanden av elbiler kraftig fra 3891 i 2011 til 6311 i 2012. Dette kan bli en stor utfordring for nettselskapene. Et vanlig scenario er at bilen blir satt på lading når arbeidsdagen er ferdig, samtidig som varme blir slått på og matlaging begynner. Det at lastkurvene sammenfaller gir en stor topp i effekt mellom klokken 16 og 20 kan bety at det blir problemer med kapasitet lokalt i nettet.

Som vist på Figur 3.2 vil elbilene vanligvis da være ferdig oppladet før klokken 24. Dette har ingen hensikt når det vanligvis ikke er bruk for bilen før neste morgen. Gjennom



Figur 3.1: Utvikling av elbilbestand i Norge, fra gronnbil.no [13]

å styre ladingen mer intelligent opp mot lasten i nettet kan effekttoppen flyttes. Dette vil medføre at den totale effekttoppen vil bli lavere og bidra til mindre belastning på nettet. En konsekvens av dette er at man i mange tilfeller kan unngå å måtte utvide kapasiteten på nettstasjonen selv med en “invasjon” av elbiler.



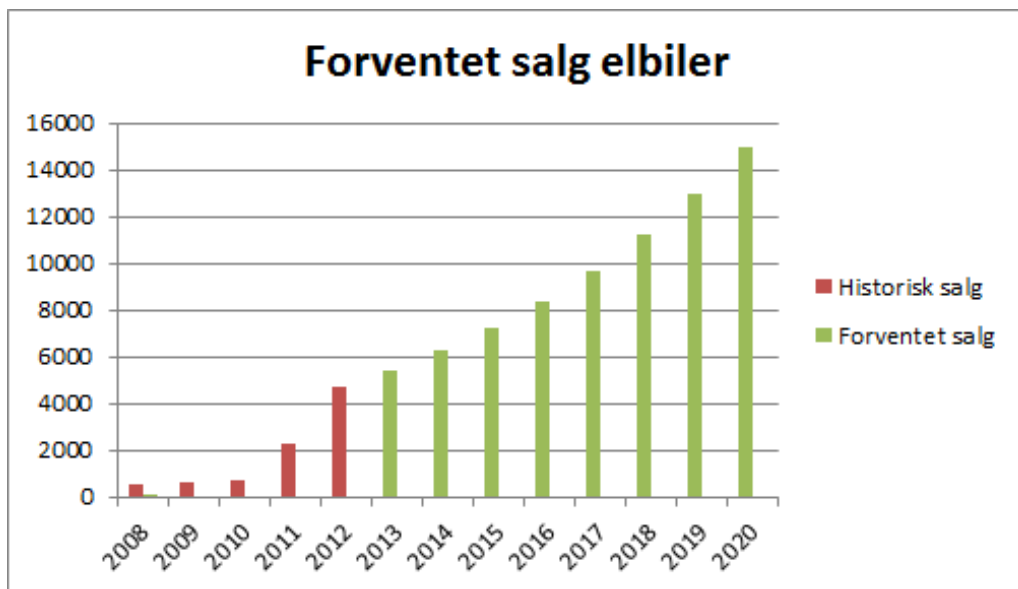
Figur 3.2: Typisk lastprofil for lading av 100 elbiler med vanlig lading, beskrevet av S. Shao [14]

Videre vil en sentralisert løsning gi muligheten for å bruke de parkerte bilene til å levere høy effekt tilbake til nettet. Ved vanlig smart toveislading kan bilene levere opptil ca 3.3 kW til nettet. Med denne hurtigladedestasjonen vil det kunne leveres mye mer effekt enn ved vanlig smart lading.

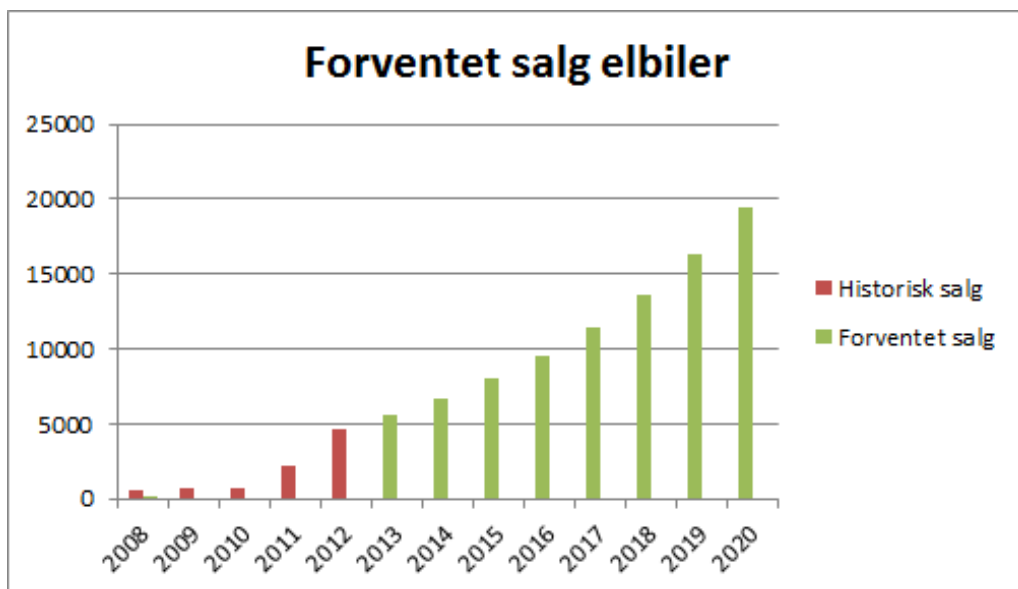
Et eksempel på smart lading kan være at bilene bruker tiden på ettermiddagen til å mate effekt inn på nettet. Gjennom dette vil det være mulig å senke effekttoppene drastisk og sikre en bedre utnyttelse av nettet. Effekten av dette vil bli vist i Kapittel 4. Med én til to hurtigladere i ladeparken kan kunder som trenger umiddelbar lading for eksempel betale etter hvordan lastforholdene er. Som tidligere nevnt kan nettselskapene tjene raske penger på “korttenkte” kunder, mens de kan benytte seg av batterikapasiteten i elbilene til kunder som planlegger litt mer langsiktig, og tilby dem rimelig eller gratis lading.

3.3 Elbilprodusenter

For elbilprodusenter vil selvsagt et godt ladetilbud tale til fordel for økt salg. Fra markedsføringsrapporten [15] kan man se to ulike prognoser for salg av elbil i Figur 3.3 og 3.4.



Figur 3.3: Estimert av elbilutviklingen i Norge tatt fra [15]



Figur 3.4: Estimert av elbilutviklingen i Norge, med potensiell tilleggseffekt fra ladestasjonsløsningen

Figur 3.3 forutsetter salg av nye biler i 2020 i størrelsesordenen 150 000, en elbilandel på 10 % og tar også inn salgstall for årene opp til 2012 [16]. Hvis en antar at 1 av 30 som vurderer å kjøpe ny bil velger å kjøpe elbil i stedet for tradisjonell brennstoffbil på grunn av de gode lademulighetene i en ladepark nær hjemmet, vil prognosene bli mer positive, som kan sees i Figur 3.4. Dette kan potensielt føre til 4300 flere solgte biler i 2020, og en

elbilandel på 13 %.

For elbilprodusentene vil det være viktig å være bevisst på slike ladeparker, og deres popularitet. Om ladeparksløsningen lykkes, vil elbilprodusenter som legger godt til rette for denne type lading kunne vinne markedsandeler fra andre produsenter.

3.4 Myndighetene

3.4.1 Incentiver gitt av myndighetene

Norske myndigheter har i lang tid hatt mange incentiver for kjøp av elbil. Disse inkluderer fritak fra veiavgift, betydelig redusert årsavgift, gratis passering av bomringer, samt mulighet til å benytte kollektivfelt [17]. Dersom antallet elbiler overstiger en viss mengde, rundt 55 000 [17] er det realistisk å tro at kollektivfeltfordelen kan forsvinne, da et slikt antall vil kunne gjøre kollektivfeltet for tett pakket til at kollektivtrafikk skal komme lett frem. Det er mulig å tenke seg til at ladestasjonsløsningen som skisseres her, kombinert med lett tilgjengelig informasjon om kraftpriser i sanntid, kan føre til noe regulering av rushtrafikken. En slik situasjon inntreffer om høye kraftpriser på kritiske tidspunkt får folk til å endre adferden sin med tanke på når de reiser til og fra jobb. Hvis en slik effekt blir resultatet, kan myndighetene ha muligheten til å beholde kollektivfeltfordelen betydelig lenger enn til “taket” på 55 000 elbiler nås.

3.4.2 Incentiver for myndighetene

Som nevnt i forrige avsnitt, vil muligheten for å beholde eksisterende incentiver fra myndighetene til eiere være et incentiv mot myndighetene for å legge til rette for denne ladeløsningen. Det finnes også andre fordeler for myndighetene ved implementering av ladeparkene. Norge har et ambisiøst mål om å kutte klimautslippene med 30 prosent i forhold til utslippene i 1990 innen 2020. Dette målet ønsker regjeringen i tillegg å skjerpe slik at utslippene blir kuttet med 40 prosent innen 2020 [18]. For å oppnå dette vil økt bruk av elbiler og redusert bruk av høyutslippsbiler være viktig da utslippene fra veitrafikken økte med 30 prosent fra 1990 til 2012 [19]. I tillegg ønsker Norge å være et foregangsland i miljøpolitikken. I stortingsmeldingen “Mot en grønnere utvikling” kommer det tydelig frem at Norge ønsker å være en pådriver for mer miljøvennlige løsninger. Etter hvert som oljen fases ut vil “grønne” løsninger kunne spille en stor rolle i Norges teknologiekseport. Her vil teknologien bak ladeparkene kunne bli samfunnsøkonomisk lønnsomt [20]. Så lenge myndighetene ønsker at enda flere skal bytte ut de vanlige bilene med elbiler, vil nyttige incentiver overfor myndighetene være nettopp de effektene som kan holde denne utbyggingen i gang.

3.5 Kjøpesentre og parkeringshus

Løsningen som skisseres kan også være aktuell for større kjøpesentre og handelsområder. Avsidesliggende kjøpesentre har tidligere pleid å tilby gratis parkering for å trekke kunder ut av sentrumsnære strøk. Ved en dreining i bilparken mot elbiler vil kjøpesentre som kan tilby gratis lading av elbiler kunne få et konkurransefortrinn. Et stort flertall av eiere vil foretrekke å handle på kjøpesentre som tilbyr gratis lading, se markedsundersøkelsen i Vedlegg B. Om et slikt tilbud virker positivt inn på salget på samme måte som gratis parkeringsplasser gjør, kan det være aktuelt for kjøpesentre å etterspørre om slike ladestasjoner kan legges til deres allerede eksisterende parkeringsanlegg.

3.6 Større arbeidsplasser

Større arbeidsplasser har incentiver som likner på kjøpesentrene. Der arbeidsgiver tidligere har tilbudt gratis parkering som en fordel, vil gratis lading av elbil kunne bli en ny trend innen indirekte kompensasjon. En stor majoritet av elbileiere ser på gratis lading på arbeidsplassen som en konkurransefordel for en framtidig arbeidsgiver. Her igjen vil det være et mulig scenario at arbeidsgivere ønsker å stille deler av sin eksisterende parkeringskapasitet til disposisjon for et nettselskap, om det innebærer at de kan tilby en ladetjeneste til sine ansatte.

Kapittel 4

Batterimodell og regulering av batterinivå

4.1 Introduksjon

Lasten på nettet varierer med tidspunkt på dagen. I de tidspunktene hvor mange personer bruker energi samtidig, kan energiforbruket bli så høyt at dette blir et problem for strømmettet. Disse tidsrommene er typisk tidlig om morgenen når folk står opp, og på ettermiddagen når folk kommer hjem fra jobb, mens resten av dagen er lasten ofte en del mindre. Slik strømmettet er bygd i dag, må infrastrukturen være skalert for maksimal tenkt last. Dette krever ofte større økonomiske investeringer. Ved at man kan ta av for den største lasten i nettet, såkalt ”peak shaving”, vil man kunne redusere dette problemet.

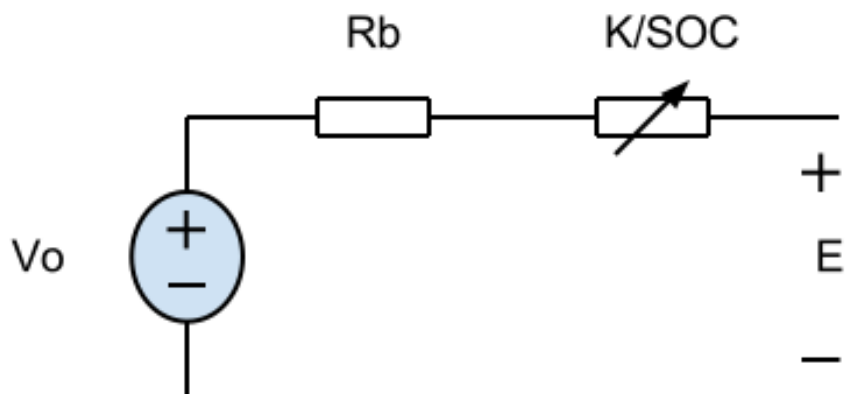
Dette kapitlet vil ta for seg hvordan ladestasjonsmodellen kan bli brukt for peak shaving i mindre skala, typisk i store nabolag eller i mindre bydeler. Først vil batterimodellen bli forklart, før ladestasjonen vil bli nærmere beskrevet. Deretter følger simuleringer av tre ulike tilfeller gjort ved hjelp av Matlab Simulink, som illustrerer hvordan en slik ladestasjonsløsning vil påvirke en gitt lastkarakteristikk for et nabolag.

4.2 Modell av batteri

I denne delen blir det satt opp en modell av et elbilbatteri. Ladestasjonene kan være av forskjellige størrelser, men her antas det én ladestasjon med ti parkeringsplasser. Ladingen foregår med åtte normale ladere og to hurtigludere. Laderne antas å kobles, som tidligere nevnt, gjennom en koblingsmekanikk slik at hurtiglading kan bli fordelt mellom bilene, og at bilene da kan lades opp med en effekt mellom 0-50 kW. Bilene som kobles til ladestasjonen antas her å ha samme batterikarakteristikk som Nissan Leaf [21]. Batteriene modelleres som en konstant spenningskilde i serie med en konstant motstand og en motstand som varierer med hvor mye ladning det er i batteriet, se Figur 4.1. Denne modellen gir ligningen (4.1)

$$E = V_0 - (R_b + \frac{K}{SOC})i \quad (4.1)$$

Hvor E er spenningen på batteriterminalen, V_0 er den indre batterispenningen som er satt til å være konstant. R_b er en konstant batterimotstand, K er en polarisasjonskonstant, State of Charge (SOC) er et tall mellom 0 og 1 som gir ladenivået til batteriet ved bestemte tidspunkt og i er strømmen inn eller ut fra batteriet.



Figur 4.1: Kretsskjema av batterimodellen.

Modellparameterne som er gitt i Ligning 4.1, er ikke nødvendigvis direkte overførbare til fysiske prosesser i batteriet, men de gir en lignende oppførsel som et virkelig batteri. Spenningen fra batteriet vil variere ut i fra SOC og strømmen, da de ohmske tapene vil være større med større strøm. Modellen er beskrevet av Chan [22], hvor han argumenterer for at denne modellen tar hensyn til de viktigste delene av batterikarakteristikken. Samtidig er det en veldig enkel modell, som tar hensyn til SOC sin påvirkning av batterikapasiteten. Denne effekten er også beskrevet av Khayyam og Hassan i [23]. Her blir den typiske opp- og utladingseffektiviteten for batterier beskrevet.

En av konsekvensene av at tapene øker ved større strøm, er at batteriene vil se ut som de inneholder mindre energi hvis de lades raskt ut. Dette kommer av at det blir mer dissipert effekt over motstandene enn hvis de lades ut saktere med liten strøm. Dette er en egenskap som virkelige batterier har. Derfor er ofte kapasiteten oppgitt ved en gitt strøm og spenning.

