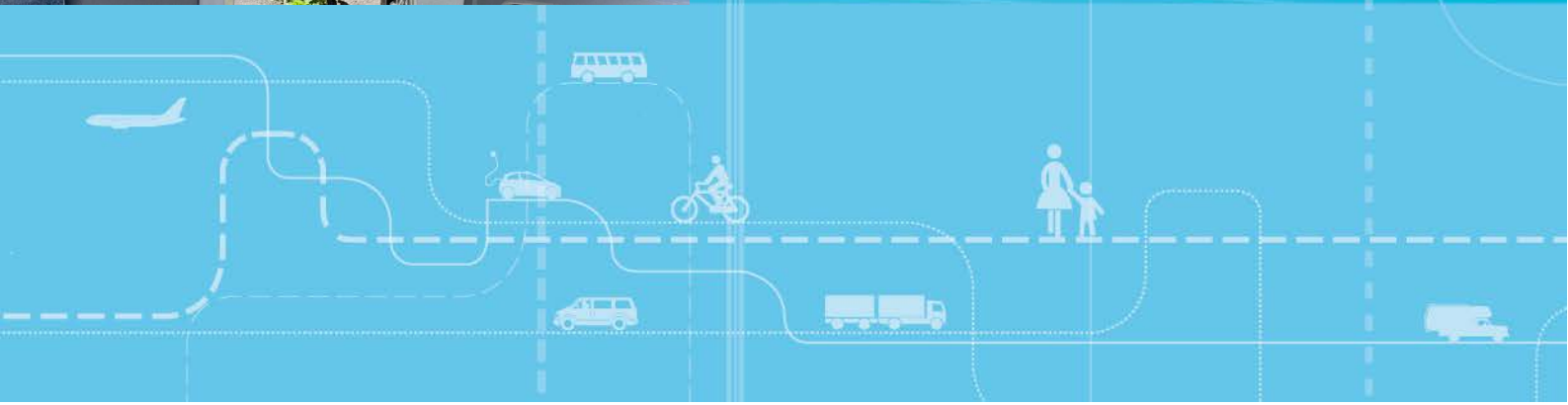


TØI rapport 1803/2020

Paal Brevik Wangsness  
Sverre A. C. Kittelsen  
Christian Steinsland  
Finn Roar Aune  
Eric Nævdal

# Elektriske biler og den gjensidige påvirkningen mellom transport- og kraftsektorene





# Elektriske biler og den gjensidige påvirkningen mellom transport- og kraftsektorene

Paal Brevik Wangsness  
Sverre A.C. Kittelsen  
Christian Steinsland  
Finn Roar Aune  
Eric Nævdal

Forsidebilde: TØI

Transportøkonomisk institutt (TØI) har opphavsrett til hele rapporten og dens enkelte deler. Innholdet kan brukes som underlagsmateriale. Når rapporten siteres eller omtales, skal TØI oppgis som kilde med navn og rapportnummer. Rapporten kan ikke endres. Ved eventuell annen bruk må forhåndssamtykke fra TØI innhentes. For øvrig gjelder [åndsverklovens](#) bestemmelser.

<b>Tittel:</b>	Elektriske biler og den gjensidige påvirkningen mellom transport- og kraftsektorene	<b>Title:</b>	Electric vehicles and the new relationship between the transport and electricity sectors in Norway
<b>Forfattere:</b>	Paal Brevik Wangsness Sverre A.C. Kittelsen Christian Steinsland Finn Roar Aune Eric Nævdal	<b>Authors:</b>	Paal Brevik Wangsness Sverre A.C. Kittelsen Christian Steinsland Finn Roar Aune Eric Nævdal
<b>Dato:</b>	11.2020	<b>Date:</b>	11.2020
<b>TØI-rapport:</b>	1803/2020	<b>TØI Report:</b>	1803/2020
<b>Sider:</b>	32	<b>Pages:</b>	32
<b>ISSN elektronisk:</b>	2535-5104	<b>ISSN:</b>	2535-5104
<b>ISBN elektronisk:</b>	978-82-480-2324-1	<b>ISBN Electronic:</b>	978-82-480-2324-1
<b>Finansieringskilder:</b>	Norges forskningsråd, samt finansiering fra næringslivet; EnergiNorge, Statkraft Energi AS, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Statens vegvesen Vegdirektoratet, Ringeriks-Kraft AS	<b>Financed by:</b>	The Research Council of Norway, and additional financing from industry partners; EnergiNorge, Statkraft Energi AS, NVE, The Norwegian Public Roads Administration, Ringeriks Kraft AS
<b>Prosjekt:</b>	4318 – ELECTRANS	<b>Project:</b>	4318 – ELECTRANS
<b>Prosjektleder:</b>	Paal Brevik Wangsness	<b>Project Manager:</b>	Paal Brevik Wangsness
<b>Kvalitetsansvarlig:</b>	Kjell Werner Johansen	<b>Quality Manager:</b>	Kjell Werner Johansen
<b>Fagfelt:</b>	Samfunnsøkonomiske analyser	<b>Research Area:</b>	Economic Models
<b>Emneord:</b>	El-bil, Elbillading, Transportmodeller, Energimarkedsmodeller, Kraftmarked, Scenarier, Strømpriser	<b>Keywords:</b>	Electric Vehicles, Electric Vehicles Charging, Transport Models, Energy Market Models, Electricity Market, Scenarios, Electricity Prices

#### Sammendrag:

Elektrifisering av bilparken gjør at elektrisitetmarkedet og transportsystemet blir mer sammenflettet. Ved sambruk av spesialiserte modeller for energi og transport har vi analysert en rekke scenarioer (inkludert stresstesting) for hvordan disse markedene vil påvirke hverandre i 2030. Vi finner at det norske kraftmarkedet som helhet er i hovedsak er robust overfor de utfordringene som norsk elbillading av elbiler i Norge innebærer. Kraftprisen påvirker heller ikke transporttettersspørsele nevneverdig, da strømmen er en liten del av kostnadene ved å eie eller drive og bruke en elbil.

#### Summary:

Electrification of the car fleet makes the electricity market and the transport system more intertwined. By applying specialized models for energy and transport together, we have analyzed a number of scenarios (including stress testing) for how these markets will affect each other in 2030. We find that the Norwegian power market as a whole is mainly robust to the challenges posed by charging of plug-in electric cars in Norway. In addition, the changes in electricity prices are not expected to significantly affect transport demand, as electricity is a small part of the costs of owning or operating an electric car.

**Language of report:** Norwegian

Transportøkonomisk Institutt  
Gaustadalléen 21, 0349 Oslo  
Telefon 22 57 38 00 - [www.toi.no](http://www.toi.no)

Institute of Transport Economics  
Gaustadalléen 21, N-0349 Oslo, Norway  
Telephone +47 22 57 38 00 - [www.toi.no](http://www.toi.no)

# Forord

Denne rapporten inneholder analyser fra arbeidspakke 3 i ELECTRANS-prosjektet (Electrification of Transport: Challenges, Mechanisms and Solutions), som er et forskningsprosjekt i samarbeid mellom Statistisk Sentralbyrå (SSB), Frischsenteret og Transportøkonomisk institutt (TØI).

Formålet med prosjektet er å analysere konsekvenser for både transport- og elektrisitetssektoren av den pågående storstilte elektrifiseringen av den norske bilparken, og vurderer ulike virkemidler som kan minimere de samfunnsøkonomiske kostnadene ved dette. I denne arbeidspakken og i denne rapporten har vi benyttet oss av spesialiserte modeller for energi og transport og analyserer en rekke scenarier (inkludert stresstesting) for hvordan disse sektorene vil påvirke hverandre i 2030. På energisiden benytter vi oss av energimarkedsmodellen LIBEMOD, og på transportsiden benytter vi oss av både Nasjonal Transportmodell og Regionale Transportmodeller.

Cathrine Hagem ved SSB er leder for ELECTRANS-prosjektet. Paal Brevik Wangsness (TØI) har ledet arbeidspakke 3, koordinert arbeidet og er hovedansvarlig for denne rapporten. Tilpasninger og kjøring av LIBEMOD og dokumentering av resultater derfra har vært gjort av Finn Roar Aune (SSB), Eric Nævdal (Frischsenteret) og Sverre Kittelsen (Frischsenteret). Tilpasninger og kjøring av transportmodellene er utført av Christian Steinsland (TØI). Alle medforfattere har bidratt med utformingen av scenarier, i diskusjon av struktur og resultater og i skrivingen av ulike deler av rapportteksten. Rapporten er kvalitetssikret av Kjell Werner Johansen (TØI). Forskningsteamet har også fått verdifulle innspill fra brukerpartnerne i ELECTRANS; EnergiNorge, Statkraft Energi AS, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Statens vegvesen vegdirektoratet og Ringeriks-Kraft AS.

Oslo, november 2020

Transportøkonomisk institutt

*Gunnar Lindberg*  
Direktør

*Kjell Werner Johansen*  
Andelingsleder



# Innhold

## Sammendrag

### Summary

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Modellrammeverket</b> .....	<b>3</b>
2.1	Framskrivninger av bilparken fra BIG-modellen .....	3
2.2	Transportmodellene.....	6
2.3	Energimarkedsmodellen LIBEMOD .....	7
<b>3</b>	<b>Tilpasning av LIBEMOD og transportmodellene</b> .....	<b>10</b>
3.1	Samspillet mellom modellene .....	10
3.2	Tilpasning av transportmodellene.....	13
3.3	Tilpasning av energimodellen LIBEMOD .....	14
3.4	Scenarier og forutsetninger .....	15
<b>4</b>	<b>Resultater</b> .....	<b>17</b>
4.1	Basis – uten elbiler.....	17
4.2	Nasjonalbudsjettet 2019 (NB19).....	18
4.3	Nasjonal Transportplan og hardhendt klimapolitikk i EU (NTP-EU) .....	20
4.4	Stresstest – Kaldt og tørt i 2030.....	21
4.5	Nattlading heller enn kveldslading.....	23
<b>5</b>	<b>Konklusjon og diskusjon</b> .....	<b>27</b>
5.1	Konklusjon.....	27
5.2	Diskusjon/perspektiv .....	27
5.3	Forbehold .....	28
5.4	Videre forskning.....	29
<b>6</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>31</b>





## Sammendrag

# Elektriske biler og den gjensidige påvirkningen mellom transport- og kraftsektorene

TØI rapport 1803/2020

Forfattere: Paal Brevik Wangsness, Sverre A.C. Kittelsen, Christian Steinsland, Finn Roar Aune og Eric Nævdal  
Oslo 2020 32 sider

*Elektrifisering av bilparken gjør at elektrisitetmarkedet og transportsystemet blir mer sammenflettet. Ved sambruk av spesialiserte modeller for energi og transport har vi analysert en rekke scenarier (inkludert stresstesting) for hvordan disse markedene vil påvirke hverandre i 2030. Vi finner at det norske kraftmarkedet som helhet i hovedsak er robust overfor de utfordringene som lading av elbiler i Norge innebærer. Kraftprisen påvirker heller ikke transporttettersspørselen nevneverdig, da strømmen er en liten del av kostnadene ved å eie og bruke en elbil.*

## Innledning

De siste syv årene har Norge opplevd en formidabel vekst i salget av ladbare personbiler, både rene batterielektriske elbiler (heretter bare elbiler) og plug-in-hybrider. Norge stiller i en særklasse i verden med sin elbiltetthet.

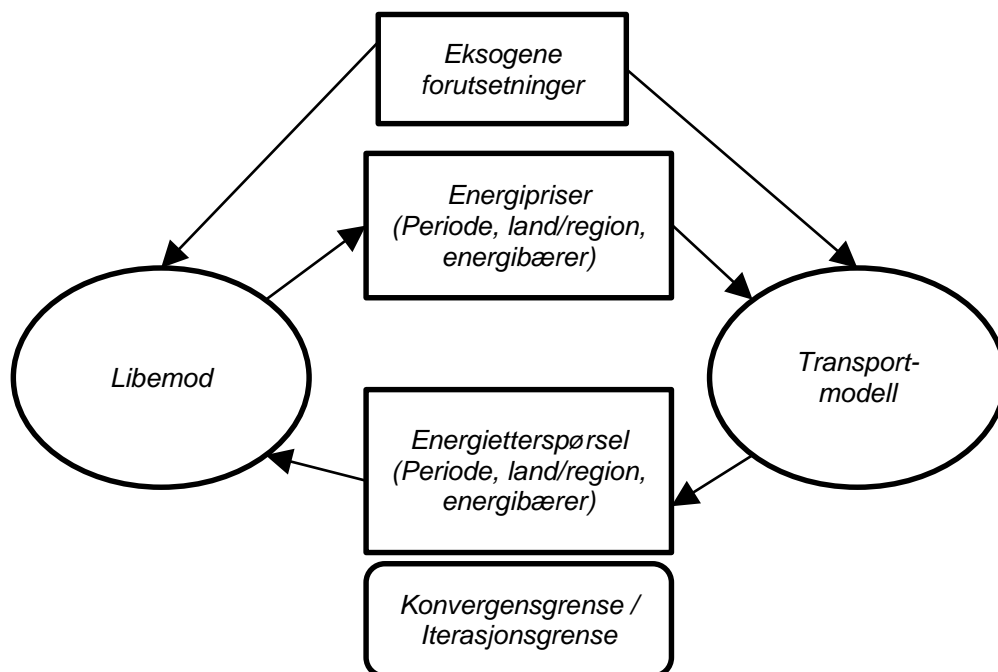
Elektrifisering av bilparken gjør at elektrisitetmarkedet og transportsystemet blir mer sammenflettet. Norge ligger an til å bli blant de første landene i verden hvor dette er i ferd med å bli en reell problemstilling, og erfaringene herfra kan gi verdifull innsikt til andre land som ønsker å få ned utslippene fra sin transportsektor til lavest mulig samfunnsmessig ulempe. Siden Norge på dette området er i noe ukjent farvann, ønsker vi med våre analyser å generere kunnskap slik at beslutningstagere kan skille mellom risikomomenter av ulik størrelse, og være så forberedt som mulig på potensielle framtidige ulemper.

## Modeller

Vi analyserer sammenflettingen av elektrisitets – og transportmarkedet gjennom ulike modellscenarier. For å danne et komplett bilde vil vi trekke på tre ulike modellfamilier.

1. BIG-modellen: Framskrivningene av bilparken gjort i BIG-modellen setter rammene for scenarioene for de øvrige modellene
2. Transportmodeller, både RTM og NTM: Nasjonal- og regional persontransportmodell er strategiske persontransportmodeller som beregner innenlands reiser for bosatte i Norge mellom et stort antall soner i Norge. Siden vi i ELECTTRANS-prosjektet ønsker å modellere hvordan strømforbruk fra norske elbiler vil påvirke strømprisene i fremtiden, har vi tilpasset de norske persontransportmodellene til å gi resultater for ulike biltyper.
3. Energimarkedsmodellen LIBEMOD: LIBEMOD er en numerisk likevektsmodell for energimarkedene. I modellen inngår 30 europeiske land som endogene energimarkeder. I tillegg er 6 øvrige land/regioner som er viktige for de europeiske energimarkedene modellert med enklere adferd. Videre er modellen tilpasset til denne analysen ved å dele Norge i 5 regioner.

Hovedgrepet i disse analysene er å bruke hver av modellene til det de er sterke på. LIBEMOD har i grunnversjonen en detaljert modellering av energimarkedene og endogen bestemmelse av likevektspriser og omsatt kvantum. Derimot er det en enkel modellering av energietterspørsel fra transportsektoren som avhenger av inntektsnivå (BNP - gitt på kort sikt), og av prisene på de energibærerne som brukes til transport (olje/bensin/diesel, biobrensel og elektrisitet). Transportmodellene har eksogene priser på disse energibærerne, men har til gjengjeld en detaljert modellering av etterspørselen etter transporttjenester. Strukturen i modellkjøringene er vist i Figur S1. Alle eksogene forutsetninger som initialverdier for energipriser, kvantum og inntektsnivå er samordnet mellom modellene. Deretter kjøres modellene iterativt ved at energimodellen leverer priser til transportmodellen som så leverer etterspurte kvantum tilbake til energimodellen.



Figur S1: Samordnet kjøring av transportmodell og energimarkedsmodell.

Får å analysere hvordan framveksten i elbilparken og ulik politikk påvirker både transportmarkedet og elektrisitetsmarkedet skisserer vi opp ulike scenarier, alle for 2030.

