

Kostnader i strømnettet - gevinster ved koordinert lading av elbiler

.....

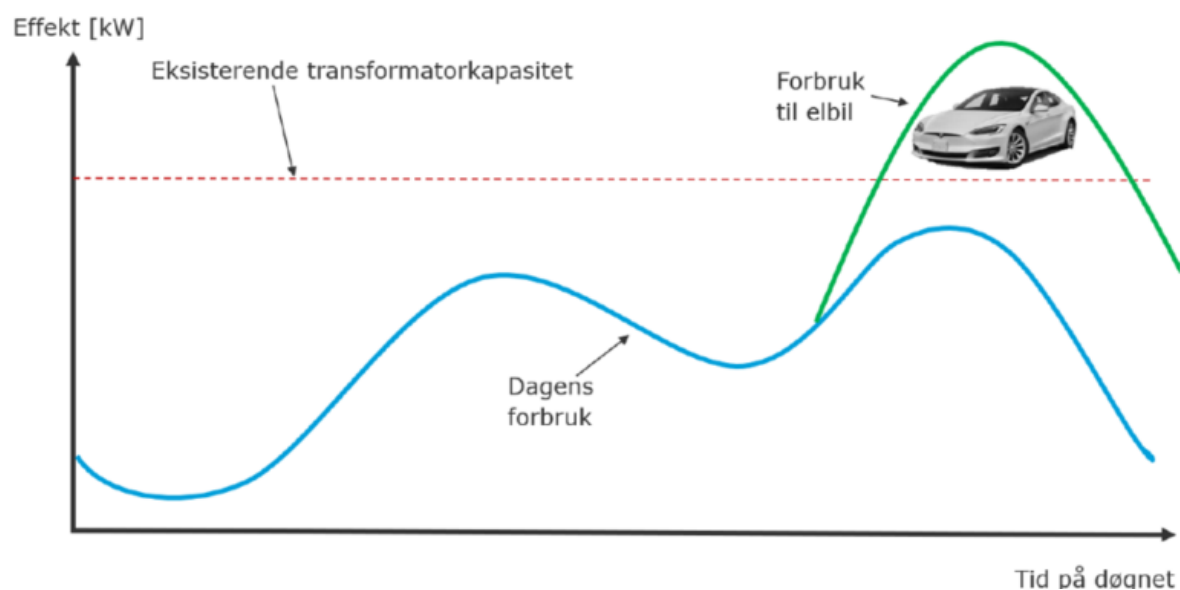
Vurdering av forventet utvikling i kostnader i strømnettet som følge av forbruk med høyt effektuttak

DNV GL

Pöry Management Consulting



DNV·GL



Ekstern rapport nr 51-2019

Kostnader i strømnettet - gevinster ved koordinert lading av elbiler

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Siri H. Steinnes
Forfatter: DNV GL
Pöyry Management Consulting

Trykk: NVEs hustrykkeri
ISBN: 978-82-410-1893-0

Sammendrag: Denne konsulentrapporten gir en vurdering av kostnader knyttet til behov for nettinvesteringer i distribusjonsnettet som følge av elektrifisering av personbiltransport

Emneord: Nettleie, tariffer, effekt, strømnett, investeringer, elektrifisering, ladeadferd

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

Telefon: 22 95 95 95
Epost: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Juni 2019

Forord

DNV GL og Pöyry Management Consulting har på oppdrag fra NVE beregnet forventede kostnader knyttet til utbygging av kapasitet i distribusjonsnett, i et tenkt scenario der all personbiltransport er elektrifisert.

Formålet med oppdraget har vært å belyse forskjeller i kostnader når lading av elbil kommer samtidig som annet forbruk (makslast) og skjer uten styring gjennom prissignaler eller lignende og når elbilene blir ladet når kraftsystemet er mindre belastet.

Rapporten vil inngå som en del av NVEs beslutningsgrunnlag for arbeidet med endringer i nettleiestrukturen.

Alle vurderinger og konklusjoner i rapporten er konsulentenes egne.

Oslo, juni 2019



Ove Flataker
Direktør
Reguleringsmyndigheten for energi



Torfinn Jonassen
Seksjonssjef
Seksjon for regulering av netttjenester

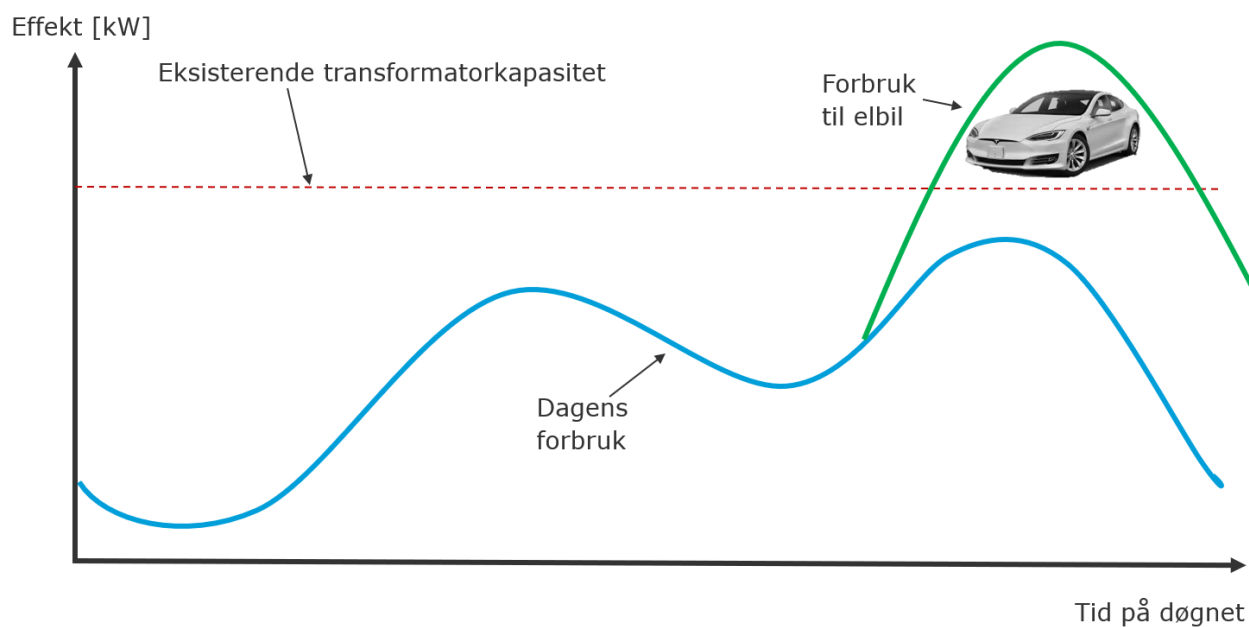
KOSTNADER I STRØMNETTET

Gevinster ved koordinert lading av elbiler

NVE

Rapportnr.: 2019-0220, Rev. 1

Dato: 8. april 2019



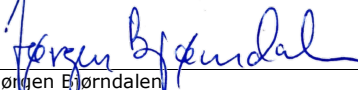
Prosjektnavn:	Kostnader i strømmettet	DNV GL AS Energy
Rapporttittel:	Gevinster ved koordinert lading av elbiler	EMT NEMEA
Oppdragsgiver:	NVE, Middelthuns gate 29, 0368 Oslo	Veritasveien 1
Kontaktperson:	Siri Hau Steinnes	1363 Høvik
Dato:	8. april 2019	Tel: +47 6757 9900
Prosjektnr.:	10141082	945 748 931
Org. enhet:	EMT Høvik	
Rapportnr.:	2019-0220, Rev. 1	

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er):

Oppdragsbeskrivelse:

Kundenes samlede effektuttak påvirker både behovet for utbygging av nettkapasitet og kostnadene i nettet. Antallet elbiler vil øke betraktelig framover, og lading av elbil kan potensielt ha en stor innvirkning på samlet effektuttak. NVE ønsker en vurdering av forventet kostnad knyttet til behov for nettinvesteringer i distribusjonsnettet som følge av elektrifisering av personbiltransport.

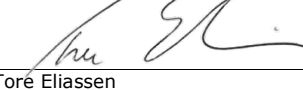
Utført av:


Jørgen Bjørndalen
Sjefskonsulent, DNV GL

Verifisert av:

Gudmund Bartnes
Seniorkonsulent, DNV GL

Godkjent av:


Tore Eliassen
Avdelingsleder, DNV GL

Kjetil Ingeberg
Direktør, Pöry Management Consulting

Geir Brønmo
Prinsipal, Pöry Management Consulting

Beate Norheim
Konsulent, DNV GL

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (Åndsverkloven) © DNV GL 2019. Alle rettigheter forbeholdes DNV GL. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV GL påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning. DNV GL og Horizon Graphic er varemerker som eies av DNV GL AS.

DNV GL distribusjon:

- ☒ ÅPEN. Fri distribusjon, internt og eksternt.
☐ INTERN. Fri distribusjon internt i DNV GL.
☐ KONFIDENSIELL. Distribusjon som angitt i distribusjonsliste. *
☐ HEMMELIG. Kun autorisert tilgang.

*Distribusjonsliste:

Nøkkelord:

Elbiler, Distribusjonsnett, Kapasitet,
Elektrifisering, Energiomstilling

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
0	2019-03-15	Første utgave	JB, KI, GBr, BN	GBa	TE
1	2019-04-08	Revidert sammendrag	JB		TE



Forord

Den 4. januar 2019 ble DNV Energy sammen med Pöyry Management Consulting tildelt et oppdrag om vurdering av forventet utvikling i kostnader i strømnettet som følge av høyt effektuttak. NVE er opptatt av å bidra til effektiv utnyttelse av nettet blant annet gjennom tariffstrukturen. Effektiv utnyttelse kan redusere behovet for framtidige nettinvesteringer og over tid gi lavere kostnad for brukerne av nettet samlet sett. I rapporten ser vi nærmere på konsekvensene for kostnadene i strømnettet dersom 'alle' husstander skal lade elbiler samtidig slik at all lading av elbil kommer i tillegg til annet forbruk og skjer uten styring gjennom prissignal eller på annen måte.

Arbeidet ville ikke ha vært mulig uten tre meget velvillige nettselskap som har hentet ut, anonymisert og bearbeidet data for videre analyse av oss. Tusen takk for hjelpen!

Blant annet fordi de tre nettselskapene ikke hefter for våre analyser av effektbehov og investeringsbehov i de utvalgte nettområdene er både selskapene og nettområdene anonymisert her.

Foruten samarbeidet med tre nettselskapene har vi underveis hatt tre møter med NVE. Vi takker for samarbeidet og håper rapporten vil være nyttig i NVEs videre arbeid med tariffer og utvikling av strømnettet.

Høvik/Oslo den 15. mars 2019

Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG.....	1
2	ENGLISH SUMMARY	5
3	INTRODUKSJON OG PROBLEMBESKRIVELSE	9
3.1	Formål med prosjektet	9
3.2	Avgrensning av problemstilling	9
4	METODEBESKRIVELSE.....	11
4.1	Overordnet metode	11
4.2	Datagrunnlag	12
4.3	Peak Load Demand Model	13
4.4	Scenarioer for forbruksutvikling	16
4.5	Beregning av nettbehov	19
4.6	Beregning av nettkostnader	21
4.7	Skalering fra valgte nettområder til nasjonale størrelser	24
5	RESULTATER.....	27
5.1	Ladebehov	27
5.2	Kapasitetsbehov	29
5.3	Nettkostnader	33
5.4	Veien til lading under lavlast	36
6	REFERANSER	38
	APPENDIKS 1 – ANALYSER AV NETTKAPASITET OG -BEHOV.....	39
	Spenningsfall	39
	Kortslutningsytelse	39
	Kapasitet i transformator	41
	APPENDIKS 2 –ALDER OG LEVETID PÅ NETTANLEGG.....	43

1 SAMMENDRAG

I dette prosjektet har DNV GL Energy sammen med Pöyry Management Consulting besvart NVEs spørsmål om hva kostnadene i strømnettet blir dersom 'alle' husstander skal lade elbiler samtidig slik at all lading av elbil kommer i tillegg til annet forbruk og skjer uten styring gjennom prissignal. Analysen tar utgangspunkt i Regjeringens målsetting om at alt nysalg av personbiler skal være utslippsfrie biler fra 2025. Fra da av er det bare et tidsspørsmål før alle bensin- og dieselmotorer tas ut av trafikken. I denne analysen har vi lagt til grunn at i 2040 kommer nesten all tilførsel av energi til personbiler gjennom strømnettet.

Analysen viser at lading hver ettermiddag av samtlige biler er det som gir størst kapasitetsbehov i strømnettet. Motsatt ser det ut til at elbilenes betydning for kostnadene i strømnettet i mange områder kan bli svært lav hvis ladesyklusen først starter omkring midnatt.

For å komme frem til dette har vi tatt utgangspunkt i en modell for effektetterspørsel utviklet av Pöyry; Peak Load Demand Model. Modellen er egnet til å studere fremtidig etterspørsel i det døgnet den høyeste effektetterspørselen for analyseåret registreres. Effekt er her definert som energibruk per time, og det er etablert datasett for både 2030 og 2040 med og uten elbiler, og med ulike scenarioer for lading av personbiler.

Modellen er 'foret' med data fra tre nettselskap. Seks av kommunene disse betjener er aggregert til å dekke det vi har definert som fire nettområder, som omfatter en storby, en forstadskommune og fire landkommuner; to med lav befolkningsvekst, mye jordbruk og en del eldre hytter, og to med en viss befolkningsvekst, og sterk vekst i hyttebygging. Vi har innhentet informasjon om forbruk per kunde per time (anonymisert) og data om kapasitet og dimensjonering i distribusjonsnettet frem til hver enkelt kunde.

Fordi vi ikke vet hvordan bilistene vil lade bilene sine i fremtiden, har vi etablert tre scenarioer for ladeadferd, samt et referansescenario hvor det ikke er lading av elbiler. Alle scenarioene omfatter i tillegg fremskriving av øvrig last i bygg og andre steder i de fire nettområdene. Scenarioene for fremtidige ladevaner er:

- Ettermiddagslading hver dag, der bilene settes til lading hver ettermiddag uavhengig av hvor mye av batterikapasiteten som er brukt opp (uavhengig av behov). Basert på Elbilforeningens spørreundersøkelse om ladehyppighet er det grunn til å tro at dette er den dominerende adferden i dag.
- Ettermiddagslading ved behov, som er definert ved at bilene lades etter arbeidstid uten styring, men kun settes til lading når batteriet i bilen er forholdsvis langt nedtappet. I praksis innebærer dette scenarioet at bilene settes til lading hver annen eller hver tredje dag.
- Lading på natten, der styringssystemer og/eller andre virkemidler sikrer at elbiler ikke lades i perioder med lite kapasitet i nettet.

Effektbehovet er kvantifisert som en timesoppløst lastkurve i topplastdøgnet, fordelt på last til elbiler og til øvrige behov i bygg.

Arbeidet er avgrenset til å vurdere effektbehov for personbiler som ikke brukes kommersielt. Hurtiglading og jobblading er en del av fremskrevet last, men ser ut til å ha begrenset potensial for fleksibilitet og systematisk lastflytting og er dermed lite påvirket av adferden i de tre scenarioene med elbillading.



Basert på effektbehov i 2040 har vi deretter beregnet hvor mange av dagens komponenter per scenario og nettområde som er for små, og hvor mye større kapasitet som må settes inn i stedet. Dette er gjort for hver enkelt linje og transformator i lavspenningsnettet i de fire nettområdene som inngår i analysen. Utgangspunktet for denne delen av analysen er en detaljert beskrivelse av dagens nettanlegg i disse områdene. Høyspenningsnettet er et masket nett hvor kapasitetsbehovet for den enkelte komponent ikke har en helt entydig sammenheng med kapasitetsbehov hos den enkelte kunde. For høyspentnettet er det derfor foretatt en mer overordnet vurdering, der endring i topplast og relevante kapasitetskostnader for linjer og transformatorer er lagt til grunn for kostnadsestimatet. Estimatenes er drøftet med de deltakende nettselskapene.

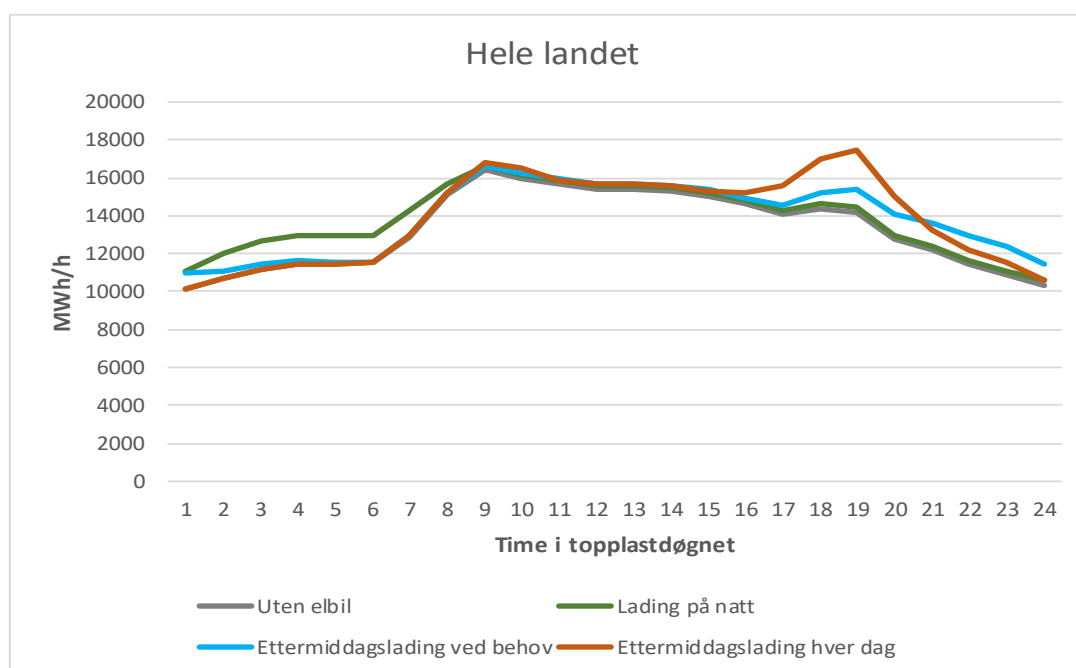
For aggregering til nasjonalt nivå har vi antatt at det er en sterk sammenheng mellom nettkostnader og sammensetning av bygningsmassen. Nettkostnader oppfattes derfor som en funksjon av den relative fordelingen av areal mellom småhus, blokk, hytter og andre bygg (som er formålsbygg, forretningsbygg, kontorer, lett industri og jordbruk). Motivasjonen for denne innfallsvinkelen er at nettstruktur og utbyggingskostnader er sterkt knyttet til byggstrukturen: Rurale nett vil ha lange avstander, mens bynett har korte. Videre er det generelt slik at urbane områder har større befolkningsvekst enn rurale områder. Den samme tilnærmingen er benyttet for aggregering av betydningen av elbillading på nasjonal lastutvikling.

Til sist er det nasjonale anslaget for kapasitetsøkning og kostnadene med dette nedjustert for å ta hensyn til at noen nettanlegg uansett vil bli skiftet på grunn av tilstand (alder) i løpet av de neste 20 årene. Ettersom vi ikke kjenner alder (og tilstand) for komponentene som inngår i analysen har vi ganske enkelt antatt at andelen som erstattes på grunn av tilstand er den samme blant komponenter som er store nok som blant anlegg som blir for små i de ulike scenarioene.

Alle kostnader er anslått med utgangspunkt i kostnadskataloger for nettanlegg (REN). Vi har sett bort fra eventuell realprisendring fra 2019 til 2040. Analysen er utført i 2019-kroner. Tallene vi refererer til er ikke nåverdien av kostnadene i 2040 – de er dagens anslag på hvor mye større ny-verdien av kraftnettet vil være i 2040 for ulike scenarioer sammenlignet med om all lading foregår på gunstigst mulig måte for kraftnettet.

