



MADS GREAKER  
OsloMet

CATHRINE HAGEM  
Statistisk sentralbyrå

# ELBILER OG TOVEISLADING – FORDELER FOR BÅDE BILEIERE OG STRØMKUNDER<sup>1</sup>

Elektriske biler er på rask framgang i Norge. Det innebærer mindre forbruk av bensin og diesel, noe som er nødvendig for at Norge skal nå sine klimamålsettinger. Men hva betyr elbilene for kraftmarkedet? Det er opplagt at forbruket av strøm vil øke, men som vi skal se, vil strøm til transport utgjøre forbausende lite. Noen spør seg også om dagens ledningsnett tåler at alle lader sine elbiler samtidig etter jobb. Med intelligente ladere som fordele effektuttaket utover døgnet kan dette løses. Elbiler kan til og med vise seg å være ledningsnettets reddende engler. Bilparken står parkert nesten hele døgnet, og det betyr mye tilgjengelig batterikapasitet i elbilen. I artikkelen argumenterer vi for at denne kapasiteten bør brukes til å avhjelpe noen av utfordringene i fremtidens elektrisitetsmarked. Dette kan også vise seg å bli lønnsomt for elbileierne.

## INTRODUKSJON

Norge har i stortingsmeldingen om Nasjonal Transportplan 2018-2029 satt ambisiøse mål for nullutslippskjøretøy. I 2025 skal alle nye personbiler og lette varebiler være fossilfrie. Myndighetene har også innført en rekke virkemidler for å nå dette målet. Nullutslippsbiler er fritatt for engangsavgift og merverdiavgift. Bomplasseringer for nullutslippsbiler er billigere, og de belastes ikke den veiavgiften som er

<sup>1</sup> Takk for kommentarer og innspill fra Christer Heen Skotland, en anonym konsulent og en av tidsskriftets redaktører. Vi takker for finansiell støtte fra Norges forskningsråd.

lagt inn i bensin- og dieselavgiften. Videre har de mulighet for å benytte kollektivfeltet, og de har bedre og rimeligere adgang til offentlig parkering. Alt dette stimulerer til en økning i andelen fossilfrie biler. I 2019 var over 40 prosent av nybilsalget batteribaserte elektriske biler, heretter kun omtalt som *elbiler*<sup>2</sup>.

De mange lettelsene i beskatning av elbiler kan skape nye utfordringer, som økt bykjøring, press på kollektivfeltene

<sup>2</sup> En svært liten andel av de fossilfrie bilene bruker hydrogen som drivstoff. Vi ser bort i fra disse i analysen.

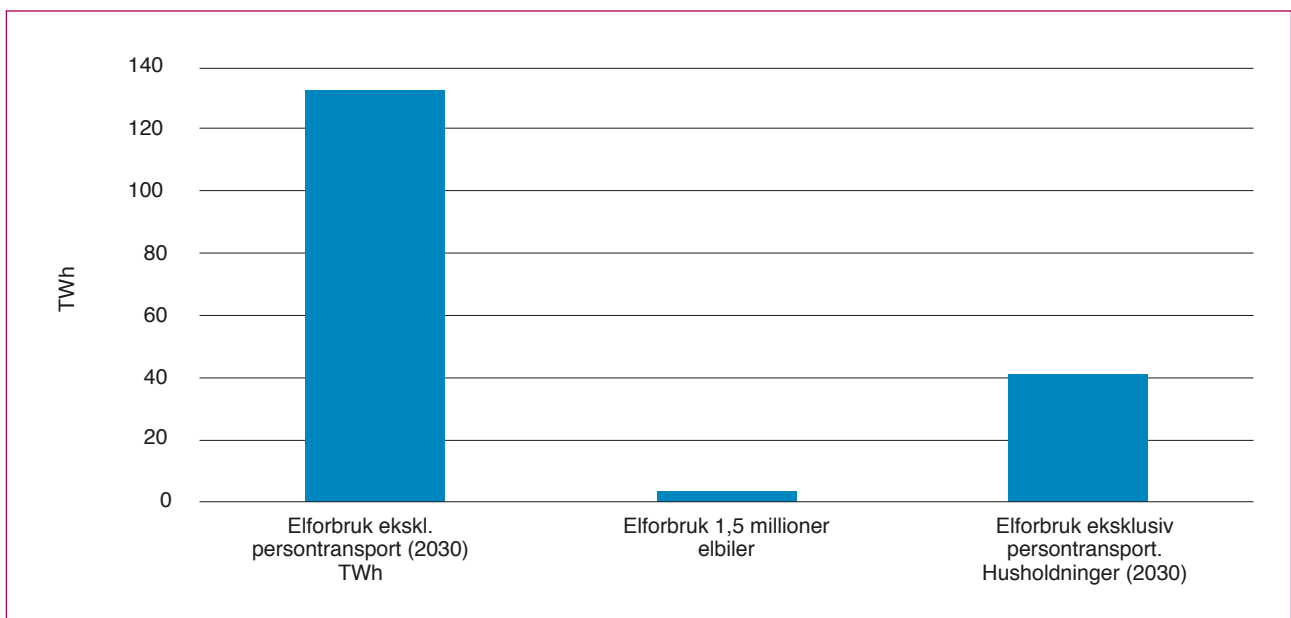
og fall i statens og kommunenes inntekter fra henholdsvis bilbeskatning og bomstasjoner. På den annen side har Norge gjennom EUs felles klimapolitikk påtatt seg tøffe klimamål for utslippene som ikke er omfattet av EUs kvotemarked, og det synes klart at det er i transportsektoren de fleste av utslippskuttene må tas. Dette har sporet til en debatt om elbilpolitikken er den rette måten å oppnå norske klimamål på, se f.eks. Holtmark, 2012; Bjertnæs, 2016; Miljødirektoratet, 2016; Wangsness mfl., 2018. Fokuset i denne artikkelen er imidlertid ikke hvordan Norge best kan oppnå sine klimamålsettinger, men hvordan elbilen påvirker kraftmarkedet.

