

Strømnettet i et fullelektrisk Norge

Energi Norge

Rapportnr.: 2019-0218, Rev. 3

Dato: 31. oktober 2019



Prosjektnavn: Kraftsystemet i et fullelektrisk Norge
Rapporttittel: Strømnettet i et fullelektrisk Norge
Oppdragsgiver: Energi Norge, Postboks 7184 Majorstuen
Kontaktperson: Kristian Blindheim
Dato: 31. oktober 2019
Prosjektnr.: 101 28 165
Org. enhet: EMT Høvik
Rapportnr.: 2019-0218, Rev. 3

DNV GL Energy
EMT NEMEA
Veritasveien 1
1363 Høvik
Tel: +47 6757 9900
945 748 391


Oppdragsbeskrivelse:

Prosjektet skal beskrive potensielle utfordringer for strømnettet av omfattende elektrifisering av energibruken i Norge.

Utført av:



Ingrid/Bye Løken
Konsulent

Verifisert av:


Jørgen Bjørndalen
Sjefskonsulent

Godkjent av:


Tore Eliassen
Avdelingsleder


Beate Norheim
Konsulent

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.

Nøkkelord:

Elektrifisering
Dekarbonisering
Kraftnett

*Distribusjonsliste:

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
1	2019-05-28	Første utkast	Ingrid Bye Løken	Jørgen Bjørndalen	
2	2019-08-12	Bearbeidet tekst	Jørgen Bjørndalen		
3	2019-10-30	Revidert sammendrag	Jørgen Bjørndalen		

Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG	1
1.1	Strøm til transport og industri har 'nye' egenskaper	1
1.2	... og skaper nye utfordringer for strømmettet	1
1.3	Løsningene er imidlertid velkjente	2
1.4	... og rimeligere enn mange vil tro	3
2	INTRODUKSJON	5
2.1	Nettselskapene frakter strøm fra produksjon til forbruk	5
2.2	Ny produksjon og nytt forbruk utfordrer nettet	6
3	ENDRINGER I FORBRUK OG PRODUKSJON	7
3.1	Økt etterspørsel	7
3.2	Distribuert produksjon og forbruk	9
3.3	Endret retning på strømflyten i nettet	9
3.4	Overgang mellom vekselstrøm og likestrøm	10
4	VIRKNINGER FOR STRØMNETTET	11
4.1	Høyere effekttopper og flaskehalsproblematikk	11
4.2	Elektrisk støy på nettet	13
4.3	Spenningsvariasjoner	14
4.4	Lav kortslutningsytelse	15
4.5	Utfordringer knyttet til vern	15
4.6	Utfordrende effektstyring i nettet	16
4.7	Forsyningssikkerhet	16
5	LØSNINGER	17
5.1	Krav til nettilknytning og komponenter	17
5.2	Fleksibilitet og tilpasning hos nettkundene	18
5.3	Vern i strømmettet	20
5.4	Fjernvarme	20
5.5	Digitalisering	20
5.6	Batterier i nettet	21
5.7	Aktiv systemdrift	21
5.8	Nettoppgradering	22
6	KOSTNADER	23
6.1	Nettleie	23
6.2	Kostnadsbesparelser for husholdninger	26
6.3	Samlet vurdering av kostnadsbildet	27
7	REFERANSER	28
	VEDLEGG 1	1
	Forutsetninger for regneeksempel med bilkostnader	1
	VEDLEGG 2	2
	Større faseubalanser	2

1 SAMMENDRAG

Norsk strømproduksjon er allerede fornybar. Elektrifisering av fossil energibruk vil derfor være en viktig strategi for at Norge skal nå sine klimamål. I et arbeid for Energi Norge har DNV GL anslått at samlet strømforbruk i Norge kan øke med 30-35 TWh fra 2017 til 2040 for å erstatte fossile energikilder med mer miljøvennlige alternativ (DNV GL, 2019). Om vi skal få en så rask vekst i strømforbruket er det to spørsmål som melder seg:

1. Vil en slik vekst medføre så store tekniske utfordringer i strømmettet at en bør finne andre løsninger på klimaproblemet? Det er tross alt ikke nok å produsere kraften; den må også transporteres til kundene.
2. Vil kostnadene knyttet til disse utfordringene være så store at de blir til hinder for tiltakene som eventuelt er nødvendig?

Det viser seg at svaret på begge spørsmål er 'nei'. Strømforbruk til transport og industri har riktignok andre egenskaper og skaper nye utfordringer for strømmettet. Løsningene er imidlertid velkjente og rimeligere enn man kanskje skulle tro. I denne rapporten forklarer vi enklest mulig hva som er krevende og hvordan bransjen vil løse utfordringene.

