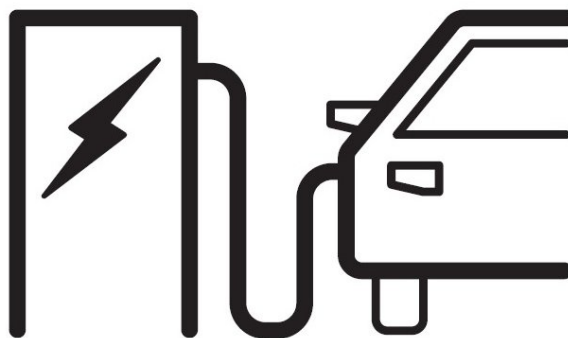
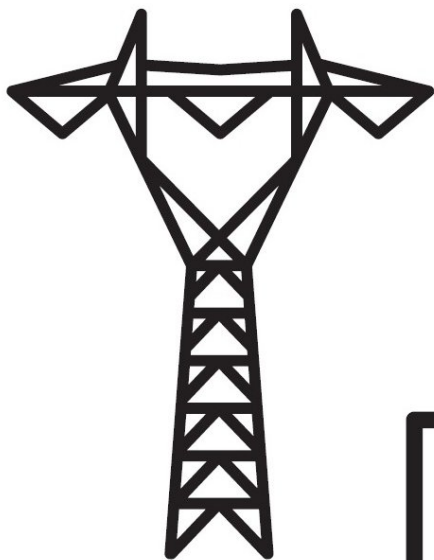




## Hva betyr elbiler for strømnettet?

74  
2016



R  
A  
P  
P  
O  
R  
T

# Rapport nr 74-2016

## Hva betyr elbiler for strømmettet?

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat  
**Redaktør:** Christer Heen Skotland  
**Forfattere:** Christer Heen Skotland, Eirik Eggum og Dag Spilde

**Trykk:** NVEs hustrykkeri  
**Opplag:** 200  
**Forsidefoto:** Internt  
**ISBN** 978-82-410-1527-4  
**ISSN** 1501-2832

**Sammendrag:** Mulige konsekvenser for strømmettet og spesielt distribusjonsnettet for et scenario med 1,5 millioner elbiler i 2030.

**Emneord:** Transport, elbiler, elektrifisering, strømmnett, lading, elbillading, effekt, spenningskvalitet, kapasitet, distribusjonsnettet, overbelastning

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95  
Telefaks: 22 95 90 00  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

# Forord

Omlegging fra fossil til utslippsfri transport kan gi så mange som 1,5 millioner elektriske personbiler på veiene i 2030. NVE mener det er viktig å vurdere konsekvensene for strømmettet ved en slik omlegging, og denne rapporten forsøker å belyse noen av problemstillingene som kan dukke opp.

Det er mange utfordringer knyttet til elektrifisering av transportsektoren i Norge, og denne rapporten ser bare på noen av disse. NVE ønsker å være i forkant av utviklingstrekk som er relevant for strømmettet, og omlegging av transportsektoren i en mer miljøvennlig retning er et slikt område.

Vi håper rapporten vil være interessant og relevant for miljøer som jobber med strømmettet og elektrifisering av transportsektoren, og tar gjerne imot tilbakemeldinger og meninger om innholdet.

Oslo, september 2016



Anne Vera Skriverhaug

Avdelingsdirektør



Vegard Willumsen

seksjonssjef

# Innhold

<b>Forord</b> .....	<b>3</b>
<b>Sentrale begrep i denne rapporten</b> .....	<b>5</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>7</b>
<b>2 Elbiler og energibruk</b> .....	<b>8</b>
<b>3 Elbiler og lademønster</b> .....	<b>11</b>
3.1 Elbilers lademønster .....	11
3.1.1 Lading hjemme .....	11
3.1.2 Hurtiglading.....	13
3.1.3 Lading på jobb .....	13
3.2 Fordeling av lading.....	14
<b>4 Økt effekt fra elbillading</b> .....	<b>16</b>
4.1 Gjennomsnittlig ladeprofil.....	16
4.2 Scenarier for ladeeffekt.....	18
<b>5 Kapasitet i strømmettet</b> .....	<b>20</b>
5.1 Overbelastning i transformatorer og ledninger.....	20
5.2 Spenningskvalitet.....	23
5.3 Ny infrastruktur for lading.....	24
<b>6 Elektrifisering og nett i samspill</b> .....	<b>26</b>
6.1 Anleggsbidrag.....	26
6.2 AMS og nettleie.....	27
6.3 Lastflytting.....	27
6.4 Batterier i nettet .....	28
<b>Referanser</b> .....	<b>30</b>

# Sentrale begrep i denne rapporten

Begreper	Forklaring
<b>Anleggsbidrag</b>	Kostnad som må betales av en kunde som utløser nødvendige investeringer i strømmettet. Betales til nettselskapet og skal dekke en forholdsmessig andel av investeringen.
<b>Energibruk</b>	Bruk av alle typer energivarer (elektrisitet, fjernvarme, olje, gass, kull, bioenergi, bensin/diesel).
<b>Elektrisitet</b>	Elektrisk energi, kalles også elektrisk kraft, kraft, og strøm.
<b>Effekt</b>	Hvor fort energi overføres, med andre ord energibruk per tid. Effekt måles i watt (Joule/sekund).
<b>Effekttariff</b>	Den delen av nettleia som avregnes på bakgrunn av hvor mye strøm som brukes pr. time (kWh/h).
<b>Kapasitet</b>	Overføringsgrensen for effekt som nettet har.
<b>kWh/h</b>	Energibruk pr. time oppgitt i kilowatttime pr. time. (1 MWh = 1000 kWh)
<b>Last</b>	En elektrisk komponent eller den del av en krets som trekker elektrisk strøm. Eksempler: Et elektrisk apparat eller en elbillader.
<b>Nettleie</b>	Betales til nettselskapet og skal dekke kostnadene til bygging og drift av selskapets nett. Nivået på nettleia er regulert av NVE.
<b>Trefase</b>	Strømmen i Norge overføres gjennom tre ledninger, eller faser. For spenningskvaliteten er det en fordel at disse blir noenlunde jevnt belastet. En trefaselader til elbil bruker strøm fra alle fasene og gir mer effekt enn en enfaselader.

# Sammendrag

For å redusere utslippene fra veitrafikk er det nødvendig med flere nullutslippskjøretøy. Vi har i denne rapporten valgt å se på et scenario med 1,5 millioner elektriske personbiler på veiene i 2030. Et slikt antall elbiler kan gi et økt strømforbruk på omtrent 4 TWh, som tilsvarer en økning på 3 prosent av Norges strømforbruk.

Mulige konsekvenser for strømmettet er vurdert av NVE ved å analysere belastningen i nettet hos en rekke nettselskap. Den gjennomsnittlige belastningen fra elbillading er lav, og resultatene viser at strømmettet i Norge vil tåle en forholdsvis stor overgang til elbiler.

Imidlertid vil det være slik at om mange lader elbilen samtidig i ett område, kan dette skape utfordringer for transformatorer og kabler i distribusjonsnettet. Dette gjelder spesielt i områder med liten kapasitet i strømmettet som for eksempel hytteområder.

Målinger og spørreundersøkelser viser at mye av dagens elbillading foregår på natten. Dette er en stor fordel for strømmettet da det er lavere belastet i denne perioden.

Frem til 2030 må mange av dagens transformatorer og kraftledninger i distribusjonsnettet skiftes ut på grunn av alder. Nettselskapene bør vurdere å reinvestere i komponenter med noe høyere kapasitet enn dagens, slik at nettet blir enda bedre rustet til å takle full elektrifisering av transportsektoren. Det kan også være aktuelt å forsere reinvesteringer på bakgrunn av økt elbillading.

I områder med svakt nett kan spenningskvaliteten bli dårligere ved mye elbillading. Spesielt kan skjevspenning som følge av høy enfase ladeeffekt bli en utfordring, men omfanget av dette er vanskelig å forutsi.

Systemer for smart lading og flytting av last kan redusere de mulige utfordringene i strømmettet som følger av elbillading. Avanserte måle- og styringssystem (AMS), som blir installert hos alle husholdninger innen 2019, blir et viktig hjelpemiddel for å få til smart lading. Innføring av effekttariffer, altså at nettleien varierer med tid for å spre strømförbruket, kan gi en viktig motivasjon for å benytte seg av mulighetene som ny teknologi fører med seg.

# 1 Innledning

Transportsektoren står for omtrent 1/3 av Norges klimagassutslipp. I tillegg bidrar sektoren til lokal luftforurensning. For å redusere utslippene fra veitrafikk ønsker stortingsflertallet at en større andel av person- og varebilene i Norge er nullutslippskjøretøy, etter transportetatens anbefaling til NTP (Stortinget, 2016). Dette kan innebære at 100% av nybilsalget i 2025 er nullutslippskjøretøy. Med dagens prognoser for vekst i veitrafikken kan dette bety over 1,5 millioner elektriske personbiler i 2030. Dette er i tråd med ett av tiltakene i Miljødirektoratet sin rapport *Klimatiltaket og utslippsbaner mot 2030* (Miljødirektoratet, 2015).

Hvis tiltaket gjennomføres innebærer dette at nærmere halvparten av personbilene i 2030 er nullutslippskjøretøy. Med dagens prognoser for vekst i veitrafikken kan dette bety over 1,5 millioner elektriske personbiler og flere hundre tusen små elektriske varebiler i 2030.

NVE tar ikke stilling til hvilken teknologi som skal sørge for at personbilene blir utslippsfrie, men slik verden ser ut i dag vil nok elbiler være den dominerende teknologien i 2030. Hydrogenkjøretøy kan også være en viktig teknologi, men dagens status tilsier at bidraget er mer usikkert enn for elbiler.