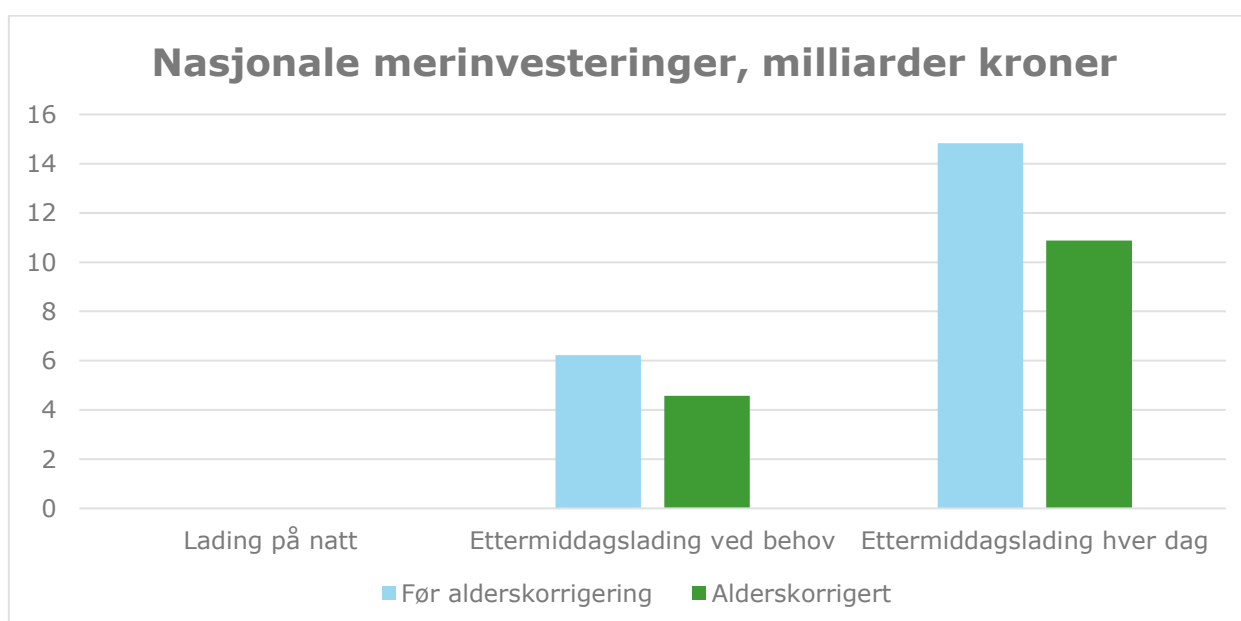
Resultatene av arbeidet kan oppsummeres i figurene nedenfor. Først viser vi nasjonal aggregert last i lokale distribusjonsnett (last for uttak på høyere nettnivåer er ikke inkludert) fremskrevet til 2040.

Uten elbiler er makslast i morgentimene, med en topp omkring time 8-9 som i dag. Med lading på natt er det ingen endring i døgnetts makslast – dette gjelder også i alle kommunene vi har analysert. Med ettermiddagslading etter behov øker lasten betydelig rundt timene 17-20, men på nasjonalt nivå ikke så mye at ettermiddagslasten blir høyere enn lasten i morgentimene. Imidlertid finner vi at både Land- og Hyttekommunene får en betydelig økt makslast i dette scenarioet. I det siste scenarioet med ettermiddagslading hver dag finner vi en betydelig høyere ettermiddagslast med økning utover morgenlasten uten elbiler eller med nattlading. Samlet sett snakker vi om ca. 750 MW netto økning, eller om lag fem prosent av lasten i det lokale distribusjonsnettet. Brutto økt effektbehov på ettermiddagen ved å gå fra lading på natt til ettermiddagslading hver dag har vi beregnet til om lag 2 400 MW.



Deretter ser vi på investeringsbehovet i det lokale distribusjonsnett som følge av ulike scenarier for lading av elbiler. Sammenligningsgrunnlaget er nettbehovet uten elbiler. Som det fremgår av figuren nedenfor vil lading i det gunstigste scenariet, med lading på natten, ikke utløse betydelige kostnader. Søylene lengst til høyre i figuren illustrerer gevinsten på om lag 11 milliarder kroner hvis vi stort sett kan unngå daglig ettermiddagslading (15 milliarder før vi tar hensyn til at noen anlegg uansett skiftes på grunn av tilstand og får tilstrekkelig størrelse i den anledning). Søylene i midten viser kostnaden dersom vi 'bare' lykkes med å redusere ladefrekvensen uten å forskyve ladingen til natten.

Sett i forhold til dagens kudekostnader i distribusjonsnett kan dette tilsi en kostnadsøkning i det lokale distribusjonsnett i størrelsesorden syv prosent med mindre lading skjer i timer med ledig nettkapasitet.



En gjennomgang av alle usikkerhetsfaktorene i analysen viser at disse anslagene kan oppfattes som forsiktige. De potensielle feilene trekker i ulike retninger, men samlet synes det å være overvekt av faktorer som tilsier at kostnadene er undervurdert. På denne bakgrunn kan vi konstatere at analysen presenterer et konservativt anslag på kostnadene med eventuell ettermiddagslading av personbilene.

Betydning	Feilkilde
Negativ – mulig undervurdering av kostnadene	- Analysen omfatter kun hjemmelading (inkludert lading i fritidsboliger) av privatbiler; lading av nyttekjøretøy (varebiler, håndverkerbiler, etc.) vil i noen grad foregå fra de samme ladepunktene - Datagrunnlaget er ikke komplett for de utvalgte kommunene. Enkelte av komponentene som ikke inngår i analysen kan også forventes å bli for små til å takle ettermiddagslading, både hver dag og ved behov - Ladeeffekten er satt til 7,2 og 3,6 kW; lavere effekter er lite trolig, mens høyere effekter ikke kan utelukkes – noe som vil resultere i større kapasitetsbehov - Selv i det mest pessimistiske scenarioet har vi antatt både en viss sammenlagringsfaktor (alle kommer ikke hjem fra arbeid samtidig), at biler med kort kjørelengde og høyt batterinivå ikke lades med full effekt, og at alle de som ikke bruker bil til arbeid ikke trekker ladestrøm fra nettet ved arbeidsdagens slutt.
Positiv – mulig overvurdering av kostnadene	- Annenhåndsverdien av anlegg som skiftes på grunn av kapasitet er satt til null. Det kan ikke utelukkes at verdien er større - Nett til nye nettkunder er ikke modellert som nye komponenter, men som økt kapasitetsbehov ved eksisterende anlegg
Nøytral – uvisst hvilken retning en feil trekker konklusjonen	- Dersom den generelle forbruksveksten blir større (mindre) enn antatt, vil flere (færre) anlegg måtte skiftes på grunn av kapasitet - Feilvurdering av tilstanden i dagens nett vil slå ut i feilvurdering av behovet for økt kapasitet i scenarioene med ettermiddagslading - Aldersjustering og skalering til nasjonalt nivå har en rekke feilkilder

2 ENGLISH SUMMARY

Commissioned by the NVE, DNV GL Energy and Pöyry Management Consulting have analysed the consequences for distribution grid investments costs if 'all' households are to charge electric cars at the same time, and in addition to other consumption at peak hours. The main purpose of the study is to provide NVE with insight into the potential benefits of introducing price signals in the grid tariff, and thus provide incentives to load shifting and a more efficient utilisation of existing grid capacity.

The analysis is based on the Government's goal that all new passenger cars should be zero-emission vehicles from 2025. From then on, it is only a matter of time before all petrol and diesel cars are taken out of traffic. In this analysis, we have assumed that in 2040 almost all supply of energy to passenger cars comes from the electricity grid.

The analysis shows that a behaviour where EV owners charge their cars every afternoon gives the greatest capacity requirement in the power grid. In contrast, if charging mostly takes place after midnight, the impact on additional investments costs from EV charging is small or negligible.

For load demand forecasts, we have used Pöyry's Peak Load Demand Model. The model is a bottom-up tool designed for studying future hourly demand during the peak day of the year. Four scenarios have been established for 2040, one reference scenario without EV charging and three scenarios with different charging behaviours.

Three DSOs have provided detailed data from six municipalities for the peak Load Demand Model analysis. The six municipalities are aggregated into four typical supply areas; an urban city area, a suburban municipality, a rural municipality with low population growth, a lot of farming and some older huts, and a rural municipality with a certain population growth, and strong growth in leisure home construction. We have obtained information on consumption per customer per hour (anonymised) and data on capacity and dimensioning in the distribution network linked to each individual customer.

Because we do not know how car owners actually will charge their cars in the future, we have developed scenarios for charging behaviour. All the scenarios include projection of other load in buildings and elsewhere in the four network areas. The scenarios for future charging behaviour are:

- Afternoon charging every day, where the cars are charged every afternoon regardless of how much of the battery is depleted. Based on a Norwegian survey on existing charging behaviours, we have reason to believe this is the most common approach today.
- Afternoon charging when required, where the cars are charged after working hours without control systems, but only set to charge when the battery is relatively exhausted, e.g. every second or third day.
- Charging at night, where control systems or other means ensure that electric cars are not charged during peak periods.

The power requirement is quantified as a time-resolved load curve in the peak load day in 2040, by source of load (buildings and EV charging).

The scope is limited to assessing the power requirements for passenger cars that are not used commercially. Fast charging and job charging are part of the load forecast but appear to have limited potential for flexibility and systematic load transfer and are thus represented by the same load profiles in all of the three home charging scenarios.

Based on 2040 load forecasts, we have analysed the utilisation of current grid components per scenario and network area and determined capacity increase requirements to meet the increased load from EV



charging. This is done for each individual power line and substation in the low voltage (below 22 kV) grid in the four network areas included in the analysis. The starting point for this part of the analysis is a detailed description of the current network in these areas. The 22 kV network (and above) is a meshed network where the capacity requirement for the individual component does not have an unambiguous link to the capacity needs of the individual customer. Consequently, we have applied a more high-level approach to estimate costs in the high voltage grid, based on typical investments costs for lines and transformers, combined with typical expansion needs from increased peak load. The cost estimates have also been discussed with the three DSOs that have participated with their data.

For aggregation to the national level, we have assumed that there is a strong correlation between network costs and the composition of the building stock. Therefore, grid investment costs are a function of the relative distribution of area between small family houses, apartment blocks, leisure homes and other buildings (e.g. schools, hospitals, commercial buildings, offices, light industry and agriculture). The motivation for this approach is that network structure and development costs are significantly related to the building structure: Rural networks will have long distances, while the city network has short distances. Furthermore, it is generally the case that urban areas have greater population growth than rural areas. The same approach has been used to aggregate national load impact of EV charging.

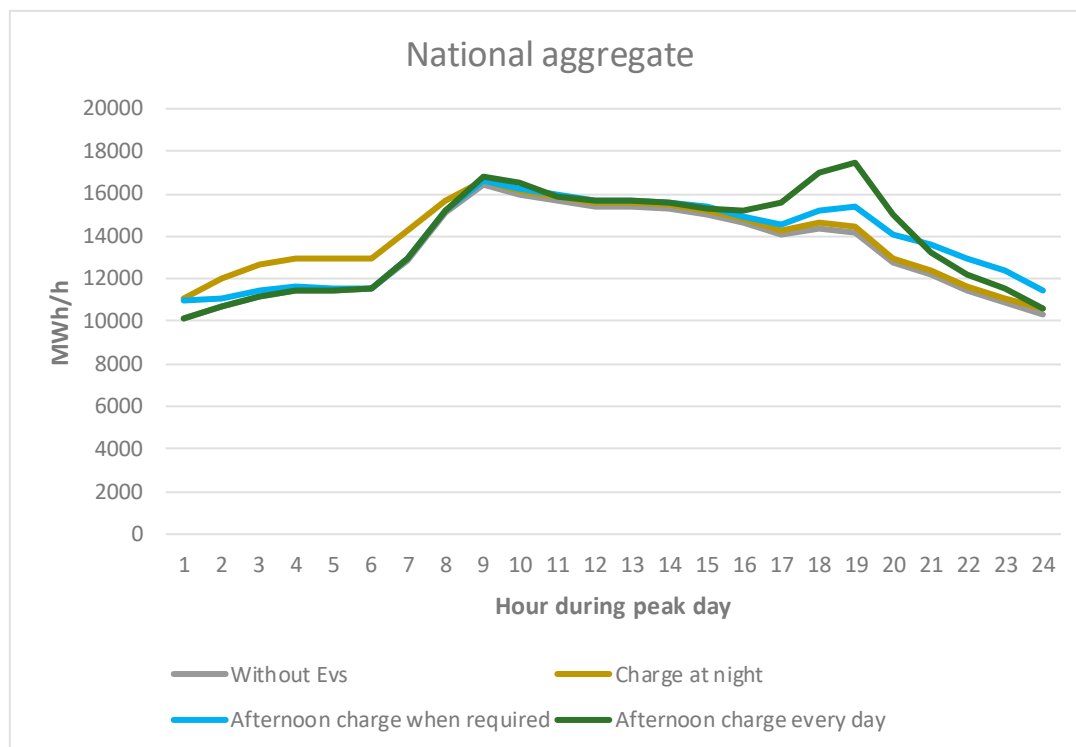
Finally, the national cost estimate has been adjusted to account for grid assets that would have been replaced during the next two decades regardless of the EV charging requirements. As we do not know the age (and condition) of the components included in the analysis, we have utilised an average expected replacement time for all components, those with sufficient capacity and those that need capacity increase alike.

All costs are estimated based on cost catalogues for grid components (REN). We have disregarded any real price change from 2019 to 2040. The entire analysis has been carried out in 2019 real prices. The resulting investment costs are undiscounted, accumulated investments by 2040.

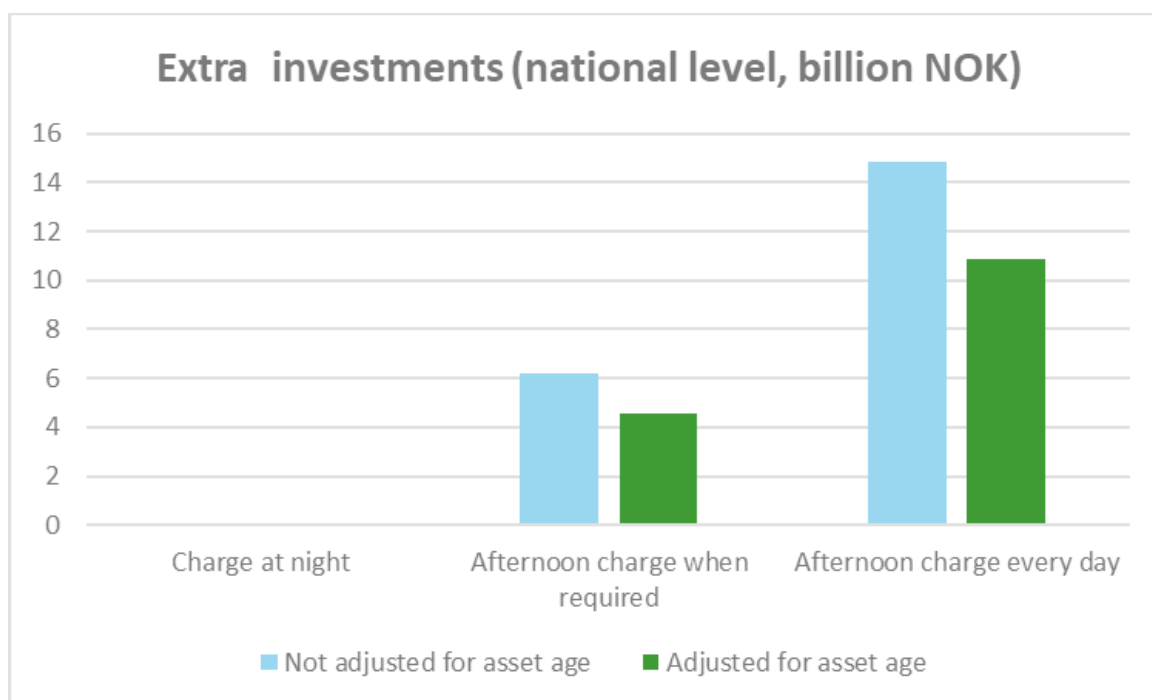
The results of the analysis are summarised in the figures below. First, we show national aggregated hourly load in local distribution networks (load connected to higher grid levels is not included) projected until 2040.

With no electric cars, the peak is in the morning in hours 8-9 as today. With charging at night, there is no change in the daily peak - this also applies in all the four municipalities we have analysed. With afternoon charge when required, the load increases significantly around hours 17-20, but at the national level not so much that the afternoon peak becomes higher than the peak in the morning hours. However, we find that both the rural network areas have a significantly increased peak load in this scenario. In the latest scenario with afternoon charging every day, we find a considerably higher afternoon peak than today's morning peak. In total, we observe approximately 750 MW net increase, or about 5 % of the load in the local distribution network. Our estimate for the gross increased power requirement in the afternoon by moving from charging at night to afternoon charging every day is approximately 2 400 MW.

Next, we look at the investment needs of the local distribution networks under the different scenarios for EV charging. The reference is the grid investment requirement without electric cars. As shown in the figure below, charging in the most favourable scenario with charging at night does not trigger significant investment requirements. The bars to the far right of the figure illustrate the gain of about NOK 11 billion if we can mostly avoid daily afternoon charging (NOK 15 billion before we account for current assets age and natural replacements). The bars in the middle show the cost if EV owners charge their cars in the afternoon, but only when the battery capacity is depleted.



Compared to the current total customer costs in the local distribution network, our findings indicate a cost increase of up to 7 per cent, unless charging takes place in hours with unused network capacity.



A review of relevant uncertainties in the analysis reveals that the results and investment estimates most likely are on the conservative and low side. While potential sources of uncertainty do point in different

directions, we believe that there is a bias towards underestimation of the EV charging impact. The table below summarises the most important uncertainty factors.

Impact	Uncertainty factor
Investment costs under-estimated	• The analysis does not include charging of commercial vehicles, that to some extent also may take place in private households • The analysis does not include all relevant grid components; hence the required investments may include components that are not accounted for in the analysis • Home charging power is restricted to 7.2kW and 3.6kW. Lower power is very unlikely, while higher power is possible • Even for the most pessimistic scenario (afternoon charge every day), we have assumed that people don't connect at the exact same moment in the afternoon, that cars with low daily driving distance and relatively high charging status does not charge at full capacity, and that people not driving to work also don't charge each afternoon
Investment costs over-estimated	• The market value of redundant (too small) substations that are replaced due to insufficient capacity is set to zero, while there may be a positive market value • The cost estimate is referred to extension of existing grid assets, not new grid
Ambiguous impact	• If the general peak load development proves to be higher (lower) than accounted for in the reference scenario, more (fewer) components must be replaced due to insufficient capacity • Errors in the evaluation of current grid capacity will translate into corresponding errors in the need for increased grid capacity • The methodologies and data used for age adjustments and aggregation to national levels have several uncertainties

3 INTRODUKSJON OG PROBLEMBESKRIVELSE

3.1 Formål med prosjektet

De siste årene har det vært en klar utvikling i det norske strømmettet at effektuttaket øker mer enn energibruken. Det er flere årsaker til dette, men en faktor som forventes å få enda større betydning fremover er lading av elbiler. Det samlede energibehovet for elektrifisering av bilparken er i norsk sammenheng forholdsvis lite, men effektbehovet for lading av stadig større og flere batterier kan likevel bli stort.

Nettutbygging er kostbart, og påvirkes i stor grad av utviklingen i effektbehov. Når nettet dimensjoneres tas det blant annet hensyn til sammenlagring, som sier noe om i hvilken grad ulike nettkunder bruker strøm samtidig. For strømmettet har det dermed vesentlig betydning om lading av elbiler skjer samtidig med høylast i nettet for øvrig, eller om lading (kan) legges til tidsperioder når utnyttelsen av kapasiteten i nettet uansett er lav.

NVE er opptatt av å bidra til effektiv utnyttelse av nettet blant annet gjennom tariffstrukturen. Effektiv utnyttelse kan redusere behovet for framtidige nettinvesteringer og over tid gi lavere kostnad for brukerne av nettet samlet sett.