1.1 Strøm til transport og industri har 'nye' egenskaper

Veksten i strømforbruk knyttes i hovedsak til elektrisk transport, enkelte industrisektorer og elektrifisering av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. For det første er det snakk om en betydelig forbruksvekst, i størrelsesorden 25 prosent. Den samlede mengden strøm som skal transporteres gjennom strømmettet øker betydelig.

Mens industri og petroleumsvirksomhet trolig kommer til å få et relativt jevn forbruk, ligger det an til at etterspørsel etter strøm til transport kan komme på ettermiddag, kveld og natt, selv om kollektivtrafikk trolig også vil ha betydelig etterspørsel på dagtid.

Videre kan vi regne med at den nye kraftproduksjonen i større grad enn tidligere tilknyttes lokalt og regionalt distribusjonsnett. Både slik distribuert produksjon og flere kilder til mer effektkrevende forbruk kan også føre til raskere endringer i strømflyten i nettet – ikke bare i mengde, men også i retning.


Mye av det nye forbruket blir tilknyttet via såkalte omformere, som omdanner vekselstrøm til likestrøm eller motsatt. Også mye av den nye kraftproduksjonen kommer til å tilknyttes via omformere.

Kraftsektoren kommer naturligvis kraftsektoren til å bli like sterkt eksponert for digitalisering som andre sektorer. Dette åpner muligheter for bedre utnyttelse av kraftnettet. Digitalisering er også en kilde til vekst i strømforbruket gjennom nye datasentre.

1.2 ... og skaper nye utfordringer for strømmettet

Disse endringene skaper en rekke utfordringer for strømmettet. Vi må regne med at dette kan føre til høyere effekttopper enn tidligere og at disse toppene vil komme på andre tidspunkter og ha annen varighet enn vi har sett til nå.

Omformere har en tendens til å skape mye 'støy' i strømmettet, noe som kan føre til uforholdsmessig lav utnyttelse av nettkapasiteten.



Høyt forbruk kan også føre til lavere spenning hos enkelte kunder. Distribuert produksjon kan tilsvarende føre til høy eller ustabil spenning.

Stort omfang av omformere kan også bidra til lavere kortslutningsytelse, slik at nettet blir mindre robust enn ønskelig.

Skiftende retning på strømflyten i nettet kan også føre til at beskyttelse og vern i nettet ikke fungerer eller fungerer galt.

Når vannkraftens andel av kraftproduksjonen synker, øker andelen uregulerbar kraftproduksjon. Det kan føre til at kraftproduksjonen ikke tilpasser seg til forbruket like sømløst som til nå. Endringene på både tilbudssiden og etterspørselssiden kan også føre til større problemer med effektstyringen i nettet og for mye såkalt reaktiv effekt.

Komponenter som oftere og i lengre tid enn før opererer nær sin kapasitetsgrense kan få redusert levetid eller nedsatt kapasitetsgrense.

1.3 Løsningene er imidlertid velkjente

Utfordringene beskrevet ovenfor gjenspeiles også i offentlig debatt rundt elektrifisering og har skapt grobunn for diskusjon om rask elektrifisering blir for krevende for nettselskapene. De vil få mye å gjøre fremover, men samtidig er det ingen av utfordringene som er uovervinnelige eller ukjente for bransjen. Det er akkurat dette nettselskap driver med – sørge for at slike utfordringer ikke står i veien for nettkundenes mulighet til å bruke eller produsere strøm.

Noen tiltak er relativt enkle og rimelige, men likevel svært virkningsfulle. Det fremste eksempelet på det er å stille standardkrav til komponenter som skal kobles til strømmettet – alt fra private billadere og solcelleanlegg til kommersielle anlegg for busser, ferger og tungtransport. En rekke utfordringer som kan spores tilbake til omformere kan på den måten unngås, som oftest til svært lav kostnad.

Digitaliseringen åpner også fundamentalt nye metoder for å utnytte fleksibiliteten hos forbrukere, små som store. Digitalisering kan skape fleksibilitet ved bruk av styrings- og kommunikasjonsteknologi som tas i bruk av kraftleverandører eller forbrukere. Gode tekniske løsninger for fleksibilitet vil legge til rette for lavere kostnadsvekst i kraftnettet enn vi ellers måtte forventet.

Priser, for eksempel i form av kostnadsriktige nettтарiffer eller fra markedsløsninger for fleksibilitet, er også viktig for å sikre en god utnyttelse og utbygging av nettet.

Batterier vil ventelig også være en del av utviklingen, både dedikerte batterier som primært bidrar til bedre utnyttelse av og kvalitet i nettet og batterier som også har andre formål, for eksempel som energilager for elbiler.

En utvikling som skissert foran krever temmelig sikkert også en mer aktiv systemdrift i lokale og regionale distribusjonsnett enn vi har sett til nå. Oppgradering av nettet kan være kostbart og tidkrevende, og ikke nødvendigvis i nettkundenes interesse. Alternativer til nett innebærer i mange tilfeller en nettoperatør som følger med på 'trafikken' i nettet til enhver tid og tar initiativ til endringer i produksjon og forbruk for å utnytte eksisterende kapasitet best mulig innenfor krav til kvalitet og forsyningssikkerhet.