4.3 Batterispesifikasjoner

Før man kan implementere modellen må batterikarakteristikken til Nissan Leaf defineres. Tallene som simuleringene baserer seg på er gitt fra mynissanleaf.com [21] og [22]. De viktigste tallene kan leses i Tabell 4.1

Tabell 4.1: Batterikarakteristikk for Nissan Leaf sine batterier

Symbol	Verdi	Forklaring
V_0	403.2 V	Indre batterispenning
R_b	0.4 Ω	Konstant batterimotstand
K	0.1 Ω	Polarisasjonskonstant

4.4 Ladestasjonsmodellen

Den enkle batterimodellen som er satt opp gjelder for ett batteri. På en ladestasjon vil det være koblet til flere biler. Det er mulig å modellere hvert batteri for seg selv, men

det kompliserer simuleringen. Det er derfor nyttig å lage en modell for alle batteriene satt i parallell som vist i Figur 4.2. Dermed vil hele ladestasjonen modelleres som ett stort batteri, der alle batteriene blir ladet opp samtidig. Dette er selvsagt ikke en situasjon som alltid vil stemme, men til simuleringsformål er det en god antakelse.

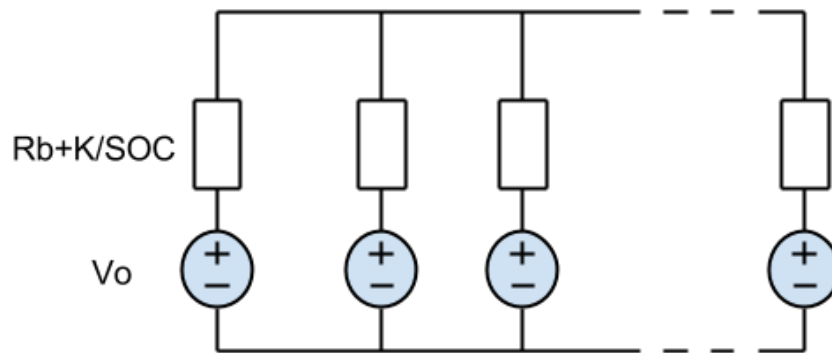
Strømmen gjennom hvert batteri skal være den samme når det står i parallell som hvis det var alene. Spenningen vil være den samme som før. Dermed må komponentene i modellen som skal gjelde for flere batterier regnes ut slik:

$$R_{b_{ny}} = \frac{R_b}{N} \quad (4.2)$$

$$K_{ny} = \frac{K}{N} \quad (4.3)$$

Der N er antall biler parkert på ladestasjonen.

Ladestasjonen modelleres som et batteri med kapasitet på $N \cdot 66.2$ Ah. SOC vil i praksis kunne være forskjellig på de forskjellige bilene som er koblet til, men i denne modellen vil SOC være det gjennomsnittlige ladenivået. Det er derfor en ganske stor begrensning på hvilke tilfeller av ladetilstander i stasjonen som kan simuleres, men samtidig forenkles simuleringene en del.



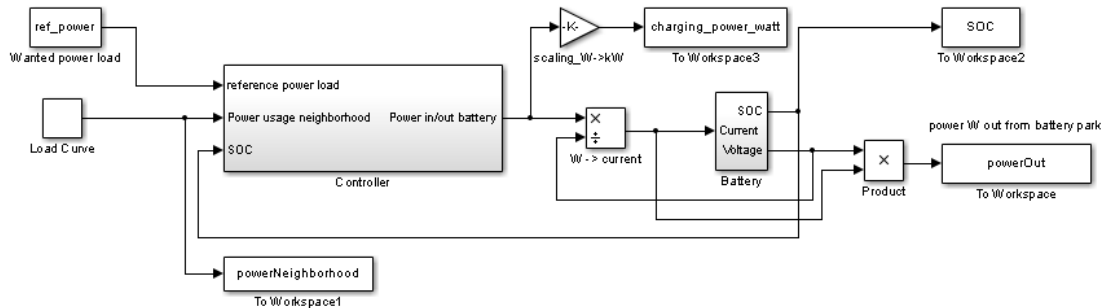
Figur 4.2: Parallellkoblet batterimodell

Batterimodellen som er satt opp tar inn ampere som inngang, og regner ut SOC ved integrasjon til amperetimer. For å beregne effekten ut fra ladestasjonen blir spenningen på batteriterminalen multiplisert med strømmen inn i batteriet, der strømmen er positiv eller negativ ettersom batteriet blir ladet opp eller tappet ut.

En overordnet oversikt av ladestasjonen kan sees i Figur 4.3. Stasjonen blir styrt av en kontrollenhet, der den ønskede strømmen inn og ut av batteriet blir bestemt basert på lasten i nettet, en referanse på den ønskede lasten i systemet og ladestasjonenes SOC. I tillegg tar kontrollenheten hensyn til hvilket ladenivå bilen skal ha som et minimum, slik at den aldri blir tappet helt tom. Det er også en øvre grense på hvor raskt man kan lade batteriene opp og ned. I denne modellen blir det antatt at man har to hurtigladdere på 50 kW og åtte vanlige ladere på 3.3 kW per stykk. Dermed blir maks effekt inn til ladestasjonen begrenset til:

$$2 * 50 + 8 * 3.3 = 126.4kW$$

Modellen antar at dette gjelder både ved lading og tapping av energi fra batteriene.

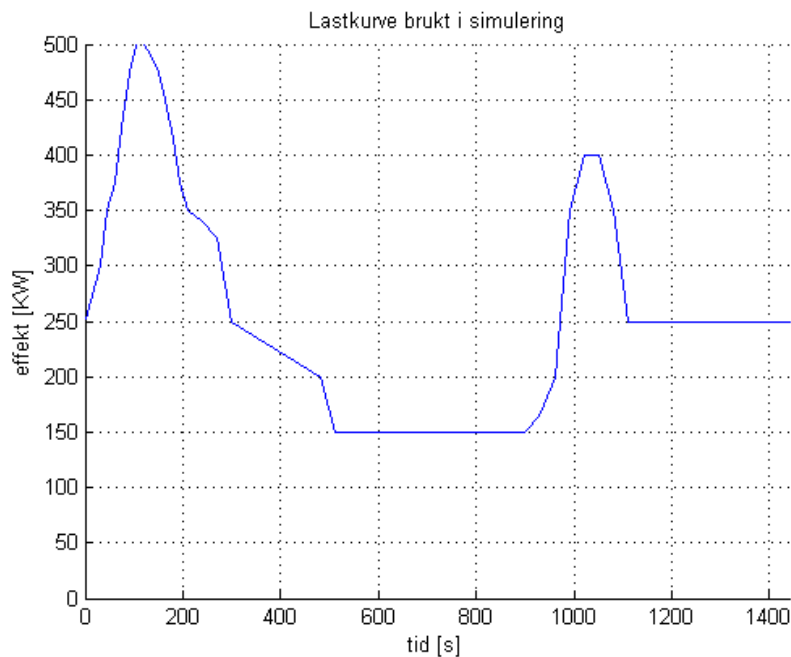


Figur 4.3: Oversikt over simulinkdiagram brukt for simulering

Kontrollenheten består av en logikk som beregner energien i batteriet ut i fra hvordan lastforholdene i nettet er. Hovedpunktene i denne logikken er at batteriet blir ladet opp hvis lasten er lav, mens batteriet blir tappet for energi hvis lasten er høyere enn det man ønsker. I tillegg er ladehastigheten antatt å være avhengig av SOC, både på opp- og utlading. Det betyr i praksis at det tar lengre tid å lade ut batteriet når SOC er lav, tilsvarende gjelder for opplading når SOC er høy. Se logikken for ladestasjonssimuleringen og simuleringsoppsettet i Vedlegg C og D.

4.5 Simuleringer

Lasttoppen i den aktuelle delen av nettet er ca. 500 kW. Hovedmålet med simuleringene er å vise hvor mye en lastkurve kan jevnes ut ved hjelp av effektreguleringsmulighetene til en smart ladestasjon med ti elbiler. Lastkurven som blir brukt i simuleringen er vist



Figur 4.4: Lastkurve brukt i simuleringer. Tid null er klokken 15.00 på ettermiddagen

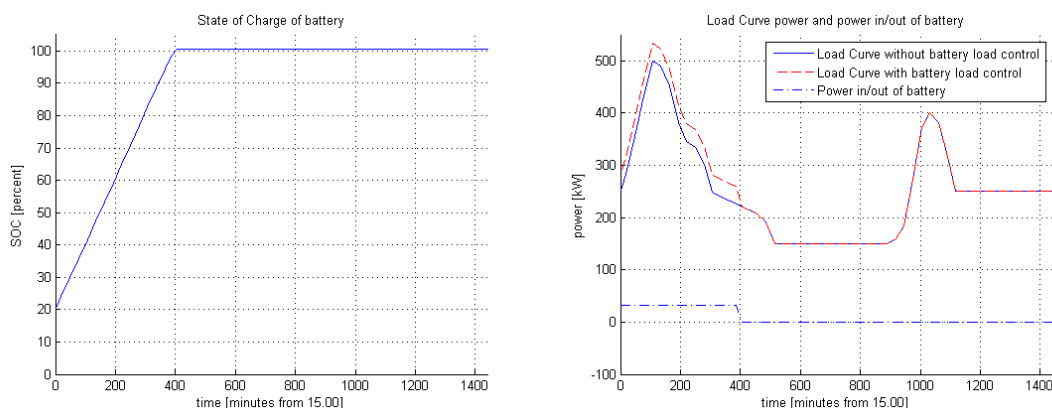
i Figur 4.4 og er designet for å likne på en typisk lastkurve. Den begynner ca. kl. 15.00 på dagen for å simulere at folk kommer hjem fra jobb og parkerer en ikke fulladet elbil ved ladestasjonen, deretter går simuleringen i 1440 minutter, som tilsvarer én dag. For å simulere at elbilene ikke er fulladet på starttidspunktet settes gjennomsnittlig SOC til en verdi mindre enn 1 i starten av simuleringen. SOC kan realistisk sett ha mange verdier, derfor simuleres tre forskjellige starttilstander.

Simuleringene tar for seg tre forskjellige tilfeller:

- Uten smart lading, lader opp med en gang med 3.3 kW, 20 % batteri ved start
- Smart lading - dårlig tilfelle: snittlading 30 % ved start, 70 % referanse
- Smart lading - godt tilfelle: snittlading 70 % ved start, med 70 % referanse

4.5.1 Tilfelle 1 - Vanlig usmart lading

Dette tilfellet beskriver hva som skjer hvis det ikke benyttes smart lading i det hele tatt. Det som skjer her er at ti personer kommer hjem med elbiler med en gjennomsnittlig SOC på 20 % og setter de på lading med en gang de kommer hjem. Ladingen er antatt å foregå med standard 3.3 kW elbillader. Hvis det skulle blitt brukt hurtiglading, ville det gitt enda høyere lasttopp. Figur 4.5a viser at SOC begynner på 20 % og stiger jevnt med en gang. Den stiplede røde linjen på Figur 4.5b viser at lasten stiger en god del med bare ti elbiler på lading.



(a) SOC for batteriet med vanlig opplading

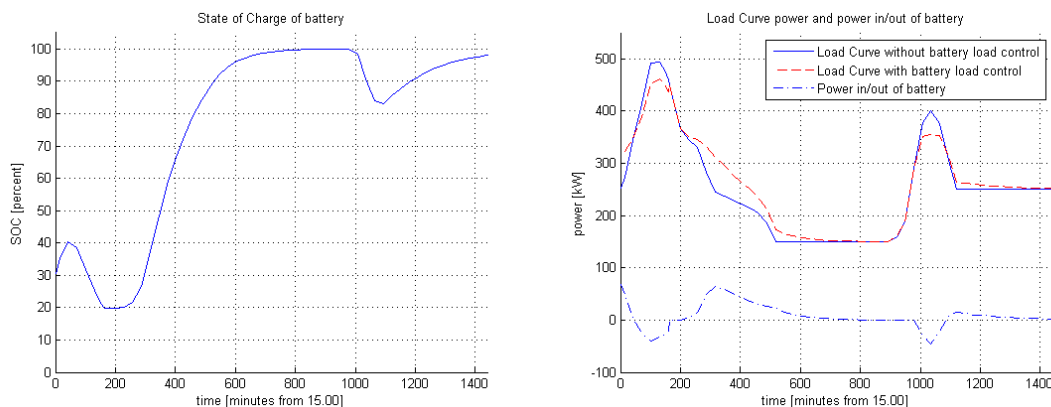
(b) Lastkurve for vanlig opplading

Figur 4.5: Simuleringer for vanlig usmart lading.

Hver bil trekker en effekt på ca. 3.3 kW, dermed blir lasten økt med 33 kW hvis ti elbiler lader på samme tidspunkt, som i dette nettet tilsvarer en økning på 6.6 %. Denne økte lasten kan føre til problemer, spesielt hvis den sammenfaller med den generelle lasttoppen i systemet slik som i Figur 4.5b. Dette tilfellet er veldig realistisk da det er på denne måten normale elbiler lades i dag. De andre tilfellene er da i realiteten en sammenligning med dette tilfellet, fordi ladestasjonen er en løsning på problemet med for høy lokal last. Hvis 500 kW last er det maksimale systemet tåler, så kan ladeeffekten som kreves av ti elbiler føre til store problemer. Det er ikke urealistisk at 500 kW lastopp som er brukt her, kan være det maksimale et lokalt nett kan tåle. Det kan tenkes at systemet er dimensjonert for å akkurat tåle en slik last. På grunn av dette simuleres det med tanke på at dette er en dag med veldig høy last i systemet, og at all last utover 500 kW vil være et problem.

4.5.2 Tilfelle 2 - Smart lading med lavt opprinnelig batterinivå

For dette tilfellet kommer bileierne hjem med veldig lavt batterinivå, og det vil dermed ikke være spesielt mye energi som kan brukes til å lade ut på nettet. Her er effektreferansen satt til å være 70 % av maksimal last, som er 500 kW. Dermed vil batteriet bare bli tappet når lasteffekten på strømmettet er over 350 kW. Batteriet inneholder bare 30 % av maksimal energi ved start, men lader seg opp med ca. 10 prosentpoeng på relativt kort tid, som vist i Figur 4.6a. Deretter lades bilbatteriet ut til 20 %, som er grensen for hvor mye man kan lade ut bilen før utladingen stoppes.



(a) SOC for batteri med smart opplading og (b) Lastkurve for smart opplading med dårligere utgangspunkt

Figur 4.6: Simuleringer for smart lading med lav batteriprosent ved start

Deretter utsettes ladingen til etter lasttoppen, se Figur 4.6b, slik at dette ikke skal gi noe verre lastforhold på strømmettet enn det allerede er. Etter at lasttoppen er over lades batteriet opp på samme måte som i forrige tilfelle. Dermed spres oppladingseffekten til utover kvelden og batteriet vil være ferdig oppladet til morgenen etter. Fra simuleringene kan man se at batteriet blir ladet ut til minimumsverdien under lasttoppen, og dermed ikke klarer å bidra til å begrense lasten i hele toppperioden.

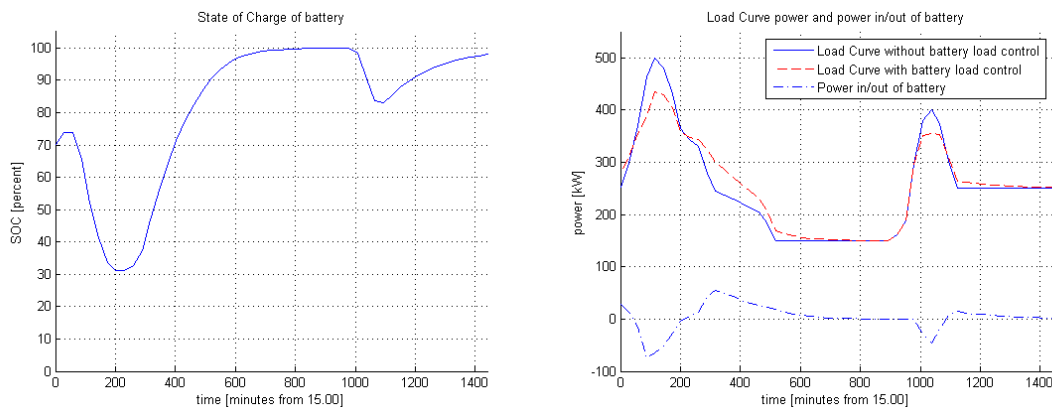
Når lasten synker utover kvelden, og etterhvert passerer effektreferansen på 350 kW, vil batteriet begynne å lades opp igjen. På denne måten vil lasttoppen spres utover hele kvelden, og dermed være et effektivt hjelpemiddel for peak shaving. Batteriet er fulladet i god tid før morgenen, der det kommer en mindre lasttopp. Her vil bilbatteriene også tappes noe for å begrense lasttoppen, men samtidig ikke for mye til at det vil føre til problemer med å kjøre på jobb. Det kan også tenkes i en virkelig implementasjon av dette systemet så vil det være mulig å hindre at bilbatteriet blir utladet om morgenen hvis lasttoppen ikke er for høy.