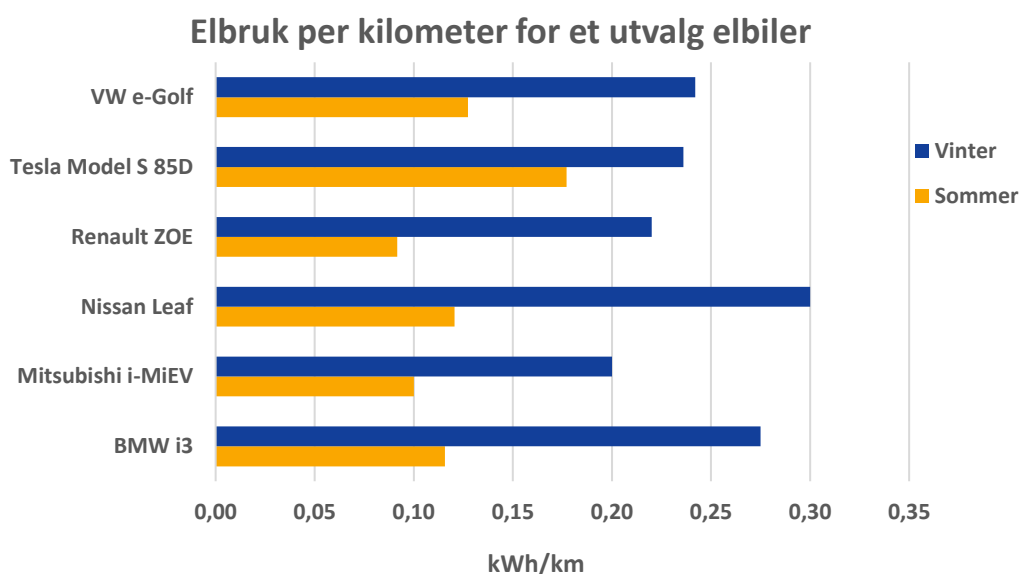
I denne rapporten vil vi forsøke å beskrive hva som blir konsekvensene for strømmettet dersom halvparten av personbilparken består av elbiler i 2030. Elektrifisering av busser, varetransport og ferger er også viktige tiltak for å redusere utslippene fra transportsektoren. Dette vil utvilsomt påvirke strømmettet, men eventuelle konsekvenser vil ikke analyseres i denne rapporten.

Kapittel 2 i denne rapporten vil handle om status på elbiler og et grovt anslag på energibruken til elbiler frem mot 2040. I kapittel 3 vil vi gå gjennom ulike kilder for å anslå et mulig lademønster for elbiler, og i kapittel 4 forsøker vi å bruke disse lademønstrene til å fremskrive gjennomsnittlig energibruk til elbillading over døgnet. I kapittelet forsøker vi også å lage noen scenarier for økt effektforbruk i et tenkt nettområde. Kapittel 5 viser resultatene av noen analyser av kapasiteten i distribusjonsnettet, og hva økt elbillading betyr for belastningen av strømmettet. Det siste kapittelet handler om relevant forskrifter og løsninger for å redusere påvirkningen av elbiler på strømmettet.

## 2 Elbiler og energibruk

Dersom veksten i antall elbiler fortsetter og myndighetene bestemmer at alle personbiler i Norge skal være nullutslippsbiler fra 2025, kan dette bety rundt 1,5 millioner elbiler i Norge i 2030. Et slikt antall elbiler kan gi behov for 4 TWh strøm.

Med elbiler menes i denne rapporten biler med kun batterielektrisk drift. Det vil si at kjøretøyet kun har elmotor som drives av strøm fra et batteri. Kapasiteten i batteriet og elbruk per kilometer avgjør hvor langt kjøretøyet kan kjøre. Kapasiteten til batteri måles i kWh. Batterikapasiteten i elbiler varierer i dag fra omtrent 20 kWh til 100 kWh. Figur 2-1 viser elbruk per kilometer for et utvalg vanlige elbiler i Norge. I sommerhalvåret kan elbruk per kilometer være nede i 0,1 til 0,15 kWh per kilometer<sup>1</sup>, mens det i kalde vintermånedene kan forbruket være dobbelt så høyt. Som et gjennomsnittstall over året er det vanlig å bruke 0,18 – 0,2 kWh per kilometer. Tallene i Figur 2-1 er regnet ut på bakgrunn av batteristørrelse og rekkeviddetall fra NAF, Forbrukerrådet og Elbilforeningen (Qvale, 2015)



Figur 2-1 Elbruk per kilometer for utvalgte elbiler i 2015. Kilde: NAF, Forbrukerrådet, Elbilforeningen.

Batterikapasiteten for tre av modellene er vist i Tabell 2-1. Tesla modell S har størst batteri og dermed lengst rekkevidde. Tabellen viser at det er stor forskjell i rekkevidde mellom sommer og vinter for alle biltyper. Nissan Leaf har halvparten så lang

<sup>1</sup> Gitt at klimaanlegget ikke er på.



rekkevidde på kalde vinterdager som en sommerdag. Om få år vil flere bilprodusenter lansere elbiler med 50 til 60 kWh batterikapasitet.

	Batterikapasitet	Rekkevidde sommer	Rekkevidde vinter
Bilmodeller	kWh	antall kilometer	antall kilometer
Tesla modell S	85	480	360
Nissan Leaf	22	199	80
VW e-Golf	24	190	100

Tabell 2-1 Batterikapasitet og rekkevidde for utvalgte elbiler (første utgave av Leaf er tatt med i tabellen). Kilde NAF, Forbrukerrådet, Elbilforeningen.

Batterikapasitet og rekkevidde betyr mye for hvor ofte bilføreren må lade bilen. Ved lav batterikapasitet og kort rekkevidde må bilen lades ofte. I er det oversikt over vanlige måter å lade elbiler på i Norge. I husholdningene er de fleste sikringer på 10 og 16 ampere, mens det i yrkesbygg er vanlig med 16 til 32 amperes sikringer. Med spenning på 230 V gir dette ladeeffekt fra 2,3 til 7,3 kW. Fra Tabell 2-1 ser vi at en Nissan Leaf trenger nærmere 10 timer på å lade et tomt batteri helt fullt med en sikring på 10 ampere, mens den med en sikring på 32 ampere kan lade batteriet fra null til hundre prosent på tre timer. En Tesla derimot trenger 12 timer på å fullade et tomt batteri, selv med en 32 amperes sikring. En bil med stor batterikapasitet, som Tesla, har imidlertid sjeldnere behov for å lade opp hele batteriet enn en bil med lavere batterikapasitet. Husholdninger som har spenningsnivå på 400 V har bedre muligheter for høyere ladeeffekter.

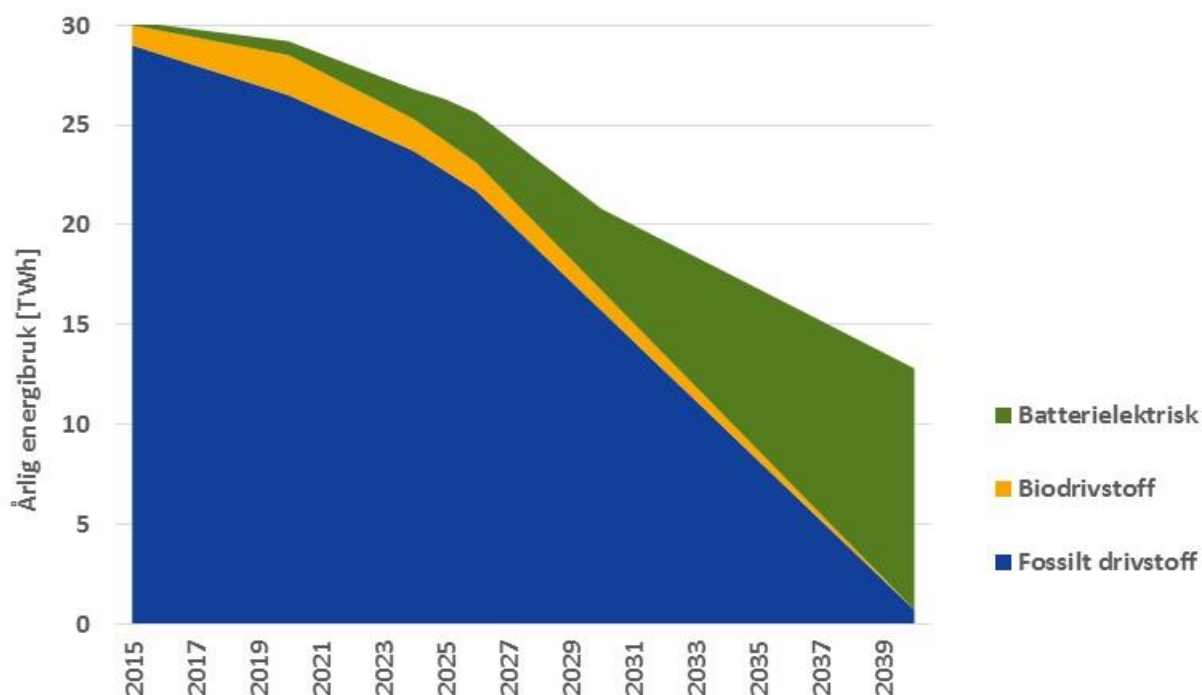
Type lader	Spenning/Strøm	Effekt
Husholdningskontakt	230V/10 A	2,3 kW
Husholdninger/yrkesbygg	230V/16 A	3,6 kW
Husholdning/yrkesbygg	230V/32A	7,3 kW
Semihurtiglader	400V/32A/3faser	22 kW
Hurtiglader	500V/100A	>50 kW

Tabell 2-2 Lading av elbiler. Kilde: Ladestasjoner.no

Det er på lengre turer mange av dagens elbiler har utfordringer. De er derfor avhengig av hurtigladdestasjoner langs veien for å være sikre på å komme frem til reisemålet. Hurtigladere har ladeeffekt fra 50 kW og oppover, og vil i fremtiden ha betydelig høyere effekter enn dette. Med 50 kW kan en Nissan Leaf lade hele batteriet på under en halv

time. Det er planer om utbygging av hurtigløstasjoner langs mange av hovedveiene i Norge de neste årene og dette vil gjøre det enklere å bruke elbil på langturer.