- **Basis:** Det kontrafaktiske basis-scenariet er LIBEMODs likevekt i 2030 og transportmodellenes likevekt i 2030 hvor det antas å ikke være noen elbiler. Dette scenariet er sammenligningsgrunnlaget for de øvrige scenariene.
- **NB19:** Andelen elbiler og plug-in hybrider bygger på framskrivningene i BIG-modellen iht. Nasjonalbudsjettet 2019 som blir inkorporert i transportmodellene, og som sammen med LIBEMOD vil finne en langsiktig likevekt i både transport og elektrisitetsmarkedet.
- **NTP-EU:** Dette scenarioet er basert på den klart mer ambisiøse elbilpolitikken i Nasjonal Transportplan (NTP) og et LIBEMOD-scenario hvor EU strammer inn klimapolitikken for å være i samsvar med Paris-avtalen.
- **Stresstest – kaldt og tørt i 2030:** Her antas det at markedene har tilpasset seg den langsiktige likevekten i NTP-EU-scenarioet, men så kommer et kortsiktig sjokk i 2030 hvor det er 20 % mindre tilsig i vannmagasinene og 6 TWh økt vinteretter-spørsel fra oppvarming pga. et ekstra kaldt vinterhalvår. Dette kombinert med at

forbruk per kilometer for elbilene i snitt er ca. 50 % høyere på kalde vinterdager enn det er på sommeren.

- **Nattlading:** De tre hovedscenariene har alle jevn lading over døgnet. I praksis er det i dag høyest elbilladning om kvelden, mens det er mest ledig kapasitet om natten. I dette tilfelle analyseres effektene av å flytte lading fra kveld til natt. Det innebærer to ekstrakjøringer som varianter av NTP-EU:
  - Lading kun om kvelden etter arbeid (kl. 1700-2100)
  - Lading kun om natten (kl. 2100-0800)

## Resultater

- **NB19:** I gjennomsnitt betyr elbilene en andel i strømforbruket på 3,6 %, mest på Østlandet og minst i Nord-Norge. I praksis blir prisene tilnærmet uendret ved innfasing av elbiler i det omfanget som er skissert i NB19.
- **NTP-EU:** Elbil-ladingen utgjør her mellom 2,1 % og 5,8 % av de regionale kraftmarkedene, med et gjennomsnitt på 4,2 %. Økt andel av etterspørselen fra elbil-lading skyldes også at totalforbruket har gått noe ned i alle regioner. Den ekstra etterspørselen som ladingen representerer gir seg derimot ikke utslag i synlige prisendringer.
- **Stresstest – kaldt og tørt i 2030:** Vi får en prisøkning på 6-7 % i det norske kraftmarkedet som i all hovedsak skyldes bortfall av ca. 25 TWh vannkraft og en økning av oppvarmingssetterspørselen på 6 TWh. Økningen i ladebehovet for elbiler på grunn av kalde vinterdager utgjør kun 0,8 TWh i denne modellkjøringen..
- **Nattlading:** Vi finner 11,5 % høyere priser ved konsentrert lading på vinterkvelder sammenlignet med jevn lading over døgnet. Prisvirkningene av kveldslading i sommerhalvåret er liten. Skiftes ladingen til natten er det mye mindre utslag, med mindre enn 0,5 % prisøkning i alle perioder, sommer som vinter.

## Konklusjoner

Det norske kraftmarkedet som helhet er i hovedsak robust overfor de utfordringene som norsk elbillading innebærer. Det er tilstrekkelig kapasitet i norsk kraftproduksjon, internasjonal transmisjon og transmisjon mellom norske prisområder til at etterspørselen etter strøm til lading kan tilfredsstilles uten store prisvirkninger. Kraftprisen påvirker heller ikke transportetterspørselen nevneverdig, da strømmen er en liten del av kostnadene ved å eie og bruke en elbil. Selv i et tørt og kaldt år vil ikke ladebehovet gi stort utslag i priser eller ønsket kapasitet. Det er bortfall av vannkraftproduksjon og økning i oppvarmingsbehov som vil gi klart størst utslag på priser og kapasitetsetterspørsel i en slik situasjon.

Tidsprofilen på ladingen kan derimot være viktig. Dersom ladingen konsentreres til kveldstidene etter at mange kommer hjem fra arbeid vil elbilforbruket komme på toppen av et effektbehov som allerede er dimensjonerende for kraftmarkedet. Prisutslaget i spotmarkedet kan da være betydelig. Kan ladingen flyttes til natten kommer den ikke i perioden med høyest effektlast og kraftprisene vil nesten ikke påvirkes. Det vil heller ikke utløse behov for styrking av effektkapasiteten i transmisjon eller produksjon av kraft.



## Summary

# An analysis of the increasingly closer relationship between the transport and electricity sectors in Norway

TOI Report 1803/2020

Authors: Paal Brevik Wangsness, Sverre A.C. Kittelsen, Christian Steinsland, Finn Roar Aune & Eric Nævdal

Oslo 2020 32 pages Norwegian language

---

*Electrification of the car fleet makes the electricity market and the transport system more intertwined. By applying specialized models for energy and transport together, we have analyzed a number of scenarios (including stress testing) for how these markets will affect each other in 2030. We find that the Norwegian power market as a whole is mainly robust to the challenges posed by charging of plug-in electric cars in Norway. In addition, the changes in electricity prices are not expected to significantly affect transport demand, as electricity is a small part of the costs of owning or operating an electric car.*

## Introduction

In the last seven years, Norway has experienced a formidable growth in sales of plug-in electric vehicles (PEVs); both battery-electric electric vehicles (BEVs) and plug-in hybrid vehicles (PHEVs). Norway has the highest national BEV density in the world in 2020.

Electrification of the car fleet makes the electricity market and the transport system more intertwined. Norway is set to become one of the first countries in the world where this is becoming a real issue, and the experiences from this could provide valuable insight to other countries that want to reduce emissions from their transport sector to the lowest possible social cost.

## Models

We analyze the increased interconnection between the transport and the electricity market through various model scenarios. We draw on three families of models:

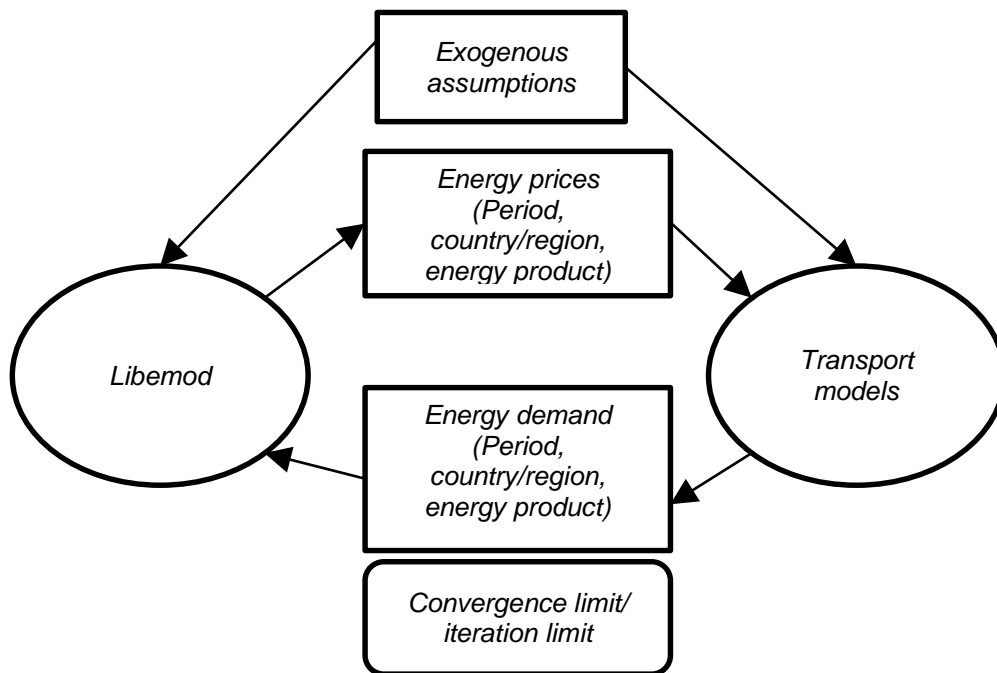
1. The BIG model<sup>1</sup>: The projected changes in the car fleet from this model feed into the scenarios to run the other models
2. Transport models: The National Transport Model (NTM) and the Regional Transport Models (RTMs) are used in this project. New developments have been added to the models in order to model a transport system with a significant share of car owners with BEVs and PHEVs.
3. The energy market model LIBEMOD: LIBEMOD is a numerical equilibrium model for the energy markets. The model includes the 30 European countries as endogenous. In addition, 6 other countries / regions that are important for the European energy markets are modeled with simpler behavior. Furthermore, the model is adapted to this analysis by dividing Norway into 5 regions.

---

<sup>1</sup> The acronym is derived from “bilgenerasjonsmodell”, meaning “car cohort model”.

We aim to use each of the models according to their relative strengths. LIBEMOD has a detailed modeling of the energy markets and endogenous determination of equilibrium prices and quantity traded. On the other hand, it has a simple modeling of energy demand from the transport sector that depends on income level, and on the prices of the energy carriers used for transport (oil / petrol / diesel, biofuels and electricity). The transport models have exogenous prices for these energy carriers, but in return have a detailed modeling of the demand for transport services.

The structure of the model interlinkage is shown in Figure S1. All exogenous assumptions such as initial values for energy prices, quantity and income level are coordinated between the models. The models are then run iteratively in that the energy model returns prices to the transport model, which then delivers the requested quantity back to the energy model.



*Figure S1: Coordinated running of the energy market model and national and regional transport models.*

## Results for 2030 scenarios

- **NB19:** In these 2030-scenarios, PEVs will have an average share of 3,6 % of electricity consumption nationally, with a somewhat higher share in Eastern Norway and lower share in Northern Norway. In practice, it does not affect prices significantly.
- **NTP-EU:** PEV charging will make up an average share of electricity consumption of between 2.1 % and 5.8 % in the different regional electric markets, with a national average of 4.2 %. The increased share of demand from PEV charging is also due to the fact that total consumption has declined somewhat in all regional markets. The extra demand that charging represents, on the other hand, is not reflected in visible price changes.
- **Stress test – cold and dry in 2030:** We get a price increase of 6-7 % in the Norwegian electricity market, which is mainly due to the loss of approx. 25 TWh of hydropower and an increase in heating demand of 6 TWh. The demand increase from PEV charging is only 0.8 TWh in this model run.

- **Night time charging:** We find 11.5 % higher prices for concentrated charging on winter evenings compared to uniform charging throughout the day. The price effects of evening charging in the summer are small. If the charging is shifted to night time charging, there is a much smaller effect, with less than a 0.5 % price increase.

## Conclusions

The Norwegian electricity market is, as a whole, fairly robust to the challenges that Norwegian PEV charging entails. There is sufficient capacity in Norwegian power generation, international transmission and transmission between Norwegian price zones so that the demand for electricity for charging can be satisfied without major price effects. The price of power also does not significantly affect transport demand, as electricity is a small part of the costs of owning or operating an electric car. Even in a dry and cold year, the need for charging will not have a large effect on prices or the desired capacity. It is the loss of hydropower production and an increase in heating needs that will have by far the greatest impact.

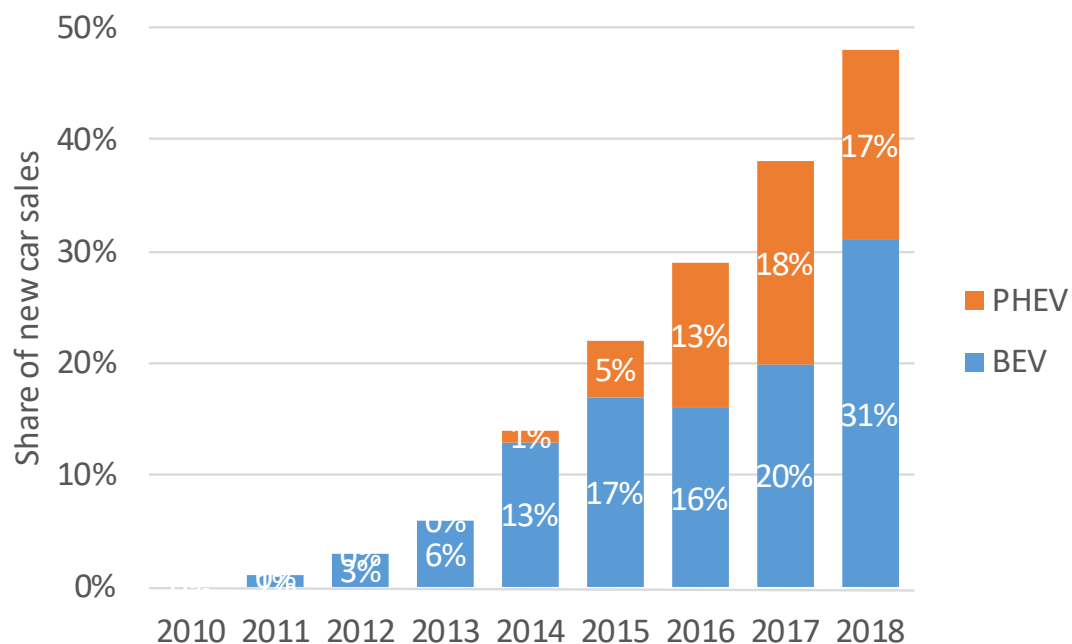
The time profile of the PEV charging, on the other hand, can be important. If charging is concentrated in the evening hours after many people come home from work, electricity consumption from PEVs will come on top of a power need that is already dimensioning for the electricity market. The price effect in the spot market can then be significant. If the charging can be shifted to night time, it will not come in a period with peak demand and power prices will hardly be affected. Nor will it trigger a need to strengthen the power capacity in transmission or power generation.





# 1 Innledning

De siste syv årene har Norge opplevd en formidabel vekst i salget av ladbare personbiler, både rene batterielektriske elbiler (heretter bare elbiler) og plug-in-hybrider. Per januar 2019 var det ca. 190 000 elbiler og 90 000 plug-in hybridene registrert i Norge. Gjennom 2018 sto elbilene for 31 % og plug-in hybridene for 17 % av det norske nybilsalget (Norwegian Electric Vehicle Association, 2019). Det gjør at Norge stiller i en særklasse i verden med sin elbiltytetthet. Også målt i absolutte tall hadde Norge det høyeste antall registrerte elbiler og plug-in hybridene i Europa (IEA, 2019). Den formidable veksten vises i Figur 1.



Figur 1: Elbilers og plug-in hybriders markedsandeler av nybilsalget i Norge 2010-2018. Kilde: Norwegian Electric Vehicle Association (2019).

Den sterke veksten i Norge er et resultat av årelang politikk som bidrar til at de totale eierskapskostnadene (total cost of ownership) for nullutslippsbiler blir konkurransedyktige med konvensjonelle biler (Figenbaum, 2018; Figenbaum, Assum, & Kolbenstvedt, 2015; Fridstrøm & Østli, 2018).

Elektrifisering av bilparken gjør at elektrisitetsmarkedet og transportsystemet blir mer sammenflettet. Norge ligger an til å bli blant de første landene i verden hvor dette er i ferd med å bli en reell problemstilling, og erfaringene fra Norge vil kunne gi verdifull innsikt til andre land som ønsker å få ned utslippene fra sin transportsektor til lavest mulig samfunnsmessig ulempe. Siden Norge på dette området er i noe ukjent farvann, ønsker vi med våre analyser å generere kunnskap slik at beslutningstagerne kan skille mellom risikomomenter av ulike størrelse, og være så forberedt som mulig på potensielle framtidige ulemper.

Dette er et av hovedtemaene i prosjektet ELECTRANS (Electrification of Transport: Challenges, Mechanisms and Solutions), som er et forskningsprosjekt finansiert av Norges Forskningsråd og en rekke industripartnere. Forskingen gjennomføres av miljøer knyttet til

TØI og Frischsenteret/SSB, som har ekspertise på noen sektor-spesifikke numeriske modeller.

I denne rapporten vil vi ved hjelp av nettopp slike numeriske modeller undersøke hvordan en elektrifisering av den norske bilparken fører til en gjensidig påvirkning av transportmarkedet og elektrisitetsmarkedet. Vi vil bl.a. analysere hvordan det slår ut i form av priser, utbyggingsbehov og transportarbeid. Vi vil undersøke hvordan elektrifiseringen vil påvirke den langsiktige likevekten i disse to markedene, i tillegg til å stressteste hvorvidt en elektrifisert transportsektor vil gi store utslag på kort sikt under skjærpede omstendigheter, i form av kalde vintre med lite tilsig til vannmagasinene. Vi vil også teste implikasjonene av døgnprofilen til elbileiernes ladeadferd, med fokus på forskjellen mellom et scenario hvor mesteparten lades i kveldstidene etter endt arbeidsdag, og et scenario hvor mesteparten av ladingen foregår om natten.

Aggregeringsnivået på analysene i denne rapporten er både på nasjonalt nivå og regionalt nivå. Oppløsningen for modelleringsresultatene våre for kraftmarkedet er de fem norske prissonene, og for transportmarkedet er det på fylkesnivå. Analysen går ikke ned på f.eks. bynivå eller på lokalnettnivå. Tidsdimensjonen er også begrenset til fire perioder i løpet av et døgn. Dette gjør at modelleringen ikke har tilstrekkelig oppløsning til å beskrive de aller høyeste effekttoppene en kan få i en kort periode med kalde vinterdager. Vi forsøker å kompensere for dette med et ekstremt, men fortsatt realistisk scenario.

