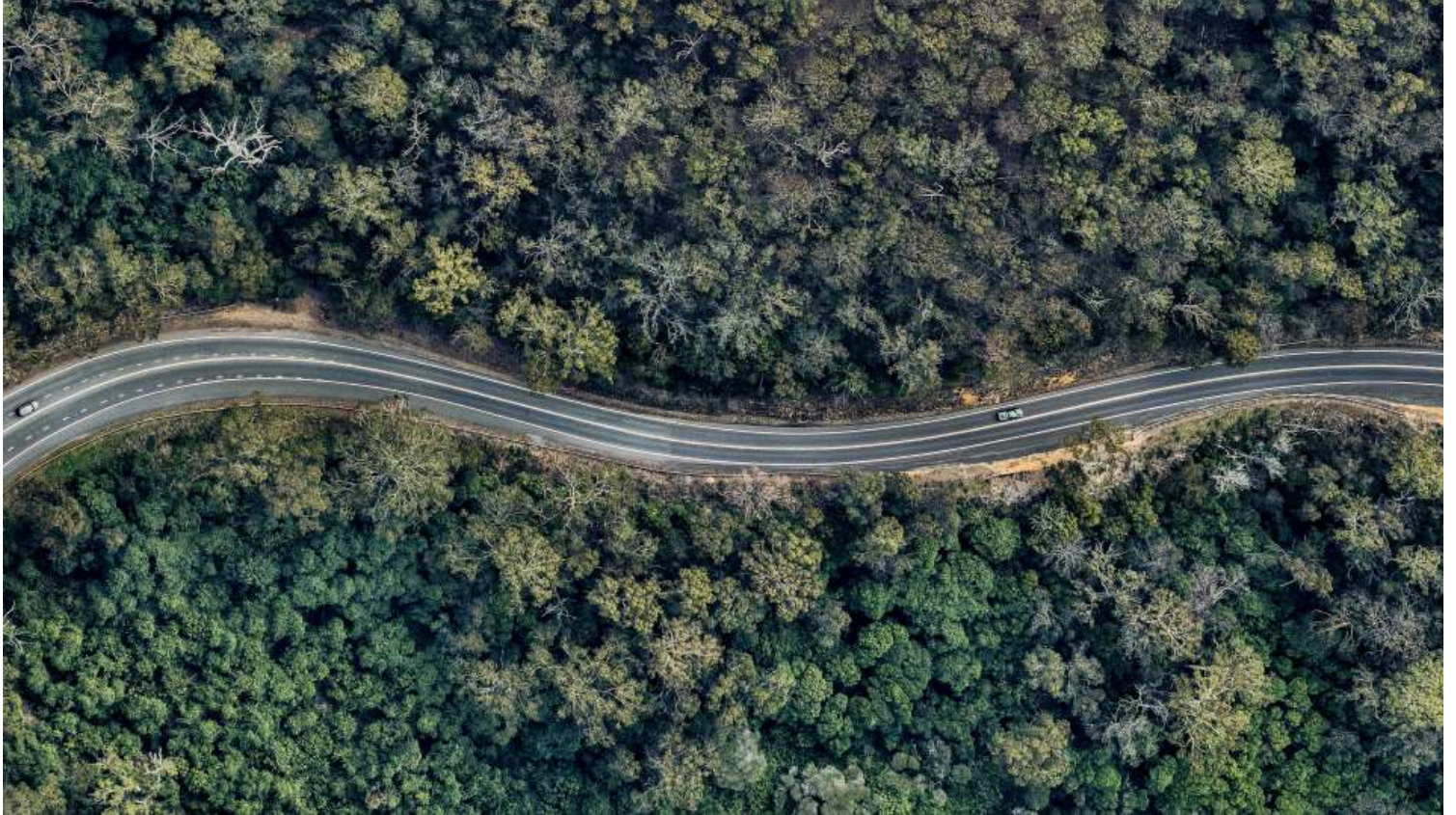




Rapport utarbeidet for: Akershus fylkeskommune

Prosjekt: E-mobilitet og nettkapasitet i Akershus



AFRY
Å F P Ö V R Y

DNV·GL

Side 1/59

Rapport

Forfatter

Hanne Staff Goldstein (Afrý)

Telefon: 99589080

E-post: hanne.goldstein@afry.com

Frida Berglund (DNV GL)

Telefon: 45457027

E-post: frida.berglund@dnvgl.com

Dato

12/02/2020

Prosjekt ID

125000564-001

Rapport ID

R-2020-002

ISBN: 978-82-8232-241-6

Kunde

Akershus fylkeskommune ved Gerd Jacobsen/Avdeling
for plan, næring og miljø

Elektrifisering av transportsektoren – konsekvenser for strømmettet i Akershus



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Innhold

Forord	4
Sammendrag	5
1 Introduksjon og problembeskrivelse	13
2 Ordliste	14
3 Personbiler, drosjer og mindre varebiler	16
3.1 Befolkningsutvikling og antakelser om elbilparken	16
3.2 Topplast per kommune i ulike scenarier	17
3.2.1 Antakelser om lading av lette kjøretøy	17
3.2.2 Effektbehov knyttet til lading av lette kjøretøy	19
3.2.3 Effektbehov i Akershus ved ulike lademønstre	21
3.2.4 Endring i makslast for alle kommuner i Akershus	23
3.2.5 Virkning av ulike virkemidler på det maksimale effektbehovet	28
3.3 Anslag på investeringsbehov i lavspent distribusjonsnett	29
3.3.1 Estimert per kommune, basert på gjennomsnittlig kostnad per MW ...	29
3.3.2 Kvalitativ vurdering basert på dialog med netteier	31
4 Kollektiv- og tungtransport	33
4.1 Analyse av fremtidig ladebehov	33
4.1.1 Innsamling av informasjon	34
Antall kjøretøy per lokasjon	36
Dimensjonerende effektbehov per kjøretøy	36
4.1.2 Inndeling i scenarier	37
4.1.3 Fremskrevet effektbehov	37
4.1.4 Effektbehov til kollektiv- og tungtransport sett opp mot øvrig last ...	38
4.2 Kostnadsnivå for fremtidig ladebehov	40
5 Muligheter for å redusere investeringsbehovet	44
5.1 Tilknytning av forbruk der det er tilgjengelig kapasitet i nettet	45
5.2 Flytting av last til tidspunkt med mindre belastning på strømmettet	45
5.2.1 Automatisk elbil-lading på natten	45
5.2.2 Batteriløsninger kan redusere behovet for effekt fra strømmettet	46
5.3 Fleksibilitet på forbrukersiden kan gi sparte kostnader	46
5.3.1 Utkoblbar last med egen tariff	47
5.3.2 Markedsbaserte løsninger	47
6 Barrierer for elektrifisering av transportsektoren	48
6.1 Manglende erfaring med elektrisk drift	48
6.2 Plassmangel	48



AFRY
ÅF PÖYRY

DNV·GL

6.3	Tidkrevende planprosesser og manglende koordinering.....	48
7	Referanser.....	50
8	Vedlegg.....	51
8.1	Beskrivelse av Peak Load Demand Model (PLDM)	51
8.2	Effektbidrag fra hurtiglading gitt ulik sammenlagring per kommune.....	54
8.3	Beregning av investeringskostnader i lavspent distribusjonsnett.....	55
8.4	Fordeling av bussflåten i 2030.....	56
8.5	Fremskrevet effektbehov for kollektiv- og tungtransport i 2030.....	57
8.6	Estimert kostnadsnivå for kollektiv- og tungtransport i 2030	58



AFRY
ÅF PÖYRÄ

DNV·GL

Forord

Arbeidet som dokumenteres i denne rapporten ble bestilt av Akershus fylkeskommune ved avdeling for plan, næring og miljø høsten 2019. Utgangspunktet var at fylkeskommunen har vedtatt omfattende og ambisiøse mål blant annet når det gjelder overgang til nullutslipp av klimagasser fra transportsektoren.

Disse målene innebærer i stor grad overgang til elektriske kjøretøy, noe som igjen vil bidra til en rask økning i etterspørsel etter elektrisk kraft. Dette har konsekvenser for strømmettet. Selv om dette i hovedsak blir en oppgave for selskapene som driver strømmettet, kan kommunene og fylkeskommunen ved en aktiv tilnærming bidra til at omstillingen ikke blir dyrere eller tar lenger tid enn høyst nødvendig.

Vi opererer i denne rapporten med kommune- og fylkesgrenser slik de var ved utgangen av 2019. 1. januar 2020 ble Akershus, sammen med Østfold og Buskerud, til Viken fylke. Flere kommuner har også slått seg sammen eller fått nye navn og/eller utstrekning.

Vi benytter anledningen til å takke for oppdraget, for godt samarbeid underveis, og ikke minst rette en varm takk til alle som hjulpet oss med informasjon og svar på våre mange spørsmål. Dette gjelder særlig, men ikke utelukkende, nøkkelpersoner fra Hafslund Nett (nå Elvia), Elbilforeningen, Asko og Ruter. Ansvar for rapporten ligger likevel hos AFRY og DNV GL.

Det er viktig å understreke at alle tall i denne rapporten må leses som nokså grove anslag. Dette gjelder særlig for kapasitets- og investeringsnivået i strømmettet.

Sammendrag

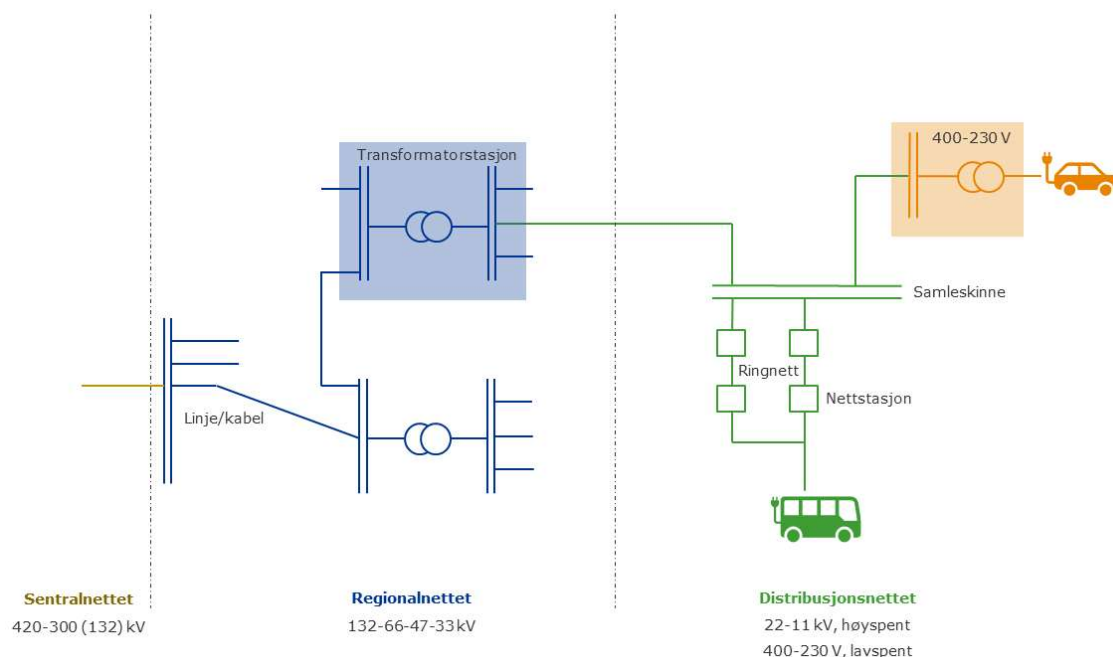
Regjeringen har vedtatt ambisiøse mål for en fullstendig omlegging av norsk transportsektor. Blant annet skal alle nye personbiler og lette varebiler være nullutslippskjøretøy fra og med 2025. Det er også satt mål for omlegging av kollektiv- og tungtransport. I tillegg har flere sentrale aktører innen disse sektorene formulert enda mer ambisiøse mål for en fullstendig omlegging av sine kjøretøyflåter.

I denne rapporten vurderer vi mulige konsekvenser for strømmettet i tidligere Akershus fylke, dersom målene om nullutslipp oppnås gjennom en *fullelektrifisering* av transportsektoren. Et hovedfokus har vært å vurdere hvordan ulik ladeadferd – altså hvor ofte og når på døgnet kjøretøyene lades – påvirker behovet for investeringer i strømmettet. Videre drøfter vi ulike økonomiske virkemidler som kan stimulere til en smartere utnyttelse av nettet, slik at investeringskostnadene holdes på et minimumsnivå. Til slutt peker vi på noen sentrale utfordringer som må håndteres for å få til en effektiv omlegging av transportsektoren. Nøkkelen her er god planlegging og tidlig dialog mellom utbygger/planmyndighet og nettselskapet.

Elektrisk transport trekker strøm fra ulike nivå av distribusjonsnettet

Figur 1 viser strukturen i strømmettet med ulike nettnivå og tilhørende spenningsnivå. En velkjent analogi er veisystemet: Sentralnettet er de kraftigste ledningene som frakter strømmen over store avstander, og kan sammenlignes med europa- eller motorveier. Regionalnettet kan sammenlignes med riksveiene, som binder de største og de minste veiene/ledningene sammen. Distribusjonsnettet utgjør det nederste nettnivået, og kan sammenlignes med fylkesveier eller kommunale og private veier. Det er her de aller fleste sluttbrukere er koblet til nettet.

Figur 1: Strukturen i strømmettet, fra sentralnettet, via regionalnettet til distribusjonsnettet..



Kilde: DNV GL basert på (Energi Norge, u.d.)



AFRY
AF PÖYRY

DNV-GL

Fokus i denne analysen er på distribusjonsnett, som igjen er delt inn i to ulike spenningsnivå. Vi refererer til dette som det høyspente og det lavspente distribusjonsnett. Det er det lavspente distribusjonsnett som fører strømmen inn til husene våre. Større mengder strøm kan også knyttes direkte til det høyspente distribusjonsnett.

Vi forventer at elbiler, drosjer og lette varebiler vil trekke strøm fra det lavspente distribusjonsnett. Dette i motsetning til lading av kollektivtransport og tungtransport som vil kreve høyere effekt, altså mer strøm på samme tidspunkt, og dermed sannsynligvis kobles til nettet på høyere spenningsnivå.

Strømnettet dimensjoneres normalt sett slik at det kan forsyne det maksimale kraftforbruket som kan inntreffe på samme tid i et område eller et punkt. Vi refererer til dette maksimale forbruket som «topplasten» eller «effekttoppen». Områder som er preget av husholdninger, har normalt sett en effekttopp i morgentimene og en topp på ettermiddagen. Spørsmålet vi forsøker å besvare i denne analysen er om, og i så fall hvor mye, lading av transportsektoren vil øke forbruket i disse timene – eventuelt om ladingen vil gi en ny effekttopp på et annet tidspunkt.

Lette kjøretøy: Mye lading på kveldstid utløser store investeringer i lavspenst distribusjonsnett - men stor variasjon mellom kommunene

I første del av analysen har vi fokusert på hvordan ulik adferd knyttet til hjemmelading av private elbiler – det vil si hvor hyppig og når på døgnet bilen settes til lading hjemme – påvirker effektbehovet i den enkelte kommune i Akershus. Hensikten har vært å spenne ut et realistisk utfallsrom for ladeadferd, for å illustrere hvor stor forskjell dette potensielt kan utgjøre med tanke på maksimalt effektbehov, og tilhørende investeringsbehov i nettet.

Vi har etablert to ulike baner med tanke på utvikling i den totale bilparken: 1) En hovedbane der det er null vekst i personbilparken etter 2019, og 2) en «business as usual»-bane, der personbilparken vokser i takt med befolkningen. I begge banene er omtrent 90 % av alle personbiler elektriske i 2040.

For å spenne ut et utfallsrom har vi fokusert på to ulike lademønstre innenfor hver utviklingsbane:

- a) Mye lading på kveldstid: Elbilen settes til lading omtrent hver 2-3 dag, i hovedsak rundt kl. 19
- b) Lading på natt ved behov: Elbilen settes til lading omtrent en gang i uken, og ladingen styres til natt

Når det kommer til drosjer og mindre varebiler har vi antatt en noe jevnere fordeling over døgnet, og holdt dette likt i alle scenarioer.

I 2019 inntreffer makslasten i Akershus, altså det maksimale effektbehovet i løpet av døgnet (og året), rundt klokken 09. Simulert last er da omtrent 2100 MW, ca. 150-200 MW høyere enn neste effekttopp kl. 18-19. Utviklingen i effektbehov til 2040 er sterkt avhengig av antakelsene om elbileiernes ladeadferd:

- **Mye lading på kveldstid:** Lasten øker noe i morgentimene, men vi får en markant lastøkning og ny effekttopp rundt kl. 19 på kvelden.
- **Lading på natt ved behov:** Lasten øker omtrent like mye hele dagen, men vi får en markant lastøkning mellom ca. kl. 02 og kl. 05 på natten. Dette er likevel ikke nok til å overstige effekttoppen kl. 09.

Vi har beregnet økningen i makslast i 2040 for alle kommuner i Akershus, sammenlignet med hva makslasten ville vært i 2040 dersom elbilparken ikke hadde vokst etter 2019. Dette gir oss altså *økning i makslast som følge av elbillading*, gitt ulike lademønstre.

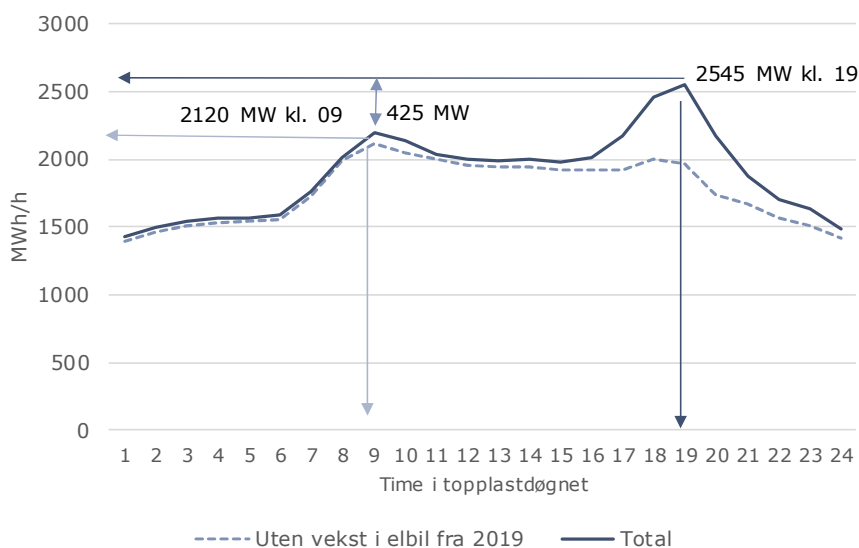


AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

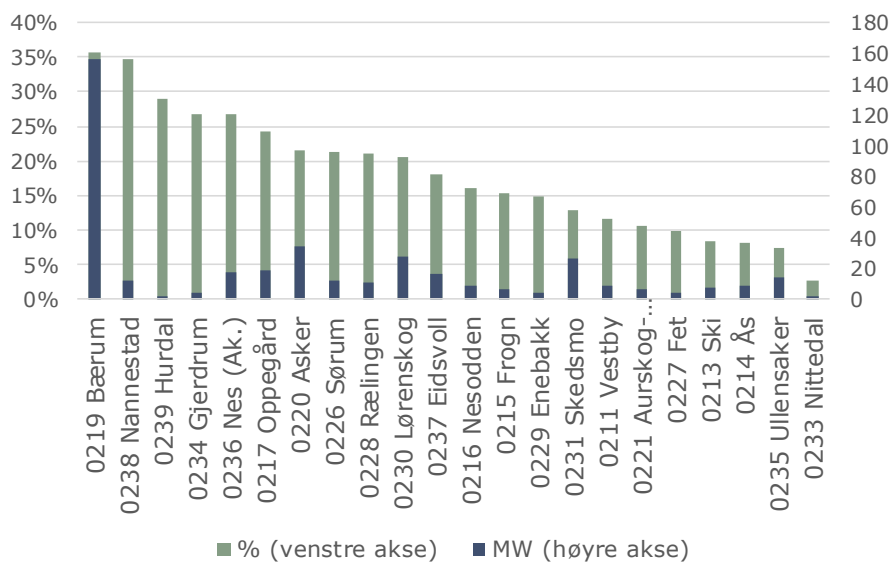
Figur 2 illustrerer dette for Akershus totalt, i scenarioet med vekst i bilparken og mye lading på kveld. Dette representerer et slags worst case i denne analysen. Figur 3 oppsummerer resultatet i samme scenario for alle kommuner.

Figur 2: I scenarioet med mye lading på kveld, og vekst i den totale bilparken, øker makslasten i Akershus totalt med 425 MW, eller 20 %, sammenlignet med det makslasten ville vært i 2040 uten vekst i elbilparken fra 2019



Kilde: Afry Management Consulting

Figur 3: Økning i makseffekt per kommune, sammenlignet med makseffekt uten vekst i elbilparken fra 2019, i scenarioet med mye lading på kveld og vekst i bilparken. Som prosent (grønne stolper, venstre akse), og som MW (blå stolper, høyre akse)



Kilde: Afry Management Consulting

AFRY
AF PÖYRY

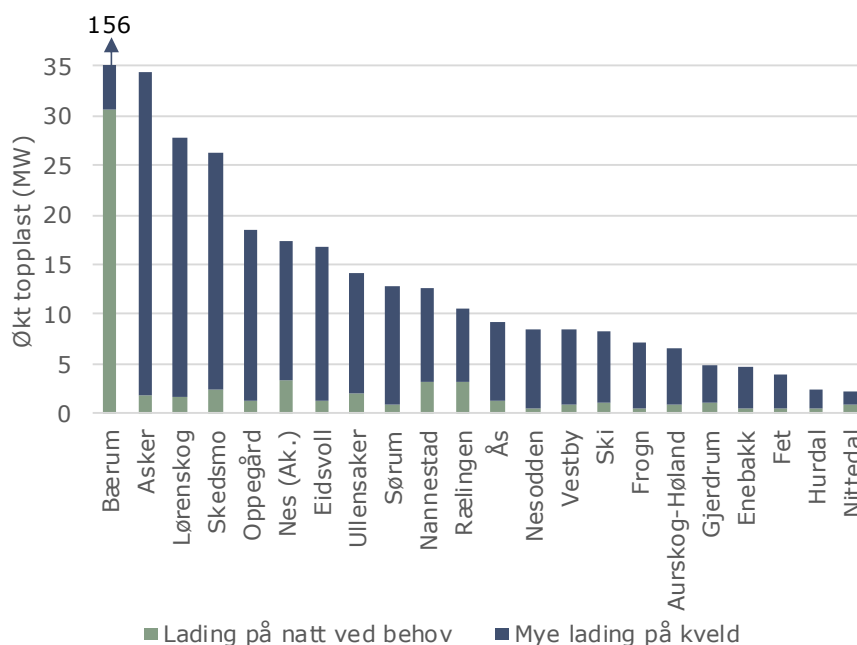
DNV-GL

Som vi ser varierer økningen i makseffekt nokså mye fra kommune til kommune, både når vi ser på absolutt (MW) og relativ (prosentvis) økning. For Nittedal er økningen så liten som 3 %. I motsatt retning skiller Bærum, Nannestad, Hurdal, Gjerdrum og Nes seg ut, der økningen i makslast er på rundt 25-35 %. Grunnen til at det er interessant å se på både absolutt og relativ økning, er at en økning på X MW som for én kommune er marginal og kan forsynes gjennom eksisterende nett, kan få store konsekvenser for strømmettet i en annen kommune, dersom det er lite ledig kapasitet i nettet.

Årsaken til at den prosentvise økningen varierer såpass mye fra kommune til kommune, er at effektbehovet til øvrig last har ulik profil (altså at det varierer ulikt over døgnet) i de ulike kommunene. For eksempel varierer lasten i Nittedal nokså mye over døgnet, med en tydelig topp på morgenen. Da er lasten over 20 % høyere enn kl. 19. Til sammenligning er lasten i Bærum nokså lik på de to tidspunktene. Dette skyldes at næringsbygg og lett industri, med høyt forbruk i morgentimene, utgjør en større andel av totalforbruket i Nittedal enn i Bærum. For Nittedal er effektbehovet til næringsbygg dobbelt så høyt kl. 09 som kl. 19. Dette gjør at vi selv med mye lading av elbiler på kvelden, kun får en liten prosentvis økning i makseffekt her.

I scenarioet med lading på natt ved behov, er økningen moderat (10 % eller mindre) for alle kommuner. Dette gjelder både med og uten vekst i den totale bilparken, selv om veksten naturligvis er marginalt større i førstnevnte scenario. For Akershus totalt sett ser vi på en økning i makslast på kun 1-2 %. Figur 4 viser økning i makseffekt per kommune ved de to ulike lademønstrene, i scenarioet med vekst i bilparken.