Personbiler har en lang levetid, så selv om nybilsalget består av bare elektriske biler i 2025, så vil elbilandelen i bilparken vanskelig kunne nå mer enn 50 prosent i 2030 (Miljødirektoratet, 2016; Fridstrøm, 2019). Med samme antall biler per person i 2030 som i dag, gir dette om lag 1,5 millioner elbiler i 2030. De fleste av disse bilene vil ha en batterikapasitet som tilsvarer 30 mil kjøring eller mer, men vil til daglig bare benytte en brøkdelen av denne. I Europa har ulike aktører begynt å se på mulighetene som ligger i toveislading. Elbiler som står knyttet opp til nettet kan være med på å jevne ut tilbudet av strøm. Strømprisene i landene på kontinentet som Tyskland, Belgia, Nederland o.l. svinger langt mer enn i Norge. For det første er det forskjeller over døgnet mellom høylast- og lavlasttimer da kullkraft og atomkraft ikke så lett lar seg regulere fra time til time. For det andre har en stadig større andel fornybar, ikke-regulerbar

energi gjort at tilbudet av strøm svinger med været, dvs. sol og vind. Når det er overskudd av strøm, som f.eks. om natten eller når det blåser mye, lades batteriene opp. Når det er underskudd på strøm, som f.eks. på dagen i arbeidstiden eller når det er stille og overskyet, trekkes strøm fra batteriene direkte til nettet. Denne ideen har fått sitt eget akronym V2G – «vehicle-to-grid». Man tenker kanskje at batteriene i noen parkerte elbiler er puslete greier, men som vi skal se vil en stor flåte av elbiler kunne utgjøre et betydelig tilskudd.

#### ENERGI OG EFFEKTFORBRUK

Elmotoren omdanner strøm til bevegelse lang mer effektivt enn forbrenningsmotoren omgjør bensin eller diesel til bevegelse. Alle elbiler har derfor betydelig mindre energiforbruk enn biler drevet på bensin eller diesel, selv om forbruket varierer mellom de ulike typene og er avhengig av vær, kjørestil og topografi. En Nissan LEAF bruker rundt 1,5 kWh per mil, mens en Tesla Model X bruker i underkant av 2 kWh per mil. Det er om lag 1/3 av den energimengden tilsvarende fossile biler ville krevd. Hvis vi legger til grunn 1,9 kWh per mil, og antar at den gjennomsnittlige kjørelengden per bil er den samme som i dag, vil strømforbruket til 1,5 millioner elbiler tilsvare 3,7 TWh per år. I Figur 1. har vi sammenlignet strømforbruket fra 1,5 millioner biler med totalt elforbruk, og husholdningens elforbruk, der dette er framskrevet med befolkningsveksten. Strømforbruket fra personbiler vil ikke tilsvare mer enn om lag 3 prosent av det totale elektrisitetsforbruket i Norge.



Figur 1: Anslag på elektrisitetsforbruk i 2030.

For den enkelte husholdning vil heller ikke elbilen ha vesentlig betydning for strømforbruket. Basert på gjennomsnittlig kjørelengde og gjennomsnittlig strømforbruk vil strøm brukt til transport utgjøre om lag 9 prosent av husholdningenes totale strømforbruk.

Selv om elektrifisering av den norske personbilparken vil ha liten betydning for det totale strømforbruket i Norge, kan likevel elbilene bli en utfordring for strømforsyningen. Lading av elbiler krever mye strøm over en relativt kort tidsperiode, dvs. et stort effektuttak. Dette gjelder særlig hurtigladere, men også hjemmeladere leveres med forholdsvis høyt effektuttak. Elbilene kan derfor innebære en utfordring for det norske strømsystemet fordi kapasiteten på transporten av elektrisiteten fra produksjonssted og helt fram til forbrukerne (strømnettet) er begrenset.

I Figur 2 har vi sammenlignet det maksimale effektuttaket på en kald vinterdag med det effektuttaket en får fra bil-lading dersom halvpartene av elbilene lader samtidig, dvs. 0,75 millioner elbiler, og der hvor ladebehovet spres jevnt utover døgnet. Der hvor halvpartene av bilene lades samtidig har vi sett på to alternativer; ett hvor alle som lader bilen har lader med en kapasitet på 7,4 kW, og ett tilfelle der alle lader med mindre effekt (3,6 kW).<sup>3</sup>

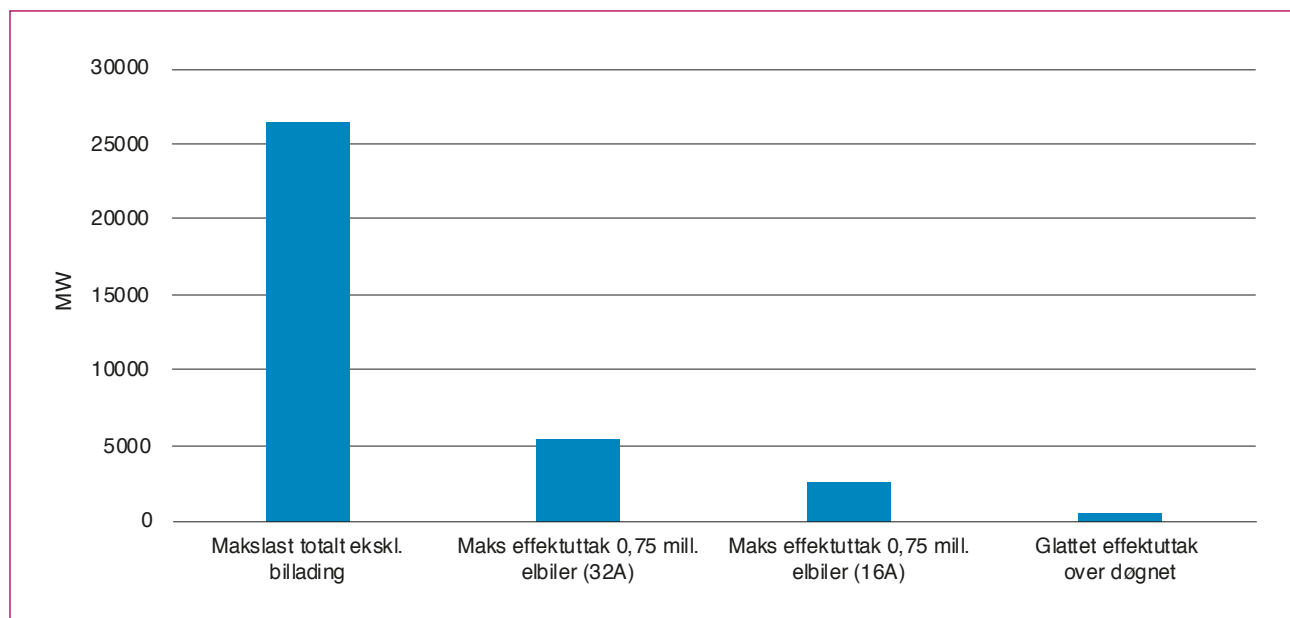
<sup>3</sup> En 32 A hjemmelader gir en ladeeffekt på 7,4 kW ved tilknytning til vanlig strømnett (230V). En 16A hjemmelader gir en ladeeffekt på 3,6 kW.

