



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi
Institutt for naturforvaltning

Masteroppgave 2014
30 stp

Økonomien ved å utnytte batteriet i elbiler til å regulere kraftetterspørselen i norske husholdninger

The economics of using vehicle-to-grid in
Norwegian households

Tor-Håkon Ruud

Forord

Denne masteroppgaven er utført våren 2014 ved Institutt for Naturforvaltning, og er mitt avsluttende arbeid til mastergraden i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU).

Jeg vil benytte anledningen til å takke min dyktige veileder førsteamanuensis Monica Havskjold for gode innspill og tilbakemeldinger. Jeg vil også rette en takk til stipendiat Anna Kipping for viktige databidrag til oppgaven. Til slutt ønsker jeg å takke min familie og min kjære samboer for hjelp og støtte gjennom arbeidet med masteroppgaven.

Jeg vil også takke mine medstudenter for gode samtaler under dette arbeidet, samt for fem fantastiske år på Agrarmetropolen.

Ås, 15. August 2014

Tor-Håkon Ruud

Sammendrag

Masteroppgaven omhandler hvordan batterikapasiteten i elbiler kan brukes til å regulere kraftteterspørselen i norske husholdninger i et økonomisk perspektiv. Problemstillingen tar i hovedsak for seg hvordan virkningen blir på kraftkostnadene og hvordan endringen blir i effekt. Metoden var å utvikle flere modeller med ulike datasett og variabler på timenivå. Modellene ble optimert med mål om å redusere husholdningens kraftkostnader gjennom et helt år.

I oppgaven er det delt opp i tre ulike ladenivåer. Ved nivå 0 lades bilen når den kommer hjem til husholdningen, mens elbilen i nivå 1 selv velger lading i timer med lavest kostnader. I nivå 2, som er mest avansert, har elbilen i tillegg mulighet til å sende kraft fra elbil-batteriet og tilbake til kraftnettet (vehicle-to-grid). Elbilene Tesla Model S og Nissan LEAF ble brukt som referanser. Med dagens kraftpriser og nettleie inkludert, ble resultatet med Tesla Model S en redusert årskostnad på 185 kr ved å gå fra nivå 0 til nivå 2-lading. Det tilsvarte en årlig reduksjon av kraftkostnaden på 0,9 %. Reduksjonen kom hovedsakelig ved endringen mellom nivå 0 og nivå 1-lading hvor reduksjonen alene tilsvarte 172 kr. Kostnadsreduksjonen for nivå 2-lading kontra nivå 1 lading, kom fra timer hvor kraftprisen var relativt høy og elbilbatteriet forsynte husholdningen med elektrisitet. Batteriet kunne deretter lades i lavkosttimer. Med dagens nettleie inkludert i modellen, var det aldri lønnsomt for elbilen å sende kraft ut på nettet. I referansemodellen med Tesla Model S, hvor nettleien ikke var inkludert, førte det til at elbilen sendte kraft fra elbilbatteriet og ut til kraftnettet. Fra nivå 0 til nivå 2 var besparelsen 6,6 %, tilsvarende 718 kr. For Nissan LEAF var tilsvarende reduksjonen på 2,1 % eller 224 kr. Forskjellen mellom elbilene ved å bruke nivå 2, var hovedsakelig grunnet ulik batterikapasitet. Lønnsomheten representerer det øvre nivået av hva som var mulig å oppnå i referanseårene, ettersom modellen er deterministisk. Resultatet viste en marginal privatøkonomisk lønnsomhet, og konklusjonen blir derfor at det er lite aktuelt med nivå 2-lading i Norge, ut ifra dagens forutsetninger.

Ved å se på effekten, var reduksjonen større. Selv om det privatøkonomisk ikke var spesielt lønnsomt med nivå 2-lading, kan det være lønnsomt for samfunnet. I modelleringen med Tesla Model S der nettleien var inkludert, viste resultatet en gjennomsnittlig reduksjon på 0,95 kW i timer med relativt høy kraftpris. For timen med størst reduksjon utgjorde reduksjonen 8,9 kW. I timene med lave kraftkostnader ble elbilbatteriet ladet med høy effekt, hovedsakelig om natten. Implementering av effektavgift i modellen førte til en jevnere ladeeffekt gjennom døgnet. Timer med relativt høye kraftpriser, fikk en høyere effekt enn tidligere. Det var ofte om ettermiddagen, da lasten i kraftnettet kan være høy. Elbilens ladeeffekt ble i tillegg begrenset om natten, når det er god kapasitet i kraftnettet.

Abstract

This master thesis is concerning how the battery capacity in electric vehicles (EV) can be used to control power demand in Norwegian households in a economic perspective. The issue deals mainly what the impact will be on power costs and how the change is in effect. Methodology was to develop several models with different datasets and variables at time level. The models were optimized with the goal of reducing household electricity costs through a whole year.

In this thesis it is divided into three different charge levels. At level 0 the car is charging when coming home to the household, while in level 1 the EV itself select the hours with the lowest charge costs. In level 2, which is the most advanced, the electric car as well as the ability to send power from the electric vehicle battery and back to the power grid (vehicle-to-grid). The electric cars Tesla Model S and the Nissan LEAF were used as reference. At current energy prices and grid included, the Tesla Model S got a reduced annual cost of 185 NOK by going from level 0 to level 2 charging. This corresponded to an annual reduction in power cost of 0.9%. The decrease was mainly by going from level 0 to level 1 charging where the reduction alone was equivalent to 172 NOK. Cost reduction for level 2 charging versus level 1 charging, came from hours where power prices were relatively high and electric vehicle battery supplied the household with electricity. The battery could then be recharged in low-cost hours. With current grid included in the model, it was never profitable for electric vehicles to send power from the power grid. In the reference model with the Tesla Model S, where the grid was not included, it led the electric car to send some power from the electric vehicle battery out to the power grid. From level 0 to level 2 it was saving 6.6%, equivalent to 718 NOK. For Nissan LEAF, the corresponding reduction was 2.1%, or 224 NOK. The difference between these electric cars by switching to level 2, had its background in various battery capacity. Profitability represents the upper level of what was possible to achieve in the reference year, since the model is deterministic. The conclusion was that the marginal profitability did very little profit with level 2 charging in Norway.

By looking at the impact, the reduction was higher. Although the private business is not very profitable level 2 charging, it may be profitable for society. In modeling the Tesla Model S and grid included, the result was that an average reduction of 0.95 kW and hours with the largest decrease was 8.9 kW. In the hours with a relatively lower power cost, however this was compensated for by charging electric car battery with high power. This was generally at night. Implementation of the tax effect in the model led to a smoother charging power through the day. Hours of relatively high energy prices, had a higher impact than before. It was often in the afternoon when the load of the power grid can be high. Electric vehicle charging effect was also limited at night, when there is plenty of capacity in the grid.

Innholdsfortegnelse

Forord	II
Sammendrag	III
Abstract	IV
Liste over figurer	VII
Liste over tabeller	VII
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling og oppbygging	2
1.3 Begrensninger og begrepsavklaringer	2
2 Metode	4
2.1 Valg av metode	4
2.2 Nivåregulering av elbiler	4
3 Modellbeskrivelse	6
3.1 Generelt om modellen	6
3.2 Målfunksjonen	6
3.3 Variable celler	7
3.4 Begrensninger	7
3.4.1 Generelt om begrensninger	7
3.4.2 Batterikapasitet	7
3.4.3 Effekt på ladekapasiteten	7
3.4.4 Systembalanse	7
3.5 Totaloversikt over alle modellforutsetningene	8
4 Materiale	9
4.1 Kraftforbruk i husholdning	9
4.2 Kraftpriser	10
4.3 Nettleie	11
4.4 Effektaggift	12
4.5 Elbilegenskaper	12
4.5.1 Kjøremønster og generelle reisevaner	12
4.5.2 Referansebiler	13
4.5.3 Batterikapasiteten på elbiler	14
4.5.4 Tap av batterikapasitet som følge av nivå 2-lading	14
4.6 Spenningsnivå og effektkapasitet i husholdninger	15
4.7 AMS	16
4.8 Virkningsgraden på ladingen	16

5	Resultater	17
5.1	Referansemodellen med Tesla Model S	17
5.2	Modellering med Nissan LEAF og følsomheten av ulike faktorer	21
5.3	Kraftpriser fra årene 2012 og 2020	22
5.4	Nettleie inkludert i referansemodellen	22
5.5	Virkningen av å implementere effektavgift i referansemodellen	25
5.6	Nettleie og effektavgift i samme modell	26
6	Diskusjon	27
6.1	Generelt om modellen	27
6.2	Resultater	27
6.3	Samfunnsøkonomiske besparelser	30
6.4	Maksimallasten i kraftsystemet	30
6.5	Fremtidige forhold.....	30
7	Konklusjon og videre arbeid	32
7.1	Videre arbeid	32
8	Litteratur.....	34
	Vedlegg I	37

Liste over figurer

Figur 1. El-forbruket i husholdningen og temperaturen i Skien-området.....	9
Figur 2. Kraftprisen for året juni 2009 til mai 2010, 2012 og 2020	10
Figur 3. Spotprisen fra juni 2009 til mai 2010 og temperaturen.....	11
Figur 4. Batterikapasiteten i elbiler per mars 2014. *Model S kan også leveres med 60 kWh batteripakke. Kilde: (Grønn Bil 2014).....	14
Figur 5. Reduserte kostnader fra nivå 0 til nivå 2.....	17
Figur 6. Døgnprofilen for effektforbruket	18
Figur 7. Døgnprofilen for nivå 0.....	19
Figur 8. Effektforbruket og kraftprisen for uke 21, 2010	19
Figur 9. Varighetkurve for total forbruket.....	20
Figur 10. Varighetskurve for totalforbruket, ink. nettleie	22
Figur 11. Effektforbruket med nettleie inkludert for uke 21, 2010.....	23
Figur 12. Totaleffekten i bygget ink. nettleie og spotprisen for uke 21, 2010	24
Figur 13. Redusert effektforbruk i høypristimer med nivå 2.....	24
Figur 14. Virkningen av å implementere effektavgift i modellen, nivå 2	25
Figur 15. Nettleie og effektavgift for uke 21, 2010	26
Figur 16. Gjennomsnittspriser i €/MWh over uka i Norge og Europa (2002-2008). Kilde:	31

Liste over tabeller

<u>Tabell 1. Totaloversikt over eksogene modellforutsetninger</u>	8
<u>Tabell 2. Effekten på elbil-laderen er avhengig av den tekniske infrastrukturen. Kilde: (Ladestasjoner.no 2014) (Tesla Motors 2014)</u>	15
<u>Tabell 3. Kostnader for referansemodellen, Nivå 0 til nivå 2</u>	17
<u>Tabell 4. Tabell over det antallet strømmer i referansemodellen</u>	18
<u>Tabell 5. Kostnaden for Nissan LEAF. Nivå 0 til nivå 2.....</u>	21
<u>Tabell 6. Følsomhet batterikapasitet</u>	21
<u>Tabell 7. Følsomhet ladeeffekt.....</u>	21
<u>Tabell 8. Årskostnaden ved bruk av kraftpriser for 2012</u>	22
<u>Tabell 9. Årskostnaden for bruk av kraftpriser for 2020</u>	22
<u>Tabell 10. Kostnadsreduksjonen når nettleien er inkludert.....</u>	25

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Globalt sett er klimaendringer og global oppvarming en av vår tids største utfordring. Den er kompleks ved at mye av vår velferd og infrastruktur er knyttet til fossil energi, noe som gjør et «grønt» skifte vanskelig. Kjetil B. Alstadheim, kommentator i Dagens Næringsliv, oppsummerte i en treffende kronikk, spørsmålet om global oppvarming er menneskeskapt: *«Det er ikke nødvendig å tro på FNs klimapanel. Det handler ikke om tro. Det handler om kunnskap»* (Alstadheim K. B. 2013). Kronikken ble publisert etter at den siste rapporten fra FNs klimapanel (IPPC) ble kjent og omhandler det naturvitenskapelige grunnlaget. Sikkerheten ved at den globale oppvarmingen er menneskeskapt, er oppjustert fra svært sannsynlig til ekstremt sannsynlig (Alstadheim K. B. 2013) (IPCC 2013).

Med FNs klimapanel sine rapporter som bakteppe, er det klart at det er mye som må forandres i nær fremtid. Verdens samlede utslipp av klimagasser må reduseres med 50 – 85 % mot 2050, sammenlignet med 2010 (Regjeringen 2012). Forbruket av energi står helt sentralt for å kutte utslippene. I 2005 stod kraft- og varmeproduksjon alene for 29 % av de globale utslippene, mens transportsektoren stod for 12 % (Regjeringen 2012). Ved å se på transportsektoren vises en svært fragmentert sektor med mange utslippspunkter. Transportsektoren har i tillegg betydelige nettverkseksternaliteter som gjør at sektoren er komplisert å endre på (Statistisk sentralbyrå 2007).

En av de største ulempene med kraftproduksjon fra fornybare energikilder, er at produksjonen kan være meget varierende gjennom ulike perioder. Kraftproduksjon fra eksempelvis vindturbiner får bare produsert når det er tilstrekkelig vind. Elektrisitet må forbrukes i samme sekund som det produseres, noe som kan medføre utfordringer i kraftsystemet. Etterspørselen kan ikke variere sitt forbruk etter variasjonen i kraftproduksjonen. Norge produserer nesten utelukkende elektrisitet fra den fornybare energikilden vannkraft. En normal årsproduksjon utgjør 125,6 TWh (NOU 2012: 9 2012). I tillegg har kraftselskapene mulighet til å lagre vann i magasiner, i praksis energi som tilsvarer hele 85 TWh (NOU 2012: 9 2012). Det medfører muligheten til å regulere produksjonen etter etterspørselen av energi gjennom forskjellige perioder.

Elbiler som er tilkoblet fremtidens energisystem på en «smart måte» inngår i konseptet «smart grid». Smart grid kan bli viktig i fremtiden når andel av fornybar energi øker, og når ny effektkrevende elektronikk i husholdninger øker (Teknisk Ukeblad 2014). Konserndirektør i Lyse AS, Erik Gundegjerde, uttalte følgende under konferansen «TU Smart Grid Summit 2014» om fremtidens antatte hovedtrekk; *«Vi går fra et energisamfunn til et effektsamfunn»* (Teknisk Ukeblad 2014). SINTEF Energi anslår at Smarte nett kan spare samfunnet for mellom 9 – 12 milliarder i sparte investeringskostnader (THEMA Consulting Group 2012).

Elbiler kan være en nøkkelfaktor for utslippskutt blant lette kjøretøy i transportsektoren. Med hensyn til klimagassutslipp, blir elbiler hovedsakelig tatt i bruk for direkte å bidra til å redusere bruken av fossilt drivstoff. Elbilene kan også bidra til å redusere utfordringene knyttet til klimagassutslippene ved kraft- og varmereproduksjon. For lagring av energien som blir produsert fra fornybare energikilder, kan batteriet i elbiler brukes som et energilager. Elbilen står tross alt parkert i gjennomsnittlig ca. 22 timer i døgnet (Statistisk sentralbyrå 2013). Lagringen av energien fra u-regulerbare fornybare energikilder, har blitt ansett som «*the missing link*» ved overgangen til fornybarsamfunnet (Sadoway D. 2012). Ved å bruke batteriet i elbiler til å lagre energi, kan kraftsystemet ta imot større mengder u-regulerbar fornybar energi.