Et annet problem med denne simuleringen er at batteriet blir tappet for strøm på ettermiddagen. Dette er ikke nødvendigvis ønskelig hvis man skal ut å kjøre senere på kvelden. En mulig løsning på dette er å ikke trekke strøm fra batteriene i visse tidsrom, men samtidig ikke lade under de verste toppene, slik at lasttoppen ikke blir forhøyet, som vist i det første tilfellet.

4.5.3 Tilfelle 3 - Smart lading med høyt opprinnelig batterinivå

I dette tilfellet er elbilbatteriene ladet opp til 70 % av maksimalt nivå når de kommer hjem. Bilene blir umiddelbart koblet til lading. Et slikt tilfelle er langt fra usannsynlig, da

for eksempel kun syv biler har blitt kjørt på jobb, mens de siste tre bilene ikke har vært brukt og dermed er fulladet.



(a) SOC for batteri med smart opplading og godt (b) Lastkurve for smart opplading med godt utgangspunkt

Figur 4.7: Simuleringer for smart lading med høy batteriprosent ved start

Lastkurven på nettet er gitt fra den heltrukne linjen i Figur 4.7b. Ved starten av simuleringen er lasten noe under 350 kW. Dermed lader batteriet noe før effekten stiger over denne grensen. Da begynner ladestasjonen å trekke effekt fra elbilbatteriene og sender dette ut på nettet. Dette kan sees i Figur 4.7a der SOC er plottet. Ut fra lastkurvefiguren kan en se at den resulterende lasten på nettet blir redusert med omtrent 14 %. Hvis man tenker seg at 500 kW er maksimalt av hva nettet kan klare å ta unna for, vil en slik ladestasjon bidra med en kraftig forbedring. En kan også observere at simuleringen ikke utnyttet den maksimale utladingskapasiteten som finnes. For dette eksempelet lades det ut med opptil 70 kW, mens maksimal kapasitet er gitt til å være 126.4 kW. Utladningseffekten vil øke dersom forskjellen mellom referansen og lasten på nettet er større.

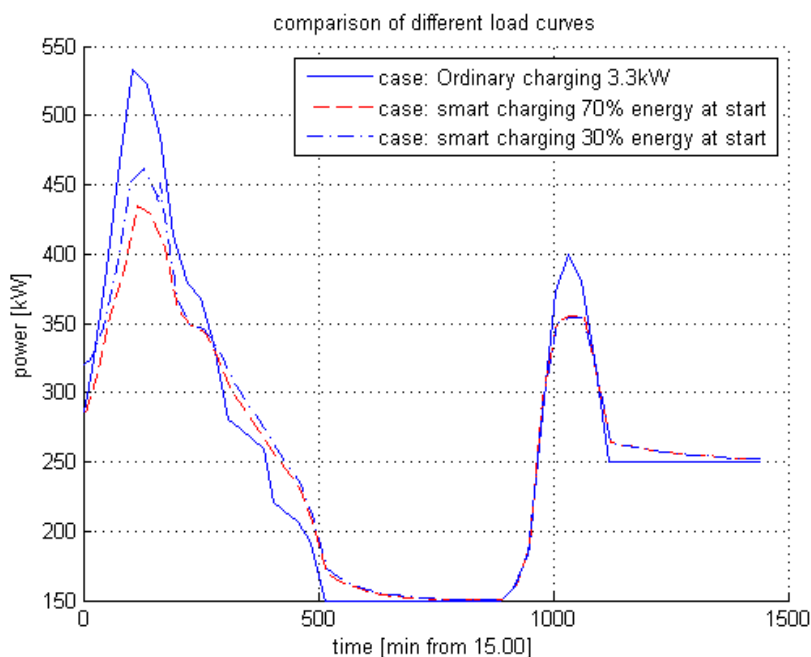
4.5.4 Sammenligninger

Figur 4.8 viser alle de tre tilfellenes lastkurver sammen. Det er tydelig at de to tilfellene med smart lading gir en veldig god utjevning av lastkurven. De løser problemet med at lasten blir for høy i korte perioder. Normal lading forverrer situasjonen og øker lasten med 33 kW på et dårlig tidspunkt. Tilfellet med 70 % SOC ved start senker lasttoppen med nesten 100 kW i forhold til Tilfelle 1, noe som er en betydelig reduksjon. Problemet med økt last under normal lasttopp som vanlig elbillading skaper, blir som vist i Tilfelle 2 og 3 ikke bare løst, men det jevner lastkurven ut. Dette fører til at systemet tåler høyere “normal” lastkurve før det blir overbelastet.

Tilfelle 2 og 3 ligger henholdsvis over og under de mest sannsynlige tilfellene. Normalt vil elbilene kanskje parkeres med 40-60 % ladning igjen på bilen. Da vil lastkurven kunne jevnes ut på en måte som faller mellom Tilfelle 2 og 3.

4.6 Diskusjon

Batterimodellen har enkelte svakheter. Det er ikke tatt hensyn til temperaturpåvirkning på batteriene. Temperaturen påvirker batterikapasiteten i stor grad, som beskrevet av Chang



Figur 4.8: Sammenligning av de forskjellige simuleringene

og Wang [24], men dette er ikke tatt med for å begrense kompleksiteten til modellen. En virkelig ladestasjon bør ha med temperaturmåling i styringssystemet.

Det er heller ikke tatt med i styringssystemet at hver enkelt bileier skal kunne styre når bilen skal være fulladet. Grunnen til at det ikke er tatt med, er at det blir for avansert for denne rapporten. Men det virkelige styringssystemet til en slik stasjon må ta med preferanser fra bileierne for når bilen skal ha en bestemt ladning. Selv om det ikke er tatt med i simuleringen direkte så kan det tas med ved at SOC ved start av simuleringen er lavere, eller ved at tilgjengelig effekt ikke er like høy som den ellers ville vært.

I reguleringssystemet er det ikke noe minne. Dette kunne ha vært en fordel fordi da kunne en forventet lastkurve kunne lagres og ladeeffekten kunne tilpasses til denne. Slik reguleringssystemet er implementert her, sjekker den bare lasten i nettet mot en referanse eller ønsket last, og lader eller gir ut effekt ut i fra forskjellen mellom virkelig last og referanselast. I et virkelig styringssystem så bør referanselasten være en kurve som er definert fra tidligere erfaringer eller fra nettselskapets ønskede effektregulering i stasjonen

Det er antatt at det kan lages et brytersystem som kan koble ladeenhetene mellom de forskjellige ladeutgangene til bilene. Det er antatt at to hurtiglader vil fordeles slik at de bytter på å lade opp forskjellige biler. Dette forutsetter at alle bilene som kobles til, kobles gjennom en hurtigladekontakt. Videre er det antatt at både hurtigladerne og de vanlige laderne kan brukes begge veier.

Gjennom en slik ladestasjonsløsning kan bileierne risikere at elbilbatteriet blir ladet opp og ned flere ganger om dagen. Det er viktig å kartlegge hvordan dette vil påvirke levetiden til batteriet. Levetiden til et batteri påvirkes av flere faktorer, der de viktigste er graden av utlading, utladingshastighet og omgivelsestemperaturen i følge Zhou [25]. Kontrolleren i ladestasjonen bør prøve å optimalisere levetiden til batteriet ved korrekt opp- og utlading.

Motoreffekten til Nissan Leaf er oppgitt til å være over 90 kW i følge mynissanleaf.com [21]. Dette er mye mer enn ladeeffekten, og en vil dermed kunne sende mer effekt ut på

strømnettet raskere enn man kan lade opp bilen. Dette er ikke inkludert i ladestasjonsmodellen. Det er også et poeng i at en helst ønsker å minimalisere utladingshastigheten for å øke levetiden til batteriet. Samtidig kan man se fra batterimodellen i Ligning (4.1) at økt utladingshastighet fører til mer effekttap.

Gjennom simuleringene som er gjort kan en se at en smart ladestasjon tar unna for mye av effekttoppen. En begrensning av effekttoppen med noen få prosentpoeng ved krevende tidspunkt kan være nok til at strømnettet holder seg stabilt. Alternativet til en slik ladestasjon vil være at hele strømnettet er skalert til en kapasitet som tåler maksimal effekt, selv om denne effekten bare inntreffer noen få timer i året.

Kapittel 5

Effektregulering og fordeling lokalt og sentralt

5.1 Sentrale effekter

Et av hovedmålene for innføring av smarte ladestasjoner er å studere effekten dette kan ha på lasttoppene lokalt i strømmettet. Denne løsningen kan også tenkes å gi en effektregulering på sentralnettet. I dette kapittelet vil denne hypotesen bli undersøkt.

Som tidligere nevnt gir vannkraftproduksjonen i Norge gode effektreguleringsmuligheter, og derfor er det sannsynligvis ikke er billigere å justere netteffekten med elbill batterier. Effektflyten i Norge er også så høy i utgangspunktet at innslaget av noen elbiler vil gi en relativt liten prosentvis økning i effekt i et større nett. I enkelte andre land derimot, vil stor elbiltetthet elbiler være et mye større problem. I Danmark er elektrisitetsforbruket per. person per år ca. 6 500 kWh. Til sammenligning er forbruket av elektrisitet i Norge ca. 25 700 kWh per innbygger [26].

Begge tall er fra 2009. Rundt 20 % av elektrisitetsproduksjonen i Danmark kom fra vindkraft i 2009 [26], mens resten kommer fra fossile kilder. Dermed er det en helt annen diskusjon om elbilladestasjoner vil ha en sentral effektregulerende nytte i Danmark enn i Norge. Gjennomsnittlig effekt per innbygger gjennom et år for en person i Danmark er ca. 740 W, mens den i Norge er 3 000 W. Den økte effekten på ca. 3 300 W, som en normal elbillader trekker, en veldig stor økning i effekt i Danmark. Det gjør at vanlige elbilladere kan i stor grad brukes til effektregulering også sentralt i Danmark.

Fordi vannkraften er så enkel og rask å regulere, sees det ikke nærmere på mulighetene til å regulere effekten på sentralt nivå i Norge. I Danmark er mulighetene veldig store, men siden prosjektet omhandler Norge, så blir lokal effektregulering mye viktigere.

For Norge vil smarte ladestasjoner være i stand til å hjelpe til med effektregulering lokalt i transformatorene i distribusjonsnettet. Ladestasjonene kan som vist i Kapittel 4 regulere og jevne ut lasten på transformatorstasjonene i distribusjonsnettet, det som er omtalt som ”peak shaving”. Avhengig av teknologi som blir brukt for omformerne i ladestasjonene kan også de bli brukt for reaktiv kompensering og dermed kunne potensielt senke tapene i nettet. Dette vil kreve et kontrollsystem som overvåker effektfaktoren i nettet der ladestasjonen er plassert og kompenserer i forhold til dette.

5.2 Modellen

For å undersøke effekten av elbiler i et større nett har det blitt satt opp en modell av et nett som kunne vært en del av nettet i en større by. Dette nettet består av ca. 3800

husstander med en dimensjonerende effekt på 9 kW. Tre situasjoner har blitt simulert hvor utgangspunktet er at 8 % av husstandene eier en elbil, ikke et urealistisk scenario om et par år. Det antas at hovedformålet med elbilen er kjøring til og fra jobb, og at en vanlig arbeidsdag avsluttes med at bilen blir parkert og satt på lading klokken 15.00.

De tre situasjonene som har blitt simulert er:

- Ingen elbiler i nettet
- 8 % av husstandene har elbil og den blir satt på lading klokken 15.00.
- 8 % av husstandene har elbil og bilene står på smarte ladestasjoner som kan mate inn på nettet

Ut fra disse lastsituasjonene har forholdene i nettet klokka 16.00 blitt simulert. Dette er som nevnt tidligere det tidspunktet der lasten i nettet normalt har sin toppverdi. I simuleringen blir det antatt at hver husstand trekker om lag 9 kW klokken 16.00. Videre har en samtidighetsfaktor på 0.8 blitt brukt for å korrigere for forskjeller i tidspunkt for topplasten for de ulike husstandene. Dette er ekskludert lading av elbil. Ladeeffekten for en elbil har blitt satt til 3.5 kW for å reflektere vanlig ladeeffekt for en elbil som blir ladet hjemme.

For å se effekten av å bruke gjenværende energi på batteriene til å jevne ut toppene i nettet har det blitt forventet at 60 % av bilene har energi igjen som kan bli utnyttet. I forrige kapittel ble det argumentert for at det gjennomsnittlige ladenivået kunne være 60 %, men i det tilfellet kunne for eksempel fire av bilene vært fullt utladet eller ladet ut til minimumsnivået. Her blir dette tatt hensyn til ved at bare seks av ti biler er tilgjengelig. Det blir da brukt to hurtigludere av 50 kW og fire ladere med en effekt på 3.5 kW. Dette gir en effekt inn på nettet som tilsvarende 114 kW per ladestasjon. Videre analyseres belastningstoppene i de ulike situasjonene og hvor mye tapene i nettet blir redusert.

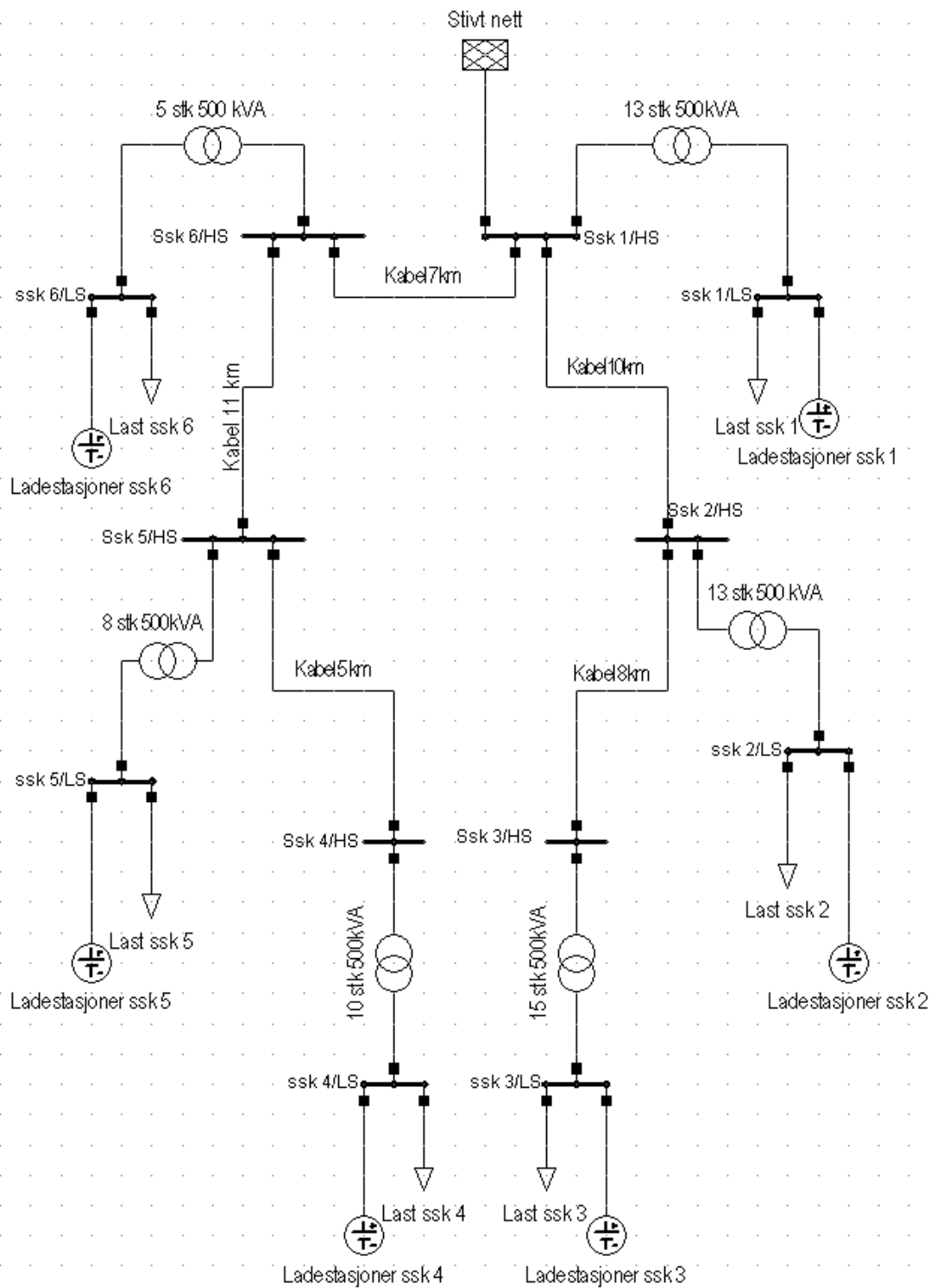
For å vise effekten av å plassere ladestasjoner rundt i nettet falt valget på å gjennomføre lastflyt for et distribusjonsnett. Simuleringsprogrammet som blir brukt til å gjennomføre denne oppgaven heter PowerFactory. Det har blitt opprettet en modell som det blir sett nærmere på.