I denne rapporten er formålet å analysere i hvilken grad styring av lading av elbiler har betydning for investeringsnivået i distribusjonsnettet. Vi tar ikke stilling til hvilke virkemidler som faktisk er egnet til eller nødvendig for lastflytting, men fokuserer på to hovedspørsmål:

- Hvordan vil effektbehovet og lastprofilene utvikle seg i tilfellet (i) der lading startes hver ettermiddag og samtidigheten med øvrig last er høy, og (ii) der lading styres til lavlastperioder med lav samtidighet med øvrig last («best case»)?
- Hvordan vil investeringsnivået i distribusjonsnettet påvirkes for hver av casene for fremskrevet behov, og dermed – i hvilken grad kan styring av elbillading bidra til lavere nettkostnader og en mer effektiv utnyttelse av nettet?

Analysene har et langsiktig perspektiv, og ser på situasjonen i tidspunktene 2030 og 2040. Analysene er gjennomført med basis i data fra tre nettselskaper for seks kommuner. I tillegg til fremskriving av effektbehovet for elbiler, er også all annen last (i bygg og annet) fremskrevet. Dette er nødvendig for å gjøre analyser av hvordan den samlede kapasitetsutnyttelsen i distribusjonsnettet påvirkes av elbillading (for eksempel i motsetning til generell forbruksvekst). Resultatene fra de seks kommunene er deretter aggregert til nasjonalt nivå for å gi et anslag på forskjeller i investeringsbehov med kontrollert og ukontrollert lademønster.

3.2 Avgrensning av problemstilling

Det er sterkt fokus på elektrifisering av store deler av transportsektoren: I tillegg til høy vekst i salget av elektriske personbiler, testes det ut elektriske busser og lastebiler, og det er en rekke prosjekter knyttet til elektrifisering av sjøtransport – både ferger og annen kysttrafikk og fiske. I dette prosjektet er fokus på kostnader i distribusjonsnettet. Større punktlaster, til for eksempel lading av ferger, bussflåter mv, vil ha behov for kapasitet som uansett vil kreve en dedikert utbygging. Det samme gjelder utbygging av hurtigladestasjoner og annen kommersiell ladeinfrastruktur. I samråd med NVE er det gjort to presiseringer for prosjektet:

- 
- Analysene for økt effektbehov fra lading er konsentrert til personbiler som ikke brukes kommersielt. Fokus er på bilbruk i husholdninger inkludert kjøring til fritidsboliger. Dette betyr at utviklingstrekk for lading av busser, lastebiler og sjøtransport ikke inngår i analysene. Denne typen forbruk er imidlertid med i referansescenarioet.
 - Fokus er rettet mot hjemmelading og lading ved fritidsboliger. Hurtiglading og jobblading er en del av referansescenarioet, men ser ut til å ha begrenset potensial for fleksibilitet og systematisk lastflytting. Foreløpige erfaringer tyder også på at hjemmelading og lading ved fritidsboliger utgjør den suverent største andelen av ladingen.

Disse avgrensingene innebærer at hovedfokus er rettet mot husholdninger. En viktig årsak til avgrensingen er at prosjektet inngår som underlag for NVEs arbeid med nye regler for nettariffer. Større kunder står allerede i hovedsak overfor tariffer som avhenger av effektuttaket. Det medfører at installasjoner til jobblading og hurtiglading i begrenset grad omfattes av omlegging fra energibaserte til kapasitetsbaserte tariffer.

Overgangen fra scenarioer for ulik lastutvikling til konsekvenser for nettinvesteringer er selvsagt ikke triviell. Det vil uansett bli investert mye i distribusjonsnettet de neste 15-20 årene, og mye nytt forbruk vil komme til. Det er også et spørsmål om i hvilken grad eksisterende nett har kapasitet til å håndtere lastøkninger, og i hvilken grad økt last medfører forserte investeringer og kombinerte re- og nyinvesteringer i nettet. Vår tilnærming er basert på detaljerte analyser av de faktiske nettene i de tre casene, kombinert med timesmålinger fra kunder ned på lavspenningskrets og nettstasjonsnivå. Utsagnskraften er dermed i første rekke knyttet til kostnader som kan begrunnes i forskjellen i last mellom kontrollert og ukontrollert lading, og ikke et forventet nivå for samlede investeringer i distribusjonsnettet. Vi anser at dette er hensiktsmessig og i tråd med oppdragets fokus.

4 METODEBESKRIVELSE

For å ta stilling til hvordan ulike lademønstre for elbiler kan påvirke fremtidige nettkostnader, må vi tenke gjennom hvordan andre nettbehov utvikler seg i samme periode og hvilken kapasitet vi kan legge til grunn at nettet vil få, uansett lademønstre. Det er derfor nødvendig å forstå helheten i etterspørsel etter nettkapasitet samtidig som vi også må vurdere omfang av reinvestering på grunn av tilstand eller alder for nettkomponenter.

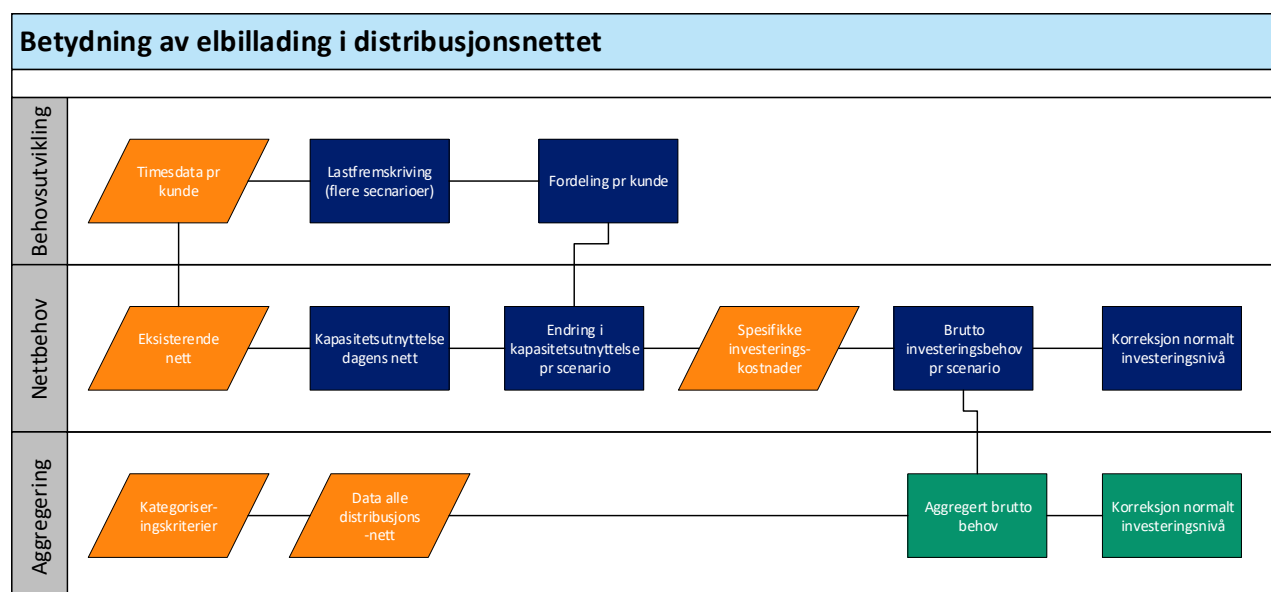
I dette kapitlet presenterer vi først et overblikk over metoden vi har utviklet og datagrunnlaget for analysen. I de neste delkapitlene beskriver nærmere hvordan de ulike trinnene gjennomføres.

4.1 Overordnet metode

Analysene er gjennomført i tre trinn:

1. Fremskriving av effektbehovet i de seks kommunene som analyseres i detalj
2. Behovet for nettinvesteringer i de samme kommunene
3. Aggregering av investeringsbehov til nasjonalt nivå

I Figur 4-1 under vises sammenhengene mellom de ulike trinnene i metoden.



Figur 4-1 Hovedtrekk i den anvendte metoden

Effektetterspørselen, eller behovet for nettkapasitet, er analysert med Pöyrys Peak Load Demand Model (PLDM), som er nærmere beskrevet i kapittel 4.3. I tillegg er det innhentet timesdata for alle kunder i de fire nettområdene, inkludert lokaliseringsdata knyttet til hvor i nettet kunden er tilknyttet. PLDM er kalibrert mot historiske data, og fremskrivingen av både elbillading og øvrig last er gjort frem til 2040. Fremskrivingen fordeles ned på kundenivå etter kundekategorier og beskrives nærmere i kapittel 4.4.

Behovet for kapasitetsutvidelser er vurdert med utgangspunkt i analyser av dagens faktiske nett. Kobling mot analysene av effektetterspørsel avdekker dermed hvor eksisterende kapasitet blir fylt opp,

og hvor i nettet det oppstår investeringsbehov. Metoden er nærmere beskrevet i kapittel 4.5 og appendiks 1. Omfanget av investeringsbehovet bestemmes av spesifikke investeringskostnader og faktiske fysiske størrelser fra de tre nettselskapene, kombinert med skjønn, basert på samtaler med selskapene etter at behovet er analysert. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 4.6.

I det tredje trinnet aggregeres resultatene fra de seks kommunene til nasjonalt nivå, som forklart i kapittel 4.7. Vi utnytter karakteristikker i de seks kommunene til å reflektere egenskaper i øvrige kommuner i best mulig grad.

4.2 Datagrunnlag

Fra tre nettselskap har vi fått nettinformasjon og forbruksdata fra seks kommuner. NVE kjenner identiteten til disse, men i denne rapporten har vi valgt å anonymisere selskapene og kommunene. Når det gjelder fire av kommunene, har vi i forbindelse med aggregering til nasjonalt nivå behandlet disse som to med to kommuner i hver. Nettområdene er i rapporten identifisert som nettområde Landkommunen, Hyttekommunen, Forstaden og Byen. Landkommunen og Hyttekommunen består i realiteten av to kommuner hver.

Følgende karakteristikker er viktige for de fire nettområdene:

- **Landkommunen** er to kommuner med forholdsvis mye jordbruk og annen næringsvirksomhet og noen eldre hytter. Det er lav befolkningsvekst i kommunene, og lav vekst i utbygging av hytter og andre bygg.
- **Hyttekommunen** er to landkommuner med en viss befolkningsvekst, og sterk vekst i hyttebygging. Kommunene har samtidig vekst i tjenestetilbud, og mange besøksbiler som øker ladebehovet
- **Forstaden** er en forstadskommune med begrenset befolkningsvekst, noen hytter og helt dominert av småhusbebyggelse.
- **Byen** er en større bykommune (ikke Oslo) med betydelig befolkningsvekst, mye blokkbebyggelse og mange pendlere fra andre kommuner som arbeider i kommunen

Data som er benyttet er følgende, med noen variasjoner mellom selskapene:

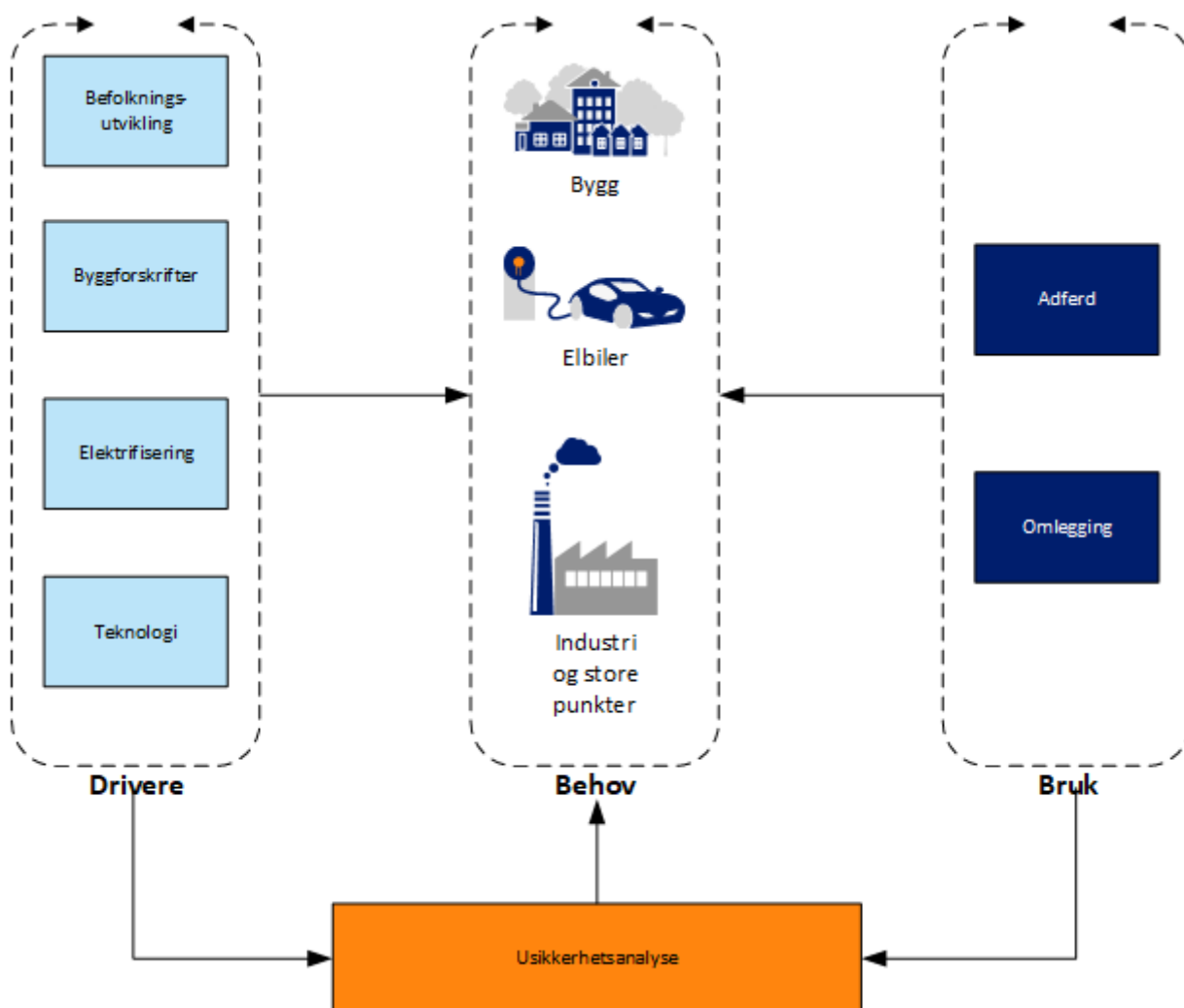
- Etterspørselsutvikling
 - Grunndata fra Peak Load Demand Model, som omfatter blant annet byggstruktur, bilpark og bruk av andre energibærere
 - Informasjon om konkrete utbyggingsplaner, særlig med tanke på hytter, samt om øvrig forventet last blant annet fra hurtigladestasjoner
 - Tidsprofiler basert på timesoppløste AMS-data for hele kommunen, samt fordelt på nettstasjoner og lavspenkretser i de faktiske nettene
 - Informasjon om besøkstrafikk, altså hyttebesøkende og pendlere med bil
- Ledningsnett
 - Fysiske kapasiteter i det eksisterende nettet, brutt ned på nettstasjoner og lavspenkretser. Benyttede variabler omfatter merkeytelse, beregnet kortslutningsytelse, linjelengder og -type, nettstasjons-ID, impedans, type nettstasjon og antall kunder per linje.

- Identifikasjon mellom kunder (representert med timesoppløste lastkurver) og fysiske anlegg
- Kostnader for ledningsnett og stasjoner
 - Kostnadstall for ulike linje- og kabeltyper samt transformator- og nettstasjoner er hentet katalog for distribusjonsnett fra RENs Planbok.
- Aggregering av resultater
 - Oversikt over byggstruktur i alle landets kommuner

Datagrunnlaget omfatter 173 000 husholdnings- og hyttekunder, 4 000 nettstasjoner og 26 500 km nett. Til sammenligning er det om lag 2,7 millioner husholdnings- og hyttekunder i nettet i Norge. Lokalt distribusjonsnett i Norge omfatter ca. 300 000 km og 130 000 nettstasjoner.

4.3 Peak Load Demand Model

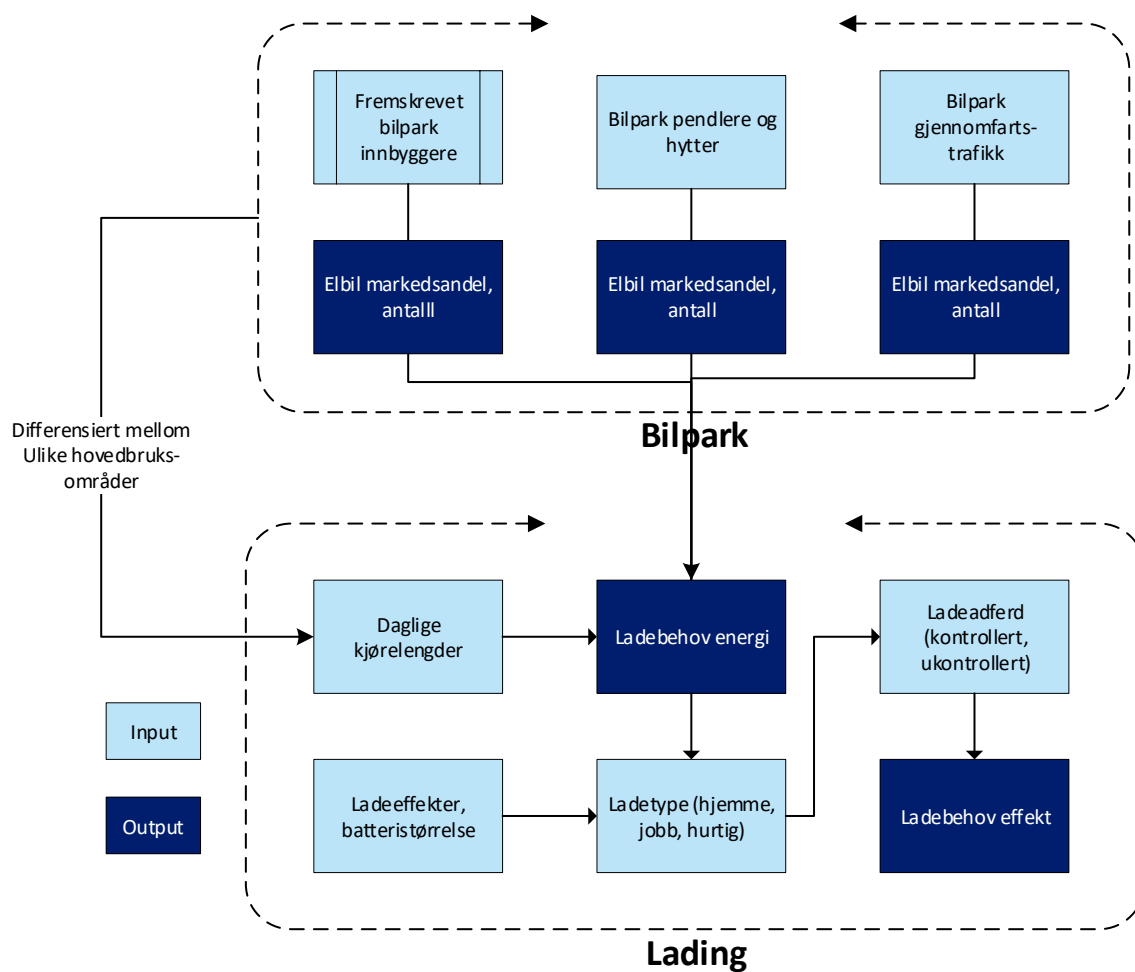
Strukturen i Pöyrys Peak Load Demand Model (PLDM) er vist i Figur 4-2.I tillegg til å beregne timesoppløste profiler for ladebehovet under ulike forutsetninger og scenarioer for ladeform, adferd, størrelse på elbilparken mv, bruker vi modellen også til fremskriving av alt øvrig forbruk i distribusjonsnettet fra byggsektoren. Skal vi kunne si noe om investeringsbehovet i distribusjonsnettet må vi vite om de samme kundenes øvrige forbruk; dersom det samlet sett er mye kapasitet gir ikke økt elbillading nødvendigvis noe investeringsbehov i det hele tatt.