Masteroppgaven skal se nærmere på hvordan elbilen kan inngå i fremtidens energisystem. For at elbileiere skal velge å benytte elbilens batterikapasiteten til å regulere husholdningens kraftteterspørsel, vil forutsetningen være god lønnsomhet. Økonomisk lønnsomhet og hvordan virkningene blir med hensyn på effekt, vil bli belyst i masteroppgaven.

1.2 Problemstilling og oppbygging

Masteroppgaven tar sikte på å besvare hovedproblemstilling gjennom en økonomisk tilnærming. Ved bruk av økonomiske modeller, litteraturgjennomgang og datainnsamling vil oppgaven derfor ha følgende hovedproblemstilling:

Hvordan er økonomien ved å bruke batteriet i elbiler til å regulere kraftteterspørselen i norske husholdninger?

For å besvare hovedproblemstilling vil følgende delproblemstillinger benyttes:

- 1: Hvor mye kan kraftkostnaden reduseres i en norsk husholdning ved å regulere kraftteterspørselen ved hjelp av batteriet i elbilen?
- 2: Hvor mye kan effektforbruket reduseres i en norsk husholdning ved å regulere kraftteterspørselen ved hjelp av batteriet i elbilen?

1.3 Begrensninger og begrepsavklaringer

Elbiler er omtalt som en generell biltype i problemstillingen. I markedet er det meget stor variasjon i ulike typer elbiler. I oppgaven blir derfor ulike typer elbiler undersøkt for at problemstillingen skal være dekkende for kategorien «elbiler». Det er kun fullelektriske biler som blir undersøkt i oppgaven.

Hvordan batteriet kan regulere «kraftteterspørselen» i husholdningen, vil i praksis omhandle hvordan batterikapasiteten til elbiler kan utnyttes til å flytte kraftforbruket fra timer med høy kraftkostnad til

timer med lav kraftkostnad. Det blir gjort for å redusere kostnader og for å redusere belastningen på kraftnettet.

«Økonomien» i oppgaven fokuserer hovedsakelig på kostnader, som innbefatter kraftkostnader, nettleie og effektagift. Effekt er også en økonomisk ressurs som er innbefattet i problemstillingen.

Alle lønnsomheter i oppgaven omhandler brutto lønnsomhet. Det vil være noen direkte og indirekte kostnader knyttet til problemstillingen. Kostnadene vil ikke bli kalkulert inn i oppgaven grunnet dens omfang og usikkerhetene ved kostnadene.

Ved omtale av kraft-/effektforbruket i husholdninger, er ikke lading av elbilen inkludert. Kraften som brukes til å lade elbilen vil bli spesifisert. Når det *totale* kraft-/effektforbruket benyttes, er *både* husholdningen og ladingen av elbilen inkludert.

For å begrense oppgavens omfang er følgende faktorer utelatt; reduksjon av batterikapasitet over tid, temperaturpåvirkninger på batterikapasiteten og lading av elbilen utenom husholdningen. Variablene kan være vanskelig å kvantifisere i modellene, noe som medvirker til at oppgaven ikke vil gi et fullstendig bilde av hele problemstillingen.

2 Metode

2.1 Valg av metode

Metoden i oppgaven er en kvantitativ metode i kombinasjon med litteraturstudie. Problemstillingen vil bli belyst gjennom ulike modeller som beskrives i kapittel 3. Microsoft Excel vil bli brukt som programvare til alle modellene, samt til presentasjonen av resultatene.

Problemstillingen er gjeldene for hele Norge. Tilgang på spesifikke data om timeforbruk for et helt år fra en husholdning, styrte imidlertid valget av et referanseområde. Dataene som var tilgjengelige, kom fra en enebolig i Skien-området. Kraftpriser, temperatur og nettleie kommer dermed også fra Skien-området.

2.2 Nivåregulering av elbiler

Regulering og lading av elbiler kan skje på ulike måter. I oppgaven er det delt inn i tre ulike nivåer, etter hvor avansert eller «smart» ladingen er. Nivåene er egendefinerte nivåer laget for å besvare problemstillingen. Jo høyere nivået er klassifisert som, desto mer avansert er nivået.

Nivå 0-lading: Her er det ingen regulering og styring av ladingen på elbilen. Ladingen er en type «ukontrollert lading» hvor det ikke tas hensyn til kraftpris eller andre forhold ved ladningen. Prinsippet her er at elbilen lades med full effekt med en gang den kommer hjem til husholdningen. Reguleringsnivået som her er beskrevet, er i praksis det som hovedsakelig brukes i dag.

Nivå 1-lading: Her lades batteriet på elbilen når kraftprisen er relativt på det laveste. Ved bruk av effektavgift kan det i tillegg tas hensyn til effektforbruket. Det er en del elbiler som allerede i dag har programvare som kan tilfredsstillende dette ladenivået, eks. Nissan LEAF og Tesla Model S (Tesla Motors 2014). Nivå 1-lading er lite utbredt i Norge i dag, fordi husholdningen får en snittpris av forbruket over en gitt periode. I timer med høye spotpriser, har husholdningen ingen økonomiske insentiver for å flytte forbruket. Dette vil endres når AMS blir innført (AMS er nærmere beskrevet i kapittel 4.7). Nivå 1 vil være en kostnadseffektiv lading når AMS blir innført.

Nivå 2-lading: Hovedforskjellen mellom nivå 1 og nivå 2 er at man i tillegg har mulighet til å sende kraft fra elbilen. Batteriet på elbilen kan dermed brukes som en buffer mot kraftforsyningen i husholdningene og mot kraftnettet generelt. Nivå 2-lading blir også omtalt som «Vehicle-to-Grid (V2G)», «Vehicle-to-Building (V2B)» og «Electric vehicle-to-Grid (Ev2G)». Resultatet blir en form for arbitrasje-handel der man utnytter prisforskjellene mellom timene i døgnet.

Det er ingen elbiler per i dag som har muligheten for nivå 2-lading. Mange elbilprodusenter jobber aktivt for å utvikle teknologien, for eksempel Nissan LEAF (Nissan 2013).

Fokuset i masteroppgaven vil være endringen til nivå 2-lading. Både nivå 0 og nivå 1 vil bli benyttet som referanser for å måle endringen i resultatene. Ved å inkludere begge nivåene vil resultatene være sammenlignbare for personer som har ulike nivåer som utgangspunkt. Nivå 1 vil også være en god referanse for å utelate faktoren ved at lading tilfeldigvis skjer i en time med høy kraftpris.

3 Modellbeskrivelse

3.1 Generelt om modellen

Modellene som er benyttet i oppgaven, er bygget opp fra bunnen av, av undertegnede, spesifikt for å løse problemstillingen. Et utdrag av modellen gjennom et døgn, ligger som vedlegg i oppgaven. Modellen er laget i Microsoft Excel. For å optimere modellen trenger Excel en «add in» eller en ekstern motor, for å kjøre modellen. I oppgaven ble programvare fra Frontline System Inc benyttet. De fleste modellene er laget lineære, hvor «Gurobi Solver Engine LP» ble brukt som optimeringsverktøy (Frontline Systems Inc 2014). I modellene som omhandler nettleie og effektavgift, er modellene ikke-lineære. En ikke-lineære modellen er betydelig vanskeligere å optimere, slik at det kan oppstå lokale optimale løsninger. Optimeringsverktøyet som er benyttet her var «Large-Scale GRG Extended Software» (Frontline Systems Inc 2014).

Modellen er laget med en times-oppløsning, gjennom et helt år. Modellen er deterministisk og baserer seg på at all informasjon er kjent. Årsaken er at alle prisdataene i modellen er gitt på forhånd. Presisjonen på optimeringen i hver variabelcelle, hvor enheten er kW, oppgis som hovedregel med 13 siffer etter komma.

Hele hovedmodellen har totalt 8760 variable celler og 35 040 begrensninger (constraints). Det er totalt fire begrensninger per time, hvorav to utgjør øvre og nedre grense på batterikapasiteten. De to siste begrensningene utgjør øvre og nedre grense på effekten på ladekapasiteten.

For å belyse problemstillingen, er det laget 17 forskjellige hovedmodeller, hvor hver hovedmodell omhandler et helt år. For hver hovedmodell er det igjen laget 6 undermodeller, som omhandler en 2-måneders periode. Grunnet størrelsen på modellen, måtte de deles opp i en 2-måneders oppløsning på ulike ark i en Excel-fil. Den praktisk løsningen ble at en ny 2-måneders periode ble startet kl. 07:00 den 1. hver nye 2-måneders periode. Batteriet på elbilen er fulladet på dette tidspunktet, og den praktiske tilpasningen vil dermed ikke kunne påvirke resultatene. Totalt antall modeller i masteroppgaven er dermed 102. I de forskjellige hovedmodellene er det variert mellom de tre ulike ladenivåene og ulike kraftpriser. I tillegg er det sett på følsomheten for de ulike variablene.

Det er laget en referansemodell for å kunne ha et sammenligningsgrunnlag for de ulike resultatene. Hvilke spesifikasjoner som referansemodellen inneholder, er omtalt nærmere i kapittel 5.1.

3.2 Målfunksjonen

Målet i modellene er definert til å minimere de totale kostnadene. Det betyr å minimere kostnaden for innkjøp av elektrisitet til husholdningen og elbilen, samt eventuelt nettleie og effekt. For å nå målet, styrer algoritmen i modellen over de variable cellene.

3.3 Variable celler

De variable cellene i modellen er brutto kraftstrøm i ladekabel til elbilen per time. Modellen har totalt 8760 variable celler, som tilsvarer antall timer i et normalår. I timene mellom kl. 07:00 og kl. 17:00 er det ikke mulig å lade elbilen. Timene der det ikke er «mulig» å lade, betyr i praksis at elbilen ikke er parkert ved husholdningen og tilkoblet lader. Det tilsvarer totalt 3650 timer gjennom året. Timene fra kl. 17:00 frem til kl. 07:00 neste dag, er timene som er disponible for lading. Antall disponible timer er 5110. Timer som er registrert som «ingen lading» i resultatene, har mellom -0,2 kW og 0,2 kW i variabelcellen. Det kommer av at optimeringen har et slingringsmonn.

De variable cellene i modellen er flyten av kraft mellom bygget og elbilen. I hver time bilen er parkert ved hjemmet, kan den enten lade eller sende strømmen tilbake, men ikke begge deler innenfor samme time.

3.4 Begrensninger

3.4.1 Generelt om begrensninger

Det er et viktig mål i seg selv at det ikke settes for mange begrensninger på modellen. For mange begrensninger, vil «tvinge» modellen i ulike retninger. Mulighetsrommet til modellen vil bli redusert, og vil i stedet føre til en mer eksogen tilnærming på problemet.

3.4.2 Batterikapasitet

Batterikapasiteten i modellen er naturlig avgrenset av den maksimale kapasiteten. Nedre grense for batterikapasiteten er fastsatt til et dagsforbruk for elbilen (se kap. 4.5.3). Første timen i modellen settes elbil-batteriet som helt fulladet.

3.4.3 Effekt på ladekapasiteten

Effekten på elbil-laderen er avhengig om det er en Tesla (22 kW) eller LEAF (7,4 kW). Effekten er gitt som en bruttoverdi, slik at virkningsgraden på ladingen kommer til fratrekk før energien kommer i elbilbatteriet.

Energien fra ladingen blir gitt som nettoverdi både til og fra husholdningen, slik at totalkostnaden blir riktig anført.

3.4.4 Systembalanse

Da energibæreren i modellen er elektrisitet, må systemet gå i balanse ettersom produksjon og forbruk i realiteten skjer i samme sekund. Det er ikke mulig å ha overskudd eller underskudd av elektrisitet i modellen.

3.5 Totaloversikt over alle modellforutsetningene

Tabell 1 viser oversikten over alle begrensningene som eksogent begrenser mulighetsrommet for modellen i nivå 2. I nivå 0 er begrensingen gitt ved at all lading skal skje i timen 17:00-18:00. For nivå 1 er forskjellen at «minimum bruttoeffekt på elbil-lader» blir satt til null. Dermed hindres elbilen i å sende kraft tilbake til husholdningen og kraftnettet.

Bakgrunnen for de ulike modellforutsetningene blir omtalt i kapittel 4.

Tabell 1. Totaloversikt over eksogene modellforutsetninger

Totaloversikt over eksogene modellforutsetninger, nivå 2	
Total virkningsgrad, RTE	85 %
Elbil ikke disponibel for lading	07:00 - 17:00
Elbil disponibel for lading	17:00 - 07:00
Elbilen må være fulladet til klokken	07:00
Modellspesifikke forutsetninger for Tesla	
Maksimal bruttoeffekt på elbil-lader	22 kW
Minimum bruttoeffekt på elbil-lader	-22 kW
Daglig energiforbruk	7,558 kWh
Maksimal batterikapasitet	85 kWh
Minimum batterikapasitet	7,558 kWh
Modellspesifikke forutsetninger for LEAF	
Maksimal bruttoeffekt på elbil-lader	7,4 kW
Minimum bruttoeffekt på elbil-lader	-7,4 kW
Daglig energiforbruk	5,124 kWh
Maksimal batterikapasitet	22 kWh
Minimum batterikapasitet	5,124 kWh

4 Materiale

4.1 Kraftforbruk i husholdning

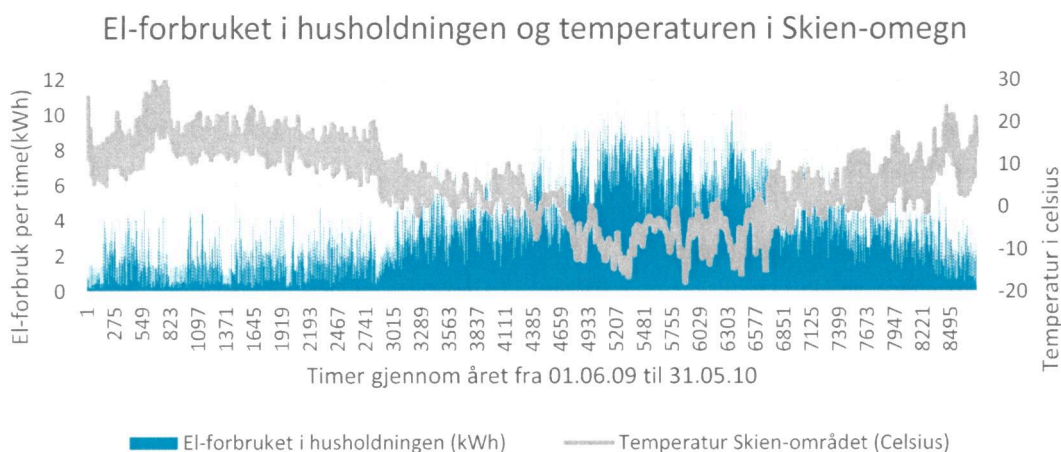
Skagerak Nett AS har innhentet måledata fra en husholdning i sitt nettområde (Skagerak Nett AS 2009).