Den første søylen i Figur 2 angir det maksimale effektuttaket i 2030 (basert på rekorden fra 2016, framskrevet til 2030). For det forholdsvis ekstreme tilfellet at halvparten av bilen skulle lade opp på samme tidspunkt, med 7,4 kW, så ville makslasten øke med nærmere 20 prosent. Med lavere ladekapasitet (3,6 kW), blir økningen i lasten om lag 10 prosent. I søylen lengst til høyre har vi lagt til grunn at det samlede ladebehovet blir dekket jevnt gjennom døgnet. Da blir økningen i effektuttaket nærmest neglisjerbart. På den annen side har vi ikke tatt med lading fra hurtigladerstasjoner. Disse har betydelig høyere effektuttak, opp mot 150 kW.

Når vi sammenligner Figur 1 og Figur 2, kan vi konkludere at elbiler vil få liten betydning for strømforbruket over året, men at de likevel kan ha betydning for strømforsyningen siden en relativt stor mengde energi kan overføres til og fra bilbatteriene per tidsenhet. Elbiler trenger likevel ikke å bli et effektproblem. Ved gjennomsnittlig kjørelengde vil en elbil ha behov for å lade 1-2 timer i døgnet, avhengig av kapasiteten på hjemmeladeren. Såkalte smarte ladere kan passe på at denne ladingen skjer om natten når presset på nettet er lite, og strømprisen er lav.

#### V2G OG VALG AV ELBIL

Toveislading (Vehicle to Grid, V2G) innebærer at bilens batteri lades fra nettet når strømprisen er lav, og at batteriet kan tappes for å sende strøm tilbake til nettet når



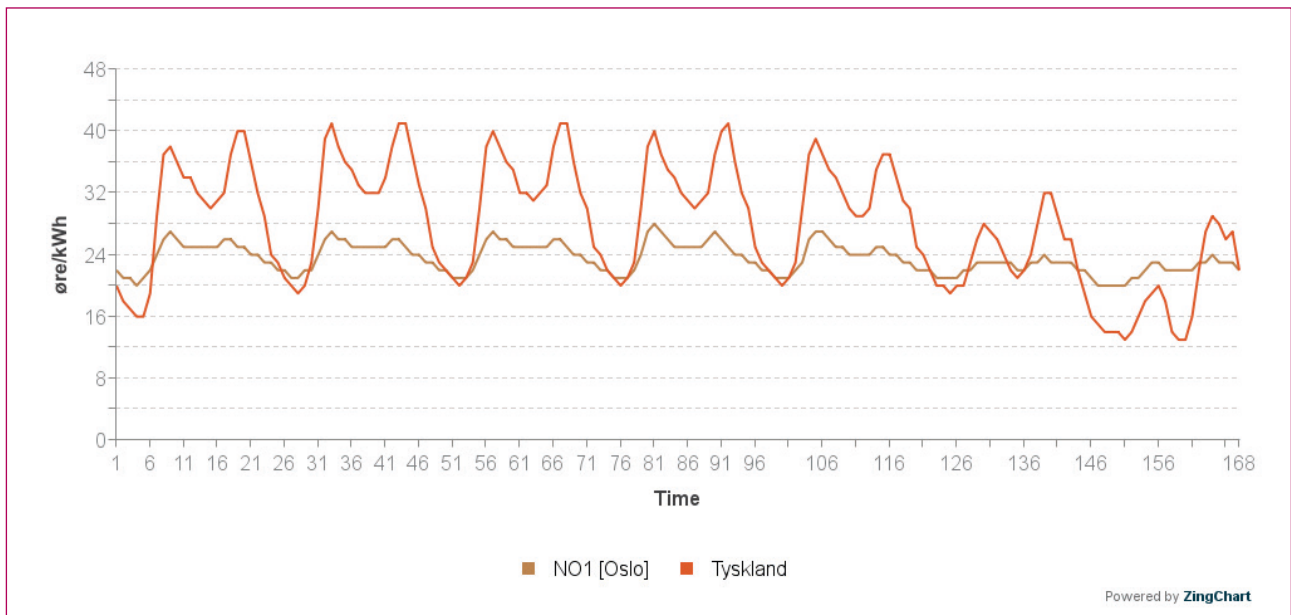
Figur 2: Maksimalt effektuttak for ulike ladesenarioer.

strømprisen er høy. Denne muligheten kan både gi elbileieren en økonomisk gevinst, samtidig som det sparer samfunnet for kostnader i forbindelse med nettførsterkninger og reservekapasitet, se blant annet White og Zhang (2011). Det har i litteraturen vært en diskusjon om hvorvidt bilenes batteri tar skade av hyppige tapping og lading av batteriet. Dubarry mfl. (2017) har argumentert med at det kan skade batteriene, mens Uddin mfl. (2017) har presentert en simuleringsstudie som viser at V2G tvert imot kan øke levetiden på batteriene. I en artikkel (Uddin mfl. (2018)) diskuterer noen av forfatterne fra begge de overnevnte studiene disse motstridene resultatene. En hovedkonklusjon fra Uddin mfl. (2018) er at V2G kan være regningsvarende, men krever smarte automatiske ladere som tar hensyn til virkningen på batteriene.