Rapporten er organisert som følger: I kapittel 2 presenterer vi de tre modellene som utgjør det totale modellrammeverket for vår analyse. I kapittel 3 gjennomgår vi hvilke tilpasninger vi har gjort i modellene for at de skal kunne brukes i disse analysene. Resultatene presenteres i kapittel 4, mens vi diskuterer og konkluderer i kapittel 5.

## 2 Modellrammeverket

Vi analyserer sammenflettingen av elektrisitets – og transportmarkedet gjennom ulike modellscenarier. For å danne et komplett bilde vil vi trekke på tre ulike modellfamilier.

1. BIG-modellen: Framskrivningene av bilparken gjort i BIG-modellen setter rammene for scenarioene for de øvrige modellene
2. Transportmodeller, både RTM og NTM
3. Energimarkedsmodellen LIBEMOD

### 2.1 Framskrivninger av bilparken fra BIG-modellen

[BIG-modellen](#)<sup>2</sup> er et stock-flow modellsystem som fungerer som et regnskapssystem for kjøretøyparken, som tar for seg sammenhengen mellom 1) beholdningen (stock) av kjøretøy ved utløpet av hvert enkelt år, og 2) de ulike strømmene (flow) inn og ut av bestanden hvert år. Strømmene inn er nybilsalg og bruktimport, mens strømmene ut er brukteksport, vraking og annen avregistrering (Fridstrøm & Østli, 2016).

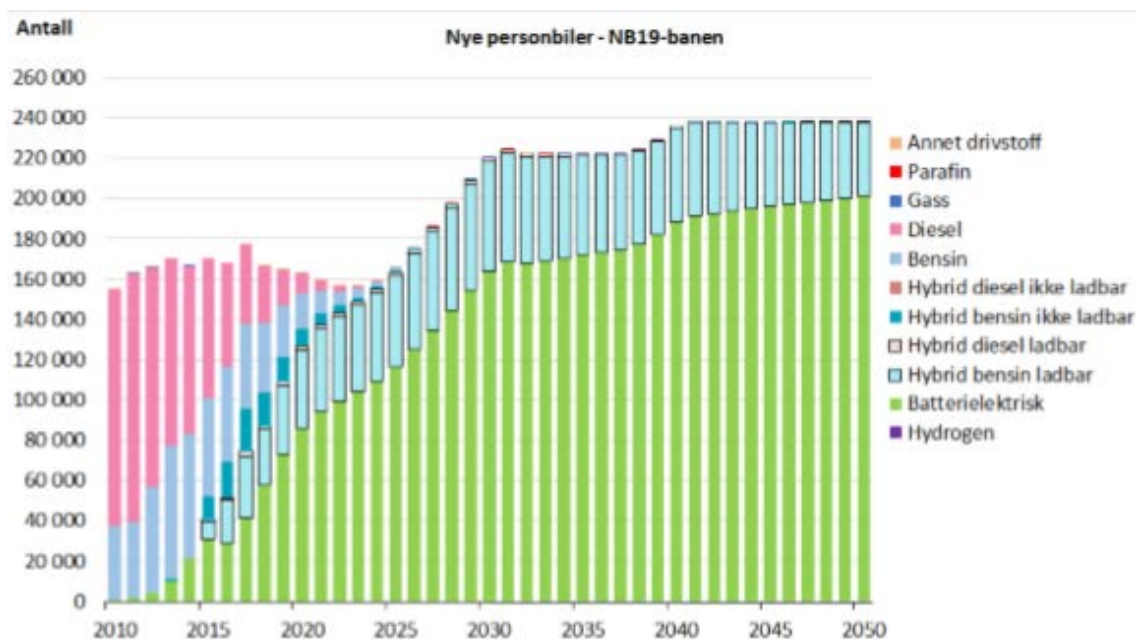
For å bregne strømningene brukes et enkelt Markov-kjedep prinsipp, hvor det for hvert kjøretøysegment og for hver aldersklasse beregnes en netto endringsrate. I denne endringsraten tas med den årlige summen av nybilsalg, bruktimport og -eksport, vraking og annen avregistrering.

For framskrivningene i Fridstrøm (2019b) er det beregnet endringsrater basert på endringene i bestander for årene 2010 til 2018. Da elbiler og plug-in hybrider er lite representert i denne perioden forutsettes bevegelsene innad i bestandene deres å følge samme mønstre som bensin- og dieslbiler. Med utgangspunkt i disse endringsratene gjøres det to hovedframskrivninger; NB19-banen og NTP-banen.

I **NB19-banen** inkorporeres kravet fra nasjonalbudsjettet for 2019 (Meld. St. 1 2018-2019), hvor det forutsettes at 75 % av alle nye personbiler i 2030 er batterielektriske, mens de resterende 25 % skal være ladbare hybrider. Den totale størrelsen på nybilsalget følger grunnprognosene til Nasjonal Transportplan (NTP) 2022-2033 (Madslie, Kwong, & Steinsland, 2017) for å gi samme transportarbeid. For øvrig brukes sammensetningen av bilparken fremskrevet i Fridstrøm (2019b) som grunnlag i modellberegningene som gjøres for NTP 2022-2033 (Madslie, Hulleberg, & Kwong, 2019). Med dette gjøres følgende framskrivninger fram til 2050.

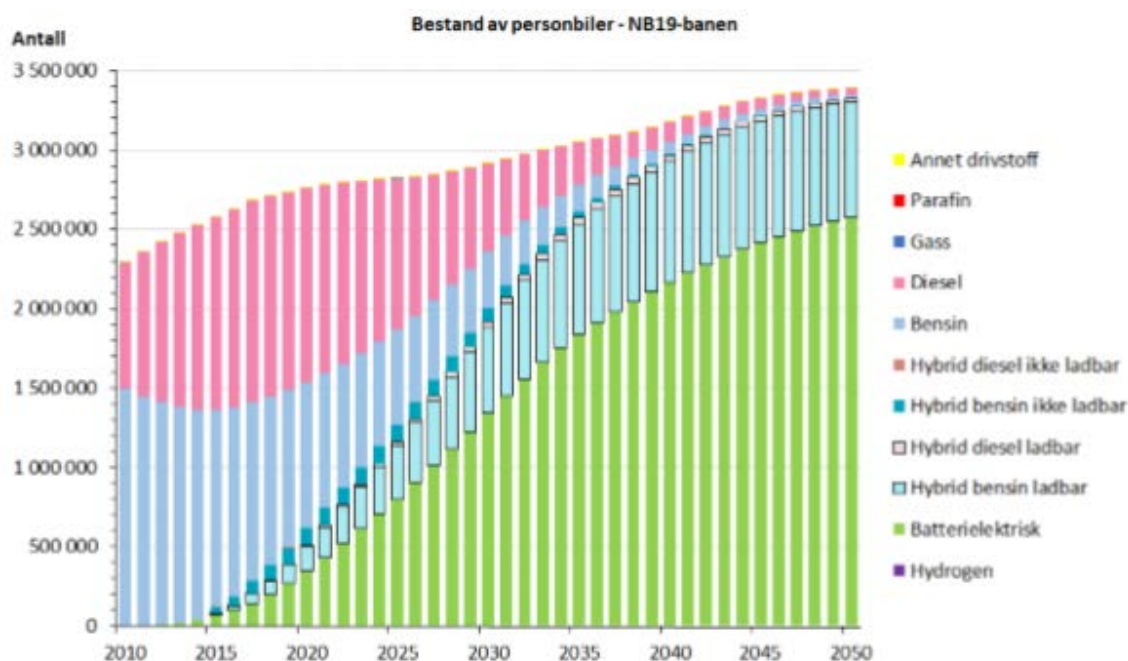
---

<sup>2</sup> Bilgenerasjonsmodellen



Figur 2: Observert og framskrevet nybilsalg av personbiler, etter drivstoff/energibærer. NB19-banen. Kilde: Fridstrøm (2019b).

I NB19-banen (trendbanen) får vi en kraftig vekst i el- og hybridbiler. I 2025 finner modellen at de til sammen vil ha en andel på 94 % av nybilsalget.

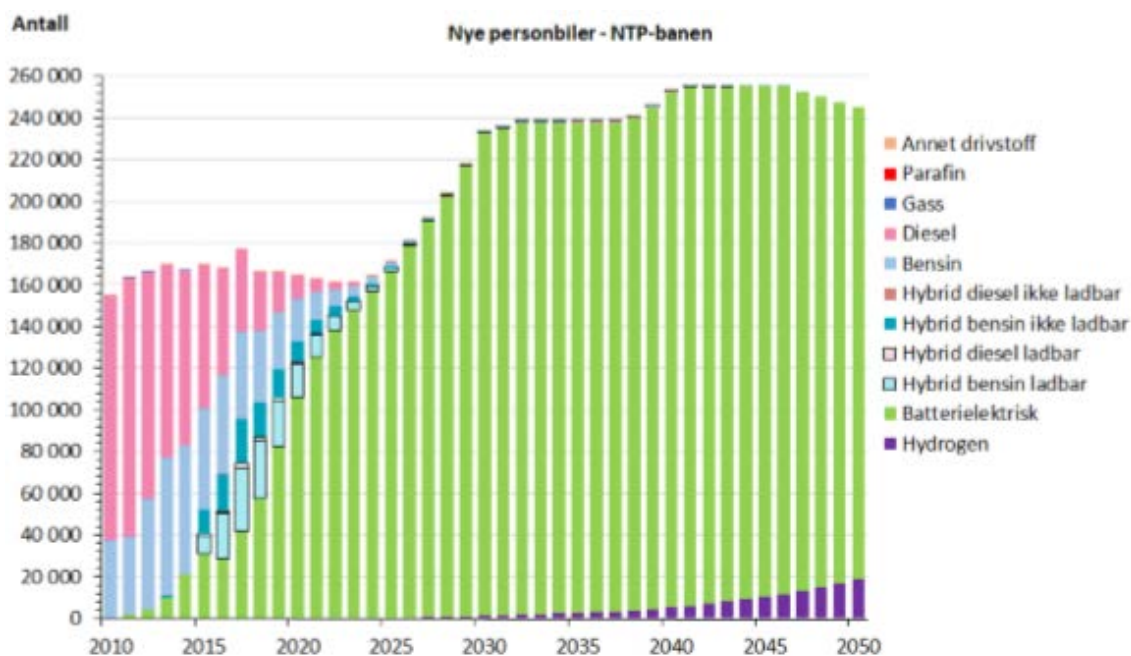


Figur 3: Observert og framskrevet bestand av personbiler, etter drivstoff/energibærer. NB19-banen. Kilde: Fridstrøm (2019b).

Det ligger i sakens natur at bestanden av personbiler endrer seg tregere enn nybilsalget. I NB19-banen vil el- og hybridbiler utgjøre 48 % av personbilparken i 2025.

I **NTP-banen** (også omtalt som Ultralavutslippsbanen i Fridstrøm and Østli (2016)) forventes enda mer dramatiske endringer i bilparken. Her er kravene fra NTP 2018-2029, fra vedlegg 1 i grunnlagsdokumentet (Transportetatene, 2016) eksplisitt inkorporert. Det

viktigste premisset som er relevant for modelleringen i denne rapporten er kravet om at fra og med 2025 vil praktisk talt alle personbiler være nullutslippsbiler. Dette begrenser tilgangen på alle nye biler som ikke er batterielektriske eller hydrogendrevet etter 2025. Det gir følgende framskrivinger fram til 2050.



Figur 4: Observert og framskrevet nybilsalg av personbiler, etter drivstoff/energibærer. NTP-banen. Kilde: Fridstrøm (2019b).

I NTP-banen overholdes kravet fra NTP 2018-2029 (tilnærmet) ved at 96 % av nybilsalget i 2025 nullutslippsbiler.



Figur 5: Observert og framskrevet bestand av personbiler, etter drivstoff/energibærer. NTP-banen. Kilde: Fridstrøm (2019b).

Selv med en raskt voksende andel (og tilnærmet 100 % andel av nybilsalget i 2025) nullutslippsbiler, vil deres andel av bilparken være på snaue ca. 36 % i 2025.

Framskrivningene gjør ingen videre forutsetninger om hvilken politikk som føres mellom 2017 og 2050, men Fridstrøm and Østli (2016) poengterer at det vil kreve drastisk politisk virkemiddelbruk, samtidig som tilbudet av nullutslippsbiler må være stort nok.

I denne rapporten kommer vi til å benytte oss av både NB19-banen og NTP-banen for våre scenarier i 2030. Sammensetningen av bilparken fremskrevet i disse scenarioene kommer til å bli brukt som input i transportmodellene, som vi kommer til å gå nærmere igjennom i neste avsnitt. Når transportmodellene benytter seg av fremskrevet sammensetning av bilparken i 2030, vil bilparken være ansett som eksogen, og husholdningene vil kun tilpasse seg i form av endret kjøremønster for en gitt bilpark.

Som input til transportmodellene benyttes følgende tabeller fra framskrivningene fra BIG-modellen:

Tabell 1: *Fremskrevet sammensetning av bilparken i 2030 i NB19-banen.*

	Batterielektrisk	Plug-in hybrid	Konvensjonelle og ikke-ladbare	Hydrogen
<b>Andel av bilpark</b>	47 %	20 %	34 %	0 %

Tabell 2: *Fremskrevet sammensetning av bilparken i 2030 i NTP-banen.*

	Batterielektrisk	Plug-in hybrid	Konvensjonelle og ikke-ladbare	Hydrogen
<b>Andel av bilpark</b>	60 %	7 %	30 %	3 %

Legg merke til at den største forskjellen mellom scenarioene er at batterielektriske og hydrogendrevne personbilers andeler først og fremst går på bekostningen av andelen til hybridbiler.

## 2.2 Transportmodellene

Nasjonal- og regional persontransportmodell er strategiske persontransportmodeller som beregner innenlands reiser for bosatte i Norge mellom norske soner. Reisene er fordelt etter ulike reisehensikter og transportformer. Transportformene som omfattes av modellene er bilfører, bilpassasjer, kollektiv, fly, sykling og gange.

Antall turer som beregnes mellom to soner avhenger blant annet av befolkningsgrunlaget i sonen man reiser fra, hvor attraktiv destinasjonssonen er og de ulike transportformenes reisekostnader for den aktuelle sonerelasjonen. Reisekostnadene for personbil er en vektet sum av reisetid, distanse og eventuelle direkte utlegg til bompenger og fergebilletter.

Modellene skiller i utgangspunktet ikke mellom personbiler med forskjellig drivstoffteknologi. Årsaken til dette er at modellene er estimert på reisevanedata fra 2013/2014 da 98 % av personbilene i Norge hadde konvensjonell forbrenningsmotor.

I dag er andelen elbiler og hybridbiler langt høyere og sterkt økende. Om ti år anslås andelen konvensjonelle biler med forbrenningsmotor å utgjøre en tredjedel av kjøretøyparken.

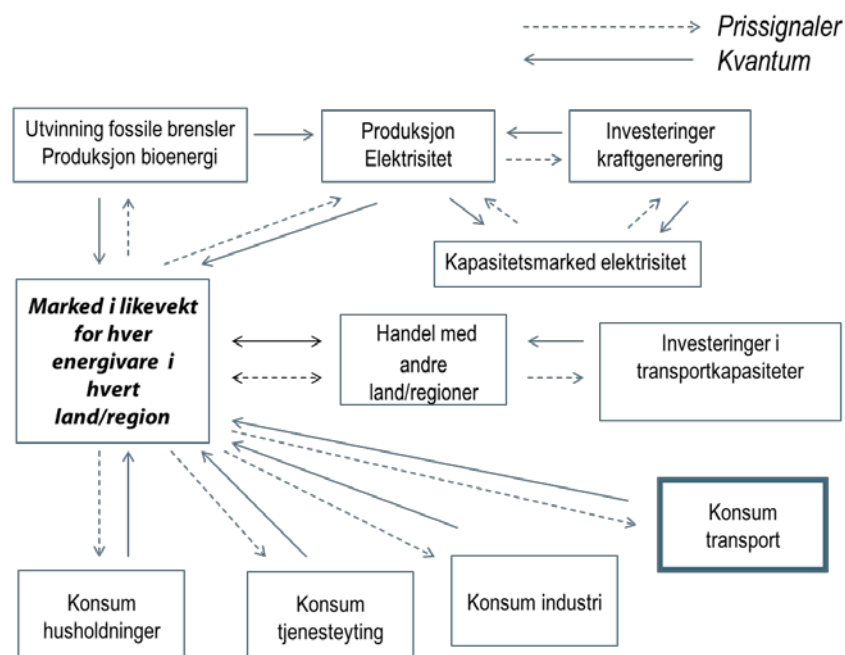
Elbiler er vesentlig billigere i drift enn biler med forbrenningsmotor. Strømkostnadene pr utkjørte kilometer utgjør anslagsvis omtrent 20 % av drivstoffkostnaden til en gjennomsnittsbil med konvensjonell forbrenningsmotor. I tillegg vil de distanseavhengige kostnadene knyttet til bl.a. vedlikehold og service være lavere (Figenbaum et al., 2019). I tillegg er elbiler fritatt bompenger i de fleste bomstasjoner.