Omfattende elektrifisering av transportsektoren kan medføre en stor endring i personbilparken i Norge i 2030. I grunnlagsdokument for Nasjonal transportplan 2018 til 2029 foreslår transportetatene at alle nye personbiler, lette varebiler og bybusser i Norge skal være utslippsfrie etter 2025. Med utslippsfrie menes kjøretøy med batterielektrisk og hydrogenelektrisk drift, men det er grunn til å anta at en høy andel av nullutslippsbilene vil være elbiler. Gitt en slik målsetting kan antall elbiler i Norge komme opp i 1,5 millioner i 2030, og stige videre mot en utslippsfri personbilpark i 2040. En slik utviklingstrend er illustrert i Figur 2-2, og innebærer et strømforbruk på rundt 4 TWh allerede i 2030. Sammenlignet med Norges totalforbruk av strøm på over 130 TWh er dette forbruket forholdsvis lite. Figuren viser også at elektrifisering av bilparken i Norge vil gi lavere energibruk enn i dag, til tross for flere biler. Dette kommer av at elbiler er over tre ganger så energieffektive som bensin- og dieselmotorer.



Figur 2-2 Illustrasjon av mulig utvikling i energibruk til personbiler og varebiler i Norge ved overgang til elbiler. Kilde: NVE.

## 3 Elbiler og lademønster

Målinger og spørreundersøkelser tyder på at en stor del av elbilladingen foregår på natten. Elbilene lades for det meste hjemme, men jobblading er også mye brukt blant elbilistene. Hurtiglading benyttes i liten grad ifølge undersøkelsene.

### 3.1 Elbilers lademønster

Vil strømmettet bryte sammen når halve Norge vil lade elbilen sin? For å svare på dette er det viktig å vite når elbilene lades og hvor mange som lader samtidig. NVE har benyttet seg av målinger av elbillading og spørreundersøkelser for å finne ut av dette.

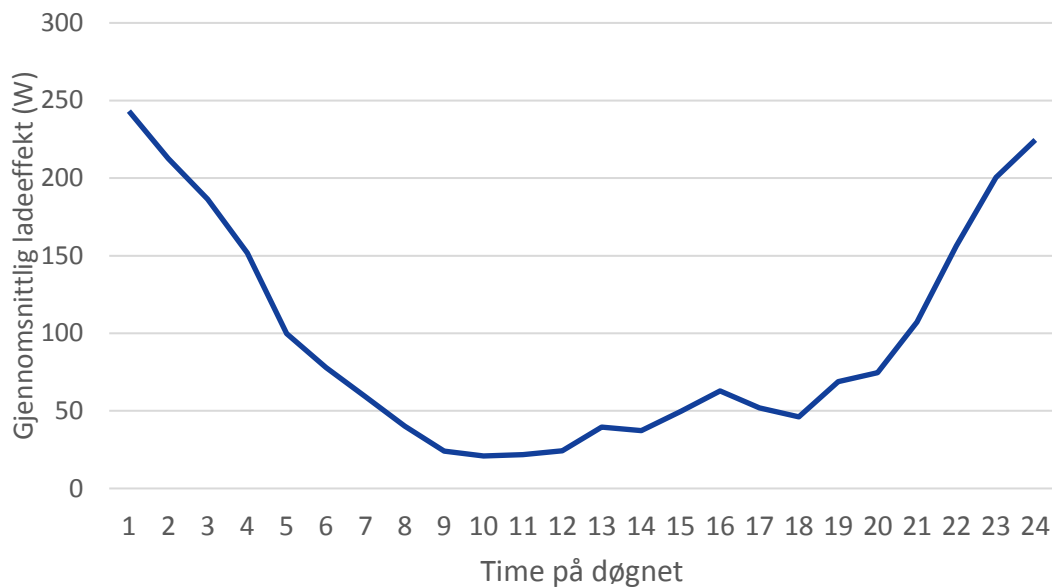
SINTEF har i perioden 2012-2015 utført målinger på en rekke ladepunkter for elbiler, både hurtigladestasjoner og ladere hjemme hos folk. NVE har fått tilgang på disse dataene og systematisert dem. Videre har NVE fått tilgang på data for lading fra en arbeidsplass i Østfold fra 1. august til 1. desember 2014. De siste dataene er benyttet for å forsøke å avdekke et mønster for jobblading på dagen.

I tillegg til målinger er to spørreundersøkelser gjennomgått for å estimere ladevanene. Elbilforeningen distribuerte en spørreundersøkelse i desember 2013 til alle sine medlemmer og mottok ca. 400 svar på en rekke spørsmål angående ladevaner. Svarene er gjengitt i en masteroppgave (Tvetter, 2014). Svarene er brukt til å korrigere resultatene av målingene. Transportøkonomisk Institutt (TØI) har også utført en spørreundersøkelse blant 1 721 elbileiere der de blant annet undersøker hvor elbilene lades (TØI, 2014)

Fra de ovennevnte kildene har NVE laget profiler for lademønster samt fordeling mellom hjemme-, jobb- og hurtiglading for personbiler i Norge.

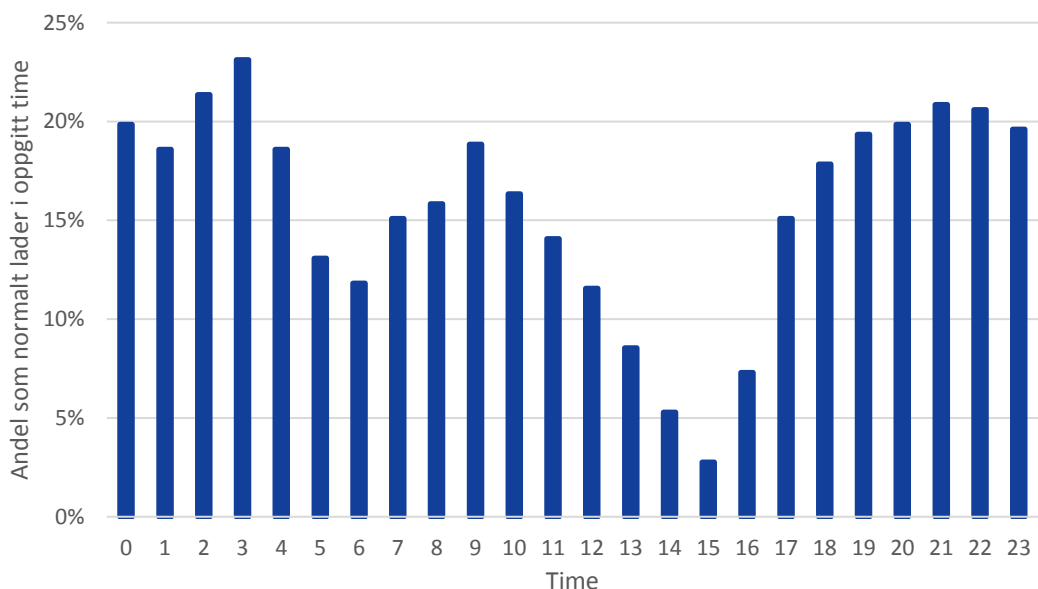
#### 3.1.1 Lading hjemme

SINTEF sine målinger av hjemmelading omfatter fire ulike elbilbrukere over perioder på 9 til 12 uker. Gjennomsnittlig ladeprofil fra målingene, uavhengig av ukedag, årstid og ladestasjon er vist i Figur 3-1. Figuren viser at ladetoppen kommer kl. 24 på natten og at det er lite lading på ettermiddagen når husholdningene bruker mye strøm til matlaging, oppvarming etc. Verdiene av ladeeffekt viser dessuten at effektbidraget i snitt er svært lite, maksimalt 250 W. Snittet er så lavt fordi dager uten lading også regnes med, i tillegg til at noen biler antageligvis lades andre steder som på jobben. Målingene viser at det er liten forskjell i lademønsteret i ukedagene sammenlignet med helgene.



Figur 3-1 Gjennomsnittlig ladeprofil for hjemmelading av personbiler. Målte verdier. Kilde: SINTEF.

Datagrunnlaget fra målingene av hjemmelading er begrenset og det vil være nødvendig å tilpasse profilen mot spørreundersøkelsen angående ladevaner. I et av spørsmålene i undersøkelsen ble elbileiere bedt om å krysse av for når de normalt lader bilen. De skulle i svaret ta hensyn til gjenværende kapasitet i batteriet, samt at batteriet ble fulladet uavhengig av når man drar ut kontakten. Svarene er vist i Figur 3-2 og gir en form for ladeprofil over døgnet.



Figur 3-2 Svar på spørsmålet: «...kryss ut de timene der du mener el-bilen din normalt lader i løpet av et døgn (utelat de timene der kontakten står i mens bilen er fulladet)» (antall=397) (Tveter, 2014)

NVE antar at lading om ettermiddagen og natten hovedsakelig er lading hjemme, mens lading fra kl. 07 på morgenen til kl. 15 er på arbeidsplassen. Spørreundersøkelsen viser en høyere andel lading i tidsrommet fra kl. 17 enn SINTEFs målinger. Siden målingene er basert på få enheter legger NVE mest vekt på spørreundersøkelsen.

Begge disse kildene viser at elbillading i dag hovedsakelig foregår på natten noe som er i kontrast til en antagelse om at *alle* plugges inn elbilen sin når de kommer fra jobb. Mange forhold kan forklare at dette ikke er tilfelle, blant annet SSBs befolkningsstatistikk og arbeidsstatistikk og TØIs reisevaneundersøkelse. Disse viser at det kun er 1,7 millioner personer i Norge som arbeider innen ordinær arbeidstid (08-16), og omtrent 60 prosent av disse igjen bruker egen bil til jobb (TØI, 2014). Av dagens 2,7 millioner personbiler kan man dermed forvente at maksimalt 1 million av disse brukes til og fra jobb. Videre er det nok mange av de som kommer hjem på ettermiddagen som venter med å lade elbilen til kveldens kjøreaktiviteter er over.