Foreløpig er det ikke V2G ladere kommersielt tilgjengelig for privatkunder. Det er imidlertid igangsatt en del pilotprosjekter, både for handel med kraft/strøm gjennom døgnet, og bidrag til såkalte balansetjenester (White og Zhang, 2011). Kempton og Dhanju (2006) argumenter for at V2G bør brukes til å utjevne produksjonen av elektrisitet fra vindkraft. I følge forfatterne innebærer en toveislader en ekstrakostnad på € 400, noe som betyr at V2G er den overlegent billigste back-up løsningen i perioder med lite vind. Den europeiske bilprodusenten Renault satser på V2G, og det kan se ut som de tenker å gjøre det til en standard for sine elbiler, se f.eks. <https://easylectrilife.groupe.renault.com/en/outlook/cities-planning/>

renault-tests-its-bi-directional-charging-system-in-utrecht/. Ekstrakostnadene for V2G vil i så tilfelle antagelig bli små.

I Greaker, Hagem og Proost (2019) ser vi på betydningen av V2G både for konsumentenes valg av elbil og for likevekten i elmarkedet i en økonomisk modell. Konsumentene i modellen er ulike med hensyn på hvor mange langturer de tar i løpet av året. De med mange langturer vil tendere til å velge biler med høy batterikapasitet, og de med få langturer vil velge biler med lav batterikapasitet. Dette endres med V2G siden de med få langturer da får en mulighet til å selge strøm fra elbilen i perioder hvor de ikke bruker den på langtur. I artikkelen viser vi at samtlige konsumenter tenderer til å velge høyere batterikapasitet med V2G enn uten V2G, og særlig gjelder det de som har få langturer. Samlet batterikapasitet i bilflåten øker derfor betydelig når konsumentene får tilgang til V2G. Det kan derfor være hensiktsmessig for myndighetene å informere om potensialet for V2G slik at de som kjøper ny elbil tar hensyn til dette når de velger batterikapasitet. Dette gjelder spesielt for elektrisitetsmarkeder hvor en stor del av elektrisiteten kommer fra termiske verk (gass, kull og atomkraft), og hvor man etter hvert har fått et betydelig innslag av ikke-regulerbar kraft (sol og vind). I slike markeder vil en større del av kapasiteten stå ubrukt både over døgnet og i lengre perioder. V2G kan da føre til store innsparinger på tilbudssiden i elmarkedet som vi skal demonstrere i neste kapittel.



Figur 3: Timespriser april 2017. Kilde Energifakta Norge/NVE.

### ELMARKEDSMODELL MED V2G

Figur 3 viser variasjoner i timepriser på elektrisitet i Norge og Tyskland (engros). Figuren viser et typisk mønster med to perioder med høy last og høye priser i døgnet, og lavest pris på natten. Fluktuasjonen er større i Tyskland enn i Norge.

I Norge er vi i den situasjon at produksjonen av elektrisitet enkelt kan reguleres opp og ned for å tilpasse seg konsummønsteret, og derfor varierer strømprisene forholdsvis lite gjennom døgnet. I Tyskland, og i store deler av kontinental-Europa, er en stor del av kraftforsyningen fortsatt tradisjonell, dvs. kull, gass eller kjernekraft. Kullkraft og kjernekraft dekker minimumsnivået for etterspørselen (base load). Mens gasskraft, som har høyere marginalkostnad, produserer når det er høy etterspørsel og dermed høye priser (peak load). Det gir i seg selv potensielt store svingninger i elprisen over døgnet. Videre har det både i Tyskland, og i andre land i Europa, vært perioder med mye større fluktuasjoner i prisen over døgnet enn det som framkommer i Figur 3, noe som skyldes et stadig større innslag av ikke-regulerbar kraft. Vind og solenergi har svært lave marginalkostnader, og produserer når vinden blåser og solen skinner. Med økende andel fornybar, uregulerbar elektrisitetsproduksjon vil prisene i Europa kunne variere enda mer over døgnet i framtiden.<sup>4</sup>

Som i Greaker, Hagem og Proost (2019) er vårt utgangspunkt for analysen av V2G i kontinental-Europa. I modellen

<sup>4</sup> See <http://www.epexspot.com/en/market-data/intradaycontinuous/intraday-table/>

nedenfor forenkler vi fluktuasjonene i elprisen ved å anta at det er én periode med høy etterspørsel (høyload) og én periode med lav etterspørsel (lavlast) etter elektrisitet for alle andre formål en transport i løpet av døgnet. Figur 4 illustrerer hvordan V2G vil kunne påvirke elmarkedet. Modellen tar utgangspunkt i etterspørselen etter strøm per time. Vi deler etterspørselen opp i følgende komponenter:

- $\bar{D}_p$  og  $\bar{D}_o$  strømmetterspørsel eksklusive lading i høy- og lavlast perioder
- $D_p^0$  og  $D_o^0$  strømmetterspørsel etter lading u/V2G i høy- og lavlast perioder
- $D_p$  og  $D_o$  strømmetterspørsel etter lading m/V2G i høy- og lavlast perioder
- $X^{VTG}$  tilbud av strøm fra elbiler m/V2G