Fordi kjøretøykostnadene er såpass forskjellige mellom elbiler, hybridbiler og biler med konvensjonell forbrenningsmotor, er det usikkerhet knyttet til om modellenes manglende skille mellom ulike biltyper gir tilfredsstillende tilnærming for fremtidens analyser. Dette har vært en viktig motivasjon for modellutviklingen i dette prosjektet.

Videre, siden modellene ikke behandler ulike biltyper separat har det fram til nå heller ikke vært mulig å hente ut modellresultater for ulike biltyper. Siden vi i ELECTRANS-prosjektet ønsker å modellere hvordan strømforbruk fra norske elbiler vil påvirke strømprisene i fremtiden, har vi tilpasset de norske persontransportmodellene til å gi resultater for ulike biltyper.

## 2.3 Energimarkedsmodellen LIBEMOD

LIBEMOD er en numerisk likevektsmodell for energimarkedene, opprinnelig utviklet for å analysere liberaliseringen av energimarkedene i EU/EØS-området med et datagrunnlag for 1999.



Figur 6: Hovedstruktur i LIBEMOD.

Modellen er utviklet og driftet i 3 hovedutgaver av Frischsenteret og Statistisk sentralbyrå (F.R. Aune, Brekke, Golombek, Kittelsen, & Rosendahl, 2008; F.R. Aune, Golombek, Hallre, Kittelsen, & Rosendahl, 2014; F.R. Aune, Golombek, Kittelsen, & Rosendahl, 2008; F.R. Aune, Golombek, Rosendahl, Kittelsen, & Wolfgang, 2001). Siste versjon av modellen bruker 2009 som basisår, men med oppdatering av BNP og viktige gjennomførte infrastrukturendringer fram til i dag og vedtatte utbygginger fram til 2030. I modellen inngår de 30 landene som da var i EU/EØS (pluss Sveits) som endogene. I tillegg er 6 øvrige land/regioner som er viktige for de europeiske energimarkedene modellert med enklere adferd (Algerie, Hviterussland, Ukraina, Øvrige Europa, Russland og resten av verden/ROW).

Som omtalt i avsnitt 3.2 nedenfor er modellen tilpasset til denne analysen ved å dele Norge i 5 regioner.

I de endogene landene er all etterspørsel etter og tilbud av energivarer bestemt som funksjon av aktørenes inntekt, priser og preferanser eller teknologi. Dermed blir også energiprisene i likevekt bestemt endogent. Likevektsprisene er de som gjør tilbud lik etterspørsel i alle markeder samtidig.

Elektrisitetssektoren er særlig detaljert modellert. Kraft kan produseres ved bruk av fossile brensler (brunkull, stenkull, olje, naturgass), ved atomkraft, vannkraft (magasinkraft, elvekraft, pumpekraft) eller ved nyere grønne teknologier som biomassekraft, vindkraft og solkraft. I modellen skilles det dessuten mellom gammel (foruteksisterende) og nyinvesterte beholdninger av kapasiteten i hver teknologi, med ulike energieffektivitet og kostnadsstruktur. Endelig er det også mulig å bygge karbonfangst og lagring (CCS) knyttet til både ny og gammel kullkraft og gasskraft. Hver elektrisitetsprodusent minimerer sine kostnader, og tilbyr kraft opp til pris lik grensekostnad. Alle lønnsomme investeringer i ny kraftkapasitet foretas så lenge prisen dekker langtidsgrensekostnad.

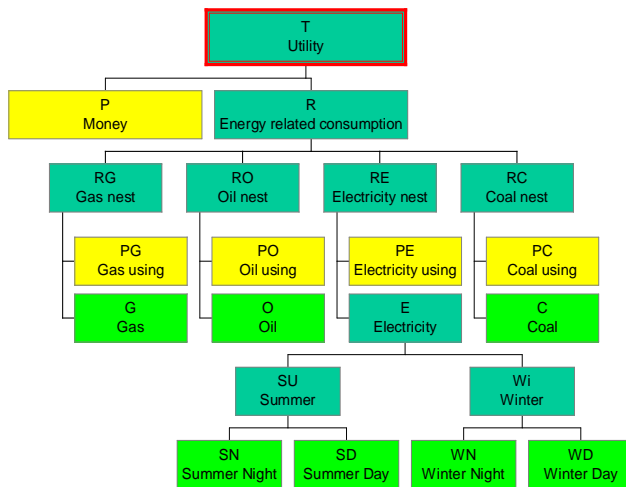
Året er delt i to sesonger (sommer/vinter) og to perioder i hvert døgn (dag/natt), dvs. fire ulike perioder, for å fange opp betydningen av ulik elektrisitetsetterspørsel over døgnet og over året. I typiske vannkraftland som Norge er tilsiget av vann hovedsakelig i sommerhalvåret fordi nedbøren om vinteren kommer som snø. Etterspørselen er typisk størst om dagen. I land som bruke kraft til oppvarming er etterspørselen høyest om vinteren, mens sydligere land gjerne har stort kraftforbruk til luftkjøling om sommeren. I tilpasningene for denne analysen er det utvidet til fire perioder i hvert døgn for å fange opp typiske tidspunkt for lading av elbiler (jfr. avsnitt 3.2). I alle endogene land er det også et marked for reservekraft som sikrer at kapasiteten ikke overbelastes. Lokale distribusjonsnett er ikke kapasitetsbegrenset og nettselskapene kan levere transport til en fast kostnad pr kWh.

Det er endogen krafthandel mellom alle europeiske land i hver periode, slik at kraften flyter dit prisen er høyest korrigert for tap i nettet. Dette bidrar til å jevne ut kraftprisene mellom landene. Dersom det ikke er nok kapasitet i internasjonale transmisjonskabler vil det kunne oppstå større prisforskjeller mellom landene i hver periode. På lang sikt bygges også ut all lønnsom transmisjonskapasitet mellom landene.

Det er årlige markeder for de øvrige 7 energivarene (brunkull, stenkull, koks, olje, naturgass, biomasse, biofuel) der lagringsmulighetene er større enn for kraft og periodiseringen derfor ikke er viktig. Med unntak av brunkull er det også internasjonal handel i de årlige energivarene. Kraft og biomasse handles kun internt i Europa. Gasshandel bruker rørledninger mellom de europeiske landene, men gass kan handles med resten av verden både i rørledninger og ved bruk av skip med flytende gass (LNG).



## CESUtility tree



Endogenous commodities

Exogenous commodities

Nests

$\sigma$  - substitution parameters

Nodes = Nests+Commodities

$x$  - quantities

$p$  - prices

Goods = Nodes – {T}

$a$  - share parameters

Figur 7: Nyttetreet til en representativ aktør i LIBEMOD.

Etterspørselen etter energibærere fra elektrisitetsektoren følger av kraftproduksjonen og energieffektiviteten i hver kraftteknologi. I de endogene landene er den øvrige etterspørselen etter energivarer modellert ved representative aktører for hushold, industri, tjenesteytere og transport. Hver aktør er beskrevet ved et preferansetre basert på flernivå nyttefunksjoner av ved bruk av Constant Elasticity of Substitution (CES) spesifikasjon. Konstant substitusjonselastisitet er en teknisk forutsetning ved produkt- og nyttefunksjoner som muliggjør at man kan behandle substitusjon mellom ulike typer energi som følge av prisendringer på en relativt enkel måte.

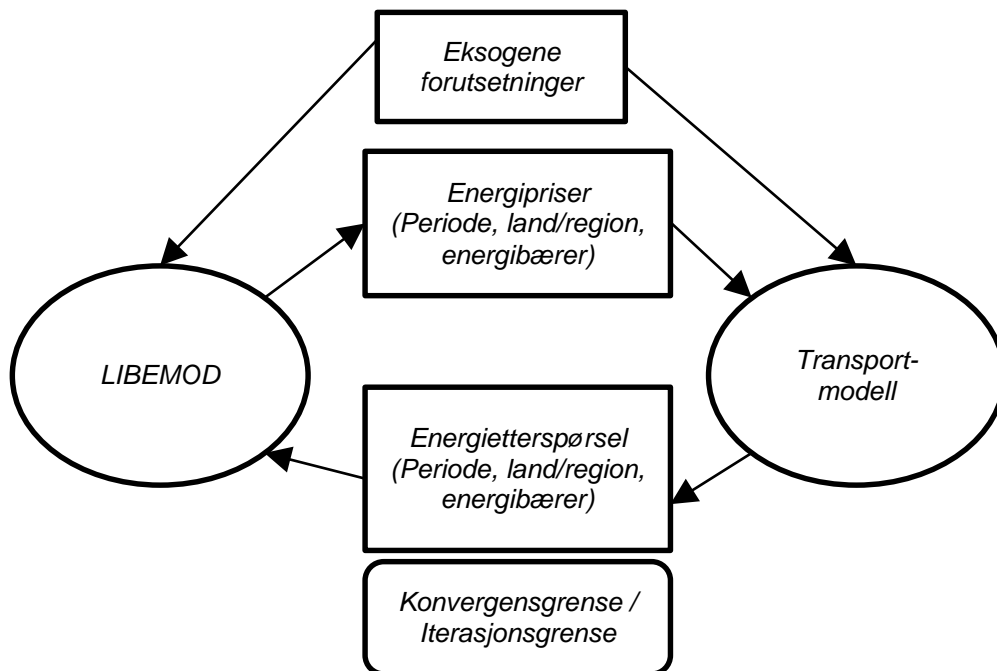
Nyttetreet for en aktør er skissert i Figur 7. Her inngår hver årlige energivarer i et knippe sammen med en eksogen beholdning av en komplementærvarer, slik at f.eks. gassetterspørselen er avhengig av beholdningen av gasskomfyrer, gassovner etc. Elektrisitet har en etterspørsel fordelt på alle periodene avhengig av prisen i perioden, og med krysspriselastisiteter som antar relativ uavhengighet mellom sesonger, men mulighet for substitusjon mellom ulike tider av døgnet. Dermed er en i stand kalibrere parameterne i nyttefunksjonen slik at en kan tilnærme seg de ønskede etterspørselselastisitetene som er hentet fra litteraturestimater.

Inntektselastisiteter kalibreres ved hjelp av en modellteknisk beholdning av den enkelte energivaren (Kittelsen, 1985). I Figur 6 er «Konsum transport» uthevet; som beskrevet i avsnitt 3.2 nedenfor er etterspørselen etter både kraft og oljeprodukter fra den norske transportaktøren eksogenisert og erstattet av transportmodellene i denne analysen.

Utvinning og tilbud av energivarene utenom kraft er i alle land spesifisert som tilbudsfunksjoner, lineære eller potensfunksjoner. Tilsvarende er etterspørselen i de ikke-endogene regionene utenfor Europa kun lineære etterspørselsfunksjoner med et multiplikatív inntektsledd, og kalibrert med etterspørselselastisiteter og inntektselastisiteter i basislikevekten.

## 3 Tilpasning av LIBEMOD og transportmodellene

### 3.1 Samspillet mellom modellene



Figur 8: Samordnet kjøring av transportmodell og energimarkedsmodell.

Hovedgrepet i disse analysene er å bruke hver av modellene til det de er sterke på. Libemod har i grunnversjonen en detaljert modellering av energimarkedene og endogen bestemmelse av likevektspriser og omsatt kvantum. Derimot er det en enkel modellering av energietterspørsel fra transportsektoren som avhenger av inntektsnivå (BNP - gitt på kort sikt), og av prisene på de energibærerne som brukes til transport (olje/bensin/diesel, biobrensel og elektrisitet). Transportmodellene har eksogene priser på disse energibærerne, men har til gjengjeld en detaljert modellering av etterspørselen etter transporttjenester.

Strukturen i modellkjøringene er vist i Figur 8. Alle eksogene forutsetninger som initialverdier for energipriser, kvantum og inntektsnivå er samordnet mellom modellene. Deretter kjøres modellene iterativt ved at energimodellen leverer priser til transportmodellen som så leverer etterspurte kvantum tilbake til energimodellen.

Iterasjonene har fortsatt til etterspørselen etter energi ikke har endret seg mye fra forrige iterasjon. Med den nøyaktighet modellkjøringene har 10 år fram i tid er det vurdert som tilstrekkelig dersom endringen fra forrige iterasjon er mindre enn 1 %. I praksis har det ikke vært nødvendig med flere enn 3 iterasjoner for å få konvergens. Dermed har det vært heller ikke vært nødvendig med en automatisert kobling av modellene; variabelverdiene har i hver iterasjon blitt formidlet manuelt mellom modellene.

Modellene tar utgangspunkt i en felles regioninndeling av Norge, basert på prisområdene i krafthandelen. Prisområdene i det nordiske kraftmarkedet er vist i Figur 9, der også transmisjonskapasitetene mellom regionene er vist. Prisområdenes grenser samsvarer i hovedsak med fylkesgrenser, men med et par mindre unntak. Begge modellene har måttet gjøre tilpasninger til denne geografiske strukturen. Den regionaliserte transportmodellen kan gi tall på fylkesnivå etter grensene i 2018. Energimodellen LIBEMOD har delt Norge i disse 5 regionene etter kraftforbruk og priser i de ulike periodene.

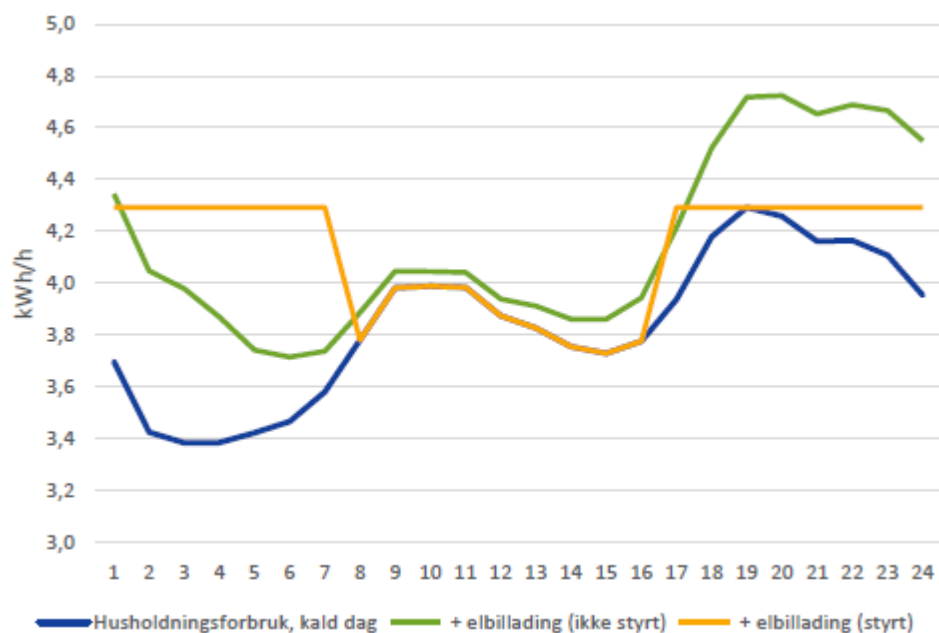


Figur 9: Grensene for norske prisområder for kraft, NO1-NO5. Kilde: Olje- og Energidepartementet (2011).

Transportmodellene har i utgangspunktet ingen periodisering, men har vært kjørt separat for sommer og vinter. Transportmodellene beregner etterspurte transporttjenester, men det spiller liten rolle for det beregnede transportarbeidet når på døgnet bilene lader eller fyller andre brenslere. Derimot spiller det en stor rolle om transporten foregår på sommer eller vinter ettersom energieffektiviteten i elbiler er betydelig lavere i kaldt vær. Selve transportbehovet er noe lavere om vinteren og målt salg av fossile brenslere har de siste årene hatt en vinterandel på 48 %, men vi antar at elektrisitet til transport vil ha en vinterandel på 60 %. I kraftmarkedet er det derimot viktig når på døgnet ladingen foregår, ettersom både etterspørselen og produksjonskapasitet vil variere over døgnet, samt at transportkapasiteten setter grenser for levert elektrisitet i høylastperioder. Dette er grunnen til at kraftprisene varierer over både døgnet og sesongene.

Modellene har derfor antatt en felles periodisering tilpasset denne analysen, basert på dagens mønster i kraftetterspørselen og typiske ladetidspunkter for elbiler hentet fra Skotland, Eggum, and Spilde (2016), jfr. Figur 10. Strømforbruket er vist for en kald dag fordi det er da en er nærmest kapasitetsgrensene i nettet. Det generelle forbruket er høyest etter at folk kommer hjem fra jobb om ettermiddagen ca. kl. 17-18 med en topp kl. 19 i forbindelse med matlaging, vask og oppvarming. Forbruket har en noe mindre topp tidlig på formiddagen, mens det er minst forbruk om natten. Elbilladning viser et tilsvarende forløp med sterk økning i ladingen etter kl. 17 som avtar jevnt utover kvelden og natten

etter hvert som batteriene blir fulladet. Næringskunder har størst forbruk om formiddagen, med en mindre topp tidlig på formiddagen i lading av elbiler på arbeidsplassen.



Figur 10: Forbruksmønster for kraft for en gjennomsnittlig husholdning, med og uten elbilladning, styrt og ikke styrt. Kilde: Skotland et al. (2016).