Med fremtidens effekttariffer kan det bli lønnsomt og vente med elbillading til kvelden og natten. Det er derfor rimelig å anta at ladeprofilen for hjemmelading i år 2030 vil ha en topp på natten i likhet med målingene og spørreundersøkelsen vist over, men man kan muligens forvente at en større andel av elbilladingen skjer på natten. Vi beskriver dette nærmere i siste kapittel.

### 3.1.2 Hurtiglading

Målingene SINTEF har utført av hurtiglading omfatter to års kontinuerlig måling for tre hurtigladestasjoner i Norge og er således ganske omfattende. Målingene viser at det er liten forskjell i bruk av hurtiglader i helg og ukedager. Bruken av hurtiglading på vinteren er også omtrent det samme som på sommeren. Ladeprofilen fra disse målingene viser at den største andelen hurtiglading utføres rundt kl. 17 på ettermiddagen. På grunn av det store datamaterialet fra SINTEF velger NVE å bruke deres hurtiglademålinger som generell hurtigladeprofil i denne analysen.



Figur 3-3 Hurtigladestasjon med tre uttak på 50 kW og to på 22 kW. Foto: NVE

### 3.1.3 Lading på jobb

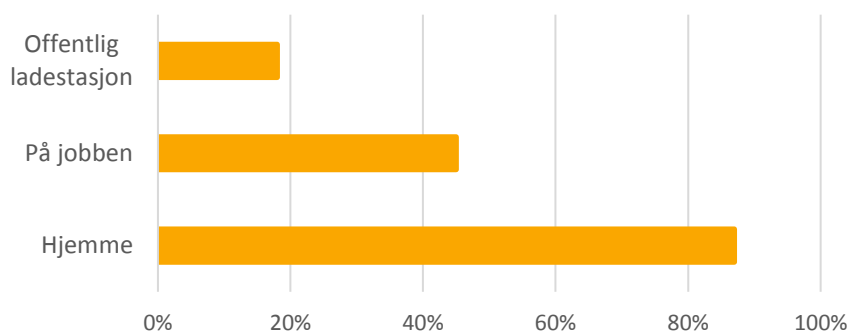
For å estimere hvordan elbillading fortoner seg på dagen har NVE benyttet måleserier fra en arbeidsplass i Østfold. Målingene viser at ladingen starter kl. 06 på morgenen, stiger jevnt til kl. 09 og synker mot slutten av arbeidstiden. Denne profilen er i stor grad sammenfallende med spørreundersøkelsen vist i Figur 3-2 og vil derfor benyttes for å

beskrive ladeprofilen for jobblading. Det kan tenkes at det blir vanlig å innføre ladebegrensninger på jobb for å dempe effekttariffene, slik at toppen kl. 09 blir noe dempet.

## 3.2 Fordeling av lading

For å beregne påvirkningen av elbillading på distribusjonsnettet må vi vite hvor elbilene lader. For å anslå hvor mye av ladingen til elbiler som vil foregå hjemme, på jobb og på hurtigladestasjoner finnes noen spørreundersøkelser det er mulig å støtte seg på, blant annet Elbilforeningens årlige undersøkelse «Elbilisten», og noen andre spørreundersøkelsen angående lading og ladevaner (Tvetter, 2014) og (TØI, 2014).

Resultatet av spørsmålet «Hvor lader du el-bilen daglig» er vist i Figur 3-4. Hjemmelading dominerer med nesten 90 prosent daglig bruk, men nesten halvparten av elbileierne lader også på jobben.



Figur 3-4 Svar på spørsmålet: "Hvor lader du el-bilen daglig?" (antall=397) (Tvetter, 2014)

Undersøkelsen til TØI viser omtrent samme ladefordeling. Ifølge undersøkelsen benytter omtrent 60 til 70 prosent av elbileierne hjemmelading daglig, mens omtrent 40 prosent lader tilnærmet daglig på jobb. Så godt som ingen benytter hurtiglading mer enn to ganger i uken og 70 prosent benytter denne ladeformen sjelden eller aldri. Dette samsvarer godt med Elbilforeningens undersøkelse «Elbilisten 2015» hvor 88 prosent sier de benytter hurtiglading månedlig, sjeldnere eller aldri.

Som figuren over viser forekommer noe lading på offentlige ladestasjoner. For enkelhets skyld antar vi at denne andelen hovedsakelig vil sammenfalle med jobb- og hjemmelading og fordele seg jevnt på disse.

Det er vanskelig å trekke sikre slutninger om hvor folk lader, og ikke minst hvor de vil lade i 2030. Det er tilsynelatende mange som nå lader på jobb, men andelen vil sannsynligvis reduseres i fremtiden da ledige stikkontakter i jobbkjellere etc. neppe vil holde tritt med økningen i elbiler. Et unntak er hvis flere arbeidsplasser velger å legge til rette for elbillading. Samtidig vil lengre rekkevidde på bilene redusere behovet for jobblading. Hurtiglading vil sannsynligvis øke i fremtiden ettersom vi kan forvente at en

stor andel av dagens elbileiere har lett tilgang til lading enten hjemme, offentlig ladestasjon eller på jobb, og nye elbileier må derfor i større grad benytte seg av hurtiglading.

**Fremtidens jobblading?** Matdistributøren Asko har ved sitt lager i Vestby tilrettelagt for elbillading ved hjelp av solceller. Solcellene er dobbeltsidige slik at de kan produsere strøm fra reflektert sollys fra undersiden også på vinteren når det er snø. Anlegget har en effekt på 20 kW<sub>p</sub> og vil produsere i underkant av 20 000 kWh i året. Det tilsvarer omtrent 100 000 km med elbilkjøring.



For videre scenarioarbeid benytter vi en energifordeling på 75 prosent hjemmelading, 15 prosent jobblading og 10 prosent hurtiglading i 2030. Vi antar at offentlig lading vil inkluderes i både hjemme- og jobblading. Denne fordelingen kan selvsagt endre seg i fremtiden og vil være avhengig av teknologi, rammebetingelser og hvordan infrastrukturen for lading vil utvikle seg. Mange av dagens elbilprodusenter anbefaler å begrense hurtiglading til et minimum for å forlenge batterilevetiden, men dette kan endre seg med ny teknologi.



*Figur 3-5 Lading av elbiler på offentlig ladestasjon. Foto:NVE*



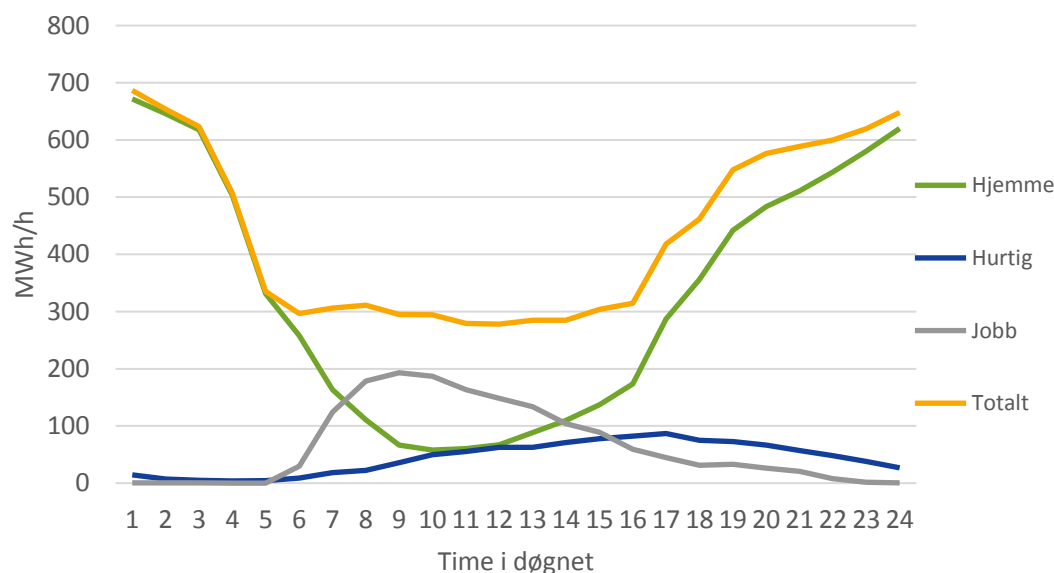
## 4 Økt effekt fra elbillading

Med en fordelingen av elbillading som vist i kapittel 3, vil den økte effekten som følge av elbillading være ganske liten på sentralnettsnivå. Husholdningsforbruket vil få en noe høyere økning. I områder med mange elbiler og mye samtidig lading kan nettet i perioder oppleve en dobling av det eksisterende effektforbruket.

Lading av elbiler kan være en utfordring for strømmettet, enten ved at det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet eller at spenningskvaliteten blir for dårlig. I begge tilfeller har antall biler som lades samtidig stor betydning. I dette kapitlet anslår NVE hvor mange biler som lader samtidig og hvor høy effekt de lader på. Å estimere dette er utfordrende og med betydelig grad av usikkerhet slik at resultatene må tolkes deretter.

### 4.1 Gjennomsnittlig ladeprofil

De antatte lademønstrene samt den antatte fordelingen mellom de ulike ladestedene forklart i avsnitt 3.1 og 3.2, kan settes sammen og gir en antatt fordeling av strømforbruk til elbiler gjennom døgnet. Ved å anta 1 560 000 elektriske personbiler i 2030 med årlig kjørelengde som dagens personbiler (12 300 km/år) (SSB, 2016) og et energiforbruk på 0,2 kWh/km vil disse bruke i underkant av 4 TWh i året. I snitt tilsvarer det 10,5 GWh pr. dag. Hvis vi antar at fordelingen av hjemme-, jobb og hurtiglading er som tidligere estimert vil dette gi en samlet ladeprofil for personbiler som vist i Figur 4-1. Det høyeste energiforbruket pr. time blir da på knappe 700 MWh og vil inntreffe om natten.