I figur 1 kan man se forbruket hver time gjennom året. I tillegg vises temperaturen i Skien-området.

Nettområdet til Skagerak Nett AS er Grenland og Vestfold-området. Husholdningen er anonym, men

følgende generell statistikk er tilgjengelig for boligen:

- Ingen luft-luft-varmepumpe og ingen sentralvarme
- 4 personer bor i boligen
- P-ROM/oppvarmet areal: 200 m²
- BRA: 260 m²
- Byggeår: 1990-1999 (ingen rehabilitering av boligen er foretatt)



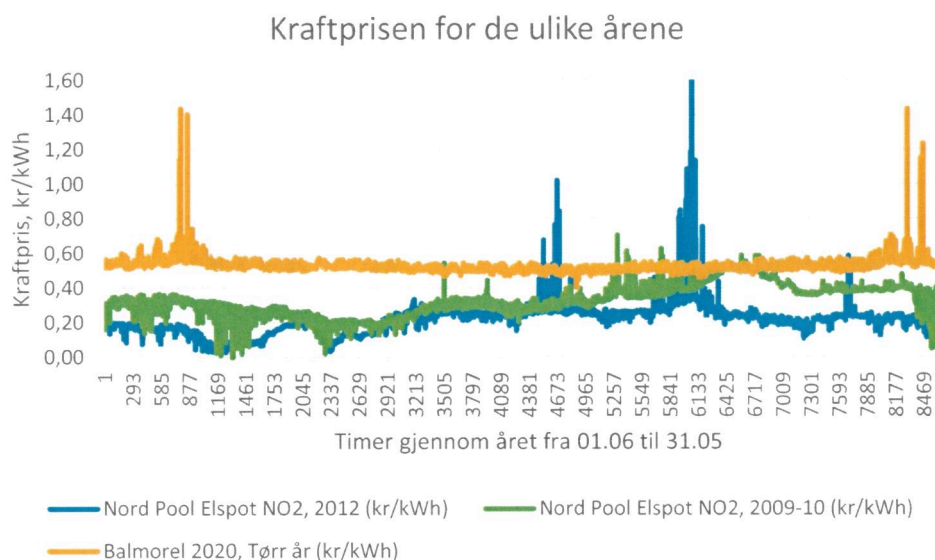
Figur 1. El-forbruket i husholdningen og temperaturen i Skien-området

Måledata for husholdningen var på timesbasis gjennom et helt år (i tidsrommet 01.06.09 – 31.05.10).

I datasettet fra Skagerak Nett AS var det tre døgn som ikke hadde jevne måleravlesninger. Et av døgnene hadde 24 timer med et forbruk på null, for deretter å ha et forbruk på 173,9 kWh den neste timen. Ved å fordele det høye forbruket på de timene uten registrert forbruk, viser det seg at er det er sannsynlig at avviket kun er et etterslep i registreringen og ikke en feilmåling. Metoden for å justere for avviket var å fordele det totale etterslepet i timene med et forbruk på null. Deretter ble døgnprofilen justert basert på døgnet før og etter avviket.

Totalt elektrisitetsforbruket fra boligen var 26 995 kWh i referanseåret. Gjennomsnittet for det totale energiforbruk i 2012 for husholdninger i Norge var 20 230 kWh, hvorav 16 044 kWh var elektrisitet (Statistisk sentralbyrå 2014). Statistikken inneholder alle hustyper. Når det kun ses på eneboliger, har denne boligtypen et totalt energiforbruk på ca. 25 000 kWh (Statistisk sentralbyrå 2014).

4.2 Kraftpriser

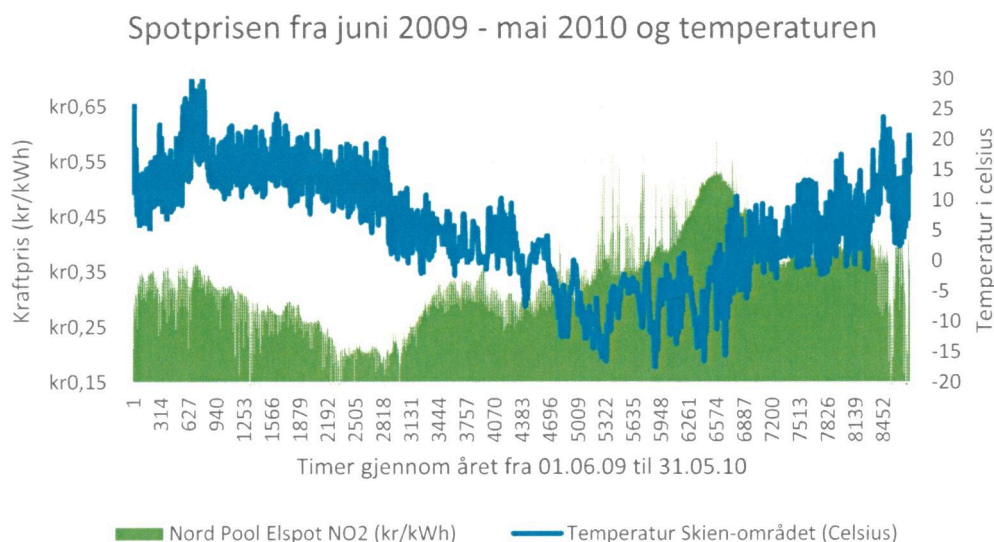


Figur 2. Kraftprisen for året juni 2009 til mai 2010, 2012 og 2020

I oppgavens modeller er tre ulike år med ulike kraftpriser, lagt til grunn (figur 2). Alle kraftprisene er i timesopløsningen og angitt i norske kr. To av årene er historiske priser, mens et år er prisprognose for 2020. Prisprognosen for 2020 er laget ved NMBU ved hjelp av Balmorel-modellen. Prisdataene som er brukt i modellen kommer fra simuleringen av et tørrår i 2020.

De historiske kraftprisene er hentet fra Nord Pool Spot. Det er fem prisområder i Norge, hvor prisområdet NO2 omslutter den sørligste delen av Norge. Skagerak Nett AS sine kunder ligger i prisområde NO2, og prisen her vil dermed bli benyttet i modellen. Kraftprisen fra perioden 01.06.09 – 31.05.10, som tilsvarer perioden med forbruksdataene fra husholdningen, vil bli brukt i referansemodellen. Historisk kraftpris fra 2012 vil også bli brukt i modellen for å sammenligne ulike år.

Temperatur er en viktig faktor for kraftprisen i Norge. I figur 3 ser vi at de kaldeste dagene får særlig utslag for kraftprisen i området.



Figur 3. Spotprisen fra juni 2009 til mai 2010 og temperaturen

4.3 Nettleie

Skagerak Nett AS er netteier i Skien-området, der dataene fra forbruket til husholdningen kommer fra. For private husholdninger er nettleien 2 500 kr i årlig fastbeløp (Skagerak Nett AS 2014a).

Energiledet er 31,74 øre/kWh i vintermånedene september til april. I sommermånedene mai til august er prisen 29,55 øre/kWh (Skagerak Nett AS 2014a). Energiledet inkluderer avgift til Energifondet (1,25 øre/kWh, inkl. MVA), Statens forbruksavgift (15,49 øre/kWh, inkl. MVA) og MVA på nettleien (Skagerak Nett AS 2014a). Fastleddet blir ikke inkludert i modellen siden det må betales uansett, uavhengig av hvor stort kraftforbruket er.

Bakgrunnen for at nettleie ikke er inkludert i referansemodellen, har flere årsaker. Modellering med nivå 2-lading blir mindre presis, siden man ikke får laget en lineær modell med nettleie inkludert. Når modellen blir ikke-lineær, kan man få flere lokale optimum. Ved å inkludere nettleien senere får man isolert ut ulike faktorer som nettleie, effektavgift og andre ulike følsomheter presist.

4.4 Effektagift

Husholdningene i Norge i dag betaler kun for energiforbruket, ikke for effekten i form av en effektagift. Mange næringskunder betaler allerede en effektagift. At private husholdninger også må betale for effekt, kan endre seg etter at AMS blir innført, da det blir mulig å samle inn data om effektforbruket. Effektagift vil dermed bli inkludert i en modell for å se hvordan virkningen av den blir for en husholdning. Siden det ikke er slike avgifter for husholdningene i dag, blir effektagiften for bedriftskunder lagt til grunn i modellen. Skagerak Nett AS har kun en effektagift der det betales for høyeste effekt gjennom et år (Skagerak Nett AS 2014b). Hafslund Nett AS har derimot månedlig effektledd og avregning (Hafslund Nett AS 2014). For at modellen skal kunne utnytte variasjonene gjennom året, blir Hafslund Nett sine priser benyttet i modellen. Effektagiften til Hafslund Nett AS blir beregnet etter høyeste målte effektforbruk per kalendermåned (Hafslund Nett AS 2014). Prisen er 25 kr/kW/måned i månedene april til oktober. I månedene november til mars er prisen 74 kr/kW/måned (Hafslund Nett AS 2014).

4.5 Elbilegenskaper

4.5.1 Kjøremønster og generelle reisevaner

Transportøkonomisk Institutt, TØI, gjør hvert fjerde år en reisevaneundersøkelse for å kartlegge nordmenns reisemønster (Transportøkonomisk institutt 2011). Tall fra undersøkelsen er et viktig faktagrunnlag for modellen for å modellere når elbilen står parkert ved husholdningen. TØI sin undersøkelse viser at hele 20 % av arbeidsreisene starter mellom 07:00 – 07:59 (Transportøkonomisk institutt 2011). På ettermiddagen er ikke majoriteten like stor som på morgenen, men toppen er i tidsrommet 15:00 – 15:59. Den gjennomsnittlige arbeidsreisen er 14,9 km og varer i 24 min. I realiteten vil dagene være ganske varierende. Elbilen vil sannsynligvis også brukes en del etter jobb, som for eksempel til å hente i barnehage, handle og til fritidsaktiviteter. For å forenkle modellen noe, settes det som forutsetning at bilen reiser fra husholdningen kl. 07:00 og kommer tilbake 16:59. Det betyr at i tidsrommet 17:00 – 06:59 står elbilen parkert ved bygget og er tilkoblet lader.

Den store usikkerheten blir hvordan mønsteret er i helgene. En del jobber i helgene, særlig lørdag, og utfluktene med bil vil variere mer enn de relativt faste arbeidsreisene i ukedagene.

Årlig kjørelengde for en gjennomsnittsbil i Norge er ca. 15 600 km per år (Transportøkonomisk institutt 2013). Her er kun biler som er inntil 12 år inkludert. Det er gjort for å ekskludere gamle biler som muligens ikke lenger er i daglig drift. Daglig kjørelengde for en gjennomsnittsbil er da 42,7 km. Lengden er et snitt per dag, og det kan være relativt store variasjoner for ulike dager. Fordelingen på reisens lengde i helg og ukedager er det derimot liten forskjell på. For 2009 viser TØI sine undersøkelse at på hverdager var snittet 42,0 km per dag, mens det var 40,3 km per dag i helga (Transportøkonomisk institutt 2011). Tallene inkluderer *alle* type reiser, slik at bilreiser bare er en andel av totalen. Tallene

underbygger at forskjellen mellom ukedag og helgedag ikke er så store, slik at det å bruke et snitt på 42,7 km per dag, hver dag, dermed kan være et godt estimat. Det antas videre at den neglisjerbare forskjellen i reisedistanse mellom helg og hverdag for *alle* reisende, også har samme mønster som bilreisene.

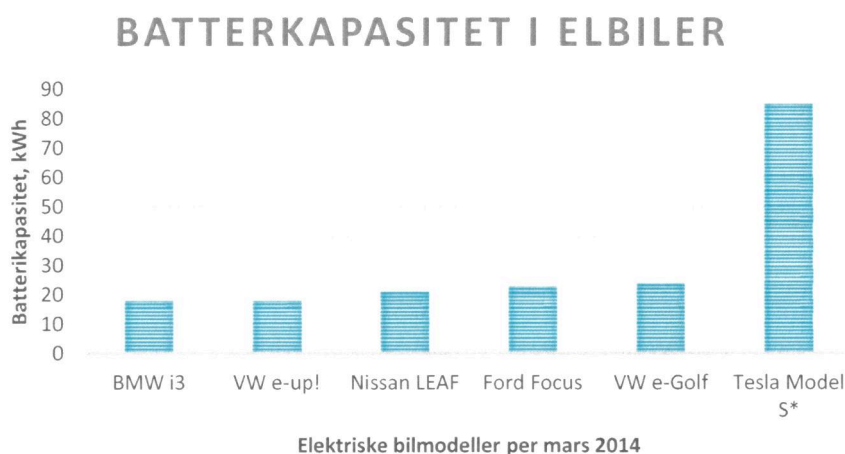
4.5.2 Referansebiler

I oppgaven blir Nissan LEAF og Tesla Model S brukt som referanse-elbiler, heretter omtalt som LEAF og Tesla. LEAF er den desidert mest solgte elbilen i Norge, og vil samtidig representere majoriteten av elbiler på markedet i dag. Tesla representerer et selskap som kun satser på elektriske biler og er dermed svært offensive på denne fronten. Tesla vil være den bilen som hovedsakelig benyttes som referansebil i oppgaven.

Nissan blir brukt som den andre referanse-elbilen, grunnet deres offensive satsning på nivå 2-lading. (Nissan 2013) har gjort en del forskning og har kommet langt med integrasjon av batteriene i elbilene deres mot bygg. I oppgaven blir det definert som nivå 2-lading. Nissan sitt prosjekt blir omtalt som «LEAF to Home». Systemet er utformet slik at under høylasttimene da elektrisiteten er på sitt dyreste, vil strømmen gå fra elbilene og inn til bygget. Når elektrisiteten er billigere, vil strømmen gå fra bygget og til batteriene på elbilene og lade dem opp igjen. Systemet er programmert slik at batteriet på LEAF-en er fulladet på slutten av arbeidsdagen og klar for hjemreisen. Nissan har testet ut systemet i Japan 2013 ved å koble seks LEAF til et kontorbygg. Resultatet av elbilene koblet mot kontorbygget var, en reduksjon på 25,6 kW i effektforbruket under høylasttimene. Reduksjonen i el-forbruket under høylasttimene for det gitt bygget, utgjorde 2,5 %. Systemet med seks elbiler, gav en kalkulert årlig besparelse på ca. 30 000 NOK (Nissan 2013). Besparelsen utgjorde dermed ca. 5 000 NOK per elbil per år. Det blir rapportert at systemet ikke hadde noen effekter på hverken arbeiderens jobbhverdag eller selve elbilen.