Figur 4: Økning i makseffekt per kommune, sammenlignet med makseffekt uten vekst i elbilparken fra 2019, ved hhv. mye lading på kveld og lading på natt ved behov



Kilde: Afry Management Consulting

Vi har gjort et nokså grovt anslag på forventede investeringskostnader i lavspent distribusjonsnett. Basert på den simulerte effektutviklingen ser vi at det største investeringsbehovet kan komme i Bærum, Asker, Lørenskog, Skedsmo og Oppegård, der vi finner over 50 MNOK i investeringer i scenarioet med vekst i bilparken og mye lading på kveld. Bærum skiller seg klart ut fra resten, med et nokså høyt investerings-



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

behov i dette scenarioet. Det er naturligvis i de kommunene med det største investeringsbehovet at den største besparelsen ved å ta i bruk smarte styringssystemer ligger. Vi har likevel estimert at investeringskostnaden vil være 50-60 % lavere for de fleste kommuner dersom elbilene lades på natt ved behov, sammenlignet med mye lading på kveld. For Akershus som helhet, snakker vi om en potensiell besparelse på i størrelsesorden 600 MNOK (2019-kroner) i løpet av perioden på 20 år. Politikkmålet om null vekst i bilbruken vil også ha positiv virkning på investeringsbehovet – her har vi estimert ca. 100-300 MNOK lavere kostnad for Akershus som helhet i løpet av analyseperioden.

Hafslund Nett opplyser at det er tilstrekkelig transformeringsskapasitet i regionalnettet til å dekke forbruksveksten som følger av scenarioet med mye lading på kveld, også ved vekst i bilparken fra i dag. Dette gjelder for alle kommuner der de er netteier, på overordnet nivå. Det kan likevel være at enkelte krafttransformatorer må byttes ut i enkelte stasjoner innenfor kommunene der veksten kommer. Dette kommer i så fall i tillegg til våre kostnadsestimat.

Kollektiv- og tungtransport vil kreve investeringer i distribusjonsnettet, men anleggskostnadene varierer mye avhengig av behov og lokasjon

For å analysere hvilke potensielle utfordringer elektrifisering av kollektiv- og tungtransport kan medføre for strømmettet, har vi kartlagt effektbehovet frem mot 2040 for 20 utvalgte lokasjoner i Akershus. Disse lokasjonene er vist i Figur 5, og bygger blant annet på følgende antakelser:

- Den første, og viktigste, antagelsen vi har lagt til grunn er at samtlige av Ruter sine busser, lastebilene til ASKO og Posten, samt en del av godstransporten i Akershus, er antatt å være elektriske innen 2030.
- Ladebehovet for busser vil i hovedsak dekkes av lading på bussanleggene. Dette er i tråd med Ruters rapport om utslippsfri kollektivtransport i Oslo og Akershus (Ruter, 2018). Med bussanlegg menes parkeringsarealer for bussene når de ikke er i trafikk. Det vil også være behov for hurtiglading på noen endeholdeplasser, men det er foreløpig knyttet stor usikkerhet til hvor dette vil komme. Bussanleggene er lokalisert etter Ruter sine anbefalinger.
- Ladebehovet for tungtransport vil i hovedsak dekkes av lading på døgnhvileplasser og varelagre. Noe ladebehov vil også dekkes under varelevering til butikker, men vi antar at det er god nok kapasitet hos butikkene allerede i dag og disse er derfor ikke tatt med i analysen. Det kan bli behov for andre ladestasjoner langs E6 og E18, men på lik linje med endeladestasjoner for busser er det fortsatt knyttet stor usikkerhet til hvor disse vil komme, og de er derfor utelatt i denne analysen.

Det er viktig å huske på at det i virkeligheten vil være behov for enda flere ladestasjoner enn det som er vist her, men vi mener at disse lokasjonene er tilstrekkelige for å kunne tegne et overordnet bilde av hvordan elektrifisering av kollektiv- og tungtransport vil påvirke strømmettet.

Lading av kjøretøy kan grovt sett deles inn i to ulike varianter: lading ved lav effekt, såkalt saktelading, og lading ved høy effekt, såkalt hurtiglading. For tyngre kjøretøy vil saktelading typisk innebære effekter på mellom 50 og 100 kW, mens hurtiglading skjer på effekter over 150 kW. Hvor lang tid det tar å lade opp batteriet avhenger av ladeeffekt, størrelsen på batteriet og batteriteknologi.

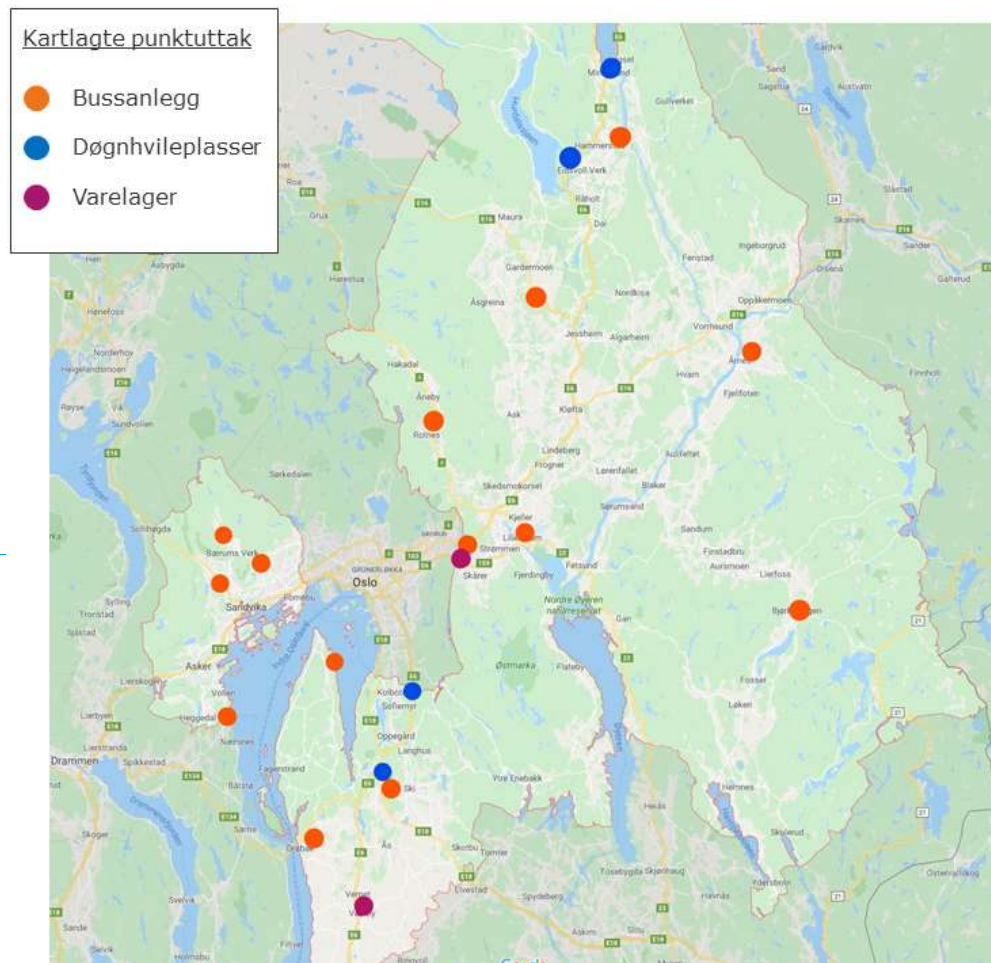
Det er knyttet stor usikkerhet til fremtidens batteriteknologier, men det forventes at størrelsen på batteripakkene vil øke: for både busser og lastebiler er det allerede annonsert nye kjøretøy med dobbel kapasitet sammenlignet med dagens løsninger. For å kunne fullade disse batteriene uten å bruke lengre tid, kreves det lading ved høyere effekter. Samtidig vil et større batteri føre til at kjøretøyene har mer kapasitet igjen når de skal lades opp, gitt samme kjørerute, noe som kan redusere effektbehovet. I denne analysen har vi valgt å ikke gjøre antagelser på fremtidig batteriteknologi, men heller se på effektbehovet basert på dagens løsninger og innspill på fremtidig effektbehov fra netteier og aktører.



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Figur 5: Kartlagte punktuttak for kollektiv- og tungtransport



Kilde: DNV GL

For å fange usikkerhet knyttet til fremtidig lademønster og effektbehov, har vi valgt å dele inn analysen i to scenarier; optimalt og suboptimalt lademønster for kraftnettet. I et optimalt lademønster for kraftnettet vil ladingen hovedsakelig foregå via saktelading i løpet av natten, og er antatt til 50 kW per kjøretøy for både busser og lastebiler. I et suboptimalt lademønster vil en større del av ladingen foregå på høyere effekt via hurtigladdere, i tillegg til mindre grad av koordinering. Dette vil øke det totale effektbehovet per kjøretøy: for busser er det antatt 100 kW per kjøretøy, mens det for lastebiler er antatt 150 kW. Basert på disse antakelsene, samt antakelser om utviklingen i hhv. buss- og lastebilflåten, har vi fremskrevet effektbehovet i de to scenarioene for hvert av de 20 lokasjonene.

Anleggskostnadene varierer mye fra lokasjon til lokasjon, og er avhengig av flere faktorer:

- Dersom det finnes plass i eksisterende nett, og effektbehovet er lavt nok, kan det kun være behov for en ny nettstasjon. En nettstasjon ser ut som en lukket «boks» på 4-8 m², ofte plassert ved fortau/vei i et boligområde.



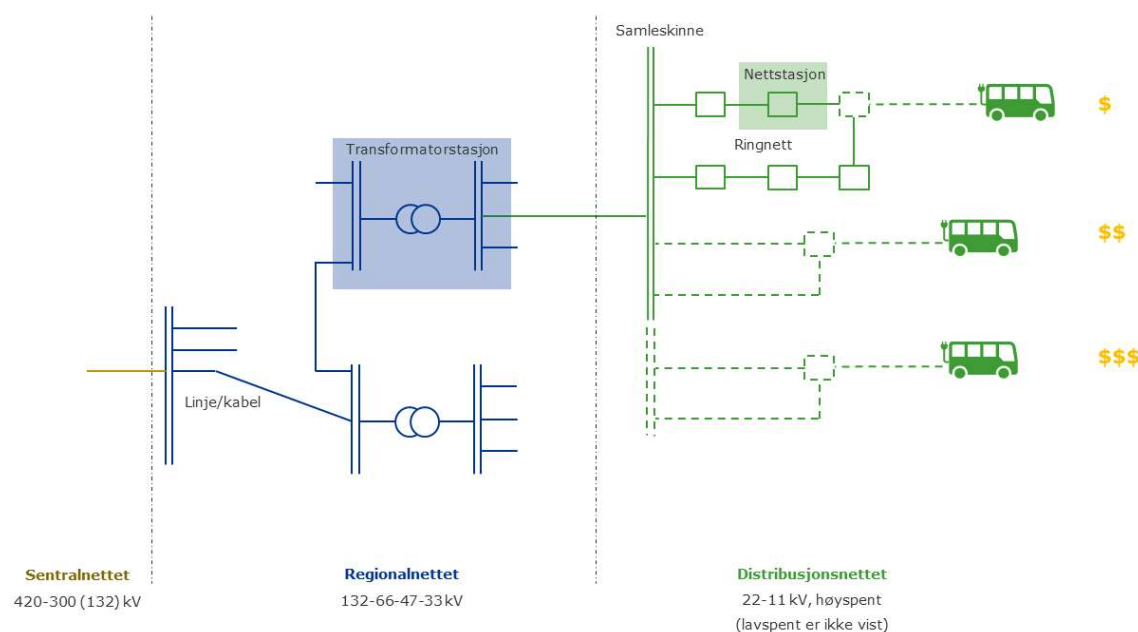
AFRY
ÅF PÖYRY

DNV·GL

- Dersom det ikke finnes plass i eksisterende nett, må det etableres et nytt ringnett med tilhørende nettstasjon. Her vil det være dyrere med jordkabler enn luftledninger. Det vil også være dyrere jo høyere kapasitet nettstasjonen må ha, og jo lengere fra nærmeste transformatorstasjon du befinner deg.
- Er det i tillegg ikke noe ledig tilkoblingspunkt, det vil si ledningsavgang på samleskinnen, må samleskinnen utvides. Det kan også, i noen tilfeller med veldig høyt effektbehov, være behov for å etablere en ny transformatorstasjon i regionalnettet.

I tillegg vil anleggskostnadene være avhengig av terreng, grunneierforhold, arbeidstimer med mer. Basert på dette har vi, i dialog med Hafslund Nett, grovt delt inn kostnadene i tre nivåer, som illustrert i Figur 6.

Figur 6: Ulike kostnadsnivåer for oppgradering av strømmettet



Kilde: DNV GL

Vi har kartlagt kostnadsnivået for hver av de 20 lokasjonene i Akershus, i 2030 og 2040, ved hhv. optimalt og sub-optimalt lademønster. Konklusjonen fra Hafslund Nett er at det generelt sett er nok kapasitet i det overliggende strømmettet (regionalnettet) til å imøtekomme fremtidens effektbehov for tyngre kjøretøy, og at tilknytning av ny kapasitet dermed ikke vil by på store tekniske utfordringer. Det vil likevel være behov for nettoppgraderinger i distribusjonsnettet når det etterspørres effekt i denne størrelsesorden (1-9 MW ved optimalt lademønster), som vil medføre kostnader både for Hafslund Nett og kunde.

Økonomiske insentiver skal stimulere til bedre utnyttelse av nettet

Vi har sett at effektbehovet – og dermed investeringsbehovet – knyttet til elektrifisering av transportsektoren, avhenger av når og hvordan kjøretøyene lades. Smart utnyttelse av strømmettet handler dermed om å flytte strømforbruket i *tid* eller å flytte *stedet* for strømmottaket. Med tanke på flytting i tid handler det i stor grad om å ta i bruk smarte styringssystemer. Det finnes allerede flere slike løsninger på markedet, og for elbiler er det enkelt å f.eks. styre ladingen til natt. I tillegg er det mulig å lade batterier (eventuelt en elbil) fra nettet på ett tidspunkt, og så benytte strømmen på et senere tidspunkt.



AFRY
AF PÖRY

DNV·GL

Flere økonomiske virkemidler, med ulik grad av sentral styring, gir insentiver til å utnytte strømmettet på en bedre måte:

- Spotprisavtaler på strøm og effekttariffer vil gjøre det dyrere å bruke strøm når belastningen på nettet er høyest, og vil dermed gi insentiv til å ta i bruk smarte styringssystemer og batteriløsninger for å flytte forbruket i tid. Allerede i dag finnes det løsninger på markedet som gjør at elbilen trekker strøm fra nettet i perioder med lavere strømpris.
- I tillegg er det en fordel om forbruket er *fleksibelt*. Med fleksibelt forbruk mener vi her forbruk som kan reguleres opp eller ned *ved behov*. Det er typisk netteier (eller systemansvarlig) som bestiller og betaler for fleksibiliteten. Flexibilitet på forbrukersiden oppnås i dag både gjennom egne avtaler (utkoblbare laster med lavere nettleie) og gjennom markedsbaserte løsninger for fleksibilitet (regulerkraft). Små husholdningskunder kan være avhengige av en aktør som styrer forbruket på vegne av flere kunder, ofte kalt aggregator, for å delta i regulerkraftmarkedet. Både eksisterende og nye markedsplasser utvikles nå for å gi husholdningskunder økt mulighet til å tilby sin fleksibilitet i markedet.
- Ved etablering av nytt (punkt)uttak kan det ofte være mulig å etablere dette på et sted der det er tilgjengelig kapasitet i nettet. Anleggsbidrag – altså at kunden selv må bekoste (deler av) nettinvesteringen, kan stimulere til dette.

Riktig dimensjonering av nettet, der alle disse mulighetene tas hensyn til, er også vesentlig for å holde investeringskostnadene nede. Den økonomiske reguleringen av nettselskapene skal stimulere til dette.

Tidlig og god dialog mellom utbygger, planmyndighet og nettselskap er vesentlig for å sikre en effektiv omlegging

Gjennom vår dialog med både Hafslund Nett og aktørene har det kommet frem andre barrierer og utfordringer utover det teknisk-økonomiske, som kan være til hinder for en effektiv elektrifisering av transportsektoren. Dette handler i hovedsak om 1) manglende erfaring med elektrisk drift hos nye typer utbyggere, som gjerne overdimensjonerer effektbehovet, 2) arealkonflikter og manglende regulering/planlegging av areal knyttet til ladeinfrastruktur, 3) tidkrevende planprosesser og manglende koordinering, særlig innad i kommunen.

Basert på funnene gjennom arbeidet med denne rapporten, er vårt inntrykk at det er særlig innenfor disse områdene at kommunene kan komme sterkere på banen. Helt konkret bør det settes av tilstrekkelig/egnet areal til både nettstasjoner og øvrig ladeinfrastruktur i kommunens regulerings- og arealplaner. I tillegg kan kommunene vurdere å tillate at nettstasjoner blir oppført innenfor byggegrenser mot offentlig vei, og at disse ikke inngår i beregning av totalt tillatt utnyttelsesgrad på privat tomt. Enklere tilgang til informasjon om kommunal infrastruktur i bakken, vil også gjøre jobben for netteier enklere. God informasjonsflyt og koordinering mellom berørte instanser internt i kommunen, for eksempel i forbindelse med såkalt forelegging (dvs. informasjon om tiltak fra netteiers side), er også essensielt for å få en så effektiv prosess som mulig.



AFRY
AF PÖRY

DNV·GL

1 Introduksjon og problembeskrivelse

Elektrifiseringen av personbilparken i Norge er godt i gang, og i 2018 opplevde vi de første månedene der nybilsalget for batterielektriske biler oversteg 50 prosent. Elektriske busser og varebiler begynner å bli et vanlig syn, og de første elektriske lastebilene ruller nå ut på norske veier. I Nasjonal Transportplan 2018-2029 har Regjeringen formulert ambisiøse mål for en fullstendig omlegging av norsk transportsektor:

- Nye ferjer skal benytte lav- eller nullutslippsteknologi
- Nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy i 2025
- Nye bybusser skal være nullutslippskjøretøy eller bruke biogass i 2025
- Innen 2030 skal nye tyngre varebiler, 75 pst. av nye langdistansebusser og 50 pst. av nye lastebiler være nullutslippskjøretøy
- Innen 2030 skal varedistribusjonen i de største bysentra tilnærmet være nullutslipp

Målene i NTP (Regjeringen, 2017) er også reflektert gjennom Regional plan for klima og energi i Akershus (2018). Et av de identifiserte tiltakene i forbindelse med planarbeidet var å utrede konsekvenser for strømmettet ved elektrifisering av transportsektoren, samt å kartlegge behov og muligheter for smartgrid løsninger i denne sammenheng.

AFRY og DNV GL har sammen utarbeidet denne rapporten, der vi forsøker å belyse konsekvenser for strømmettet i Akershus ved omfattende elektrifisering av transportsektoren. Rapporten består av fire hovedkapitler:

- I **kapittel 3** starter vi med å analysere effektbehov over døgnet til **elektriske personbiler, drosjer og mindre varebiler**, som alle vil trekke strøm fra det lavspente distribusjonsnettet. Vi etablerer ulike antakelser om bileiernes ladeadferd, og ser på hvordan dette kan slå ut på det maksimale – og dimensjonerende – effektbehovet per kommune. Deretter gjør vi et anslag på det resulterende investeringsbehovet i det lavspente distribusjonsnettet for hver kommune.
- I **kapittel 4** starter vi med å kartlegge fremtidig effektbehov knyttet til **depotlading av kollektiv- og tungtransport**, som vil trekke strøm fra det høyspente distribusjonsnettet. Vi har identifisert 20 ulike lokasjoner, og fremskrevet effektbehovet gitt to ulike ladeadferder per punkt. Deretter har vi i dialog med Hafslund Nett vurdert behov for investeringer i strømmettet i hvert enkelt punkt. Til slutt i kapittelet viser vi et eksempel på hvordan effektbehovet i topplastdøgnet, inkludert all elektrisk transport, kan se ut for en kommune.
- I **kapittel 6** går vi gjennom **smarte løsninger** som kan redusere det dimensjonerende effektbehovet, og dermed investeringsbehovet i strømmettet.
- Til slutt går vi i **kapittel 6** gjennom noen andre **barrierer** som kan stå i veien for en effektiv elektrifisering av transportsektoren. Barrierene kan langt på vei møtes gjennom gode planprosesser, tidlig dialog og bedre koordinering internt i og mellom kommuner/utbyggere og aktuelt nettselskap.

Merk at nullutslipp med dagens teknologi vil omfatte kjøretøy som har elektriske motorer, det vil si både hydrogen- og batterielektriske kjøretøy. Vi tar i denne rapporten ikke stilling til teknologivalg, og vurderer ikke hva som vil være en hensiktsmessig fordeling mellom ulike teknologier. I tråd med innspill fra Akershus fylkeskommune antar vi at nullutslipp oppnås gjennom **batterielektriske kjøretøy**, da det er dette som vil ha størst konsekvens for strømmettet. Dette gjelder for alle transporttyper som inngår i analysen, dvs. personbiler, drosjer, mindre varebiler, kollektivtransport og tungtransport.



AFRY
AF PÖRY

DNV·GL

2 Ordliste

Begrep	Forklaring
Aggregator	En aktør som har tilgang til en stor "pool" av laster, for eksempel elbiler eller panelovner. Aggregert opp kan disse lastene tilbys som fleksibilitet, enten via en markeds plass, slik som regulerkraftmarkedet, eller via enkeltstående kontrakter. Hvordan aggregatorrollen skal defineres er fortsatt uavklart, og det jobbes med å finne den beste løsningen for alle involverte parter.
Ampere	Ampere (A) er enheten til strøm. Dagens elbiler lades ofte med 16A strøm, men 32A vil bli vanligere i fremtiden. Høyere strøm medfører høyere ladeeffekt.
Anleggsbidrag	Den kostnaden som kundene/aktørene må betale til nettselskapet for oppgradering og/eller utbygging av strømmettet som følge av etterspurt effekt. Anleggsbidraget skal dekke inntil 100 prosent av de nødvendige anleggskostnadene, og gjelder for alle nettnivåer. Mer informasjon om anleggsbidrag finnes på NVE sine sider.
Bussanlegg	Parkeringsplass for bussene når de ikke er i trafikk. Kalles også bussdepot.
Døgnhvileplass	Parkeringsplasser for tungtransport, etablert for å kunne ivareta lovpålagte krav til kjøre- og hviletid. Her kan sjåføren ta pause (45 minutter) og døgnhvile.
Effekt	Hvor fort energi overføres, med andre ord energibruk per tid. Effekt måles i watt (Joule/sekund). For å forklare forskjellen mellom energi og effekt kan man se på hvordan bensin fylles på en vanlig bensinbil: energien er den bensinen bilen fylles med, mens effekten er hvor stor mengde bensin som strømmer gjennom bensinpumpen på et gitt tidspunkt.
Effekttariffer	Den delen av nettleien som skal reflektere ditt behov for strømmnett, gjerne knyttet til det høyeste registrerte effektuttaket ditt (se "effekttopp"). Per i dag er det kun store forbrukere som blir effektmålt, men NVE har kommet med forslag til nye modeller for effekttariffer for kunder i distribusjonsnettet, som nå er på høring.
Effekttopp	Det (momentane) øyeblikket der effektuttaket fra strømmettet er høyest i løpet av en periode (døgn, måned, år). Også kalt topplast, effektpeak, peak.
Elektrisitet	Elektrisk energi, kalles også elektrisk kraft, kraft, og strøm.
Energibruk	Bruk av alle typer energivarer (elektrisitet, fjernvarme, olje, gass, kull, bioenergi, bensin/diesel).
Høyspent distribusjonsnett	Se "lavspent distribusjonsnett". Høyspent distribusjonsnett er den delen av det lokale kraftnettet som forsyner forbruk med høyere effektbehov, og mindre kraftverk kan kobles direkte til dette nettnivået. Skillet mellom høyspent og lavspent distribusjonsnett går på 1kV.
Hurtiglading	Ladingen skjer ved høy effekt, noe som gjør at batteriet kan lades opp fort (mer energi mates inn).
IT-nett	En måte å organisere strømmettet på der nøytralpunktet på transformatoren ikke er jordnet, men isolert fra jord med et overspenningsvern. Dette er den mest vanlige organiseringen i Norge, i motsetning til Europa der TN-nett er dominerende. Fordelen med IT-nett over TN-nett er at det har høyere driftssikkerhet ved jordfeil og lavere berøringsspenning, men linjespenningen er lavere (230V) og man vil derfor ikke kunne levere like høy effekt på samme kabelvernsnitt. I dag benyttes TN-nett i nesten alle nye utbygginger i Norge, og en del eldre IT-nett bygges om til TN-nett.
Kapasitet	Overføringsgrensen for effekt i strømmettet. Kalles også overføringskapasitet.
kVA	kilo-volt-ampere (kVA) brukes for å betegne den maksimale (ideelle) ytelsen på komponenter i strømmettet, slik som transformatorer, og vil alltid være høyere enn den faktiske effekten (kW) transformatoren kan tilby.
kW	Watt (W) er enheten til effekt, se "effekt". 1 MW = 1000 kW = 1 000 000 W.
kWh/h	Energibruk pr. time oppgitt i kilowattime pr. time. (1 MWh = 1000 kWh)
Lavspent distribusjonsnett	Distribusjonsnettet er det lokale kraftnettet som sørger for kraftforsyning til mindre forbruk, med spenningsnivåer opp til 22kV. Lavspent distribusjonsnett er det nederste nettnivået, med spenninger på 230-400V, og forsyner alminnelig forbruk.