I denne modellen blir det sett på et overordnet nett tilsvarende enlinjeskjemaet i Figur 5.1. Modellen har som formål å representere en liten bydel hvor maksimal lasttilstand i nettet ligger på grensen til hva kabler og transformatorene er bygd ut for. Nettet er et 24 kV distribusjonsnett som blir forsynt i form av et stivt nett. Det stive nettet kan for eksempel representere en større transformatorstasjon eller et kraftverk.

Det er viktig å påpeke at dette systemet ikke representerer et eksisterende nett. Modellen er konstruert og nettets yteevne er tilpasset de forskjellige lastene for å kunne se på effekten av lokale ladestasjoner i en ekstremsituasjon. For å likevel opprettholde en viss grad av realisme blir det brukt parametere gitt i Tabell 5.1 og 5.2. Maksimalgrenser for ytelsen til utstyret blir opprettholdt. Det er likevel ikke usannsynlig at et strømnnett kunne sett ut som dette.

For å forenkle arbeidet med å legge inn parametere i modellen brukes det like verdier for komponenter av samme type. Dette betyr at alle transformatorene er like, og har parametere som i Tabell 5.2. Linjene har like enhetsparametere som i Tabell 5.1, men de har forskjellig lengde, angitt av enlinjeskjemaet i Figur 5.1.

Lastene i figuren er tilpasset et tilfelle som blir brukt for å demonstrere effekten av lokal generering. Hver last er plassert etter en transformator i enlinjeskjemaet i Figur 5.1. En transformator i skjemaet representerer flere koblet i parallell. Det antas at trafoene som er parallellkoblet på samleskinnene ligger tett samlet slik at kablene som brukes for å



Figur 5.1: Oversikt over strømmettet i simuleringen

Tabell 5.1: Kabeldata

Merke	Nexans
Type	TSLF 24kV 1× 150Al
Ledermotstand	$0.206 \frac{\Omega}{km}$
Reaktans	0.19Ω
Kapasitans	$0.23 \mu \frac{F}{km}$

Tabell 5.2: Transformatordata

Merke	Møre Trafo
Type	22kV/420 V Dyn11
Størrelse	500 kW
Viklingsmotstand	0.28 %
Viklingsreaktans	4.28 %

koble de til hovedlinjen er så korte at de kan sees bort ifra. Lastene på hver samleskinne kan for eksempel representere et eller flere boligområder. Det vises til tilfellene beskrevet tidligere for ytterligere forklaring av lastene i systemet.

For å etterligne ladestasjonene har det blitt satt inn såkalte batteribanker i modellen. Disse batteribankene tilfører strømmettet effekt på den samme måten som ladestasjoner ville ha gjort. Det blir kjørt forskjellige scenarioer hvor det tas høyde for forskjellig lastbruk i nettet. Ved hjelp av ladestasjonene vil det mates inn effekt i nettet på forskjellige samleskinner.

5.3 Resultater

5.3.1 Uten ladestasjoner

I dette tilfellet er det ingen ladestasjoner til stede, og nettets tilstand er satt opp for å være ganske høyt lastet. Resultatene fra denne situasjonen blir presentert, slik at de kan sammenlignes med situasjonene hvor ladestasjonene både trekker og leverer effekt. Resultatene fra denne simuleringen kan sees i Tabell 5.3 og 5.4.

Spenningsnivåene på de forskjellige samleskinnene varierer med nesten 10 %. De ligger akkurat innenfor grensene for hva som tillates av spenningsvariasjon, som er ± 5 % av merkespenningen.

Belastningen i kablene avtar for linjene som er plassert lengre ut i forgreningen. Dette er som forventet siden det er satt opp laster for hver samleskinne. Siden det er brukt like linjer i modellen så varierer de prosentvise belastningene veldig mye.

De totale tapene i systemet ble funnet til å være 1.78 MW, av den leverte effekten på 29.44 MW. Tapene utgjør 6.05 % av den totale leverte effekten til systemet. Prosentvis er tapene nokså høye, men dette er et resultat av at systemet i utgangspunktet er tungt lastet.

Tabell 5.3: Spenning i nettet uten ladestasjoner

Ssk	Spenning Hs [p.u]	Spenning HS [kV]	Vinkel [Grader]
1(Ref ssk)	1.05	23.1	0
1	1.05	23.1	0
2	0.985	21.67	-2.05
3	0.957	21.05	-3
4	0.956	21.03	-3.15
5	0.968	21.29	-2.75
6	0.013	22.3	-1.2

Tabell 5.4: Strøm i kablene uten ladestasjoner

Kabel Fra→Til	Lengde	Strøm [A]	Belastning (av Max 365 A)
1→2	10km	340	92.62 %
2→3	8km	180	50.54 %
1→6	7km	280	75.41 %
6→5	11km	220	60.13 %
5→4	5km	120	33.73 %

5.3.2 Med ladestasjoner

I denne situasjonen er ladestasjonene lagt til som ekstra forbruk ved samleskinnene i henhold til beskrivelsen av tilfellet. Resultatene er gitt i Tabell 5.5 og 5.6.

Ved å sammenligne dette tilfellet med situasjonen uten ladestasjoner, så viser det seg at spenningene er i liten grad påvirket av den ekstra lasten som ladestasjonene utgjør. Spenningsforskjellen er på det meste 0.6 %, sammenlignet med tilfellet uten ladestasjoner. En så liten endring av spenningene vil i denne sammenhengen være av liten betydning.

Kablene som er i starten av forgreningen vil som forventet oppleve størst endring i belastning når det kobles inn ekstra last på alle samleskinnene. Kabelen mellom SSK 1 og SSK 2 øker med 5.5 % dersom det sammenlignes med tilfellet uten ladestasjoner, og den ligger tett opptill angitt merkestrøm.

For denne situasjonen ble det et totalt tap på 2.00 MW av en levert effekt på 31.19 MW. Tapene utgjør i dette tilfellet 6.41 % av effekten som er levert til systemet. Sammenlignet

Tabell 5.5: Spenningsnivå med ladestasjoner som trekker strøm fra nettet

Ssk	Spenning Hs [p.u]	Spenning HS [kV]	Vinkel [Grader]
1(Ref ssk)	1.05	23.1	0
2	0.981	21.59	-2.2
3	0.952	20.94	-3.21
4	0.95	20.91	-3.36
5	0.963	21.18	-2.93
6	1.011	22.25	-1.26

Tabell 5.6: Strøm i kabler med ladestasjoner som trekker strøm fra nettet

Kabel Fra→Til	Lengde	Strøm [A]	Belastning (Max 365 A)
1→2	10km	360	98.13 %
2→3	8km	190	53.58 %
1→6	7km	290	79.93 %
6→5	11km	230	63.74 %
5→4	5km	130	35.76 %

med tilfellet uten ladestasjoner er det en relativt liten prosentvis økning i tapene på 0.36 prosentpoeng.

5.3.3 Med smarte ladestasjoner

I dette tilfellet brukes ladestasjonene til å mate effekt tilbake til nettet, i henhold til beskrivelsen. Resultatene er gitt i Tabell 5.7 og 5.8.

Tabell 5.7: Spenningsnivå med ladestasjoner som leverer effekt til strømmettet

Ssk	Spenning Hs [p.u]	Spenning HS [kV]	Vinkel [Grader]
1(Ref ssk)	1.05	23.1	0
2	0.989	21.75	-1.91
3	0.962	21.17	-2.79
4	0.961	21.15	-2.93
5	0.972	21.39	-2.56
6	1.016	22.34	-1.12

Spenningsnivåene blir også i denne situasjonen påvirket lite, dersom det sammenlignes med tilfellet uten last. Endringen mellom disse tilfellene er på det meste 0.5 %, og påvirker i liten grad systemet.

Tabell 5.8: Strøm i kabler med ladestasjoner som leverer effekt til strømmettet

Kabel Fra→Til	Lengde	Strøm [A]	Belastning (Max 365 A)
1→2	10km	320	87.19 %
2→3	8km	170	47.55 %
1→6	7km	260	70.95 %
6→5	11km	210	56.57 %
5→4	5km	110	31.73 %

Belastingen i kablene har som forventet gått ned i dette tilfellet, sammenlignet med tilfellet uten last. Den største prosentvise forandringen er i mellom SSK 1 og SSK 2, hvor belastningen har gått ned 5.43 %. I mellom de nevnte samleskinnene finnes også kablene som er høyest belastet i dette tilfellet. Dersom det sammenlignes med tilfellet hvor ladestasjonene trekker effekt fra nettet så er den prosentvise forskjellen på 10.94 %.

Den leverte effekten til systemet ble i dette tilfellet på 27.71 MW, og de totale tapene var 1.58 MW. Tapene utgjør 5.7 % av den totale effekten som ble levert til systemet. Om det sammenlignes med situasjonen uten last er det en nedgang på tapene med 0.35 prosentpoeng.

5.4 Diskusjon

Med de nevnte tilfellene som utgangspunkt vil ikke en ladestasjon ha særlig innvirkning på spenningene på systemnivå. Grunnen til dette er i hovedsak at kapasiteten på ladestasjonene blir veldig lav i forhold til kapasiteten til systemet som har blitt brukt. Beregningene som er gjort i denne oppgaven indikerer derfor at ladestasjonene ikke vil kunne brukes til å styre spenningene til et system på dette nivået i stor grad. En videre analyse kunne undersøkt om det er mulig å regulere spenningen på lavspenningssiden av en transformator.

Belastningen på kablene som ligger nærmest matepunktet i systemet er relativt stor. Her var også forskjellen mellom at ladestasjonen brukes til å levere effekt i stedet for å lade batteriene betydelig. Siden merkestrømmen på kabler ikke bør overskrides, må det gjøres oppgraderinger på disse når effekten blir høy. En ladestasjonsløsning vil kunne senke effekten i nettet såpass mye at oppgraderinger kan skje sjeldnere. Det å installere ladestasjoner også er kostbart, derfor vil det sannsynligvis ikke være aktuelt å bygge ladestasjoner bare for å forsterke ett punkt i nettet. Effektregulering vil uansett være en nyttig bivirkning fra utbygging av smarte ladestasjoner.

Fra beregningene som har blitt gjort kan effekttapene i nettet bli mindre dersom det brukes smart lading. Denne reduksjonen av tapene vil gi en økonomisk gevinst, som det må tas høyde for når det skal avgjøres om det skal investeres i ladeparker.

Kapittel 6

Økonomisk modell

Et nøkkelaspekt for alle prosjekter i privat sektor er lønnsomhet. Om ladeparkvisjonen skal bli en realitet må inntekter, inkludert verdien av effektreguleringen, være større enn kostnadene for prosjektet. Mange av tallene som er nødvendige for å gjennomføre en slik analyse var vanskelig å finne nøyaktige verdier for, da enkelte opplysninger er konfidensielle, mens priser ofte er sterkt påvirket av innkjøpsstørrelser og -avtaler. På grunn av dette består den økonomiske modellen av tre ulike tilfeller, et beste, et midt i mellom og et verste, der henholdsvis de mest optimistiske tallene, en omtrentlig middelværdi og de mest pessimistiske tallene benyttes. Etter gjentatte forsøk på å innhente reelle tall fra fagpersoner uten suksess ble det nødvendig å ta kvalifiserte antakelser der informasjon ikke var tilgjengelig.

6.1 Parametere

Parameterne som ble brukt i beregningene av midterste tilfellet er vist i Tabell 6.1

Tabell 6.1: Oversikt over parametere til midterste tilfellet

Antall ladeparker:	20 stk
Antall parkeringsplasser:	10 stk/ladepark
Abonnementspris:	49 kr/mnd
Diskonteringsrente:	5 %
Årsforbruk per elbil:	3000 kWh
Forventet strømpris:	0.40 kr/kWh
Pris per årsverk, inkludert arbeidsgiveravgift:	800 000 kr
Anleggskostnader:	50 000 kr
Kostnad per parkeringsplass:	65 000 kr
Pris per lader:	100 000 kr

Antall ladeparker, antall parkeringsplasser per ladepark og abonnementspris er parametere som utbygger kan sette selv ved å gjøre en vurdering om lønnsomhet, risiko og kundenes betalingsvillighet. Diskonteringsrenten som bør brukes vil være den som utbygger ellers bruker for lignende prosjekter. Forventet strømpris er mer eller mindre gitt av markedet, men kan forventes å være både høyere og lavere enn den er i dag [27]. Årlig energiforbruk [28] kan også sies å være utenfor leverandørens kontroll, da det er rimelig å anta at prisene ikke settes ned i et forsøk på å øke forbruket. Pris per årsverk [29] er også

i stor grad utenfor leverandørens kontroll, men teknologi, riktig valg av utstyr og ansettelse av kompetente mennesker kan begrense nødvendig arbeidstid opp mot ladeparkene. Anleggskostnadene vil i stor grad avgjøres av hvilken linje man legger seg på for de fysiske omgivelsene til ladeparken. Her kan det vurderes om en større initiell investering raskt vil lønne seg med tanke på besparelser i vedlikehold. Kostnad per parkeringsplass styres i stor grad av hvor man ønsker å anlegge ladestasjonene, da tomtekostnader er hoveddelen av disse kostnadene. Om utbygger allerede eier tomt stor nok rundt trafoene til å anlegge parkeringsplassene vil kostnadene synke betraktelig. Laderpris settes i utgangspunktet av produsenten, men her vil det nok kunne være store muligheter for prisavslag ved fremforhandling av egne innkjøpsavtaler som spesifiserer kjøp av et større kvantum. For å forenkle modellen har vi valgt å dele totalprisen for hele laderanlegget på ti, for å komme frem til en slags gjennomsnittspris per lader. Totalprisen er en sum av prisen for to hurtigladdere, de nødvendige utbedringene som må gjøres for å kunne benytte en slik hurtiglader [30], samt åtte vanlige ladere med en estimert stykkpris på 25 000 kroner.

For det optimistiske og pessimistiske tilfellene er alle disse parameterne, utenom antall ladeparker, ladeplasser per ladepark, og pris per årsverk justert i henholdsvis optimistisk og pessimistisk retning. Strømforbruket ble holdt konstant da dette i større eller mindre grad er gitt. Strømprisen ble justert, selv om dette strengt tatt ikke er nødvendig da en innkjøpsprisavtale skisseres for kundene. Dette fører til at innkjøpskostnader på strøm direkte nulles ut av inntektene, slik at strømprisene ikke påvirker resultatet på dette området.

6.2 Kostnader

6.2.1 Investeringskostnader

Investeringskostnadene domineres i stor grad av kostnadene til parkeringsplasser og ladere. Parkeringsplasser er en engangsinvestering hvor størrelsen i stor grad er avhengig av sted, først og fremst på grunn av tomtepriser. Ladere derimot, er det knyttet større usikkerhet til. I tillegg til at de utgjør en stor initiell investering er det også mulig at disse laderne må skiftes ut innenfor planleggingsperioden. Dette kan skyldes både slitasje på ladere, men også at ny teknologi fører til at nye biler leveres med en annen standard enn de som utbygger opprinnelig investerer i.

6.2.2 Driftskostnader

Under driftskostnader inngår innkjøp av strøm for opplading av bilene, samt arbeidskraft for å vedlikeholde ladeanleggene og administrere kunder. I den skalaen som modellen legger opp til vil det være nødvendig med ett årsverk for å vedlikeholde utstyret, mens administrasjonen bør kunne presses inn under den eksisterende kundeservicen leverandøren har.