Det er begrenset hvor mange perioder energimarkedsmodellen kan ha uten en sterk økning i modellstørrelse, noe som dermed vanskeliggjør muligheten for å finne løsninger i modellen. I denne analysen er det brukt 8 perioder, dvs. fire tider av døgnet i hver sesong.

Tabell 3: Periodiseringen med andel tid og kvanta i Norge samlet i basis-scenariet 2030.

	Andel Kvantum i basis-scenariet 2030				Andel tid	
	Sommer		Vinter		Sommer	Vinter
	Tidsrom	1. apr. - 30. sept.	1. okt. – 31. mars		1. apr. - 30. sept.	1. okt.– 31. mars
Kraft:						
Morgen	08-11	5,74 %	7,73 %	6,25 %	6,25 %	
Dag	11-17	11,23 %	15,19 %	12,50 %	12,50 %	
Kveld	17-21	7,23 %	10,18 %	8,33 %	8,33 %	
Natt	21-08	18,45 %	24,16 %	22,92 %	22,92 %	
	Sum	42,74 %	57,26 %	50,00 %	50,00 %	
Transportbrensel						
	Fossil	52 %	48 %	50 %	50 %	
	Elektrisitet	40 %	60 %	50 %	50 %	

LIBEMOD vil i hver iterasjon gi likevektspriser på hver energibærer i hver region og periode. Prisene aggregeres over døgnerperiodene i hver sesong og omregnes til sluttbrukerpriser for bensin, diesel og elektrisitet for å brukes i transportmodellene. Prisene antas å være de samme i alle fylkene i hver region. Transportmodellene vil i hver iterasjon gi likevektsetter spørsmål etter transporttjenester i hver bilteknologi i hver sesong. Transporttjenestene aggregeres til hver region/prisområde og omregnes til etterspørsel etter olje og kraft i hver sesong. I basisscenariet antas det at elforbruket foregår proporsjonalt med

annet kraftforbruk over døgnet. Vi har i de andre scenariene beskrevet i avsnitt 3.4 gjort ulike antakelser om når på døgnet lading av elbiler har foregått.

## 3.2 Tilpasning av transportmodellene

Transportmodellberegningene er gjennomført med siste offisielle modellversjoner. For den regionale transportmodellen er dette «Regmod\_v4.1.2», mens den nasjonale modellen heter «NTM6\_versjonNEXT\_v1.02.»

Det er implementert to tilpasninger for å sørge for at modellene i bedre grad skal gi resultatene på en form som tilfredsstillende prosjektets mål om å beregne strømforbruk knyttet til personbiltransport ved ulike elbilandeler og strømpriser.

Modellene produserer utreiser, og det forutsettes grovt sett at alle utreiser fra en bostedsone til en destinasjonsone har en hjemreise i motsatt retning. Modellenes turmatriser inneholder totalt antall reiser mellom soner, og skiller ikke mellom utreiser og hjemreiser. Dermed vet man i utgangspunktet ikke hvorvidt en tur fra A til B er en utreise gjennomført av en person bosatt i sone A eller om det er en hjemreise utført av en person bosatt i sone B. Fordi vi her antar at lading av elbiler skjer på bostedet, har vi behov for å ha en kobling mellom bosted og turer med tilhørende trafikkarbeid. Vi har derfor gjort en liten endring i transportmodellen som gjør at vi kan knytte hver tur til bosted.

Transportmodellene tar inn en demografifil som inneholder bosatte i hver grunnkrets fordelt etter kjønn og tyve aldersintervaller. Modellene har en segmenteringsmodell der denne befolkningen fordeles i totalt 600 grupper etter alder, kjønn, husholdningstype, førerkortinnhav og biltilgang.

Det er fem segmenter for ulike kombinasjoner av førerkort og biltilgang. De to første segmentene består av personer uten førerkort henholdsvis med og uten bil i husholdet. Personer som hverken har førerkort eller bil i husholdet, vil naturlig nok ikke produsere bilførerturer i modellen. Personer uten førerkort som har tilgang til bil i husholdet, vil heller ikke produsere bilførerturer i modellen, men produserer bilpassasjerturer.

Det tredje segmentet består av personer med førerkort, men uten tilgang til bil i husholdet. Disse er ikke aktuelle som bilfører og liten sannsynlighet for å være bilpassasjerer i modellene.

De to siste segmentene består av personer med førerkort og henholdsvis full og begrenset tilgang til bil i husholdet. Husholdninger med full biltilgang antas å ha minst like mange biler som personer med førerkort slik at bilførerturer er aktuell transportform for alle reiser. Husholdninger med begrenset biltilgang har færre biler til disposisjon enn det finnes personer med førerkort, noe som gir begrensede muligheter for transportformen bilfører.

De fem husholdningstypene omfatter enslige uten barn, enslige med barn, par uten barn, par med barn og andre. I tillegg segmenteres befolkningen i to kjønn og tolv aldersintervaller, noe som dermed gir 600 forskjellige segmenter.

Segmenteringsmodellen produserer en segmentert befolkningsfil som resultat. Denne resultatfilen brukes som inndata til transportmodellene som produserer turer for alle disse forskjellige befolkningssegmentene. Dette gir mulighet for å kjøre modellen isolert for enkeltsegmenter eller grupper av segmenter slik at man kan beregne effekt av ulike virkemidler ned på små befolkningssegmenter. Man kan eksempelvis bruke modellen til å beregne hvilken effekt økte bompenger har for unge, enslige kvinner med barn i husholdet, sammenlignet med eldre par uten barn.

Ved standard modellberegning beregnes turproduksjonen for alle befolkningssegmentene, og det er ikke mulig å skille ut resultater for enkeltsegmenter.

Segmenteringsmodellen beregner befolkningens tilgang til bil basert på en rekke faktorer. Dette omfatter parkeringskostnader i bostedssone, kollektivtilbud, inntekt, husholdningstype, kjønn og alder. Segmenteringsmodellen skiller imidlertid ikke på biltyper.

For å kunne kjøre transportmodellen for ulike biltyper med forskjellig drivstoffteknologi og ta ut resultater for hver drivstoffteknologi separat, splitter vi derfor resultatfilen som fremkommer fra segmenteringsmodellen. Vi lager en fil der befolkningen har ingen, begrenset eller full tilgang til elbil, en fil for hybridbiler og en for biler med forbrenningsmotor.

Deretter kjører vi modellen iterativt for hver biltype, og legger til grunn at de kilometeravhengige kostnadene knyttet til bruk av personbil er forskjellig for de ulike biltypene. Vi antar videre at rutevalget mellom modellenes soner er identisk for alle biltyper slik at reisetid og distanse holdes fast.

Denne metodikken gjør det mulig å kjøre modellen for ulike biltyper med hver biltypes reelle kilometeravhengige drivstoffkostnader i stedet for å bruke én gjennomsnittlig biltype med én gjennomsnittlig kilometerkostnad utledet som en vektet sum av drivstoffkostnader fra de ulike biltypene. Metodikken gjør det også mulig å ta ut trafikkarbeidet for hver biltype separat.

Det er imidlertid viktig å understreke at bilholdet og bilparkens sammensetning ikke endres i transportmodellen i disse beregningene. Bilparkens sammensetning er inndata til transportmodellen, og vil være forskjellig for ulike utviklingsbaner. Men i alle beregninger for en gitt utviklingsbane vil transportmodellens bilhold og sammensetning av ulike biltyper holdes fast. Endret strømpris endrer eksempelvis hverken bilhold eller andel elbiler.

Det forutsettes videre at vi kan bruke bilparkens sammensetning direkte når vi splitter opp resultatfilen fra segmenteringsmodellen i ulike biltyper. Dersom elbilandelen er 50 %, antas 50 % av personer med full og begrenset biltilgang å ha tilgang til elbil, og at denne elbilen benyttes ved bruk av bil.

Dette er en forenkling. Man kan tenke seg at personer i husholdninger som disponerer både elbil og bil med forbrenningsmotor vil foretrekke å bruke elbilen dersom denne er tilgjengelig. I virkeligheten er det nok ofte slik at en bil i husholdet brukes vesentlig mer enn den andre. Dersom bilene i slike hushold har forskjellig drivstoffteknologi, får vi ikke tatt tilstrekkelig høyde for slike skjevheter slik modellene er kjørt i disse analysene.

### 3.3 Tilpasning av energimodellen LIBEMOD

LIBEMOD har til denne analysen blitt tilpasset i to retninger. For det første er Norge blitt delt inn i fem regioner som hver tilsvarer en av de norske prisområdene i det nordiske kraftmarkedet (se Figur 9). Dernest har oppdelingen av døgnet økt fra to like lange perioder til fire perioder med ulik lengde.

Regionaliseringen av energimarkedene er foretatt blant annet på grunnlag av data fra Nord Pool og fylkesfordelt nasjonalregnskap, men også andre kilder er viktige, se Aune & Larsen (2020) for dokumentasjon. Antall endogene land/regioner i LIBEMOD har økt fra 30 til 34 som følge av regionaliseringen.

I regionaliseringen av LIBEMOD er utgangspunktet versjonen av LIBEMOD hvor Norge er en region. Energiproduksjon i 2009 og energiproduksjonsmuligheter framover i tid for vann-, vind- og solkraft, samt produksjonsmulighetene for andre energivarer som naturgass, olje, kull og biomasse splittes opp på regionnivå på en slik måte at modellen blir konsistent sammenlignet med versjonen av LIBEMOD med Norge som en region. Videre blir sentralnettet beskrevet med kapasiteter mellom regionene og kostnader for utvidelser. På etterspørselssiden er energipriser og energibruk for diverse energivarer i 2009

regionalisert, med særlig fokus på kraftmarkedet. Også inntekt og aktivitet i 2009 for ulike sektorer er regionfordelt. For inntekts- og aktivitetsnivå antas at veksten i hver region er lik antatt vekst for Norge som helhet i LIBEMOD.

Periodeinndelingen i LIBEMOD har blitt modifisert til å være helt fleksibel, gitt at det ikke er så mange perioder at modellen ikke kan løses. I grunnversjonen er det 4 perioder (sommernatt, sommerdag, vinternatt, vinterdag). I praksis er det vanskelig å finne løsning når antall perioder overstiger 8 ettersom de fleste modellvariablene da øker tilsvarende.

Økt antall perioder innebærer også større krav til datagrunnlaget, ved at mange parametre må tallfestes og variablene skal ha initialverdier. Dette gjelder bl.a. etterspørselen etter kraft i alle perioder i alle endogene modell-land, samt ressursgrunnlaget for produksjon av fornybar kraft fra vind, sol og vann. For fordeling av elektrisitetsforbruket er det benyttet timefordelt konsum i 23 av landene for perioden 2006-15 (ENTSO-E, NordPool), mens de øvrige landene er fordelt i samme forhold som gjennomsnittet. Periodefordelingen av ressursgrunnlaget er basert på værdata fra MERRA-2 i et rutenett for Europa, der hver rute dekker et område på 50x50km (NASA, 2019). Omformingen av vind i ulike høyder, samt sol og vind i ulike områder til produsert energi er dokumentert i Gaure and Golombek (2019).

### 3.4 Scenarier og forutsetninger

For å analysere hvordan framveksten i elbilparken og ulik politikk påvirker både transportmarkedet og elektrisitetsmarkedet vil vi skissere opp ulike scenarier, alle i 2030.

I utgangspunktet simulerer modellene tre scenarier for 2030 basert på tilpasning på lang sikt. Sentrale forutsetninger bygger på de tilsvarende scenariene i BIG-modellen i (Fridstrøm, 2019b):

- **Basis:** Det kontrafaktiske basis-scenariet er LIBEMODs likevekt i 2030 og transportmodellenes likevekt i 2030 hvor det antas å ikke være noen elbiler. Dette scenariet er sammenligningsgrunnlaget for de øvrige scenariene.
- **NB19:** Dette scenariet bygger på antakelsene i Nasjonalbudsjettet 2019. Andelen elbiler og plug-in hybrider bygger på framskrivningene i BIG-modellen som blir inkorporert i transportmodellene, og som sammen med LIBEMOD vil finne en langsiktig likevekt i både transport og elektrisitetsmarkedet.
- **NTP-EU:** Dette scenarioet er basert på den klart mer ambisiøse elbilpolitikken i Nasjonal Transportplan (NTP) og et LIBEMOD-scenario hvor EU strammer inn klimapolitikken for å være i samsvar med Paris-avtalen. Dette innebærer bl.a. en kvotepris på CO<sub>2</sub> på 322 EUR/tCO<sub>2</sub> og tilsvarende tiltak i ikke-kvotepliktig sektor i hele EU/EØS-området. Igjen bygger den norske elbilandelen på framskrivninger fra BIG-modellen (NTP-banen).

I tillegg til de tre hovedscenariene er det med utgangspunkt i det ambisiøse scenariet NTP-EU gjort analyse av to spesialtilfeller:

- **Stresstest – kaldt og tørt i 2030:** Her antas det at markedene har tilpasset seg den langsiktige likevekten i NTP-EU-scenarioet, men at det så kommer et kortsiktig sjokk i 2030 hvor det er 20 % mindre tilsig i vannmagasinene og 6 TWh økt vinteretterspørsel fra oppvarming pga. et ekstra kaldt vinterhalvår. Dette er kombinert med at forbruk per km for elbilene som i snitt er ca. 50 % høyere på kalde vinterdager enn den er på sommeren (Figenbaum, 2018).

- **Nattlading:** De tre hovedscenariene har alle jevn lading over døgnet. I praksis er det i dag høyest elbilladning om kvelden, mens det er mest ledig kapasitet om natten. I dette tilfelle analyseres effektene av å flytte lading fra kveld til natt. Det innebærer å to ekstrakjøringer som varianter av NTP-EU:
  - Lading kun om kvelden etter arbeid (kl. 1700-2100)
  - Lading kun om natten (kl. 2100-0800)



## 4 Resultater

### 4.1 Basis – uten elbiler

Det kontrafaktiske basis-scenariet er LIBEMODs likevekt i 2030 og transportmodellens likevekt i 2030 hvor det antas å ikke være noen elbiler. Dette scenariet er sammenligningsgrunnlaget for de øvrige scenariene. Blant de viktigste forutsetningene er en inntektsvekst for Norge på 36,4 % fra dataåret 2009 og en inntektselastisitet i privat transport på 0,1. Det innføres ingen nye CO<sub>2</sub>-avgifter. LIBEMOD beregner likevektspriser for alle energibærere i alle endogene land. Transportmodellen BIG fremskriver kjøretøyparken i hovedsak ut fra inntekstveksten og befolkningsutviklingen, transportbruksmodellene beregner transportarbeid ut fra prisene fra LIBEMOD og kjøretøybeholdningene fra BIG. I dette tilfelle er det ingen iterasjon, ettersom prisene på fossile brenslere bestemmes i et verdensmarked der etterspørselen fra norsk transport utgjør en forsvinnende liten andel.

Tabell 4: Omsatt kvantum i Norge per år etter region og periode. Basis-scenariet 2030.

		No1 - Øst	No2 - Sør	No3 - Midt	No4 - Nord	No5 - Vest	Sum
Kraft i TWh							
Vinter							
	Morgen	3,404	2,202	1,553	1,247	1,221	9,627
	Dag	6,552	4,269	3,061	2,478	2,385	18,745
	Kveld	4,368	2,844	2,026	1,629	1,581	12,448
	Natt	11,335	7,79	5,627	4,562	4,452	33,766
Sommer							
	Morgen	2,274	1,819	1,33	1,046	1,004	7,473
	Dag	4,423	3,542	2,613	2,06	1,973	14,611
	Kveld	2,843	2,313	1,71	1,357	1,288	9,511
	Natt	6,782	5,902	4,367	3,542	3,315	23,908
Sum over året		41,981	30,681	22,287	17,921	17,219	130,089
Transport							
Olje i Mtoe		1,636	1,015	0,703	0,441	0,41	4,205

Tabell 4 beskriver omsatt kvantum i basislikeveksten i 2030 uten elbiler eller klimapolitikk. Det forbrukes ca. 130 TWh kraft i Norge og 4,2 millioner tonn olje-ekvivalenter (toe) oljeprodukter til transport. Prisområde 1 som dekker Østlandet er klart størst, både i markedene for oljeprodukter og i alle perioder i kraftmarkedet.

I tabell 5 er de tilsvarende sluttbrukerprisene til husholdninger tabulert. Prisene er oppgitt i EUR/MWh og som EUR/toe, begge i 2009-prisnivå. For oljeprodukter er det ingen prisforskjeller mellom regionene. Prisene inkluderer distribusjonskostnader, elavgift og mva., og det er først og fremst avgiftsforskjeller som gjør at strømprisene er lavere i prisområde 4 (Nord-Norge). De mindre prisforskjellene mellom de andre norske regionene skyldes transmisjonskostnader i form av tap i nettet. Det er i dette scenariet ingen kapasitetskranker i transport mellom de norske regionene.