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Nettnivåer	Strømmettet er delt inn i ulike nivåer basert på spenningsnivået i nettet; transmisjonsnett (tidligere sentralnett), regionalnett og distribusjonsnett (høyspent og lavspent).
Nettstasjon	Det siste leddet i strømmettet, der kraften ledes inn til den enkelte kunde via en (vanligvis) jordkabel. I nettstasjonen transformeres spenningen ned fra et høyere spenningsnivå (typisk 11kV eller 22kV) til et lavere spenningsnivå (typisk 230V eller 400V) ved hjelp av en transformator. Omtales også som nettkiosk eller transformatorstasjon.
Peak	Se forklaring for "effekttopp".
Punktuttak	Konsentrert område der det er et større behov for effekt, for å kunne lade elektriske "flåter" av kjøretøy. Typiske lokasjoner for punktuttak kan være bussanlegg, døgnhvileplasser, varelagre og butikker, og hurtigladeestasjoner.
Regionalnett	Binder sammen transmisjonsnett og distribusjonsnett, og har et spenningsnivå på 33-130kV. Både produksjon og laster med høyt forbruk kan være direkte koblet til regionalnettet.
Regulerkraftmarkedet	Et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet, der målet er å holde frekvensnivået i strømmettet stabilt. Dette gjøres ved at produsenter og forbrukere melder inn et pristilbud på endring i produksjon eller forbruk. Dersom det er behov for å balansere kraftsystemet, blir den produsent eller forbruker som har angitt lavest pris for endringen det er behov for, valgt. Det er Statnett som styrer regulerkraftmarkedet i Norge.
Ringnett	Også kalt masket nett. Denne nettstrukturen danner en sluttet ring, og har dermed flere tilførselsmuligheter. Dette fører til høyere forsyningsikkerhet, da strøm fortsatt kan flyte i nettet ved (én) feil.
Saktelading	Ladingen skjer ved lav effekt, og det tar lenger tid å lade opp batteriet (enn for hurtiglading). For elbiler vil saktelading typisk innebære effekter på 3,6kW eller 7,2kW, mens det for tynge kjøretøy vil innebære effekter opp til 50kW.
Samleskinne	Strømførende skinner i transformatorstasjoner, der de enkelte linjeavganger eller transformatorer kan kobles på eller av, for eksempel ved feil. Dette gjøres ofte fra en driftssentral, og nødvendige omkoplinger i nettet kan dermed utføres på en enkel og trygg måte. Hver samleskinne har en gitt antall (linje)avganger.
Sammenlagring	Hvor mange elbiler som lades samtidig på et gitt tidspunkt. Man snakker ofte om en sammenlagringsfaktor, der 0% tilsier at ingen elbiler lader samtidig, og 100% tilsier at alle elbiler lader samtidig.
Sentralnett	Se "transmisjonsnett"
Spotpris	Den prisen strømleverandører kjøper strømmen for på kraftbørsen (NordPool). Denne prisen vil variere fra time til time, og er avhengig av flere faktorer (vær, temperatur, produksjon og etterspørsel). En spotprisavtale innebærer at forbrukeren får strømmen til innkjøpspris.
TN-nett	En måte å organisere strømmettet på der nøytralpunktet på transformatoren er jordet. Dette er den mest vanlige måten å organisere strømmettet på i Europa, mens IT-nett (se "IT-nett") er vanligst i Norge. I TN-nett er linjespenningen 400 V. En fordel med TN-nett er at det er mulig å levere høyere effekt på samme kabelløslengde enn det man kan i IT-nett, på grunn av høyere spenningsnivå. I dag benyttes TN-nett i nesten alle nye utbygginger i Norge.
Topplastdøgnet	Det døgnet i året med den høyeste målte topplasten, det vil si effekten. Dette vil typisk være en kald
Transformatorstasjon	Et elektrisk anlegg som transformerer spenningen i strømmettet fra ett spenningsnivå til et annet ved hjelp av en transformator. Transformatoren kan transformere spenningen opp eller ned, avhengig av behov. Kapasiteten (størrelsen) på transformatorstasjonen avhenger av hvor i nettet den befinner seg; jo høyere spenningsnivå i nettet, jo høyere kapasitet kreves. Når man prater om transformatorstasjoner, snakker man ofte om stasjoner på transmisjonsnett- og regionalnettnivå. Transformatorstasjoner i distribusjonsnettet omtales ofte som nettstasjoner, se "nettstasjoner".
Transformeringskapasitet	Se "kapasitet".
Transmisjonsnett	Opereres av Statnett i Norge, og binder sammen store kraftprodusenter og forbrukere over hele landet. Transmisjonsnettet, tidligere sentralnettet, er det øverste nettnivået, med spenningsnivåer på 420-300kV. Både større produksjonsanlegg og kraftintensiv industri kan være direkte koblet til transmisjonsnettet.
Volt	Volt (V) er enheten til spenning. Strømmettet er delt inn i ulike segmenter basert på spenningsnivået. For lavspent distribusjonsnett, der elbilene (oftest) lader, er det vanlig med spenningsnivåer på 230 V-



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

3 Personbiler, drosjer og mindre varebiler

I denne delen av studien har vi fokusert på elbiler, drosjer og lette varebiler, som vi forventer at vil trekke strøm fra det lavspente distribusjonsnettet (for forklaring, se ordliste i kapittel 2). Dette i motsetning til «flåtelading» av kollektivtransport og tungtransport, som vil kreve høyere effekt og dermed sannsynligvis kobles til nettet på høyere spenningsnivå. Her har vi benyttet en annen tilnærming, som beskrevet i kapittel 4.

Personbiler har fleksibilitet med tanke på hvor og når de må lades. I dag lades personbiler i all hovedsak i privathusholdninger på kvelds- og nattestid (Elbilforeningen, u.d.). Det er imidlertid også mulig å lade på hurtigladestasjoner (50 kW og oppover) og utenfor husholdninger (gateparkering, kontorlokaler, kjøpesentre osv). Vi har i denne delen av analysen fokusert på hvordan ulik adferd knyttet til hjemmelading av elbiler – det vil si hvor hyppig og når på døgnet bilen settes til lading hjemme – påvirker effektbehovet i kommunen.

I dette kapittelet går vi først gjennom sentrale forutsetninger i analysen. Deretter forklarer vi hvordan ulike antakelser om ladeadferden til elbileiere slår ut på effektkurven i topplastdøgnet. Til slutt presenterer vi resultater for hver kommune i Akershus, i form av maksimalt effektbehov gitt ulike antakelser om ladeadferden, og tilhørende investeringsnivå.

3.1 Befolkningsutvikling og antakelser om elbilparken

Vi har brukt Afrys Peak Load Demand Model (PLDM) til å analysere effektbehov per kommune, gitt ulike antakelser om blant annet lademønster til elbiler. PLDM er en bottom-up modell med detaljerte datasett på kommunenivå for hele Norge, som dekker både bygg, transportsektoren og store enkeltkunder, samt fordeling av effekt- og energibehov mellom el og andre energibærere. Modellen er nærmere beskrevet i vedlegg 8.1.

Resultater fra modellen er fremskrevet energibehov per time (kWh/h) i *topplastdøgnet* for hver kommune. Dette er altså det døgnet i året der effektbehovet er på det høyeste. Utetemperaturen er antatt å være - 20 grader for alle kommuner i Akershus i dette døgnet.

Vi har fokusert på å kvalitetssikre følgende input parametere for hver kommune i Akershus:

- Innbyggertall i 2018 og fremskrevet innbyggertall til 2040, i tråd med SSBs hovedscenario MMMM (Sentralbyrå, 2018).
- Antall (elektriske) personbiler, drosjer og små varebiler i 2018
- Elbilens markedsandel (altså hvor mange prosent av nye biler som er elektriske) i 2018. Markedsandelen er deretter gradvis økt opp til 100 % i 2025, i tråd med mål i både Nasjonal transportplan og Regional plan for klima og energi i Akershus.
- Utskiftningstakten i eksisterende bilpark. Omtrent 90 % av bilparken er elektrisk rundt 2040.

Vi har videre etablert to ulike utviklingsbaner:

- 1) En hovedbane der det er null vekst i personbilparken etter 2019. Dette er i tråd med målet i Stortingets klimaforlik, Oslopakke 3 og Regional plan for areal og transport i Oslo og Akershus, som sier at «persontransportveksten i området skal tas med kollektivtransport, gange og sykkel» (Akershus Fylkeskommune, 2015).
- 2) En «Business as usual»-bane, der personbilparken vokser i takt med befolkningen. Her har vi holdt antall personer per bil konstant for alle kommuner gjennom hele analyseperioden.

Tabell 1 viser innbyggertall og antall elbiler i hhv. 2018 og 2040, per kommune i Akershus for de to utviklingsbanene. I begge banene utgjør elbiler omtrent 90 % av den totale bilparken i 2040. For Akershus



AFRY
AF PÖRY

DNV·GL

totalt er det 75 000, eller 25 %, flere elbiler i banen med vekst i bilparken («Business as usual») sammenlignet med banen der bilparken holdes konstant (Hovedscenario).

Tabell 1: Innbyggere, personbiler og elektriske personbiler per kommune i 2018, og i to ulike scenarioer for 2040. I begge scenarioer utgjør elbiler ca. 90 % av den totale bilparken i 2040

	2018			2040, Hovedscenario			2040, Business as usual		
	Innbyggere	Personbiler	Elektriske personbiler*	Innbyggere	Personbiler	Elektriske personbiler*	Innbyggere	Personbiler	Elektriske personbiler*
0211 Vestby	17 486	9 052	911	22 900	9 052	7 947	22 900	11 855	11 008
0213 Ski	30 880	14 773	1 446	34 500	14 773	12 856	34 500	16 505	14 431
0214 Ås	20 084	9 245	968	34 000	9 245	8 196	34 000	15 651	14 909
0215 Frogn	15 735	7 936	956	15 100	7 936	6 859	15 100	7 616	6 424
0216 Nesodden	19 287	7 922	551	21 900	7 922	6 817	21 900	8 995	7 886
0217 Oppegård	27 178	15 902	1 629	29 800	15 902	13 773	29 800	17 436	14 583
0219 Bærum	125 454	102 285	16 198	143 700	102 285	90 896	143 700	117 161	108 245
0220 Asker	60 926	30 044	4 522	68 400	30 044	26 463	68 400	33 730	30 137
0221 Aurskog-Høland	16 390	9 680	418	19 700	9 680	8 286	19 700	11 635	9 984
0226 Sørums	17 980	9 767	845	25 300	9 767	8 531	25 300	13 743	12 374
0227 Fet	11 663	6 490	534	14 400	6 490	5 633	14 400	8 013	7 077
0228 Rælingen	17 874	8 420	812	22 200	8 420	7 359	22 200	10 458	9 439
0229 Enebakk	10 945	5 932	498	11 400	5 932	5 101	11 400	6 179	5 181
0230 Lørenskog	38 670	18 008	2 200	52 800	18 008	15 922	52 800	24 588	23 711
0231 Skedsmo	54 178	25 251	2 411	65 900	25 251	22 019	65 900	30 714	27 893
0233 Nittedal	23 545	12 286	1 504	28 100	12 286	10 789	28 100	14 663	12 728
0234 Gjerdrum	6 704	3 641	398	8 000	3 641	3 186	8 000	4 345	3 787
0235 Ullensaker	36 576	19 366	1 438	53 000	19 366	16 883	53 000	28 062	25 271
0236 Nes (Ak.)	21 681	13 302	831	26 200	13 302	11 499	26 200	16 075	13 798
0237 Eidsvoll	24 647	14 138	720	31 000	14 138	12 182	31 000	17 782	15 550
0238 Nannestad	13 240	7 527	530	17 400	7 527	6 536	17 400	9 892	9 088
0239 Hurdal	2 903	1 749	69	3 100	1 749	1 483	3 100	1 868	1 571
Akershus sum	614 026	352 084	40 389	748 800	352 084	309 216	748 800	426 965	385 076

*Ekskludert hybridbiler

3.2 Topplast per kommune i ulike scenarioer

Strømmettet dimensjoneres normalt sett slik at det kan forsyne det maksimale kraftforbruket som kan inntreffe på samme tid i et område. Vi refererer til dette maksimale forbruket som «topplasten»¹. Områder som er preget av husholdninger, har normalt sett en effekttopp i morgentimene og en topp på ettermiddagen. Spørsmålet vi forsøker å besvare her er om, og i så fall hvor mye, lading av elbiler vil øke forbruket i disse timene – eventuelt om ladingen vil gi en ny effekttopp på et annet tidspunkt.

3.2.1 Antakelser om lading av lette kjøretøy

Målet med denne delen av studien er altså å vurdere hvordan lademønsteret til elbileierne – det vil si når på døgnet og hvor hyppig elbilene lades – endrer det maksimale effektbehovet i de ulike kommunene. For å fange et utfallsrom har vi sett på tre ulike lademønstre:

- **Mye lading på kveldstid:** 5 % av alle elbiler som trenger å lade, settes til lading kl. 09 på morgenen, omtrent 20 % kl. 16 eller 17, 50 % kl. 18 eller 19, og 25 % kl. 20-23. Ladingen skjer

¹ Andre ord som betegner det samme er makslast, effekttopp og makseffekt.



AFRY
AF PÖRY

DNV·GL

når minst 20 % av batterikapasiteten er brukt, noe som medfører at bilene lades omtrent hver annen dag. Dette gir en markant effekttopp fra elbillading på kveldstid, som også legger seg oppå eksisterende ettermiddagspeak.

- **Lading på natt ved behov:** 5 % av alle elbiler som trenger å lade, settes til lading kl. 18, mens resten benytter smarte styringssystemer som starter ladingen mellom kl. 24 og 03. Ladingen skjer når minst 50 % av batteriet er brukt, noe som innebærer at bilen lades omtrent én gang i uken. Vi får en effekttopp fra elbillading på natten.
- **Mellomvariant:** Omtrent halvparten av all lading starter mellom kl. 17. og kl. 21, gitt at minst 20 % av batteriet er brukt. Omtrent 30 % settes til lading mellom kl. 24 og 03, gitt at 50 % av batteriet er brukt.

Når det kommer til drosjer og mindre varebiler, har vi antatt en noe jevnere fordeling over døgnet, og holdt dette likt i alle scenarioer.

Grunnen til at vi fokuserer på ladetidspunkt og ladehyppighet for private bileiere, er at de i særklasse slår mest ut i variasjon i lastbehov og samtidighet med annen last. Hensikten her har vært å spenne ut et realistisk utfallsrom for ladeadferd, for å illustrere hvor stor forskjell dette potensielt kan utgjøre med tanke på maksimalt – og dimensjonerende – effekttbehov, og tilhørende investeringsbehov i nettet.

I tillegg til ladeadferden, må vi ta stilling til en rekke variabler med betydning for ladeeffekten, men hvor vi i dette prosjektet legger til grunn en forventet verdi og ikke foretar beregninger for flere utfall. Disse omfatter blant annet:

- Utvikling i transportbehovet, slik som årlige og daglige kjørelengder, økt bruk av kollektivtransport mv. Vi benytter her gjennomsnittlige kjørelengder per fylke i henhold til SSBs statistikk som grunnlag.
- Utvikling i elbil-parken: Vi baserer oss på Regjeringens målsetting, reflektert blant annet gjennom Regional plan for klima og energi Akershus, om at alle nye lette kjøretøy er nullutslippsbiler innen 2025.
- Teknologi og ladeeffekt, slik som en trend mot stadig større batterier i biler, som også kan medføre at effekten i ulike ladetyper øker, mens ladehyppigheten går ned.

Antakelsene er oppsummert for hhv personbil, drosjer og varebiler i Tabell 2.

Tabell 2: Antakelser som har betydning for effekttbehovet, for elektriske personbiler, drosjer og varebiler

	Personbil	Drosje	Varebil
Ladeeffekt (kW)	7,2	10	10
Batteristørrelse (kWh)	85	85	85
Kjørelengde per dag (km)	35	148	46
Energibruk per km (kWh/km)	0,2	0,2	0,2

Merk at dette gjelder for nye personbiler, drosjer og varebiler. For personbiler har vi antatt at alle eksisterende elbiler trekker 3,6 kW fra nettet når de settes til lading, mens alle nye elbiler trekker ca. 7,2 kW. I dag har de færreste husholdninger mulighet til å trekke mer enn ca. 3,6 kW, tilsvarende 16 A. Mange elbiler har imidlertid mulighet til å trekke langt høyere effekt enn dette, også ved såkalt normallading (ofte rundt 7 kW). For å utnytte denne ladeeffekten kreves minimum 32 A sikring, eller 400 V spenning (sistnevnte oppnås gjerne gjennom et såkalt TN-nett). (Norges Vassdrags- og Energidirektorat, 2016). Vi tror det er sannsynlig at betydelig flere vil benytte seg av høy ladeeffekt når vi ser frem mot 2040, og at



AFRY
AF PÖRYR

DNV·GL

7 kW per bil er et realistisk anslag. Med lavere ladeeffekt vil det ta lenger tid å lade et batteri av en gitt størrelse.

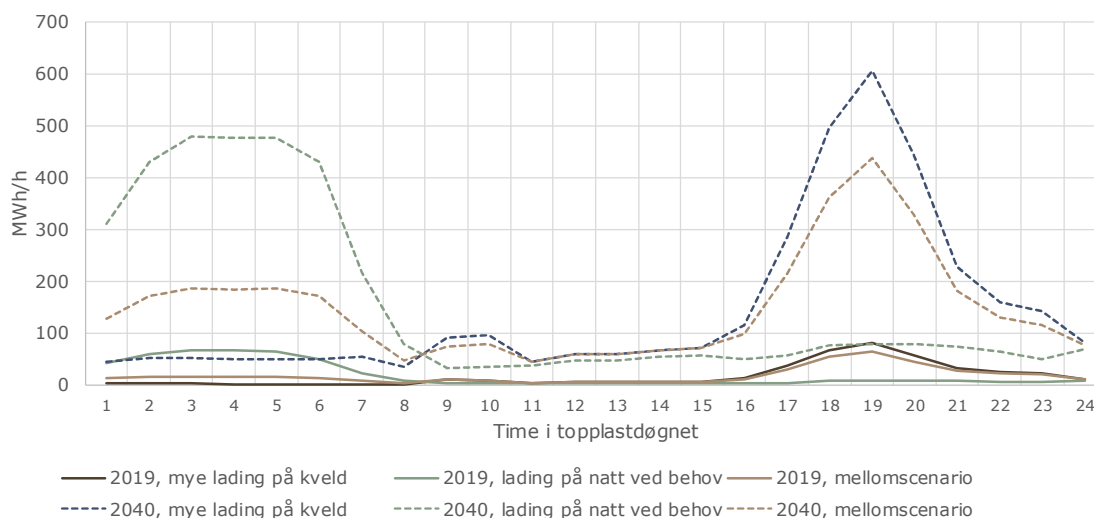
I alle scenarioene har vi videre antatt at 10 % av ladebehovet dekkes gjennom hurtiglading, med 100 kW ladeeffekt. Denne ladingen er fordelt utover dagen og kvelden, og forsterker effekttoppen på kveldstid noe. Se også Figur 8 i neste kapittel.

Det er også rimelig å anta at en del elbileiere vil lade bilene sine på jobben i løpet av arbeidsdagen. Dette vil i så fall gi en noe mindre økning i effektbehovet på kvelden i scenarioene med mye lading på kveld, og tilsvarende en mindre økning i effektbehovet på natt i scenarioet med lading på natt ved behov. Ettersom vi er interessert i å spenne ut et realistisk utfallsrom for lading av elbiler, har vi valgt å ikke gjøre antakelser knyttet til jobblading. Dessuten viser Elbilforeningens spørreundersøkelse at et stort flertall av elbileierne lader bilen daglig eller ukentlig hjemme, i mindre grad på jobben, og sjelden bruker hurtigladestasjoner (Elbilforeningen, u.d.).

3.2.2 Effektbehov knyttet til lading av lette kjøretøy

Figur 7 viser effektbehov til elbiler, drosjer og mindre varebiler, time for time gjennom topplastdøgnet for en gitt kommune. Røde kurver viser effektbehovet ved mye lading på kveld, grønne kurver viser effektbehovet ved lading på natt ved behov, og gule kurver viser effektbehovet ved mellomvarianten som ligger mellom disse to ytterpunktene. Effektbehovet er beregnet både for 2019 (heltrukket) og 2040 (stiplet).

Figur 7: Effektbehov til lading av elbiler, drosjer og mindre varebiler i de ulike scenarioene, i 2019 og 2040



Kilde: Afry Management Consulting

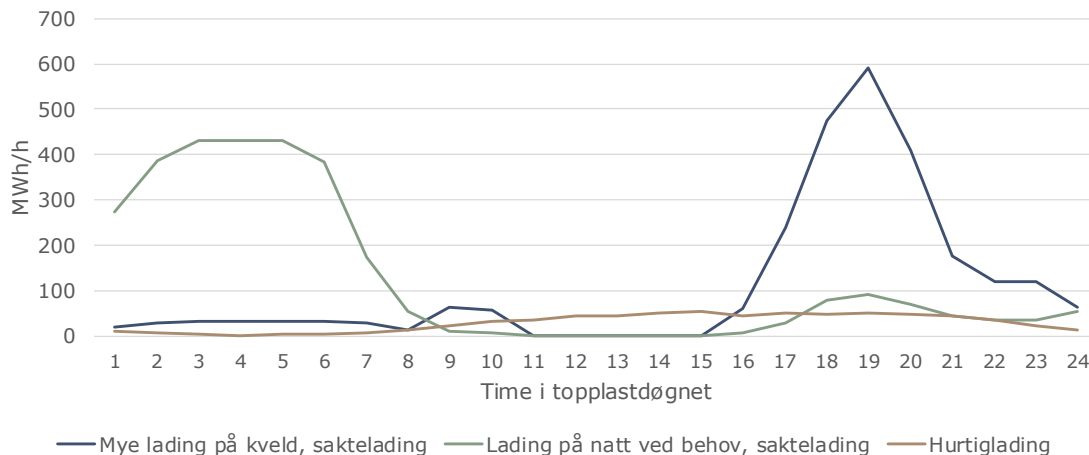
Ettersom vi har brukt de samme antakelsene om lading av elbiler, drosjer og mindre varebiler for alle kommunene i Akershus, er også resulterende ladeprofil, som vist i Figur 7 over, den samme for alle kommuner. Effektbehovet – eller skalaen på Y-aksen – vil variere, avhengig av størrelsen på bilparken og antall elbiler, drosjer og mindre varebiler i den enkelte kommune.

Figur 8 viser effektbehov til lading av elbiler, drosjer og mindre varebiler i Akershus totalt sett i 2040, fordelt på hjemmelading og hurtiglading, i banen «Business as usual» og "Mye lading på kveld" og "Lading på natt ved behov».

AFRY
AF PÖRY

DNV-GL

Figur 8: Effektbehov til lading av elbiler, drosjer og mindre varebiler i Akershus i 2040, fordelt på hjemmelading og hurtiglading, i de to scenarioene "Mye lading på kveld" og "Mye lading på natt"



Kilde: [Afr Management Consulting](#)

Vi har som tidligere nevnt antatt like mye hurtiglading i begge scenarioer, tilsvarende 10 % av det totale ladebehovet. Med profilen som vist i Figur 8, gir dette et effektbehov på mellom 25 og 50 MW i topplasttimen for Akershus totalt sett (nærmere bestemt 23 MW kl. 09, 32 MW kl. 10 og 50 MW kl. 19). Med i underkant av 400 000 elbiler (ref. Tabell 1) i banen «Business as usual», én hurtiglader per 200 biler² og i gjennomsnitt 100 kW per hurtiglader, tilsvarer dette en sammenlagring³ for hurtiglading på 0,12 kl. 09, 0,17 kl. 10 og 0,26 kl. 19. Det vil altså si at 12-26 % av alle hurtigaldere i Akershus er i bruk ved disse tidspunktene. Som et supplement til analysen viser vi i vedlegg 8.2 en oversikt over det potensielle effektbidraget fra hurtiglading per kommune, gitt 200 biler og 100 kW per hurtiglader, og ulik sammenlagingsfaktor.

Vår erfaring er at sammenlagringen i eksisterende hurtigladestasjoner er svært lav – også lavere enn det som er antatt her. Hvordan sammenlagringen vil utvikle seg frem til 2040, er naturligvis vanskelig å spå. Flere elbiler og dermed hurtigladestasjoner kan føre til både høyere og lavere sammenlagring enn i dag. Dersom vi i fremtiden får en stor pågang på hurtiglading i topplasttimene, vil naturligvis effektbehovet knyttet til hurtiglading være høyere enn det som fremgår av Figur 8. På den andre siden vil dette føre til mindre behov for saktelading, gitt samme antakelser om blant annet kjøredistanser og batteribruk.

Det kan videre tenkes at ladeprofilen i realiteten vil variere en del mellom kommunene. For eksempel kan vi tenke oss at kommuner med en høy andel blokkbebyggelse vil ha en flatere kurve enn kommuner med en høy andel småhus/eneboliger, fordi borettslag/sameier (altså blokkbebyggelse) i større grad vil styre (og fordele) ladingen av beboernes elbiler utover i tid. I tillegg kan det tenkes at færre beboere i blokkbebyggelse har tilgang på private parkeringsplasser, og dermed i større grad må benytte seg av offentlige hurtigladestasjoner, sammenlignet med de som bor i småhus/eneboliger.

² Nasjonal transportplan legger til grunn at det i 2030 er nødvendig med én hurtiglader per 200 elbiler. Elbilforeningen mener at det er behov for én hurtiglader per 125 elbiler. Vi har i denne illustrasjonen valgt å legge til grunn én hurtiglader per 200 elbiler, også i 2040. Etter hvert som utviklingen går mot større batterier, vil ladebehovet gå ned, gitt samme kjørelengde og batteribruk. Dette taler for færre hurtiglader. På den andre siden kan endret boligmasse (mer bygging av blokk enn småhus og dermed færre private parkeringsplasser), føre til større behov for hurtiglader.