6.3 Inntekter

6.3.1 Forbrukerinntekter

En aktuell betalingsløsning for ladetilgang vil være en innkjøpsprisavtale, i stor grad slik som eksisterende innkjøpsprisavtaler for husstanders strømforbruk. Denne avtalen ville innebære en fast månedlig inntekt per kunde, samtidig som strømmen kunden forbruker

selges uten profitt. Avtalen går også ut på at leverandøren lader opp bilen når effektbelastningen er lavest, noe som i praksis vil sammenfalle med når strømmen er billigst. For at avtalen skal være forlokkende for kunden kreves det at denne prisen er den samme som den kunden betaler, det vil si at kunden ikke betaler en pris per kWh som er beregnet som et gjennomsnitt eller maksima på en dag. En siste faktor som kan regnes inn under forbrukerinntekter er lock-in effekten. Om en ser for seg at ladeparkløsningen utvikles av kun én av flere leverandører i en region vil en kunne sette begrensninger for abonnement ved at kunden også må kjøpe resten av strømmen sin fra samme leverandør. Da strømvavtaler er sterkt konkurranseutsatt for tiden, vil ladeparkene kunne være en betydelig fordel for å låse inn kunder. Denne effekten har stort potensiale, men er satt til 0 i modellen som en forenkling. Muligheten for å tjene mer penger på “korttenkte” kunder, som bestiller hurtiglading med kort frist er heller ikke tatt med inn i modellen. Dette ble gjort fordi en slik inntekt forutsetter at kundene har et tilgjengelig brukergrensesnitt for å foreta slike bestillinger.

6.3.2 Nytteverdi av effektregulering

Som nevnt er det vanskelig å sette et konkret tall på denne posten. I denne rapporten fokuseres det på fire forskjellige måter å se på verdien av effektregulering. Disse fire måtene er kostnadsbesparelse ved lavere frekvens av strømbrydd, alternativkostnad ved å investere i utbygging av nettet, kostnadsbesparelse ved lavere tap i nettet og forbrukernes alternativkostnad.

Kostnadsbesparelse ved lavere frekvens av strømbrydd

Selv om det norske nettsystemet er mer robust enn i andre land på grunn av større spredning av kraftproduksjon og vannmagasinenes evne til å raskt regulere forsyningen til nettet er det fortsatt ikke utenkelig at omfattende strømbrydd kan forkomme. Spesielt dersom forbruket øker og bruken av dagens nett i fremtiden vil føre til begrensninger i utnyttelsen. Nettselskapene vil tape penger på en slik drift, samtidig som forbrukerne vil oppleve høyere strømpriser. Dersom det ikke legges inn restriksjoner i fremtiden ved bruk av dagens nett vil risikoen for strømvavbrudd øke [31]. Da det er nettselskapene som står økonomisk ansvarlig for strømbryddene, fører slike brydd med seg store kostnader for dem. Derfor er nettselskapenes inntekt avhengig av påliteligheten i nettet. Dette gjelder både sikkerhet knyttet til færre feil og forsyningssikkerhet med tanke på belastning av nettet. I 2001 ble KILE-ordningen (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi) opprettet. Dette er et regelverk som har til hensikt å gi nettselskapene incentiv til å drive sine systemer på en samfunnsøkonomisk optimal måte. KILE er et eget element i nettselskapenes kostnadsgrunnlag og gjenspeiler forbrukernes alternativkostnader ved strømbrydd over 3 minutter [32].

I 2002 tapte norske nettselskaper en inntekt på 470 millioner som følger av strømbrydd. Dette er et tall som kan tenkes å bli lavere med god effektregulering. Selv om majoriteten av avbryddene ikke skyldes overbelastning i dag er dette noe som kan tenkes å øke i fremtiden når forbruket blir større og nettselskapene ønsker å utnytte kapasiteten mer.

Fra et annet perspektiv kan elbil-parkene bidra til å redusere KILE-kostnadene ved at nettselskapene i tilfeller der det forekommer strømbrydd har muligheten til å bruke batteriene i elbilene som reserver.

Alternativkostnaden ved å investere i utbygging av nettet

Med økt forbruk og produksjon av kraft står nettselskapene for tiden overfor en utfordring når det gjelder kapasiteten i det eksisterende nettet. Som følge av dette planlegger mange nettskaper derfor å oppgradere nettet. Statnett skal over en tiårsperiode investere i sentralnettet for 50-70 milliarder kroner [33]. Også distribusjonsaktører som Hafslund har prosjekter som innebærer oppgradering av nettet av samme grunn som Statnett. Med en løsning som bidrar til effektregulering kan det tenkes at mye av disse kostnadene kan kuttes på grunn av lavere behov for mer kapasitet. Det er vanskelig å anslå hvor mye av disse kostnadene som vil bespares dersom ladepark-løsningen blir implementert da dette avhenger av faktorer som elbilvekst, forbrukernes betalingsvilje og myndighetenes incentiver.

Kostnadsbesparelse ved lavere tap i nettet

Ved å benytte elbil-parkene til effektregulering vil tapene i nettet, som nevnt i Kapittel 5, trolig bli lavere. Ut i fra modellen som er brukt i denne rapporten vil reduksjonen i tapene som følger av smart lading føre til en økonomisk gevinst for nettselskapene. Dette innebærer at man kun ser på tap i selve nettet. Hvis man derimot tar hensyn til eventuelle andre tap assosiert med ladestasjonene, i eksempelvis omformere, som ikke er tatt hensyn til i modellen vil tapene kanskje ikke utgjøre like stor økonomisk gevinst for nettselskapene likevel.

Forbrukernes alternativkostnad

Hvis man antar at å lade i en ladepark nær husstanden er like attraktivt for forbrukere som det å ha en lader i garasjen blir dette alternativet mer relevant å sammenlikne enn det å lade langt veien. En viktig forutsetning for gjennomføring av ladeparkene er som tidligere nevnt forbrukernes villighet til å benytte seg av tilbudet. Fra et økonomisk perspektiv bør det være billigere for forbrukerne å lade i parkene enn det vil være å installere et ladepunkt i egen husstand. I følge Norsk Elbilforening finnes det kun én person per i dag med egen hurtigladestasjon for elbil. Prisen på denne er anslått til ca. 500 000 kroner [30]. Med en antatt levetid på 7.5 år blir prisen på ladestasjonen per år 66 666 kroner. Det er mer enn 100 ganger høyere enn de faste kostnadene for forbrukere, 588 kroner, som antatt i den økonomiske modellen som ligger til grunn for denne rapporten. Altså er det økonomisk lønnsomt for forbrukerne å benytte seg av ladeparkene.

Da det er særdeles vanskelig å konkludere med et spesifikt beløp for å verdsette nytten et slik prosjekt har for å kunne regulere effekten i nettet, ble denne posten satt til 0 i den økonomiske modellen. Ved å sette verdien til 0 i modellen blir en nødt til å vurdere størrelsesordenen på et slikt beløp etter å ha beregnet profitten. Med andre ord er det nødvendig å finne ut hvor stor nåverdien av nytten av reguleringen må være for at prosjektet skal gi et positivt resultat.

6.3.3 Statsstøtte

Transnova er et organ etablert av samferdselsdepartement som har som hovedmål å redusere klimagassutslippene fra transportsektoren i Norge. De gir støtte til prosjekter og tiltak som bidrar til å erstatte fossilt drivstoff med alternativt drivstoff eller energibærere som gir lavere eller ingen CO₂-utslipp [34]. Hos Transnova er det med andre ord gode muligheter for å motta støtte til ladeparkprosjektet. Det største enkeltbeløpet de har delt ut er 12 millioner kroner [35], noe som gjør det rimelig å sette beløpet i det beste tilfellet

til 7.5 millioner kroner. I det verste tilfellet antas det at prosjektet ikke mottar noe støtte, mens prosjektet antas å få tildelt 4 millioner kroner i støtte i det midterste tilfellet.

6.4 Tre økonomiske tilfeller

6.4.1 Det beste tilfellet

Parameterene som ble brukt i dette tilfellet kan finnes i Tabell 6.2 og modellen kan finnes i Vedlegg E.1

Tabell 6.2: Oversikt over parametere til beste tilfellet

Antall ladeparker:	20 stk
Antall parkeringsplasser:	10 stk/ladepark
Abonnementspris:	99 kr/mnd
Diskonteringsrente:	3 %
Årsforbruk per elbil:	10000 kWh
Forventet strømpris:	0.65 kr/kWh
Pris per årsverk, inkludert arbeidsgiveravgift:	800 000 kr
Anleggskostnader:	35 000 kr
Kostnad per parkeringsplass:	50 000 kr
Pris per lader:	75 000 kr

I det beste tilfellet har diskonteringsrenten blitt satt til 3 %, noe som er på grensen til urealistisk lavt. En så lav diskonteringsrente innebærer i praksis ingen avkastning om prosjektet går i null, kun at kontantstrømmene følger pengenes verdireduksjon. Abonnementsprisen er doblet, noe som absolutt kan være realistisk, spesielt om et nettselskap er alene om å tilby en slik løsning i et boligområde. Både anleggskostnader og kostnader per parkeringsplass er justert ned med 15 000 kroner. Storinnkjøpsfordeler på anleggsutstyr og at nettselskapet allerede disponerer tomt med plass til parkeringsplasser kan være med på å dra disse beløpene ned. Gjennomsnittsprisen for laderne er justert ned med 25 % med begrunnelsen at et større innkjøp kan være med på å presse ned prisene. Statsstøtten, som nevnt over, ble satt til 7.5 millioner kroner.

Dette tilfellet ga en profitt på -22.2 millioner kroner. Selv om man til og med i det beste tilfellet ender opp med en negativ profitt vil det ikke dermed si at prosjektet ikke er lønnsomt da modellen ikke tar hensyn til nytteverdi av effektregulering. Som nevnt er det vanskelig å sette et konkret tall på dette med de forutsetningene som ligger til grunn for rapporten. Likevel kan det være realistisk å si at verdien av effektreguleringen kan være høyere enn 22 millioner kroner. Med denne antakelsen vil nettselskapene få en positiv profitt.

6.4.2 Det midterste tilfellet

I dette tilfellet ble alle parameterne som er nevnt i beskrivelsen av modellen brukt, se Tabell 6.1. Modellen finnes i Vedlegg E.2 Statsstøtten ble satt til fire millioner kroner.

Dette tilfellet ga en profitt på -34.9 millioner kroner. Profitten er altså negativ og absoluttverdien er ca. 50 % høyere enn det beste tilfellet. Dette skyldes i stor grad at nytteverdien et slikt prosjekt har, det vil i praksis si hovedinntektskilden for prosjektet, ikke er tatt med. Hvorvidt også det midterste tilfellet viser seg å være lønnsomt avhenger da

selvfølgelig av hvor stor verdi effektreguleringen forventes å gi. Det er viktig å huske på at diskonteringsrenten for dette tilfellet er høyere enn for det beste, slik at den gjennomsnittlige nytteverdien for hvert år må være mer enn 50 % større enn i det beste tilfellet. Dette tilfellet vurderes derfor til å ligge i grenseland for om man kan oppnå en positiv profitt.

6.4.3 Det dårligste tilfellet

Parameterene som ble brukt i dette tilfellet kan sees i Tabell 6.3, og modellen finnes i Vedlegg E.3

Tabell 6.3: Oversikt over parametere til det verste tilfellet

Antall ladeparker:	20 stk
Antall parkeringsplasser:	10 stk/ladepark
Abonnementspris:	29 kr/mnd
Diskonteringsrente:	7 %
Årsforbruk per elbil:	10000 kWh
Forventet strømpris:	0.25 kr/kWh
Pris per årsverk, inkludert arbeidsgiveravgift:	800 000 kr
Anleggskostnader:	65 000 kr
Kostnad per parkeringsplass:	80 000 kr
Pris per lader:	125 000 kr

I det verste tilfellet har diskonteringsrenten blitt satt til 7 % noe som absolutt er innenfor grensene for hva som er i bruk rundt omkring i norske bedrifter. Også en diskonteringsrente opp mot 10 % vil være fornuftig å bruke for å beregne lønnsomheten til et prosjekt. Da inkluderer man inn den ønskede avkastningen på investeringen og er i større grad fornøyd om regnestykket går i null. Abonnementsprisen er satt til 29 kroner, noe som er en mindre endring fra “normalen” enn i det beste tilfellet, men det ville vært unaturlig å sette denne helt ned til null. Både anleggskostnader og kostnader per parkeringsplass er justert opp med 15 000 kroner. Denne justeringen tar høyde for at prisene som er forespeilet i midterste tilfellet er noe lave, samtidig som rabatter ved storinnkjøp hos leverandørene ikke er betydelige. Gjennomsnittsprisen for laderne er justert opp med 25 % da det er mulig at også prisene i midterste tilfellet er noe undervurdert.

Dette tilfellet ga en profitt på -47.3 millioner kroner. Heller ikke i dette tilfellet er inntektsposten for verdien av effektreguleringen tatt med. Som i de tidligere tilfellene er det vanskelig å si hvor stor verdien av effektreguleringen kan bli. For at dette prosjektet skal være lønnsomt må verdien av effektreguleringen være dobbelt så stor som i det beste tilfellet. Da dette ikke er realistisk kan en konkludere med at med forholdene som er gitt for det verste tilfellet vil prosjektet ikke være lønnsomt for nettselskapet.

Kapittel 7

Diskusjon

De smarte ladestasjonene som er presentert vil redusere lasttoppene i nettet ved å bruke energi fra elbilene. Teknisk kan man tenke seg muligheten for å bygge ladestasjoner nært produksjonen av fornybar energi. Da kan man bruke elbiler som et mellomlager for den fornybare energien. På en slik måte vil en også kunne slippe de kraftige lasthoppene som skjer når produksjonen av for eksempel sol- og vindkraftproduksjonen starter eller stopper.

Uavhengig av hvor teknisk nyskapende og nyttig løsningen er kommer man ikke bort fra profittkravet som eksisterer for nettselskapene. For at dette prosjektet skal kunne realiseres er tilstedeværelsen av et økonomisk potensial for utbyggeren avgjørende. I alle de tre økonomiske tilfellene som er presentert ender man opp med tap ved en utbygging, før man tar hensyn til nytteverdien av nevnte lastregulering. Prosjektet står dermed og faller på nettselskapets beregning av verdien av effektregulering. En utredning av dette aspektet er noe av det viktigste videre arbeidet for et nettselskap som ønsker å satse på en slik løsning.

En annen utfordring er å få elbileiere til å ønske å bruke slike ladestasjoner. Prisnivået i den økonomiske modellen tilfredsstiller nok forbrukernes krav om lav pris, så den avgjørende faktor for en eventuell utbygger vil være i hvilken grad de klarer å legge parkeringsplassene i populære områder og hvorvidt de klarer å lage brukervennlige grensesnitt mellom elbileier og kontrollenheten. Her kan en smarttelefon-applikasjon hvor elbileieren selv kan skape sin egen profil, som reflekterer bruksmønsteret til elbilen, sees på som en tilnærmet optimal løsning etter dagens kundeservicestandarder.

Ved å bygge ut denne type ladeparker løser man to vidt forskjellige problemer, lading av elbiler og lastproblemet i distribusjonsnett, med én og samme løsning. Det første problemet har potensiale for å bli størst i Norge med dagens salgsutvikling. Selv om det finnes nok tilgjengelig elektrisitet fra vannkraft for å drive disse bilene, og muligheten for utbygging av hjemmelademulighet er til stede, vil denne ladeparkløsningen være mer samfunnsøkonomisk lønnsom. Dette gjelder også om løsningen der nettselskapet står for kostnadene til utbygging ikke er lønnsom, men om kundene selv er med på å ta regningen. I mange andre land vil lastproblematikken dominere og føre til at et ønske om en slik utbygging, for å ha tilgjengelig batterikapasitet i nettet, vil være sterkest fra nettleverandøren sin side. Det sees derfor som sannsynlig at en slik løsning kan komme til å oppstå i disse landene når elbilettheten blir stor nok.

Kapittel 8

Konklusjon

Ved å bygge smarte ladestasjoner slik det er beskrevet i denne rapporten vil nettselskapene få mulighet til å begrense de høyeste lasttoppene med opptil 14 %, som vist i simuleringer i Kapittel 4. Idéen med elbiler som leverer effekt tilbake til nettet er godt diskutert i flere vitenskapelige artikler, blant annet i Khayyam og Hassan i [23], og kan ikke sies å være ny. Konseptet med å ha en felles parkeringsplass med ladestasjoner ser derimot ut til å være nytt. Fordelen med å bygge en slik kombinert ladestasjon er at nettselskapene selv kan kontrollere lasten på lokalt nivå. Smarte ladestasjoner vil gjøre det mulig for flere forbruker å få tilgang til hurtiglading. Denne løsningen vil i tillegg være med på å redusere effekttapene i et større nett, selv om denne effekten ikke er betydelig.

Prosjektet vil være mer lønnsomt i land som Danmark og Tyskland, hvor nytteverdien av effektregulering i nettet er stor, mens den sannsynligvis ikke vil få gjennomslag i land med gode eksisterende reguleringsmuligheter.