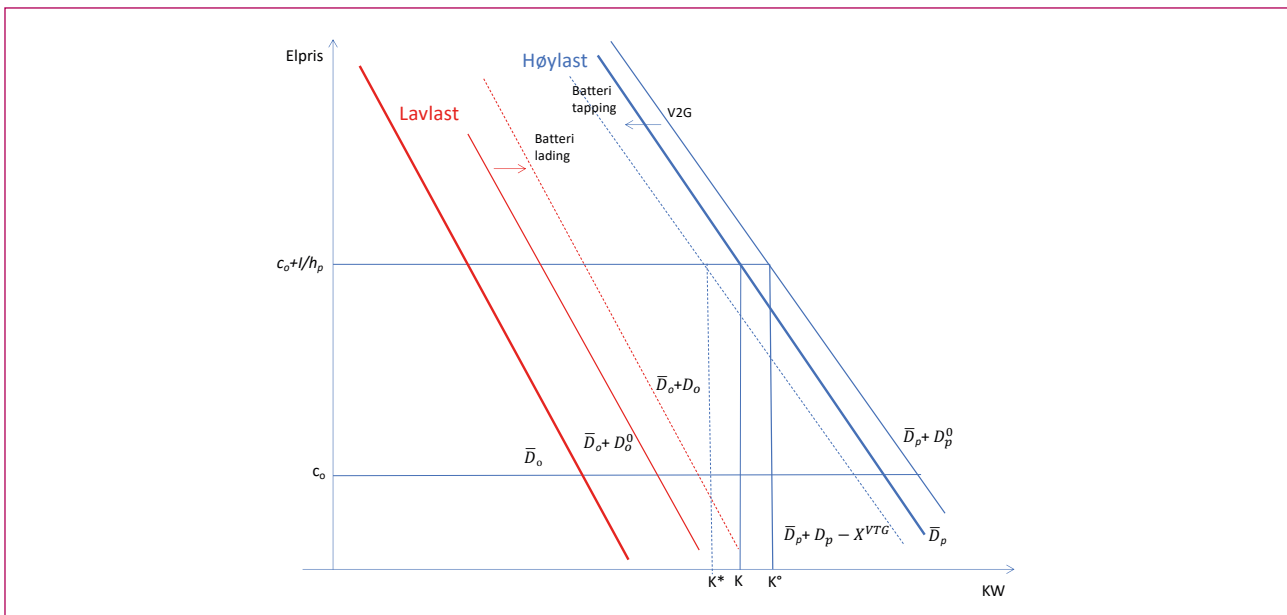
Vi lar videre  $K$  stå for investert kapasitet i gasskraft. For likevekten i kraftmarkedet antar vi at prisen i høylasttimer,  $p_e^p$ , er lik den langsiktige marginal kostnaden for gasskraft dvs:

$$p_e^p = c_0 + \frac{I}{h_p}$$

hvor  $I$  er investeringskostnaden regnet per døgn og  $h_p$  er antall høylasttimer i døgnet. For lavlast timer antar vi at gasskraftkapasiteten ikke blir benyttet fullt ut, og at prisen i lavlasttimer,  $p_e^o$ , dermed er lik den kortsiktige marginalkostnaden for gasskraft:

$$p_e^o = c_0$$

Begge disse prisene er tegnet inn i Figur 4.



Figur 4: Effekten av V2G på kraftmarkedet.

De heltrukne tykke linjene er etterspørselen etter elektrisitet eksklusiv lading av elbiler i henholdsvis lavlast- og høylastperioder. For å kunne tilfredsstille etterspørselen i høylasttimer krever det en investering i kapasitet tilsvarende  $K$  på x-aksen.  $K$  fremkommer der hvor prisen i høylasttimer,  $c_0 + I/h_p$ , er lik etterspørselen i høylasttimer,  $\overline{D}_p$ . Vi innfører så elbiler uten V2G. Det øker etterspørselen i både lav- og høylasttimer fordi elbilene må lades. I diagrammet er de nye etterspørselsfunksjonene tegnet med tynne heltrukne linjer. Selv om elbileierne vil forsøke å unngå lading i høylasttimer, vil det uansett måtte bli noe lading i slike timer f.eks. hurtiglading på en langtur. Prisene i elmarkedet endres uansett ikke, men det må investeres i mer høylastkapasitet;  $K$  øker til  $K^0$ .

Til slutt innfører vi V2G. Da øker etterspørselen i lavlasttimer ytterligere fordi elbileierne vil lade batteriet fullt selv om de ikke planlegger langtur. Når de ikke er på langtur, kan de selge strøm i høylasttimene og tjene prisdifferansen  $I/h_p$ . Salget av strøm fra elbileierne skifter netto etterspørselen i høylasttimer mot venstre forbi  $\overline{D}_p$ . Dermed kan det frigjøres kapital fra gasskraft,  $K^0 - K^*$ , noe som utgjør en samfunnsøkonomisk gevinst.

Fra figuren ser vi at V2G ikke kan påvirke elprisene i høylast og lavlast timer så lenge netto etterspørsel i høylasttimer er høyere enn total etterspørsel i lavlasttimer:

$$D_p + \overline{D}_p - X^{V2G} > D_o + \overline{D}_o$$

Effekten av V2G kan imidlertid være så stor at dette ikke lenger er tilfelle. Vi ser at det nesten skjer i figur 4. Gasskraftkapasiteten vil da bli fullt utnyttet i både høy- og lavlasttimer. I så tilfelle vil V2G utjevne prisene mellom høylast- og lavlasttimer. Det betyr at elbileierne tjener litt mindre på V2G. På den annen side får vi skiftet konsum fra lavlast- til høylasttimer, noe som øker velferden da betalingsvilligheten for strøm er større i høylasttimer.

Hvilken betydning kan så denne effekten av V2G på produksjonskapasiteten ha i et fremtidig kraftmarked? Greaker, Hagem og Proost (2019) bruker en numerisk modell til å kalkulere potensielle gevinster av V2G for det belgiske kraftmarkedet. Systemoperatøren for det belgiske strømmettet har utarbeidet ulike scenarier for kraftmarkedet i Belgia i 2040 (ELIA, 2017). Studiet tar hensyn til at det vil komme en stor andel elbiler i Belgia innen 2040, men inkludere ikke muligheten for V2G. Med en bilpark på 2 millioner EV der 20 prosent av bilene er tilgjengelig for V2G, finner Greaker, Hagem og Proost (2019) at

investeringskostnadene i høylast produksjonskapasitet faller med nesten 30 prosent i forhold til en situasjon der ingen elbiler ble benyttet for V2G. Det utgjør en betydelig innsparing, samtidig som elbileierne får en gevinst på V2G på rundt regnet € 700 i året. Dette er for eventuelle inntekter fra balansetjenester.

## V2G OG BALANSETJENESTER

Hittil har vi sett på hvordan elbilene kan brukes til å glatte produksjon og effektuttak over døgnet. Men bilbatteriene kan også brukes til å jevne ut de helt kortvarige svingningene i strømforsyningen. Strømmettet må hele tiden være i balanse. Systemansvarlig (i Norge er dette Statnett) må sikre at innmating av kraft til enhver tid tilsvarer forbruket. I all hovedsak klareres markedet på auksjoner dagen i forveien. Faktisk produksjon og etterspørsel vil typisk avvike noe fra forventningene dagen før, og disse ubalansene kan korrigeres på intradagmarkedet fram til én time før driftstimen.