³ Sammenlagringen sier noe om hvor stor andel av hurtigladerne som er i bruk samtidig. For eksempel tilsier en sammenlagring på 0,12 at 12 % av alle hurtiglader er i bruk på det aktuelle tidspunktet.

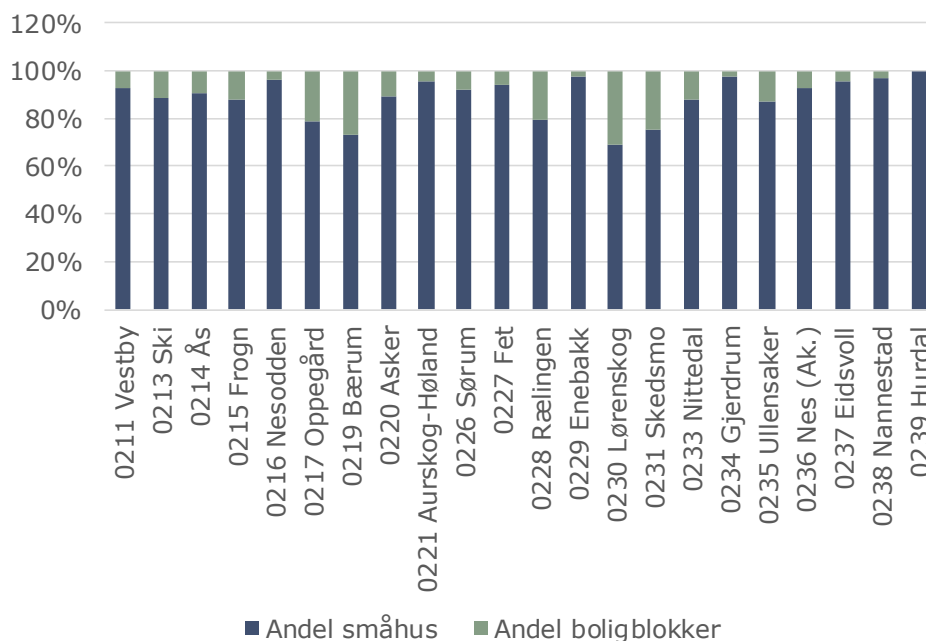


AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Figur 9 viser fordelingen av boligareal mellom småhus og boligblokker (dvs. sameier/borettslag), per kommune i Akershus. Som figuren viser har de aller fleste kommunene klart størst andel småhus. De fem kommunene som skiller seg noe fra resten er Oppegård, Bærum, Rælingen, Lørenskog og Skedsmo, som alle har 20-30 % blokkbebyggelse.

Figur 9: Fordeling av boligareal per kommune i Akershus, fra PLDM (2015)



Kilde: AFRY Management Consulting

Det virker ikke urimelig å anta at bilparken i en kommune i større grad er knyttet til småhus enn til blokkbebyggelse. Selv om det trolig er flere innbyggere per boligareal i småhus enn i blokk (de fleste av de som bor alene bor i blokk), antar vi at de som bor i småhus har bedre tilgang til parkeringsplasser (og muligens dårligere tilgang til kollektiv transport). Dette vil i så fall trekke ned betydningen av at ikke alle kommuner har like stor andel blokkbebyggelse.

Vi har ikke hatt anledning til å forfølge denne problematikken videre, og har valgt å beholde de samme antakelsene om ladeprofil for elbiler i alle kommuner. Vi har ikke klart å finne indikasjoner på at dette representerer en vesentlig feil i analysen.

3.2.3 Effektbehov i Akershus ved ulike lademønstre

Figur 10 viser simulert effektbehov i Akershus, i topplastdøgnet i 2019 og 2040, gitt de tre ulike lademønstrene for elbiler som beskrevet over.

I 2019 inntreffer makslasten, altså det maksimale effektbehovet i løpet av døgnet (og året), klokken 09 i alle tre scenarioene. Lasten er da like i underkant av 2100 MW, ca. 150-200 MW høyere enn neste effektopp kl. 18-19. Dette er noe lavere enn det som er oppgitt for Akershus fylke i Regional kraftsystemutredning for Oslo, Akershus og Østfold, der makslasten for Akershus ser ut til å ligge på ca. 2200 MW (Hafslund Nett, 2018). Ettersom vi er interessert i å se på konsekvenser for strømmettet grunnet elektrifisering av transportsektoren, har denne forskjellen i utgangspunkt liten, om noen, betydning.



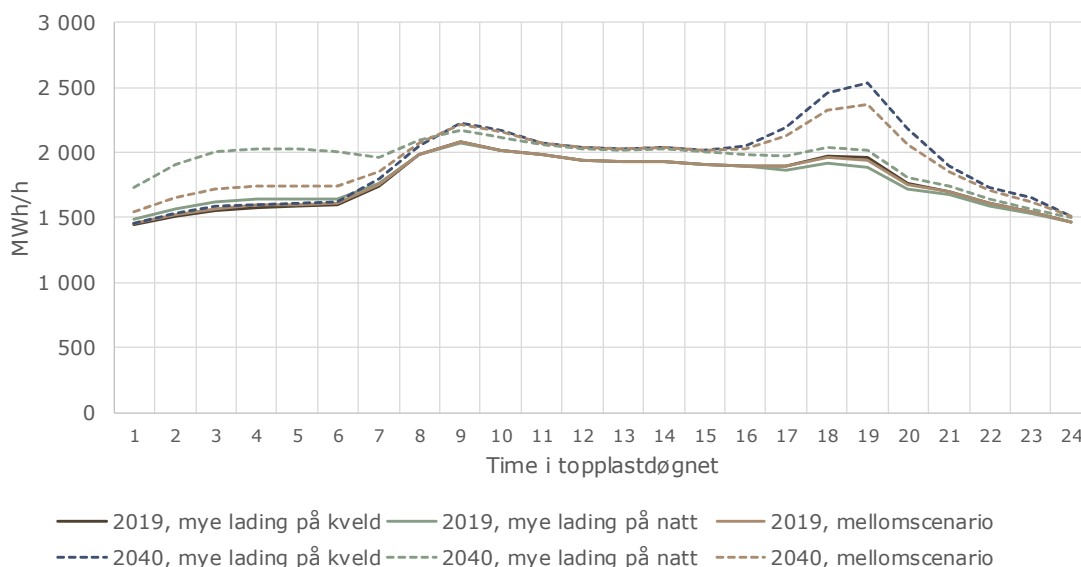
AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Utviklingen i de tre scenarioene er nokså ulik, gitt av effektbehovet til lading av elbiler beskrevet i kapittel 3.2.2:

- **Mye lading på kveld:** Lasten øker noe i morgentimene, men vi får en markant lastøkning og ny effekttopp rundt kl. 19 på kvelden.
- **Lading på natt ved behov:** Lasten øker omtrent like mye hele dagen, men vi får en markant lastøkning mellom ca. kl. 02 og kl. 05 på natten. Dette er likevel ikke nok til å overstige effekttoppen kl. 09.
- **Mellomscenario:** Som i scenarioet med mye lading på kveld, får vi også her en markant lastøkning og ny makslast rundt kl. 19 på ettermiddagen.

Figur 10: Effektbehovet i Akershus, time for time i topplastdøgnet i 2019 og 2040, gitt ulike lademønstre for elbiler



Kilde: Afry Management Consulting

Figur 11 viser effektbehovet i Akershus i scenarioet med mye lading på kveld, fordelt på sektorene industri, kjøretøy og bygg. Som figuren viser står bygg for nesten hele strømforbruket i Akershus i dag. Vi ser kun en marginal økning i strømforbruket i denne sektoren frem til 2040, til tross for befolkningsvekst. Dette skyldes at vi har antatt at energieffektiviserende tiltak i byggsektoren vil veie opp for befolkningsveksten. For eksempel har vi lagt til grunn at alle nye bygg bygges etter passivhusstandard fra 2025.

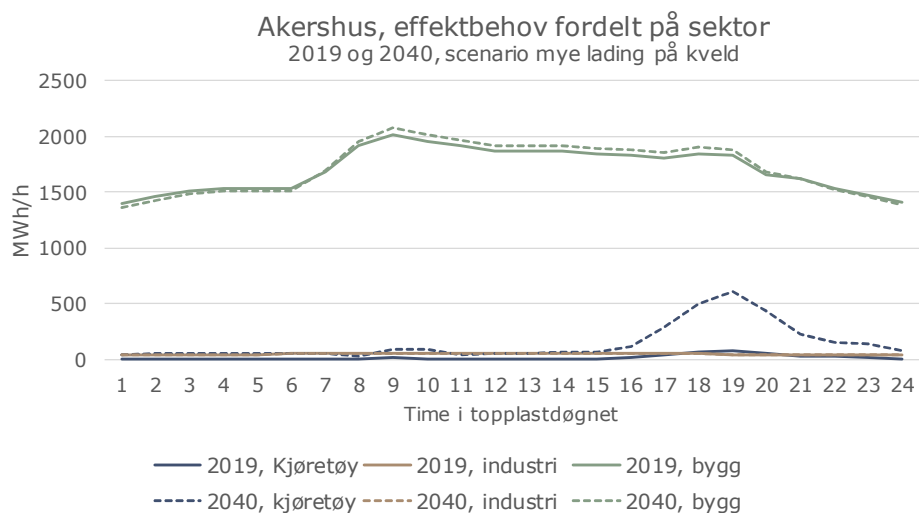
Det er viktig å være klar over at når vi i kapittel 3.2.5 gir et anslag på investeringsbehovet i lavspent distribusjonsnett, så ser vi kun på økningen i dimensjonerende effekt (altså makslasten) som kan tilskrives lading av elbiler. Det vil si at vi trekker fra investeringer som vi tror vil komme uansett, grunnet vekst i øvrig last (dvs. byggsektoren).



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Figur 11: Effektbehovet i Akershus i scenarioet med mye lading på kveld og vekst i bilparken, fordelt på sektor



Kilde: Afry Management Consulting

3.2.4 Endring i makslast for alle kommuner i Akershus

Figur 10 viste effektbehov time for time i Akershus, gitt ulike antakelser knyttet til lading av elbiler i 2019 og 2040. Neste steg er å se på makslast i de ulike scenarioene for 2040, sammenlignet med hva makslasten ville vært i 2040 dersom elbilparken ikke hadde vokst etter 2019. Dette gir oss altså *økning i makslast som følge av elbillading* i de ulike scenarioene.

Tabell 3 og Tabell 4 oppsummerer dette for alle kommunene i Akershus for de to lademønstrene «Mye lading på kveld» og «Lading på natt ved behov», som altså representerer ytterpunkter i analysen. Økning i makslast er både oppgitt i MW, og som prosent av makslast i 2040 uten vekst i elbilparken fra 2019 (altså med 2019-elbilpark).



AFRY
Å F P Ö Y R Y

DNV·GL

Tabell 3: Økning i makslast i 2040 grunnet lading av elbiler med hhv. mye lading på kveld og lading på natt ved behov, uten vekst i den totale bilparken. Som MW og % av makslast uten vekst i elbiler etter 2019.

Uten vekst i bilparken	Mye lading på kveld		Lading på natt ved behov	
	MW	%	MW	%
0211 Vestby	4	6 %	1	1 %
0213 Ski	6	6 %	1	1 %
0214 Ås	2	2 %	1	1 %
0215 Frogn	8	17 %	0	1 %
0216 Nesodden	7	13 %	1	1 %
0217 Oppegård	17	23 %	1	2 %
0219 Bærum	132	30 %	28	7 %
0220 Asker	29	18 %	2	1 %
0221 Aurskog-Høland	4	7 %	1	1 %
0226 Sørums	7	12 %	1	1 %
0227 Fet	2	5 %	0	1 %
0228 Rælingen	8	16 %	1	3 %
0229 Enebakk	5	15 %	0	1 %
0230 Lørenskog	17	12 %	1	1 %
0231 Skedsmo	18	9 %	2	1 %
0233 Nittedal	2	2 %	1	1 %
0234 Gjerdrum	4	22 %	0	3 %
0235 Ullensaker	4	2 %	2	1 %
0236 Nes (Ak.)	14	22 %	1	2 %
0237 Eidsvoll	12	13 %	1	1 %
0238 Nannestad	9	25 %	1	2 %
0239 Hurdal	2	27 %	0	5 %
Akershus totalt	317	15 %	30	1 %



AFRY
AF PÖRRY

DNV·GL

Tabell 4: Økning i makslast i 2040 grunnet lading av elbiler med hhv. mye lading på kveld og lading på natt ved behov, med vekst i bilparken. Som MW og % av makslast uten vekst i elbiler etter 2019

Med vekst i bilparken	Mye lading på kveld		Lading på natt ved behov	
	MW	%	MW	%
0211 Vestby	8	12 %	1	1 %
0213 Ski	8	8 %	1	1 %
0214 Ås	9	8 %	1	1 %
0215 Frogn	7	15 %	0	1 %
0216 Nesodden	8	16 %	1	1 %
0217 Oppegård	19	24 %	1	2 %
0219 Bærum	156	36 %	31	7 %
0220 Asker	34	21 %	2	1 %
0221 Aurskog-Høland	7	11 %	1	2 %
0226 Sørumsdal	13	21 %	1	2 %
0227 Fet	4	10 %	1	1 %
0228 Rælingen	11	21 %	3	6 %
0229 Enebakk	5	15 %	0	1 %
0230 Lørenskog	28	20 %	2	1 %
0231 Skedsmo	26	13 %	2	1 %
0233 Nittedal	2	3 %	1	1 %
0234 Gjerdrum	5	27 %	1	6 %
0235 Ullensaker	14	8 %	2	1 %
0236 Nes (Ak.)	17	27 %	3	5 %
0237 Eidsvoll	17	18 %	1	1 %
0238 Nannestad	13	35 %	3	9 %
0239 Hurdal	2	29 %	1	6 %
Akershus totalt	425	20 %	33	2 %

Figur 12 illustrerer økningen i makslast for Akershus totalt i scenarioet med mye lading på kveld med vekst i bilparken⁴.

⁴ Den observante leser vil legge merke til at økningen for Akershus totalt sett ikke er lik summen av økning i makslast for alle kommunene. Dette skyldes at makslasten ikke nødvendigvis inntreffer på samme tidspunkt i alle kommuner, noe som gjør at makslasten for Akershus totalt sett typisk er lavere enn summen av makslast for alle kommuner. Dette gjelder særlig før vi legger til veksten i elbiler.

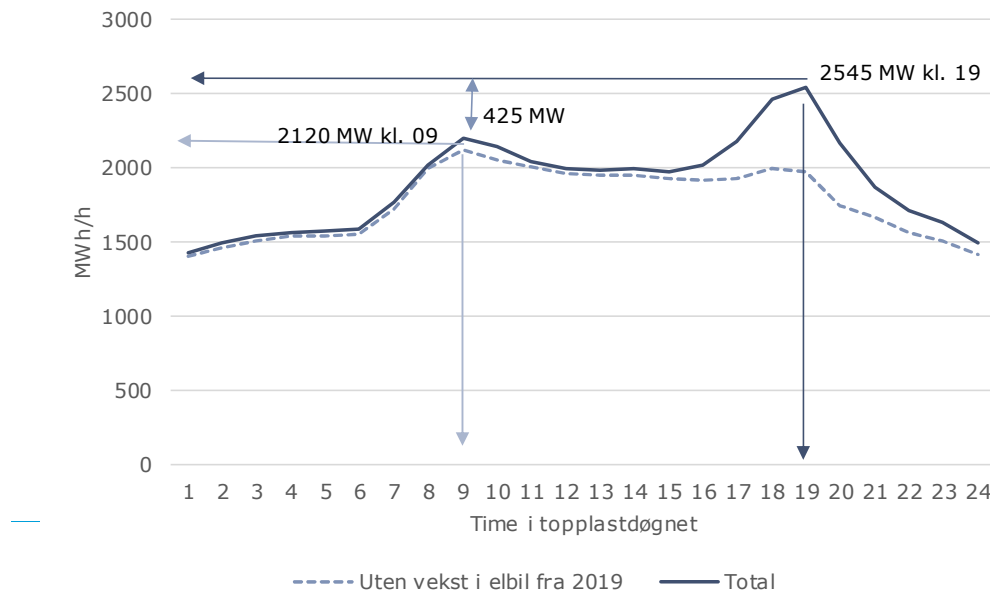
Ved mye lading på kveld er økningen i makseffekt for Akershus totalt sett *større* enn summen av økning for alle kommuner. Dette er ikke helt intuitivt, men skyldes at makslasten *med* vekst i elbiler inntreffer omtrent samtidig for alle kommuner i dette scenarioet. Når vi så sammenligner med makslast *uten* vekst i elbiler (der makslasten som nevnt inntreffer på ulike tidspunkt for ulike kommuner og summen for Akershus dermed blir lavere enn summen av alle makslastene), ender vi opp med en *større* økning i makslast for Akershus totalt sett.



AFRY
AF PÖYRY

DNV-GL

Figur 12: I scenarioet med mye lading på kveld, og vekst i den totale bilparken, øker makslasten i Akershus totalt med 425 MW, eller 20 %, sammenlignet med det makslasten ville vært i 2040 uten vekst i elbilparken fra 2019



Kilde: Afry Management Consulting

Som vi ser av Tabell 3 og Tabell 4, øker makslasten med omtrent 15-20 % for de fleste kommuner i scenarioet med mye lading på kveld. Unntakene er Vestby, Ski, Ås, Aurskog-Høland, Fet, Nittedal og Ullensaker, der økningen i makslast er på 10 % eller mindre i scenarioet med mye lading på kveld. For Nittedal er økningen så liten som 3 %. I motsatt retning skiller Bærum, Nannestad, Hurdal, Gjerdrum og Nes seg ut, der økningen i makslast er på rundt 25-35 %.

I scenarioet med lading på natt ved behov, er økningen moderat (10 % eller mindre) for alle kommuner. Dette gjelder både med og uten vekst i den totale bilparken, selv om veksten naturligvis er marginalt større i førstnevnte scenario.

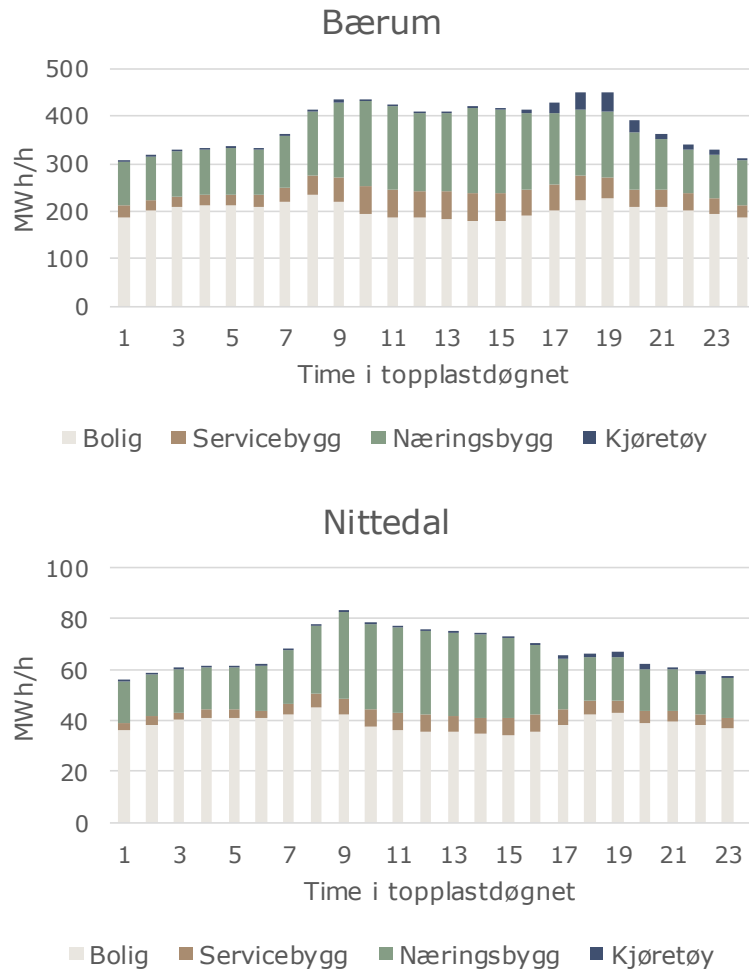
Årsaken til at den prosentvise økningen varierer såpass mye fra kommune til kommune, er at effektbehovet til øvrig last har ulik profil (altså at det varierer ulikt over døgnet) i de ulike kommunene. For eksempel varierer lasten i Nittedal nokså mye over døgnet, med en tydelig topp på morgenen. Da er lasten over 20 % høyere enn kl. 19. Til sammenligning er lasten i Bærum nokså lik på de to tidspunktene. Dette skyldes at næringsbygg og lett industri, med høyt forbruk i morgentimene, utgjør en større andel av totalforbruket i Nittedal enn i Bærum. Dette gjør at vi selv med mye lading av elbiler på kvelden, kun får en liten prosentvis økning i makseffekt i Nittedal. Figur 13 viser effektbehovet i topplastdøgnet 2019 for Bærum og Nittedal, fordelt på kategoriene bolig, servicebygg, næringsbygg og kjøretøy. For Nittedal er effektbehovet til næringsbygg dobbelt så høyt kl. 09 som kl. 19.



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Figur 13: Effektbehovet i topplastdøgnet 2019 for Bærum og Nittedal, fordelt på kategoriene bolig, servicebygg, næringsbygg og kjøretøy



Kilde: Afry Management Consulting

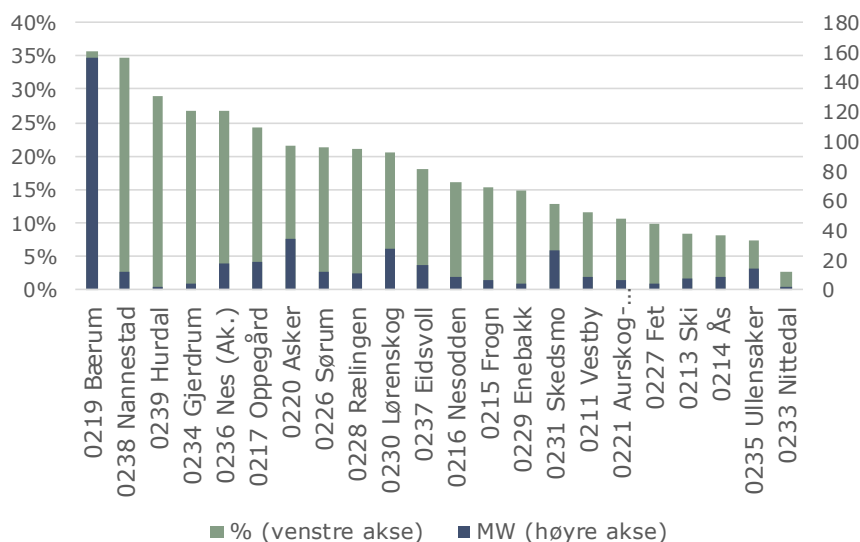
Figur 14 viser den økningen i makslast i scenarioet med mye lading på kveld og vekst i den totale bilparken, som gitt i Tabell 4.



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Figur 14: Økning i makseffekt per kommune, sammenlignet med makseffekt uten vekst i elbilparken fra 2019, i scenario Business as usual med mye lading på kveld. Som prosent (grønne stolper, venstre akse), og som MW (blå stolper, høyre akse)



Kilde: Afty Management Consulting

3.2.5 Virkning av ulike virkemidler på det maksimale effektbehovet

Tabell 3 og Tabell 4 viste økning i makseffekt per kommune og for Akershus totalt sett, for til sammen fire varianter:

1. Null vekst i den totale bilparken
 - a. Mye lading på kveld
 - b. Lading på natt ved behov
2. Vekst i den totale bilparken
 - a. Mye lading på kveld
 - b. Lading på natt ved behov

I tillegg er det interessant å sammenligne 1 med 2, for å si noe om virkningen av å stanse veksten i bilparken, og a med b, for å si noe om virkningen av å endre på lademønsteret til elbileiere. Resultatene av denne sammenligningen er oppsummert i Tabell 5. Vi ser at lademønsteret har klart størst virkning på det maksimale effektbehovet. Stans i veksten i den totale bilparken har en viss virkning på det maksimale effektbehovet ved mye lading på kveld⁵. Dersom ladingen skjer på natt ved behov, har dette derimot marginalt å si for makseffekten. Vi kommer tilbake til insentiver for å stimulere til endret lademønster i kapittel 5.

⁵ For Frogn kommune får vi en negativ virkning av å stanse veksten i den totale bilparken, gitt lading på natt ved behov. Dette skyldes at befolkningsutviklingen er negativ i Frogn, i henhold til SSBs hovedscenario MMMM. I «Business as usual», med vekst i den totale bilparken, har vi holdt antall innbyggere per bil konstant gjennom hele analyseperioden for alle kommuner. Når innbyggertallet går ned, ender vi opp med flere biler i banen «Business as usual» sammenlignet med Hovedscenarioet. Dette indikerer at metodikken for å fremskrive effektbehovet i Hovedscenarioet fungerer dårlig for Frogn.

AFRY
ÄF PÖYRY

DNV-GL

Tabell 5: Redusert makseffekt per kommune i 2040 ved ulike virkemidler.