Figur 4-2 Hovedelementer i Peak Load Demand Model (Kilde: Pöry 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. Pöry har allerede et ferdig, kvalitetssikret datasett på kommunenivå for hele Norge for fremskriving til 2040.

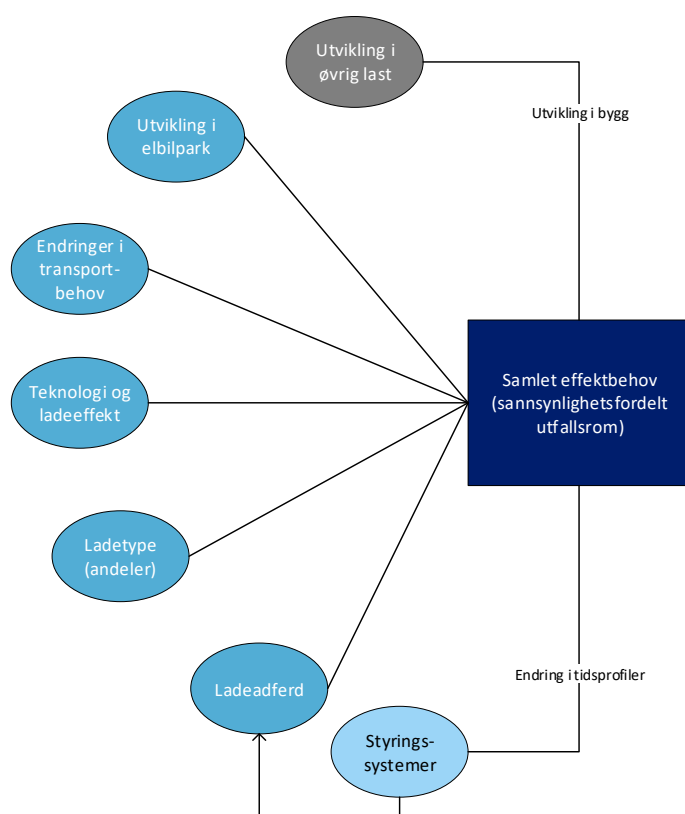
Modulen for elektrifisering av transport dekker lading av elbiler knyttet til innbyggere i kommunen, pendlere (og hytteiere), samt gjennomgangstrafikk. Analysen foregår i to trinn: Først beregnes forventet utvikling i elbilparken, deretter hvilket ladebehov som følger av denne bilparken.



Figur 4-3 Prinsippskisse for transportmodulen i PLDM (Kilde: Pöry 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 4-4 under. Ellipsene i figuren representerer usikkerheter som kan ha flere utfall:



Figur 4-4 Nøkkelelementer i effektmodell

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.

Introduksjon av styringssystemer for forbruk vil i utgangpunktet kun påvirke ladeadferden, det vil si tidspunktet for når et ladebehov faktisk oppstår. I analysene vil dette representeres ved ulike profiler, som kan ha ulik påvirkning på ulike ladetyper. Eksempelvis er det liten grunn til å tro at bruken av hurtiglading vil påvirkes av styringssystemer, siden hurtiglading med stor sannsynlighet er tidskritisk lading. Derimot kan man forvente at hjemmelading er en fleksibel last som forholdsvis enkelt kan flyttes i tid. I analysen vil vi benytte både til faktiske lastkurver for lading, andre rapporter og analyser samt intervjuer med relevante aktører for å utforme sannsynlige endringer i ladeadferden som følge av styringssystemer.

I analysene i dette prosjektet benytter vi ikke alle muligheter for sensitiviteter som ligger i sleve modellen, men avgrenser oss til de scenariovariablene som er drøftet i kapittel 4.4.

4.4 Scenarier for forbruksutvikling

De sentrale spørsmålet som stilles i analysene er hvor mye mer som må investeres i distribusjonsnettet som følge av lading av elbiler. I referansescenariot etablerer vi dermed et fremskrevet effektbehov hvor det ikke finnes (og dermed ikke lades) elbiler. Deretter ser vi på effektbehov og nødvendige investeringer i distribusjonsnettet for ulike utfall der det finnes elbiler som skal lades og eventuelt lades på ulike måter. Fremskrivningen av effektbehov gjøres med referanse til 2040 – det vil si et tidspunkt som

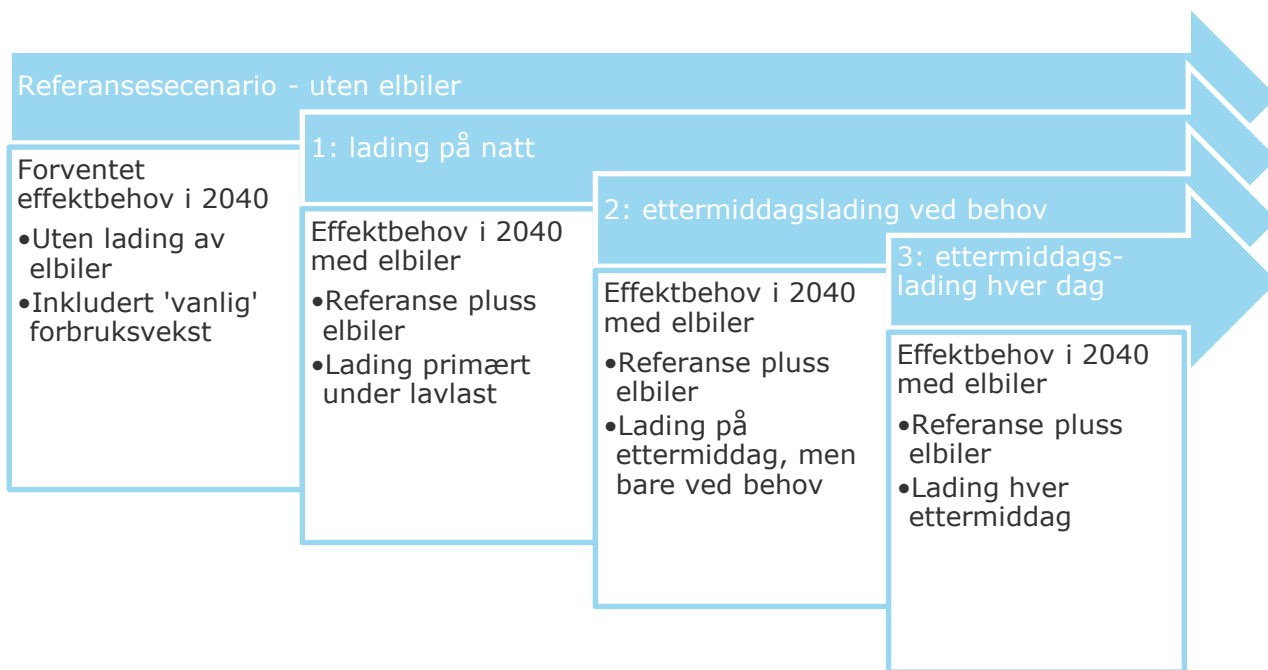
er så langt frem i tid at en markedspenetrasjon av elbiler har fått signifikant innvirkning, men også innenfor en tidshorisont som er reell å legge til grunn i nettplanleggingen de neste årene.

I referansescenarioet uten elbiler bygges det ikke inn noen usikkerhet, men ett punktestimat for effektbehovet i 2040. Referansen inkluderer nettbehov knyttet til helt nye kunder, herunder det som tradisjonelt kalles nyinvesteringer av nettselskapene. Effektbehovet representerer det nødvendige underlaget for nettkapasitet og -investeringer frem til 2040, nærmere beskrevet i kapittel 4.5.

Effektbehovet for lading av elbiler vil påvirkes av en rekke forhold. I analysene fokuserer vi først og fremst på forhold som er knyttet til ladeadferd, det vil si hvor ofte og når elbilene lades. Det er mange andre forhold vi må anta vil ha betydning, slik som veksten i elbilpark, kjørelengder, valg av ladested (hjemme, hurtiglading eller på jobb), utvikling i samkjøring og selvkjørende biler, omfang av kollektive løsninger mv. I scenarioene har vi valgt å fokusere på følgende to forhold:

- Valg av ladehyppighet; hvorvidt elbil-eiere velger å lade bilen hver gang de har kjørt den (altså hver dag) eller kun når batteriet er forholdsvis mye utladet (hytteeiere lader alltid når de kommer frem).
- Valg av ladetidspunkt; hvorvidt elbil-eiere velger å sette bilen til lading på ettermiddagen (for hytteeiere på kvelden), eller styrer ladetidspunktet til lavlastperioder der det er mer ledig kapasitet i nettet, det vil si på natt.

Scenarioene kan dermed oppsummeres i figuren nedenfor. For referansescenarioet og for hvert av scenarioene etableres det en timesoppløst lastkurve for topplastdøgnet. Fremskrivningen av lastbehov i hvert av scenarioene er beskrevet i kapittel 5.1.



Figur 4-5 Referansescase og scenarioer

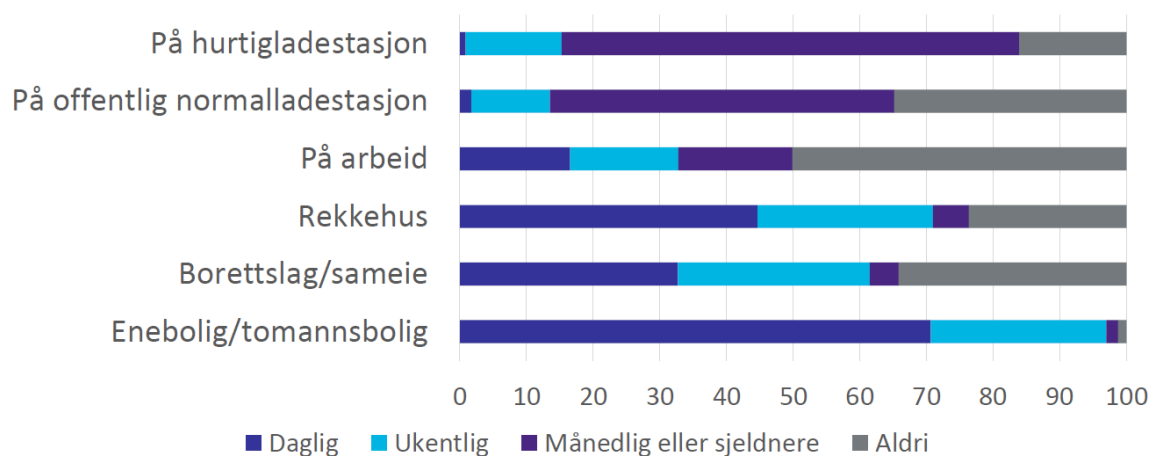
Hypotesene for scenarioene, og som blir verifisert i analysene, er som følger:

- Med lading på natt med styring vil mesteparten av ladebehovet bli absorbert i det nettet som uansett er bygget, ved at lasten ved hjelp av styring kan legges på tider med ledig kapasitet. Dette gjelder uavhengig om det lades hver natt eller kun ved behov.
- Med lading på ettermiddagen ved behov vil forholdsvis få biler stå til lading på samme tidspunkt, men de vil settes til lading på et tidspunkt der det er lite ledig kapasitet i nettet.
- Med lading på ettermiddagen hver dag vil forholdsvis mange biler stå til lading på samme tidspunkt, og på et tidspunkt der det er lite ledig kapasitet i nettet.

Grunnen til at vi fokuserer på ladetidspunkt og ladehyppighet, er at de i særklasse slår mest ut i variasjon i lastbehov og samtidighet med annen last. I tillegg 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 om at alt nybilsalg skal være utslippsfrie biler fra 2025 hva gjelder personbiler.
- Ladetyper og andeler; fordelt mellom hjemmelading (også i sameier og borettslag), hurtiglading og jobblading, og i hvilken grad eiere av elbiler dekker ladebehovet ved ulike lademetoder. Vi baserer oss her på Elbilforeningens spørreundersøkelse, som underbygger at et stort flertall av elbileierne lader bilen daglig hjemme, i begrenset omfang lader på jobben, og svært sjelden bruker hurtigladestasjoner. Vi gjør eksplisitte antakelser om gjennomgangstrafikk i Landkommunen og Hyttekommunen som påvirker omfanget av hurtiglading i disse kommunene.
- 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. Vi legger til grunn 7,2 kW lading i hjemmeladere og på jobb, men 3,6 kW på hytter.

Det er etter det vi kjenner til ikke foretatt omfattende kartlegginger av hvordan elbileiere lader sine biler. Vi har fått tilgang til Elbilforeningens spørreundersøkelse i 2018, som skiller på hvor ofte man lader per ladetype. Resultatene fra undersøkelsen er vist i Figur 4-6.



Kilde: Elbilisten 2018

Figur 4-6 Hvor lades elbilen? Resultater fra Elbilforeningens spørreundersøkelse

Som det fremgår, er hjemmelading i småhus helt dominerende. Lading på arbeid er begrenset, mens hurtiglading og lading på andre offentlige ladestasjoner benyttes svært sjelden. Man kan ikke lese noen klar fordeling ut fra undersøkelsen, men i analysene er det lagt til grunn 85-90% hjemmelading, 5-10% jobblading og 5% hurtiglading, noe vi mener reflekterer svarene i undersøkelsen på en representativ måte. Vi har ikke forsøkt å analysere hvordan fordelingen eventuelt kan endre seg de neste 20 årene, men baserer oss på at dagens antatte fordeling også gjelder fremover. Ett viktig argument for dette er at hjemmelading vil være det klart billigste alternativet for elbileiere (og sannsynligvis det mest praktiske) og dermed vil være et robust førstevalg for de aller fleste også på lengre sikt.

En annen viktig observasjon basert på spørreundersøkelsen er ladehyppighet. Hele 70 prosent av elbileiere som bor i småhus lader daglig. Når vi samtidig vet at dagens batterier iallfall holder til 2-3 dagers kjøring med faktiske, gjennomsnittlige kjørelengder, tyder dette på at et betydelig flertall av elbileierne setter bilen til lading hver dag selv om det er mye kapasitet igjen i batteriet. Uten laststyring betyr dette at svært mange biler settes til lading på ettermiddagen hver dag, noe som klart øker effektbehovet. En utvikling mot betydelig større batterier med svært mye lengre rekkevidde – fra om lag 200 km til over 500 km – kan selvsagt medføre at ladehyppigheten endres. I scenarioene ser vi derfor både på en utvikling der det lades ved behov (eksempelvis om lag én gang per uke) og et annet scenario der det lades hver dag uansett batteristatus. Basert på dagens kunnskap om ladeadferd er det imidlertid grunn til å tro at scenarioet med ettermiddagslading hver dag representerer den dominerende adferden.

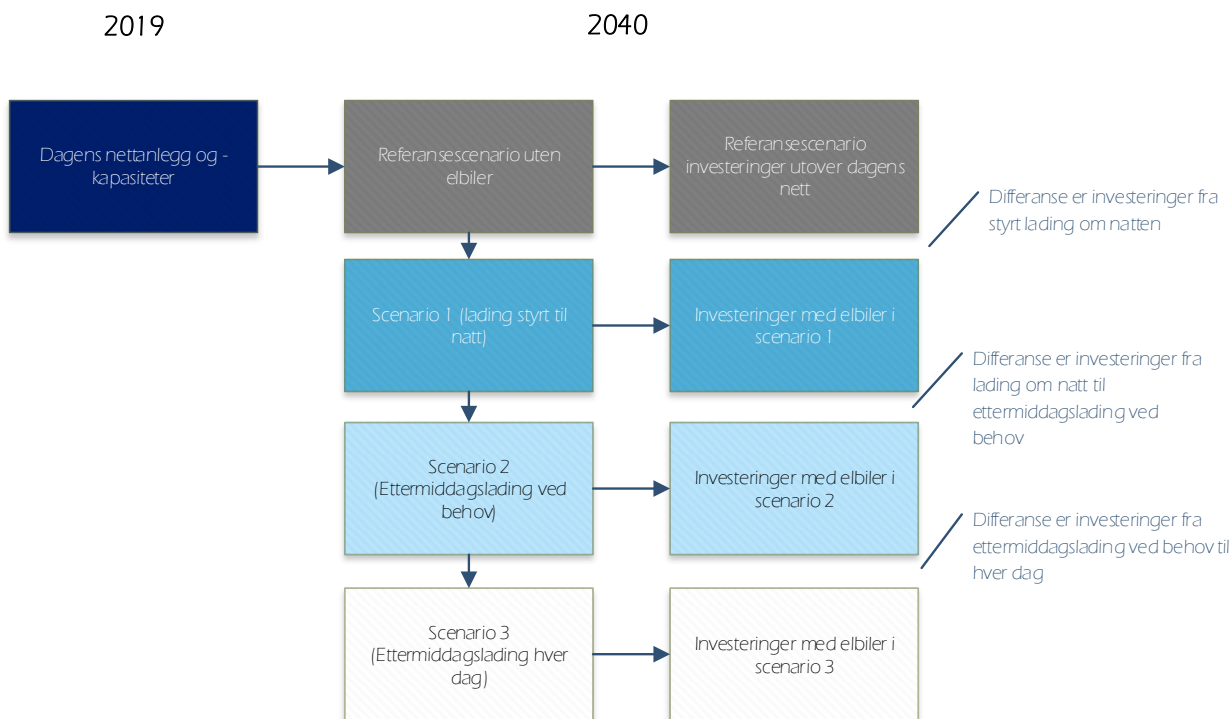
Forutsetningen om effekt på hjemmeladere er i seg selv en interessant variabel. Man kan tenke seg at elbileiere vil ønske å ha mye ladeeffekt hjemme. Vi tror det er flere gode grunner til at så ikke vil skje i stort omfang:

- En hjemmelader med 16A lading vil ha kapasitet til å lade opp 125-150 km over natten, mens 32 A (7,2 kW) vil kunnelade dobbelt så mye. Dette er betydelig mer enn en gjennomsnittlig daglig kjørelengde som er rundt 50 km.
- Det meste av det norske lavspente distribusjonsnettet er 240V, og det kan ikke lades mer enn 7,2 kW på 1-fas tilknytning. Høyere ladekapasitet vil kreve 400 V-nett.
- Prisen på ladebokser med høyere effekt enn 7,2 kW er betydelig høyere enn for normallading på 16 A og 32 A – typisk 20-25 000 kr i merkostnad
- I tillegg vil det ofte tilkomme anleggsbidrag dersom inntakssikringen skal økes hos en kunde, noe som ytterligere fordyrer en hjemmelader med høy ladeeffekt

Siden både nyttegevinsten er begrenset og merkostnaden er høy for å installere hjemmeladere med høy effekt, velger vi å legge til grunn en forholdsvis moderat ladeeffekt i analysene.

4.5 Beregning av nettbehov

For å ta stilling til hvor omfattende investeringsbehov som kan henføres til elbiler, må vi sammenligne investeringsbehovet for referansescenarioet (uten elbiler) med investeringsbehovet for ulike scenarioer for ladebehov som beskrevet ovenfor. Figur 4-7 illustrerer gangen i analysen.



Figur 4-7 Prinsskisse for beregning av nettinvesteringer som følge av lading av elbiler

Fra de tre deltakende selskapene har vi detaljert informasjon om dagens nett. I kombinasjon med referansescenarioet har vi etablert fremskrevet kapasitetsbehov for situasjonen i 2040. Dette nivået vil representere behov som i henhold til vår metode må imøtekommes uansett i løpet av de neste 20 årene, først og fremst drevet av utvikling i befolkning og bygningsareal, og altså uten å legge til grunn vekst i antallet elbiler. Deretter gjøres samme fremskriving for scenarioene med elbiler, med ulike tilpasninger for ladebehov. Differansen i kapasitetsbehov representerer potensielle merkostnader i nettet som kan henføres til lading av elbiler under ulike scenarioer for lading.