Derimot er det kapasitetskranker og stigende grensekostnader i vannkraftproduksjonen som gjør at prisene blir høyere på dagen om vinteren i alle regionene. Det er vinterproduksjonen om dagen som er dimensjonerende for hvor mye det er lønnsomt å investere i eller vedlikeholde kraftproduksjonskapasiteten. Om sommeren er det vannverdien som bestemmer prisen; det er ingen grunn til å selge til lavere pris hvis en i stedet kan lagre vanne i magasinene og selge kraften om vinteren.

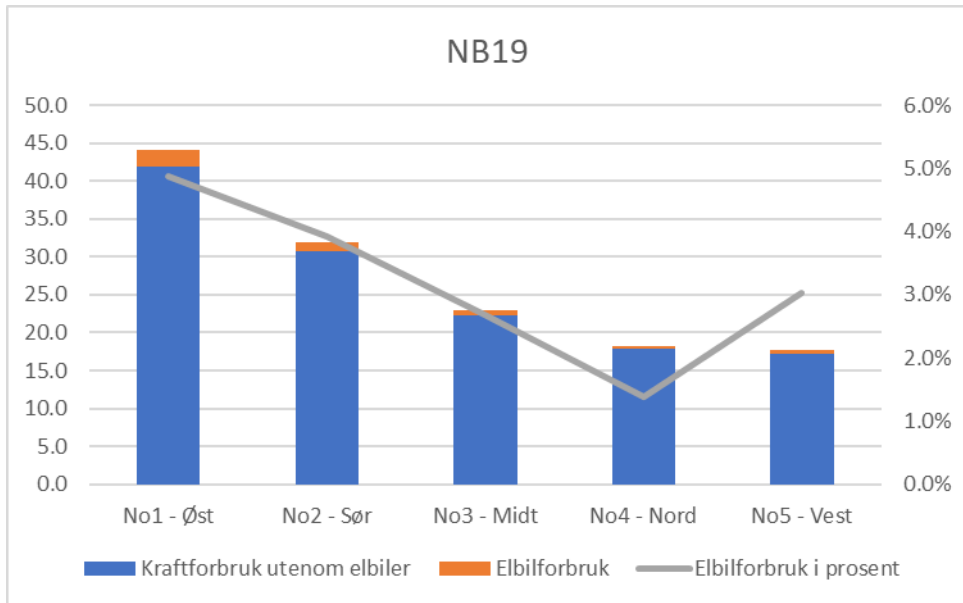
I dette scenariet er Norge netto-eksportør av kraft. Det er i de fleste periodene tilstrekkelig med transmisjonskapasitet til Sverige og Finland slik at prisene i hovedsak utjevnes i det nordiske markedet. Derimot er prisene i Danmark, Nederland, Tyskland og Storbritannia høyere enn i Norge og det eksporteres kraft med full kapasitetsutnyttning i alle perioder.

Tabell 5: Sluttbrukerpriser i Norge etter region og periode. Basis-scenariet 2030.

		No1 - Øst	No2 - Sør	No3 - Midt	No4 - Nord	No5 - Vest	Veid snitt
Kraft i EUR/TWh							
Vinter							
	Morgen	115,5	114,7	117,8	90,7	113,9	112,0
	Dag	116,9	116,1	118,5	91,3	115,3	113,2
	Kveld	117,8	117,0	119,5	92,0	116,2	114,0
	Natt	105,4	104,7	107,6	84,1	104,1	102,3
Sommer							
	Morgen	105,1	104,7	107,2	84,1	103,9	102,5
	Dag	105,1	104,7	107,2	84,1	103,9	102,4
	Kveld	105,1	104,7	107,2	84,1	103,9	102,5
	Natt	105,1	104,7	107,2	84,1	103,9	102,4
Veid snitt over året		109,2	108,1	110,7	86,3	107,4	105,8
Transport							
Olje i EUR/toe		1284,9	1284,9	1284,9	1284,9	1284,9	1284,9

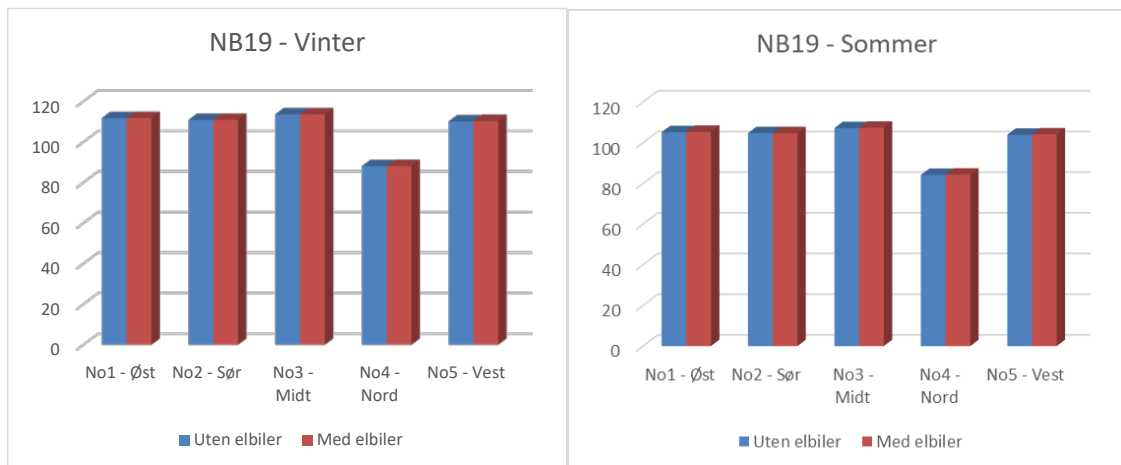
## 4.2 Nasjonalbudsjettet 2019 (NB19)

Dette scenariet bygger på antakelsene i Nasjonalbudsjettet 2019. Andelen elbiler og plug-in hybrider bygger på framskrivningene i BIG-modellen som blir inkorporert i transportmodellene, og som sammen med LIBEMOD vil finne en langsiktig likevekt i både transport og elektrisitetsmarkedet. NB19 skiller seg fra Basis ved at etterspørselen etter lading med elektrisitet fra bilene legges på toppen av øvrig el-etterspørsel fra husholdningene. I LIBEMOD får dette som konsekvens at kraftprisene øker, og i transportmodellene vil en da etterspørre mindre transporttjenester og derved mindre lading.



Figur 11: Kraftforbruk i Norge i 2030 etter region i NB19. TWh og prosentvis elbilandel av kraftforbruket.

Konsekvensene for kraftforbruket i regionene er illustrert i Figur 11. Venstre akse gir forbruket i TWh og høyre akse gir andelen som skyldes elbilladning. I snitt står elbilene for 3,6 % av strømforbruket, med en høyest andel på Østlandet og lavest andel i Nord-Norge.

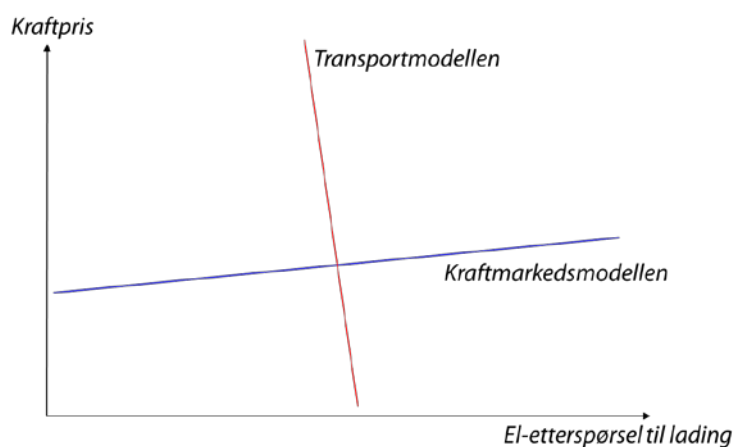


Figur 12: Sluttbrukerpris på kraft i 2030 målt i EUR/MWh i NB19-scenariet med og uten elbiler.

Konsekvensene for prisene er vist i Figur 12 etter region, separat for vinter og sommer. De blå søylene er fra Basis og de røde søylene er fra NB19-scenariet. I praksis er prisene tilnærmet uendret ved innfasing av elbiler i det omfanget som er skissert i NB19.

NB19-scenariet konvergerer etter kun to iterasjoner. Dette skyldes at elbilforbruket er svært lite prisfølsomt, mens prisene i kraftmarkedet er svært lite følsomme for etterspørselen etter ladestrøm. Dette kan illustreres ved Figur 13, der etterspørselskurven fra transportmodellen er vist sammen med (netto-)tilbudskurven fra LIBEMOD. Det er ikke overraskende at transportmodellens etterspørsel er så lite følsomme for kraftprisene. I modellen utgjør strømkostnadene kun 0,15 NOK/km mens totale kostnader inkludert kapitalkostnader er beregnet til 2,24 NOK (km i 2016-priser). I LIBEMOD er tilsvarende ladeforbruket kun 3,6 % av det norske kraftmarkedet Det norske kraftmarkedet på sin side utgjør 3,8 % av det europeiske kraftmarkedet i NB19-kjøringen. Så lenge det ikke er

bindene kapasitetsskranker i internasjonal transmisjon vil som en tilnærming ladekvantum være bestemt i transportmodellen og kraftpriser i energimarkedsmodellen.

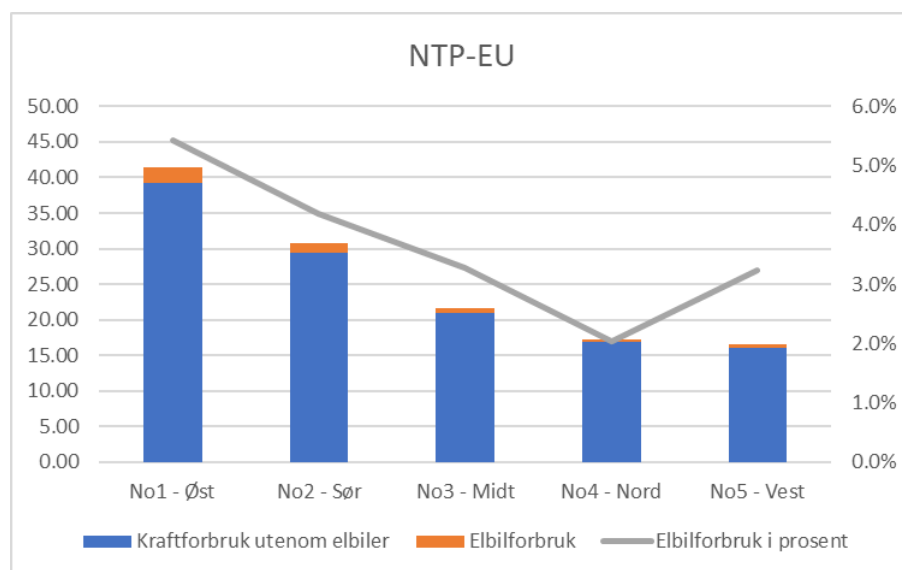


Figur 13: Forenklet fremstilling av samspillet mellom modellene.

### 4.3 Nasjonal Transportplan og hardhendt klimapolitikk i EU (NTP-EU)

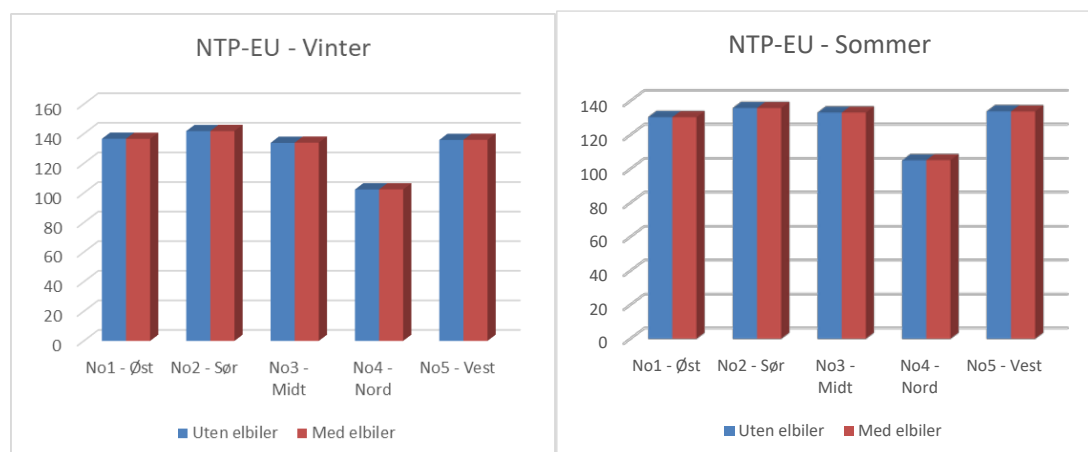
Dette scenarioet er basert på den klart mere ambisiøse elbilpolitikken i Nasjonal Transportplan (NTP) og et LIBEMOD-scenario hvor EU strammer inn klimapolitikken for å være i samsvar med Paris-avtalen. Dette innebærer bl.a. en kvotepris på CO<sub>2</sub> på 322 EUR/tCO<sub>2</sub> og tilsvarende tiltak i ikke-kvotepliktig sektor i hele EU/EØS-området.

Igjen bygger den norske elbilandelen på framskrivninger fra BIG-modellen (NTP-banen). Som nevnt er den største forskjellen mellom scenarioene er at batterielektriske og hydrogendrevne personbilers andeler først og fremst går på bekostningen av andelen til hybridbiler. Elbilandelen øker kun fra 47 % til 60 %, som i seg selv ikke øker kraftetterspørselen mye. Som vist i Figur 14 utgjør elbil-ladingen nå mellom 2,1 % og 5,8 % av de regionale kraftmarkedene, med et snitt på 4,2 % (opp fra 3,6 % i forrige scenario).



Figur 14: Kraftforbruk i Norge i 2030 etter region i NTP-EU. TWb og prosentvis elbilandel.

Økt andel av etterspørselen fra elbil-lading skyldes også at totalforbruket har gått noe ned i alle regioner (sammenlign Figur 14 og Figur 11). Dette reflekterer at høye CO<sub>2</sub>-priser i EU har ført til høyere kraftpriser, også i Norge (sammenlign Figur 15 og Figur 12). Transportmodellene finner at denne prisøkningen vil resultere i ca. 0,7% lavere transportarbeid for elbiler og 0,6% lavere transportarbeid for plug-in hybrider. Ladingen i seg selv, og den ekstra etterspørselen som ladingen representerer gir seg derimot ikke utslag i synlige prisendringer i Figur 15. Også i dette scenariet er den norske elbiletterspørselen en liten del av det norske kraftmarkedet, som igjen er en liten del av det europeiske kraftmarkedet.



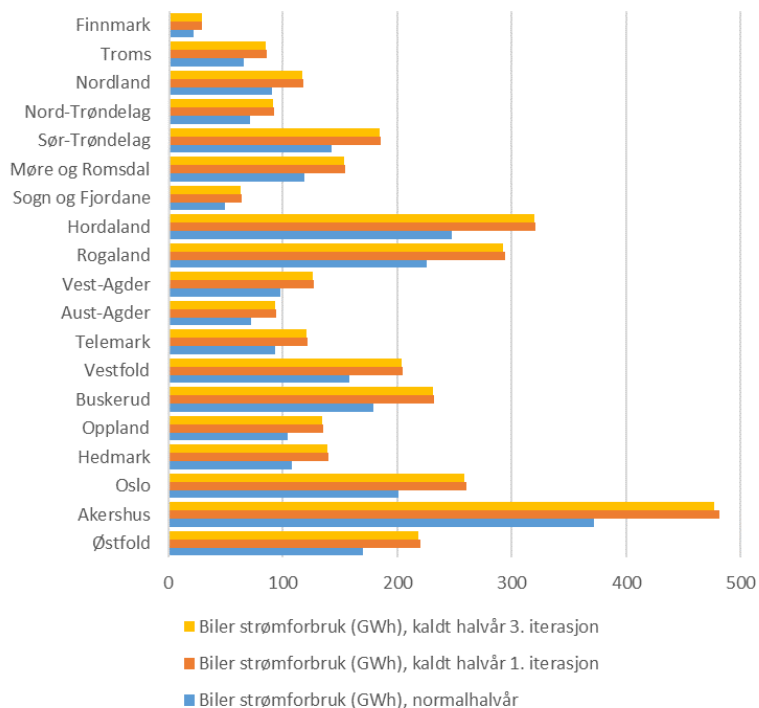
Figur 15: Sluttbrukerpris på kraft i 2030 målt i EUR/MWh i NTP-EU-scenariet med og uten elbiler.