4.5.3 Batterikapasiteten på elbiler

Figur 4 viser batterikapasiteten for de mest populære elbilene i det norske markedet per mars 2014 (Grønn Bil 2014). Når man ser bort fra Tesla, er batterikapasiteten i snitt for utvalget av elbiler i figuren 21 kWh, +/- 3 kWh (Grønn Bil 2014). Tesla har en batteripakke som er ca. fire ganger større enn gjennomsnittet med 85 kWh. Stor batteripakke kan være en viktig forutsetning for bilens nivå 2-egenskaper. Grunnen til det er hovedsakelig at det ikke ønskelig å fristille absolutt hele batterikapasiteten til nivå 2-lading. I oppgaven legges det inn en forutsetning om at det alltid må være en viss energimengde igjen på batteriet. Bakgrunnen for forutsetningen er muligheten for å bruke elbilen dersom det skulle oppstå noe uforutsett. Da kreves det at det er en viss rekkevidde igjen på bilen. Rekkevidden til Nissan LEAF (21 kWh) og Tesla Model S (85 kWh) er på henholdsvis 175 km og 480 km (Grønn Bil 2014). For Tesla tilsvare det et forbruk på 0,177 kWh/km og for LEAF tilsvare det et forbruk på 0,12 kWh/km. Gitt en nedre minimumsgrense på 42,7 km, tilsvarende et gjennomsnittlig dagsforbruk, vil det utgjøre 24,3 % av kapasiteten til LEAF og 8,9 % av kapasiteten til Tesla. Nedre grense for Tesla er 7,558 kWh og 5,124 kWh for LEAF.



Figur 4. Batterikapasiteten i elbiler per mars 2014. *Model S kan også leveres med 60 kWh batteripakke. Kilde: (Grønn Bil 2014)

4.5.4 Tap av batterikapasitet som følge av nivå 2-lading

Ved nivå 2-lading kan batteriet som følge av økte inn- og utladninger, føre til at batteriet reduserer sin yteevne. I en studie gjort ved Carnegie Mellon University, ble det undersøkt om vehicle-to-grid (nivå 2) reduserte batterikapasiteten til elbiler. Studien viste at selv om det ble kjørt flere tusen ladesykluser for både vehicle-to-grid og vanlige ladesykluser, var den reduserte batterikapasiteten mindre enn 10 % (Peterson 2010). Studien påpeker at vehicle-to-grid vil bidra til å redusere batterikapasiteten, og bør dermed unngås for å minimere tapet (Peterson 2010).

Hvor stor kostnaden av den reduserte batterikapasiteten er, vil både variere og være usikker. Kostnaden ved dette vil derfor utelates fra modellen. Det er uansett viktig å merke seg at det er en indirekte kostnad forbundet med redusert batterikapasitet og slitasje.

4.6 Spenningsnivå og effektkapasitet i husholdninger

Det er meget store forskjeller på hvor høy effekt man kan ha på elbil-laderen. Det kan ses i tabell 2. Det fundamentale er om det er et 230V IT-nett eller om det er et 400V TN-nett. IT står for Isolated Terra der nullpunktet er isolert. TN står for Terra Neutral der nullpunktet er jordet. Det vanligste i Norge er 230V IT-anlegg. I Europa derimot bruker man hovedsakelig 230/400V TN-nett (Store norske leksikon 2014). Nye boliger i Norge får hovedsakelig lagt opp et 230/400V TN-nett, og det blir da 400V spenning til sikringsskapet (Store norske leksikon 2014). Deretter blir spenningen fordelt mellom fasene og en nøytral leder. Det fører til at spenningen i huset blir 230V (Store norske leksikon 2014).

Hovedsikringen i husholdningene og om det er 3-fas til sikringsskapet, kan være flaskehalsen for det maksimale effektuttaket. Eksempelvis vil en husholdning med et 230V IT-nett og 1-fas på 13A sikring kun lade med en effekt på 3 kW (Ladestasjoner.no 2014). Ved å legge til grunn et moderne hus med 400V TN-nett og sikringer på 3x32A, kan det på andre enden av skalaen lades med en effekt på 22 kW. For å finne potensialet av teknologien, legges det til grunn et moderne hus i modellen. For Tesla vil det også bli kjørt en modellering med en effekt på 11 kW, for se på virkningen. LEAF vil bli testet på sitt potensial på 7,2 kW.

Tabell 2. Effekten på elbil-laderen er avhengig av den tekniske infrastrukturen. Kilde: (Ladestasjoner.no 2014) (Tesla Motors 2014)

Type	Teknisk	Effekt, kW
Husholdningskontakt	230V/10A/1fas	2,3
Dedikert normalladeuttak	230V/16A/1fas	3,5
Type 2 (nye elbilkontakten)	230V/32A/1fas	7
Type 2, Tesla enkeltlader	230V/32A/3fas	11
Type 2 - semihurtig AC	400V/32A/3fas	22
Tesla dobbeltlader	400V/32A/3fas	22
Type 2 - hurtig AC	400V/63A/3fas	43
Hurtiglade punkt DC	4-500V/100-125A	50
Superlader Tesla (90-120 kW)	4-500V/250A	120

4.7 AMS

I dag blir strømmålingen i husholdninger rapportert manuelt til nettselskapet periodevis, fra hver måned til hvert kvartal. Forbrukeren får dermed bare én pris på totalforbruket over en periode. Systemet gir forbrukeren ingen incentiver til å redusere eller flytte forbruk fra de timene med anstrengt kraftsituasjon og høye kraftpriser.

Avanserte Måle- og Styringsystemer (AMS) er en ny type strømmåler som automatisk leser av strømmåleren og rapporterer timesforbruket av kraft til nettselskapet. Innen 1. januar 2019 skal alle strømkunder i Norge ha installert og tatt i bruk AMS (NVE 2014). En del bedriftskunder med høyt kraftforbruk og enkelte husholdninger har hatt slike strømmålere en periode allerede (NVE 2014).

Siden det bare er et spørsmål om tid før alle husstandene har installert AMS, blir AMS gitt som en forutsetning videre i oppgaven. Siden AMS rapporterer inn kraftforbruket hver time, vil dermed strømkunden få den faktiske prisen i markedet den gitte timen. Dermed får strømkunden et incentiv til å lade batteriet i elbilen når prisen er lav gjennom døgnet.

4.8 Virkningsgraden på ladingen

Batteriet og motorene i elbiler bruker kun likestrøm (DC). Siden kraftnettet i Norge bruker vekselstrøm (AC), må det brukes en vekselretter for å konvertere fra AC til DC. Omformingen fra kraftnettet til elbilen er forbundet med et tap. Dersom nivå 2-lading brukes, vil det i tillegg gi et tilsvarende tap når energien sendes tilbake til bygget fra batteriet i elbilen. Hvor stort tapet er, vil variere mellom batteriteknologier og virkningsgraden av hardwaren i ladeenheten. I en forskningsartikkel fra 2004 fra University of Delaware som omhandler «Vehicle-to-grid» med dens kapasitet og lønnsomhet, opererer de med en RTE på 73% (Kempton & Tomić 2005). RTE står for «Round-trip efficiency», som betyr virkningsgraden fra strømmettet til batteriet og tilbake igjen til strømmettet. En nyere nettartikkel fra 2012 refererer til ABB sin ladeteknologi og bruk av batterier fra hybridbilen, Chevrolet Volt, som oppnår en RTE på 86 % (Green Car Congress 2012). En dansk forskningsrapport om energilagringssystemer, opererer med en RTE på 85 %, som et forventingsrettet estimat (Tønnesen et al. 2010). (Peterson et al. 2010) bruker også 85 % RTE som «base case» ved modelleringen av økonomien ved bruk av plug-in hybrid. I oppgaven settes til RTE på 85%, på bakgrunn av de nevnte artiklene.

5 Resultater

5.1 Referansemodellen med Tesla Model S

I dette kapittelet presenteres de ulike resultatene som har fremkommet gjennom utregningene av de ulike modellene. Resultatene vil være gjenstand for videre diskusjon og konklusjon.

Forutsetninger for referansemodellen:

Elbilmodell: Tesla Model S

Kraftpris fra året: 01.06.2009 til 31.05.2010

Effekt på laderen: 22 kW

Batterikapasitet: 85 kWh

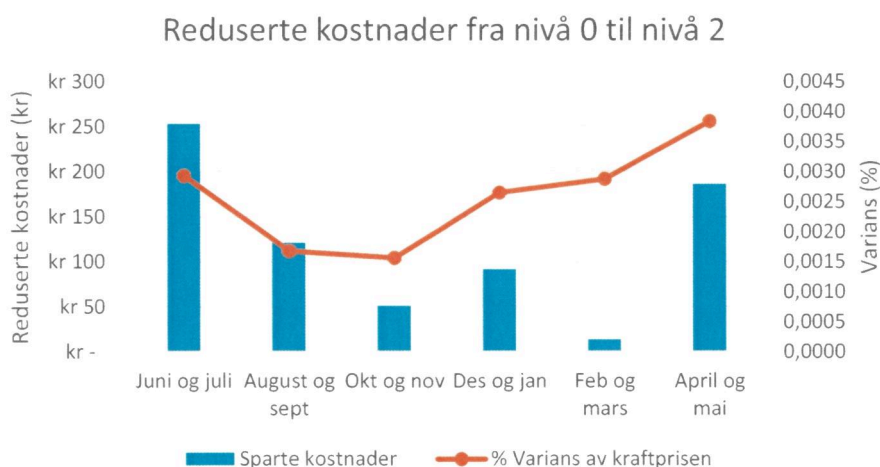
Nettleie: Ikke inkludert

Effektavgift: Ikke inkludert

Tabell 3. Kostnader for referansemodellen, Nivå 0 til nivå 2

Tesla Model S, 2009-10	Juni og juli	August og sept	Okt og nov	Des og jan	Feb og mars	April og mai	Sum
Tesla, Nivå 0	kr 635	kr 555	kr 1 518	kr 3 196	kr 3 380	kr 1 530	kr 10 815
Tesla, Nivå 1	kr 582	kr 524	kr 1 495	kr 3 163	kr 3 373	kr 1 505	kr 10 643
Tesla, Nivå 2	kr 382	kr 434	kr 1 467	kr 3 105	kr 3 366	kr 1 344	kr 10 097
%-endring fra Nivå 0-> 2	-40 %	-22 %	-3 %	-3 %	0 %	-12 %	-6,6 %

Resultatet fra tabell 3 viser at dagens lading, nivå 0, der elbilen lades med en gang den kommer hjem, var det alternativet med høyest kostnad. I modellen var det i nivå 0 lagt opp til at man lader i perioden kl. 17:00 til kl. 18:00. Hvilken kraftpris man får i akkurat den timen, vil være litt vilkårlig. Kostnaden vil imidlertid alltid være lik eller høyere enn i nivå 1. I nivå 1 vil modellen velge den billigste timen i perioden kl. 17:00 til kl. 07:00 neste dag, der Teslaen skal lade. I løpet av et år utgjorde denne forskjellen 175 kr. I nivå 2 er det mulighet for å sende kraften fra elbilbatteriet tilbake til husholdningen og eventuelt til kraftnettet. Ved å gå fra en nivå 0-lading til nivå 2-lading ble besparelsen 717 kr, en reduksjon tilsvarende 6,6 %.



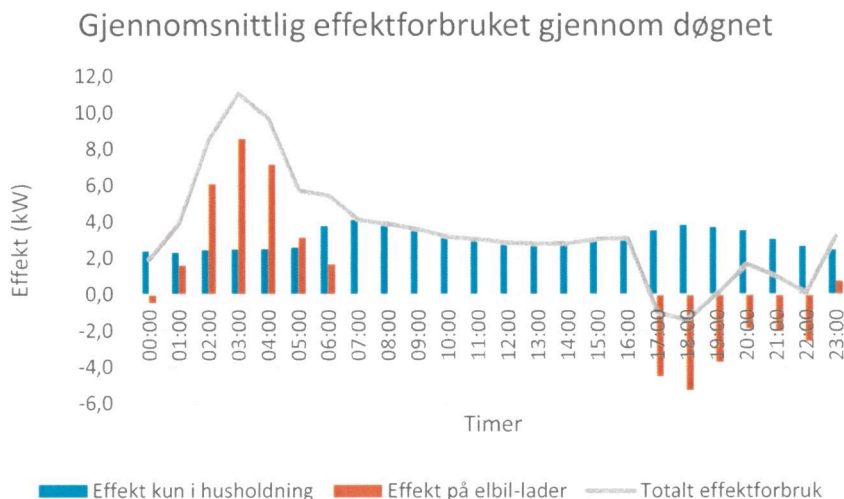
Figur 5. Reduserte kostnader fra nivå 0 til nivå 2

Det er verdt å merke seg de store forskjellene i prosentvise endringer for de ulike månedene. I perioden oktober til og med mars var det lite å tjene på en nivå 2-lading. I perioden april til og med september derimot, kunne kostnaden reduseres betydelig mer. I figur 5 ses sammenhengen mellom de reduserte kostnadene og variansen til kraftprisen. Varians er målt innad i en to-måneders periode. Varians er et spredningsmål, jo høyere variansen er desto større er, spredningen innad i to-måneders populasjonen. I februar og mars var variansen høy gjennom månedene, men ikke gjennom døgnet.

Tabell 4. Tabell over det antallet strømmer i referansemodellen

Antall strømmer	Juni og juli	August og sept	Okt og nov	Des og jan	Feb og mars	April og mai	SUM
Antall negativ ladeflyt	153	144	77	65	11	64	514
Antall positiv ladeflyt	173	159	122	120	69	107	750
Ingen lading	1145	1161	1265	1303	1336	1286	7496
Summering	1471	1464	1464	1488	1416	1457	8760

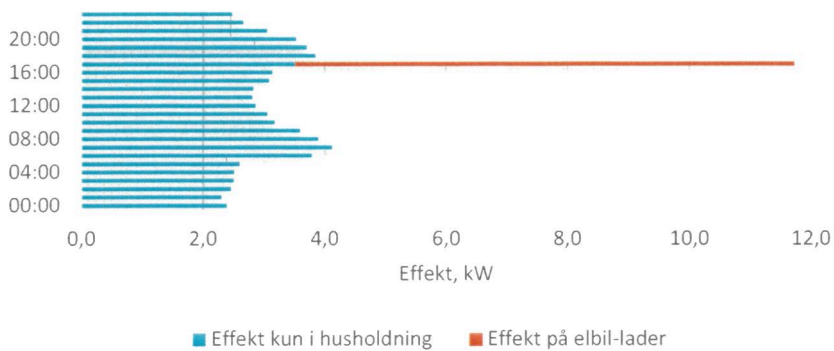
Tabell 4 viser antall strømmer for nivå 2-ladingen. Februar og mars viser seg og ha et lavt antall strømmer. Algoritmen i modellen velger å benytte seg av 24,7 % av de disponible timene gjennom året.