Denne metoden for å anslå kapasitetsbehov og behov for utvidelser resulterer i fire kategorier for hver anleggstype. Hver eneste linje og nettstasjon i lavspenningsdelen blir 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
- iv. Komponenten blir bare for liten dersom lading skjer helt uten koordinering
Her opererer vi også med underkategorier for å reflektere ulike ladevaner, som forklart i kapittel 4.4.

For å plassere nettanleggene i riktig kategori, må vi gjennomføre ulike analyser basert på dagens nett samt antagelser om morgendagens nett. Nettanlysene skal avklare i hvilken grad morgendagens nett kan håndtere lastflyten som følger av ulike lademønstre. For å gjøre dette har vi gjennomført 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 lavspennings distribusjonsnett for hvert av scenarioene. Testene tar utgangspunkt i et forenklet bilde av hvordan strømmen ser ut. Strukturen i nettverksmodellen er illustrert i Figur 4-8. 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.



Figur 4-8 Nettanlegg som inngår i lavspenningsanalysen

Bakgrunnen for modellvalget er både at tiden til rådighet for analyse har vært 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.

En nærmere beskrivelse av de ulike testene finnes i Appendiks 1.

4.6 Beregning av nettkostnader

Før vi anslår kostnadene for kapasitetsbehovet som drives av ladebehovet er det to forhold knyttet til alder vi må vurdere hvordan vi skal ta hensyn til:

1. Noen anlegg må før 2040 skiftes på grunn av tilstand (alder), uavhengig av forbruksutvikling. Dette gjelder både anlegg som bedømmes som store nok og anlegg som avhengig av ladesenario må skiftes på grunn av størrelse, Slike reinvesteringer fanges ikke opp av metoden skissert ovenfor for å anslå kapasitetsbehovet, men de skyldes heller ikke elbiler. Imidlertid er det nærliggende å anta at når anlegg likevel skiftes ut, så vil dimensjoneringen i noen grad avhenge av hva man da legger til grunn av fremtidig forbruksvekst, inkludert behov for elbiler. Årsaken til det er helt enkelt at den marginale kostnaden ved kapasitetsøkning er langt lavere ved reinvestering enn ved en fremskyndet reinvestering. Billedlig talt kan en si at det som koster er stolpene eller grøften, ikke om linjen som henges opp eller graves ned har stor eller liten kapasitet. Spørsmålet da er om ikke noe av kostnadene likevel må knyttes til scenarioene for lading.
2. Anlegg som skiftes på grunn av kapasitet kan ha en annenhåndsverdi. Denne annenhåndsverdien må vi eventuelt ta hensyn til når vi skal bedømme kostnadene med å utvide kapasiteten.

Videre strekker ikke de innsamlede nettdata lenger enn at vi kan anslå kostnader i lavspenningsnettet. Vi må derfor ha en mer skjønnsbasert metode for å vurdere kostnader i høyspenningsnettet.

4.6.1 Alderskorrigering

Som forklart tidligere har vi i denne analysen benyttet spesifikk informasjon om komponentene i lavspenningsnettet i til sammen seks utvalgte kommuner. Vi har derimot ikke benyttet informasjon om alder på hver enkelt (og har ikke undersøkt om slik informasjon er tilgjengelig). Det finnes heller ingen fullstendig anleggsoversikt med eksakt alder og tilstand for hver enkelt komponent for hele kraftnettet. Derimot finnes det tre kilder eller innfallsvinkler for å anslå alder og aldersfordeling:

1. NVE offentliggjorde i 2014 en analyse av blant annet alder i høyspenningsnettet (NVE, 2014). Den tyder på at snittalder for linjer er høy (ca. 35 år) og lavere for jord- og foruten transformatorer og bryter (20 – 25 år). Fordi datakvaliteten antas å være lav for de eldste komponentene, poengteres det i rapporten at det er grunn til å anta at alderen er underestimert. Selv om omfanget av nettutbygging trolig var større på 1960- og 1970-tallet enn på 1940- og 1950-tallet, antar vi derfor det ikke er urimelig å tolke denne rapporten dithen at komponenter kan ha en levetid på om lag to ganger gjennomsnittsalder.
2. En alternativ innfallsvinkel er å se på forholdet mellom avskrivninger og historisk kostnad. Jo høyere andel de akkumulerte avskrivningene utgjør av den historiske investeringskostnaden, jo eldre er nettanleggene. Når alle anleggene er helt avskrevet, er andelen 100 prosent. For å anslå snittalderen, må vi i tillegg kjenne avskrivningstiden, som kan anslås ved å se på forholdet mellom historisk investeringskostnad og årets avskrivning. Tall fra eRapp tyder på at nettanleggene er om lag 50 prosent avskrevet og levetiden er mellom 40 og 50 år. Tallene tyder ikke på noen vesentlig forskjell mellom anleggstyper eller om det er høy- eller lavspenningsanlegg. Metoden tar imidlertid ikke hensyn til at fullt nedskrevne anlegg kan ha lang gjenværende teknisk levetid. Selv om anslått alder og levetid blir lavere enn ved den første metoden, er det derfor ikke nødvendigvis noen motstrid mellom disse tallene. Se Appendiks 2 for tabeller.
3. Siste metode er å samle anekdotisk bevis. Vi har spurt selskapene som har stilt opp i undersøkelsen om hva som er vanlig alder når anlegg skiftes ut på grunn av tilstand og ikke på grunn av kapasitet. Da har vi fått til svar som tilsier en levetid på 60 år eller mer.

Basert på dette har vi lagt til grunn at levetiden er 60 år for alle komponenter. Det kan være vel optimistisk for transformatorer, men pessimistisk for linjer og kabler. Tallet 60 har imidlertid den fordel at over en 20-års periode må vi anta at en tredel av anleggene uansett må skiftes på grunn av tilstand.

I og med at vi ikke vet om det er forskjell i aldersfordelingen i anleggskategoriene i) til iv) forklart ovenfor, legger vi derfor til grunn at en tredel av kapasitetsbehovet vil bli imøtekommet gjennom slik tilstandsbasert reinvestering. Om analysen viser at for eksempel 15 prosent av nettanleggene i ett nettområde vil få for liten kapasitet, legger vi derfor likevel til grunn at en tredel (fem prosentpoeng) knyttes til anlegg som uansett kommer til å bli skiftet på grunn av tilstand.

Som påpekt ovenfor må vi imidlertid også ta stilling til om noe av kostnaden med slike reinvesteringer skal tilordnes ladesenarioene. I så fall kan vi ikke regne med at de nevnte fem prosentpoengene er uten kostnader. Spørsmålet er da hvor mye dyrere en 'litt større' komponent er, når den likevel skal skiftes, og om denne merkostnaden enkelt kan settes i forhold til totalkostnaden for enhver komponent. Basert på en skjønnsmessig gjennomgang av kostnadstall i REN-katalogen har vi valgt å legge til grunn at 'litt

større' komponenter i en slik kontekst koster 20 prosent mer.¹ Om vi fortsetter med det konkrete eksemplet fra forrige avsnitt, vil det altså si at 11 prosent av anleggene vil få for liten kapasitet. Tallet fremkommer slik:

$$11 \% = 15 \% - \frac{1}{3} * 15\% + \frac{1}{5} * \frac{1}{3} * 15 \% = 15\% - 5\% + 1 \%$$

I denne eksempel-formelen er 15 % et vilkårlig valgt eksempel, $\frac{1}{3}$ et uttrykk for at over en periode på 20 år vil en tredel av anlegg med 60 års levetid uansett bli skiftet, og $\frac{1}{5}$ er et anslag på at den tredelen som skiftes ut på grunn av tilstand erstattes med større komponenter for å ta høyde for et konkret ladescenario.

Dette betyr igjen at det endelige kostnadsanslaget vi kommer frem til må nedjusteres med 27 prosent for å ta hensyn til utskifting som uansett vil foretas på grunn av tilstand. Tallet fremkommer slik, med samme forklaring på brøkene som i avsnittet ovenfor:

$$-\frac{1}{3} + \frac{1}{5} * \frac{1}{3} = -\frac{5}{15} + \frac{1}{15} = -\frac{4}{15} = -0.27$$

4.6.2 Annenhåndsverdi

Nettselskapenes kostnader ved investeringer består forenklet sett av to deler; prisen for komponentene og arbeidskostnader knyttet til demontering av gammel komponent og montering. Jo større andel arbeidskostnadene er, jo mindre betydning har en eventuell annenhåndsverdi. Et annet forhold i denne sammenheng er at de minste komponentene kan ha begrenset verdi dersom behovet øker overalt.

Kostnadstallene fra REN tilsier at arbeidskostnader kan utgjøre så mye som 50 prosent av totale kostnader for enkelt-komponenter. Vi har derfor valgt å sette annenhåndsverdien for alle komponenter til null. Det trekker isolert sett i retning av at kostnaden ved nye nettbehov overvurderes. På den annen side er det en enkel og oversiktlig tilnærming.

4.6.3 Kostnader i høyspenningsnettet

I lavspenningsnettet er det stort sett en entydig sammenheng mellom kunde/nettanlegg, eventuelt kapasitetsbehov og hvilke(t) tiltak som er relevant for å øke kapasiteten. Høyspenningsnettet er i større grad et masket nett og kapasitetsbehov kan ofte imøtekommes på flere alternative måter. Det er ikke nødvendigvis gunstigst å bytte ut en sekundærstasjon med en større. Kanskje kan det være bedre å bygge en til og plassere denne et litt annet sted i nettet.

I samråd med selskapene som har bidratt i analysen, har vi derfor i stedet etablert et grovt anslag på en form for enhetskostnad for nett. Fremgangsmåten som er fulgt innebærer en vektning mellom komplette nye anlegg og marginale tilleggskostnader i utbygginger som uansett vil finne sted, og tar hensyn til fysisk utstrekning av høyspentnettet og tetthet i forhold til nettstasjoner, samt forskjeller i utbyggingskostnader mellom urbane og rurale områder:

- I Byen er lengde HS nett per nettstasjon satt lik 500 meter, i Forstaden er avstanden 670 meter, og i Land- og Hyttekommunen er lengden satt til 1000 meter.

¹ Grovt regnet koster det henholdsvis 10 og 20 prosent mer å rykke opp en størrelse for linje og nettstasjon. Siden det er større andel linjer enn nettstasjoner, ligger et vektet gjennomsnitt nærmere 10 enn 20 prosent. Netttanalysene tyder imidlertid på at mange av anleggene som skiftes på grunn av størrelse går opp to trinn. Uten å bruke mer tid på analyse legger vi ganske enkelt til grunn at en vektet relevant merkostnad ligger på 20 prosent.

- Vektingen mellom fulle og marginale kostnader er satt til 50/50 for alle kommunene
- Spesifikke utbyggingskostnader for kabling er satt dobbelt så høyt i Byen som i de tre øvrige nettområdene. Spesifikk kostnad for nettstasjoner er den samme i alle kommunene

Kostnadsgrunnlaget for enhetskostnadene er gitt ved REN-katalogen.

4.6.4 Oppsummert kostnads kalkyle

Samlet betyr dette at kostnadene ved de ulike scenarioene fremkommer slik:

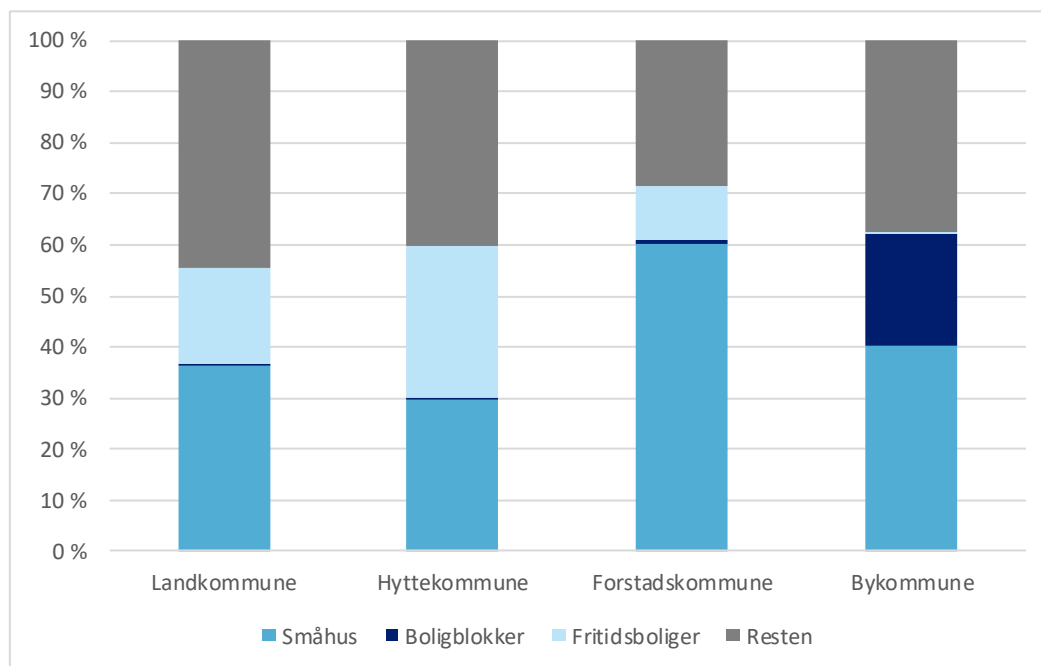
1. Først finner vi antallet komponenter per scenario og nettområde som er for små, og hvor mye større kapasitet som må settes inn i stedet.
2. Antallet multipliseres med enhetspriser basert på REN.
3. Dette gir brutto investeringsbehov for lavspenningsnettet per scenario og nettområde.
4. Vi foretar 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.
8. Totalkostnadene for hvert nettområde inngår deretter i aggregeringsmodellen forklart nedenfor.
9. Det nasjonale anslaget nedjusteres fordi noen av komponentene som blir for små likevel kommer til å bli skiftet på grunn av tilstand. I den sammenheng tar vi hensyn til at marginalkostnaden for kapasitet ikke er null på investeringstidspunktet.

4.7 Skalering fra valgte nettområder til nasjonale størrelser

Datagrunnlaget for den detaljerte analysen omfatter seks kommuner fordelt på fire nettområder og tre nettselskaper. Det sier seg selv at et slikt utvalg ikke kan være fullt ut representativt for hele Norge. Når resultatene fra nettområdene aggregeres opp for å anslå kostnader som kommer av økt elbil-lading på et nasjonalt nivå, er det dermed viktig å peke på hvilke forhold vi kan fange opp, og hvilke som ikke blir hensyntatt i aggregeringen. Aggregeringen må også baseres på data som faktisk er tilgjengelige innenfor tiden som står til rådighet.

Nettområdene er blant annet karakterisert ved ulik sammensetning av bygningsmassen, se Figur 4-9. Figuren viser relative andeler av fire hovedtyper av byggareal, nemlig småhus, blokk, hytter og andre bygg (som er formålsbygg, forretningsbygg, kontorer, lett industri og jordbruk). Vi har lagt til grunn at forskjeller i den relative fordelingen av areal mellom de fire byggtypene er vesentlig for forskjeller i nettkostnader. Dette betyr at Byen vil veie mye i aggregeringen for andre bykommuner, Forstaden for typiske forstadskommuner, og Land- og Hyttekommunen for landkommuner med ulike grader av hyttebygging. Begrunnelsen for å velge fordeling av byggareal som driver, er at nettstruktur og utbyggingskostnader er betydelig knyttet til byggstrukturen: Rurale nett vil ha lange avstander, mens bynett har korte. Videre er det generelt slik at urbane områder har større befolkningsvekst enn rurale områder. Dessuten er arealdata tilgjengelig innenfor tiden som står til rådighet for dette arbeidet.

Metoden legger til grunn at hoveddelen av investeringsdriverne for distribusjonsnettene er representert med sammensetningen av byggarealet. Det er åpenbart andre forhold som også vil spille inn, men som det med tilgjengelige data er vanskelig å inkludere i aggregeringen. Andre relevante forhold omfatter blant annet alder på dagens nett, dagens kapasitetsutnyttelse og kundevekst i området. Aggregeringen til nasjonale kostnader må derfor tolkes som et anslag med betydelig usikkerhet.



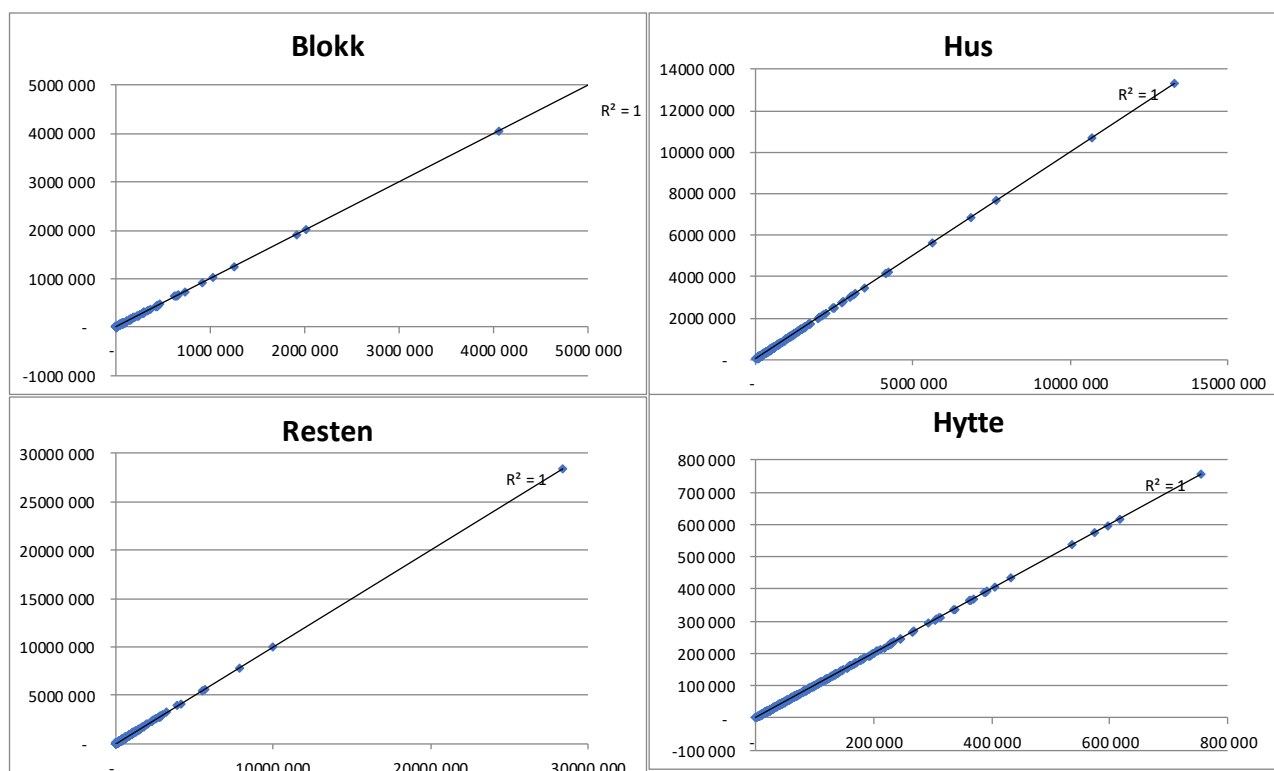
Figur 4-9 Byggareal per byggtipe i de fire nettområdene

Aggregeringen skjer per nettområde, og ikke per nettselskap. For hver kommune utenfor de seks som inngår i våre nettområder beregner vi en «normkommune» som er en kombinasjon av en eller flere av de fire nettområdene. Vi benytter et minimeringsproblem for å etablere normkommunen, hvor vi oppnår at hver kommune i Norge blir representert med en kombinasjon av de fire nettområdene. Koeffisientene i aggregeringen kan være både positive og negative. Et lite utvalg av datasettet er vist i Figur 4-10. I venstre kolonne viser vi fire tilfeldige kommuner som tilsynelatende ligner mest på henholdsvis Land, Hytte, Forstad og By, mens kolonnene med koeffisientene viser hvordan hver av de fire kommunene vi har analysert i detalj settes sammen for å representere kommunen. Bykommunen er svært mye større enn de tre andre kommunene, og tallverdiene for lambda for bykommunen blir derfor lave i forhold til de tre andre kommunene.