	Virkning av å endre lademønster				Virkning av å stoppe vekst i den totale bilparken			
	Med vekst i bilparken		Uten vekst i bilparken		Mye lading på kveld		Lading på natt ved behov	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
0211 Vestby	-8	-10 %	-4	-5 %	-4	-5 %	0	0 %
0213 Ski	-8	-7 %	-5	-5 %	-2	-2 %	0	0 %
0214 Ås	-8	-6 %	-1	-1 %	-7	-6 %	0	0 %
0215 Frogn	-7	-13 %	-8	-14 %	1	1 %	0	0 %
0216 Nesodden	-8	-13 %	-7	-11 %	-2	-3 %	0	0 %
0217 Oppegård	-18	-19 %	-17	-18 %	-1	-1 %	0	0 %
0219 Bærum	-143	-24 %	-121	-21 %	-25	-4 %	-2	0 %
0220 Asker	-34	-17 %	-29	-15 %	-5	-3 %	0	0 %
0221 Aurskog-Høland	-6	-8 %	-3	-5 %	-2	-3 %	0	0 %
0226 Sørums	-12	-17 %	-7	-10 %	-5	-8 %	0	0 %
0227 Fet	-4	-8 %	-2	-4 %	-2	-5 %	0	0 %
0228 Rælingen	-7	-12 %	-7	-12 %	-2	-4 %	-2	-4 %
0229 Enebakk	-4	-12 %	-4	-12 %	0	0 %	0	0 %
0230 Lørenskog	-27	-16 %	-16	-11 %	-11	-7 %	0	0 %
0231 Skedsmo	-24	-11 %	-16	-7 %	-8	-4 %	0	0 %
0233 Nittedal	-2	-2 %	-2	-2 %	0	0 %	0	0 %
0234 Gjerdrum	-4	-17 %	-4	-17 %	-1	-4 %	-1	-3 %
0235 Ullensaker	-13	-6 %	-2	-1 %	-11	-5 %	0	0 %
0236 Nes (Ak.)	-14	-17 %	-13	-16 %	-3	-4 %	-2	-3 %
0237 Eidsvoll	-16	-14 %	-11	-11 %	-5	-4 %	0	0 %
0238 Nannestad	-10	-20 %	-8	-18 %	-4	-7 %	-2	-6 %
0239 Hurdal	-2	-18 %	-2	-17 %	0	-1 %	0	-1 %
Akershus totalt	-406	-16 %	-301	-12 %	-108	-4 %	-3	0 %

Figur 4 viser økning i makseffekt per kommune ved de to ulike lademønstrene, i scenarioet med vekst i bilparken⁶.

3.3 Anslag på investeringsbehov i lavspent distribusjonsnett

I de foregående kapitlene har vi sett på hvordan makslasten øker i kommunene i Akershus, som følge av ulikt lademønster for elbiler. For å kunne si noe om hvilke konsekvenser dette vil ha for (investeringer i) strømmettet, må vi i tillegg vite noe om a) hvordan denne lasten er fordelt i strømmettet (altså hvor mange MW eller kW som blir tatt ut fra ulike punkt i nettet) og b) overføringskapasitet og tilstand på strømmettet som fører kraften ut til disse punktene.

Vi har ingen detaljert nettmodell for Akershus. Vi har derfor benyttet to ulike metodikker for å gi et anslag på investeringsbehov per kommune og for Akershus totalt sett, og deretter søkt dialog med Hafslund Nett som eier og drifter nettet i store deler av fylket. Resultatene er presentert i dette kapitlet.

3.3.1 Estimat per kommune, basert på gjennomsnittlig kostnad per MW

AFRY (tidligere Pöyry) og DNV GL gjorde en felles studie for NVE våren 2019 (NVE Ekstern rapport 51/2019), som også handlet om konsekvenser for lavspent distribusjonsnett ved ulike ladeadferder hos elbileiere. I denne studien ble fire nettområder analysert i detalj. De fire nettområdene representerer en landkommune, en hyttekommune, en forstads- og en bykommune. Tabell 6 oppsummerer beregnet investeringskostnad for de fire nettområdene, i form av MNOK/MW, i et scenario med ettermiddagslading

⁶ Årsaken til det positive tallet for Frogn er at denne kommunen har en negativ befolkningsutvikling. Dette gjør at vi ender opp med flere biler i Frign i banen med null vekst i bilparken, ettersom vi her har holdt bilparken konstant gjennom hele analyseperioden. I banen «Business as usual» går den totale bilparken faktisk ned i Frogn.

AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

av elbiler hver dag (til venstre). I tillegg ble det beregnet kostnader i et scenario med lading på natt. Kolonnen til høyre i tabellen viser spart investeringskostnad per MW ved å gå fra scenarioet med ettermiddagslading hver dag til lading på natt⁷. Lademønsteret i de to scenarioene ligner mye på våre scenarioer med mye lading på kveld og lading på natt.

Tabell 6: Investeringskostnad i MNOK/MW for fire ulike nettområder, i et scenario med ettermiddagslading hver dag, samt spart investeringskostnad per MW ved å gå til et scenario med lading på natt.

	Investeringsbehov per kommune, MNOK/MW	
	Ettermiddagslading hver dag	Spart investeringskostnad*
Landkommune	2,53	0,96
Hyttekommune	1,51	0,52
Forstadskommune	0,76	0,44
Bykommune	6,34	3,96
Gjennomsnitt	2,78	1,47

*ved lading på natt

Basert på disse tallene kan vi si at vi forventer at kostnaden for nødvendige investeringer i nettet ligger i intervallet 0,8-6,3 MNOK/MW økt topplast i et scenario med ettermiddagslading. Den potensielle besparelsen ved å lade på natten ligger i intervallet 0,4-4 MNOK/MW redusert topplast.

Det er viktig å nevne at investeringer i strømmettet i virkeligheten er sprangvise⁸, og dermed ikke 100 % skalerbare slik Tabell 6 gir inntrykk av. Investeringsbehovene vi kommer frem til må altså leses som omtrentlige anslag, og er beheftet med relativt stor usikkerhet. Som en start kan vi ta utgangspunkt i gjennomsnittet for de fire nettområdene, som er 2,78 MNOK/MW i scenarioet med ettermiddagslading hver dag, og 1,47 MNOK lavere per MW redusert topplast i scenarioet med lading på natt.

Investeringskostnadene i Tabell 6 gjelder investeringer knyttet til elbillading, *sammenlignet med et scenario uten elbiler i det hele tatt*⁹. Dersom vi skal anvende disse investeringsestimaterne for kommunene i Akershus, må vi altså først trekke fra effekt knyttet til lading av elbiler, og så se på økning i makseffekt for de ulike scenarioene med dette som utgangspunkt. Tabell 7 oppsummerer resultatene per kommune og for Akershus totalt sett, i de to scenarioene «Mye lading på kveld» og «Lading på natt ved behov», i 2040.

⁷ Spart investeringskostnad er beregnet ved å ta kostnad i scenarioet med ettermiddagslading hver dag minus kostnad i scenarioet med lading på natt, delt på økning i makslast i scenarioet med ettermiddagslading hver dag minus økning i makslast i scenarioet med lading på natt. Med andre ord delta kostnad delt på delta økning i makslast. Grunnen til at vi benytter denne kostnadsforskjellen, og ikke kostnaden i scenarioet med lading på natt direkte, er at vi i studien for NVE kun hadde en veldig liten lastøkning i scenarioet med lading på natt. Selv med en liten lastøkning var det behov for å skifte ut en del komponenter, noe som gjorde at kostnad per MW ble veldig høy. Dersom vi hadde benyttet denne kostnaden per MW til å finne kostnad i vårt scenario med lading på natt direkte, ville vi endt opp med en veldig høy kostnad i dette scenarioet. For mange kommuner til og med høyere enn i scenarioet med mye lading på kveld. Dette er ikke realistisk. Utfordringen henger sammen med at investeringer i strømmettet i virkeligheten er sprangvise, og ikke fullt ut skalerbare. Vi mener derfor at det blir mer riktig å ta utgangspunkt i kostnad per MW i kun det ene scenarioet (ettermiddagslading hver dag), og så trekke fra merkostnaden (delta kostnad fra NVE-prosjektet ganget med delta MW i våre scenarioer) for å komme til det andre scenarioet (lading på natt). På denne måten unngår vi å dra med oss et urimelig høyt, og veldig ulikt, «konstantledd» i skaleringen.

⁸ La oss si at det er behov for 20 kVA økt transformeringskapasitet inn til et område. Den minste tilgjengelige transformatoren som dekker behovet er på 50 kVA, og vi investerer i en slik transformator. Dette gir en høyere kostnad per MW (eller kW), sammenlignet med om behovet var 30 kVA eller 40 kVA. Vi har benyttet REN sine standardstørrelser for transformatorer, i beregningene (50, 100, 200 kVA osv.).

⁹ Kostnad til komponenter som uansett må skiftes ut grunnet kapasitetsbehov fra øvrig forbruksvekst, er ikke inkludert i anslagene. Disse er forutsatt byttet ut, slik at eventuell ledig kapasitet fra nye komponenter er tilgjengelig for veksten fra elbillading.

AFRY
ÅF PÖYRY

DNV·GL

Tabell 7: Investeringsnivå per kommune i Akershus i scenarioet «Business as usual», gitt hhv. mye lading på kveld og mye lading på natt

MNOK (2020-kroner, ikke diskontert)	Med vekst i bilparken		Null vekst i bilparken	
	Mye lading på kveld	Lading på natt ved behov	Mye lading på kveld	Lading på natt ved behov
Akershus totalt	1225	597	924	442
0219 Bærum	486	211	417	178
0220 Asker	99	50	85	42
0230 Lørenskog	80	40	49	24
0231 Skedsmo	74	36	51	24
0217 Oppegård	53	26	50	25
0236 Nes (Ak.)	49	21	40	19
0237 Eidsvoll	47	23	34	16
0235 Ullensaker	41	18	12	3
0226 Sørums	36	18	21	10
0238 Nannestad	36	14	26	12
0228 Rælingen	30	11	23	10
0214 Ås	26	12	6	2
0211 Vestby	24	12	12	5
0213 Ski	24	11	18	8
0216 Nesodden	24	12	20	10
0215 Frogn	21	10	22	11
0221 Aurskog-Høland	19	8	12	5
0234 Gjerdrum	14	6	11	5
0229 Enebakk	13	6	13	6
0227 Fet	12	5	6	2
0233 Nittedal	8	3	7	2
0239 Hurdal	7	3	6	3

Tabellen viser at det største investeringsbehovet kan komme i Bærum, Asker, Lørenskog, Skedsmo og Oppegård, der vi finner over 50 MNOK i investeringer i scenarioet med vekst i bilparken, gitt mye lading på kveld. Bærum skiller seg klart ut fra resten, med et nokså høyt investeringsbehov i dette scenarioet.

Det er naturligvis i de kommunene med det største investeringsbehovet at den største besparelsen ved å ta i bruk smarte styringssystemer ligger. For Akershus som helhet, snakker vi om en potensiell besparelse på i størrelsesorden 600 MNOK i løpet av perioden på 20 år.

En åpenbar svakhet ved denne tilnærmingen er at alder, tilstand og eksisterende, ledig kapasitet i nettet innen hver kommune vil kunne variere en del. Dermed vil også investeringsnivået som følge av økt elbil-lading kunne variere, slik at noen kommuner har høyere faktisk investeringskostnad per MW, mens andre kan ha lavere. I prosjektet har vi også vurdert en alternativ tilnærming, hvor forskjeller i byggstrukturen mellom kommunene inngår i vektingen. Eksempelvis vil en kommune med mye småhus vektas slik at kostnadene for forstadskommunen i Tabell 6 veier mer enn kostnadene for de øvrige tre kommunene.

Resultatene fra denne analysen gir høyere investeringsbeløp enn tallene vi har presentert over. Samtidig ser vi at korrelasjonen mellom økt makseffekt og investeringsbeløp per kommune er lav. Vi har derfor konkludert med at en tilnærming basert på resultatene fra NVE-studien og vekting med byggstruktur introduserer såpass mye usikkerhet at det ikke er hensiktsmessig å bruke denne tilnærmingen.

3.3.2 Kvalitativ vurdering basert på dialog med netteier

Vi har presentert resultatene fra kapittel 3.3.1 og 3.3.2 til Hafslund Nett, som eier og drifter nettet i store deler av Akershus fylke. Hafslund Nett opplyser at det er tilstrekkelig transformeringskapasitet i *regionalnettet* til å dekke forbruksveksten som følger av scenarioet med mye lading på kveld, også ved vekst i bilparken fra i dag. Dette gjelder for alle kommuner der de er netteier, på *overordnet nivå*. Det kan



AFRY
ÅF PÖYRÝ

DNV·GL

likevel være at enkelte krafttransformatorer må byttes ut i enkelte stasjoner innenfor kommunene der veksten kommer.

For å gi et eksakt svar på hva investeringsbehovet faktisk vil bli, må man altså vite nøyaktig hvor i strømmettet forbruket vil komme. Hafslund overvåker og vurderer til enhver tid riktig tidspunkt for investering. Det er imidlertid ingenting som tilsier at det ikke vil være mulig – eller bli voldsomt dyrt – å møte forbruksveksten som kommer grunnet lading av elbiler.

Derimot pekte Hafslund Nett på andre utfordringer utover det teknisk-økonomiske, knyttet til manglende erfaring med elektrisk drift hos utbyggere og planmyndigheter, plassmangel, samt tidkrevende planprosesser med manglende koordinering. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 5.



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

4 Kollektiv- og tungtransport

Også kollektiv- og tungtransporten er underlagt politiske mål om reduserte klimagassutslipp. I NTP er det vedtatt at «veksten i persontransporten i byområder skal tas med kollektivtransport, sykkel og gange, (...) og nye bybusser skal være nullutslippskjøretøy eller bruke biogass innen 2050. Innen 2030 skal nye tyngre varebiler, 75 prosent av nye langdistansebusser og 50 prosent av nye lastebiler være nullutslippskjøretøy» (Regjeringen, 2017). Disse målene er også reflektert i regional plan for klima og energi i Akershus (fylkeskommune, 2018). Samtidig har de sentrale aktørene vedtatt egne mål for å redusere sine utslipp. Ruter har blant annet en målsetting om at all kollektivtransport skal være utslippsfri innen 2028 (Ruter, u.d.), mens ASKO legger til rette for en utslippsfri transportflåte innen 2026 (ASKO, 2019). Også andre aktører som Posten og Tine har vedtatt planer om utslippsfrie løsninger. Denne utviklingen krever en storstilt satsing på infrastruktur for lading, og vil potensielt kunne føre til utfordringer for strømmettet.

I denne delen av studien har vi kartlagt fremtidig ladebehov for kollektiv- og tungtransport i Akershus mot 2040, og sett på hvilke utfordringer dette kan medføre for strømmettet. Vi har valgt å kun se på batterielektriske løsninger, da det er dette som vil ha størst konsekvens for strømmettet. Merk at vi med kollektivtransport her kun snakker om busser, da resterende kollektivtransport (trikk, tog, t-bane) allerede er elektrifisert. Det er likevel verdt å nevne at en videre utbygging av disse transportformene også vil føre til økt belastning på strømmettet, men dette er ikke tatt med i denne analysen.

4.1 Analyse av fremtidig ladebehov

For å analysere hvilke potensielle utfordringer elektrifisering av kollektiv- og tungtransport kan medføre for strømmettet, har vi kartlagt effektbehovet frem mot 2040 for 20 utvalgte lokasjoner i Akershus. I dialog med Hafslund Nett gikk vi gjennom hver lokasjon, der det kom fram at det generelt sett er tilstrekkelig med kapasitet i strømmettet til å imøtekomme fremtidens effektbehov. Noe utbygging av nettet må uansett gjøres på grunn av nye lokasjoner og det relativt høye effektbehovene det er snakk om, men dette er ikke sett på som en utfordring fra netteiers side. Det vil likevel være knyttet store kostnader til investeringene som må gjøres, som skisseres nærmere i kapittel 4.2.

Det er viktig å merke seg at resultatene fra kartleggingen ikke er ment som en veileder, hverken på hvor ladeløsninger bør etableres eller hvor mye kapasitet som bør etterspørres fra aktørene. De er kun ment som et verktøy for å si noe overordnet om hvorvidt fremtidig, estimert ladebehov vil kunne medføre utfordringer for strømmettet, og i så fall for hvilke lokasjoner.

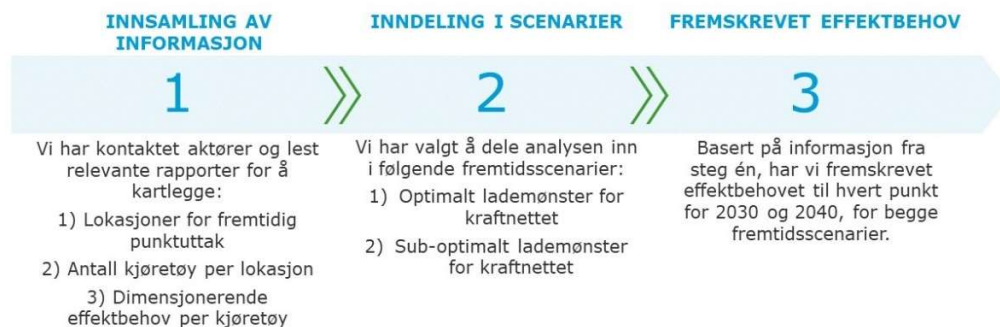
Fremgangsmåten for å kartlegge fremtidig ladebehov for kollektiv- og tungtransport i Akershus frem mot 2040 er beskrevet i Figur 15.



AFRY
AF PÖRY

DNV-GL

Figur 15: Fremgangsmåte for kartlegging av fremtidig ladebehov for kollektiv- og tungtransport



4.1.1 Innsamling av informasjon

Resultatet fra del én, innsamling av informasjon, la grunnlaget for en rekke antagelser som er beskrevet under. Merk at disse antagelsene er basert både på offentlig tilgjengelig informasjon og utsagn fra enkeltpersoner hos de aktuelle aktørene.

Den første, og viktigste, antagelsen vi har lagt til grunn er at **samtlig kjøretøy studert i denne analysen vil være elektriske innen 2030**. Dette er basert på aktørenes uttalte mål om at flåtene deres skal være utslippsfrie før 2030, og våre antagelser om at dette betyr batterielektriske kjøretøy. Dette er ikke det samme som at hele den eksisterende transportparken i Akershus antas elektrifisert i 2030, men at alle Ruter sine busser, lastebilene til ASKO og Posten, samt en del av godstransporten er antatt å være elektriske.

Lokasjoner for fremtidig punktuttak

- **Ladebehovet for busser vil i hovedsak dekkes av lading på bussanleggene.** Dette er i tråd med Ruters rapport om utslippsfri kollektivtransport i Oslo og Akershus (Ruter, 2018). Med bussanlegg menes parkeringsarealer for bussene når de ikke er i trafikk. Det vil også være behov for hurtiglading på noen endeholdeplasser, men det er foreløpig knyttet stor usikkerhet til hvor dette vil komme. Med bakgrunn i dette, og med tanke på at vi kun ønsker å se på et overordnet bilde av situasjonen i Akershus, har vi valgt å utelate endeholdeplasser i analysen.
- **Bussanleggene er lokalisert etter Ruter sine anbefalinger.** I Ruter sin behovsanalyse og utviklingsplan for bussanlegg ble det utført en lokaliseringsanalyse med vekt på å sikre god fleksibilitet, effektiv drift og minst mulig tomkjøring¹⁰. Dette ledet frem til en anbefaling for lokalisering av bussanleggene i 2030 (Ruter, 2016).
- **Ladebehovet for tungtransport vil i hovedsak dekkes av lading på døgnhvileplasser og varelagre.** Dette kommer frem fra dialog med aktørene. Mesteparten av ladebehovet for varetransport kan dekkes ved lading på aktørenes hovedlagre, og vi antar at disse må dimensjoneres til å kunne lade hele transportflåten deres. Noe ladebehov vil også dekkes under varelevering til butikker, men vi antar at det er tilstrekkelig kapasitet hos butikkene allerede i dag og disse er derfor ikke tatt med i analysen. Dette fordi butikkene har effektkrevende apparater som fryselagre, ventilasjon og annet, som fint kan fungere som fleksibel last når kjøretøy skal lades. Ladebehovet til elektrisk godstransport antas dekket av eksisterende og planlagte

¹⁰ Tomkjøring er definert som «utkjørt distanse fra bussanlegg til startholdeplass, pluss innkjøring fra endeholdeplass til bussanlegg, pluss inn-/utkjøring til bussanlegg ved mer enn 90 minutters pause i vognløpet» (Ruter, 2016).



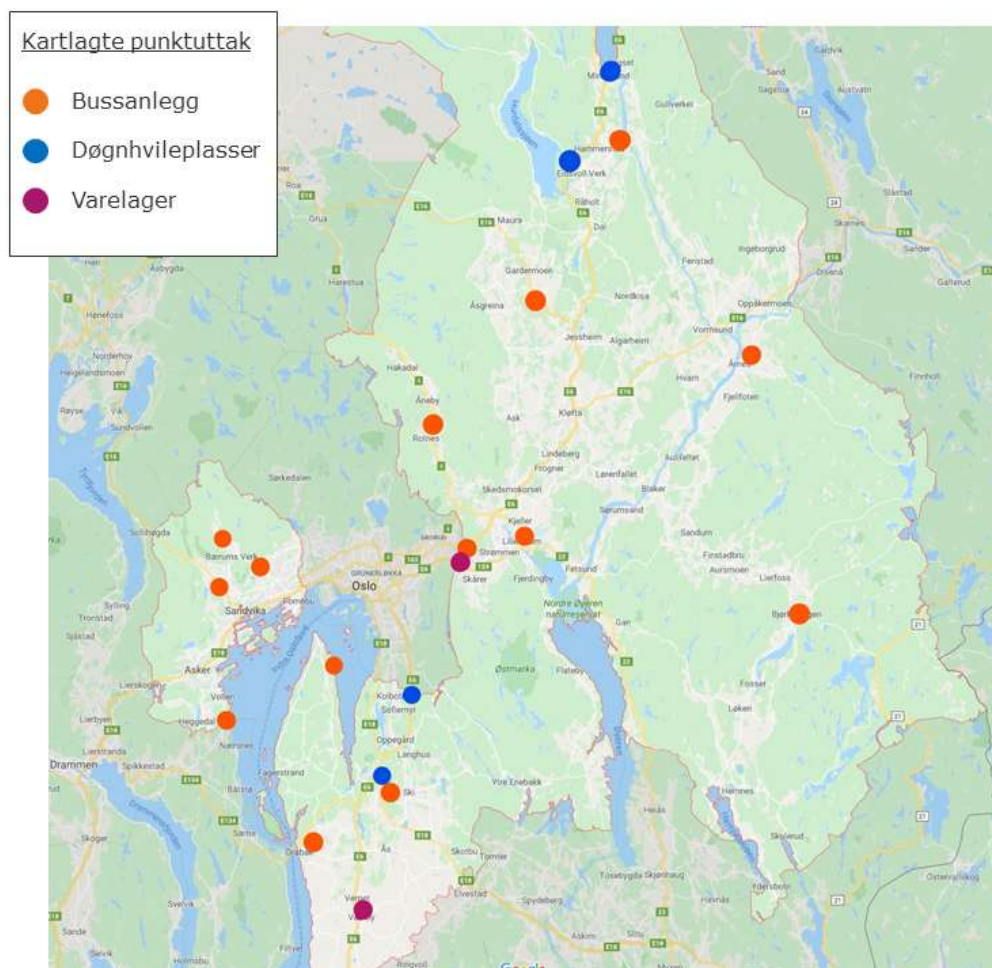
AFRY
AF PÖRY

DNV·GL

døgnhvileplasser. Dette tilsvarer at døgnhvileplassene må bygges ut med tilstrekkelig kapasitet til å dekke gjennomsnittlig ladebehov over døgnet til det antall kjøretøy de er dimensjonert for. Det kan bli behov for andre ladestasjoner langs E6 og E18, men på lik linje med endeladestasjoner for busser er det fortsatt knyttet stor usikkerhet til hvor disse vil komme, og de er derfor utelatt i denne analysen.

Basert på disse antagelsene kom vi frem til 20 lokasjoner der vi ser et stort ladebehov i fremtiden (14 bussanlegg, fire døgnhvileplasser og to varelagre). Disse er skissert på et kart over Akershus i Figur 16. Det vi presenterer her er ikke en komplett vurdering av fremtidig kapasitetsbehov, men snarere et bilde av hvordan etterspørselen etter nettkapasitet ser ut og kan beskrives. I virkeligheten vil det sannsynligvis være behov for flere punktuttak, men dette er det knyttet større usikkerhet til. Et hovedpoeng er at det vil bli behov for en del relativt store punktuttak, og at disse vil komme spredt omkring. Se også kapittel 4.2 om betaling for nettilknytning og kapittel 6 om barrierer.