#### 4.4 Stresstest – Kaldt og tørt i 2030

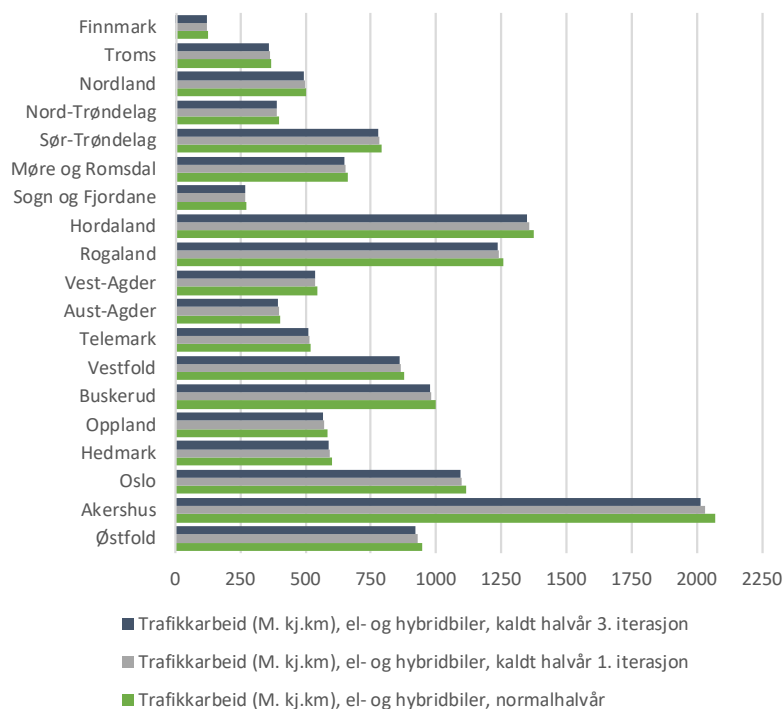
Her antas det at markedene har tilpasset seg den langsiktige likevekten i NTP-EU-scenariet, men så kommer et kortsiktig sjokk i 2030 hvor det er 20 % mindre tilsig i vannmagasinene og 6 TWh økt vinteretterspørsel fra oppvarming pga. et ekstra kaldt vinterhalvår. Dette er kombinert med at forbruk per km for elbilene i snitt er ca. 50 % høyere på kalde vinterdager enn den er på sommeren (Figenbaum 2018). Et slikt tørrår kan tenkes å gi dramatiske prisøkninger.

I dette tilfelle er det større interaksjon mellom modellene. Figur 16 viser ladeforbruket i vinterhalvåret, der de blå søylene er fra NTP-EU. I første iterasjon slår den lavere energi-effektivitet i bilen ut ved at strømforbruket øker kraftig, til tross for at trafikkarbeidet går noe ned (en reduksjon på 1,6 % i transportmodellene sammenlignet med et normalår). Dette gir igjen høyere priser i LIBEMOD, og trafikkarbeidet og kraftetterspørselen går tilsvarende ned i 2. og 3. iterasjon som også var siste iterasjon. Fra første til tredje iterasjon i transportmodellene finner vi en 0,6 % reduksjon i trafikkarbeidet.

Selv om en vet at det av og til vil komme et tørrår er investeringene i produksjonskapasiteter og transmisjonskapasiteter ikke foretatt for å dekke toppene i et tørrår alene; investeringene skal være lønnsomme over mange år. Med 20 % mindre tilsig i magasinene blir det produsert mindre norsk vannkraft. Når det samtidig er vesentlig økt etterspørsel er det naturlig at kraftprisene stiger, særlig i vinterhalvåret.



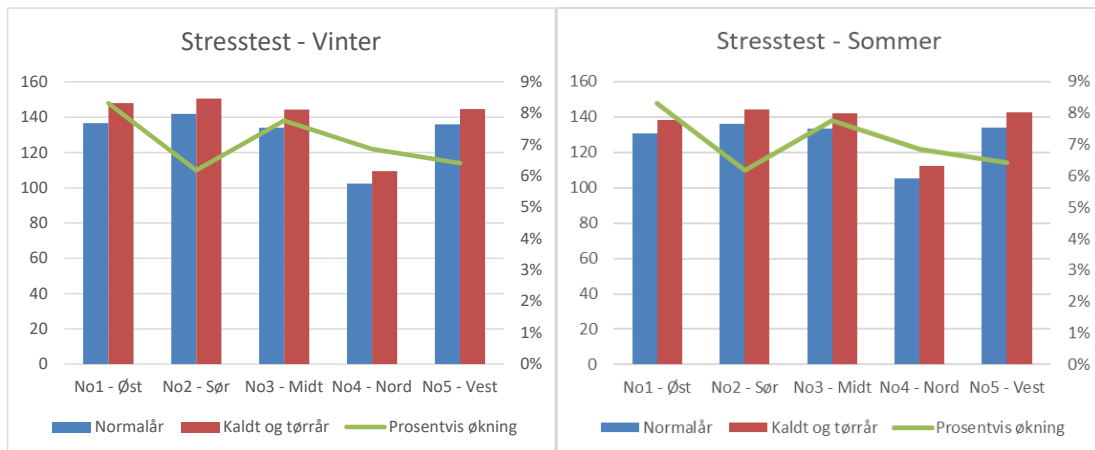
Figur 16: Strømforbruk til lading i transportmodellene. Vinterhalvåret. NTP-EU (normalår) og 1. og 3. iterasjon av Stresstest.



Figur 17: Trafikkarbeid fra el- og hybridbiler i transportmodellene. Vinterhalvåret. NTP-EU (normalår) og 1. og 3. iterasjon av Stresstest.

Til tross for relativt uelastisk etterspørsel stiger likevel kraftprisene ikke mer enn med 6-7 % som vist i Figur 18. De økte prisene i Norge gjør det lønnsomt å bruke utenlands-kabler bygd for eksport til import i stedet. Kapasiteten til våre utenlandsforbindelser er tilstrekkelig til å dekke det økte forbruket uten drastiske prisøkninger. De prisøkningene

som finner sted er omtrent like på tvers av regionene. Prisøkningene om vinteren gir seg dessuten utslag i lignende økninger om sommeren pga. det lavere tilsiget og økt vannverdi. Det er verdt å merke seg at prisøkningen på 6-7 % i det norske kraftmarkedet i all hovedsak skyldes bortfall av ca. 25 TWh vannkraft og en økning av oppvarmingssetterspørselen på 6 TWh, og at økningen i ladebehovet kun utgjør 0,8 TWh i denne modellkjøringen. Også i et tørrår har elbil-lading liten betydning for kraftmarkedet.

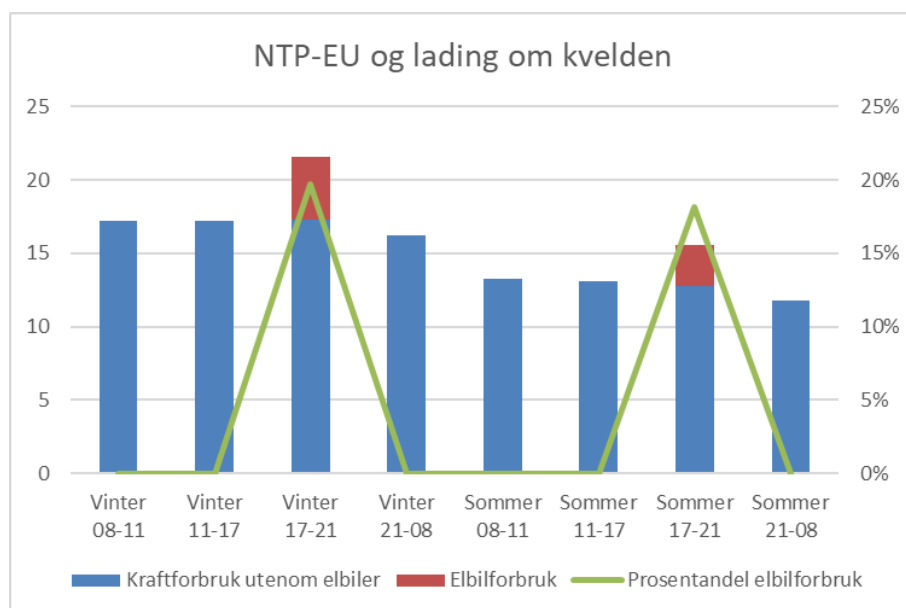


Figur 18: Sluttbrukerpris på kraft i EUR/MWh i Stresstest sammenlignet med NTP-EU (normalår)

## 4.5 Natlading heller enn kveldslading

De tre hovedscenariene har alle jevn lading over døgnet. I praksis er det i dag høyest elbil-lading om kvelden, mens det er mest ledig kapasitet om natten. I dette tilfelle analyseres effektene av å flytte lading fra kveld til natt. Det innebærer å to ekstrakjøringer som varianter av NTP-EU:

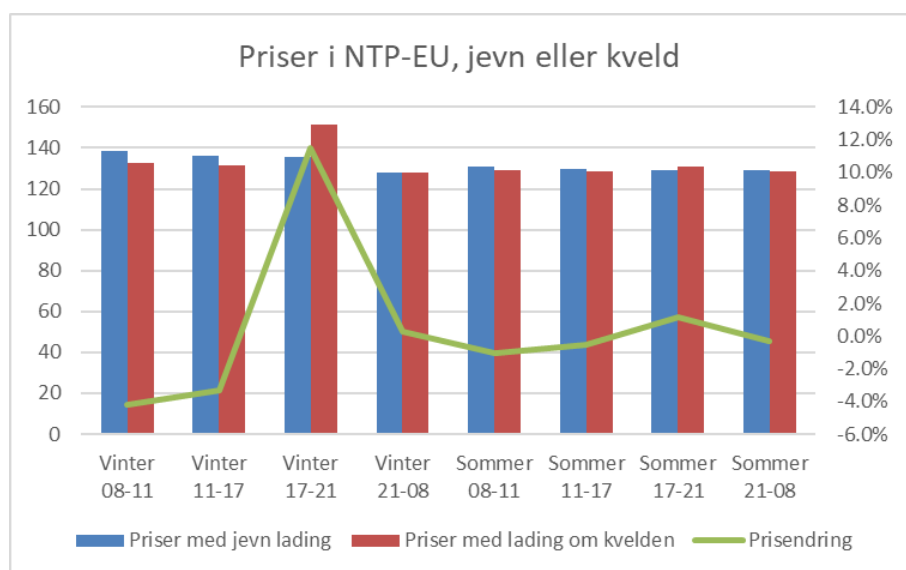
- Lading kun om kvelden etter arbeid (kl. 1700-2100)
- Lading kun om natten (kl. 2100-0800)



Figur 19: Last i GW (forbruk pr time) i NTP-EU med lading om kvelden (venstre akse). Ladeandel i prosent (høyre akse).

Mens ladeforbruket kun utgjør 4,2 % av kraftmarkedet i NTP-EU er det en betydelig større andel av kraftforbruket om kvelden hvis all lading foretas da. Figur 19 viser gjennomsnittlig effekt/last, dvs. energi pr time, etter periode, og en ser at når all lading konsentreres i de 4 timene fra 17-21 vil det utgjøre 20 % om vinteren og 18 % om sommeren. Om vinteren innebærer det at perioden med høyest last blir enda høyere, og når dekning av denne lasten er dimensjonerende for investeringene er det å forvente en prisvirkning i denne perioden.

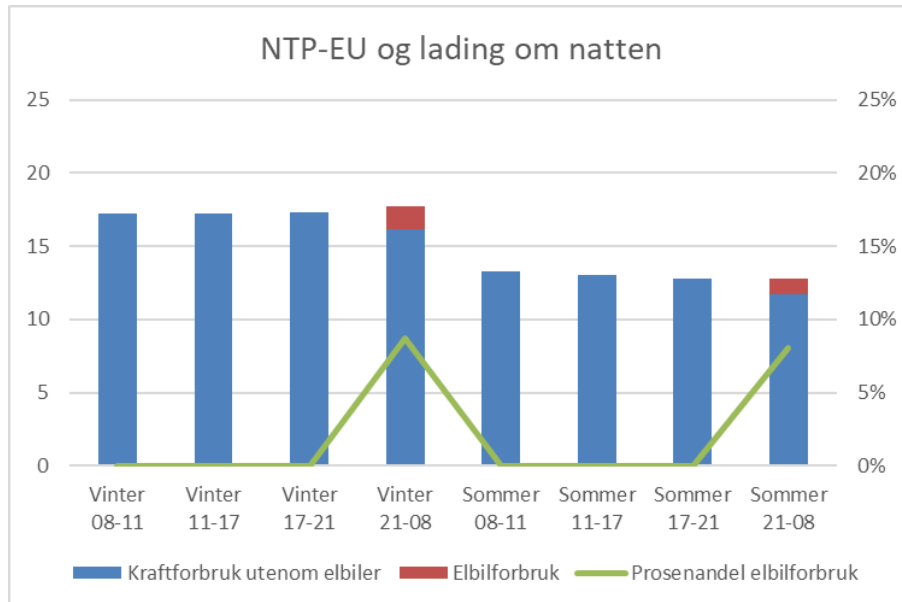
Det finner en da også i Figur 20, med 11,5 % høyere priser på vinterkvelder enn med jevn lading over døgnet. Prisene om sommeren blir nesten ikke påvirket, men morgen- og formiddagstimen om vinteren får noe lavere priser. Det skyldes at lasten i disse timene ikke lenger stanger i kapasitetstaket.



Figur 20: Priser i NTP-EU med jevn lading og kveldslading i EUR/MWh (venstre akse). Prisvirkningen av lading i prosent (høyre akse).

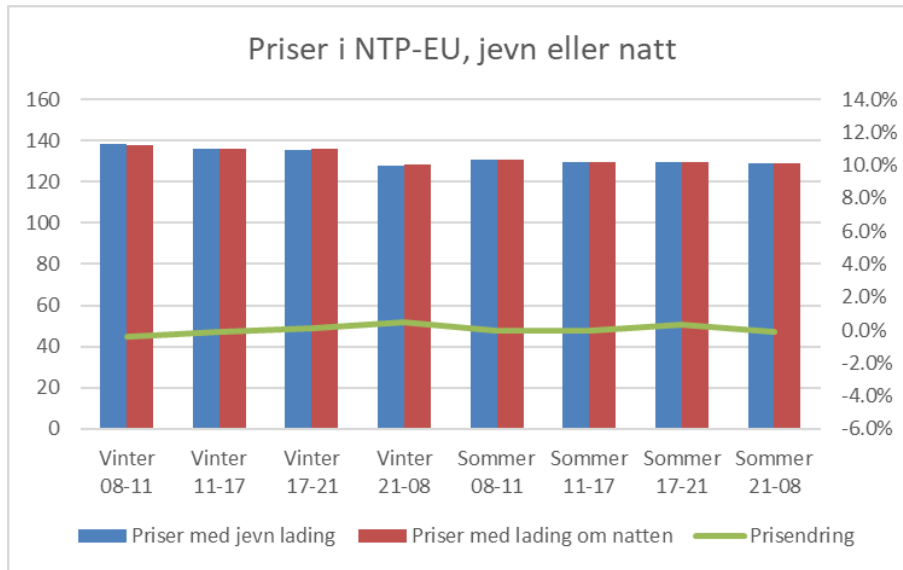


Skiftes ladingen til natten er det mye mindre utslag. I stedet for å fordele ladingen på tre timer på kvelden kan den nå fordeles på 11 timer om natten, og i en periode der det ikke fra før er full kapasitetsutnyttelse. I Figur 21 ser en at elbilforbruket kun er ca. 10 % av vinternattsforbruket og 8 % av sommernattsforbruket.



Figur 21: Last i GW (forbruk pr time) i NTP-EU med lading om natten (venstre akse). Ladeandel i prosent (høyre akse).

Dermed blir heller ikke prisutslaget stort. Figur 22 viser prisvirkningen av å lade om natten, og i samtlige perioder er forskjellen fra å lade jevnt over døgnet mindre enn 0,5 %. Mens prisen på vinternatt har gått litt opp, har den gått ned i andre perioder. Fordi annen etterspørsel har en topp om morgenen er vinternatten ikke dimensjonerende, og all etterspørsel etter ladestrøm kan dekkes uten at det er behov for ekstra effektkapasitet i produksjon eller transmisjon. Tvert om er kapasitetsbehovet noe lavere ved natlading. Den veide gjennomsnittsprisen er redusert marginalt med 0,1% fordi også forbruket i den dimensjonerende perioden vintermorgen i dette scenariet blir svakt redusert. Lading om natten er derved ikke bare samfunnsøkonomisk bedre enn om kvelden, men også bedre enn jevn lading over døgnet.



Figur 22: Priser i NTP-EU med jevn lading og nattlading i EUR/MWh (venstre akse). Prispåvirkningen av lading i prosent (høyre akse).

## 5 Konklusjon og diskusjon

### 5.1 Konklusjon

Det norske kraftmarkedet som helhet er i hovedsak robust overfor de utfordringene som norsk elbillading innebærer. Det er tilstrekkelig kapasitet i norsk kraftproduksjon, internasjonal transmisjon og transmisjon mellom norske prisområder til at etterspørselen etter strøm til lading kan tilfredsstilles uten store prisvirkninger. Kraftprisen påvirker heller ikke transportetterspørselen nevneverdig, da strømmen er en liten del av kostnadene ved å eie eller drive en elbil. Dette gjelder enten en legger til grunn elbilandelen i NB19 eller NTP, og i seg selv uavhengig av styrken i EUs klimapolitikk. Andre rammebetingelser er antakelig langt viktigere både i kraftmarkedet og i transportmarkedet.