Figur 6. Døgnprofilen for effektforbruket

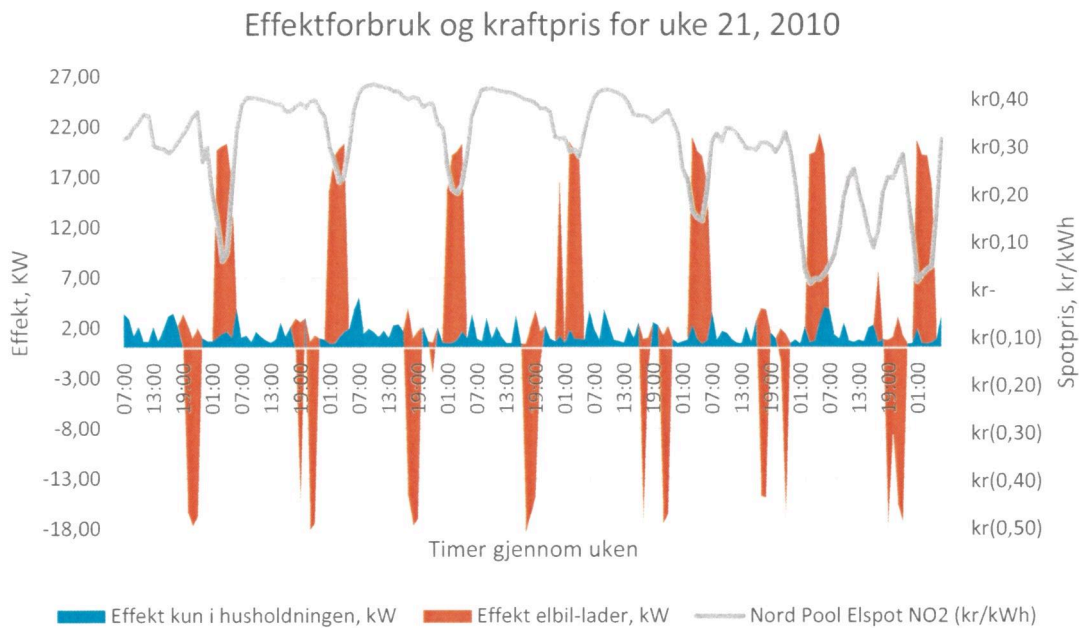
Figur 6 viser det gjennomsnittlige effektforbruket for hver time summert gjennom året. De blå søylene viser forbruket kun fra husholdningen jf. kap. 4.1. Figuren viser at i timene fra kl. 07:00 til kl. 17:00, var det ingen aktivitet på elbil-laderen. I disse timene var det lagt inn som en forutsetning at elbilen ikke kunne lades jf. kap. 4.5.1. I timene fra kl. 17:00 til 23:00 viste gjennomsnittet at flyten fra elbilen til husholdningen var negativ i disse timene. Det betyr at elbilen sendte kraft fra batteriet i elbilen tilbake til husholdningen og kraftnettet. I timene kl. 23:00 og 00:00 var effekten på laderen i gjennomsnitt tilnærmet null. I timene fra kl. 01:00 frem til 07:00 var trenden gjennom året at det var høy effekt på elbil-laderen. Den grå linjen representerer den totale effekten som strømmer fra bygget. Arealet mellom kurven og null-nivået er energibruken.

Døgnvariasjonen for nivå 0



Figur 7. Døgnprofilen for nivå 0

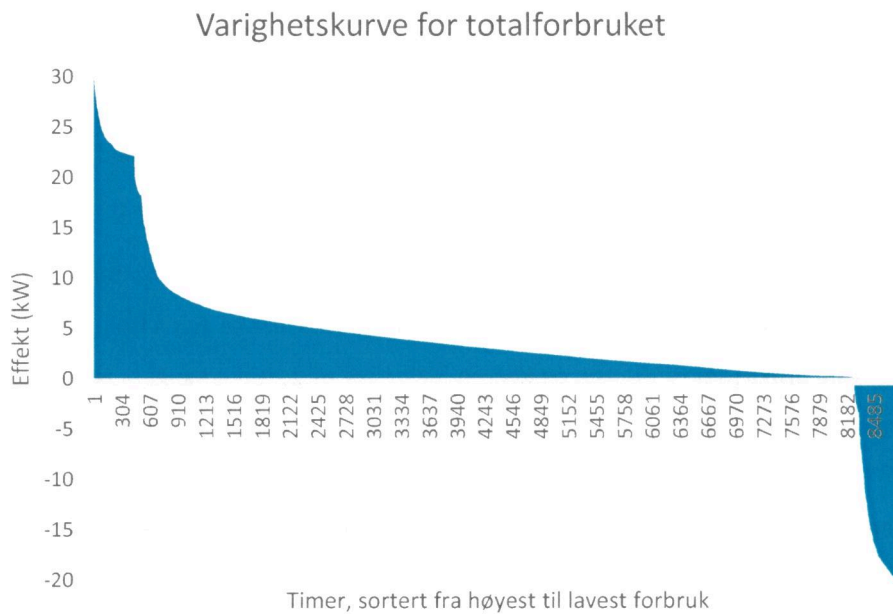
Figur 7 viser den gjennomsnittlige døgnvariasjonen for nivå 0 gjennom et helt år. Effekten på elbilladeren utgjør 8,2 kW i timen fra kl. 17:00, på bakgrunn av de eksogene begrensningene gitt i forutsetningene for nivå 0.



Figur 8. Effektforbruket og kraftprisen for uke 21, 2010

Figur 8 er et utdrag fra modellen i uke 21. Figuren eksemplifiserer hvordan algoritmen i modellen handler. Uke 21 var spesiell fordi kraftprisen gjennom døgnet, hadde en meget høy variasjon. I figuren er første time i uken mandag kl. 07:00 og siste er 06:00 mandag i uke 22. Tidspunktene ble valgt for å gi en riktig visning av modellen. Høyeste spotpris denne uken var 0,31 kr/kWh og laveste var 0,02 kr/kWh. Snittet ble 0,31 kr/kWh. Algoritmen optimaliserte gjennom et døgn, som i denne oppgaven er

fra kl. 07:00 til 07:00 påfølgende dag. I optimaliseringen ble batteriet ladet opp i de timene i døgnet med lavest kraftpris. Når den grå kurven var på sitt lavest punkt gjennom døgnet, ville elbilen lade med maksimal effekt i disse timene. Når prisdifferansen gjennom døgnet var større enn virkningsgraden på laderen (RTE), ville algoritmen i modellen utnytte denne prisdifferansen ved å kjøpe relativt billig kraft. Deretter ville den kunne selge kraften ut på nettet igjen, i de timene der prisen var høyere. Totalkostnad ble dermed redusert og ga mulighet til å tjene penger i noen timer når denne differansen ble utnyttet. Modellen er kun gjeldene når man ikke inkluderer nettleien (se kap. 5.4).



Figur 9. Varighetkurve for total forbruket

Varighetkurven i figur 9 viser alle timenes effektforbruk der både husholdningen og elbil-laderen er inkludert. Alle timene er sortert fra høy til lav effekt. Arealet på kurven tilsvarer energibruket. Fra elbil-laderen var det totalt 441 timer hvor ladekabelen hadde maks effekt på 22 kW. I den timen med det absolutt høyeste totalforbruket på 30,4 kW, var effektforbruket i husholdningen på 8,4 kW.

5.2 Modellering med Nissan LEAF og følsomheten av ulike faktorer

Tabell 5. Kostnaden for Nissan LEAF. Nivå 0 til nivå 2

Nissan LEAF, 2009-10	Juni og juli	August og sept	Okt og nov	Des og jan	Feb og mars	April og mai	Sum
Leaf, Nivå 0	kr 584	kr 517	kr 1 469	kr 3 133	kr 3 308	kr 1 471	kr 10 482
Leaf, Nivå 1	kr 549	kr 496	kr 1 454	kr 3 110	kr 3 302	kr 1 453	kr 10 364
Leaf, Nivå 2	kr 511	kr 479	kr 1 448	kr 3 096	kr 3 299	kr 1 425	kr 10 258
%-endring fra Nivå 0-> 2	-12 %	-7 %	-1 %	-1 %	0 %	-3 %	-2,1 %

I dette kapittel er målet å finne ut om resultatene fra modelleringen med Tesla viser samme trend som ved bruk av LEAF.

For LEAF viser lønnsomheten i tabell 5 at ved å gå over fra nivå 0 til nivå 1 være 118 kr. Ved å bruke elbilen i nivå 2, fikk man en redusert kraftkostnad fra nivå 0 på 224 kr fra referanseåret juni 2009 til mai 2010. Det tilsvarte en kostnadsreduksjon på 2,1 % kontra 6,6 % med Tesla. Kostnadsreduksjonen fra nivå 1 til nivå 2 var 1,0 %.

De to største forskjellene mellom LEAF og Tesla er effekten på laderen og batterikapasiteten. Batterikapasiteten hos LEAF er på ca. ¼ av størrelsen av Tesla sin batteripakke. For å isolere ut faktorer ble modellen med Tesla brukt som referanse, og kun én faktor ble endret om gangen. Nivå 1 vil være basis-nivået når man ser på følsomheten. Ved å se på faktoren batterikapasitet, ble den opprinnelig batterikapasiteten til Tesla på 85 kWh, endret til LEAF sin størrelse på 22 kWh. Resultatene fra dette er presentert i tabell 6. Ved å bruke et batteri på kun 22 kWh vil kostnadsreduksjonen være på 0,8 %, kontra 6,6 % med et 85 kWh batteri.

Tabell 6. Følsomhet batterikapasitet

Følsomhet batterikapasitet	Kraftpris 2009-10	Prosent reduksjon
Tesla Model S, 85 kWh batterikap. (Nivå 1)	kr 10 642	
Tesla Model S, 22 kWh batterikap. (Nivå 2)	kr 10 557	-0,8 % 85 kWh (Nivå 1)-> 22 kWh (Nivå 2)
Tesla Model S, 85 kWh batterikap. (Nivå 2)	kr 10 097	-4,4 % 22 kWh-> 85 kWh (begge nivå 2)

Tabell 7 viser følsomheten for effekten på laderen. Effekten på laderen ble redusert fra 22 kW til 11 kW. Resultatet viser en halvering i fortjenesten ved å bruke 22 kW ladeeffekt kontra å bruke 11 kW ladeeffekt.

Tabell 7. Følsomhet ladeeffekt

Følsomhet ladeeffekt	Kraftpris 2009-10	Prosent reduksjon
Tesla Model S, 22 kW ladeeffekt (Nivå 1)	kr 10 642	
Tesla Model S, 11 kW ladeeffekt (Nivå 2)	kr 10 352	-2,7 % 22 kW (Nivå 1)-> 11 kWh (Nivå 2)
Tesla Model S, 22 kW ladeeffekt (Nivå 2)	kr 10 097	-2,5 % 11 kW-> 22 kW (begge nivå 2)

5.3 Kraftpriser fra årene 2012 og 2020

Tabell 8 viser årskostnaden ved å bruke kraftprisen for 2012 i modellen. Kostnaden ble redusert med 2,0 % fra nivå 0 til nivå 1. For nivå 2, med nivå 0 som referanse, ble kostnadsreduksjonen 8,0 %.

Tabell 8. Årskostnaden ved bruk av kraftpriser for 2012

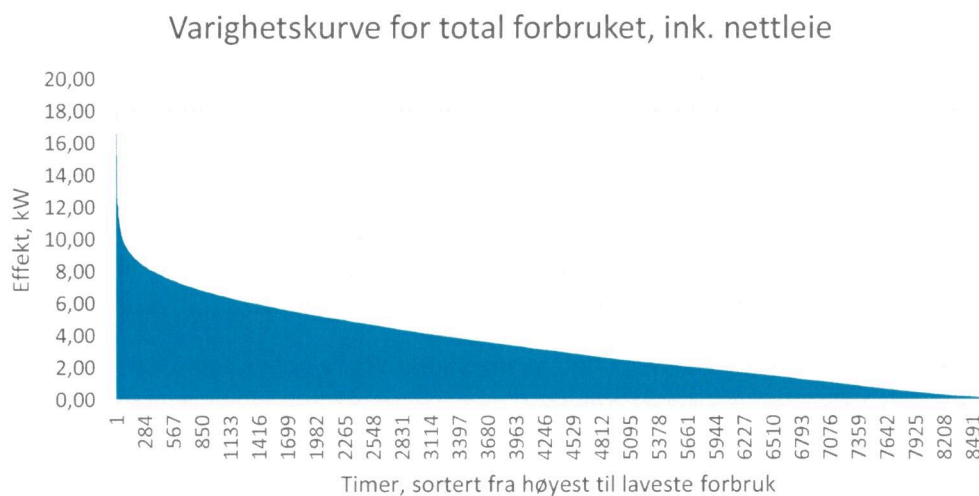
Tesla Model S	Kostnader for 2012	Prosent reduksjon
Nivå 0	kr 7 530	-2,0 % Fra Nivå 0-> 1
Nivå 1	kr 7 381	-6,2 % Fra Nivå 1-> 2
Nivå 2	kr 6 926	-8,0 % Fra Nivå 0-> 2

Kraftprisen fra 2020 er tatt ut fra simuleringer i Balmorel-modellen (se kap 4.2). Her viser tabell 9 at årskostnaden ble redusert med 1,9 % ved å gå fra nivå 0 til nivå 2.