Figur 16: Kartlagte punktuttak for kollektiv- og tungtransport



Kilde: DNV GL



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Antall kjøretøy per lokasjon

- **Dagens bussflåte, inkludert reserver, er lagt til grunn i analysen.** I tillegg er det gjort antagelser om fordelingen av flåten etter 2030. Som et eksempel er det antatt at bussbestanden til Vestby fordeles likt mellom Drøbak og Ski, basert på Ruter sine anbefalinger for lokalisering av bussanleggene i 2030. Mer detaljert beskrivelse av denne fordelingen finnes i vedlegg 8.4.
- **Antall busser vil øke med i snitt 2% årlig frem mot 2040.** Tallet er hentet fra Ruter sin behovsanalyse og utviklingsplan for bussanlegg, der de, basert på antatt befolkningsvekst og vedtatte politiske mål, utleder det langsiktige bussbehovet i Oslo og Akershus frem mot 2030 (Ruter, 2016).
- **Tungtransportflåten antas å være konstant frem mot 2040.** Ladebehovet på døgnhvileplassene vil avhenge av antall kjøretøy plassene er dimensjonert for. Vi har ikke funnet indikasjoner på at eksisterende døgnhvileplasser skal utvides, men det er planer om én ny døgnhvileplass ved Ås (Vegdirektoratet, 2017). Denne er inkludert i analysen. I tillegg kommer antall kjøretøy aktørene har planlagt å lade ved sine hovedlagre, og her er det ikke gitt indikasjoner på at det totale antallet vil øke frem mot 2040. Tungtransportflåten som er lagt til grunn i denne analysen er derfor satt til å være konstant frem mot 2040.

Dimensjonerende effektbehov per kjøretøy

Lading av kjøretøy kan grovt sett deles inn i to ulike varianter: lading ved lav effekt, såkalt saktelading, og lading ved høy effekt, såkalt hurtiglading. For tyngre kjøretøy vil saktelading typisk innebære effekter på mellom 50 og 100 kW, mens hurtiglading skjer på effekter over 150 kW. Hvor lang tid det tar å lade opp batteriet avhenger av ladeeffekt, størrelsen på batteriet og batteriteknologi.

Det er knyttet stor usikkerhet til fremtidens batteriteknologier, men det forventes at størrelsen på batteripakkene vil øke: for både busser og lastebiler er det allerede annonsert nye kjøretøy med dobbel kapasitet sammenlignet med dagens løsninger¹¹. For å kunne fullade disse batteriene uten å bruke lengere tid kreves det lading ved høyere effekter. Samtidig vil et større batteri føre til at kjøretøyene har mer kapasitet igjen når de skal lades opp, gitt samme kjørerute, noe som kan redusere effektbehovet.

I denne analysen har vi valgt å ikke gjøre antagelser på fremtidig batteriteknologi, men heller se på effektbehovet basert på dagens løsninger og innspill på fremtidig effektbehov fra Hafslund Nett og aktører. Det bør nevnes at våre antagelser om dimensjonerende effektbehov er noe lavere enn det aktørene melder inn. Erfaring fra lignende prosjekter viser at aktørene ofte overdimensjonerer effektbehovet, noe som kan være knyttet til både driftssikkerhet, fleksibilitet og begrenset erfaring med elektrisk drift. Dette blir nærmere utbrodert i kapittel 6.

- **Ved bussanleggene antas et effektbehov på 50 til 100 kW per buss.** Det antas at en stor del av bussene vil lade ved lav effekt i løpet av timene de står parkert over natten. I tillegg vil det være behov for noe hurtiglading via pantografer. Totalt sett vil dette føre til et gjennomsnittlig effektbehov på 50 til 100 kW per buss, avhengig av lademønster.
- **Ved døgnhvileplassene og varelagre antas et effektbehov på 50 til 150 kW per kjøretøy.** På lik linje med bussanleggene antas det at en stor del av lastebilene vil lade ved lav effekt i løpet av natten, enten ved døgnhvileplasser eller varelagre. Det vil også være behov for noe hurtiglading. Totalt sett vil dette føre til et gjennomsnittlig effektbehov på 50 til 150 kW per kjøretøy, avhengig av lademønster¹².

¹¹ MAN har annonsert at deres 12- og 18-meters busser vil ha batterikapasiteter på hhv 480 og 640 kWh fra midten av 2020 (Sustainable BUS, 2018). Dette er en økning på hhv 48 og 80 prosent fra dagens typiske størrelser.

¹² Fra EL6-prosjektet ble det antatt et maksimalt effektbehov per lastebil på 150kW, basert på tilbakemeldinger fra lastebilprodusentene. Dette ble oppgitt i dialog med Hafslund Nett.

AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

4.1.2 Inndeling i scenarier

For å fange usikkerhet knyttet til fremtidig lademønster og effektbehov, har vi valgt å dele inn analysen i to scenarier; optimalt og suboptimalt lademønster for kraftnettet. I et optimalt lademønster for kraftnettet vil ladingen hovedsakelig foregå via saktelading i løpet av natten, og er antatt til 50 kW per kjøretøy for både busser og lastebiler. Her antas det at kjøretøyene ikke vil være utladet når de parkerer for natten, samt at noen kan være ferdigladet når andre parkeres. I et suboptimalt lademønster vil en større del av ladingen foregå på høyere effekt via hurtigladere, i tillegg til mindre grad av koordinering. Dette vil øke det totale effektbehovet per kjøretøy: for busser er det antatt 100 kW per kjøretøy, mens det for lastebiler er antatt 150 kW.

4.1.3 Fremskrevet effektbehov

Tabell 8 viser antall kjøretøy og beregnet effektbehov i 2040 ved to ulike scenarier for hver av de 20 lokasjonene. Tilsvarende tabell for 2030 finnes i vedlegg 8.5.

Tabell 8: Beregnet effektbehov for utvalgte lokasjoner i 2040

Lokasjon	Beskrivelse	Antall kjøretøy (stk.)	Effektbehov, optimalt lademønster (MW)	Effektbehov, suboptimalt lademønster (MW)
Drøbak	Bussanlegg	85	4,3	8,5
Ski	Bussanlegg	95	4,8	9,5
Nesodden	Bussanlegg	48	2,4	4,8
Lillestrøm	Bussanlegg	180	9	18
Bjørkelangen	Bussanlegg	64	3,2	6,4
Nittedal	Bussanlegg	50	2,5	5
Lørenskog	Bussanlegg	96	4,8	9,6
Eidsvoll	Bussanlegg	56	2,8	5,6
Årnes	Bussanlegg	64	3,2	6,4
Gardermoen	Bussanlegg	79	4	7,9
Slemmestad	Bussanlegg	113	5,7	11,3
Furubakken	Bussanlegg	129	6,5	12,9
Bærum	Bussanlegg	80	4	8
Lommedalen	Bussanlegg	56	2,8	5,6
Circle K, Minnesund	Døgnhvileplass	110	5,5	16,5
Nygårdskrysset, Ås	Døgnhvileplass	47	2,35	7,05
Ormila, Eidsvoll	Døgnhvileplass	25	1,25	3,75
Taraldrud, Ski	Døgnhvileplass	25	1,25	3,75
ASKO ØST, Vestby	Varelager	170	8,5	25,5
Posten, Østlandsterminalen	Varelager	150	7,5	22,5



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

I dialog med Hafslund Nett gikk vi gjennom det fremskrevne effektbehovet for hver lokasjon. Her var det fokus på hvorvidt det var nok kapasitet i dagens strømmnett til å imøtekomme behovet. Vi diskuterte kostnadene og utfordringer knyttet til fremtidig ladebehov, og funnene er presentert i kapittel 4.2 og 5.

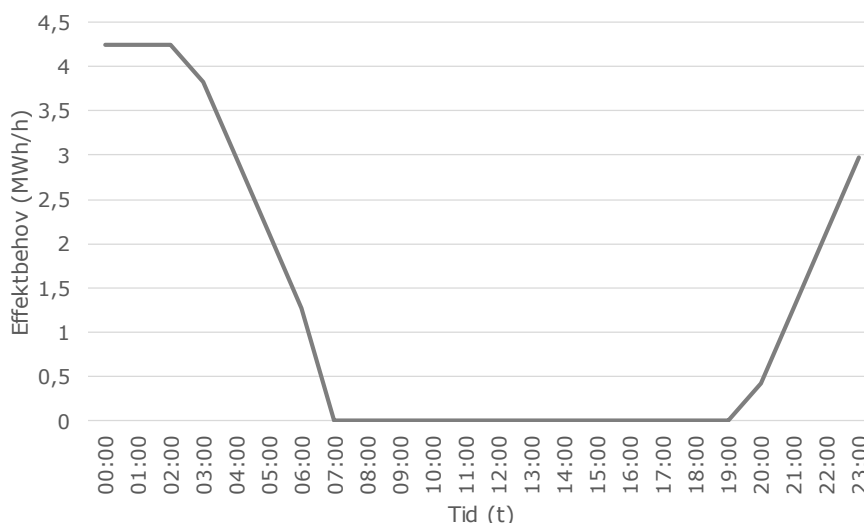
4.1.4 Effektbehov til kollektiv- og tungtransport sett opp mot øvrig last

Figur 17 under viser et eksempel på hvordan effektbehovet knyttet til et bussanlegg kan se ut, her illustrert ved Drøbak bussanlegg. Kurven bygger på følgende antakelser:

- Bussene kommer inn i puljer til lading, fra kl. 20 til kl. 00, slik at alle bussene står til lading kl. 00.
- Batterikapasitet per buss er 300 kWh (vanlig for flere av dagens busser)¹³.
- Med dagens batterikapasitet, vil sakteladingsscenarioet (50 kW = optimalt scenario) medføre ladetid på 6 timer per buss.

Basert på dette har vi beregnet MWh/h for Drøbak bussanlegg, som vist i Figur 17.

Figur 17: Eksempel for hvordan effektkurven kan se ut for Drøbak bussanlegg i 2040, gitt dagens batterikapasitet for busser og "saktelading" med 50 kW per buss



Drøbak bussanlegg ligger i Frogn kommune. I Figur 18 har vi kombinert eksempelkurven for bussanlegget med effektkurven for annen transport i kommunen. Figur 19 viser det samme, men her er eksempelkurven for bussanlegget lagt til effektkurven for all øvrig last i kommunen. Selv om effektbehovet til transportsektoren blir størst i scenarioet med lading på natt, ser vi at makslasten for kommunen totalt sett fortsatt er høyest ved mye lading på kveld. Dette skyldes at topplasten for transportsektoren i dette scenarioet kommer samtidig som topplasten til øvrig forbruk.

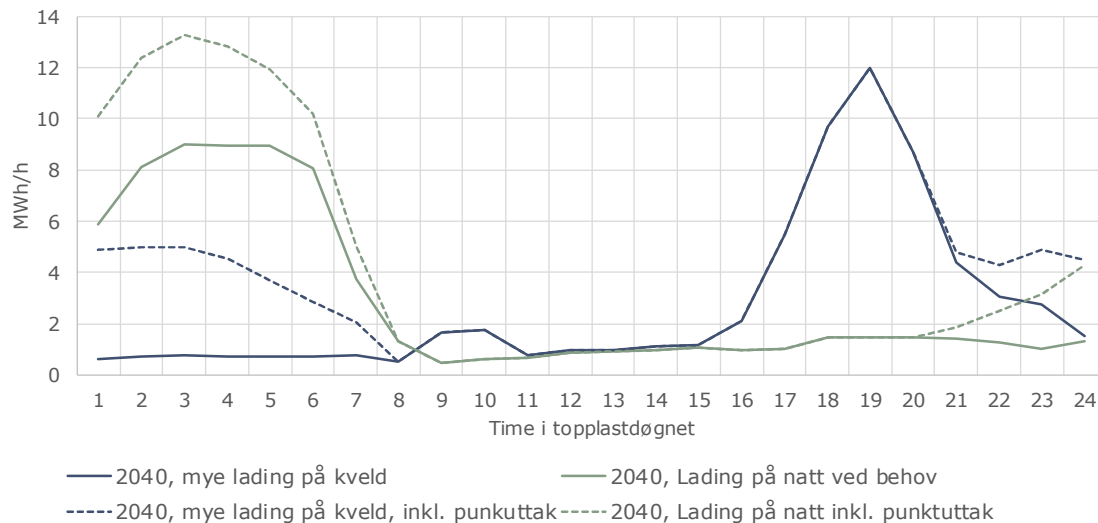
¹³ Dette vil sannsynligvis ikke være representativt for batteriene i 2040, men ettersom det er såpass stor usikkerhet knyttet til fremtidige batterikapasiteter, har vi her valgt å bruke dagens batteristørrelse. Med samme kjørelengde vil større batterikapasitet gi behov for sjeldnere lading.



AFRY
AF PÖYRY

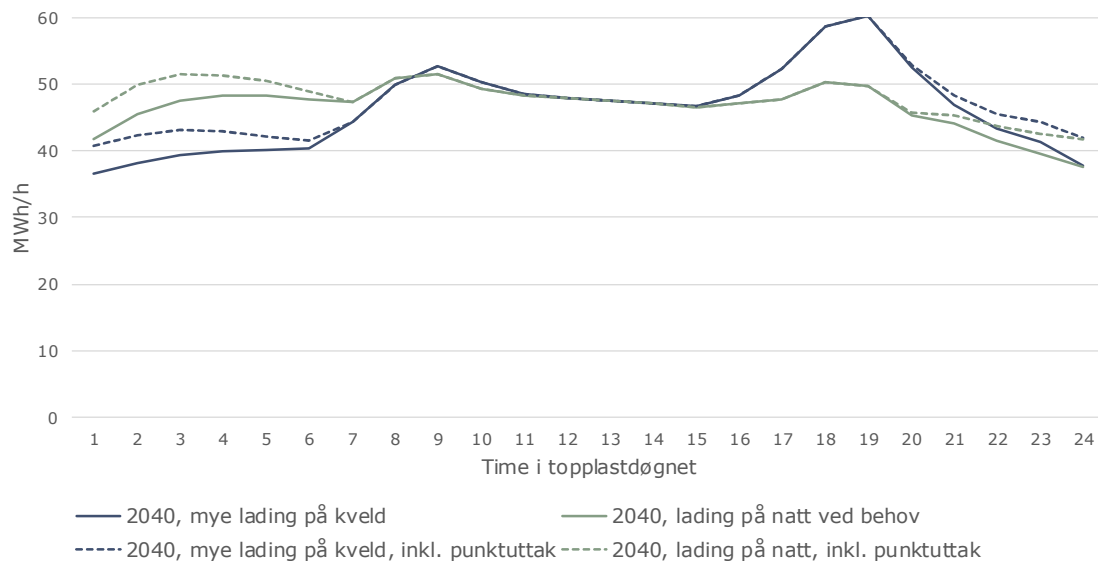
DNV·GL

Figur 18: Med eksempelet for Drøbak bussanlegg blir effektbehovet for kjøretøy i Frogn høyest i scenarioet med lading på natt



Kilde: Afry Management Consulting

Figur 19: Makseffekten er fortsatt høyest i scenarioet med mye lading på kveld. I scenarioet med lading på natt, nærmer lasten rundt kl. 03 seg effekttoppen kl. 09



Kilde: Afry Management Consulting

Det er her viktig å understreke at figurene over er ment som et eksempel. Andre forutsetninger om blant annet batteristørrelse, energibruk, ladeeffekt og ladeadferd, vil gi en annen kurve for Drøbak bussanlegg. Dessuten inkluderer ikke vår analyse, som tidligere forklart, alle punktuttakene som vil komme frem til 2040. For eksempel vil en eller flere hurtigladeestasjoner, endeholdeplasser eller varelagre med ladebehov, påvirke det totale effektbehovet i Frogn kommune, og dermed hvordan lastkurvene ser ut. Dette er viktig



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

å ha med seg når man studerer figurene, og spesielt tallene. Poenget med figurene er ikke å vise et endelig svar på hvordan lasten vil se ut i Frogn kommune, men å illustrere samspillet mellom lading av ulike transportformer på et overordnet nivå.

4.2 Kostnadsnivå for fremtidig ladebehov

Konklusjonen fra Hafslund Nett er at det generelt sett er nok kapasitet i det overliggende strømmettet (regionalnettet) til å imøtekomme fremtidens effektbehov for tyngre kjøretøy, og at tilknytning av ny kapasitet dermed ikke vil by på store tekniske utfordringer. Det vil likevel være behov for nett-oppggraderinger i distribusjonsnettet når det etterspørres effekt i de størrelsesordenene som er presentert i Tabell 8, som vil medføre kostnader både for netteier og kunde. NVE har vedtatt at nettselskaper skal kreve at kunden(e) som utløser nye nettilknytninger eller forsterkninger i eksisterende nett dekker inntil 100 prosent av de nødvendige anleggskostnadene, avhengig av nettstruktur. Fra og med 01.01.2019 gjelder dette for alle nettnivåer og -strukturer, også for ringnett (NVE, 2019).

Anleggskostnadene varierer mye fra lokasjon til lokasjon, og er avhengig av flere faktorer. Dersom det finnes plass i eksisterende nett, og effektbehovet er lavt nok, kan det kun være behov for en ny nettstasjon. Dersom det ikke finnes plass i eksisterende nett, må det etableres et nytt ringnett med tilhørende nettstasjon. Her vil det være dyrere med jordkabler enn luftledninger. Det vil også være dyrere jo høyere kapasitet nettstasjonen må ha, og jo lengere fra nærmeste transformatorstasjon du befinner deg. Er det i tillegg ikke noe ledig tilkoblingspunkt, det vil si ledningsavgang på samleskinnen, må samleskinnen utvides. Det kan også, i noen tilfeller med veldig høyt effektbehov, være behov for å etablere en ny transformatorstasjon i regionalnettet. I tillegg vil anleggskostnadene være avhengig av terreng, grunneierforhold, arbeidstimer med mer. Basert på dette har vi, i dialog med Hafslund Nett, grovt delt inn kostnadene i tre nivåer:

- 1) Lavt kostnadsnivå.** Effektbehovet kan dekkes med ny nettstasjon i eksisterende ringnett. Dette fordrer at det er plass til en ny nettstasjon i det eksisterende nettet, og at effektbehovet er lavt nok. Grovt sett vil «lavt nok» i denne sammenhengen tilsvare 2 MW for et 11 kV og 4 MW for et 22 kV nett.
- 2) Middels kostnadsnivå.** Effektbehovet er for høyt til å dekkes med ny nettstasjon i eksisterende ringnett. Det må derfor etableres et nytt ringnett, med tilhørende kabler/linjer og nettstasjon, som kobles til samleskinnen.
- 3) Høyt kostnadsnivå.** Effektbehovet er for høyt til å dekkes med ny nettstasjon i eksisterende ringnett, og det er ikke ledig ledningsavgang på samleskinnen. Tilkoblingen krever en utvidelse av samleskinnen, og kan potensielt også kreve en ny transformatorstasjon i regionalnettet.

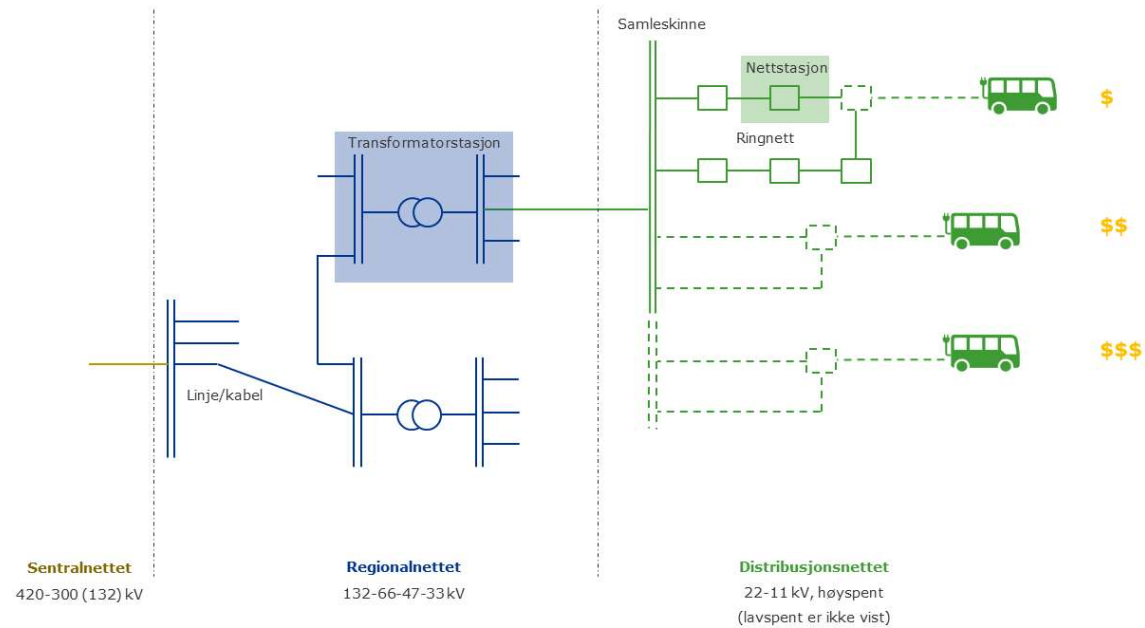
En skisse over endringene i nettstrukturen for de tre kostnadsnivåene er vist i Figur 20, hvor stiplede linjer indikerer nyinvesteringene som må til.



AFRY
ÅF PÖYRÝ

DNV·GL

Figur 20: Ulike kostnadsnivåer for oppgradering av strømmettet



Kilde: DNV GL

Merk at vi her kun har tatt hensyn til kostnader relatert til utbygging av nettet. Andre kunderelaterte kostnader, slik som ladeløsninger og utbygging av anlegg, er ikke inkludert. Estimert kostnadsnivå for hver lokasjon i 2030 og 2040 er vist i Tabell 9 for et optimalt ladescenario, og i

Tabell 10 for et sub-optimalt ladescenario. Tilsvarende tabeller for 2030 finnes i vedlegg 8.6.



AFRY
ÅF PÖYRÝ

DNV·GL

Tabell 9: Estimert kostnadsnivå for hver lokasjon/effektbehov i 2040, for et optimalt ladescenario

Lokasjon	Beskrivelse	Spenningsnivå (kV)	Effektbehov, 2040 (MW)	Kostnadsnivå (\$)
Drøbak	Bussanlegg	22	4,3	\$\$
Ski	Bussanlegg	22 (antatt)	4,8	\$\$
Nesodden	Bussanlegg	24	2,4	\$
Lillestrøm	Bussanlegg	11	9	\$\$
Bjørkelangen	Bussanlegg	22	3,2	\$
Nittedal	Bussanlegg	22	2,5	\$
Lørenskog	Bussanlegg	11	4,8	\$\$
Eidsvoll	Bussanlegg	22	2,8	\$
Årnes	Bussanlegg	22	3,2	\$
Gardermoen	Bussanlegg	22	4	\$
Slemmestad	Bussanlegg	24	5,7	\$\$
Furubakken	Bussanlegg	11	6,5	\$\$
Bærum	Bussanlegg	11	4	\$\$
Lommedalen	Bussanlegg	11	2,8	\$\$
Circle K Minnesund	Døgnhvileplass	22	5,5	\$\$
Nygårdskrysset, Ås	Døgnhvileplass	22	2,35	\$
Ormila, Eidsvoll	Døgnhvileplass	22	1,25	\$
Taraldrud, Ski	Døgnhvileplass	22 (antatt)	1,25	\$
ASKO ØST, Vestby	Varelager	22	8,5	\$\$
Posten, Østlandsterminalen	Varelager	11	7,5	\$\$

Tabell 10: Estimert kostnadsnivå for hver lokasjon/effektbehov i 2040, for et suboptimalt ladescenario

Lokasjon	Beskrivelse	Spenningsnivå (kV)	Effektbehov, 2040 (MW)	Kostnadsnivå (\$)
Drøbak	Bussanlegg	22	8,5	\$\$
Ski	Bussanlegg	22 (antatt)	9,5	\$\$
Nesodden	Bussanlegg	24	4,8	\$\$
Lillestrøm	Bussanlegg	11	18	\$\$\$
Bjørkelangen	Bussanlegg	22	6,4	\$\$
Nittedal	Bussanlegg	22	5	\$\$
Lørenskog	Bussanlegg	11	9,6	\$\$
Eidsvoll	Bussanlegg	22	5,6	\$\$
Årnes	Bussanlegg	22	6,4	\$\$



AFRY
Å F P Ö Y R Y

DNV·GL

Lokasjon	Beskrivelse	Spennings- nivå (kV)	Effektbehov, 2040 (MW)	Kostnadsnivå (\$)
Gardermoen	Bussanlegg	22	7,9	\$\$
Slemmestad	Bussanlegg	24	11,3	\$\$\$
Furubakken	Bussanlegg	11	12,9	\$\$\$
Bærum	Bussanlegg	11	8	\$\$
Lommedalen	Bussanlegg	11	5,6	\$\$
Circle K Minnesund	Døgnhvileplass	22	16,5	\$\$\$
Nygårdskrysset, Ås	Døgnhvileplass	22	7,05	\$\$
Ormila, Eidsvoll	Døgnhvileplass	22	3,75	\$
Taraldrud, Ski	Døgnhvileplass	22 (antatt)	3,75	\$
ASKO ØST, Vestby	Varelager	22	25,5	\$\$\$
Posten, Østlandsterminalen	Varelager	11	22,5	\$\$\$



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

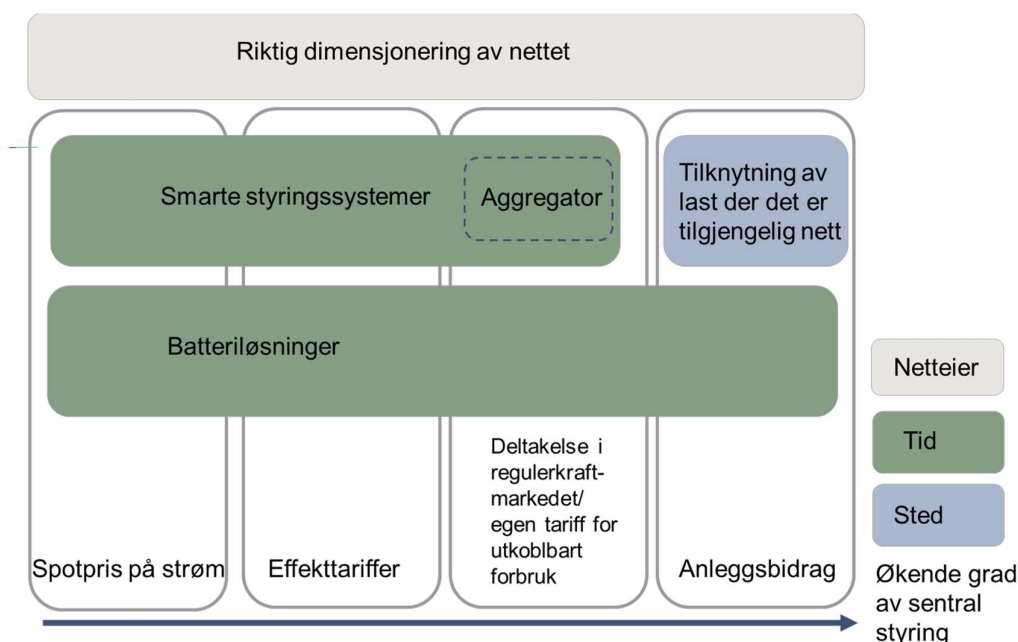
5 Muligheter for å redusere investeringsbehovet

Som vi har sett i kapittel 3 og 4, avhenger effektbehovet – og dermed investeringsbehovet – knyttet til elektrifisering av transportsektoren, av når og hvordan kjøretøyene lades. I dette kapittelet vil vi se på muligheter for å *redusere* dette investeringsbehovet.