Selv i et tørt og kaldt år vil ikke ladebehovet gi stort utslag i priser eller ønsket kapasitet. Det er bortfall av vannkraftproduksjon og økning i oppvarmingsbehov som vil gi klart størst utslag.

Tidsprofilen på ladingen kan derimot være viktig. Dersom ladingen konsentreres til kveldstidene etter at mange kommer hjem fra arbeid vil elbilforbruket komme på toppen av et effektbehov som allerede er dimensjonerende for kraftmarkedet. Prisutslaget i spotmarkedet kan da være betydelig. Kan ladingen flyttes til natten vil den ikke komme i en periode med høyest last og kraftprisene vil nesten ikke påvirkes. Det vil heller ikke utløse behov for styrking av effektkapasiteten i transmisjon eller produksjon av kraft.

### 5.2 Diskusjon/perspektiv

Dette prosjektet har vært avgrenset til å se på virkinger av elbilpolitikken i Norge, men det norske kraftmarkedet er nært knyttet til resten av Europa. Analysen her har kun eksplisitt modellert innfasing av elbiler i det norske kraftmarkedet, mens resten av Europa har en generell klimapolitikk. Dersom en hadde lagt inn en tilsvarende økning i elbilandelene i de andre landene i EU/EØS kunne en lett ha fått mer dramatiske resultater. Norge har et spesielt høyt elektrisitetsforbruk pr innbygger siden vi er nokså alene om å bruke strøm til oppvarming. Selv med den nokså hardhendte klima- og elbilpolitikken i NTP-EU utgjør elbiltillegget i kraftetterspørselen kun 4,2 % i 2030. I mange andre europeiske land ville en tilsvarende elbilandel i bilparken ført til en mye større økning i kraftetterspørselen.

Dette gjør at overførbarheten av disse funnene til andre land kan være noe begrenset. Som påpekt i andre studier, som Figenbaum et al. (2019), Fridstrøm (2019a), Figenbaum (2018) og Fridstrøm (2020), så er det en rekke faktorer som gjør at elbiler passer relativt gunstig inn i Norge, sammenlignet med andre land. Dette var forhold som var til stede lenge før elbiler var allment tilgjengelig. Den relativt høye CO<sub>2</sub>-beskatingen i kjøpsavgiften, og relativt høye drivstoffavgifter, gir et sterkt økonomisk fortrinn til elbiler allerede før man ser på andre virkemidler. I tillegg har Norge relativt lave strømpriser sammenlignet med andre europeiske land, og i de fleste deler av landet er det relativt god kapasitet i strømmettet, ettersom det er vanlig å bruke strøm til oppvarming. Dette er også med på å styrke elbilens relative konkurransekraft overfor konvensjonelle biler. På landsbasis har også de fleste bileiere tilgang til parkering på egen eiendom, som også gjør hjemmelading enklere.

Det vil være en del erfaringer som kan overføres til andre land, f.eks. at CO<sub>2</sub>-besktning i kjøpsavgiften kan være et vel så kraftig instrument som et direkte elbilsubsidie, men uten de samme uheldige provenyeffektene, men det er en del forhold som er spesielt gode i Norge som det ikke er like lett å kopiere.

Det er også verdt å merke seg at selv om vår analyse konkluderer med at kraftmarkedet i stor grad vil være robust mot en storstilt elektrifisering av bilparken, så er det verdt å huske at det er andre vesentlige samfunnskostnader knyttet til elektrifiseringen. Flere studier (f.eks. Bjertnæs, 2016; Fridstrøm & Østli, 2017; Wangsnæs, 2018; Wangsnæs, Proost, & Rødseth, 2018) trekker fram at politikken som stimulerer til et dramatisk skifte til elbiler for å redusere utslipp, representerer relativt høye tiltakskostnader på flere tusen kr per tonn CO<sub>2</sub> redusert. Dette er tiltakskostnader som er langt høyere enn det som er innenfor et vanlig usikkerhetsspenn for karbonpriser på 2020-tallet (Rødseth et al., 2020) som konsistent med overholdelse av halvannengradersmålet i Parisavtalen (IPCC, 2018) til lavest mulig kostnad. Disse kostnadene kommer bl.a. i form av høyere kostnader for et gitt kvalitetsnivå på bilflåten, tap av offentlig proveny som må finansieres med vridende skatter fra andre provenykilder og høyere køkostnader i byer som følge av lavere energikostnader og bompenger.

### 5.3 Forbehold

Det er viktig å merke seg at disse modellene ikke fanger opp kapasitetsproblemer i de lokale distribusjonsnettene. Det kan i mange lokale nett være behov for forsterkninger for å ta høyde for lading av elbiler. Et empirisk studie også gjennomført i ELECTRANS-prosjektet (Wangsnæs & Halse, 2021), finner at økt elbiletthet henger sammen med statistisk signifikante økninger i kostnader hos lokale nettselskap. Denne effekten er også av en viss økonomisk betydning, hvor marginaeffekten av en ny elbil i snitt fører til kostnader på nesten 10 000 kr på median-nettselskapet. De finner også at den marginale kostnadseffekten er større for mindre nettselskap, gjerne i grisgrendte strøk med lavere kapasitet, og er tilnærmet null for større nettselskap (som betjener mer enn 90 % av alle strømkunder). Wangsnæs, Proost, and Rødseth (2019) finner også at økte kostnader fra en større elbilpark i Oslo-området er relativt beskjedne. Og kostnadene er i hvert fall beskjedne sammenlignet med marginalkostnaden av å nå de ambisiøse utslippsmålene i hovedstadsområdet innen 2030, som nødvendigvis vil innebære en kraftig overgang til elbiler, selv om samfunnskostnadene av å nå målene skulle holdes så lave som mulig.

Analysen vår i avsnitt 4.5 bygger opp om samme konklusjoner som studiene i avsnittet over når det gjelder lokalnettet. Dersom en er i stand til å skifte hele eller storparten av ladingen til nattetimene vil et lokalnett som har kapasitet til å håndtere de ordinære effekttoppene på kveldstid også ha tilstrekkelig kapasitet til å lade elbiler om natten. I hvilken grad en vil være i stand til å skifte ladeadferden til elbileierne fra kveld til natt er både et spørsmål om teknologi og om incentiver. Med tanke på at det allerede eksisterer ladingsløsninger som automatisk styrer ladingen for å minimere strømregningen<sup>3</sup>, vil det sannsynligvis være nok med små forskjeller i time-til-time strømpriser og/eller effekttariffer.

Modellen har også i tidsdimensjonen ikke tilstrekkelig oppløsning til å beskrive de aller høyeste effekttoppene en kan få i en kort periode med kalde vinterdager. Likevel er Stresstest-scenariet formulert relativt sterkt med en økt oppvarmingssetterspørsel på 6TWh

<sup>3</sup> [https://tibber.com/no/store/elbil-lading?gclid=EA1aIQobChMIa344dLX7AIVSdiyCh2ivQEgEAAYASAAEgI7QvD\\_BwE](https://tibber.com/no/store/elbil-lading?gclid=EA1aIQobChMIa344dLX7AIVSdiyCh2ivQEgEAAYASAAEgI7QvD_BwE)

kombinert med 20 % mindre tilsig. Kraftmarkedet i stort er robust også for et slikt scenario, men igjen kan det være at lokale distribusjonsnett som ikke har tilstrekkelig kapasitet til å dekke etterspørselen.

## **5.4 Videre forskning**

Det er muligheter for å vri utfordringene elbillading kan representere for kraftsystemet til en mulighet. Det pågår forskning på muligheten for at elbiler kan brukes som lagringsplass for strøm som kan føres tilbake til kraftsystemet, eller bare lokalt til bygninger, såkalt vehicle-to-grid (V2G) og vehicle-to-building (V2B) (f.eks. Barton et al., 2013; Clement-Nyns, Haesen, & Driesen, 2011; Green II, Wang, & Alam, 2011; Hagem, Greaker, & Proost, 2019; Mwasilu, Justo, Kim, Do, & Jung, 2014). I land med mindre kapasitet til å håndtere en storstilt elektrifisering uten vesentlige tiltak i kraftsystemet, kan dette være potensielt svært viktig.

Selv om vi finner at det norske kraftmarkedet er robust for elbillading, så vil videre forskning behøve å gjøre lignende undersøkelser for andre land etter hvert som deres elbilflåte vokser. Vår fremgangsmåte som vi har dokumentert i denne rapporten kan i så måte fungere som et godt utgangspunkt.



## 6 Referanser

- Aune, F. R., Brekke, K. A., Golombek, R., Kittelsen, S. A. C., & Rosendahl, K. E. (2008). *LIBEMOD 2000 - LIBeralisation MODEL for the European Energy Markets: A Technical Description*. Retrieved from Oslo:
- Aune, F. R., Golombek, R., Hallre, H. K., Kittelsen, S. A. C., & Rosendahl, K. E. (2014). *LIBEMOD 2009 - Changes in Technical Description*. Frischsenteret, Oslo.
- Aune, F. R., Golombek, R., Kittelsen, S. A. C., & Rosendahl, K. E. (2008). *Liberalizing the energy markets of Western Europe – a computable equilibrium model approach* (Vol. 36). Cheltenham, UK and Northampton, MA, USA: Edward Elgar.
- Aune, F. R., Golombek, R., Rosendahl, K. E., Kittelsen, S. A. C., & Wolfgang, O. (2001). *LIBEMOD - LIBeralisation MODEL for the European Energy Markets: A Technical Description*. Retrieved from Oslo:
- Aune, F. R., & Larsen, B. M. (2020). *Regionalisering av LIBEMOD*. Retrieved from Oslo:
- Barton, J., Huang, S., Infield, D., Leach, M., Ogunkunle, D., Torriti, J., & Thomson, M. (2013). The evolution of electricity demand and the role for demand side participation, in buildings and transport. *Energy Policy*, 52, 85-102.
- Bjertnæs, G. H. M. (2016). Hva koster egentlig elbilpolitikken? *Samfunnsøkonomen*, 130(2), 61-68.
- Clement-Nyns, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2011). The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electric Power Systems Research*, 81(1), 185-192.
- Figenbaum, E. (2018). Electromobility Status in Norway: Mastering Long Distances—the Last Hurdle to Mass Adoption. *TØI Report*(1627/2018).
- Figenbaum, E., Assum, T., & Kolbenstvedt, M. (2015). Electromobility in Norway: experiences and opportunities. *Research in Transportation Economics*, 50, 29-38.
- Figenbaum, E., Ydersbond, I. M., Amundsen, A. H., Pinchasik, D. R., Thorne, R. J., Fridstrøm, L., & Kolbenstvedt, M. (2019). *360 degree analysis of the potential for zero-emission vehicles* (TØI Report 1744/2019
- ). Retrieved from <https://www.toi.no/publikasjoner/360-graders-analyse-av-potensialet-for-nullutslippskjoretøy-article35999-8.html>
- Fridstrøm, L. (2019a). Dagens og morgendagens bilavgifter [Current and future taxation of cars]. *TØI rapport 1708/2019*.
- Fridstrøm, L. (2019b). *Framskrivning av kjøretøyparken i samsvar med nasjonalbudsjettet 2019* Retrieved from <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=50202>
- Fridstrøm, L. (2020). Who will bell the cat? On the environmental and sustainability risks of electric vehicles: A comment. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 135(C), 354-357.
- Fridstrøm, L., & Østli, V. (2016). Kjøretøyparkens utvikling og klimagassutslipp. *Framskrivninger med modellen BIG. Institute of Transport Economics*.
- Fridstrøm, L., & Østli, V. (2017). The vehicle purchase tax as a climate policy instrument. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 96, 168-189.
- Fridstrøm, L., & Østli, V. (2018). *Etterspørselen etter nye personbiler – analysert ved hjelp av modellen BIG [The demand for new automobiles in Norway – a BIG model analysis]*. Retrieved from <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=49131>

- Gaure, S., & Golombek, R. (2019). *True or not true: Carbon-free Electricity Generation is possible*. Retrieved from
- Green II, R. C., Wang, L., & Alam, M. (2011). The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 544-553.
- Hagem, C., Greaker, M., & Proost, S. (2019). Vehicle-to-Grid; Impacts on the electricity market and rollout of electric vehicles. *CREE Discussion Paper*.
- IEA. (2019). *Global EV Outlook 2019*. Retrieved from IEA, Paris: [www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/](http://www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/)
- IPCC. (2018). *Global Warming of 1.5 °C*. Retrieved from <http://www.ipcc.ch/report/sr15/>
- Kittelsen, S. A. C. (1985). *Husbold i generelle likevektsmodeller, MPS/GE og MISMOD*. Retrieved from
- Madslie, A., Hulleberg, N., & Kwong, C. (2019). *Framtidens transportbehov: Framskrivninger for person- og godstransport 2018-2050*. Retrieved from <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=51596>
- Madslie, A., Kwong, C., & Steinsland, C. (2017). *Framskrivninger for persontransport i Norge 2016-2050. TØI rapport, 1554*, 2017.
- Mwasilu, F., Justo, J. J., Kim, E.-K., Do, T. D., & Jung, J.-W. (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.
- NASA. (2019). *MERRA-2*. Retrieved from: <https://disc.sci.gsfc.nasa.gov/datasets?keywords=%22MERRA-2%22>
- Norwegian Electric Vehicle Association. (2019). *Statistikk elbil*. Retrieved from <https://elbil.no/elbilstatistikk/>
- Olje- og Energidepartementet. (2011). *Meld. St. 14 (2011–2012): Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet*. Olje- og Energidepartementet, Oslo Retrieved from <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/?ch=3>.
- Rødseth, K. L., Wangsness, P. B., Veisten, K., Elvik, R., Høy, A. K., Klæboe, R., . . . Nilsson, J.-E. (2020). *Eksterne skadekostnader ved transport i Norge - Estimer av marginale skadekostnader for person- og godstransport* Retrieved from <https://www.toi.no/publikasjoner/eksterne-skadekostnader-ved-transport-i-norge-estimer-av-marginale-skadekostnader-for-person-og-godstransport-article35997-8.html>
- Skotland, C. H., Eggum, E., & Spilde, D. (2016). *Hva betyr elbiler for strømmettet?* Retrieved from Oslo: Transportetatene. (2016). *Grunnlag for klimastrategi. Nasjonal transportplan 2019-2029*. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/>.
- Wangsness, P. B. (2018). How to road price in a world with electric vehicles and government budget constraints. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 65, 635-657.
- Wangsness, P. B., & Halse, A. H. (2021). The Impact of Electric Vehicle Density on Local Grid Costs: Empirical Evidence from Norway. *The Energy Journal*, 42(5). doi:10.5547/01956574.42.5.pwan
- Wangsness, P. B., Proost, S., & Rødseth, K. L. (2018). *Vehicle choices and urban transport externalities. Are Norwegian policy makers getting it right?* Norwegian University of Life Sciences - School of Economics and Business working paper series. School of Economics and Business. Norwegian University of Life Sciences. Aas, Norway.
- Wangsness, P. B., Proost, S., & Rødseth, K. L. (2019). *Optimal policies for electromobility: Joint assessment of transport and electricity distribution costs in Norway*. Retrieved from NMBU School of Economics and Business Working Paper Series 1/2019:





## Transportøkonomisk institutt (TØI) Stiftelsen Norsk senter for samferdselsforskning

TØI er et anvendt forskningsinstitutt, som mottar basisbevilgning fra Norges forskningsråd og gjennomfører forsknings- og utredningsoppdrag for næringsliv og offentlige etater. TØI ble opprettet i 1964 og er organisert som uavhengig stiftelse.

TØI utvikler og formidler kunnskap om samferdsel med vitenskapelig kvalitet og praktisk anvendelse. Instituttet har et verrfaglig miljø med rundt 90 høyt spesialiserte forskere.

Instituttet utgir tidsskriftet Samferdsel på internett og driver også forskningsformidling gjennom TØI-rapporter, artikler i vitenskapelige tidsskrifter, samt innlegg og intervjuer i media. TØI-rapportene er gratis tilgjengelige på instituttets hjemmeside [www.toi.no](http://www.toi.no).

TØI er partner i CIENS Forskningscenter for miljø og samfunn, lokalisert i Forskningsparken nær Universitetet i Oslo (se [www.ciens.no](http://www.ciens.no)). Instituttet deltar aktivt i internasjonalt forsknings-samarbeid, med særlig vekt på EUs rammeprogrammer.

TØI dekker alle transportmidler og temaområder innen samferdsel, inkludert trafiksikkerhet, kollektivtransport, klima og miljø, reiseliv, reisevaner og reiseetterspørsel, arealplanlegging, offentlige beslutningsprosesser, næringslivets transporter og generell transportøkonomi.

Transportøkonomisk institutt krever opphavsrett til egne arbeider og legger vekt på å opptre uavhengig av oppdragsgiverne i alle faglige analyser og vurderinger.

### Besøks- og postadresse:

Transportøkonomisk institutt  
Gautstadalléen 21  
NO-0349 Oslo

22 57 38 00  
[toi@toi.no](mailto:toi@toi.no)  
[www.toi.no](http://www.toi.no)