	Lambda Landkommune	Lambda Hyttekommune	Lambda Forstadskommune	Lambda Bykommune
Tilfeldig bykommune	2.776	- 1.338	0.348	0.031
Tilfeldig hyttekommune	- 1.082	0.884	0.557	- 0.001
Tilfeldig landkommune	0.892	- 0.401	0.007	0.001
Tilfeldig forstadskommune	2.765	- 1.189	- 0.455	0.012

Figur 4-10 Utvalg av koeffisienter (lambda) for aggregering av resultatene til nasjonalt nivå

Siden vi har tillatt både positive og negative koeffisienter, vil representasjonen for hver kommune være tilnærmet perfekt for alle kommuner. Figur 4-11 viser plott med arealfordeling i de enkelte kommunene mot arealfordeling i «normkommunen». De fire plottene viser hver av byggtypene, samt statistisk samsvar mellom faktisk og beregnet areal. For alle byggtyper gir metoden tilnærmet perfekt samsvar mellom normen og faktiske arealer.

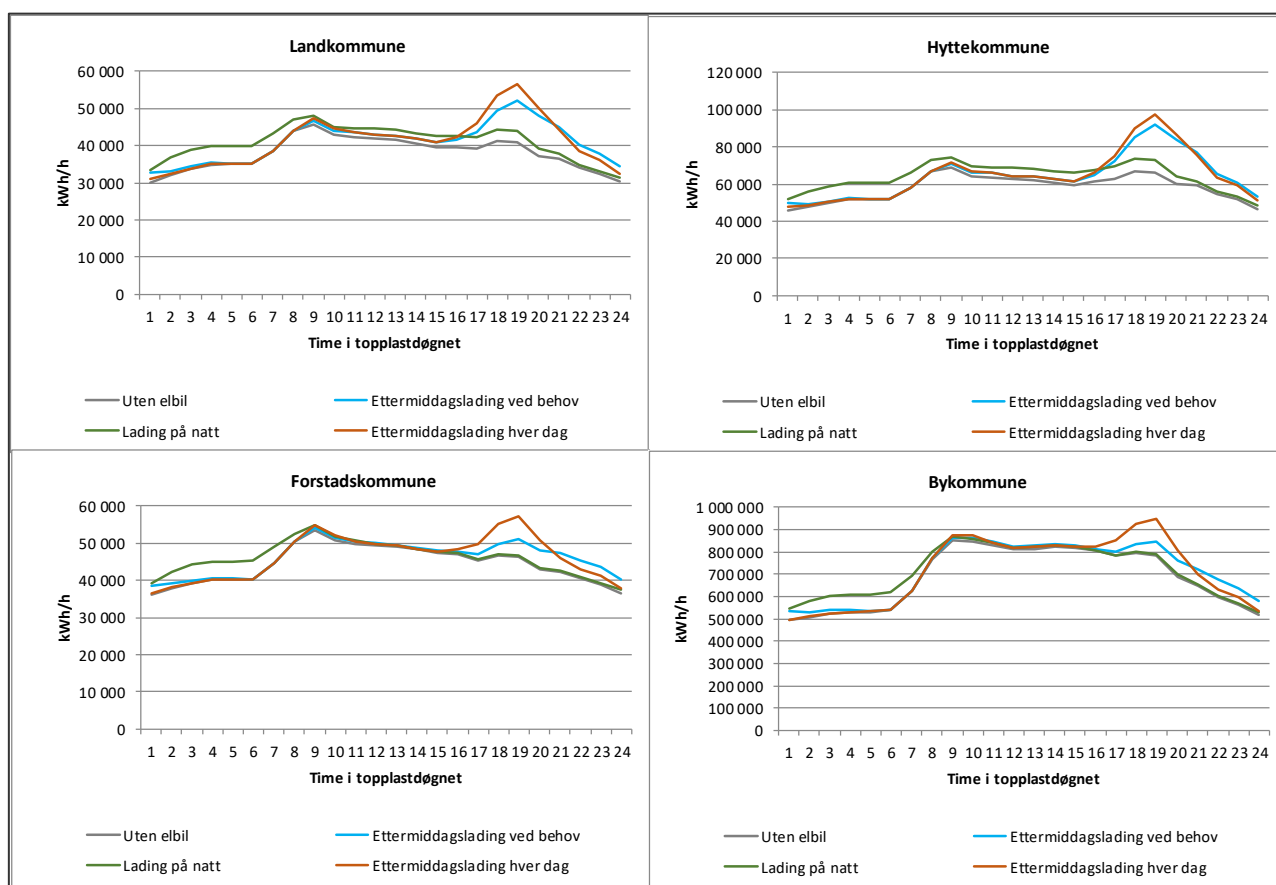


Figur 4-11 Samsvar mellom beregnet areal i normkommuner og faktisk areal, per byggtipe

5 RESULTATER

5.1 Ladebehov

Fremskrivingen av lastbehov for hvert av scenarioene viser signifikante forskjeller i utviklingen i lastbehov i de fire kommunene. Særlig markert er betydningen av daglig ettermiddagslading i forhold til behovsstyrt ettermiddagslading og styrt lading på natten. Figur 5-1 viser fremskrevet last per time i hver av de fire kommunene i 2040.



Figur 5-1 Effektbehov pr time i topplasterdøgnet i 2040 for hver av de fire nettområdene

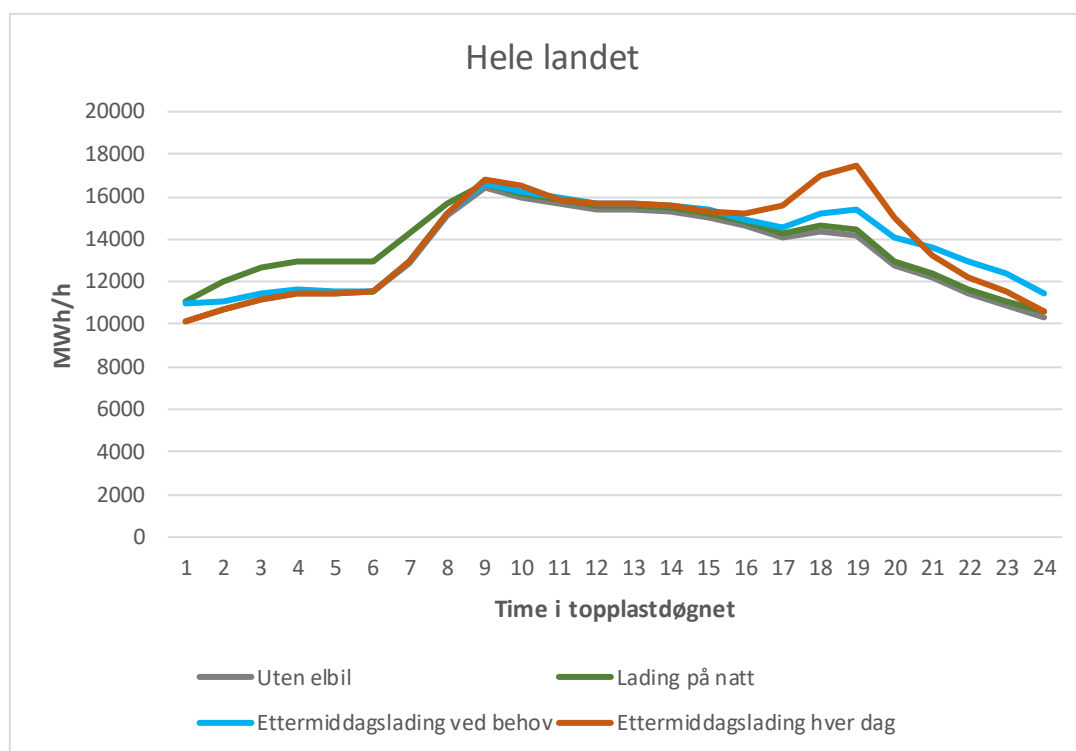
En generell observasjon er at elbillading på ettermiddagen bidrar å flytte lasttoppen fra morgenen til ettermiddagen i alle de fire kommunene. Dette betyr også at det i de fleste tilfeller er en del ledig kapasitet i nettet ved at mye av ladebehovet kommer utenfor den eksisterende lasttoppen. I 2018 (1. mars) var lasttoppen om morgenen i Norge 24.108 MW og på ettermiddagen 22.736 MW, eller om lag 5,5% lavere på ettermiddagen enn på morgenen. Dette mønsteret er ganske likt det vi finner i de fire kommunene. Selv om det finnes kommuner der lasttoppen allerede er om ettermiddagen, er det på nasjonalt nivå en forholdsvis betydelig lastreserve på ettermiddagen. I kommuner der dagens lasttopp kommer på ettermiddagen, vil vårt analyseopplegg bidra til å underestimere kostnadene med ettermiddagslading.

En annen viktig observasjon er at makslasten ikke i noen av nettområdene øker som følge av elbillading på natten, hvor ladingen styres perioder med ledig kapasitet i nettet. Dette betyr at det ikke er grunnlag for å forvente vesentlige merinvesteringer i nettet dersom ladingen blir styrt til lavlastperiodene innenfor topplastdøgnet.

Videre viser analysene av de fire nettområdene at elbillading utenfor natt kan gi betydelig lastøkning. Dette gjelder særlig for ettermiddagslading hver dag, hvor bilen settes til lading hver dag selv om batteriet ikke er tappet langt ned.

I Landkommunen og (særlig) i Hyttekommunen er hyttelading en vesentlig årsak til økt effektbehov. Hyttelading skiller seg fra hjemmelading ved at bilen nesten alltid er ganske utladet når man kommer frem, og at bilen dermed settes til lading hver gang man kommer til hytta. Dette gjelder både i scenarioet med ettermiddagslading ved behov og ettermiddagslading hver dag.

På samme måte som vi aggregerer investeringsbehovet til et nasjonalt nivå med metoden som er beskrevet i avsnitt 4.7, kan vi estimere økning i nasjonal last som følge av elbillading på ettermiddagen. Tallgrunnlaget for Figur 5-2 omfatter kun ordinært uttak i det lokale distribusjonsnettet, og er ikke uttrykk for samlet, nasjonal last i 2040.



Figur 5-2 Estimert last i distribusjonsnettet i topplastdøgnet i 2040 per scenario

Siden elbillading bidrar til å flytte lasttoppen fra morgen til ettermiddag, er den nasjonale økningen i makslast betydelig mindre enn selve lastbehovet når elbilene lades mest. Det er særlig situasjonen der biler lades på ettermiddagen hver dag som kan bidra til en reell økning i nasjonal topplast – differansen mellom scenarioet «ettermiddagslading hver dag» og «lading på natt» er om lag 4 000 MW.

Mange vil kanskje tenke at 4 000 MW er relativt lite, hvis praktisk talt samtlige personbiler er elektriske, lades på likt og det med 3,6 eller 7,2 kW. Et sentralt poeng er at det ikke er spesielt sannsynlig, av flere grunner:

- Folk kommer ikke hjem fra arbeid på samme tidspunkt. Når de siste kommer hjem og eventuelt setter bilen til lading hver ettermiddag, er de første allerede ferdige med dagens lading.
- Mange har kort reisevei og tilsvarende lite daglig energibehov. Om de likevel setter bilen til lading hver dag, vil ladeeffekten være lavere enn den maksimale.
- Langt fra alle bilister bruker bil til arbeid hver dag. I storbyene er andelen ned mot om lag 20 prosent, og her føres det en virkningsfull politikk for å sikre at veksten i persontrafikken ikke kommer i personbiler.

Vårt maksimale anslag på 4 000 MW er dermed en nøkternt vurdert størrelse. Vi kan ikke utelukke at virkeligheten blir enda høyere, men finner det ikke realistisk å regne videre på høyere tall.

5.2 Kapasitetsbehov

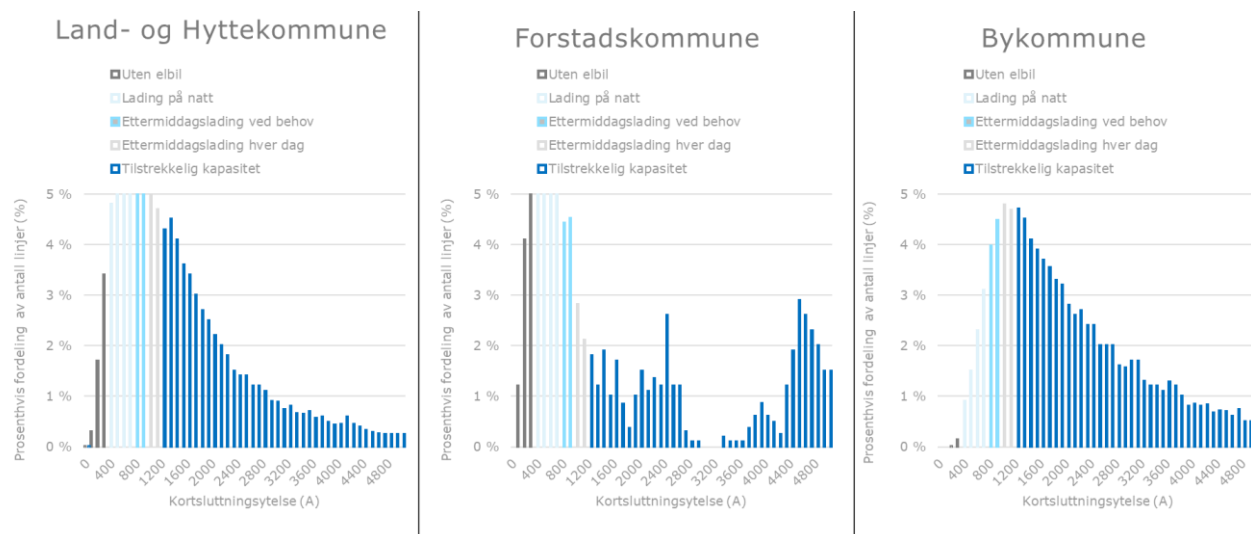
Analysen av nettbehov for de ulike scenarioene skiller som forklart foran mellom lavspenningsnettet og høyspenningsnettet.

Følgende fargekoder vil bli benyttet i den videre nettanalysen:

- Uten elbil
- Lading på natt
- Ettermiddagslading ved behov
- Ettermiddagslading hver dag
- Tilstrekkelig kapasitet

5.2.1 Linjekapasitet – Lavspenningsnettet

Framskrivningen av linjekapasiteten for hvert av scenarioene viser signifikante forskjeller i utviklingen i oppgraderingsbehov i de fire nettområdene. Særlig markert er betydningen av dagens kortslutningsytelse (IK2MIN). Grensen for 'akseptabel' kortslutningsytelse i de ulike ladesenarioene er fastsatt basert på opplevde grenser hos enkelte nettselskap og Sintefs rapport om leveringskvalitet i lavspenningsnettet (Sintef, 2017). Figur 5-3 viser fremskrevet kortslutningsytelse og behovet for investeringer ved ulike type lademønstre i de fire nettområdene i 2040.

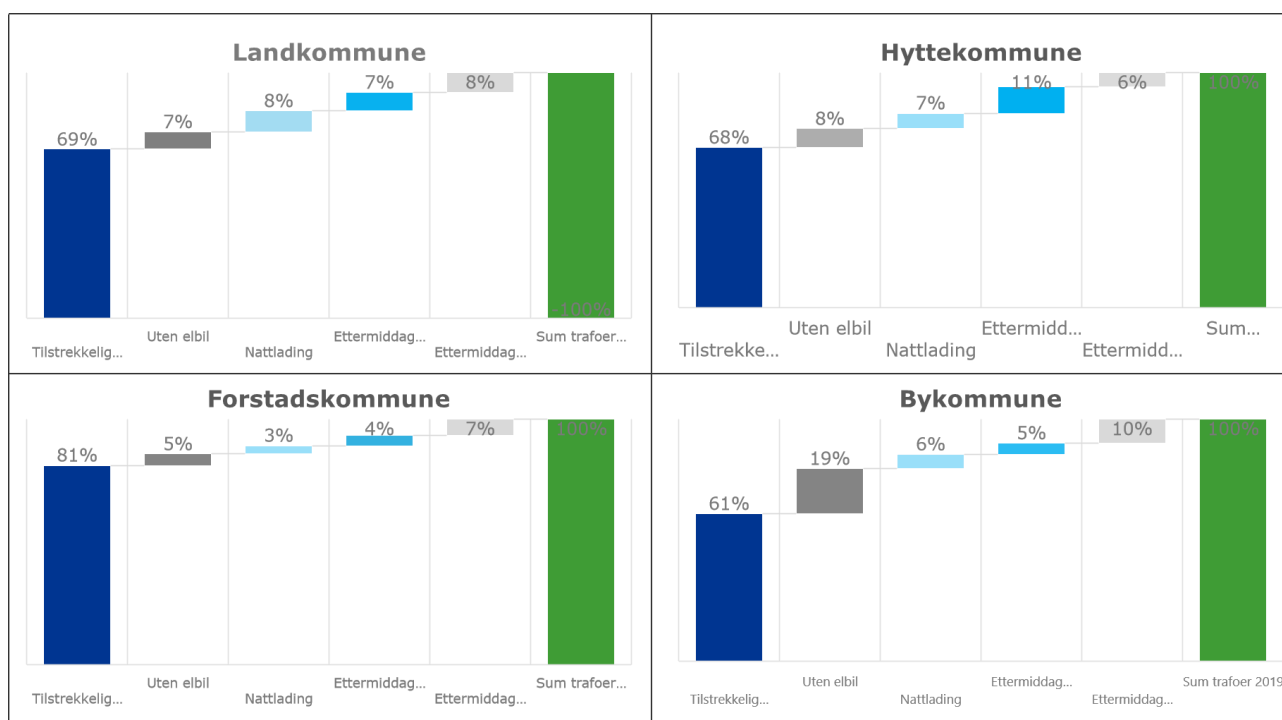


Figur 5-3 Behov for oppgradering av linjer i lavspenningsnettet som andel av totalt installert linjer (i km) per nettområde. De ulike fargene illustrerer ulike kortslutningsytelser som blir funnet for lav ved ulike lademønstre (beskrevet over).

Andel linjer som må byttes ved henholdsvis «ettermiddagslading hver dag» og «ettermiddagslading ved behov» varierer i stor grad mellom de ulike nettområdene. Merk at enkelte deler av lavspenningslinjene har en kortslutningsytelse utover 5 000 A, selv om det ikke fremgår ikke av figuren.