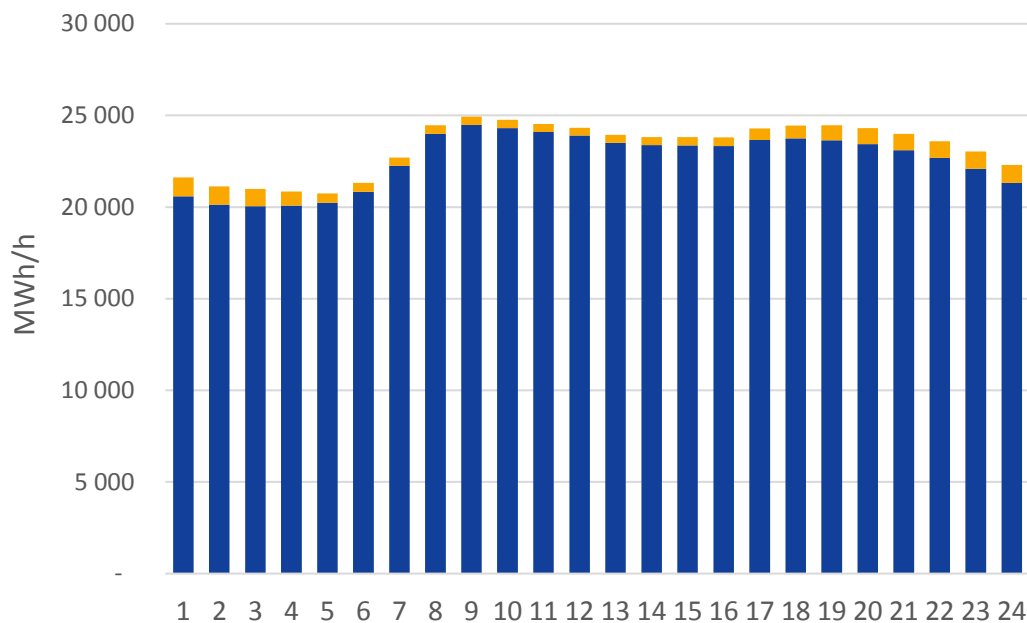


Figur 4-1 Antatt ladeprofil og energiforbruk for personbiler over et døgn i 2030



Strømnettet er mest belastet om vinteren, samtidig som elbilene da bruker mer strøm til fremdrift. Hvor mye mer de vil bruke i 2030 er usikkert, men 0,3 kWh/km på en kald vinterdag kan være et rimelig anslag. Dette vil naturlig nok øke energiforbruket vist i Figur 4-1 med 50 prosent. NVE bruker dette som anslag for økt effekt fra elbillading om vinteren.

NVE forventer at sentralnettet vil håndtere den økte energibruken fra elbillading da dette blir en forholdsvis liten last sammenlignet med annet forbruk. Figur 4-2 viser dagen med det så langt høyeste forbruket i sentralnettet (inntraff 21 januar 2016), med et tillegg på elbillading etter mønster fra Figur 4-1 men med et forbruk på 0,3 kWh/km. Som figuren viser er tillegget fra elbil i høyeste lasttime på under 2 prosent. Vi kan likevel ikke utelukke at enkelte områder vil få en økning i strømforbruket som fører til at sentralnettet må oppgraderes for å opprettholde forsyningssikkerheten. Et slikt område kan være Oslo, og dette er nærmere omtalt under Statnett sine utredninger i forbindelse med Nettplass Stor-Oslo<sup>2</sup>.

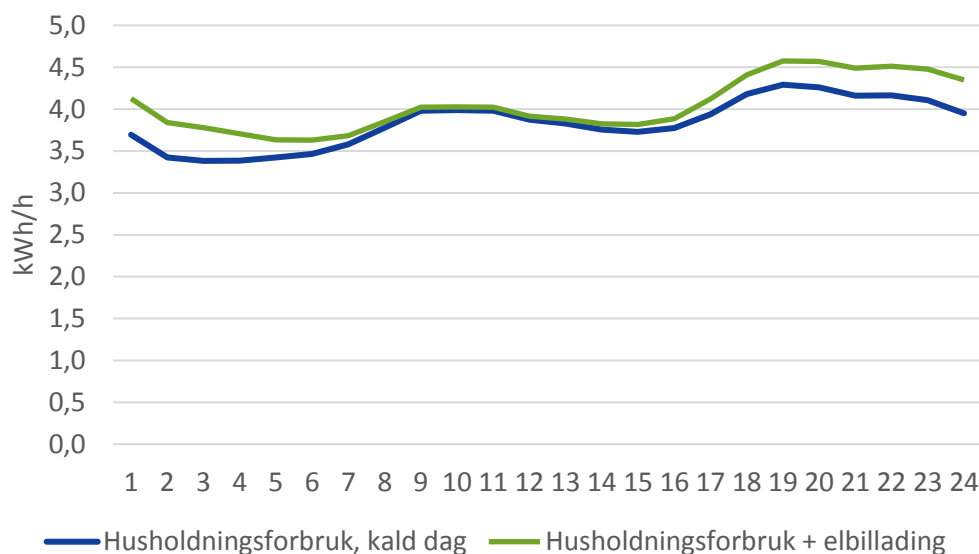


Figur 4-2 Blå søyle viser energiforbruket pr time i sentralnettets maksimalldøgn så langt (21.1.2016). Gule søyler viser en tenkt økning i energiforbruket ved elbillading i 2030.

NVE tror at distribusjonsnettet vil oppleve størst utfordringer ved lading av elbiler i fremtiden. For å undersøke dette har vi benyttet data fra et nettselskap i Sør-Norge med AMS (Avanserte Måle- og Styringssystemer). Målingene viser at gjennomsnittlig maksimalforbruk for husholdninger er over 4 kWh/h på et kaldt døgn og det høyeste forbruket oppstår om ettermiddagen rundt kl. 19. Dette er vist i Figur 4-3. Analysene til

<sup>2</sup> <http://storoslo.statnett.no/nedlastninger/samlinger/>

NVE tyder på at lading av elbiler vil øke gjennomsnittlig maksimaleffekt om ettermiddagen med ca. 0,5 kW.



Figur 4-3 Gjennomsnittlig husholdningsforbruk på en kald dag, og totalt elforbruk med en antatt hjemmeladeprofil for elbiler som vist tidligere i dette avsnittet.

## 4.2 Scenarier for ladeeffekt

Tallene i forrige avsnitt viste at økningen i strømforbruk er forholdsvis liten hvis man har en tilnærming der man fordeler et årlig energiforbruk jevnt over hver dag. På sentralnettsnivå vil nok denne tilnærmingen være riktig, men lenger ned i nettet vil effektpådraget være mer påvirket av høye ladeeffekter hos den enkelte husholdning. For å undersøke mulig effektøkning innen et gitt område i distribusjonsnettet kan en tenke seg noen scenarier som tar hensyn til antall elbiler i dette området, gjennomsnittlig ladeeffekt og hvor mange som lader bilen sin samtidig.

Dagens hjemmeladere for elbiler har et effektforbruk fra 2 til 22 kW, men lave effekter er mest utbredt. Ifølge «Elbilisten 2015» lader mer enn 80 prosent fra kurser inntil 16 A som tillater maksimalt 3,5 kW<sup>3</sup> i 230 V IT nett som er mest utbredt i Norge. En 32 A kurs gir alt fra 7 til 22 kW avhengig av spenningsnivået i nettet og om laderen er én eller trefaset. Disse ladeeffektene krever ofte at man utfører elektriske installasjoner i hjemmet/garasjen, og kostnaden for dette vil i mange tilfeller begrense utbredelsen av så høye ladeeffekter. Med økt batterikapasitet på bilene er det riktignok naturlig å anta at man ønsker høyere effekt for elbillading enn det som benyttes i dag, og en gjennomsnittlig ladeeffekt på 5 til 7 kW kan ansees som ganske reelt, som vist i Tabell 4-1. Disse effektene er regnet ut på bakgrunn av en antatt fordeling mellom ulike ladeeffekter.

<sup>3</sup> En kurs på 16 A bør ikke belastes så høyt som teoretisk mulig, altså 3680 W

**Vanlige stikkontakter** tåler ikke langvarig høy belastning. Gjennom tilsyn med elektriske anlegg og tester er det dokumentert at langvarig høy belastning over 10 A på vanlige husholdningsstikkontakter (Schuko) kan føre til varmgang og brann. Nye installasjonsregler sier derfor at dersom det benyttes vanlig kontakt for lading av elbil skal denne beskyttes med en sikring på maks 10 A. Dersom det benyttes en industrikontakt (rundstift EN 60309) kan det benyttes høyere ladestrøm.



Spørreundersøkelsen gjengitt i Figur 3-2 antyder at mindre enn 25 prosent av elbilistene lader på samme tidspunkt. Dette kan fremstå som noe lavt, samtidig som det antyder at ikke «alle» elbileiere lader når de kommer hjem fra jobb. For å ta høyde for at mange elbileiere lader samtidig velger vi i scenariene å bruke 30, 50 og 70 prosent for samtidig lading. På denne måten blir resultatene fra analysen mer robuste med tanke på stor økning i effekt fra lading av elbiler.

De tre scenariene lages på bakgrunn av antall biler pr. husholdning, gjennomsnittlig ladeeffekt og samtidig lading, som beskrevet over. Scenariene er vist i Tabell 4-1.

Scenario	Antall elbiler pr. husholdning	Ladeeffekt (kW)	Samtidig lading	Tillegg effekt pr. hush. i maxlast(kW)
1	0,5	5,1	30 %	1
2	0,75	6,0	50 %	2
3	1	7,1	70 %	5

Tabell 4-1 Scenarier for økt effekt pr. husholdning som følge av elbillading

I scenario 3 er tilleggseffekten fra lading av elbiler veldig høy og kan representere et område med stor tetthet av elbiler som lader samtidig. Dette kan f.eks inntreffe i nabolag med stor grad av homogen oppførsel blant beboerne, eller i hytteområder der et stort antall hytteeiere ankommer samtidig med elbilen sin.