Tabell 9. Årskostnaden for bruk av kraftpriser for 2020

Tesla Model S	Kostnader for 2020	Prosent reduksjon
Nivå 0	kr 15 862	-0,9 % Fra Nivå 0-> 1
Nivå 1	kr 15 714	-0,9 % Fra Nivå 1-> 2
Nivå 2	kr 15 566	-1,9 % Fra Nivå 0-> 2

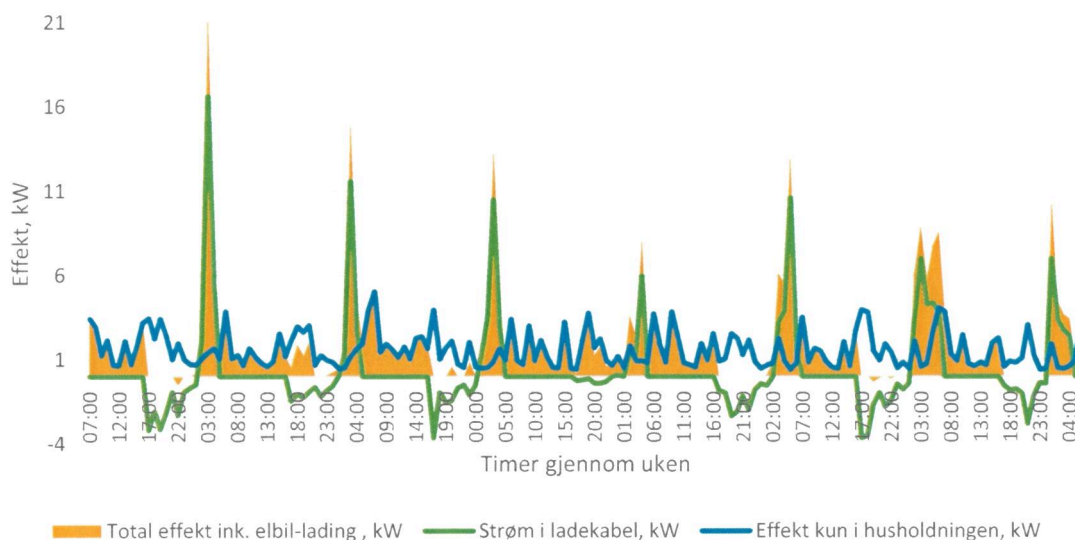
5.4 Nettleie inkludert i referansemodellen



Figur 10. Varighetskurve for totalforbruket, ink. nettleie

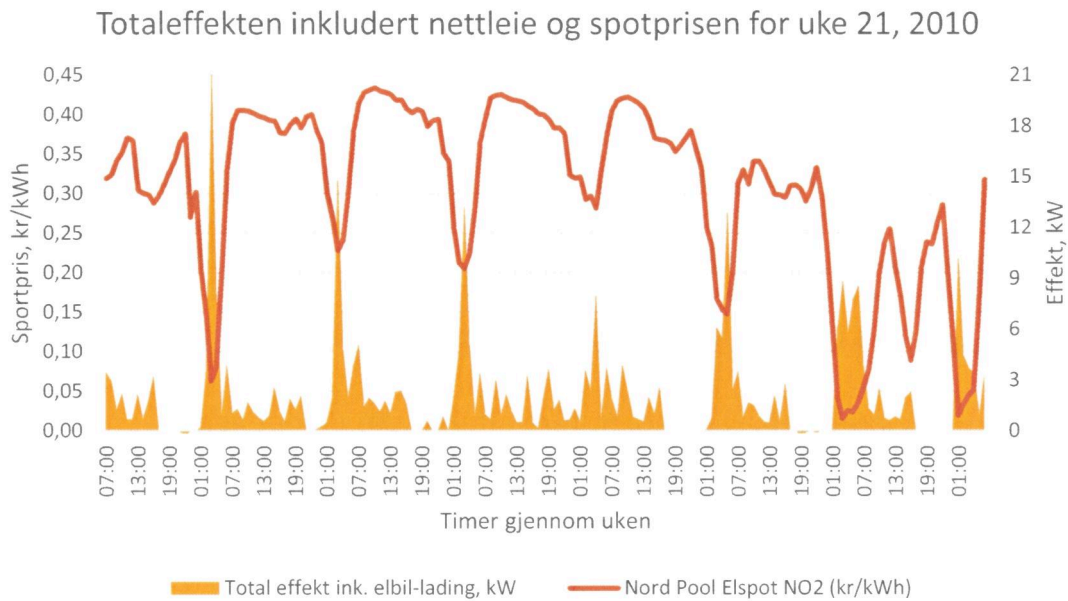
Når nettleien ble inkludert i modellen, viste resultatet at man ikke fikk negativ flyt ut på nettet. Samtidig viser varighetskurven (figur 10) at timene med det høyeste forbruket også ble redusert. I referansemodellen var det 556 timer med effekt over 15 kW, mens det i denne modellen kun ble 10 timer.

Effektforbruk med nettleie inkludert for uke 21, 2010



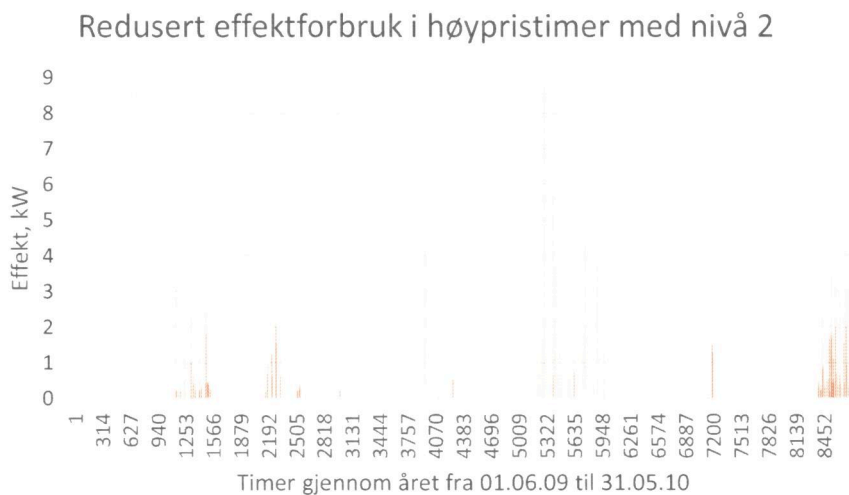
Figur 11. Effektforbruket med nettleie inkludert for uke 21, 2010

Uke 21 i 2010 har som tidligere nevnt, svært høy variasjon i kraftprisen i løpet av døgnet. Figur 11 viser hvordan algoritmen i modellen utnyttet variasjonen. Mandag kl. 17:00 da elbilen var disponibel sendte den kraft fra batteriet til husholdningen for å dekke forbruket. I figur 12 som også viser den samme uken, kommer det tydeligere frem at det var en del timer hvor man ikke kjøpte noe kraft fra nettet. Figuren viser totaleffekten i bygget inkludert elbil-laderen og spotprisen. Ved å se nærmere på det første døgnet i figuren, mandagen, viser den en meget stor prisforskjell gjennom døgnet. Høyeste pris dette døgnet var kl. 22 der spotprisen var 0,38 kr/kWh. Billigste spotpris var kl. 03 med en kostnad på 0,06 kr/kWh. Resultatet ble at kl. 03 var det tilnærmet full effekt på laderen (21 kW). Videre utover i uken var mønsteret mye likt. I timene med høy kraftpris brukte algoritmen energien fra elbilbatteriet til å forsyne husholdningen helt eller delvis. I timene med lav kraftpris derimot, ble det kompensert for, ved at elbilen ble ladet med meget høy effekt.



Figur 12. Totaleffekten i bygget ink. nettleie og spotprisen for uke 21, 2010

Et viktig resultat fra modellen vises i figur 13. Her vises det totalt 282 timer gjennom året, hvor elbilen sendte kraft fra batteriet til husholdningen. Hensikten var å redusere hele eller deler av forbruket i høykosttimene. Gjennomsnittlige effektreduksjonen i de relative høykosttimene var 0,95 kW. Høyeste reduserte effekt var 8,9 kW.



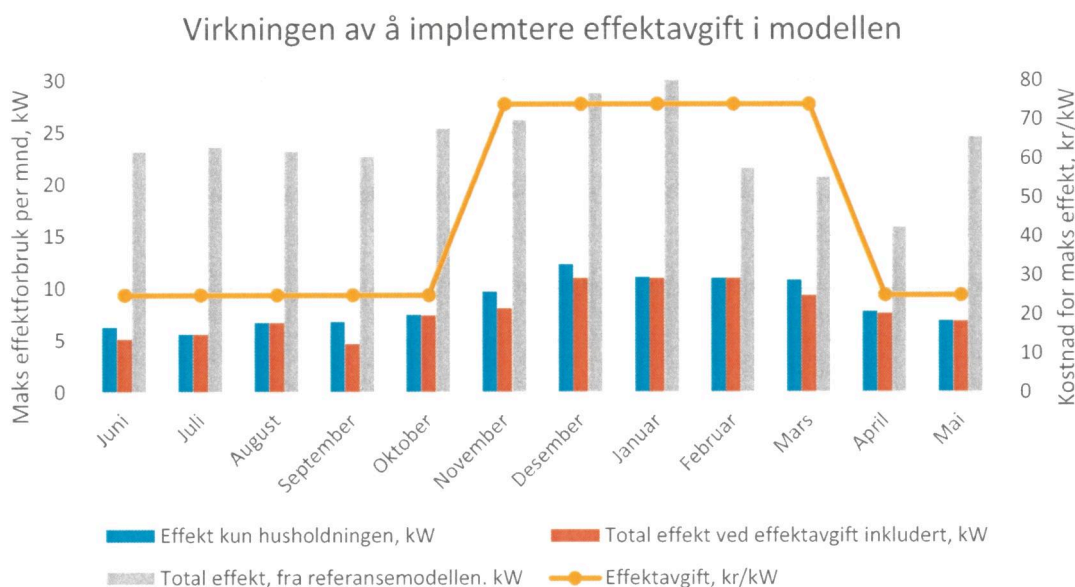
Figur 13. Redusert effektforbruk i høypristimer med nivå 2

Tabell 10 viser den reduserte årskostnaden for modellen. Reduksjonen ved å bruke nivå 2-lading kontra nivå 0-lading utgjorde en reduksjon på 0,9 %, tilsvarende 185 kr per år.

Tabell 10. Kostnadsreduksjonen når nettleien er inkludert

Nettleie inkludert i modellen	Juni og juli	August og sept	Okt og nov	Des og jan	Feb og mars	April og mai	Sum
Nivå 0	kr 1 235	kr 1 292	kr 3 154	kr 6 022	kr 5 729	kr 2 778	kr 20 211
Nivå 1	kr 1 182	kr 1 261	kr 3 132	kr 5 989	kr 5 722	kr 2 752	kr 20 039
Nivå 2	kr 1 189	kr 1 259	kr 3 135	kr 5 986	kr 5 717	kr 2 739	kr 20 026
%-endring fra Nivå 0-> 2	-4 %	-2 %	-1 %	-1 %	0 %	-1 %	-0,9 %

5.5 Virkningen av å implementere effektavgift i referansemodellen



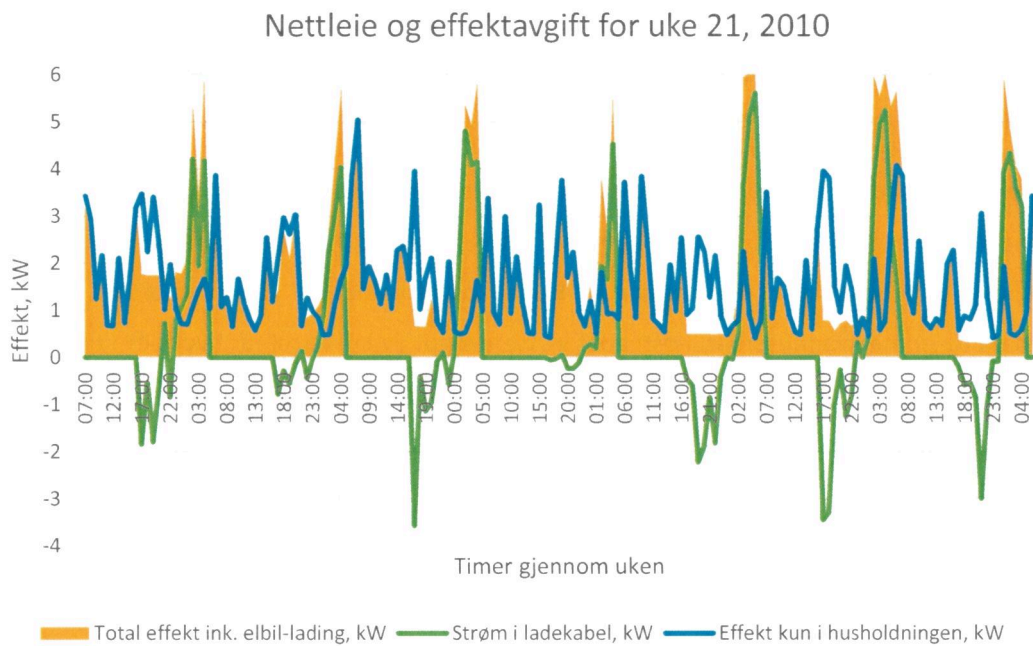
Figur 14. Virkningen av å implementere effektavgift i modellen, nivå 2

Figur 14 viser hvordan effekten i timen med høyeste effekt i løpet av en måned, har endret seg. De blå søylene viser makseffekten kun fra forbruksdataene til husholdningen uten at lading fra elbil er inkludert. De oransje søylene viser totalt effektforbruket når nivå 2-lading blir inkludert. Her er det viktig å merke seg at ved nivå 2-lading, vil elbilen sende kraft fra batteriet for å redusere effektforbruket til husholdningen. September var den måneden med høyest reduksjonen i makseffekten med 31 %. Gjennomsnittlig effektreduksjon gjennom året var 7,8 %, noe som tilsvarte 0,66 kW. Det utgjorde 414 kr eller 2,7 % i redusert nettleieavgift når man ser på effektavgiften isolert for husholdningen.

Når man sammenligner med referansemodellen, som er de grå søylene, viser resultatet at ved å inkludere effektavgift i algoritmen, kom den maksimale effekten ned på nivået med de oransje søylene. Forskjellen mellom de grå og oransje søylene i figuren, utgjør differansen ved å tilpasse seg

effektavgiften. Reduksjonen i effekten utgjorde 67 %. Kronemessing utgjør endringen en forskjell på 8173 kr per år.

5.6 Nettleie og effektavgift i samme modell



Figur 15. Nettleie og effektavgift for uke 21, 2010

Figur 15 viser ladekurvene for uke 21 i år 2010 når både nettleie og effektavgift er inkludert. Figuren kan sammenlignes med figurene 11 og 12 som bare har nettleie inkludert. Her er det viktig å merke seg at skalaen på y-aksen er forskjellig i de ulike figurene. Høyeste verdi i figur 14 er 6 kW, mens den i figurene 11 og 12 er 21 kW. Hovedforskjellen mellom modellene er at når nettleien ble inkludert, ble effekttoppene betydelig mindre. Den maksimale effekten utgjorde da 6 kW kontra 21 kW. Den grønne kurven viser at det fortsatt vil være timer hvor elbilen sender kraft fra batteriet, for å redusere innkjøp av kraft i høykosttimene.

6 Diskusjon

6.1 Generelt om modellen

Det er mulig å gjøre modellen betydelig mer komplisert enn den som er laget her. Et fast oppsett i modellen, kan fordelaktig hvis modellen skal brukes som referanse senere. Faktorer som ulik batterikapasitet som følge av temperatursvingninger, ulike timer hvor elbilen er tilkoblet lader osv. kunne ha vært lagt inn i modellen. Det å variere mange og ulike faktorer, kan gi store utslag i resultatene og gjøre dem vanskelig å tolke. En annen utfordring er regnekapasiteten til datamaskinene når modellen er stor, slik som i oppgaven her. Størrelsen på modellen har vært en begrensende faktor.

De reduserte kostnadene vil stå for inntektssiden ved en nivå 2-lading. Alle inntektene i denne oppgaven vil være et øvre nivå av hva som var mulig å oppnå i referanseårene. Modellen er deterministisk som betyr at all informasjon er kjent. Kostnadssiden er ikke mye omtalt i denne oppgaven da de er lite kvantifiserbar. Kostnader vil være kjøpt av infrastruktur hvor det i tillegg til å lade elbilen også er mulighet for å sende kraft tilbake til el-nettet. Det er også en indirekte kostnad ved nivå 2-lading, at batterikapasiteten til elbilen blir hurtigere redusert.