5.2.2 Transformatorkapasitet- Lavspenningsnettet

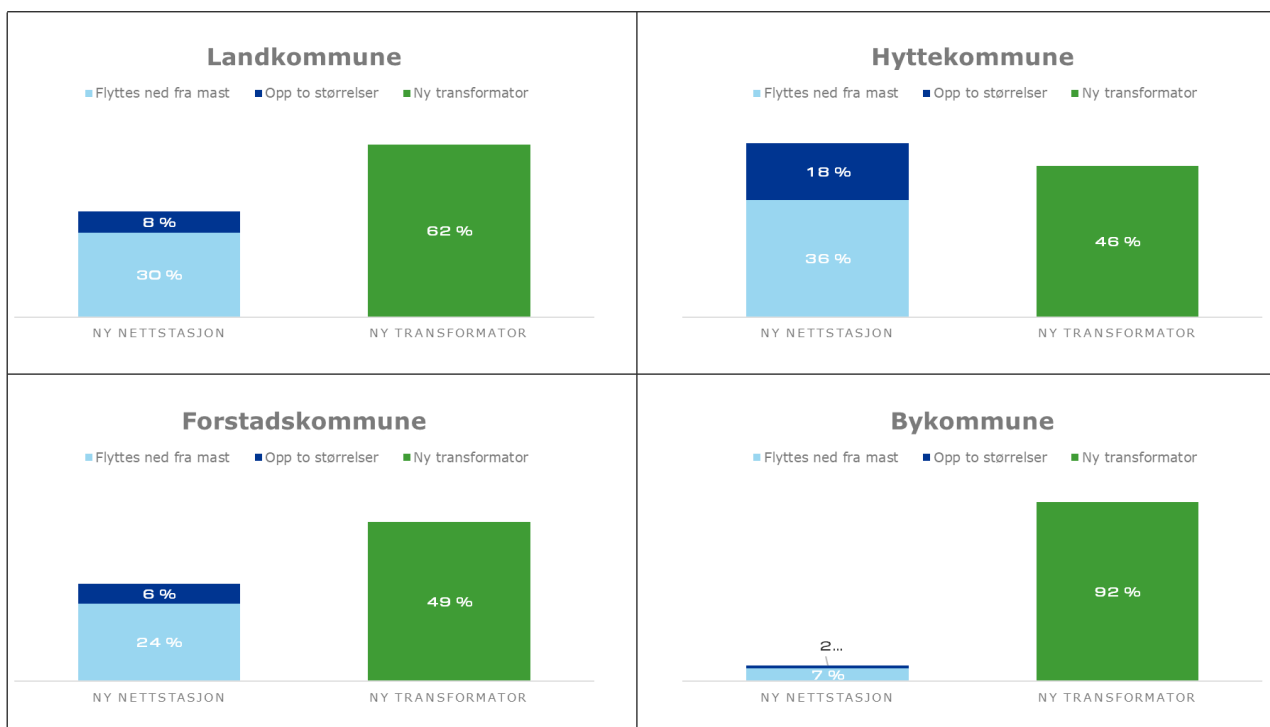
Nettanalysene viser at 60 til 80 prosent av transformatorene er store nok uansett lademønster (blå søyle i Figur 5-4). Generell forbruksvekst tilsier at 5 til 20 prosent av antallet stasjoner må skiftes helt uavhengig av behovet knyttet til elbiler (mørke grå søyler). 3 til 8 prosent må skiftes dersom bilparken lades på natt (lyseblå søyler). De mellomblå søylene viser antallet transformatorer som må skiftes dersom lading starter på ettermiddagen, men kun ved behov (4 til 11 prosent). Dersom alle setter bilen til lading hver ettermiddag, må ytterligere 6 til 10 prosent erstattes med større transformatorer (lys grå søyler).



Figur 5-4 Behov for oppgradering av transformatorer som andel av totalt antall installerte nettstasjoner innenfor et nettområde. De ulike boksene viser prosentandelen av trafoene som må byttes ut ved ulike lademønstre.

Dersom en transformatorstasjon viser seg å være for liten, er spørsmålet hvor mye større den må være. Er det tilstrekkelig å øke til neste standardstørrelse, er kostnadene vesentlig lavere enn om man må gå opp mer enn ett trinn. Kostnadene er også vesentlige dersom oppskalering innebærer at en transformator i mast må flyttes ned på bakken. Vi har derfor sortert transformatorene som må skiftes på grunn av lading i tre kategorier.

I Figur 5-5 viser de lyseblå søylene transformatorer som flyttes ned på bakken, mens de mørkeblå viser de som går opp to hakk eller mer. De grønne søylene er antallet transformatorer hvor det er tilstrekkelig å øke med ett trinn.

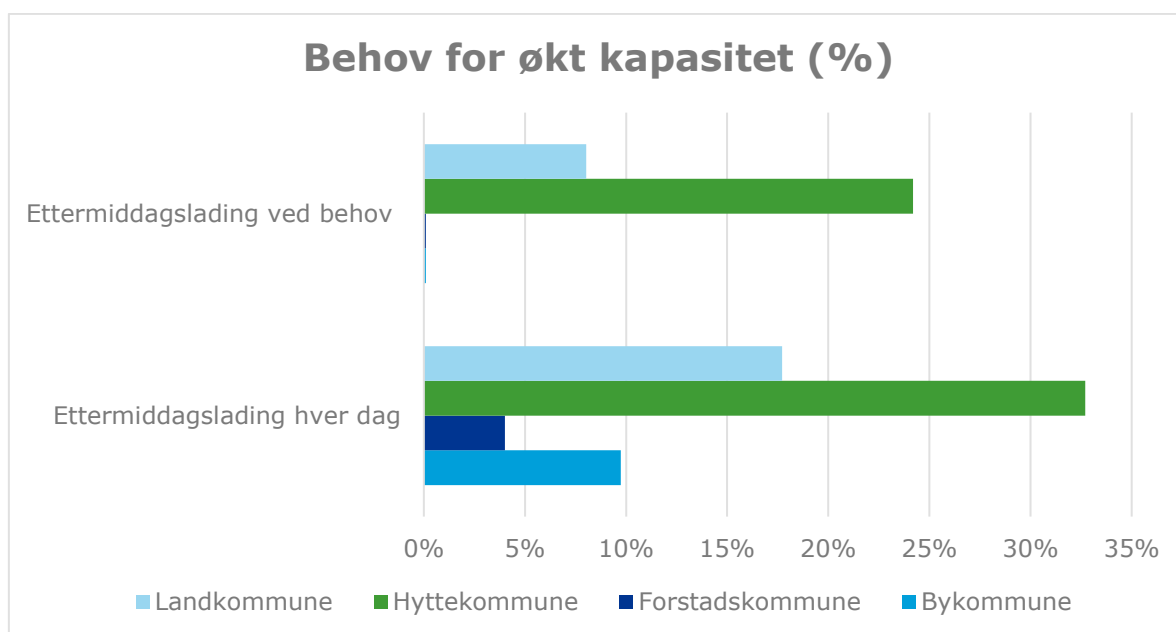


Figur 5-5 Fordelingen i prosent mellom nye nettstasjoner og transformatorer ved behov for å oppgradere eksisterende transformator som følge av lademønsteret "ettermiddag lading hver dag".

5.2.3 Transformatorkapasitet – Høyspenningsnettet

For høyspenningsnettet har vi som forklart foran foretatt en enklere analyse, der vi har sett på hvor stor lastøkningen blir for de ulike scenarioene, og ganske enkelt multiplisert utvidelsesbehovet med en vektet enhetspris. Figur 5-6 viser det relative behovet for de ulike nettområdene i de to scenarioene med ettermiddagslading. Figuren har to vesentlige budskap:

- Analysen tyder på stort sprik i behovet mellom ulike kommuner
 - Foruten ulik kommunestruktur (bolig/fritidsbolig/annet) har ladefrekvens stor betydning for kostnadene
- Ladefrekvens har imidlertid ikke spesielt stor betydning i hytteområder; når det skal lades der, er ladebehovet uansett stort. Den forskjellen vi ser i ladebehov mellom de to ladesenarioene for Land- og Hyttekommunen er knyttet til ladebehovet for de fastboende



Figur 5-6 Økt andel av høyspenningsdistribusjonsnett (11- 44 kV) som følge av to ulike lademønstre

5.3 Nettkostnader

5.3.1 Resultater for de utvalgte nettområdene

Når vi tar hensyn til kostnader, viser analysen betydelige forskjeller mellom nettområdene. En vesentlig forklaring på dette er at det er stor forskjell i antall kunder per nettområde; altså ville bildet vært et helt annet hvis vi delte på antall nettkunder. Byen har i størrelsesorden ti ganger flere kunder enn Forstaden. En annen forklaring er forskjellen i nettoppgraderingsbehov i lavspenningsnettverk mellom by og strøk med mere spredt bebyggelse.

Tallene i Tabell 5-1 viser investeringsbehov i 2019-kroner for det nettet som må være på plass i 2040. Tallene er ikke ned-diskontert til i dag.

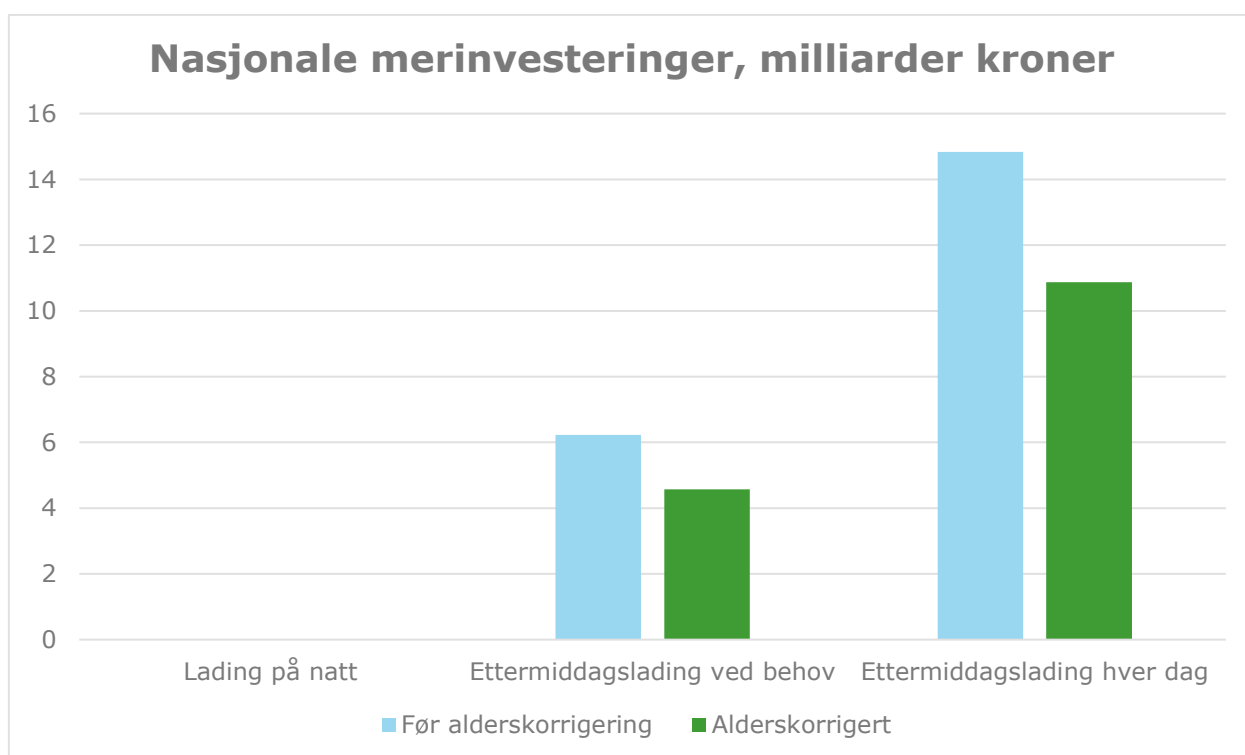
Tabell 5-1: Estimerte nettkostnader for utvalgte kommuner

Område	Scenario; Ettermiddags- lading	Lavspennings distribusjonsnett		Høyspennings distribusjonsnett		Totalt MKR
		Transformator (MNOK)	Linjer (MNOK)	Transformator (MNOK)	Linjer (MNOK)	
Land- kommune	Hver dag	37	8	3	34	65
	Ved behov	25	8	1	15	35
Hytte- kommune	Hver dag	21	12	6	81	137
	Ved behov	11	12	5	60	102
Forstads- kommune	Hver dag	7	0	1	4	12
	Ved behov	3	0	0	0	3
By- kommune	Hver dag	79	895	25	60	1 060
	Ved behov	22	456	0	0	478

5.3.2 Samlede resultater for Norge

Fremskrivingen av lastbehov i avsnitt 5.1 viser at ettermiddagslading vil belaste nettet i betydelig grad dersom bilene lades hver dag, men betydelig mindre dersom bilene settes til lading kun ved behov – typisk 1-2 ganger per uke. Med basis i lastkurvene fra de fire nettområdene per scenario, kombinert med forventede investeringskostnader i nettet som beskrevet i forrige avsnitt, kan vi anslå det nasjonale investeringsnivået under hvert scenario.

For scenarioet «Lading på natt» flyttes praktisk talt all last til timer med ledig kapasitet i topplastdøgnet, og vi finner dermed ikke noen ekstra investeringskostnader i nettet i dette scenarioet. For de to scenarioene med ettermiddagslading viser analysene imidlertid ganske betydelige merinvesteringer, se Figur 5-7. Denne figuren tar ikke hensyn til alderskorrigering som beskrevet i avsnitt 4.6.1.



Figur 5-7 Estimerte merinvesteringer i distribusjonsnettet per scenario (2019-kroner, ikke diskontert)

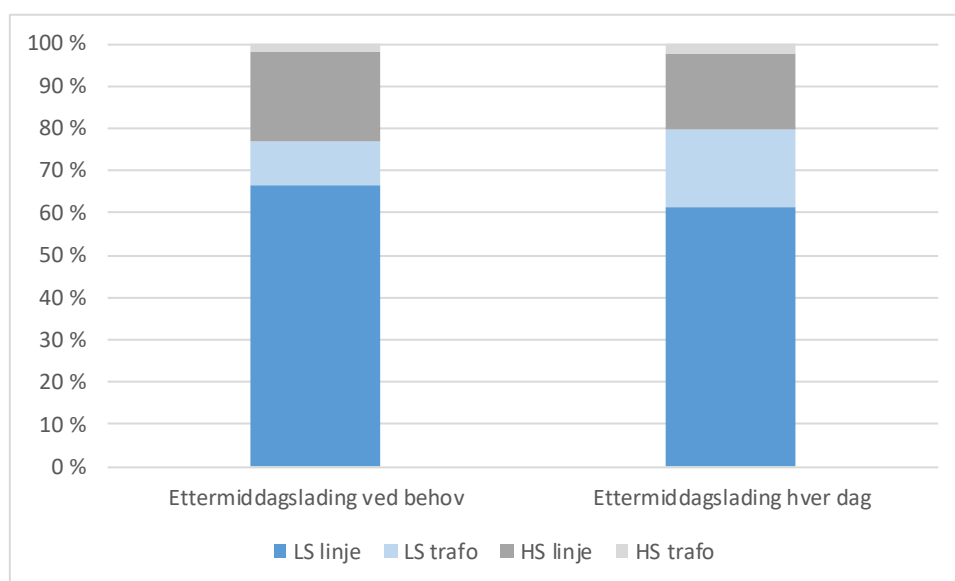
Investeringsbehovet er oppgitt i 2019-kroner, og er ikke diskontert. For scenarioet med ettermiddagslading ved behov finner vi en forventet tilleggsinvestering på om lag 6 milliarder kroner før alderskorreksjon. Med ettermiddagslading hver dag øker investeringene til 15 milliarder kroner før alderskorreksjon. Dersom det stemmer at om lag en tredel av nettet uansett skiftes på grunn av tilstand parallelt med elektrifisering av bilparken, må tallene nedjusteres med 27 prosent. I så fall kan merkostnadene anslås til 4,4 og 11 milliarder kroner. Sett i forhold til dagens bokførte verdi av distribusjonsnettet, om lag 53 milliarder kroner, eller anskaffelsesverdien av dagens distribusjonsnett som er om lag 100 milliarder kroner, er dette uansett signifikante størrelser.

Disse tallene er nettselskapenes investeringskostnader knyttet til ulik ladeadferd. I tillegg kommer eventuelle økninger i drifts- og vedlikeholdskostnader. Sammen med årlige kapitalkostnader knyttet til merinvesteringene, vil dette resultere i en kudekostnad for det lokale distribusjonsnettet (nettleie og

anleggsbidrag) som kan bli i størrelsesorden 7 prosent høyere dersom en ikke lykkes med å få den overveiende delen av ladingen utført om natten.

Mesteparten av investeringsbehovet ligger i lavspenningsdelen, mens investeringsbehovet i høyspenningsnett er vurdert som begrenset. Om lag to tredjedeler av det samlede investeringsbehovet er i form av linjer og kabler. Vi finner også at ettermiddagslading hver dag i større grad utfordrer kapasiteten i nettstasjoner, og at daglig lading medfører en betydelig økning i behovet for høyere kapasitet.

Analysene tyder på at kapasiteten i høyspentnettet i langt mindre grad utfordres av elbillading. Investeringer i høyspentnettet utgjør om lag 20% av det samlede investeringsanslaget, og er forholdsvis lite påvirket av hvorvidt ladeadferden er ettermiddagslading ved behov eller hver dag. Fordelingen av investeringsbehovet per anleggstype og nettnivå er vist i Figur 5-8.



Figur 5-8 Relative andeler av anslått merinvestering per nettnivå og anleggstype

5.3.3 Feilkilder

Vi kan ikke legge skjul på at anslagene vist i Figur 5-7 er nokså usikre. For å komme frem til et svar, har vi måttet foreta en lang rekke forenkende forutsetninger, og hver eneste av disse innebærer en feilkilde. De potensielle feilene trekker i ulike retninger. I tabellen nedenfor har vi listet opp de viktigste kildene til feil i analysen, og kategorisert dem etter hvilken forventet betydning hver enkelt kilde har.

Samlet sett synes det etter vår vurdering å være overvekt av faktorer som tilsier at kostnadene er undervurdert. På denne bakgrunn konkluderer vi at analysen presenterer et konservativt anslag på kostnadene med eventuell ettermiddagslading av personbilene.

Tabell 5-2 Feilkilder

Betydning	Feilkilde
Negativ (mulig undervurdering av kostnadene)	- Analysen omfatter kun hjemmelading (inkludert lading i fritidsboliger) av privatbiler; lading av nyttekjøretøy (varebiler, håndverkerbiler, etc.) vil i noen grad foregå fra de samme ladepunktene - Datagrunnlaget er ikke komplett for de utvalgte kommunene. Enkelte av komponentene som ikke inngår i analysen kan også forventes å bli for små til å takle ettermiddagslading, både hver dag og ved behov - Ladeeffekten er satt til 7,2 og 3,6 kW; lavere effekter er lite trolig, mens høyere effekter ikke kan utelukkes – noe som vil resultere i større kapasitetsbehov - Selv i det mest pessimistiske scenarioet har vi antatt både en viss sammenlagningsfaktor (alle kommer ikke hjem fra arbeid samtidig), at biler med kort kjørelengde og høyt batterinivå ikke lades med full effekt, og at alle de som ikke bruker bil til arbeid ikke trekker ladestrøm fra nettet ved arbeidsdagens slutt.
Positiv (mulig overvurdering av kostnadene)	- Annenhåndsverdien av anlegg som skiftes på grunn av kapasitet er satt til null. Det kan ikke utelukkes at verdien er større - Nett til nye nettkunder er ikke modellert som nye komponenter, men som økt kapasitetsbehov ved eksisterende anlegg
Nøytral (uvisst hvilken retning en feil trekker konklusjonen)	- Dersom den generelle forbruksveksten blir større (mindre) enn antatt, vil flere (færre) anlegg måtte skiftes på grunn av kapasitet - Feilvurdering av tilstanden i dagens nett vil slå ut i feilvurdering av behovet for økt kapasitet i scenarioene med ettermiddagslading - Aldersjustering og skalering til nasjonalt nivå har en rekke feilkilder

5.4 Veien til lading under lavlast

Smart lading kan bidra til å strømlinjeforme etterspørselen etter energi (og dermed kapasitet) ved å justere ladeprofilene til perioder hvor annet forbruk er lavt og dermed generelt ledig nettkapasitet. Energi som er lagret i bilbatterier kan til og med brukes til å gi strøm tilbake til nettet («Vehicle to grid») eller redusere husstandens samlede etterspørsel («Vehicle to home»).

Flere mekanismer kan bidra til å realisere potensialet som ligger i smart lading er det flere aspekter som må på plass:

1. Effektivt utformede prissignaler

Priser kan generelt gi sterke incentiver til å påvirke både bevisst og ubevisst adferd og vaner, men også for å gi lønnsomhet til teknologiske løsninger som kan foreta tilpasningen for forbrukere. En utfordring når det gjelder priser, er at dersom prissignalene ikke reflekterer kostnadene på en tilstrekkelig presis måte, kan tilpasningen ende opp med å være lite fordelaktig for nettutviklingen og gi samfunnsøkonomiske tap samlet sett.

- a. Kraftprisen gir i denne sammenheng signaler relativt uavhengig av lokale nettforhold. Tradisjonelt er kraftprisen i engrosmarkedet lavest om natten, men forskjellen til dagtid er liten. Det er antagelig grunn til å tro at prisene også fremover vil være lavere om natten enn om dagen. Når forbrukere i økende grad stilles overfor ekte timepriser vil



dette være et moderat bidrag i riktig retning, spesielt for løsninger basert på automatisert utnyttelse av prisforskjeller.