## 5 Kapasitet i strømmettet

Ved å fordele ladingen til elbil jevnt over året er det antageligvis god nok kapasitet i strømmettet til 1,5 millioner elbiler, selv på kalde vinterdager. I områder med lite kapasitet i nettet, stor andel elbil og med høy samtidig elbillading, kan det oppstå overbelastning på transformatorer og kabler i distribusjonsnettet. Elbilladere kan være en utfordring for spenningskvaliteten i områder med svake nett. Spesielt kan skjjevspenning sette begrensninger på hvor store effekter enkelte husholdninger kan installere til elbilladingen.

### 5.1 Overbelastning i transformatorer og ledninger

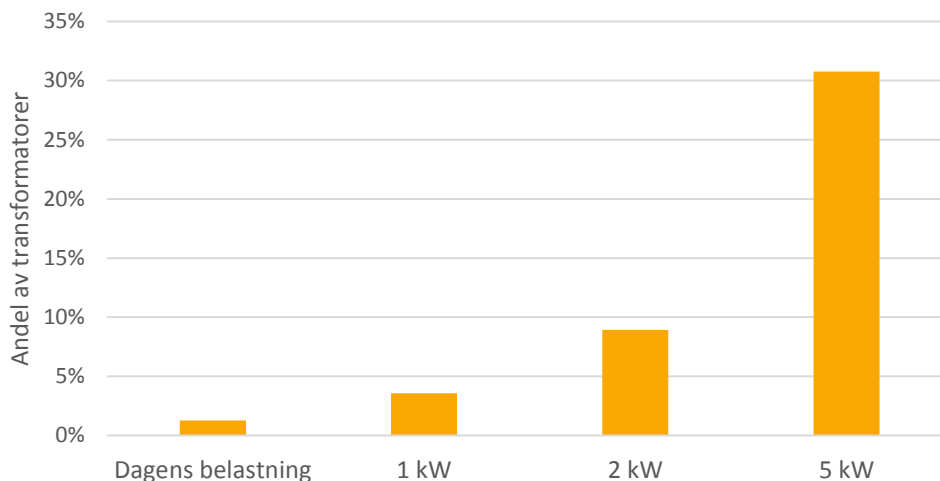
Det er begrenset hvor mye strøm som kan gå gjennom strømmettet samtidig. Hvis det går mer strøm gjennom en ledning eller transformator enn den er designet for, kan den overopphetes og ødelegges. Hvis det brukes for mye strøm i et område med svakt nett, kan spenningskvaliteten bli dårlig. Hvor mye strømforbruket øker på grunn av elbillading kan derfor ha stor betydning for strømmettet.

For å vurdere hvorvidt distribusjonsnettet har kapasitet til 1,5 millioner elbiler i 2030 har NVE benyttet belastningsdata fra fordelingstransformatorer i distribusjonsnettet. 33 nettselskap med til sammen 1,5 millioner sluttbrukere og 35 000 fordelingstransformatorer har sendt inn data til NVE. Overføringskapasiteten til kabler og ledninger for to områder i Norge er også analysert. Nettselskapenes data for effektforbruk er beregnede verdier da kun energiforbruket til kundene er kjent. Dette vil endre seg når nettselskapene installerer AMS.

**En fordelingstransformator** er den siste transformatoren før en husholdningskunde. Transformatoren omgjør spenningen fra høyspent (11-22 kV) til lavspenning (230 eller 400 V) og er plassert i det vi omtaler som distribusjonsnettet. Det finnes om lag 120 000 slike transformatorer i Norge, hvor mange er plassert i små hus uten vindu som vist på bildet. I tettbebygde strøk går strømmen som regel videre i kabler frem til husholdningene.



For å beregne den økte belastningsgraden til transformatorene er effektforbruket fra scenario 1 til 3 multiplisert med antall husholdningskunder under hver transformator. Dette er da lagt til den eksisterende høyeste belastningen som nettselskapene har beregnet for hver transformator. Med denne fremgangsmåten er det mulig å beregne andelen transformatorer som blir overbelastet for de ulike scenariene. Resultatene er vist i Figur 5-1.



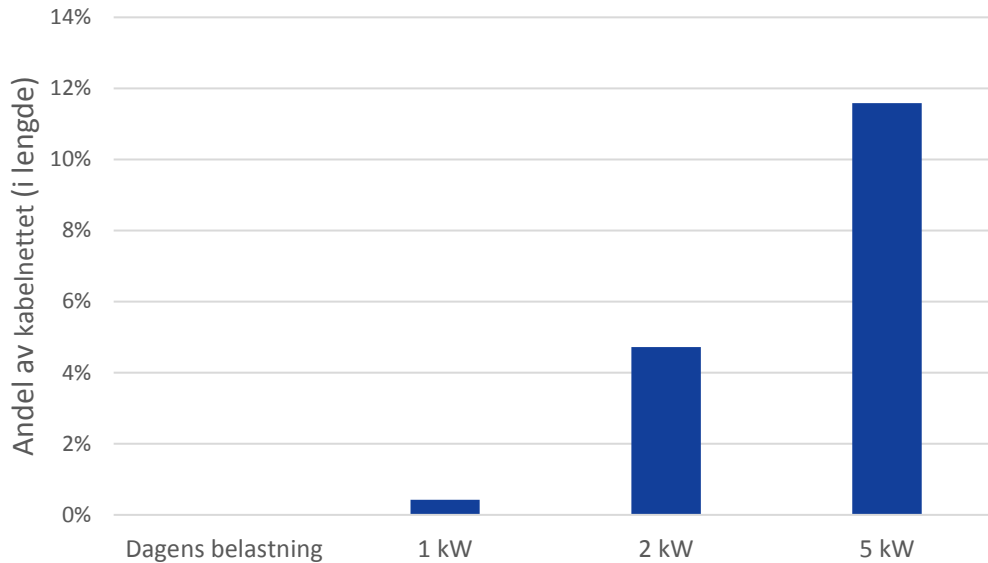
*Figur 5-1 Beregnet andel overbelastede transformatorer (over 120 % belastningsgrad) i distribusjonsnettet ved ulike scenarier for økt effekt pga. elbillading*

Beregningene viser at en økning i effektforbruket på 1 eller 2 kW pr. husholdning vil føre til at under 10 prosent av transformatorene vil bli overbelastet<sup>4</sup>. Ved en økning på 5 kW vil over 30 prosent av transformatorene bli overbelastet. De innsendte tallene fra nettselskapene viser at et par prosent av dagens transformatorer er overbelastet. Dette kan skyldes at grensene for overbelastning på transformatorer er litt fleksible, samtidig som nettselskapene kun opererer med beregnede verdier.

Belastningsgraden for to områder med ledning- og kabelnett er undersøkt på tilsvarende måte som for transformatorer. Det er kun høyspentnettet som er undersøkt, altså nettet før fordelingstransformatorene. Beregningene viser at det høyspente ledningsnettet har god kapasitet, men enkelte deler av det høyspente kabelnettet kan bli overbelastet ved en stor økning i effektbelastningen. Beregningene er vist i Figur 5-2 og inkluderer også kabler som får en beregnet belastningsgrad på over 90 prosent da dette er en kritisk belastning. Resultatene viser at mer enn 10 prosent av kablene blir overbelastet ved en effektøkning på 5 kW. Selv en økning i effekten på 1 og 2 kW vil føre til et behov for å skifte ut jordkabler. Andelen overbelastede høyspentkabler er mindre enn for transformatorer, men overbelastning av kabler kan være betydelig dyrere ettersom det er svært omfattende å skifte, evt. legge nye kabler i distribusjonsnettet. En annen effekt av dette er at tapene i nettet kan gå betydelig opp om ledning- og kabelnettet blir hardere belastet.

---

<sup>4</sup> Overbelastning av transformator er et relativt begrep. Belastningsgraden er begrenset av temperaturen på transformatoren og fordi høy belastning som regel sammenfaller med lav temperatur som kjøler ned transformatoren kan den vanligvis belastes med 120%. Vi har her lagt til grunn en belastningsgrad på 120%.



*Figur 5-2 Beregnet andel overbelastede høyspentkabler (mer enn 90% belastning) i et utvalgt distribusjonsnett ved ulike scenarier for økt effekt pga. elbillading*

Oppsummert viser beregningene at en økning utover dagens maksimaleffekt kan føre til overbelastning på transformatorer og kabler. Dette viser at aktiv bruk av prissignaler og andre virkemidler for å redusere maksimalt effektforbruk er viktig for å unngå overbelastning. Samtidig er det viktig at nettselskapene tar hensyn til effektøkning ved utskifting og nybygging av transformatorer og kabler. Snittalderen for fordelingstransformatorer i Norge er 30 år, mens levetiden for en slik transformator er omtrent 40-50 år. Med andre ord vil nettselskapene uansett reinvestere en stor del av transformatorene i distribusjonsnettet frem mot 2030.