Det kan likevel oppstå hendelser som forstyrrer balansen i driftstimen. Det kan skyldes endringer i forbruk og produksjon som følge av værforhold, utfall av ledninger etc. Dersom produksjonen av strøm blir for lav i forhold til forbruket vil frekvensen falle. Det motsatte skjer om produksjonen blir for høy i forhold til forbruket. Høy frekvens i systemet kan gi skader på forbruksutstyr, mens for lav frekvens kan gi alvorlige konsekvenser for forsyningen.

Det er egne markeder for balansetjenester. Systemansvarlig inngår kontrakter med store kunder som på kort varsel kan kutte sitt forbruk eller med strømprodusenter som umiddelbart kan øke produksjonen slik at frekvensen opprettholdes på riktig nivå. En del studier peker på at markedet for kortvarige balansetjenester gjennom V2G foreløpig ser ut til å være mer lønnsomt en glatting av konsumet i løpet av døgnet (Kempton og Tomić, 2005; Mwasilu mfl., 2014).

Vi kunne tenke oss at systemansvarlig inngikk kontrakter med elbileiere. Kontraktene trengte ikke å spesifisere mer enn at bilen skulle være oppkoblet og batterikapasiteten tilgjengelig en viss andel av året. Med mange nok slike kontrakter vil systemansvarlig være sikret at nok elbiler er oppkoblet på et hvert tidspunkt. Potensialet for bruk av elbiler i et slikt marked har blitt undersøkt i det nylig avsluttede Parker-prosjektet i Danmark.<sup>5</sup> Bilenes batterier skulle brukes til å balansere kortvarige svingninger i produksjon og konsum for å opprettholde frekvensen på 50

<sup>5</sup> <http://parker-project.com/>

hertz. Parker-prosjektet rettet seg inn mot flåtekunder, dvs. kunder som hadde en flåte av biler man kunne tilby balansetjenester fra. Fredriksberg Forsyning hadde 10 elektriske biler som var knyttet til nettet via V2G-ladere og bidro til å regulere frekvensen ved å levere strøm eller være last med kort nok responstid til å kunne konkurrere på markedet for frekvensregulerende tjenester (5-7 sekunder). Ved å tilby frekvensregulerende tjenester etter ordinær arbeidstid ble det beregnet at hver bil kunne fått årlig inntekt fra dette på 17 000 per år i 2017. I 2018 var det et større behov for balansetjenester med påfølgende høyere priser. Den potensielle inntekten per bil i dette året ble beregnet til 24 000.<sup>6</sup>

## V2G I NORGE

Norge blir stadig knyttet nærmere det europeiske kraftmarkedet gjennom nye kabler til utlandet. De to nye utenlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia som er planlagt ferdigstilt i hhv. 2020 og 2021 øker utvekslingskapasiteten med om lag 45 prosent. Antagelig vil det gi større fluktusjoner i prisene i Norge framover. Som diskutert over kan elbileiere tjene på disse fluktusjonene ved å fylle opp batteriet når prisene er lave og selge når prisene er høye.

I Tabell 1 har vi sett på hvordan priser på henholdsvis 20 og 50 øre påvirker sluttbrukerprisen for konsumentene i Oslo:

Tabell 1: *Oppdeling av sluttbrukerpriser ved ulike engrospriser på kraft. øre/kWh*

	Lav	Høy
Kraftpris	20	50
Nettleie	22	22
Avgifter inkl. mva	38	45
Sum sluttbrukerpris	80	117

På grunn av de høye avgiftene vil det ikke være lønnsomt for bileiere å kjøpe strøm i de timene engrosprisen er lav for så å selge den tilbake til markedet i de timene engrosprisen er høy. I det overnevnte eksemplet vil det innebære et tap på 30 øre per kWh ved en prisdifferanse på 30 øre (80-50).<sup>7</sup> Det som imidlertid er lønnsomt for bileieren er å «handle med seg selv». Elbilbatteriet fylles når strømmen er billig (om natten) og tappes til eget forbruk i høylasttimene om dagen. Det vil kreve et system hvor strømmen fra elbilen er koblet til strømforsyningen i hjemmet på en slik

<sup>6</sup> [http://parker-project.com/wp-content/uploads/2019/03/Parker\\_Final-report\\_v1.1\\_2019.pdf](http://parker-project.com/wp-content/uploads/2019/03/Parker_Final-report_v1.1_2019.pdf), tabell6.

<sup>7</sup> I eksemplet har vi også sett bort muligheten for at det lokale nettselskapet pålegger innmatingstariffer ved salg.

måte at det målte forbruket går ned tilsvarende tappingen av strøm fra elbilen. Samtidig må det være slik at strømmen som brukes til å lade elbilen må registreres av måleren på vanlig måte. Vi går ut fra at dette vil kreve en endring av kontrakten mellom strømleverandørene og kundene samt en endring av strømmålerens funksjon. Dette burde imidlertid ikke være spesielt vanskelig å få til.<sup>8</sup>

Med tallene i Tabell 1 gir denne metoden for å glatte strøminntaket fra nettet over døgnet en besparelse på 37 øre per kWh. Hvor mye som kan spares på denne måten avhenger av antall timer med høy/lav pris, eget strømforbruk og kapasiteten på laderen. Det er også noe energitap ved lading og tapping av batteriet. Vi legger til grunn et energitap på 10 prosent.<sup>9</sup> Hvis batteriet lades om natten når prisen er lav og tappes med ca. 20 kWh i de timene om dagen når prisen er høy vil besparelsene «fra handelen med seg selv» utgjøre 52 kroner per dag, om vi bruker prisene fra Tabell 1. Bilen vil da også ha ladet opp tilstrekkelig til å dekke det daglige behovet for kjøring, forutsatt at batterikapasiteten er minst 30 kWh.<sup>10</sup> Hvis bilen brukes til dette 200 dager i året blir besparelsen over 10 000 i året. Det er også en forutsetning for regneeksemplet at husholdningen faktisk har bruk for 20 kWh i høylasttimene til annet husholdningsforbruk og at bilen ikke skal brukes til kjøreforhold i høylasttimene.