Alle faktorene i modellen var gitt på forhånd. Modellen ble svært statisk når kjøretidene var gitt gjennom hele året til en fast tid. Hvilke timer og hvor lenge elbilen var parkert ved husholdningen, var avgjørende for lønnsomheten ved nivå 1 og 2-lading. Det ble ikke tatt høyde for variasjonene i kjøremønsteret. I praksis vil kjøremønsteret variere svært mye. Noen døgn vil elbilen kanskje bli mye brukt og kun ha mulighet til å lade opp batteriet før neste kjøretur. Nivå 2-potensialet vil dermed bli begrenset. Andre dager vil elbilen muligens ikke bli brukt, noe som gjør elbilen fullstendig disponibel for nivå 2-lading gjennom hele døgnet.

Pris på nettleie og effektavgift er hentet fra henholdsvis Skagerak Nett AS og Hafslund Nett AS, da selskapene er de desidert største netteierne. Prisene vil dermed være representative for en stor andel av Norges befolkning.

6.2 Resultater

I tabell 3 viser resultatene fra referansemodellen med Tesla en lav lønnsomhet for året totalt sett. Det er imidlertid relativt mye å spare i månedene som juni og juli, der kostnadene ble redusert med 40 %. Den totale pengeverdien blir likevel lav når utgangspunktet i disse månedene kun er 635 kr.

Tabell 5 viser årskostnaden de ulike ladenivåene for LEAF. Ved å sammenligne resultatet mellom de to modellene viser det en kostnadsreduksjon hos Tesla på 6,6 % kontra 2,1 % hos LEAF, ved å gå fra nivå 0 til nivå 2.

Tabell 6 viser følsomheten for batterikapasiteten. Forskjellen mellom nivå 1 og nivå 2 viste en kostnadsreduksjon på 0,8 %. Tabell 7 viser følsomheten for ladeeffekt. Forskjellen mellom nivå 1 og nivå 2 viste en kostnadsreduksjon på 2,7 %. Ved å ta utgangspunkt i referansemodellen, viste det seg at det var batterikapasitet som reduserte kraftkostnadene mest. Den lave batterikapasitet på LEAF, vil gjøre at hele 24,3 % av batterikapasiteten være låst, tilsvarende et daglig forbruk. For Tesla utgjør det til sammenligning kun 8,9 %. Lav disponibel batterikapasitet vil redusere energimengden som elbilen kan flytte mellom timer med høy og lav kraftkostnad. Når effekten på laderen blir redusert ved testing av følsomheten, vil det redusere muligheten for å utnytte enkelttimer med relativt lav kraftpris.

Ved nivå 2-lading bør lønnsomheten være høyere for LEAF, enn for Tesla. Når batterikapasiteten er stor som hos Tesla vil ikke en relativ batterireduksjon være like merkbar som for hos LEAF. Med fullt batteri har LEAF en rekkevidde på 175 km (Grønn Bil 2014). For en del bilister vil rekkevidden allerede være for liten, og en ytterligere redusert rekkevidde kan derfor være svært merkbar. For Tesla derimot, vil en kapasitetsreduksjon ikke være like merkbar da utgangspunkt er en rekkevidde på 480 km (Grønn Bil 2014). Rekkevidden til Tesla tilsvarer over 11 ganger daglige gjennomsnittsforbruk (Statistisk sentralbyrå 2013).

De fleste dataene er i utgangspunktet hentet fra Skien-området. NO2 er området hvor alle mellomlandsforbindelsene til kontinentet kommer i land. Dette fører til at områdeprisen blir påvirket av kontinentale priser. I Midt-Norge har det gjennom noen år vært for lite overføringskapasitet. Vinteren 2009/10 var det enkelte timer hvor kraftprisen var over 10 kr/kWh (TrønderEnergi 2010). I de timene kunne det vært svært lønnsomt med nivå 2-lading, siden det kun var aktuelt i noen få timer det døgnet. Noen dager vinteren 2009/10 var kraftprisen i enkelte timer over 8 kr/kWh (TrønderEnergi 2010). I Sør-Norge derimot varierte prisen i de samme timene mellom 0,42 kr/kWh og 0,53 kr/kWh (TrønderEnergi 2010). Eksempelet viser ulikheten i pris som de forskjellige prisområdene potensielt kan ha. Variasjon i kraftprisen vil derfor gi ulike resultater avhengig av hvilke prisområde som blir lagt til grunn i modellen.

Tabell 8 viser årskostnaden ved å bruke kraftprisen fra 2012. Det gav en lønnsomhet på 8,0 % i motsetning til referansemodellen hvor lønnsomheten var 6,6 %. I kroneverdi utgjorde reduksjonen for 2012, 604 kr, mens for referansemodellen utgjorde reduksjonen 718 kr. Forskjellen mellom årene tilsvarer 114 kroner og er dermed av liten betydning.

Tabell 9 med kraftprisen fra 2020, viser en lav lønnsomhet. Figur 2 viser at variasjonen i kraftprisen for datasettet var relativt lav sammenlignet med de historiske spotprisene fra Nord Pool. En prisprognose mister en del tilfeldige variasjoner som ellers oppstår gjennom et døgn. Eksempelvis når temperaturen synker eller at et kraftverk kommer ut av drift.

Figur 10 viser at med dagens nettleie inkludert i modellen var det ingen negativ flyt i elbil-laderen. Det var dermed aldri lønnsomt for elbilen å sende kraft ut på nettet. Det var grunnet at nettleien kun var et påslag når strømmen går til husholdningen. Når strømmen går fra husholdningen og ut på nettet, vil det aldri i modellen være lønnsomt å kjøpe kraften tilbake for spotprisen, pluss nettleien.

Figur 12 viser at der det var relativt høye priser gjennom døgnet, ble det totale forbruket null. Når totalforbruket var null, sendte elbilen kraft inn til husholdningen for å redusere kraftkostnadene. Den gjennomsnittlige effektreduksjonen utgjorde 0,95 kW. I timen med størst reduksjon utgjorde reduksjonen 8,9 kW. I timene med lave kraftkostnader ble elbilbatteriet ladet med høy effekt, hovedsakelig om natten.

Resultatene i fra tabell 10 viser differansen mellom nivå 1 og nivå 2 for perioden juni og juli, og perioden oktober og november. Kostnaden i nivå 2 er høyere enn i nivå 1 i begge periodene. Etter modellforutsetningene skal nivå 2 ikke ha muligheten til å få høyere pris enn nivå 1. Differansen utgjør 10 kr av en total kostnad i nivå 2 på 20 026 kr. «Feilen» som har skjedd under optimeringen, har vært at nivå 2-ladingen har kjørt noen timer med negativ strøm fra elbil-laderen. Årsaken til hendelsen er tatt høyde for i modellbeskrivelsen, hvor det står at for ikke-lineære modeller kan det oppstå lokale optimum. Modellen vil allikevel være et godt estimat, siden avviket er meget lite.

I figur 15 er effektavgift implementert i modellen, sammen med nettleien. Implementeringen førte til en jevnere ladeeffekt gjennom døgnet. Timer med relativt høye kraftpriser, fikk en høyere effekt enn tidligere. Det var ofte om ettermiddagen, da lasten i kraftnettet kan være høy. Elbilens ladeeffekt ble i tillegg begrenset om natten, når det var god kapasitet i kraftnettet.

Effektavgiften vil imidlertid gjøre det kostbart å oppnå fullt batterikapasitet igjen, der det tidligere var høy effekt i lavkosttimene. Det førte til at det totale forbruket ikke ble kjørt i null i enkelte timer, i motsetning til modellene med kun nettleie inkludert (se figur 10 og 11).

Norske husholdningene har i dag ingen effektavgift. Dette kan endre seg etter at alle husholdningene har fått installert AMS. En høy elbilandel med høy ladeeffekt kan være uheldig for kraftnettet ved at man kan få meget høy effektuttak enkelte timer. Resultatet i figur 14 legger til grunn en kostnad for å bruke effekt. Med dagens priser vil man dermed få en reduksjon i effekten, noe som kan være positivt med tanke på overbelastning av nettet.

Det er mye som tilsier at man bør innføres en effektavgift i husholdninger også. En effektavgift kan være gunstig for samfunnet ved at en del elbil-eiere må gå opp et ladenivå. Nivå 0 kan være lite gunstig for samfunnet. Figur 7 viser hvor stort utslag elbilladningen utgjør på totalforbruket når kraftforbruket

fra husholdningen legges i samme figur. Ettermiddagen utgjør ofte høylasttimer, slik at et økt effektforbruk fra elbiler i tillegg kan være meget uheldig for kraftnettet.

6.3 Samfunnsøkonomiske besparelser

Kraftnettet kjennetegnes ved store faste kostnader ved utbygging, mens kostnadene for drift er lave. Kraftnettet er bygget for å takle den timen i året hvor effektbehovet er størst, med god margin. Ulempen er at hele kraftsystemet må kraftig overdimensjoneres. Sluttbrukeren kan redusere effektbehovet i nevnte timer med for eksempel nivå 2-lading. Det kan potensielt spare samfunnet for store ressurser. I 2012 gjorde Sintef Energi en analyse om nytteverdien av redusert effektbehov i kraftnettet (THEMA Consulting Group 2012). Et av resultatene fra analysen var at nytteverdien av 1 kW varig redusert maksimallast hos sluttbruker, utgjorde 5930 kr (THEMA Consulting Group 2012). Nyttien ble angitt over en periode på 30 år og en realrente på 4,5 % (THEMA Consulting Group 2012).

Et annet mulig besparelse for samfunnet er at batteriet i elbilen ved nivå 2-lading, kan brukes som nødstrøm. I perioder hvor husholdninger er uten kraft, kan nytten av å ha kraft i disse periodene være høy for mange husholdninger. Dette kan være særlig aktuelt for husholdninger i enkelte værutsatte områder og lav forsyningsikkerhet. Dette kan alene være god nok grunn å anskaffe muligheten for elbil med stor batterikapasitet og nivå 2-lading.

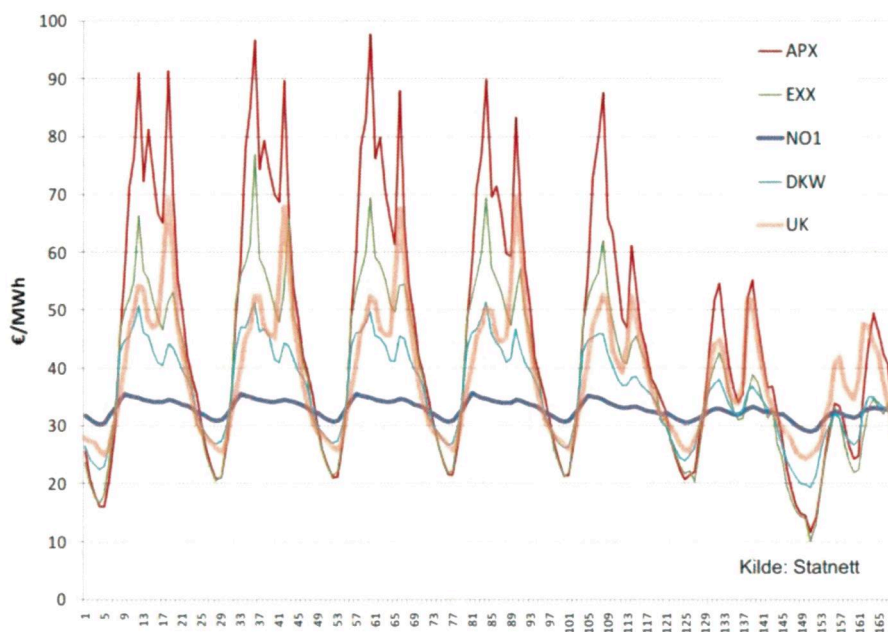
6.4 Maksimallasten i kraftsystemet

Den samlede effektkapasiteten i Norge anslås å være på 25 300 MW under normalt gode forhold (NOU 2012: 9 2012). I vinteren 2009/2010 var maksimallasten 23 639 MW (NOU 2012: 9 2012). Maksimallasten defineres som *den* timen i året hvor elforbruket er høyest (NOU 2012: 9 2012). Differansen mellom maksimallasten og den samlede effektkapasiteten var da 1 661 MW. Effekten tilsvarer at 3,1 % av alle personbilene i Norge var Tesla, og at alle ladet med maks ladeeffekten (22 kW) i den timen (Statistisk sentralbyrå 2012). 3,1 % av personbilparken tilsvarer 75 500 biler av den totale norske personbilparken per 2012 (Statistisk sentralbyrå 2012). Med meget gode elbilinsentiver i Norge har det vært en kraftig økning i elbilsalget. Regneeksempelet viser at en beskjeden andel elbiler med en høy ladeeffekt, kan utgjøre mye dersom mye av ladingen inntreffer samtidig. Hvor høy lasten fra elbilene vil utgjøre i enkelte timer, vil være avhengig av samtidighetsfaktoren for lading av elbiler.

6.5 Fremtidige forhold

Det er som tidligere nevnt, ikke mulig med nivå 2-lading hos dagens elbiler. Nivå 2-lading vil derfor være avhengig av fremtidige forhold og teknologi. Resultatet fra simuleringen med kraftprisen fra 2020 fra Balmorel-simuleringen viste liten fremtidig lønnsomhet. Det er for øvrig en del andre faktorer som peker mot større prisvariasjon for fremtiden. Dermed kan nivå 2-lading bli mer lønnsomt. Det er planlagt tre nye mellomlandsforbindelser innen 2020 med en forventet samlet effekt på ca. 3000 MW

(THEMA Consulting Group 2012). I 2012 hadde Norge til sammenligning en utvekslingskapasitet på totalt 5400 MW (THEMA Consulting Group 2012). Figur 16 viser at det er en betydelig større variasjon gjennom dagen og uken på kontinentet, enn vi hadde i Norge (NO1). Dette er hovedsakelig på bakgrunn av magasinkapasiteten i Norge, som det ble referert til i innledningen. Med økt utvekslingskapasitet til Tyskland (EXX) og Storbritannia (UK) fra Norge (NO1), vil kurvene nærme seg hverandre for å jevne ut prisforskjellene. Dette peker mot større prisforskjeller gjennom døgnet for Norge.



Figur 16. Gjennomsnittspriser i €/MWh over uka i Norge og Europa (2002-2008). Kilde: (Bolkesjø 2011)

Norge har god utvekslingskapasitet til Danmark, som er kjennetegnet med mye uregulert vindkraft. I romjulen 2012 var det veldig høy vindkraftproduksjon i Tyskland og Danmark, samtidig som kraftforbruket var veldig lavt (Teknisk Ukeblad 2013). Resultatet ble negative kraftpriser i totalt 24 timer (Teknisk Ukeblad 2013). I syv av timene var prisen nede i 1,5 kr/kWh (Teknisk Ukeblad 2013). Det betyr at i den perioden kunne elbileiere fått betalt for å lade elbilen, og samtidig bidratt til å balansere kraftsystemet. Vindkrafteierne i Vest-Danmark, som ikke kunne stenge vindturbinene, måtte i stedet betale 18 millioner DKK for å produsere kraft (Teknisk Ukeblad 2013).