De viktigste områdene for videre arbeid med prosjektet, før en eventuell implementering, er å sikre funksjonen av de nødvendige teknologiske komponentene, fastsette effektreguleringens nytteverdi, samt finne ut nøyaktig hva som må til for at elbileiere skal bli kunder i et slikt system.

Bibliografi

- [1] “Power Surge: Energy use and emissions continue to rise.” <http://www.wri.org/publication/content/8601>, Apr. 2013.
- [2] J. R. Pillai and B. Bak-Jensen, “Integration of vehicle-to-grid in the Western Danish power system,” *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, no. 1, pp. 12–19, 2011.
- [3] “Teknisk ukeblad artikkel om solenergi i Tyskland.” <http://www.tu.no/energi/2012/10/01/frykter-enorme-strombrudd-etter-solkraft-boom>, Apr. 2013.
- [4] “Elbiler i Norge.” <http://www.gronnbil.no/elbiluniverset/kart.php#zoom=4&tr=72.14173187862764,56.444476074218755&bl=55.70293210778397,-30.567242675781245&m=1®=0>, Apr. 2013.
- [5] J. Power, “Drive green 2020: More hope than reality?,” 2010.
- [6] “Salg av elbiler utenfor Norge.” <http://elbil.no/elbiler/920-europeisk-salg-av-elbiler-2012>, Apr. 2013.
- [7] “Bkk sin praksis for anleggsbidrag.” http://bkk-web.bkk.no/idaweb?dokid=10781983&filename=Anleggsbidrag_BKK_01112008.pdf, Apr. 2013.
- [8] B. K. Sovacool and R. F. Hirsh, “Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and a vehicle-to-grid (V2G) transition,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 3, pp. 1095–1103, 2009.
- [9] “Ice standarder for opplading av elbil.” <http://www.elp.com/articles/2011/10/iec-publishes-two-international-ev-standards.html>, Apr. 2013.
- [10] “Elbilen sin ladekarakteristikk.” <http://www.elbil.no/ladestasjoner/872-elbilen-er-sjefen>, Apr. 2013.
- [11] “Battery performance characteristics.” <http://www.mpoweruk.com/performance.htm>, Apr. 2013.
- [12] P. Nelson, “Information and consumer behavior,” *The Journal of Political Economy*, vol. 78, no. 2, pp. 311–329, 1970.
- [13] “Elbilbestanden i Norge tatt fra gronnbil.no.” <http://elbil.no/elbiler/288-elbilbestanden-i-2010>ogREFERANSE:<http://www.gronnbil.no/elbiluniverset/kart.php#zoom=4&tr=72.14173187862764,56.444476074218755&bl=55.70293210778397,-30.567242675781245&m=1®=0>, Apr. 2013.

- [14] S. Shao, M. Pipattanasomporn, and S. Rahman, “Grid integration of electric vehicles and demand response with customer choice,” *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 1, pp. 543–550, 2012.
- [15] “Markedsføringsrapport TIØ4130.” kontakt Martin Opdal maropd@gmail.com for informasjon, 2012.
- [16] “Gronnbil.no.” gronnbil.no, 2012.
- [17] “Incentiver for elbil av kommunen.” <http://www.trondheim.kommune.no/content/1117691506/Incentiver-for-elbil>, Apr. 2013.
- [18] “Norges klimamål.” <http://www.miljostatus.no/miljomal/Mal-og-nokkeltall/Klima/red-klimagassutslipp-2020/Nasjonalt-utslippsutvikling/Utsleppsutvekling-ram-til-2020/>, Apr. 2013.
- [19] “Veitrafikutvikling i Norge.” <http://www.miljostatus.no/Tema/Klima/Klimanorge/Kilder-til-utslipp-av-klimagasser/Transport/>, Apr. 2013.
- [20] “Internasjonalt miljø samarbeid.” http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/tema/internasjonalt_miljosamarbeid.html?id=1186, Apr. 2013.
- [21] “Batterikarakteristikk for Nissan Leaf.” http://www.mynissanleaf.com/wiki/index.php?title=Battery_specs, Apr. 2013.
- [22] H. Chan, “A new battery model for use with battery energy storage systems and electric vehicles power systems,” in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, vol. 1, pp. 470–475, IEEE, 2000.
- [23] H. Khayyam, H. Ranjbarzadeh, and V. Marano, “Intelligent control of vehicle to grid power,” *Journal of Power Sources*, vol. 201, pp. 1–9, 2012.
- [24] Y. Zhang and C.-Y. Wang, “Cycle-life characterization of automotive lithium-ion batteries with LiNiO₂ cathode,” *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 156, no. 7, pp. A527–A535, 2009.
- [25] C. Zhou, K. Qian, M. Allan, and W. Zhou, “Modeling of the cost of EV battery wear due to V2G application in power systems,” *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 4, pp. 1041–1050, 2011.
- [26] “Energy in Sweden facts and figures,” 2010. URL: <http://webbshop.cm.se/System/TemplateView.aspx?p=Energimyndigheten&view=default&cat=/Broschyre&id=e0a2619a83294099a16519a0b5edd26f>.
- [27] “Nordpoolspot.com.” <http://www.nordpoolspot.com/>, Apr. 2013.
- [28] “Årlig energiforbruk på elbil.” <http://transport.zero.no/2013/01/er-elbiler-miljoennlige/>, Apr. 2013.
- [29] “Arbeidsstatistikk fra SSB.” <http://www.ssb.no/arbeid-og-lonn/statistikker/arbkoost>, Apr. 2013.
- [30] “Artikkel fra E24 om Kjell inge Røkke sin nye ladestasjon.” <http://e24.no/bil/roekke-kjoep-te-elbil-lader-til-halv-million/20020143>, Apr. 2013.

- [31] “SINTEF artikkel angående strømbrudd.” <http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2003/Nr-3---november/Strombrudd-til-milliarder-er-det-akseptabelt/>, Apr. 2013.
- [32] “Kostander knyttet til strømbrudd for privatpersoner.” <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/Kvalitetsincentiver/>, Apr. 2013.
- [33] “Statnett fremtidige investeringer.” <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2012/Oppdatert-investeringsplan-for-2012/>, Apr. 2013.
- [34] “Informasjon om CO2 utslipp.” <http://www.transnova.no/om>, Apr. 2013.
- [35] “Transnovas økonomiske støtteordninger.” <http://www.transnova.no/prosjekter>, Apr. 2013.
- [36] “Kvalitativ spørreundersøkelse.” https://docs.google.com/forms/d/1sg9p2Tn8GA5kPrjhWSDhQgA9B2pibZztj6ODNLn1bjM/viewform?edit_requested=true&pli=1, Apr. 2013.

Vedlegg A

Oppsummering

Antall elbiler øker eksplosivt i Norge, disse må lades. Dette kan by på problemer for nettet i områder med svært mye elbiler. Den største begrensende faktoren for utbygging av hurtigladere er kravene til nettet i området de installeres. I denne rapporten har det blitt foreslått et konsept for en løsning for å senke effekttoppene og gjøre det mulig å installere hurtigladere der det ellers ikke hadde vært mulig uten større investeringer i nettet.

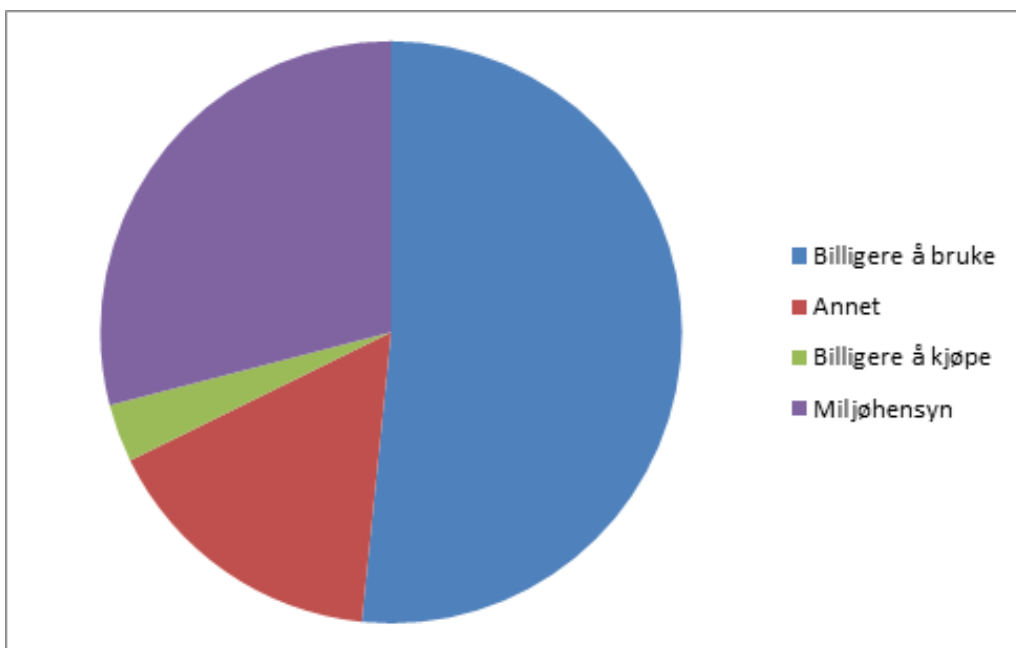
Idéen er en smart ladestasjon med parkeringsplass plassert ved en transformatorstasjon i distribusjonsnettet. Dette vil kunne by på muligheter for å kunne jevne ut effekttoppene i for eksempel et boligfelt gjennom å bruke elbilene aktivt som en energikilde. Det vil også by på muligheter for å tilby hurtiglading dersom en elbileier plutselig trenger bilen. Dette vil kunne minke avstanden til nærmeste ladestasjon drastisk for elbileiere. For at dette skal bli en realitet må det undersøkes hvordan levetiden på batteriene blir påvirket av å lade de ut på denne måten. Videre må funksjonen av de nødvendige teknologiske komponentene sikres. Effekterreguleringens nytteverdi må bestemmes og det må undersøkes nøyaktig hva som må til for at elbileiere skal bli kunder i et slikt system.

Vedlegg B

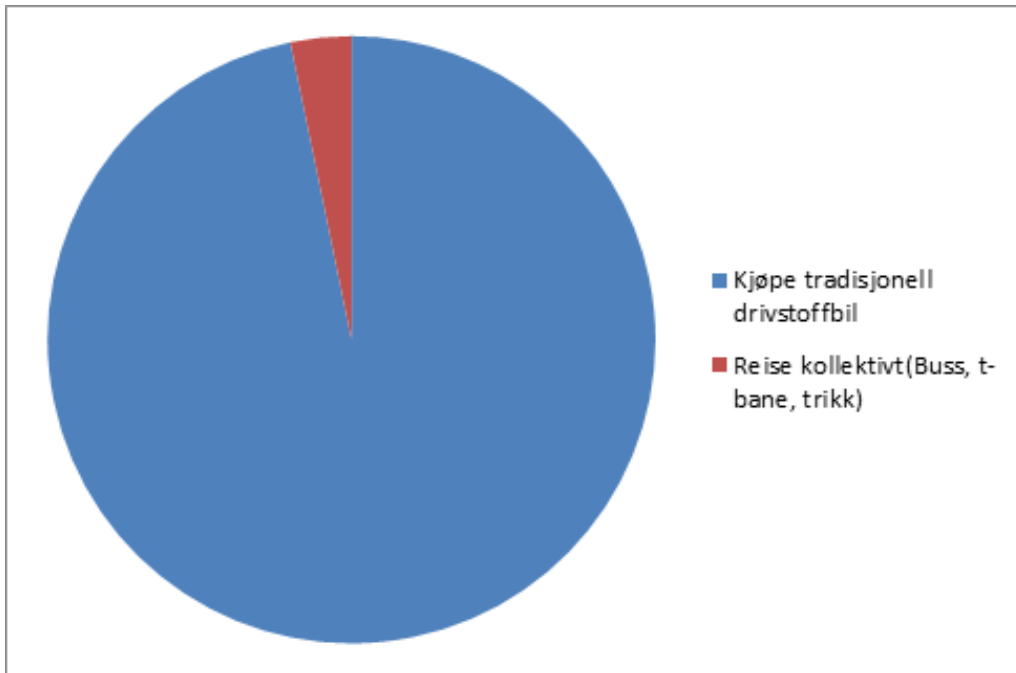
Kvalitativ spørreundersøkelse

Denne spørreundersøkelsen [36] ble postet på elbil.no sitt forum 6. mars. Vi fikk totalt 31 svar, og resultatene fra undersøkelsen kan derfor ikke sees på som statistisk signifikante, men gir en god pekepinn om holdningene til elbileiere. Under følger svarene for hvert spørsmål oppsummert som et kakediagram.

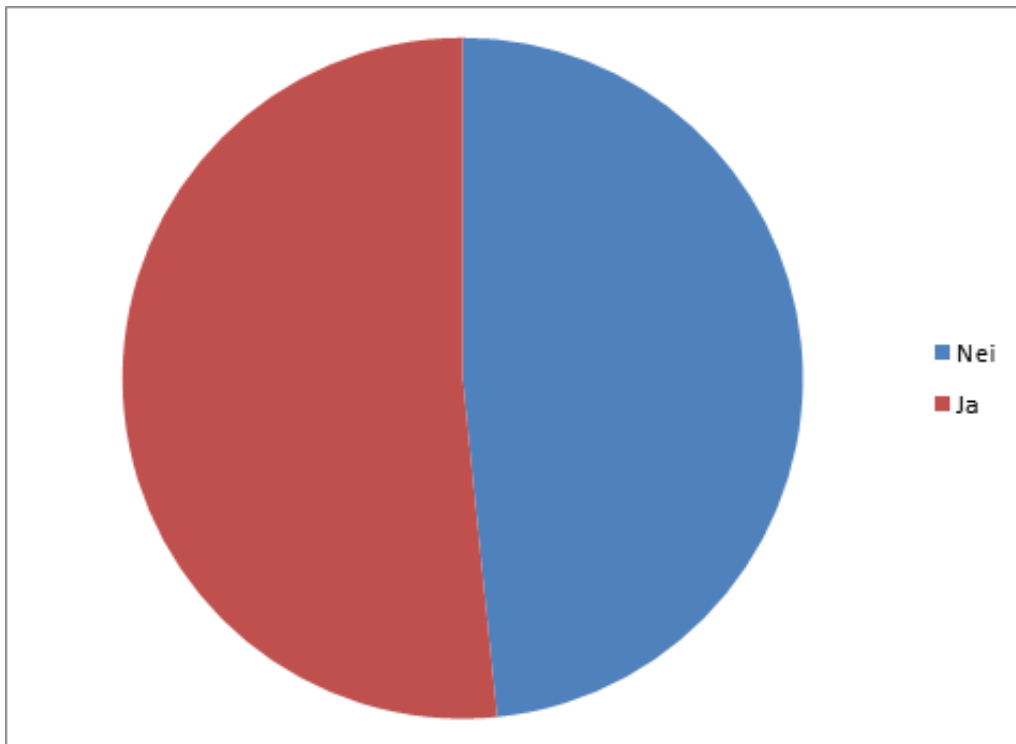
Figur B.1: Spørsmål 1: Hva var hovedgrunnen til at du valgte å kjøpe elbil?



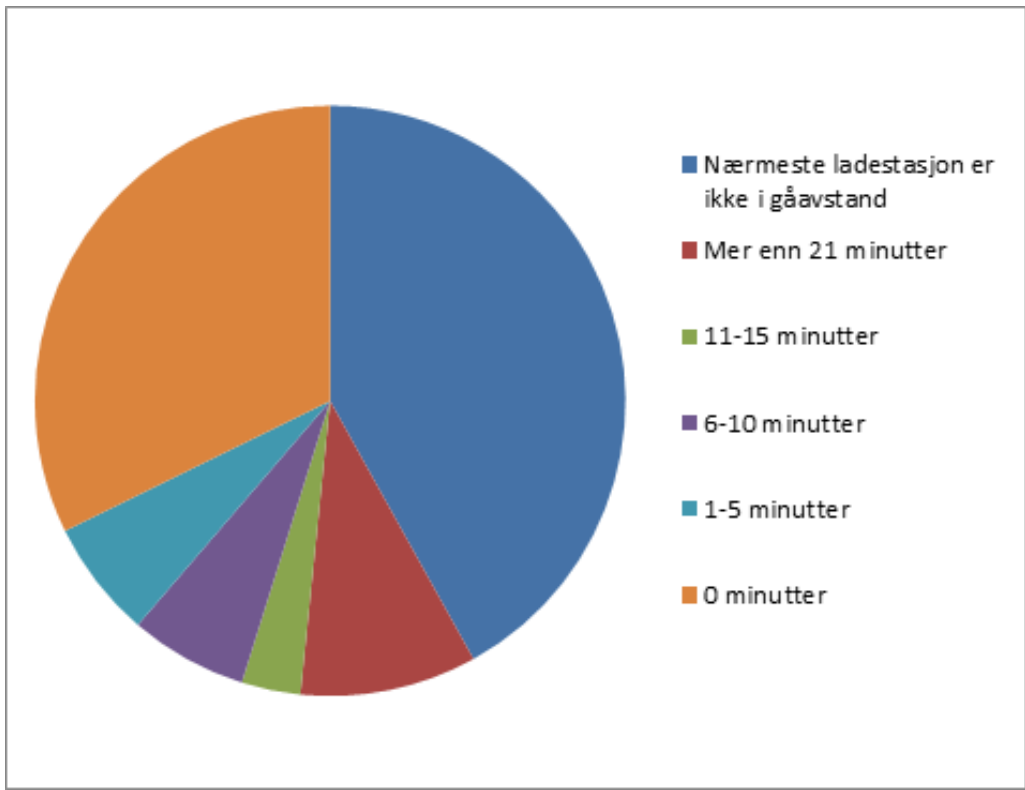
Figur B.2: Spørsmål 2: Hva var alternativet til å kjøpe elbil?