Med større innslag av fornybart, vil ikke nødvendigvis syklene over døgnet følge faste mønstre. Det er derfor også nødvendig at V2G laderen er en såkalt «smartlader» som er programmert til å styre lading og tapping etter prisvariasjoner og ikke etter klokkeslett. En smart *enveis-lader* vil også kunne styre ladingen til tider der strømmen er billig. Basert på prisene i Tabell 1 vil en smart enveis-lader spare inn om lag 1 000 kroner per år ved å sikre at ladingen skjer ved lave priser framfor i høylasttimene. V2G vil altså kunne øke denne besparelsen til 10 000 per år ved priser som angitt i Tabell 1. Foreløpig varierer prisene lite over døgnet i Norge. Med en prisdifferanse på 10 øre mellom høy og lav pris innebærer regneeksemplet over en total besparelse på rundt 2000 kroner per år ved bruk av en smart V2G lader i forhold til å lade bilen kun ved høylasttimer.<sup>11</sup>

<sup>8</sup> Vi antar også at lading/tapping av elbilbatteri kan skje uten at det oppstår brannfare. Brannvesenet har enkelte steder gått ut mot å lade elektriske apparater mens man sover, men det gjelder ikke elbiler.

<sup>9</sup> Se bla Bishop mfl. (2013) og Hartmann og Özdemir (2011).

<sup>10</sup> Gjennomsnittlig kjørelengde per bil var 12960 i 2017. Per dag tilsvarende dette et forbruk på rundt 7 kWh.

<sup>11</sup> Sparer om lag 1800 kroner per år ved å «selge strøm til seg selv» og 300 per år ved å lade opp den energien som brukes til bilkjøring på tider der strømprisen er lav.

I et større pilotprosjekt tilbyr det britiske energiselskapet OVO i samarbeid med Nissan utlån av V2G ladere til sine kunder. Kundene som har installert laderen kan da bruke batteriet i egen bil til å dekke noe av husets energikonsum i tider der strømprisen er høy. De kan også selge strøm inn på nettet og få betalt av OVO for denne strømmen. I følge OVO betyr dette at bileieren kan få dekket alle kostnader ved bilens strømforbruk<sup>12</sup>. OVO får tilgang på forholdsvis rimelig strøm i de timene der strømmen er dyr.

#### REDUSERT BEHOV FOR UTBYGGING I NETTET

I markedene for strøm må systemansvarlig også sikre at det er tilstrekkelig kapasitet i transmisjonsnettet til å frakte strømmen mellom land og regioner. Videre sørger de lokale distribusjonsnettene for å frakte strømmen fram til vanlige forbrukerne. Disse driftes av de lokale nettselskapene. Effektforkonsumet ved elbiler har ved gjentatte anledninger vært problematisert. Hvis mange biler lader samtidig vil det kunne kreve mer strøm per tidsenhet (effekt) enn ledningsnettet og trafostasjonen er dimensjonert for. Økt effektuttak fra billading faller også sammen med mer effektkrevende annet strømforbruk som induksjonskokeplater og gjennomstrømningsvannvarmere.

I en intern studie fra NVE (NVE, 2016) er det anslått at litt under 10 prosent av transformatorene vil bli overbelastet om makslasten økes med 2kW pr. husholdning, og litt over 4 prosent av høyspentkablene vil bli overbelastet. Det betyr igjen at det i så fall vil kreves nye investeringer i nettet. Som vist i Figur 2 vil effektbelastningen kunne reduseres betydelig ved en jevnere fordeling av ladebehovet over døgnet. I NVE (2016) antas det at det er distribusjonsnettet som vil oppleve størst utfordringer ved lading av elbiler. I rapporten vises det til analyser som tyder på at lading av elbiler vil øke gjennomsnittlig maksimaleffekt om ettermiddagen med 0,5 kWh per husholdning.

I en ekstern rapport fra NVE (NVE, 2019) studeres effekten på de nødvendige merinvesteringer i *distribusjonsnettet* av en helelektrifisert bilpark i 2040. I den studien vurderes ulike scenarier for ladeadferd. En ladeadferd som innebærer ettermiddagslading hver dag flytter makslasten fra morgen til ettermiddag og øker det maksimale effektuttaket med rundt 0,3 kW per husholdning. Dette er beregnet til å kreve en økt kapitalbeholdning i distribusjonsnettet på 11 milliarder kroner, noe som ikke tilsvarer mer enn om lag 400 kroner per husholdning i gjennomsnitt. Dersom ladingen flyttes til nattetid vil det

<sup>12</sup> <https://www.ovoenergy.com/electric-cars/vehicle-to-grid-charger>

ikke være behov for merinvesteringer som følge av elbiler. Wangsness mfl (2019) finner også at kostnaden forbundet med økte nettinvesteringer som følge av elektrifisering av bilparken i utgangspunktet er små, men kan bli ytterligere redusert ved å stimulere til å lade når presset på nettet er lavt. Automatiske strømmålere (AMS) er nå installert hos alle strømkunder i Norge. Disse måler strømforbruket på timesbasis, og det derfor mulige å innføre egne tariffer for strømforbruk i høylasttimene. Det vil gi elbileiere insentiver til å unngå å lade bilen når belastningen på strømnettet er høyt.

Siden en del nettutbyggingskostnader kan unngås dersom strømforbruket fordeles over en lengre tidsperiode har NVE foreslått endringer i regelverket for utforming av tariffer, NVE (2017): «Forslaget innebærer at alle nettselskap skal innføre en ordning kalt «abonnert effekt» hvor strømkundene velger et nettleieabonnement som et tilpasset hvor mye strøm de vil bruke på én gang. Kundene betaler et overforbruksledd i de timene forbruket er over abonnementet kunden har valgt. Til gjengjeld vil energileddet bli mye lavere og kun skulle dekke marginale tapskostnader i nettet». Effektpricing ved bruk av nettet, framfor energipricing, som i dag, har klare samfunnsøkonomiske fordeler. Så lenge det er nok plass på nettet, er kostnaden ved transporten av strøm begrenset til kostnaden ved nett-tapet. Det er først ved opphoping av etterspørselen at det påløper kostnader som følge av behovet for nettforknening.