Vi beskriver både det tekniske mulighetsrommet – altså hvilke tekniske løsninger som muliggjør en bedre utnyttelse av strømmettet, og det kommersielle mulighetsrommet – altså hva som skal til for at det lønner seg å ta i bruk de tekniske løsningene.

Figur 21 oppsummerer resultatene fra denne delen av analysen. Rent overordnet handler det om å flytte strømforbruket i *tid* (lyseblå bokser), eller å flytte *stedet* for strømuttaket (mørkeblå boks). Rent teknisk handler det i stor grad om å ta i bruk smarte styringssystemer og/eller batteriløsninger.

Figur 21: Oppsummering av det tekniske og økonomiske mulighetsrommet for å redusere investeringsbehovet i nettet



Kilde: Afry Management Consulting

Flere økonomiske virkemidler, med ulik grad av sentral styring, gir incentiver til å ta i bruk de tekniske løsningene:

- Spotprisavtaler på strøm og effekttariffer vil gjøre det dyrere å bruke strøm når belastningen på nettet er høyest, og vil dermed gi incentiv til å ta i bruk smarte styringssystemer og batteriløsninger for å flytte forbruket i *tid*.
- Også deltakelse i regulerkraftmarkedet – gjerne ved hjelp av en aggregator – egen tariff for utkoblbart forbruk og til en viss grad anleggsbidrag, kan også stimulere til at forbruk flyttes i *tid*.
- Ved etablering av nytt (punkt)uttak kan det ofte være mulig å etablere dette på et *sted* der det er tilgjengelig kapasitet i nettet. Anleggsbidrag – altså at kunden selv må bekoste (deler av) nettinvesteringen, kan stimulere til dette.



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Riktig dimensjonering av nettet er også vesentlig for å holde investeringskostnadene nede. Den økonomiske reguleringen av nettselskapene skal stimulere til dette. Netteier bør ta forbrukets fleksibilitet, reflektert gjennom det tekniske og økonomiske mulighetsrommet, i betraktning ved dimensjonering av nettet.

5.1 Tilknytning av forbruk der det er tilgjengelig kapasitet i nettet

Elbiler og annet strømforbruk til husholdninger vil komme der folk bor og ferdes. For større punktuttak, kan det derimot være mulig å tilpasse den geografiske lokasjonen etter kapasiteten i strømmettet. Dette forutsetter selvsagt at andre forhold ligger til rette, som for eksempel tilgjengelig areal, at beliggenheten er praktisk for både utbygger og eventuelle kunder, og så videre.

Aktuelle alternative lokasjoner bør uansett utredes gjennom tidlig dialog med nettselskapet og øvrige myndigheter. Både med tanke på nettkapasitet, men og andre vesentlige forhold – slik som tilgjengelig areal (se også kapittel 6.2).

En gunstig lokalisering kan potensielt gi besparelser både for utbygger (unngått anleggsbidrag) og nettselskapets øvrige kunder (unngått økning i nettleie grunnet utbygging).

5.2 Flytting av last til tidspunkt med mindre belastning på strømmettet

Strømmettet dimensjoneres for å betjene det maksimale strømforbruket som oppstår i et område. Ved å utsette eller fremskynde strømforbruket til tidspunkt på døgnet der belastningen er mindre, kan vi frigjøre ledig kapasitet og unngå at nytt/økt forbruk gir behov for å investere i strømmettet. Slik styring av strømforbruket kan potensielt også svare på utfordringene med overdimensjonering som pekt på i kapittel 6.1.

5.2.1 Automatisk elbil-lading på natten

Allerede i dag finnes det løsninger på markedet som gjør at elbilen trekker strøm fra nettet i perioder med lavere strømpris. Et eksempel er Tibbers ladeboks Easee. Her kan du plugge inn elbilen når du kommer hjem fra jobb på ettermiddagen, men samtidig styre ladingen til tidspunktet, typisk på natten, når strømmen er billigst. I tillegg kan du sette som et krav at bilen skal være ferdig ladet på et gitt tidspunkt, for eksempel før du skal reise på jobb kl. 08 neste morgen.

En forutsetning for at slik lading skal lønne seg for bileieren, er at hun betaler det strømmen faktisk koster til enhver tid, for eksempel gjennom en spotprisavtale på strøm. Med en slik strømvtaale kan strømprisen variere fra time til time, blant annet avhengig av vær, temperatur og etterspørsel. De fleste strømleverandører tilbyr en form for spotprisavtale på strøm.

Avanserte måle- og styringssystemer (AMS), som nå er installert i alle norske husstander, gir i tillegg nye muligheter til å optimalisere det totale strømforbruket i husstanden. Enova delfinansierer syv pilotprosjekter som tester ut ulike teknologier, tjenester og forretningsmodeller for smarte løsninger som kan motivere forbrukerne til å spare strøm (ENOVA, u.d.). Elbilen vil være en naturlig del av dette bildet, for eksempel ved at lading styres til natten, som omtalt i forrige avsnitt.

En potensiell risiko ved å optimalisere strømforbruket kun etter spotprisen på strøm, slik vi har omtalt så langt, er at alle kan ende opp med å lade bilen på samme tidspunkt på natten, noe som kan gi en ny effektopp og tilhørende investeringsbehov i strømmettet.

Et annet økonomisk virkemiddel, som også kan stimulere til at kraftforbruk flyttes til andre tidspunkt, men som lettere kan utformes for å oppnå ønsket virkning, er effekttariffer. Effekttariffer kan sammenlignes med en form for køprising, ved at det blir dyrere å bruke mye strøm på én gang – typisk når nettet allerede er høyt belastet. Hensikten er altså å gjøre kostnader knyttet til (utbygging av) strømmettet synlig for sluttbrukerne, og stimulere til bedre utnyttelse av strømmettet. NVE, ved Reguleringsmyndigheten for



AFRY
AF PÖRY

DNV·GL

energi (RME), sendte i starten av februar 2020 sitt forslag til endringer i nettleien på høring. I forslaget beskriver RME tre aktuelle modeller, men åpner for at nettselskapene selv skal velge hvordan nettleien skal utformes (RME, 2020).

En begrensning ved effekttariffer er at ikke alle kunder vil tilpasse strømforbruket sitt, selv om tariffen er høy i enkelte timer. Et eksempel kan være en fredag kveld på hytten, der mange vil ta seg råd til å unne seg ekstra luksus selv om det krever mye strøm som koster en del. Det kan dermed være behov for ytterligere virkemidler som åpner for mer aktiv styring fra nettselskapenes side, for eksempel gjennom et fleksibilitetsmarked. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 5.3.

5.2.2 Batteriløsninger kan redusere behovet for effekt fra strømmettet

En annen aktuell løsning for å jevne ut effektuttaket fra strømmettet, også for større punktlaste med høyt effektbehov på dagtid, kan være å benytte en batteriløsning. Ved å trekke strøm fra batteriet, i stedet for fra strømmettet, kan en nettkunde redusere belastningen på strømmettet når effektbehovet er høyt. Batteriet kan så lades opp fra strømmettet når effektbehovet er lavt. Dette vil føre til en jevnere – og lavere – belastning på strømmettet.

Varierende strømpris og effekttariffer, som omtalt i forrige kapittel, er eksempler på økonomiske insentiver som kan gjøre det lønnsomt å investere i en batteriløsning. I tillegg kan (muligheten til å unngå) anleggsbidrag, være et økonomisk insentiv.

I denne anledning er det interessant å se på både det privat-/bedriftsøkonomiske og det samfunnsøkonomiske perspektivet ved investeringen. En kunde i strømmettet vil kun investere i en batteriløsning dersom den er privatøkonomisk eller bedriftsøkonomisk lønnsom. I dette regnestykket må vi se kostnaden for batteriet og tilhørende investeringer, opp mot kundens forventede reduksjon i nettleie, strømpris og eventuelt anleggsbidrag.

I det samfunnsøkonomiske regnestykket må vi se på alle kostnader og nyttevirksomheter – også utover de som inngår i kundens privat- eller bedriftsøkonomiske regnestykke. Et viktig spørsmål er da om det er tilstrekkelig kapasitet i strømmettet til å forsyne det maksimale effektuttaket *uten* en batteriløsning. Hvis dette er tilfellet, sparer ikke batteriløsningen samfunnet for kostnader, men fører kun til en omfordeling av kostnader. Nettselskapets øvrige kunder må bære kostnadene som den ene kunden sparte i form av redusert nettleie.

Dersom svaret derimot er nei – det er ikke tilstrekkelig nettkapasitet – er bildet et annet. Da vil en batteriløsning kunne spare samfunnet for kostnader ved å redusere nettselskapets investeringer. Dette vil gi en redusert nettleie til alle nettselskapets kunder. I det samfunnsøkonomiske regnestykket må vi altså også inkludere sparte investeringskostnader og andre kostnader i nett, og sammenholde disse med den økte kostanden for investering og drift av batteriet.

Med to-veis ladere, kan også elbiler i fremtiden fungere som batteribanker. Da kan strøm lagret i elbilenes batteri benyttes til å dekke annet strømforbruk i bygningen der elbilen er parkert. Konseptet kalles gjerne Vehicle to grid (V2G). Dette ble testet for første gang i Norge i oktober 2019, da en Nissan Leaf som del av et pilotprosjekt forsynte Campus Evenstad med 9,5 kW strøm i 10-15 minutter. Deler av el-anlegget ved høyskolen ble koblet ut for å simulere et strømbrydd (energiteknikk.net, u.d.).

5.3 Fleksibilitet på forbrukersiden kan gi sparte kostnader

I forrige kapittel skrev vi om flytting av forbruk til tidspunkt med mindre belastning på strømmettet. Dette vil gi bedre utnyttelse av det eksisterende nettet, og kan dermed føre til sparte investeringer.



AFRY
AF PÖRY

DNV·GL

I tillegg er det en fordel om forbruket er *fleksibelt*. Med fleksibelt forbruk mener vi her forbruk som kan reguleres opp eller ned *ved behov*. Det er typisk netteier (eller systemansvarlig) som bestiller og betaler for fleksibiliteten. Dette kan for eksempel være dersom det skjer en feil i nettet, eller for å håndtere et overføringssnitt¹⁴ i nettet.

Fleksibilitet på forbrukersiden oppnås i dag både gjennom egne avtaler (utkoblbare laster med lavere nettleie) og gjennom markedsbaserte løsninger for fleksibilitet (regulerkraft).

5.3.1 Utkoblbare laster med egen tariff

Som nevnt i kapittel 4.2 vil det ofte være knyttet store kostnader til kunder som etterspør et høyt effekt-behov, fordi det krever en større utbygging av strømmettet. Et alternativ til nettoutbygging kan i noen slike tilfeller være å tilby kundene en avtale om fleksibilitet (ofte omtalt som fleksibel tariff eller utkoblbare last). Her går kundene med på at de kan kobles fra strømmettet ved anstrengte situasjoner, typisk ved feilsituasjoner eller høylasttimer. Kunden får en redusert tariff/nettleie for å stille sin fleksibilitet til disposisjon for nettselskapet. Dette kan spare både netteier og kunde for potensielt høye kostnader, da det reduserer investeringsbehovet i strømmettet.

Avtaler om fleksibel tariff er frivillige og har gjerne relativt kort oppsigelsestid fra kundenes side. I dag er det ikke noe krav om egen forsyning hos kunden eller etterbetaling av anleggsbidrag dersom nettet må bygges ut ved oppsigelse. Dette kan gjøre det utfordrende å dimensjonere nettet basert på slike avtaler.

5.3.2 Markedsbaserte løsninger

Regulerkraftmarkedet (RKM) er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Kjøpere i markedet er dermed de nordiske systemoperatørene – det vil si Statnett i Norge. Leverandører må ha inngått en egen balanseavtale med Statnett eller kan alternativt delta indirekte i regulerkraftmarkedet (RKM) via en annen balanseansvarlig med tilsvarende avtale.

Minstekvantumet for å melde inn bud i regulerkraftmarkedet (RKM) har frem til nå vært 10 MW¹⁵ (Statnett, 2019). Dette har gjort det vanskelig for småforbrukere å delta i markedet. På sikt vil imidlertid minstevolum for bud i RKM reduseres til 1 MW. Dette, sammen med smarte måle- og styresystemer, vil åpne for at også mindre forbrukere, for eksempel husholdninger, kan delta i RKM. Dette krever imidlertid at en aktør, ofte kalt aggregator, har mulighet til å koordinere, by inn og styre forbruket fra flere husholdninger.

Statnett har nå en pilot, kalt eFleks, der de i samarbeid med Tibber og Entelios tester ut dette i prisområde NO1 (store deler av Østlandet). Tibber vil fungere som aggregator, og styrer forbruket hos sine kunder basert på en portefølje av elbiler og panelovner. Entelios bidrar med leveranser fra sentraldriftsanlegg og industriforbruk (Statnett, 2019). Hensikten er å legge til rette for et større spenn av teknologier og aktører i RKM.

I første kvartal 2018 etablerte Nord Pool og Agder Energi en ny markedsplass, kalt NODES, for kjøp og salg av mer lokal, distribuert, fleksibilitet. Her kan også regionale nettselskaper (DSOer) kjøpe fleksibilitet fra blant annet aggregatorer. Markedsplassen er designet for en kobling til RKM, og åpner dermed for en fremtidig handel av fleksibilitet på tvers av nettnivåer (NODES, 2019).

¹⁴ Et overføringssnitt består av to eller flere ledninger/komponenter som fører strøm inn til et område, og som overvåkes av netteier i operativ drift. Ved en feil på en av disse ledningene/komponentene, vil strømmen som flyter her legge seg over på de gjenværende komponentene som inngår i snittet. Normalt sett skal gjenværende ledninger/komponenter tåle en slik hendelse. For å sikre dette, kan det være behov for å regulere kraften som flyter på snittet, før en slik hendelse inntreffer.

¹⁵ I prisområde NO1 tillates det i tillegg inntil ett bud med kvantum fra og med 5 MW til og med 9 MW per stasjonsgruppe.



AFRY
Å F P Ö R Y

DNV·GL

6 Barrierer for elektrifisering av transportsektoren

Vi har i de foregående kapitlene sett at det stort sett er tilstrekkelig kapasitet i det overliggende nettet til å forsyne transportsektoren i Akershus med strøm, men det vil likevel bli behov for investeringer i distribusjonsnettet. Det kan imidlertid være mulig å redusere investeringsbehovet gjennom gunstig plassering av ladesteder, eller ved å styre kraftforbruket til tidspunkt med mindre belastning på nettet.

Gjennom arbeidet med denne rapporten har det i tillegg blitt pekt på andre barrierer utover det teknisk-økonomiske som potensielt kan forsinke elektrifiseringen. Vi går i dette kapitlet gjennom de viktigste barrierene, og peker på hvordan kommuner, utbyggere og nettselskap kan bidra til å bygge ned disse.

6.1 Manglende erfaring med elektrisk drift

I dialog med Hafslund Nett kom det frem at aktører som ønsker å tilknyttes strømmettet ofte etterspør ladekapasitet utover det behovet tilsier. Vår forståelse er at dette gjøres for å sikre en viss fleksibilitet og sørge for at tilstrekkelig ladekapasitet er tilgjengelig. Selv om dette kan virke fornuftig, kan etterspurt kapasitet i noen tilfeller synes større enn nødvendig. For eksempel kan det være mulig å redusere effektbehovet ved å ta i bruk smarte løsninger som flytter forbruket i tid, slik vi skisserte i kapittel 5.2.

En årsak til denne typen overdimensjonering kan være begrenset erfaring med elektrisk drift. Aktørene er i en tidlig fase når det gjelder bruk av elektrisitet som energiforsyning, og etablering av infrastruktur for elektrisk transport er en kompleks oppgave med mange elementer. Nettselskapene stiller høye krav til elektrisk kompetanse hos aktørene, og samarbeidet kan oppfattes som utfordrende for begge parter. Her vil det være viktig å etablere en god dialog og godt samarbeid mellom partene så tidlig som mulig.

6.2 Plassmangel

Etablering av infrastruktur for lading krever plass. Kabler må bygges frem til forsyningspunktet, noe som kan være en krevende prosess; i bybildet er verdien av areal høy, mens inngrep i landlige strøk kan gå på bekostning av urørt natur og jordbruksareal. I tillegg må nettstasjoner etableres, og disse kan variere mye i størrelse avhengig av effektbehov og nettselskapenes standardløsninger. Ved å ta hensyn til dette allerede i reguleringsplaner og planlegging av nye boligområder med mer, kan kommunene legge bedre til rette for en kostnadseffektiv implementering av infrastruktur for lading. Det er også viktig med gode avklaringer i tidligfase fra alle involverte parter, slik at man unngår unødvendige misforståelser og tidsbruk.

6.3 Tidkrevende planprosesser og manglende koordinering

Etablering av større ladeløsninger er tidkrevende prosesser med stor usikkerhet knyttet til seg. Først skal oppdraget ut på anbud, deretter gjennom en planleggingsfase, før byggeprosessen igangsettes, for å nevne noe. I beste fall estimerte Hafslund Nett dette til å ta rundt ett år, hvis alt gikk smertefritt. Ofte oppstår det hinder og forsinkelser underveis, og spesielt forhandlinger med grunneier for å få byggetillatelse kan ta tid. I dag kjøres nesten alle slike prosesser sekvensielt, og det kan potensielt være mye tid å spare på å parallellkjøre prosesser der det er mulig.

I dialog med Hafslund Nett ble også koordinering i kommunene trukket frem som et viktig punkt for å effektivisere planleggingsprosessen. En av oppgavene til netteier er å kontrollere at utbygging av strømmettet ikke kommer i konflikt med andre interesser som kulturminner og annen infrastruktur i bakken. Slik informasjon kan være tidkrevende å hente fram, spesielt i kommuner der man må hente informasjon fra flere aktører. En løsning kan være at kommunen koordinerer all slik informasjon i ett kart som er tilgjengelig for netteier, slik Plan- og bygningsetaten i Oslo kommune har med deres «Planinnsyn» (Oslo kommune, u.d.).



AFRY
Å F P Ö Y R Y

DNV·GL

Også i foreleggingsprosessen ble koordinering i kommunen trukket frem som en fordel. «Forelegging» betyr at det gis informasjon om et planlagt tiltak til offentlige etater, og netteier skal ta hensyn til tilbakemeldinger så langt det er mulig. Foreleggingsprosessen kan sees på som det netteier gjør i stedet for å sende ut en byggemelding, da anlegg i strømmettet er unntatt store deler av plan- og bygningsloven. Netteier sender forelegging til én mottaker/etat i kommunene, og kommunene har ansvar for å distribuere innad og kommentere på tiltaket innen en gitt frist. Dersom de ikke kommenterer, anses tiltaket som akseptert. Hafslund Nett legger vekt på viktigheten av at kommunene distribuerer tiltaket til relevante personer/etater, slik at de får benyttet seg av muligheten til å kommentere på foreleggingen. Dersom kommunen trenger utvidet frist for å kunne svare på foreleggingen, ønsker Hafslund Nett at det informeres om slik at de kan sikre seg at nettanleggene ikke kommer i konflikt med andre interesser. Kommunene på sin side ønsker innspill til relevante planbestemmelser fra netteier.



AFRY
AF PÖYRY

DNV-GL

7 Referanser

- Akershus Fylkeskommune. (2015). *Regional plan for areal og transport i Oslo og Akershus*.
ASKO. (2019). *ASKO planlegger en hel-elektrisk transportkjede på vei og sjø*. Retrieved from <https://asko.no/nyhetsarkiv/asko-med-droneprosjekt/>
- DNV-GL, P. M. (2019). *Kostnader i strømmettet - gevinster ved koordinert lading av elbiler*. NVE. e24.no. (n.d.). Retrieved from <https://e24.no/energi/i/0nzWjG/omstridt-nve-forslag-utsettes-til-2020-et-omfattende-arbeid>
- Elbilforeningen. (n.d.). Retrieved from <https://elbil.no/slik-lader-elbileierne/>
- Energi Norge. (n.d.). *Nettstruktur og organisering*. Retrieved from <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/>
- energiteknikk.net. (n.d.). Retrieved from <https://energiteknikk.net/2019/10/el-bil-leverte-strom-til-nettet>
- ENOVA. (n.d.). *enova.no*. Retrieved from <https://www.enova.no/privat/smar-te-strommalere-ams/pilotene--disse-gar-foran/>
- fylkeskommune, A. (2018). *Regional plan for klima og energi i Akershus*. Akershus fylkeskommune.
- Hafslund Nett. (2018). *Kraftsystemutredning for Oslo, Akershus og Østfold 2018-2038*.
- Hafslund Nett. (2019). *Nettleiepriser for bedriftskunder*. Retrieved from <https://www.hafslundnett.no/artikkel/Nettleiepriser-for-bedriftskunder>
- NODES. (2019). *Nodesmarket.com*. Retrieved from <https://nodesmarket.com/market-design/>
- Norges Vassdrags- og Energidirektorat. (2016). *Hva betyr elbiler for strømmettet?* Oslo: Norges Vassdrags- og Energidirektorat.
- NVE. (2019). *Anleggsbidrag*. Retrieved from <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettilknytning/anleggsbidrag/>
- Oslo kommune. (n.d.). Retrieved from Planinnsyn: <https://od2.pbe.oslo.kommune.no/kart/#596941,6642882,7>
- Regjeringen. (2017). *Nasjonal transportplan 2018-2029*. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/sec1?q=>
- RME. (2020). *Endringer i nettleiestrukturen*. RME.
- Ruter. (2016). *Behovsanalyse og utviklingsplan for bussanlegg*. Retrieved from <https://ruter.no/globalassets/dokumenter/ruterrapporter/2017/behovsanalyse-utviklingsplan-bussanlegg.pdf>
- Ruter. (2018). *Utslippsfri kollektivtransport i Oslo og Akershus*. Retrieved from <https://ruter.no/contentassets/e7bd74c5a3724b2789c874e97ae0427b/rapport-utslippsfri-kollektivtransport-i-oslo-og-akershus.pdf>
- Ruter. (n.d.). *Miljøvennlig kollektivtransport*. Retrieved from <https://ruter.no/om-ruter/miljo/>
- Sentralbyrå, S. (2018, Juni 26). Retrieved from Befolkningsframskrivninger: <https://www.ssb.no/folkfram>
- Statnett. (2019). *Statnett.no*. Retrieved from <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2019/mer-fleksibel-kraft-til-ostlandet-i-vinter/>
- Statnett. (2019). *Vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet (RKM)*. Retrieved from file:///C:/Users/cii826/Downloads/vilkar-for-regulerkraftmarkedet-gjeldende-fra-02.04.2019.pdf
- Sustainable BUS. (2018). *MAN will come at IAA with its fully electric Lion's City E, with the biggest battery on market*. Retrieved from <https://www.sustainable-bus.com/news/man-iaa-electric-bus-lion-s-city-e/>
- Vegdirektoratet. (2017). *Nasjonal plan for døgnhvileplasser*. Retrieved from https://www.vegvesen.no/_attachment/1905201/binary/1187934?fast_title=Nasjonal+plan+for+d%C3%B8gnhvileplasser+som+grunnlag+for+videre+utbygging.pdf



AFRY
AF PÖRY

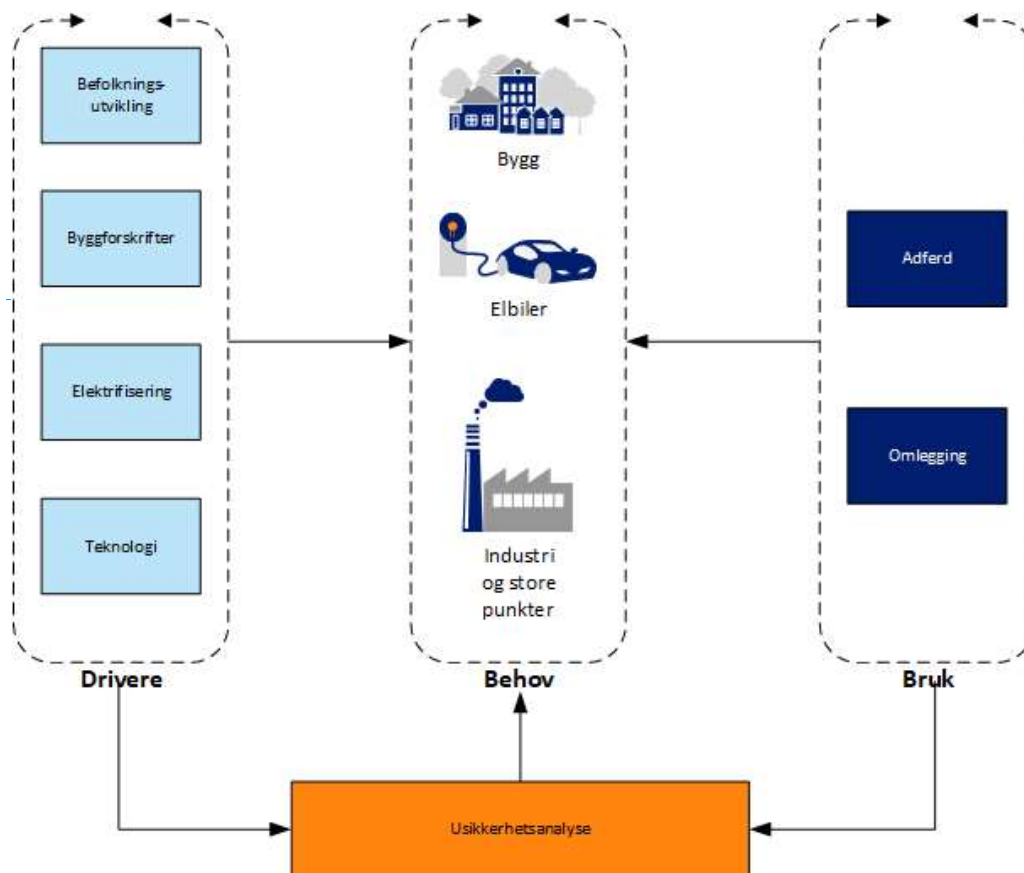
DNV·GL

8 Vedlegg

8.1 Beskrivelse av Peak Load Demand Model (PLDM)

Strukturen i Afrys Peak Load Demand Model (PLDM) er vist i **Feil! Fant ikke referanse kilden..** I tillegg til å beregne timesoppløste profiler for ladebehovet under ulike forutsetninger og scenarier for ladeform, adferd, størrelse på elbilparken mv, bruker vi modellen også til fremskriving av alt øvrig forbruk i distribusjonsnettet fra byggsektoren.