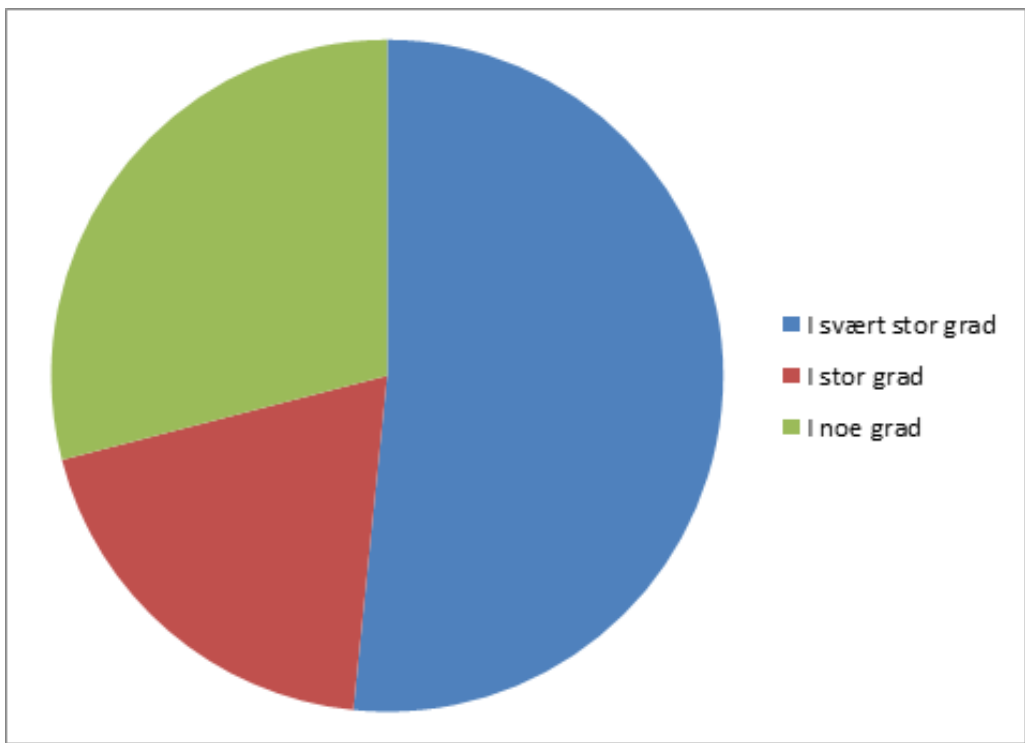
Figur B.3: Spørsmål 3: Har du gåavstand til nærmeste ladestasjon?



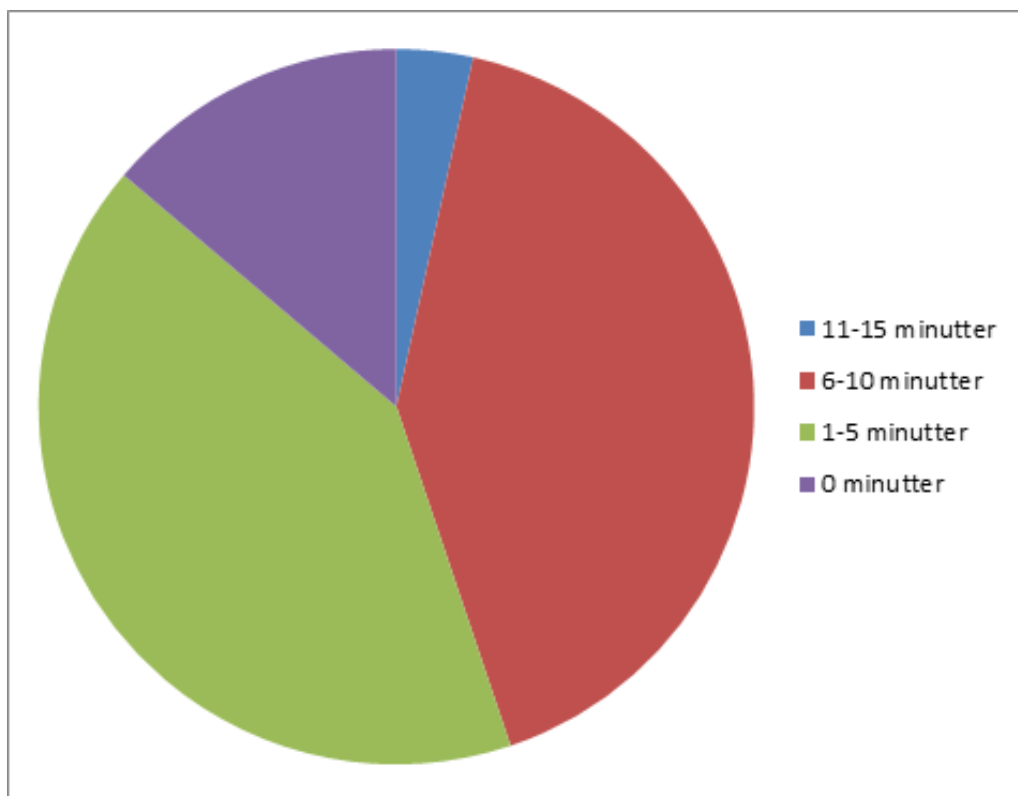
Figur B.4: Spørsmål 4: Hvor langt må du gå fra nærmeste ladestasjon og hjem?



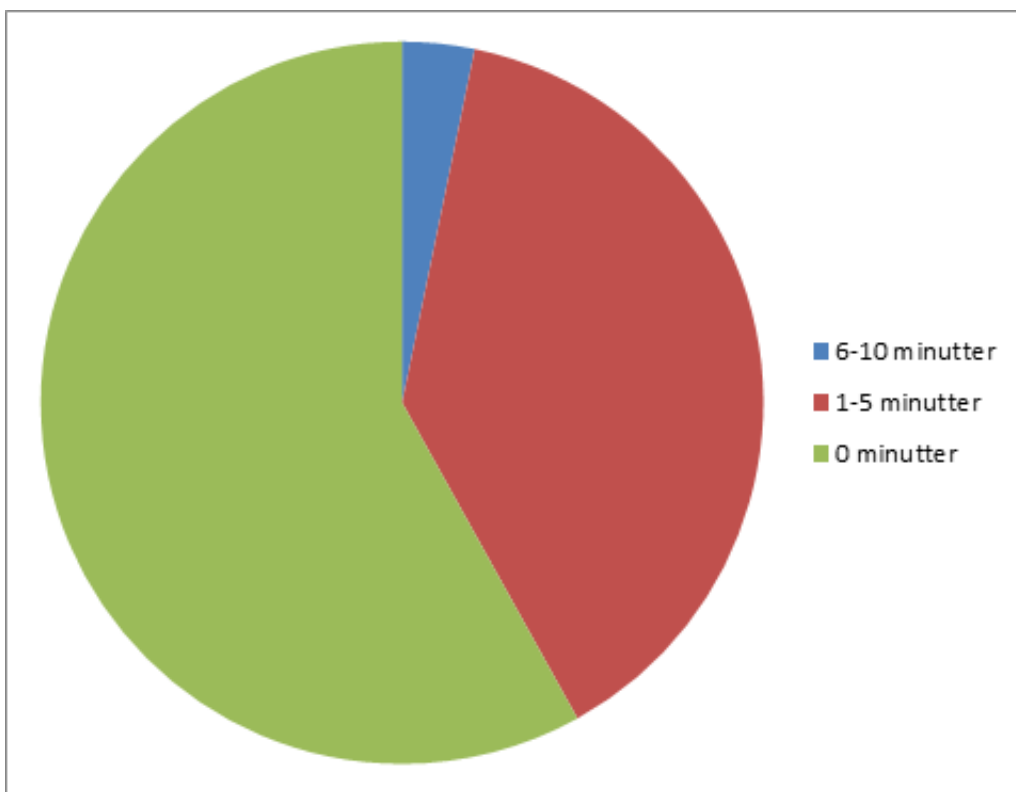
Figur B.5: Spørsmål 5: I hvor stor grad er dine videre valg rundt det å eie elbil knyttet til avgiftsfordelene? (To what extent are your further choices regarding owning an electric car related to tax benefits?)



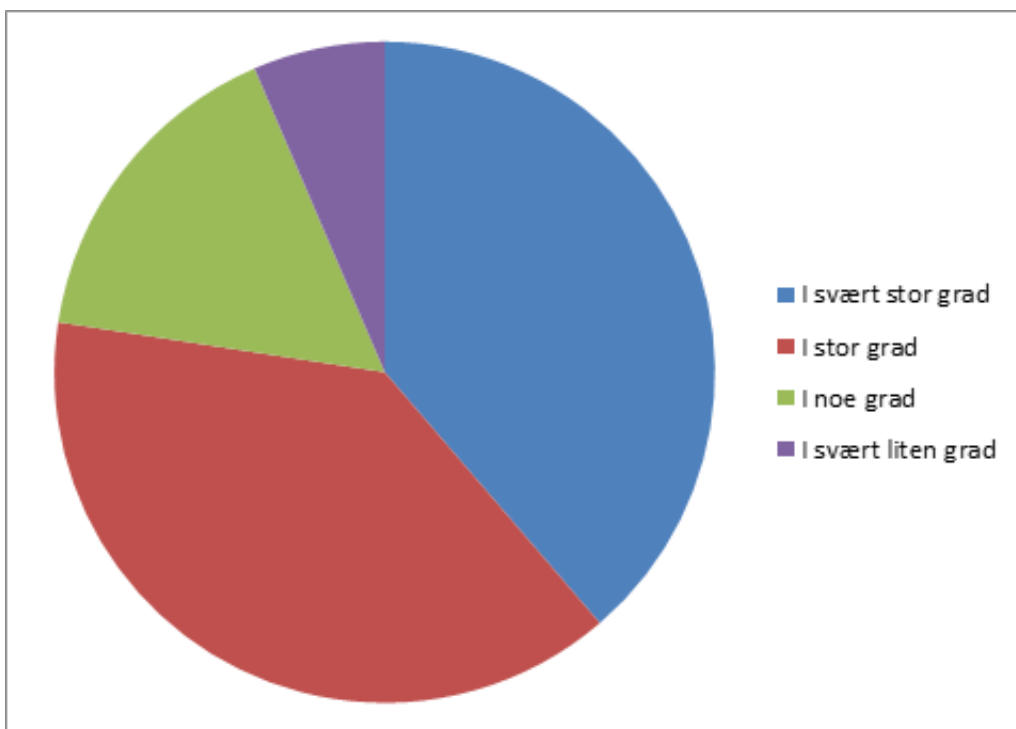
Figur B.6: Spørsmål 6: Hvor langt er du villig til å gå fra/til parkeringsplass før/etter jobb om det innebærer gratis lading?



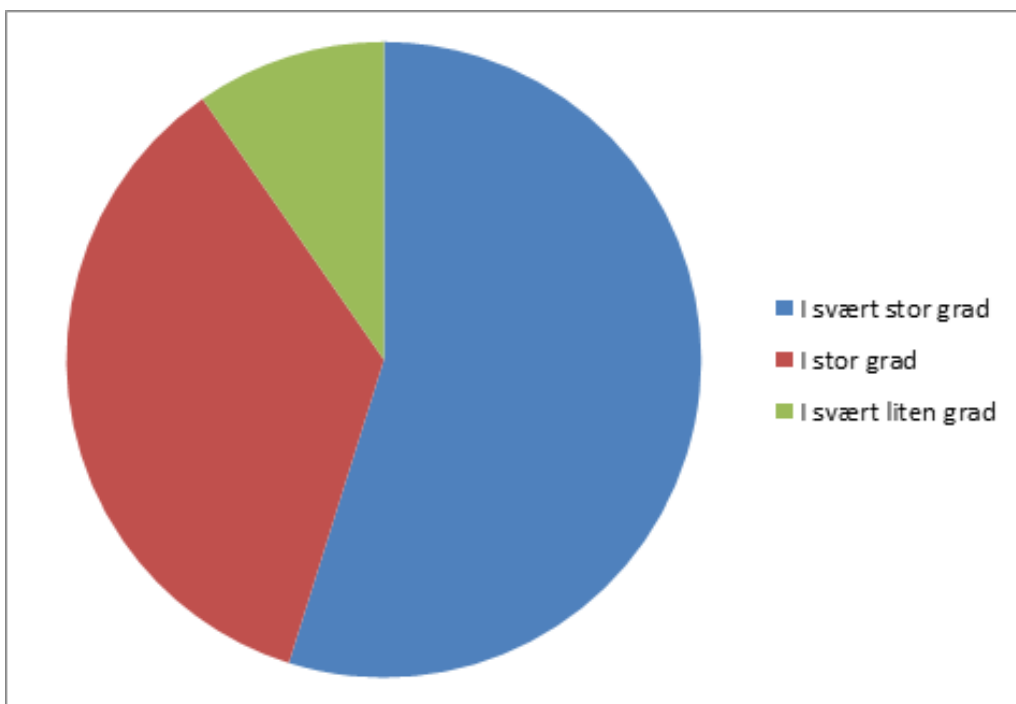
Figur B.7: Spørsmål 7: Hvor nært må parkeringsplassen være for at det skal være aktuelt å betale for ladingen?



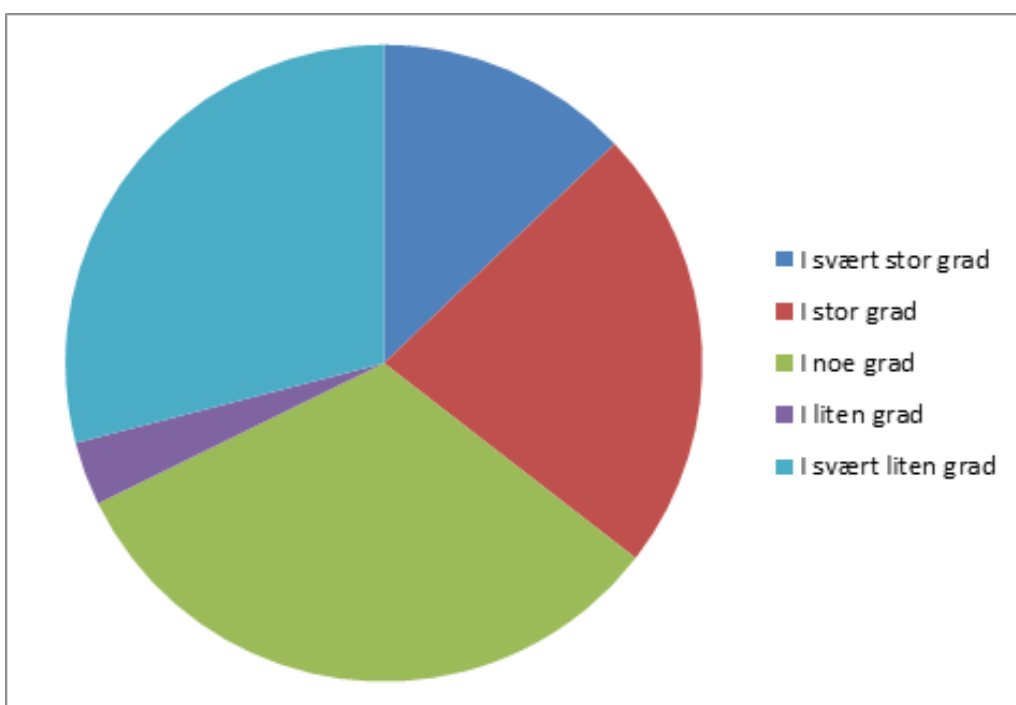
Figur B.8: Spørsmål 8: I hvilken grad ser du på gratis lading på arbeidsplassen som en konkurransefordel for en eventuell ny arbeidsgiver?