I et eksempel fra NVE (2017) kan kostnaden til en husholdning i det nye forslaget til tariffsystem reduseres med 1 000 kroner per år ved smart-lading (om natten) framfor å lade i høylasttimene.<sup>13</sup> Det beløpet er om lag det samme som kunden vil spare i nettleie ved installering av varmepumpe (i tillegg til hva en vil spare i strømavgifter). Elbiler vil i motsetning til større kraftverk være spredd jevnt utover i samvariasjon med hvor befolkningen befinner seg. Elbiler kan derfor gjennom V2G også redusere behovet for oppgraderinger i transmisjons- og distribusjonsnettet ved at effekttopper håndteres lokalt. Én induksjonskokeplate har for eksempel et effektuttak på rundt 2 kW. Et bilbatteri kombinert med en V2G hjemmelader kan nulle ut effektoppene som oppstår rundt matlaging, og dermed betale for lavere abonnert effekt. Forslaget fra NVE om endring i regelverket fikk imidlertid liten oppslutning og det ble sendt ut et revidert forslag på høring i februar 2020.

<sup>13</sup> Eksempelkunden har årlig forbruk på 22300 kWh og maksimalt effektuttak på 9 kWh.



## KONKLUSJON

I denne artikkelen har vi vist at elbiler kombinert med V2G kan bidra til reduserte kostnader ved strømforsyning framfor at elbilen blir en belastning for nettet gjennom høyt effektuttak ved lading i høylasttimer. Ulike systemtjenester, som glatting av konsumet over døgnet og balansetjenester, vil også kunne gi en økonomisk gevinst for elbileierne. Det kan også bety at elbilkjøpere vil legge mer vekt på større batterier, selv for biler som stort sett brukes til korte turer. I Norge har vi allerede et kjempebatteri i form av vannkraft-reservoarer med et betydelig effektuttak. Vannmagasinene i Norge kan til sammen lagre vann tilsvarende 86,5 TWh, med en samlet effektkapasitet 31 000 MW. Denne tilgangen på energi og effekt er foreløpig tilstrekkelig for å dekke behovet for ulike balansetjenester og energibehovet (sammen med utlandsforbindelsene). Vi har også derfor små variasjoner i prisene gjennom døgnet. I resten av Europa er situasjonen en ganske annen. Det er betydelig større variasjoner i priser gjennom døgnet, og mer fornybar energi kan øke disse fluktuasjonene. De har også mindre tilgang på kraft som kan reguleres raskt opp og ned til lave kostnader. Slik sett er det per i dag større potensiale for lønnsom introduksjon av V2G for elbiler i andre land i Europa. Men markedene blir stadig mer integrerte, noe som vil øke gevinsten av slike tjenester i Norge også.

## REFERANSER:

- Bishop, J. D. K., C. J. Axon, D. Bonilla, M. Tran, D. Banister, and M. D. McCulloch (2013). Evaluating the impact of V2G services on the degradation of batteries in PHEV and EV, *Applied Energy* 111, 206-218.
- Bjertnæs, G. H. M. (2016). Hva koster egentlig elbilpolitikken? *Samfunnsøkonomen* nr. 2. 2016
- Bjertnæs, G. H. M. (2019). Efficient Combinations of Taxes on Fuel and Vehicles, *The Energy Journal*, Vol 40, DOI: 10.5547/01956574.40.S11.gbj
- Dubarry, M., Devie, A., McKenzie, K. (2017). Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations: Bidirectional charging impact analysis. *Journal of Power Sources* 358, 39-49.
- ELIA (2017). Electricity scenarios for Belgium towards 2050. ELIA's Quantified study on the energy transition in 2030 and 2040. [http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)
- Fridstrøm, L. (2019). Electrifying the Vehicle Fleet: Projections for Norway 2018-2050, TØI Report 1689/2019.
- Greaker, M., Hagem, C., Proost, S. (2019). Vehicle-to-Grid; Impacts on the electricity market and consumer cost of electric vehicles. Discussion paper Manuscript.
- Hartmann, N., and E. D. Özdemir, (2011). Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030, *Journal of Power Sources* 196, 2311-2318.
- Holtmark, B. (2012). Elbilpolitikken- virker den etter hensikten? *Samfunnsøkonomen* Nr.5 2012
- Kempton, W. og J. Tomić (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources* 144, 268-279.
- Kempton, W. og A. Dhanju (2006). Electric vehicles with V2G. Windtech International, file:///C:/Users/Madsg/OneDriveprosent20-prosent20OsloMet/Dokumenter/Electricprosent20vehicles/Kemptonetal.pdf
- Mwasilu, F., J.J. Justo, E.-K. Kim, T.D. Do og J.-W. Jung (2014). Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 34, 501-516.
- Miljødirektoratet (2016) : Tiltakskostnader for elbil. Samfunnsøkonomiske kostnader ved innføring av elbiler i personbilparken, Rapport M-620
- NVE (2016). Hva betyr elbiler for strømmettet? *NVE Rapport* nr. 74-2016.
- NVE (2017). Forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettverksvirksomhet. Høringsdokument 5/2017.
- NVE (2019). Kostnader i strømmettet – gevinster ved koordinert lading av elbiler. *NVE Ekstern Rapport* nr. 51-2019.
- Uddin, K., Jackson, T., Widanage, W.D., Chouchelamane, G., Jennings, P.A., Marco, J. (2017). On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system. *Energy* 133, 710-722.
- Uddin, K., Dubarry, M., Glick, M.B. (2018). The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective. *Energy Policy* 113, 342-347.
- Wangsnæs, P. B., S. Proost og K. L. Rødseth (2018). Vehicle choices and urban transport externalities. Are Norwegian policy makers getting it right? NMBU Working Papers No. 2/ 2018.
- Wangsnæs, P. B., S. Proost og K. L. Rødseth (2019). Optimal policies for electromobility: Joint assessment of transport and electricity distribution costs in Norway. NMBU Working Papers No. 2/ 2018.
- White, C.D., og K.M Zhang (2011). Using vehicle-to-grid technology for frequency regulation and peak-load reduction. *Journal of Power Sources* 196, 3972-3980.