- b. Nettariffer kan åpenbart spille en klarere rolle for å bidra til en gunstig tilpasning, ettersom disse kan utformes nettopp for å ta hensyn til nettforholdene. Nøyaktig hvilken rolle avhenger av hvordan dette gjøres, jf. eksempler utarbeidet av NVE (NVE, 2017). Muligheten for å unngå nettinvesteringer i størrelsesorden 5-15 milliarder kroner er én sentral motivasjonsfaktor for NVEs pågående arbeid med omlegging av tariffer i distribusjonsnettet.

2. Teknologiutvikling og bruk av smarte ladere

De fleste elbilene som allerede er og nå kommer på markedet er utstyrt med fjernkommunikasjon og muligheter for manuell eller automatisk styring via apper. Videre er de fleste ladesystemer for hjemmebruk klargjort for tilkobling til mer avanserte styringssystemer, som også kan styres fra tredjeparter. Dette betyr at grunnlagsinvesteringen for styring i elbillading i stor grad allerede er gjort i forbindelse med kjøp av bilen, og at tilleggskostnaden for utstyr for å styre ladetidspunktet er lav. Dette bør tilsi at elbillading er en enkelt tilgjengelig, fleksibel last som det koster lite for sluttbrukerne og elbileierne å ta i bruk.

3. Tredjeparter

Flere aktører tilbyr allerede tjenester der de bistår kunden slik at blant annet elbiler lades på økonomisk gunstige tidspunkter, uten at kunden behøver å gjøre noe annet enn å gi beskjed om når bilen skal være klar til bruk. På grunn av kommunikasjonsløsningene i selv relativt enkle hjemmeladere er oppstartskostnadene ved slike tjenester ofte lav eller neglisjerbar. De samme aktørene tilbyr gjerne også andre tjenester for hjemmene, som også kan bidra til å styre annet forbruk ut fra en tilsvarende logikk. Å kunne kombinere flere formål enn billading er trolig viktig for lønnsomheten til slike tredjeparter.

Samlet tilsier dette at sannsynligheten for at vi kan unngå massiv ettermiddagslading er høy, spesielt dersom tredjeparter kan finne relevante prissignaler å styre etter og som kan bidra til lønnsomheten i deres tjenester. Reguleringens fremste oppgave i denne sammenheng blir etter alt å dømme og sikre at priser og tariffer fastsettes slik at lading av bilparken konsentreres om lavlastperioder.

6 REFERANSER

- Energiforsk. (2013, 05). Hentet fra Prosumers with demand respnse - Distribution network impact and mitigation: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/18771/prosumer-with-demand-response-elforskrappport-2013-59.pdf>
- International Electrotechnical Commission. (2001). (*IEC 60909-0*) *Short-circuit currrents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents*. IEC.
- NVE. (2014). *Det høyspente distribusjonsnettet*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2017). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Rolfseng, L., & Solvang, E. (1991). Beregning av spenningsfall ved motorstart. *TR A3877 - Energiforsyningens forskningsinstitutt*.
- Sintef. (2017). *SIMULERINGSSTUDIE AV SPENNINGSKVALITET I lavspenningsnettet med plusskunder*. Hentet fra <https://www.sintef.no/globalassets/project/nef-tm-2017/rapporter-2017/sesjon-4-2--21---bendik-nybakk-torsater-og-henrik-kirkeby---simuleringsstudie-av-spenningskvalitet-i-lavspenningsnett-med-plusskunder.pdf>

APPENDIKS 1 – ANALYSER AV NETTKAPASITET OG -BEHOV

For å vurdere nettkapasiteten og behovet for nettoppgraderinger i de ulike scenarioene, har vi gjennomført tre ulike analyser av lavspenningsnettet;

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

Spenningsfall

Spenningsfallet i en linje avhenger av flere variabler, deriblant linjens impedans og totale lastflyt. Testen vi benytter her går ut å kontrollere at spenningen i en linje ikke faller under tillatt nivå når lastflyten endres. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet stiller nemlig krav til at spenningskvaliteten til en lavspenningskrets aldri skal falle under 10 % av merkespenningen. Når merkespenningen er 230 V blir nedre tillatte grense lik 207 V.

Siden den elektriske lengden av de fleste lavspenningslinjene er relativ små, det vil si at vinkelen mellom spenningene på begge sidene av linjen er liten, så er det mulig å benytte en forenklet formel for å beregne spenningsfallet i kretsen (Energiforsk, 2013). Spenningsendringen i denne studien blir beregnet ved å bruke denne tilnærmet formelen (1):

$$1) \quad \Delta U \approx \frac{1}{U} (P \times R + Q \times X)$$

Den aktive effekten (P) for hver kunde mottar vi fra målte verdier og simuleringer som beskrevet i kapittel 3. Den reaktive effekten (Q) beregnes ut fra en konstant effektfaktor på 0,95. Fra linjedatasettet vi har mottatt av nettselskapene har vi kjennskap til linjetype og -lengde. For å estimere den totale linjeimpedansen benytter vi RENS planbok («Lastflyt langs en lavspenningsradial»), der linjeimpedansene (R og X) for de ulike linjetyper fremgår.

Når spenningsfallet er estimert vurderer vi hvorvidt spenningen faller under tillat grenseverdi. Hvis spenningen er for lav, må linjen/kabelen erstattes.

Når vi har identifisert hvilke linjer som må byttes ut må vi beregne merkostnaden det innebærer å skifte dem ut. Kostnadsdata for de ulike linjetyper er hentet fra RENS planbok («Kostnadskatalog distribusjonsnett»). Det er antatt at ved et for stort spenningsfall vil eksisterende linje erstattes med en tilsvarende type linje og/eller kabel, men med et større tverrsnitt. I enkelte tilfeller vil det kunne være gunstig å erstatte eksisterende luftlinjer med kabler. Dette medfører en økt kapitalkostnad, men på den annen side lavere operasjonelle kostnader, lavere spenningsfall og høyere kortslutningsytelse. I denne analysen har vi sett på store områder, som har gjort det utfordrende å analysere hvert enkelt linjestykke i detalj. Vi har derfor latt være å ta høyde for problematikken linje versus kabel.

Kortslutningsytelse

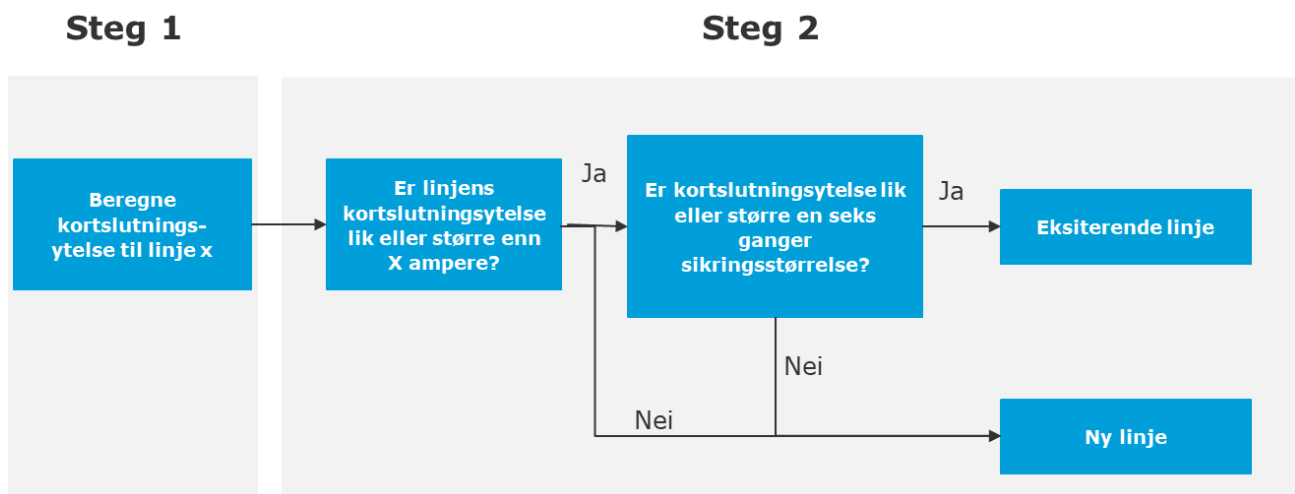
Kortslutningsytelse er et mål på hvor stivt nettet er i ulike punkter. Hvis kortslutningsytelsen blir for lav vil det være utfordrende å øke effektuttaket i en radial, fordi spenningen fort kan falle under kravene i forskrift om leveringskvalitet. Rent matematisk beregnes kortslutningsytelse som den inverse av

impedansen til en linje (Ω^{-1}). For en nøyere beskrivelse av beregningsmetodikk, se (Rølseng & Solvang, 1991) og (International Electrotechnical Commission, 2001).

I vår analyse legger vi til grunn at nettet må ha en tilfredsstillende kortslutningsytelse for å håndtere lading av elektriske biler. Vi definerer som tilfredsstillende at linjen innfrir følgende to kriterier;

- **Kortslutningsytelsen skal minimum overstige X ampere.** Nedre grense for kortslutningsytelsen avhenger av flere parametere, deriblant lastmønster hos de ulike kundene. Grenseverdien X vil derfor avhenge av samlet effektetterspørsel.
- **Kortslutningsytelsen skal minimum være større enn seks ganger kundens hovedsikring.** Vernet, som beskytter det elektriske anlegget for feil og overspenninger, er dimensjonert til å slå ut i tilfeller der kortslutningsstrømmen overstiger dette nivået. Altså vil det innebære en sikkerhetsrisiko hvis kortslutningsytelsen faller under dette nivået.

Algoritmen vi har utarbeidet i dette prosjektet beregner derfor kortslutningsytelse (IK2MIN) i morgendagens nett og beregner i hvilken grad den tilfredsstiller de to prinsippene. Hvis kortslutningsytelsen ikke tilfredsstiller begge kriteriene må linjen byttes ut, som illustrert i figuren under.



Figur A1: Algoritme for beregning av kortslutningsytelse samt vurdering av behovet for å skifte ut linjen.

I prosjektet har vi variert kravet om minimums kortslutningsytelse, parameteren X, avhengig av de ulike scenarioene vi har studert. Det vil si at vi har sammenlignet den beregnede kortslutningsytelse til hver enkel linje opp mot kravet om minimum kortslutningsytelse for hvert scenario. Hvis grenseverdien ikke innfris, medfører det at den enkelte linjen må skiftes.

Grenseverdiene vi har valgt er basert på forskrifter og tidligere studier. Sintef har anbefalt en grense på minimum 800 – 1200 A for å ha en tilfredsstillende spenningskvalitet hos samtlige nettkunder ved høy andel plusskunder (Sintef, 2017). Vi har derfor satt følgende grenseverdi for kortslutningsytelse (IK2MIN) for de ulike ladescenarioene:

- 800 A – Nattlading
- 1000 A – Ettermiddagslading ved behov
- 1200 A – Ettermiddagslading hver dag

Lavspenningsledningen (L i Figur 4-8) består som oftest av del seksjoner med forskjellig tverrsnitt. I denne analysen har vi imidlertid lagt til grunn at det er samme tverrsnitt hele veien fra overliggende transformatorstasjon (T i samme figur) og til kunde (K). Dette er en nødvendig forenkling, da vi ikke har tilstrekkelig topografisk datagrunnlag for å beregne kortslutningsytelse per linjesegment.

Når linjene som må erstattes er identifisert, benyttes samme fremgangsmåte som i testen for spenningsfall for å beregne merkostnaden. Det vil si at vi erstatter linjen/kabelen med en tilsvarende type, men med større tverrsnitt. Vi sjekker også av at linjen ikke er skiftet i spenningsfalltesten, for å sikre at vi ikke dobbeltteller.

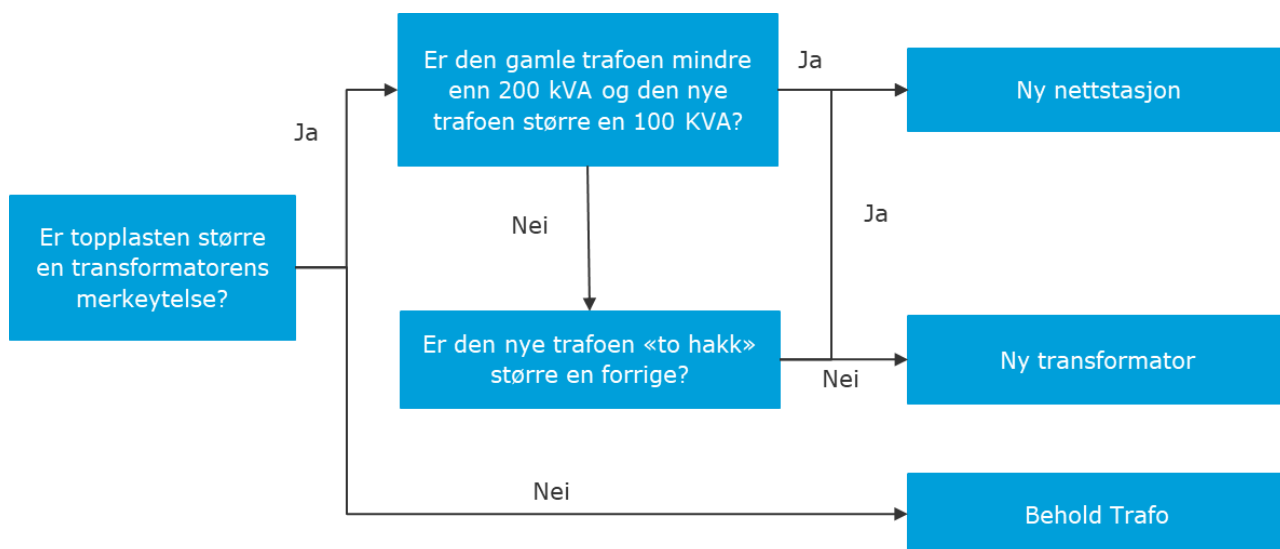
Kapasitet i transformator

Denne testen går ut på å sikre at kapasiteten til transformatorer, referert til som merkeytelse, er tilstrekkelig for å dekke topplasten til forbrukspunktene som er tilknyttet. Hvis merkeytelsen er lavere enn den samlede etterspørselen nedenfor nettstasjonen, er dimensjonereringen av transformatorstasjonen for lav og må byttes ut (se formel 2).

$$2) \quad \text{Transformator_test} = \begin{cases} \text{Eksisterende transformator, Merkeytelsen} > \text{Topplast} \\ \text{Ny transformator, Merkeytelse} \leq \text{Topplast} \end{cases}$$

Transformatoren er kun en del av en nettstasjon. Hvis det er behov for å bytte til en transformator med større kapasitet er det i enkelte tilfeller behov for å bytte ut hele nettstasjonen. Dette vil inkludere utskifting av blant annet stasjonsbygg, sikringer, bryter- og jordingsanlegg. En slik ombygging innebærer en betydelig høyere kostnad (opptil 5 gangen) enn kun å bytte transformatorstasjonen. Figuren nedenfor viser metodikken vi har lagt til grunn for å avgjøre om det kun er behov for å bytte transformatorstasjonen eller om hele nettstasjonen må byttes. Vi har definert to prinsipper for å identifisere utfall som resulterer i at en må bytte hele nettstasjonen:

- **Bytter fra 100 kVA fordelingstransformator til en av større størrelse (>200 kVA).**
Denne overgangen medfører i mange tilfeller at transformatoren må flyttes fra masten ned til bakkenivå, som følge av at vekten på transformatoren minst doubles. Dette fører til at det må bygges en ny nettstasjon.
- **Bytter til en trafo som er minst to steg opp på standardstørrelse av fordelingstrafoer.**
Vi legger til grunn at en slik overgang medfører at eksisterende nettstasjonskomponenter blir for lavt dimensjonert, og derfor må byttes sammen med transformatorene.



Figur A2: Anvendt metode for å fastsette behovet for utskifting av transformator og/eller nettstasjon ved ulike former for lading.

Når vi har identifisert hvilke trafoer og/eller nettstasjoner som må byttes ut, må vi beregne merkostnaden det innebærer å skifte dem ut. Kostnadene beregnes på samme måte som beskrevet under spenningsfall ovenfor.

APPENDIKS 2 –ALDER OG LEVETID PÅ NETTANLEGG

Som forklart i kapittel 4.6.1 har vi vurdert alderen på nettanleggene. Tabellen nedenfor inneholder data for analysen beskrevet i punkt 2. Kilde er eRapp note 17A og note 17B. 17B gjelder anlegg som er finansiert med anleggsbidrag, mens 17A gjelder anlegg som er finansiert av nettselskapet.

Beløp i millioner kroner	Anskaffelses-kostnad	Akkumulerte avskrivninger	Årets avskrivninger	Bokført verdi	Grad avskrevet	Årets avskrivning ift. historisk kost	Avskrivnings-tid	Implisitt alder
Høyspent jordkabler	19 558	8 263	450	11 295	42 %	2,3 %	43,4	18,3
Høyspent linjer	14 382	7 543	332	6 839	52 %	2,3 %	43,3	22,7
Høyspent sjøkabler	983	362	23	621	37 %	2,4 %	42,4	15,6
Lavspent jordkabler	22 625	10 843	531	11 782	48 %	2,3 %	42,6	20,4
Lavspent linjer	9 337	5 200	224	4 137	56 %	2,4 %	41,7	23,2
Lavspent sjøkabler	50	19	1	31	38 %	2,3 %	43,6	16,5
Nettstasjoner	26 773	13 605	657	13 168	51 %	2,5 %	40,8	20,7
Sum	93 708	45 835	2 219	47 873	49 %	2,4 %	42,2	20,7

I en alternativ kalkyle, kun basert på note 17A, har vi tatt frem litt andre tall, jf. tabellen nedenfor. Denne gir også et tilsvarende bilde; reinvesteringer utgjør 2,3 prosent av historisk kost, noe som tilsier en levetid på mellom 40 og 50 år ($100/2,3 = 43,5$ år). Men heller ikke denne metoden fanger opp at anlegg kan bli stående vesentlig lenger enn avskrivningstiden.

Beløp i millioner kroner	Ny-investering	Re-investering	Bokført verdi	Anskaffelses-kostnad	Nyinv. ift. bokført verdi	Reinv. ift. bokført verdi	Nyinv. ift. anskaffelseskost.	Reinv. ift. anskaffelseskost.	Implisitt levetid
Høyspent jordkabler	583	358	9 663	17 387	5,6 %	4,6 %	3,1 %	2,5 %	40
Høyspent linjer	155	306	6 087	12 923	3,4 %	5,0 %	1,6 %	2,4 %	41
Høyspent sjøkabler	19	28	555	878	6,2 %	4,8 %	3,9 %	3,0 %	33
Lavspent jordkabler	493	360	8 777	18 371	5,7 %	3,6 %	2,7 %	1,7 %	58
Lavspent linjer	135	143	3 402	8 063	4,6 %	5,3 %	2,0 %	2,3 %	44
Lavspent sjøkabler	0	1	17	33	2,7 %	8,0 %	1,4 %	4,5 %	22
Nettstasjoner	391	350	10 101	22 447	5,1 %	5,2 %	2,3 %	2,3 %	43
Sum	1 775	1 545	38 602	80 103	5,0 %	4,7 %	2,4 %	2,3 %	44



Om DNV GL

DNV GL er et internasjonalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering. Siden 1864 har vårt formål vært å sikre liv, verdier og miljøet. Vi bistår våre kunder med å forbedre deres virksomhet på en sikker og bærekraftig måte.

Vi leverer klassifisering, sertifisering, teknisk risiko- og pålitelighetsanalyse sammen med programvare, datahåndtering og uavhengig ekspertrådgivning til maritim sektor, til olje- og gass-sektoren, og til energibedrifter. Med 80,000 bedriftskunder på tvers av alle industrisektorer er vi også verdensledende innen sertifisering av ledelsessystemer.

Med høyt utdannede ansatte i 100 land, jobber vi sammen med våre kunder om å gjøre verden sikrere, smartere og grønnere.



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

.....

MIDDELTHUNSGATE 29
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.nve.no