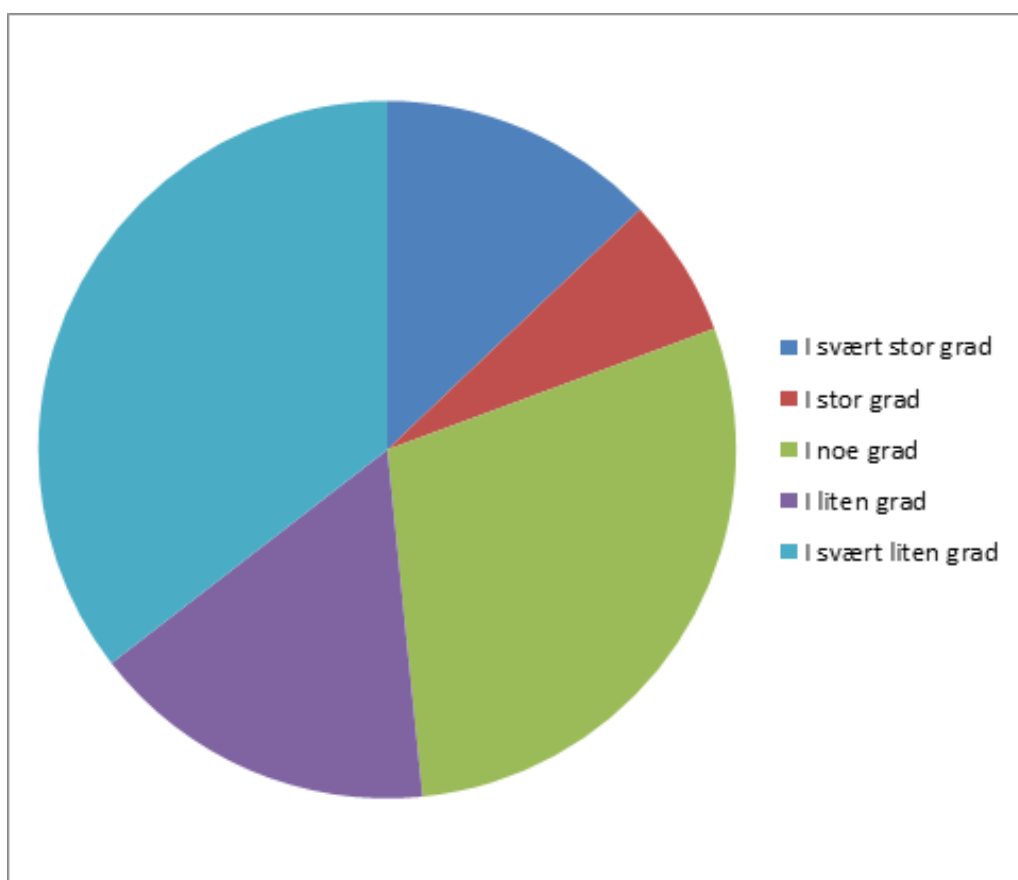
Figur B.9: Spørsmål 9: I hvilken grad ville du foretrukket å handle på kjøpesenter som tilbyr gratis lading?



Figur B.10: Spørsmål 10: I hvilken grad er du villig til å la kraftleverandøren styre når batteriet i bilen din lades opp?



Figur B.11: Spørsmål 11: I hvilken grad er du villig til la kraftleverandøren hente ut deler av energien fra batteriet i bilen?



Vedlegg C

Matlab Kode

C.1 Simuleringsfil

```
%Number of cars
numCars = 10;

%minutes of simulation
tsim = 60*24;

%battery capacity initially in Ah
batCapAh = 66.2;

%initial state of charge (SOC) mean value
socCars = 0.2;

smartChargeOn = 0;

%charger Characteristics
numFastCrs = 2;
fastCrsPow = 50;
numOrdCrs = 8;
ordCrsPow = 3.3;

%load
maxLoad = 500;

%reference power kW
ref_power = 0.7*maxLoad;

%Scaling load curve
scalingLoadCurve = 0;

%set batterylimit
batteryLimit = 0.2;

%set maxCharge in kW
maxCharge = numFastCrs*fastCrsPow + numOrdCrs*ordCrsPow;

%Ah_scaling scale to minutes
Ah_scaling = 1/60;

%Ah_max in battery
Ah_percent = 1/(numCars*batCapAh);
```



```

%Ah_start
Ah_start = socCars*numCars*batCapAh;

%load curve
time_loadCurve = 60*[0 0.5 0.75 1 1.25 1.5 1.75 2 2.25 2.5 2.75 3 3.25 3.5 4 4
    .5 5 8 8.5 9 15 15.5 16 16.5 17 17.5 18 18.5 24];
power_loadCurve = maxLoad*[0.5 0.6 0.7 0.75 0.85 0.95 1 1 0.98 0.95 0.9 0.83 0
    .75 0.7 0.68 0.65 0.5 0.4 0.3 0.3 0.3 0.33 0.4 0.7 0.8 0.8 0.7 0.5 0.5];

%Battery model
Rb = (1/numCars)*0.4;
K = (1/numCars)*0.1;
Voc = 403.2;

sim('Effektsimulering-ladestasjon');

% Data from simulink
time = powerOut.time;
power_Out = (powerOut.signals.values)/1000;
power_Neighborhood = powerNeighborhood.signals.values;
soc = SOC.signals.values;
powerInOutBattery = charging_power_watt.signals.values;

figure(1); clf(1);
hold on;
grid on;
plot(time,power_Neighborhood)
axis([0 tsim -100 maxLoad+50]);

difference = power_Neighborhood + power_Out;
plot(time,difference,'r-');
plot(time,powerInOutBattery,'b-.');
title('Load Curve power and power in/out of battery');
xlabel('time [minutes from 15.00]');
ylabel('power [kW]');
legend('Load Curve without battery load control','Load Curve with battery load
    control','Power in/out of battery', 'Location', 'NorthEast');

figure(2); clf(2);
hold on;
grid on;
plot(time,soc*100);
axis([0 tsim 0 105]);
title('State of Charge of battery');
xlabel('time [minutes from 15.00]');
ylabel('SOC [percent]');

figure(3); clf(3);
hold on; grid on;
plot(time_loadCurve, power_loadCurve);
axis([0 60*24 0 500]);
title('Lastkurve brukt i simulering');
xlabel('tid [s]');
ylabel('effekt [KW]');

```

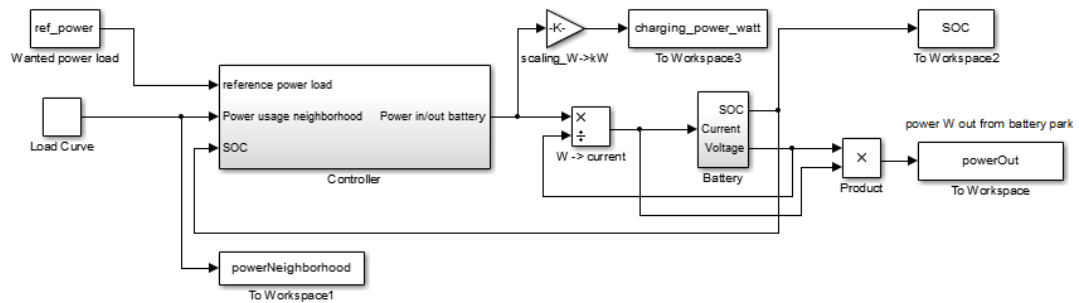
C.2 Logikk for kontroller

```
function powerin = fcn(ref,power,soc,batteryLimit, maxCharge)

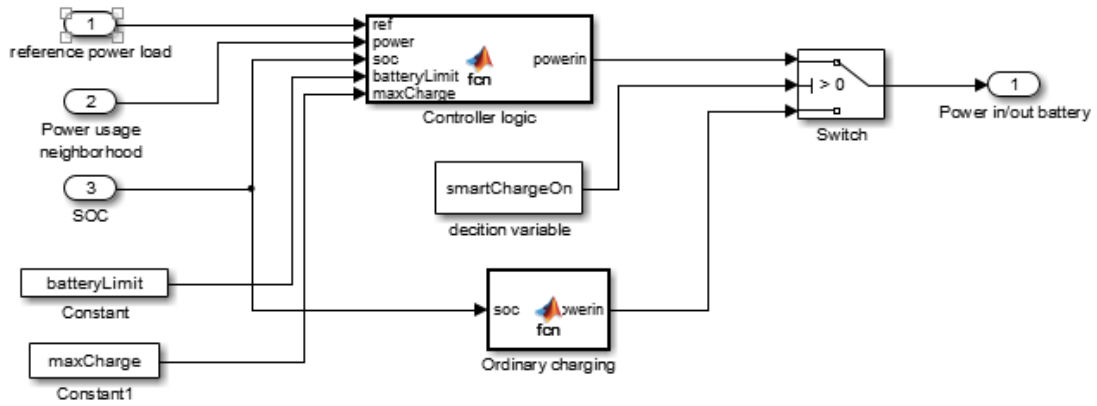
powerin = 0;
diff = (ref-power)*1000;
maxCharge = maxCharge*1000;
if abs(diff) > maxCharge
    if sign(diff) < 0 && soc > batteryLimit
        powerin = -maxCharge*soc;
    elseif soc ≤ 1
        powerin = diff*(1-soc);
    end
else
    if diff < 0 && soc > batteryLimit
        powerin = diff*soc;
    elseif diff < 0 && soc < batteryLimit
        powerin = abs((batteryLimit - soc)*1000*(1/diff));
    elseif diff > 0 && soc < 1
        powerin = diff*(1-soc);
    elseif diff > 0 && soc > 1
        powerin = 0;
    end
end
end
```

Vedlegg D

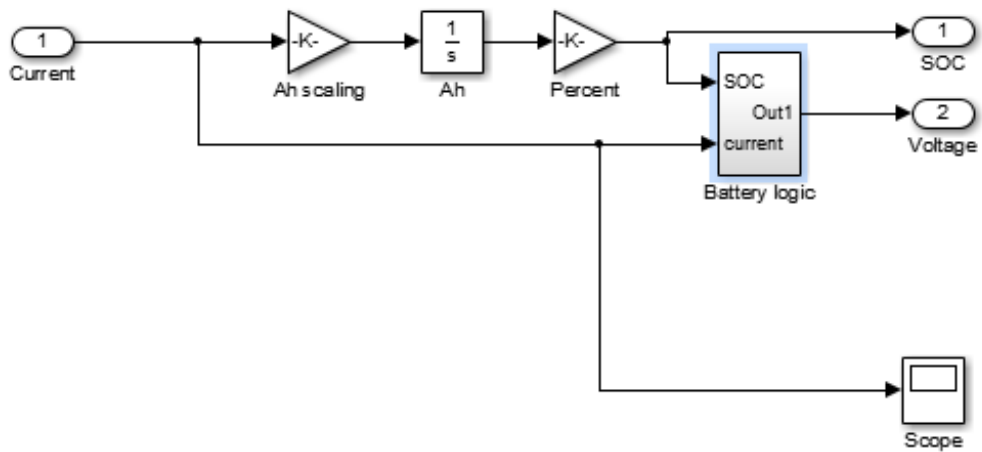
Simulink diagrammer



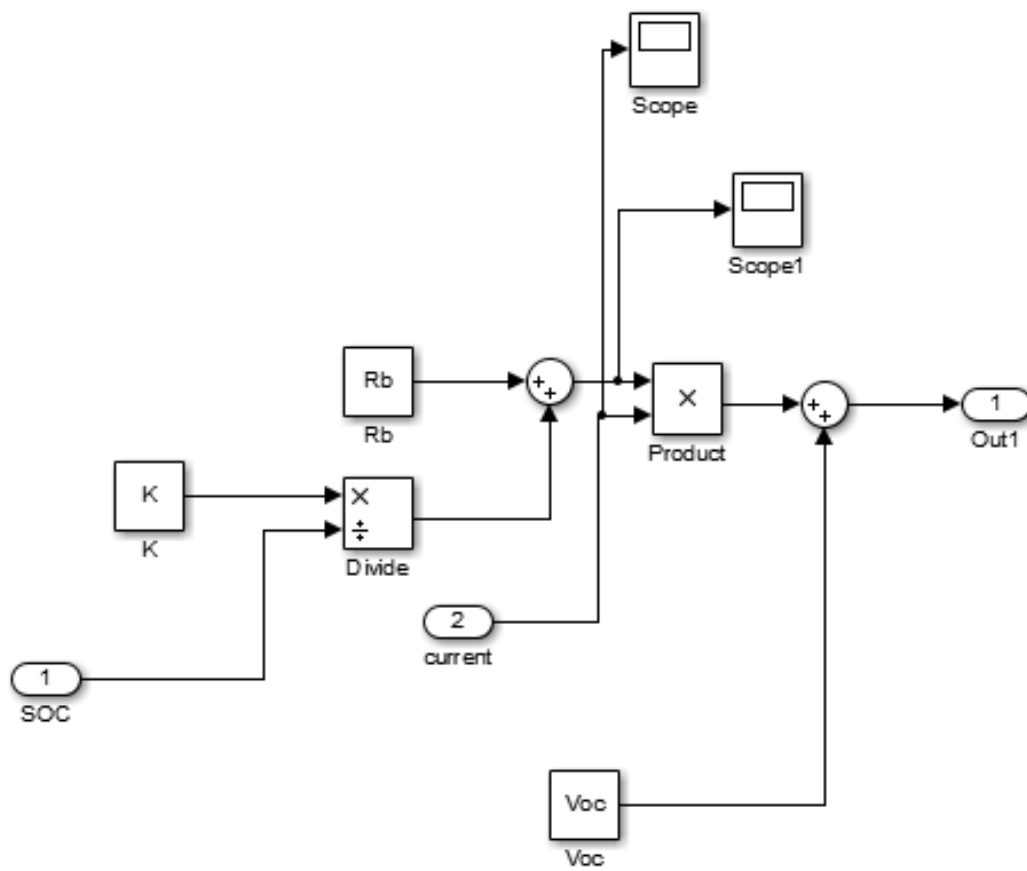
Figur D.1: Overordnet ladestasjon i simulink



Figur D.2: Kontroller i simulink, se Vedlegg C.2 for matlab kode



Figur D.3: Oversikt over batterimodellen



Figur D.4: Batterilogikken beskrevet i Kapittel 4

Vedlegg E

Økonomisk modell i excel

E.2 Det midterste økonomiske tilfellet

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Kostnader											
Investeringskostnader											
Parkeringsplasser	1300000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anlegg	1000000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ladere	2000000	0	0	0	0	1000000	0	0	0	0	0
Utvikling av app	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sum investeringskostnader	3400000	0	0	0	0	1000000	0	0	0	0	0
Nåverdi sum investeringskostnader	3400000	0	0	0	0	783526,166	0	0	0	0	0
Driftkostnader											
Strøm	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000
Varebudsjet av utstyr	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000
Administrasjon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sum driftkostnader	1600000	1600000	1600000	1600000	1600000	1600000	1600000	1600000	1600000	1600000	1600000
Nåverdi sum driftkostnader	1600000	1523809,52	1451247,17	1382140,16	1316323,96	1253841,87	1195944,63	1137090,13	1082942,98	1031374,27	982261,206
Nåverdi sum kostnader											
											4873892,05
Inntekter											
Forbrukerinntekter											
Direkte inntekter	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000	800000
Abonnementinntekter	117600	117600	117600	117600	117600	117600	117600	117600	117600	117600	117600
Goodwill	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sum forbrukerinntekter	917600	917600	917600	917600	917600	917600	917600	917600	917600	917600	917600
Nåverdi sum forbrukerinntekter	917600	873904,762	832290,249	792657,38	754911,791	718966,61	684727,248	652721,189	621067,799	591493,142	563526,801
Mytteinntekter av regulering											
Alle muligheter/PHS per effekt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sum mytteinntekter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nåverdi sum mytteinntekter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saksstatte											
Prosjekt Trans Nya	4000000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Arnen statsstatte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sum statsstatte	4000000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nåverdi sum statsstatte	4000000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nåverdi sum inntekter											
											12003063,97
Profit											
											-3679328,08

Figur E.2: Økonomisk modell av det midterste tilfellet