*Figur 5-3 Luftlinjene i distribusjonsnettet er sannsynligvis bedre rustet til å håndtere en økt belastning enn kabler, som også er mer krevende å skifte ut. Foto: NVE*

## 5.2 Spenningskvalitet

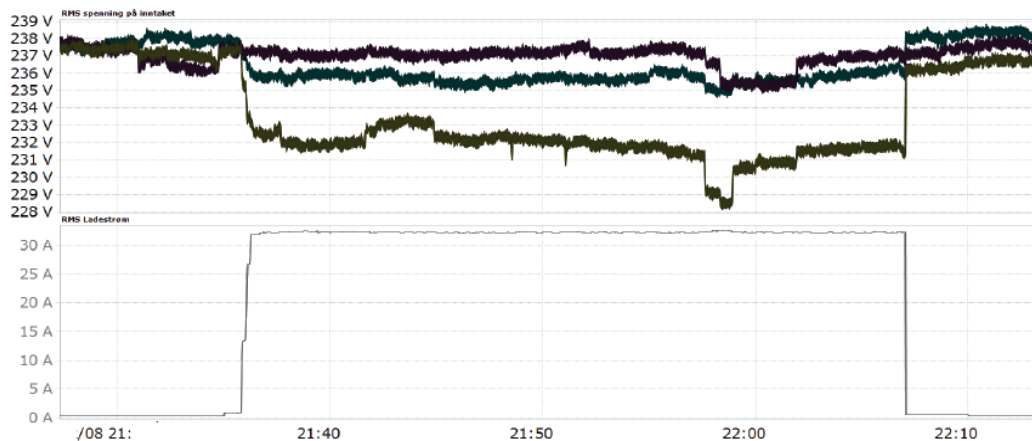
Spenningskvalitet sier noe om anvendeligheten av den elektriske energien, da spenningen må ha en viss kvalitet for at den skal kunne benyttes. Dårlig spenningskvalitet kan føre til blinking i lys, at elektriske apparater ikke virker, blir ødelagt, eller i verste fall begynner å brenne. Spenningskvalitet reguleres av leveringskvalitetsforskriften, som blant annet setter grenseverdier for spenningsprang, vedvarende lave spenningsverdier og skjevspenning (spenningsusymmetri) (OED, 2010). Spenningskvaliteten avhenger i stor grad av nettstyrken, hvor sterke nett ikke er like utsatt for dårlig spenningskvalitet som svake nett. I hovedsak er det slik at nettet blir svakere når avstanden fra nærmeste transformator til en husholdning øker.

**Leveringskvalitetsforskriften** angir krav til flere parametere for spenningskvalitet. Kort oppsummert innebærer grensene for *spenningsprang* en grense for hvor stor og hyppig spenningsendringen kan være innenfor en 24-timers periode. At spenningen ikke skal være *vedvarende lav* innebærer at spenningen skal holde seg innenfor et intervall på  $\pm 10\%$  av nominell spenning (hovedsakelig 230 V hos norske husholdninger). *Skjevspenning* oppstår når kun én eller to av de tre fasene i strømmettet blir belastet uforholdsmessig mye sammenlignet med resten av det nærliggende nettet.



Foruten styrken på nettet kan effektkrevende apparater påvirke spenningskvaliteten i større grad i Norge sammenlignet med ellers i Europa. Dette er skyldes måten distribusjonsnettet i Norge er bygget opp. Omtrent 70 % av distribusjonsnettet i Norge er av typen 230 V IT, mens nettet i de fleste andre land er bygget opp som 400 V TN-nett. Elektriske apparater er i all hovedsak konstruert for 400 V TN-nett, og tilpasningsløsningene som velges til det norske 230 V IT-nettet kan være utfordrende for spenningskvaliteten. Enkelte elbilladere er heller ikke kompatible med det norske IT-nettet, noe som kan føre til dyre mellomløsninger for at elbilladere skal kunne lade med høye ladeeffekter.

Det økende antallet elbiler kan reise nye utfordringer for spenningskvaliteten ved at de bidrar til økt effektuttak som kan skape spenningsforstyrrelser i strømmettet. Spenningsproblemer ved lading av elbil i distribusjonsnettet kan særlig være knyttet til skjevspenning ved enfaselading. Målinger Sintef har utført viser at kun én 32 A enfaselader forårsaker betydelig ubalanse i et forholdsvis sterkt nett (Seljeseth & Kirkeby, 2015). Figur 5-4 viser et sett med grafer av denne målingen. Den øverste grafen viser spenningen på de tre fasene inn til et hus, mens grafen under viser strømstyrken på laderen.



Figur 5-4 Enfase 32 ampere lading (7,3 kW) av elbil i et sterkt nett ( $I_k=1500A$ ) (Seljeseth & Kirkeby, 2015)

Det er tydelig at spenningen på én fase synker når ladingen starter, men i dette tilfellet er nettet sterkt nok til at grenseverdiene ikke overskrides. Mer enn halvparten av norske husholdninger har derimot et nett som er svakere enn dette og som ikke nødvendigvis vil håndtere denne typen lading. Elbilladere som benytter alle tre faser, såkalt trefaselader, vil redusere utfordringene når det kommer til elbillading og spenningskvalitet. Foreløpig finnes det ingen trefaseladere på markedet som er compatible med det norske 230V-nettet, men disse vil forhåpentligvis bli tilgjengelig når elbilmarkedet vokser.

Forskrift om leveringskvalitet sier at det er den som forårsaker forringet spenningskvalitet som er utbedringsansvarlig (OED, 2010). NVE forutsetter likevel at nettkunder skal kunne benytte *normale apparater* uten å kunne bli utpekt som utbedringsansvarlig. Med normale apparater mener NVE blant annet apparater som trengs for å lage mat, holde seg varm og utføre vanlig husarbeid, samt lade elbil. Det er hovedsakelig nettselskapets ansvar å sikre at forsyningsspenningen til husholdninger er innenfor kravene fra leveringskvalitetsforskriften. I tilfeller der grensene for skjevspenning overskrides, og dette skyldes skjevbelastning i kundens installasjon, mener NVE at husholdningskunder kan være utbedringsansvarlig. Bakgrunnen for dette er at kunden til en viss grad selv vil kunne redusere skjevspenningen ved å ha en jevn fordeling av laster mellom fasene, eller ved å bruke trefaseapparater til store laster. Det vil ofte være mer samfunnsøkonomisk rasjonelt å gjøre tiltak i kundens installasjon fremfor å forsterke nettet.

### 5.3 Ny infrastruktur for lading

Normallading av personbiler vil føre til en gradvis økning av effektbehovet, forholdsvis jevnt fordelt utover distribusjonsnettet. Elektrifisering av ferger og busser eller etablering av hurtigladestasjoner vil derimot føre til en stor økning i effektbehovet på bestemte punkt i nettet. Dette vil kunne føre til at netteier kan kreve anleggsbidrag (se kapittel 6.1) for de nødvendige oppgraderingene da dette er helt nye forbrukspunkter.



Fergestrekningen mellom Lavik og Oppdal ble i 2015 den første elektrifiserte fergestrekningen i landet, og det er et stort potensiale for å elektrifisere flere. Energi Norge publiserte sommeren 2015 en rapport om elektrifisering av 52 viktige fergestrekninger i Norge (DNV GL, 2015). Rapporten viser at fergene i gjennomsnitt har behov for en ladeeffekt ved kaia på 3,5 MW. Anleggsbidraget for å sørge for tilstrekkelig effekt varierer fra 5 til 20 MNOK for godt over halvparten av strekningene.

Én hurtiglader har en ladeeffekt på 50 kW og etablering av en hurtigladestasjon krever ofte oppgraderinger i eksisterende nett. Kostnader for dette er helt avhengig av dimensjonene på nettet i området, og i likhet med elektrifisering av fergestrekninger er det vanskelig å gi en generell pris på dette. En aktør som bygger og drifter hurtigladestasjoner har opplevd at anleggsbidraget varierer fra 50 000 til 650 000 kroner for samme type stasjon men på ulik plassering. Dette påvirker i stor grad lønnsomheten til stasjonene. Fremover er det forventet at ladeeffektene til én hurtiglader vil øke til 350 kW, noe som sannsynligvis vil øke anleggsbidragene for hurtigladestasjoner.

**Gøteborg** har en elektrisk busslinje i ordinær rutetrafikk. Bussruta er ca. 10 km lang og batteriene lades opp på to ladestasjoner ved hver endeholdeplass. Ladestasjonene har en effekt på 300 kW og en full lading tar omtrent 6 minutter. Bussene lades ved hjelp av en pantograf (som vist på bildet), og denne metoden for å lade busser er en internasjonal standard. Strømnettet i Gøteborg hadde god nok kapasitet til begge ladestasjonene, men på én av disse måtte det legges en ny kabel til nærmeste transformator.



Fremtidig ladeinfrastruktur for elektriske busser vil sannsynligvis føre til et økt effektbehov ved endestasjonene til bussene i tillegg til enkelte punkter underveis på bussrutene. Denne effektøkningen vil etter alt å dømme føre til et behov for oppgradering av strømnettet med tilhørende anleggsbidrag. Størrelsen på dette vil i likhet med tidligere være helt avhengig av nettstrukturen i området og vanskelig å estimere på generelt grunnlag.

# 6 Elektrifisering og nett i samspill

Økt elektrifisering av transportsektoren kan være en utfordring for strømmettet. Samtidig er det mulig å redusere utfordringene ved å ta i bruk en rekke teknologier. Automatisk målesystem og effekttariffer vil gi både mulighet og insentiver til å lade elbilen om natten når strømforbruket ellers er lavt. Dette gjør at den eksisterende kapasiteten i nettet utnyttes bedre. Batterier i tilknytning til nettet vil også kunne utnytte kapasiteten bedre og redusere anleggsbidraget hvis det er behov for mye effekt. Anleggsbidrag gir insentiver til å legge nytt forbruk der kapasiteten i nettet er størst og anleggsbidraget dermed mindre.

## 6.1 Anleggsbidrag

Nettselskapene kan kreve et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder (OED, 1999). Anleggsbidraget kan ikke omfatte reinvesteringkostnader, eller nettanlegg som bygges som følge av alminnelig forbruksutvikling.

Husholdningskunder kan installere en elbillader med så høy effekt som kunden selv ønsker, uten å bli avkrevd anleggsbidrag fra nettselskapet. Dette gjelder så lenge størrelsen på laderen ikke overstiger størrelsen på inntakssikringen. Ettersom inntakssikringen til en husholdning som regel er mellom 30 og 60 A gir dette rom for høye ladeeffekter jf. Tabell 2-2.

Anleggsbidrag er et prissignal som synliggjør kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning. Prissignalet bidrar til at ladestasjoner for elbiler bygges hvor nettkostnaden er lavest, men forutsetter at kunden er fleksibel i valg av lokasjon. Prissignalet er også viktig i vurderingen av hvor mye effekt ladestasjonen skal etterspørre. For eksempel kan det være billigere å installere et batteri i tilknytning til ladestasjonen, som lades når det er god kapasitet i nettet og tappes når kundene ønsker å lade sine elbiler. Den delen av kostnaden som ikke dekkes av kunden som utløser investeringen må dekkes av nettselskapet, og kostnaden fordeles ut på alle nettselskapets kunder gjennom høyere nettleie.