7 Konklusjon og videre arbeid

Utgangspunktet for oppgaven var å se på hvordan batterikapasiteten i elbiler kunne utnytte døgnvariasjonen i et økonomisk perspektiv. Resultatet fra modelleringen med Tesla og dagens nettleie, viste en kostnadsreduksjonen som utgjorde kun 0,9% eller 185 kr. I modellene hvor nettleien ikke var inkludert, var kostnadsreduksjonen 718 kr. Hovedtrenden var også lik når kraftprisen ble endret fra referansemodellen til 2012-priser.

Lav lønnsomhet var spesielt utslagsgivende på LEAF, hvor nivå 2 kun utgjorde en reduksjon på 2,1%. Resultatene for testing av følsomheten for ulike variable, viste at det var liten batterikapasitet som var hovedårsaken til de store forskjellene. Liten batterikapasitet begrenser flyten av energi mellom timer. Ved å se elbiler under ett, vil den elbilen som absolutt har størst potensial for å regulere kraftteterspørselen, være Tesla. Resultatet viste en marginal privatøkonomisk lønnsomhet, og konklusjonen blir derfor at det er lite aktuelt med nivå 2-lading i Norge, ut ifra dagens forutsetninger. Elbilene kan imidlertid være til stor hjelp for nettselskapene ved at de kan bidra med å forskyve forbruket fra timer med høye kraftkostnader. Dersom nivå 2-lading skal være aktuell, bør fortjenesten ved redusert forbruk hos sluttbrukeren, i større grad reflektere den varige reduserte samfunnsøkonomiske kostnaden på 5930 kr/kW (THEMA Consulting Group 2012).

Ved modellering når dagens nettleie var inkludert, viste resultatet at det ble en del timer med høy effekt. Ved nivå 2-lading vil timene hovedsakelig være på natten, når den generelle belastningen på kraftnettet er lav. En generell effektavgift vil i noen perioder også redusere den maksimale effekten på natten. Hovedsakelig er det ikke nødvendig å redusere effekten på natten siden kapasiteten i nettet er høy på denne tiden av døgnet. En eventuell fremtidig effektavgift for husholdningene bør designes for å unngå slike virkninger. Dagens elbileiere lader hovedsakelig på nivå 0, noe som kan være lite gunstig på kraftnettet. Innføring av effektavgift, vil gi elbileiere insentiver til å lade på nivå 1 og 2, noe som er vesentlig bedre for kraftnettet.

7.1 Videre arbeid

For videre arbeid kan det være interessant å se hvordan resultatene blir ved å modellere for ulike næringsbygg. Et interessant case kan være å se på bedrifter som i dag har høye kostnader på effektavgift, og hvordan elbiler kan bidra til å redusere disse kostnadene. Aktører som har en stor elbilpark, kan være tjent med å se på muligheten for laststyring for den samlede bilparken. Ved å se på en stor samlet portefølje av elbiler med nivå 2-lading, kan man med et framtidsscenario, undersøke lønnsomheten og muligheten for å selge effekt i kapasitetsmarkedet.

Andre case kan være hvordan elbiler kan brukes som nødstrøm i samfunnskritiske bygg som sykehus og skoler.

Den mest interessante studien med bruk av modellen, kan være å se på hvordan lønnsomheten blir ved å inkludere kraftproduksjon fra solceller. Solceller vil da komme innenfor systemgrensen til elbilen, og det vil være mulig å flytte kraftproduksjonen fra solcellene til timer med høyere kraftpris.

8 Litteratur

- Alstadheim K. B. (2013). *Ekstremt sannsynlig*. Tilgjengelig fra: <http://www.dn.no/meninger/kommentarer/2013/09/28/ekstremt-sannsynlig> (lest 03.10.2013).
- Bolkesjø, T. F. (2011). *Gjennomsnittspriser i €/MWh over uka i Norge og Europa (2002-2008)*. Lecture Ås.
- Frontline Systems Inc. (2014). *Solver Engines*. Tilgjengelig fra: <http://www.solver.com/catalog/solver-engines> (lest 03.07.2014).
- Green Car Congress. (2012). *GM and ABB demonstrate community energy storage system built from 5 used Volt batteries; Duke Energy testing*. Tilgjengelig fra: <http://www.greencarcongress.com/2012/11/gm-abb-20121115.html> (lest 06.05.2014).
- Grønn Bil. (2014). *Bilmodeller: Grønn Bil*. Tilgjengelig fra: <http://www.gronnbil.no/bilmodeller/> (lest 25.03.2014).
- Hafslund Nett AS. (2014). *Nettleiepriser for bedrifter og næringsliv*. Tilgjengelig fra: http://hafslundnett.no/nett/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=239 (lest 15.04.2014).
- IPCC. (2013). *Summary for Policymakers*. Climate Change 2013: The Physical Science Basis: . Tilgjengelig fra: http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_SPM_FINAL.pdf.
- Kempton, W. & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144 (1): 268-279.
- Ladestasjoner.no. (2014). *Ladefart*. Tilgjengelig fra: <http://www.ladestasjoner.no/ladehjelpen/teknologi/25-ladefart> (lest 25.03.2014).
- Nissan. (2013). *NISSAN LEAFS CAN NOW POWER THE OFFICE, AS WELL AS THE HOME*. Tilgjengelig fra: <http://www.nissan-global.com/EN/NEWS/2013/STORY/131129-01-e.html?rss> (lest 18.01.2014).
- NOU 2012: 9. (2012). *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*. Olje- og energidepartementet.
- NVE. (2014). *AMS - Smarte strømmålere*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/kraftmarked/sluttbrukermarkedet/ams/> (lest 28.04.2014).
- Peterson, S. B., Whitacre, J. F. & Apt, J. (2010). The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage. *Journal of Power Sources*, 195 (8): 2377-2384.
- Peterson, S. B. e. a. (2010). Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization. *Journal of Power Sources*.
- Regjeringen. (2012). *Meld. St. 21 (2011-2012) Norsk klimapolitikk*. Klima- og miljødepartementet.

- Sadoway D. (2012). *The missing link to renewable energy*. Tilgjengelig fra: http://www.ted.com/talks/donald_sadoway_the_missing_link_to_renewable_energy (lest 17.10.2013).
- Skagerak Nett AS. (2009). *Forbruk i husholdninger i tidsrommet fra 01.06.09-31.05.2010*: Stipendiat v/NMBU Anna Kipping.
- Skagerak Nett AS. (2014a). *Energitariff for husholdningskunder (NH)*. Nettleie Privat. Skien. Tilgjengelig fra: http://www.skagerakenergi.no/eway/default.aspx?pid=300&trg=MainRight_9145&MainArea_8872=9145:0:&MainRight_9145=9163:0:10,3415 (lest 04.03.2014).
- Skagerak Nett AS. (2014b). *Nettleie Næring*. Tilgjengelig fra: http://www.skagerakenergi.no/eway/default.aspx?pid=300&trg=MainRight_9145&MainArea_8872=9145:0:&MainRight_9145=9163:0:10,3416 (lest 06.06.2014).
- Statistisk sentralbyrå. (2007). *Mads Greaker. Hvorfor kan vi ikke bare overlate hydrogen til markedet?* Økonomiske analyser 5/2007. Tilgjengelig fra: https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200705/greaker.pdf (lest 06.03.2014).
- Statistisk sentralbyrå. (2012). *Registrerte kjøretøy, 2012*. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/bilreg/aar/2013-04-24#content> (lest 27.07.2014).
- Statistisk sentralbyrå. (2013). 411 Kjørelengder, etter kjøretøytype. Gjennomsnitt per kjøretøy. Km. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/a/aarbok/tab/tab-411.html> (lest 03.03.2013).
- Statistisk sentralbyrå. (2014). *Energibruk i husholdningene, 2012*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/husenergi/> (lest 27.07.2014).
- Store norske leksikon. (2014). *Nettsystem*. Tilgjengelig fra: <http://snl.no/nettsystem> (lest 03.03.2014).
- Teknisk Ukeblad. (2013). *Tapte 18 millioner på negativ strømpris*. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/energi/2013/02/18/tapte-18-millioner-pa-negativ-strompris> (lest 10.04.2013).
- Teknisk Ukeblad. (2014). – *Hull i hodet med direkteoppvarmet vann i Norge*. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/kraft/2014/03/21/-hull-i-hodet-med-direkteoppvarmet-vann-i-norge> (lest 24.03.2014).
- Tesla Motors. (2014). *Lad om natten*. Tilgjengelig fra: http://www.teslamotors.com/no_NO/charging#/outlet (lest 29.04.2014).
- THEMA Consulting Group. (2012). *På nett med framtida. Kraftnettets betydning for verdiskaping. ISBN-nummer 978-82-93150-30-5, 2012-34. 101 s.*
- Transportøkonomisk institutt. (2011). *Den nasjonale reisevaneundersøkelsen 2009 - nøkkelrapport. Den nasjonale reisevaneundersøkelsen*. Oslo: Transportøkonomisk institutt. 101 s.
- Transportøkonomisk institutt. (2013). *85g CO2 per kilometer i 2020. Er det mulig? : 126*. Tilgjengelig fra: <https://www.toi.no/getfile.php/Publikasjoner/TØI%20rapporter/2013/1264-2013/1264-2013-elektronisk.pdf> (lest 25.04.14).

TrønderEnergi. (2010). *Foredrag på energidagene 2010*. Tilgjengelig fra:
<http://www.nve.no/Global/Seminar%20og%20foredrag/Energidagene%202010/Sesjon7/NVE%2014-15%20oktober.pdf> (lest 27.07.2014).

Tønnesen et al. (2010). Electricity Storage Technologies for Short Term Power System Services at Transmission Level. *Report for ForskEl Project 10426*: s. 15. Tilgjengelig fra:
<http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning%20-%20PSO-projekter/10426%20Electricity%20Storage%20Technologies%20for%20Short%20Term%20Power%20System%20Services%20at%20Transmission%20Level.pdf>.

Vedlegg I

Utdrag av et optimeringsdøgn for referansemodellen i nivå 2.

Forutsetninger		km	kWh	Objektiv funksjon	
Dags Energiforbruk elbil (42,7 km*0,18 kWh)	7,558 kWh	42,71	0,177	MIN	385 Kroner
Max batterikapasitet	85,0 kWh				
Min batterikapasitet	7,6 kWh				
Virkningsgrad for laderen RTE	0,9220 %				
Max effekt på laderen kl. 08-17:00	0,0 kW				
Max effekt på laderen kl. 17-08:00	22,0 kW				
Startkapasitet	85,0 kWh				

Date	Time	Forbruk elbil (kWh)	Max bat. Kap.(kW)	Max bat. i elbilten (kWh)	Min bat. Kap. (kWh)	Flyt etter n viknings-grad	Max effekt til EBLIL (kW)	Flyt mellom husholdning & elbil (kW)	Max effekt til husholdni ng (kW)	Flyt som kostnadsføres (kWh)	Forbruk kun i Husholdning (kWh)	Totalt forbruket i husholdning		Brutto-kostnad (kr/kWh)	Nord Pool Espot NO2 (kr/kWh)
												ink. EBLIL (kWh)	kostnad		
01.06.2009	07:00		85,0 ≥	85,0 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,93	0,9	0,2859	0,2859	
01.06.2009	08:00		85,0 ≥	85,0 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,74	0,7	0,2719	0,2719	
01.06.2009	09:00		85,0 ≥	85,0 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,52	0,5	0,2830	0,2830	
01.06.2009	10:00		85,0 ≥	85,0 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,22	0,2	0,3012	0,3012	
01.06.2009	11:00		85,0 ≥	85,0 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,22	0,2	0,3136	0,3136	
01.06.2009	12:00	7,6	85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,22	0,2	0,3063	0,3063	
01.06.2009	13:00		85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,91	0,9	0,2995	0,2995	
01.06.2009	14:00		85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,73	0,7	0,2707	0,2707	
01.06.2009	15:00		85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,23	0,2	0,2721	0,2721	
01.06.2009	16:00		85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,22	0,2	0,2721	0,2721	
01.06.2009	17:00		85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,22	0,2	0,2750	0,2750	
01.06.2009	18:00		85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,23	0,2	0,2846	0,2846	
01.06.2009	19:00		85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,23	0,2	0,2952	0,2952	
01.06.2009	20:00		85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	1,50	1,5	0,2953	0,2953	
01.06.2009	21:00		85,0 ≥	77,4 ≥	7,6	0,0	0,922	0 ≥	0,0	0,00	0,23	0,2	0,2993	0,2993	
01.06.2009	22:00		85,0 ≥	64,7 ≥	7,6	0,0	0,922	-12,7	-11,73	0,00	0,25	0,2	0,3048	0,3048	
01.06.2009	23:00		85,0 ≥	64,7 ≥	7,6	0,0	0,922	0,0	-22	0,00	0,27	0,3	0,2695	0,2695	
02.06.2009	00:00		85,0 ≥	64,7 ≥	7,6	0,0	0,922	0,0	-22	0,00	0,21	0,2	0,2804	0,2804	
02.06.2009	01:00		85,0 ≥	64,7 ≥	7,6	0,0	0,922	0,0	-22	0,00	0,18	0,2	0,2685	0,2685	
02.06.2009	02:00		85,0 ≥	64,7 ≥	7,6	0,0	0,922	0,0	-22	0,00	1,51	1,5	0,2692	0,2692	
02.06.2009	03:00		85,0 ≥	64,7 ≥	7,6	0,0	0,922	0,0	-22	0,00	0,28	0,3	0,2609	0,2609	
02.06.2009	04:00		85,0 ≥	85,0 ≥	7,6	20,3	0,922	22,0	-22	22,00	0,25	22,3	0,2506	0,2506	
02.06.2009	05:00		85,0 ≥	85,0 ≥	7,6	0,0	0,922	0,0	-22	0,00	0,23	0,2	0,2669	0,2669	
02.06.2009	06:00		85,0 ≥	85,0 ≥	85,0	0,0	0,922	0,0	-22	0,00	0,14	0,1	0,3016	0,3016	

Funksjoner og spesifikasjoner for referansemodellen

Modellen:

Målfunksjonen: $\$P\$4: =\text{SUMMERPRODUKT}(X14:X1484;AB14:AB1484)$

Variable celler: $\$P\$14; \$P\1484

Begrensninger:

$\$E\$14: \$E\$1484 \geq \$G\$14: \$G\1484

$\$G\$14: \$G\$1484 \geq \$I\$14: \$I\1484

$\$N\$14: \$N\$1484 \geq \$P\$14: \$P\1484

$\$P\$14: \$P\$1484 \geq \$R\$14: \$R\1484

Forklaring av de ulike cellene:

Antall timer i delmodellen: 1471 (tilsvarer antall timer i juni og juli måned)

Funksjoner i rad 15:

E15: $=\$G\5

G15: $=(G14+K15)-D15$

I15: $=\$G\6

K15: $=\text{HVIS}(P15<0;P15;P15*L15)$

L15: $=\$G\7

N15: $=\$G\9

R15: $=-\$G\9

T15: $=\text{HVIS}(P15>0;P15;P15*L15)$

X15: $=P15+W15$



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no