Figur 22: Hovedelementer i Peak Load Demand Model



Kilde: AFRY Management Consulting

Modellen er utviklet i samarbeid med sju av Norges største nettselskaper, og benyttes av flere selskaper ved utarbeidelse av KSUer samt til analyser av fremtidig lastbehov i både regionalt og lokalt distribusjonsnett. Modellen er en bottom-up modell med kvalitetssikrede datasett på kommunenivå for hele Norge, og dekker både bygg, elektrifisering av transport og store enkeltkunder, samt fordeling av last- og energibehov mellom el og andre energibærere. Inndelingen på bygg er detaljert, slik at det blant annet er mulig å skille på behov og forbruk fra husholdninger, hytter, næring og landbruk. Ved å spesifisere ulike tidsprofiler for enkelte formål (slik som elbillading) kan modellen simulere ulike tilpasninger og adferd fra sluttbrukere. Tidsoppløsningen er per time for topplastdøgnet.

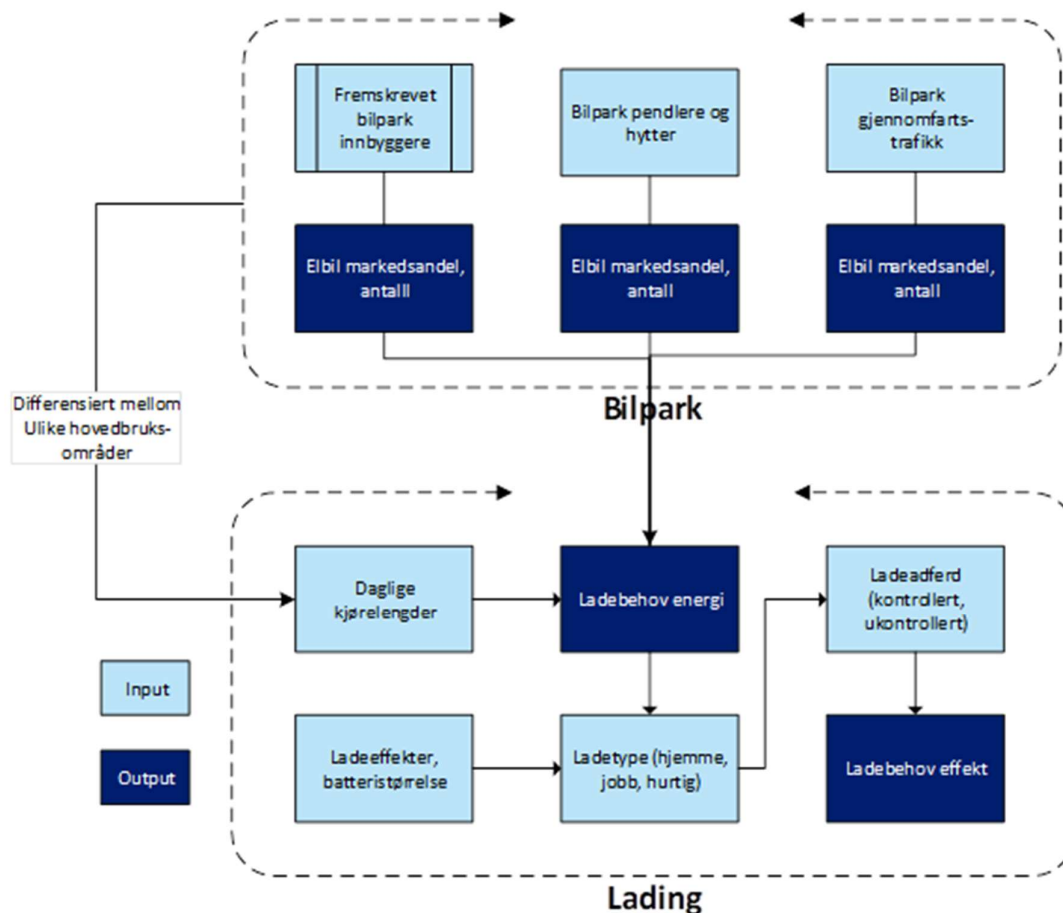


AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

Modulen for elektrifisering av transport dekker lading av elbiler knyttet til innbyggere i kommunen, pendlere (og hytteiere), samt gjennomgangstrafikk. Analysen foregår i to trinn: Først beregnes forventet utvikling i elbilparken, deretter hvilket ladebehov som følger av denne bilparken.

Figur 23: Prinsippskisse for transportmodulen i PLDM

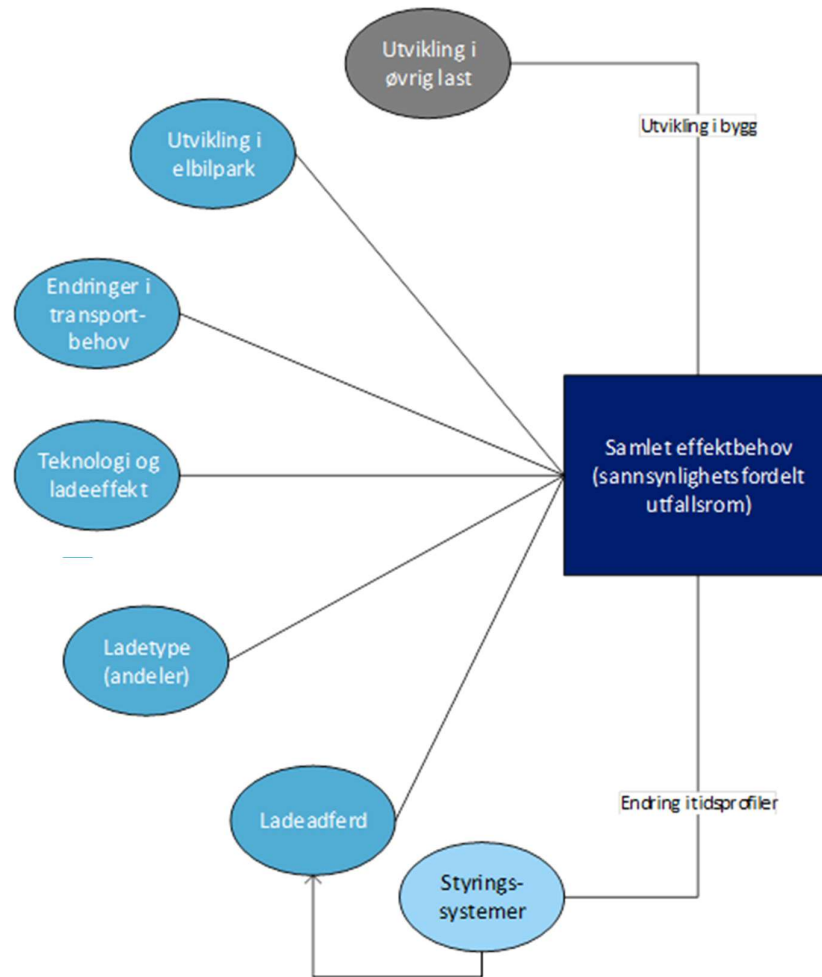


Kilde: AFRY Management Consulting

Viktige variabler i modulen omfatter mengde biler, kjørelengder, installert ladeeffekt per ladetype (hjemme, jobb og hurtiglading), hvor mye batteriet tømmes mellom hver gang det lades, og ladeadferd med tanke på tidspunkt for lading.

Modellen tillater dermed å bygge ulike scenarioer rundt flere relevante usikkerheter, som vist i Figur 8-24 under. Ellipsene i figuren representerer usikkerheter som kan ha flere utfall:

Figur 8-24 Nøkkelementer i effektmodell



Kilde: Afry Management Consulting

Hver av variablene kan tilordnes flere mulige utfall, og med tilhørende sannsynligheter for ulike utfall. Dette innebærer at modellen både vil vise et utfallsrom for ladebehov, og et grunnlag for å etablere referansebane og et sannsynlighetsfordelt utfallsrom. Modellen vil også vise timesoppløst tidsprofil for ladebehovet, slik at profilen kan sammenholdes med prognoser for øvrig last i nettet.



AFRY
AF PÖYRY

DNV-GL

8.2 Effektbidrag fra hurtiglading gitt ulik sammenlagring per kommune

Tabell 11: Estimert behov for antall hurtiglader per kommune i banen "Business as usual", samt resulterende effektbidrag fra hurtiglading gitt 100 kW per hurtiglader og ulik sammenlagringsfaktor.

	Elektriske	Antall hurtiglader	Totalt effektbidrag (kW), gitt 100 kW/hurtiglader, og sammenlagringsfaktor lik:			
	personbiler*	200	0,4	0,3	0,2	0,1
0211 Vestby	11 008	55	2 202	1 651	1 101	550
0213 Ski	14 431	72	2 886	2 165	1 443	722
0214 Ås	14 909	75	2 982	2 236	1 491	745
0215 Frogn	6 424	32	1 285	964	642	321
0216 Nesodden	7 886	39	1 577	1 183	789	394
0217 Oppegård	14 583	73	2 917	2 187	1 458	729
0219 Bærum	108 245	541	21 649	16 237	10 824	5 412
0220 Asker	30 137	151	6 027	4 521	3 014	1 507
0221 Aurskog- Høland	9 984	50	1 997	1 498	998	499
0226 Sørum	12 374	62	2 475	1 856	1 237	619
0227 Fet	7 077	35	1 415	1 062	708	354
0228 Rælingen	9 439	47	1 888	1 416	944	472
0229 Enebakk	5 181	26	1 036	777	518	259
0230 Lørenskog	23 711	119	4 742	3 557	2 371	1 186
0231 Skedsmo	27 893	139	5 579	4 184	2 789	1 395
0233 Nittedal	12 728	64	2 546	1 909	1 273	636
0234 Gjerdrum	3 787	19	757	568	379	189
0235 Ullensaker	25 271	126	5 054	3 791	2 527	1 264
0236 Nes (Ak.)	13 798	69	2 760	2 070	1 380	690
0237 Eidsvoll	15 550	78	3 110	2 333	1 555	778
0238 Nannestad	9 088	45	1 818	1 363	909	454
0239 Hurdal	1 571	8	314	236	157	79
Akershus sum	385 076	1 925	77 015	57 761	38 508	19 254

*Ekskludert hybridbiler



AFRY
AF PÖYRY

DNV·GL

8.3 Beregning av investeringskostnader i lavspent distribusjonsnett

For å gi et anslag på investeringsbehovet i det lavspente distribusjonsnettet, baserer vi oss på beregninger som Pöyry (nå AFRY) og DNV GL gjorde for NVE våren 2019 (DNV-GL, 2019).

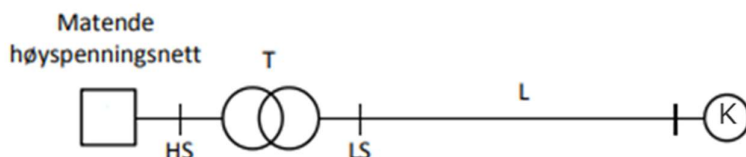
I studien for NVE fikk vi detaljert informasjon fra tre nettselskaper om forbruk per kunde per time (anonymisert), samt data om kapasitet og dimensjonering i distribusjonsnettet frem til hver enkelt kunde. Data fra seks kommuner som disse tre nettselskapene betjener, ble så aggregert til å dekke det vi definerte som fire nettområder: en storby, en forstadskommune, en landkommune og en hyttekommune (en landkommune med en viss befolkningsvekst, og sterk vekst i hyttebygging).

Ved bruk av PLDM ble så effektbehovet beregnet for de samme seks kommunene, gitt ulike forutsetninger. Til eksempel så vi på ett scenario der tilnærmet all elbillading skjedde på natt og ett scenario der alle elbiler ble satt til lading hver kveld. Fremskrevet effektbehov ble deretter fordelt på enkeltkunder i de seks kommunene basert på innsamlede data fra AMS-målere.

For å anslå behov for utskiftninger i lavspent distribusjonsnett, gjennomførte vi ulike analyser basert på dagens nett samt antagelser om det fremtidige nettet. Nettanalysene skulle avklare i hvilken grad morgendagens nett kan håndtere lastflyten som følger av ulike lademønstre. For å gjøre dette gjennomførte vi tre ulike analyser for å estimere investeringsbehovet i lavspenningsnettet:

- Beregning av kortslutningsytelse i lavspenningsnettet
- Beregning av spenningsfall i lavspenningsnettet
- Kapasitet i fordelingstransformatorstasjoner i lavspenningsnettet

Disse tre testene gir et overordnet bilde av behovet for utskifting av nettstasjoner (inkludert transformatorer) og linjer i lavspent distribusjonsnett for hvert av scenarioene. Testene tar utgangspunkt i et forenklet bilde av hvordan strømmettet ser ut. Strukturen i nettverksmodellen er illustrert i figuren under.



Til venstre i figuren er det matende høyspenningsnettet illustrert med en firkant og en linje frem til en fordelingstransformator (T). Herfra blir strømmen fordelt til kunden (K) via lavspenningslinje (L). I modellen er det flere linjer og kunder tilknyttet hver transformator, og det er flere transformatorer som forbinder lavspenningsnettet med høyspenningsnettet. Bakgrunnen for modellvalget er både at tiden til rådighet for analyse var meget knapp i dette prosjektet, men også en sterk forventning om at spenning vil være den begrensende faktoren for linjene og effekt vil være den begrensende faktoren for transformatoren. Bakgrunnen for denne antagelsen skyldes at i det norske lavspenningsnettet er linjene oftest begrenset av spenningsfall (Sintef, 2017). Dermed er det viktig å ha en viss kontroll på linjelengde og linjetype i lavspenningsnettet.

Hvert nettanlegg ble deretter plassert i en av følgende kategorier:

- i. Komponenten er stor nok uansett
- ii. Komponenten er for liten uansett; den generelle forbruksveksten er tilstrekkelig til å utløse kapasitetsutvidelser
- iii. Komponenten blir for liten selv med koordinert lading



AFRY
AF PÖYRY

DNV-GL

- iv. Komponenten blir bare for liten dersom lading skjer helt uten koordinering
Her opererer vi også med underkategorier for å reflektere ulike ladevaner

Investeringskostnadene i distribusjonsnettet ved de ulike scenarioene ble beregnet slik:

1. Først finner vi antallet komponenter per scenario og nettområde som er for små, og hvor mye større kapasitet som må settes inn i stedet.
2. Antallet multipliseres med enhetspriser basert på REN.
3. Dette gir brutto investeringsbehov for lavspenningsnettet per scenario og nettområde.
4. Vi foretar ingen korrigering for at noe av forbruket i 2040 vil være hos kunder som per i dag ikke eksisterer (som kunder). Dette nettbehovet er innbakt i referansescenarioet, og påvirker ikke differansen mellom scenarioene med lading.
5. Vi legger til grunn at annenhåndsverdien av anlegg som skiftes ut i praksis er null.
6. Kostnadene i høyspenningsnettet anslås på en forenklet måte.
7. For hvert nettområde summeres investeringsbehovet for lav- og høyspenningsdelene.

For mer detaljert beskrivelse av metodikken, se (DNV-GL, 2019).

8.4 Fordeling av bussflåten i 2030

Den anbefalte framtidige strukturen av Ruter sin bussflåte i 2030 er vist i Tabell 12, basert på Ruter sin lokaliseringsanalyse. I lokaliseringsanalysen er «optimal» lokalisering av bussenlegget den som minimerer tomkjøringen (Ruter, 2016). For flesteparten av anleggene har fordelingen av bussflåten mellom utgåtte, nye og eksisterende anlegg vært oppgitt, mens vi for noen har vært nødt til å gjøre noen antagelser.

Tabell 12: Fordeling av bussflåten i 2030

Trafikkområde	Dagens anlegg (2016)	Anbefalt framtidig struktur (2030)	Antagelser om framtidig fordeling av dagens bussflåte
Follo	Drøbak	Drøbak	Dekker 50% av utgåtte Vestby-flåte.
	Ski	Ny: Nordbykrysset (Ski)	Erstatter Ski. Dekker 50% av utgåtte Vestby-flåte og 50% av utgåtte Enebakk-flåte.
	Fagerstrand (Nesodden)	Ny: Hellvik (Nesodden)	Erstatter Fagerstrand.
	Vestby	Utgår	Dagens bussflåte fordeles likt mellom Drøbak og Ski.
Romerike	Bjørkelangen	Bjørkelangen	
	Eidsvoll	Eidsvoll	
	Årnes	Årnes	



AFRY
ÅF PÖYRY

DNV·GL

	Maura Lillestrøm	Ny: Gardermoen Lillestrøm	Erstatter Maura. Dekker 50% av utgåtte Enebakk-flåte. 30% av egen flåte dekkes av Lørenskog.
		Ny: Lørenskog	Dekker 30% av dagens Lillestrøm-flåte og 50% av utgåtte Lørenfallet-flåte.
	Nittedal Lørenfallet	Nittedal Utgår	Dagens bussflåte erstattes av Lørenskog.
	Enebakk	Utgår	Dagens bussflåte fordeles likt mellom Ski og Lillestrøm.
Vest	Furubakken Skui Lommedalen Slemmestad	Furubakken Ny: Bærum Lommedalen Slemmestad	Erstatter Skui.

8.5 Fremskrevet effektbehov for kollektiv- og tungtransport i 2030

Tabell 13: Beregnet effektbehov for utvalgte lokasjoner i 2030

Lokasjon	Beskrivelse	Antall kjøretøy (stk)	Effektbehov, optimalt lademønster (MW)	Effektbehov, suboptimalt lademønster (MW)
Drøbak	Bussanlegg	70	3,5	7
Ski	Bussanlegg	78	3,9	7,8
Nesodden	Bussanlegg	40	2	4
Lillestrøm	Bussanlegg	147	7,4	14,7
Bjørkelangen	Bussanlegg	53	2,7	5,3
Nittedal	Bussanlegg	41	2,1	4,1
Lørenskog	Bussanlegg	78	3,9	7,8
Eidsvoll	Bussanlegg	46	2,3	4,6
Årnes	Bussanlegg	53	2,7	5,3
Gardermoen	Bussanlegg	65	3,3	6,5
Slemmestad	Bussanlegg	92	4,6	9,2
Furubakken	Bussanlegg	106	5,3	10,6

AFRY
ÅF PÖYRÝ

DNV·GL

Lokasjon	Beskrivelse	Antall kjøretøy (stk)	Effektbehov, optimalt lademønster (MW)	Effektbehov, suboptimalt lademønster (MW)
Bærum	Bussanlegg	66	3,3	6,6
Lommedalen	Bussanlegg	46	2,3	4,6
Circle K, Minnesund	Døgnhvileplass	110	5,5	16,5
Nygårdskrysset, Ås	Døgnhvileplass	47	2,35	7,05
Ormila, Eidsvol	Døgnhvileplass	25	1,25	3,75
Taraldrud, Ski	Døgnhvileplass	25	1,25	3,75
ASKO ØST, Vestby	Varelager	170	8,5	25,5
Posten, Østlandsterminalen	Varelager	150	7,5	22,5

8.6 — Estimert kostnadsnivå for kollektiv- og tungtransport i 2030

Estimert kostnadsnivå for de 20 utvalgte lokasjonene for lading av kollektiv- og tungtransport i 2030 er vist i Tabell 14 og Tabell 15 for henholdsvis et optimalt og sub-optimalt ladescenario.

Tabell 14: Estimert kostnadsnivå for hver lokasjon/effektbehov i 2030, for et optimalt ladescenario

Lokasjon	Beskrivelse	Spenningsnivå (kV)	Effektbehov, 2030 (MW)	Kostnadsnivå (\$)
Drøbak	Bussanlegg	22	3,5	\$
Ski	Bussanlegg	22 (antatt)	3,9	\$
Nesodden	Bussanlegg	24	2	\$
Lillestrøm	Bussanlegg	11	7,4	\$\$
Bjørkelangen	Bussanlegg	22	2,7	\$
Nittedal	Bussanlegg	22	2,1	\$
Lørenskog	Bussanlegg	11	3,9	\$\$
Eidsvoll	Bussanlegg	22	2,3	\$
Årnes	Bussanlegg	22	2,7	\$
Gardermoen	Bussanlegg	22	3,3	\$
Slemmestad	Bussanlegg	24	4,6	\$\$
Furubakken	Bussanlegg	11	5,3	\$\$
Bærum	Bussanlegg	11	3,3	\$\$
Lommedalen	Bussanlegg	11	2,3	\$\$
Circle K Minnesund	Døgnhvileplass	22	5,5	\$\$



AFRY
ÅF PÖYRY

DNV·GL

Lokasjon	Beskrivelse	Spenningsnivå (kV)	Effektbehov, 2030 (MW)	Kostnadsnivå (\$)
Nygårdskrysset, Ås	Døgnhvileplass	22	2,35	\$
Ormila, Eidsvoll	Døgnhvileplass	22	1,25	\$
Taraldrud, Ski	Døgnhvileplass	22 (antatt)	1,25	\$
ASKO ØST, Vestby	Varelager	22	8,5	\$\$
Posten, Østlandsterminalen	Varelager	11	7,5	\$\$

Tabell 15: Estimert kostnadsnivå for hver lokasjon/effektbehov i 2030, for et suboptimalt ladescenario.

Lokasjon	Beskrivelse	Spenningsnivå (kV)	Effektbehov, 2030 (MW)	Kostnadsnivå (\$)
Drøbak	Bussanlegg	22	7	\$\$
Ski	Bussanlegg	22 (antatt)	7,8	\$\$
Nesodden	Bussanlegg	24	4	\$\$
Lillestrøm	Bussanlegg	11	14,7	\$\$\$
Bjørkelangen	Bussanlegg	22	5,3	\$\$
Nittedal	Bussanlegg	22	4,1	\$\$
Lørenskog	Bussanlegg	11	7,8	\$\$
Eidsvoll	Bussanlegg	22	4,6	\$\$
Årnes	Bussanlegg	22	5,3	\$\$
Gardermoen	Bussanlegg	22	6,5	\$\$
Slemmestad	Bussanlegg	24	9,2	\$\$
Furubakken	Bussanlegg	11	10,6	\$\$\$
Bærum	Bussanlegg	11	6,6	\$\$
Lommedalen	Bussanlegg	11	4,6	\$\$
Circle K Minnesund	Døgnhvileplass	22	16,5	\$\$\$
Nygårdskrysset, Ås	Døgnhvileplass	22	7,05	\$\$
Ormila, Eidsvoll	Døgnhvileplass	22	3,75	\$
Taraldrud, Ski	Døgnhvileplass	22 (antatt)	3,75	\$
ASKO ØST, Vestby	Varelager	22	25,5	\$\$\$
Posten, Østlandsterminalen	Varelager	11	22,5	\$\$\$