## 6.2 AMS og nettleie

Innen 2019 skal det installeres automatiske strømmålere (AMS) hos alle husholdninger. Dette innebærer blant annet at både nettselskapet og kunden vet hvor mye strøm som forbrukes hver time. Hensikten med å innføre dette er blant annet å sørge for at nettselskapene til enhver tid vet belastningen på ledninger og transformatorer, slik at de lettere kan planlegge hvilke komponenter som må byttes fordi de ikke har stor nok kapasitet.

Dagens strømmåler med snurrende skive for å vise effektforbruket vil snart være historie. Innen 1 januar 2019 skal nettselskapene erstatte disse målerne med en automatisk måler (AMS). Denne måleren sender informasjon om strømuttaket direkte til nettselskapet. NVE har også satt krav om en egen nettverksutgang. Fra denne skal du kunne lese av effektforbruk, spenning på alle faser, og evt. levert effekt med en oppdateringsfrekvens på minst 10 sekunder.



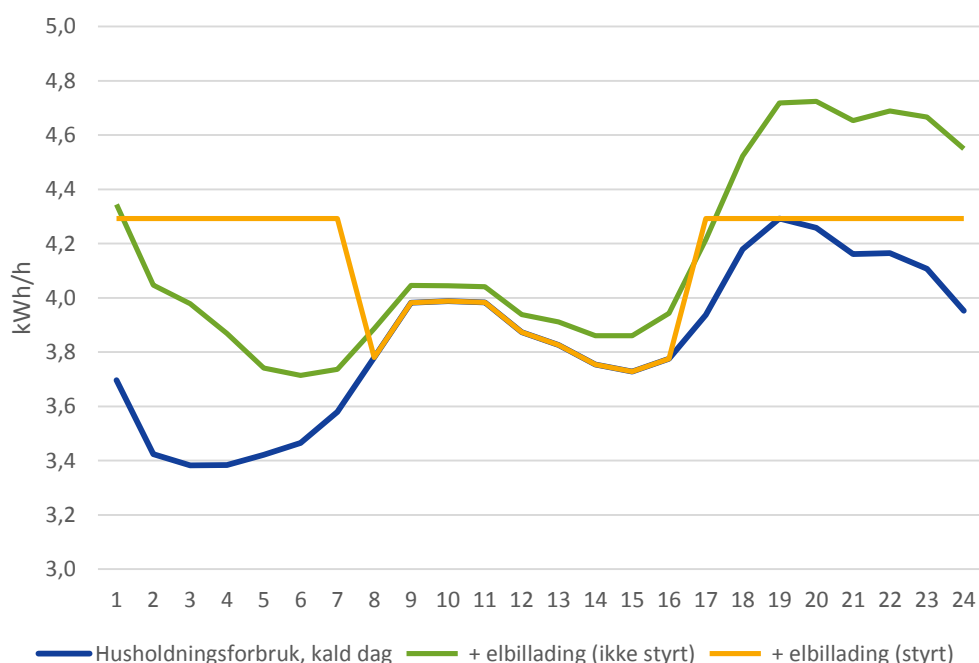
AMS vil også føre med seg en ny måte å utregne nettleien på. NVE jobber i disse dager med mulige endringer i regelverket for tariffing av kunder i distribusjonsnettet. Forslaget innebærer en overgang fra energibaserte til mer effektbaserte tariffer. Dette betyr at prisen for bruk av strøm per kWh går ned, mens samtidig forbruk i kWh/h prises. Det kan dermed bli billigere å lade elbilen, men det kan bli dyrere å lade den raskt, særlig om ettermiddagen når forbruket av strøm er høyt. Elbilforeningens årlige undersøkelse viser at det meste av elbillading skjer hjemme eller på jobb med moderat eller lavt effektuttak. Omlegging til effekttariffer vil gjøre slik lading billigere, særlig ved lading til andre tider enn i høylasttimene.

Om få år kan hurtigladestasjoner med effekt på 150-350 kW være kommersielt tilgjengelig. Samlet kan slike hurtigladestasjoner få en effekt på flere MW, men på grunn av lav brukstid kan slike stasjoner oppleve å ende opp med en høy effekttariff sammenlignet med inntjeningen. Samtidig kan effekttariffer gi incentiv til at hurtigladingen belaster nettet mindre, for eksempel ved å benytte et bufferbatteri. Det er imidlertid viktig å vurdere hvordan den konkrete tariffutformingen slår ut for kunder med kort brukstid, slik som ladestasjoner for elbiler, og påse at det ikke gis prissignaler som rammer disse kundene urimelig hardt.

## 6.3 Lastflytting

Omlegging av nettleien kan gjøre det billigere å lade elbilen hvis dette skjer på tider av døgnet når forbruket til husholdningen ellers er lav. Ved å la elbilladingen justere seg med strømforbruket til husholdningen vil forbrukerne betale mindre i nettleie, samtidig som nettselskapet reduserer behovet for å oppgradere nettet på grunn av økt belastning. Figur

6-1 illustrerer denne situasjonen. Det er den samme grafen som fra Figur 4-3, men i tillegg er det lagt til gul graf som viser et eksempel på hvordan styrt elbillading kan foregå. Det antas at bilen brukes til jobb på dagtid, men lades etter hjemkomst. For at husholdningen ikke skal bruke mer effekt enn tidligere skrur elbilladingen seg av kl. 19, for så å øke gradvis utover natta. Rundt kl. 7 plugges elbilen ut for å brukes til jobb. Energimengden levert til elbilen fra ladingen representert ved den gule grafen er like stor som ladingen fra den grønne. Denne formen for styrt elbillading er ikke tilgjengelig i dag, men det er rimelig å anta at det vil bli tilgjengelig i fremtiden når man får et samspill mellom smarte nett og smarte apparater.



Figur 6-1 Illustrasjon av styrt og ikke styrt elbillading for en gjennomsnittlig husholdning

Ladeeffekten i kW fra figuren over er mye lavere enn man kan forvente pr. elbil, men fordi dette er gjennomsnittlige verdier blir ladeeffektene såpass lave jf. argumentasjonen i kapittel 4.1. Illustrasjonene viser at det teoretisk er mulig å lade et stort antall personbiler uten å øke maksimal effekt fra dagens forbruk. Effekttariffer er nok en viktig faktor for å bidra til dette, men det vil ikke være en garanti for at effektforbruket ikke vil øke. I praksis vil nok effekttariffer bidra til å jevne ut effekttoppene fra elbillading, men ikke i så stor grad som illustrert i Figur 6-1.

## 6.4 Batterier i nettet

På store hurtigladestasjoner kan effekttariffene føre til svært høye kostnader. Én løsning for å redusere kostnadene kan da være å installere batterier i tilknytning til disse for å få et jevnere effektuttak. Med smarte kommunikasjons- og styringssystemer og nye

markedsløsninger vil slike bufferbatteri i perioder også kunne levere strøm tilbake til nettet.

Som tidligere nevnt er fergestrekningen Lavik – Opedal elektrifisert. Da nettet i begge ender var for svakt til å lade opp fergene ble det installert batteribanker ved hver kai. Disse blir ladet sakte opp, men kan levere høy nok effekt til at fergene lades opp på ti minutter. I tillegg til at fergeselskapet vil kunne få en lavere nettleie, var det ikke behov for å betale anleggsbidrag til nettselskapet.

Batterier kan også være nyttig i husholdninger og flere produsenter av elbiler tilbyr nå batterier til hjemmebruk. Batteriene vil være til størst nytte for kunder med solcellepanel, slik at disse kan benytte seg av egenprodusert solstrøm på ettermiddagen når strømforbruket er høyt og kraftproduksjonen fra solceller lav.

Elbilbatterier vil også kunne levere strøm til nettet. Privatbiler er bare i bevegelse i omtrent 3 prosent av levetiden, og elbilbatterier er dermed tilgjengelig for andre formål i store deler av tiden. Elbilprodusenten Nissan leverer et apparat som kan hente strøm fra elbilbatteriet og levere denne til nettet. For elbileiere kan dette være lønnsomt fordi man da kan lade opp elbilen når strømprisen<sup>5</sup> er lav, og selge tilbake til nettet når strømprisen er høy. Dette vil først og fremst lønne seg i land med stor variasjon i strømprisene. I Norge sørger mye regulerbar vannkraft til å jevne ut prisene, men effekttariffer kan bidra til økt lønnsomhet for slike batteriløsninger.

---

<sup>5</sup>Både kraftpris og nettleie

# Referanser

- DNV GL. (2015). *Elektrifisering av bilferger i Norge*. Energi Norge.
- Miljødirektoratet. (2015). *Klimatiltak og utslippsbaner mot 2030*. Miljødirektoratet.
- OED. (1999, April 01). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen*. Hentet fra Lovdata: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>
- OED. (2010, 01 26). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. Hentet fra Lovdata: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- Qvale, P. (2015, April 10). Her er rekkevidden til alle elbilene du kan kjøpe i Norge. *Teknisk Ukeblad*, ss. <http://www.tu.no/artikler/industri-stor-oversikt-her-er-rekkevidden-til-alle-elbilene-du-kan-kjope-i-norge/222230>.
- Seljeseth, H., & Kirkeby, H. (2015). *Utfordrende elektriske apparater*. SINTEF Energi AS.
- SSB. (2016, April 22). *Kjørelengder, 2015*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/klreg/aar/2016-04-22>
- Stortinget. (2016). Meld. St. 25 (2015-2016), Innst. 401 S (2015-2016).
- Tveter, H. T. (2014). *Large scale transition from conventional to electric vehicles and the consequences for the security of electricity supply*.
- TØI. (2014). *Den nasjonale reisevaneundersøkelsen 2013/14 - TØI rapport 1383/2014*.
- TØI. (2014). *Electric vehicles. Report 1329/2014*.



Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

Telefon: 09575  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