Blant de noe dyrere tiltakene kommer endringer i innstilling og/eller konstruksjon av vern. Til syvende og sist er det ikke til å unngå at en del komponenter i strømmettet rett og slett blir for små når etterspørselen vokser. Alternativene ovenfor er imidlertid viktige for å hindre at enhver utfordring møtes

med nye eller større nettanlegg – det kan bli så dyrt at man kan stille spørsmål ved om kundene da rent faktisk ønsker å være tilknyttet nettet. Med en god kombinasjon av tiltakene her kan vi likevel konkludere at nettselskapene er godt skodd for å imøtekomme en solid vekst i krafttetterspørsele.

Analysen viser at svaret på spørsmålet om rask elektrifisering blir for vanskelig for strømmettet er nei.

1.4 ... og rimeligere enn mange vil tro

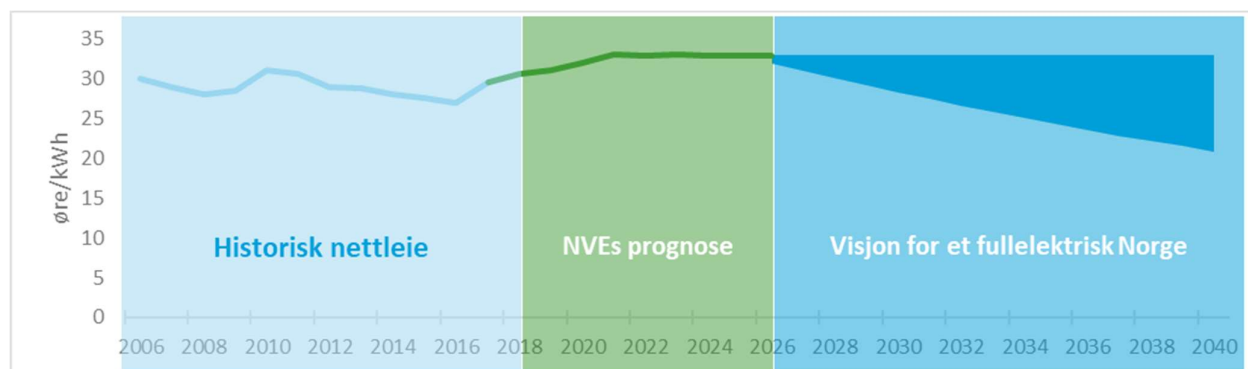
Kraftsystemet i et fullelektrisk Norge har naturligvis høyere totale kostnader enn dagens kraftsystem. De totale kostnadene blir ikke lavere om produksjon og forbruk øker med 20-30 prosent. De relevante spørsmålene er imidlertid om kostnadene ved et fullelektrisk Norge er høyere eller lavere enn ved et energisystem som i større grad er basert på fossile brensler (som i dag) og om hvordan kostnaden per energienhet (kWh) utvikler seg.

I perioden frem til 2040 vil uansett mange av dagens komponenter i strømmettet byttes ut på grunn av teknisk tilstand. Levetiden for alle nettanlegg er begrenset og langt på vei helt uavhengig av økt elektrifisering. Tilsvarende vil det bli etablert nye nettanlegg for nye kunder og forbruk på nye steder. I alle tilfeller vil slike investeringer måtte gjennomføres uansett om energibruken for øvrig elektrifiseres eller ikke.


Når nettet likevel skal fornyes er merkostnaden ved å øke kapasiteten relativt lav. For den delen av strømmettet som uansett blir nytt i de neste årene, kan vi derfor legge til grunn at nettet får tilstrekkelig kapasitet og robusthet – også til å takle en rask elektrifisering – uten vesentlige kostnadsøkninger.

Mange regner likevel med en ganske kraftig prisøkning de nærmeste årene. I *Framskrivning av nettleie for husholdninger* (NVE, 2018) presenteres for eksempel en estimert økning i gjennomsnittlig nettleie for husholdninger på 30 prosent fra 2017 til 2025. Dette er imidlertid misvisende. For det første er økningen på 30 prosent en nominell prisøkning over åtte år. Den samme analysen viser til en realprisoppgang på 11 prosent i den samme perioden. For det andre var startpunktet i 2017 nokså lavt i historisk sammenheng. Gjennomsnittlig nettleie i 2010 var for eksempel tilnærmet identisk med det NVE har anslått for 2025 (32 øre/kWh, målt i dagens kroneverdi).

Figuren nedenfor viser historisk nettleie for husholdninger fra 2006 til 2018, NVEs prognose frem til 2025 og vår antydning av mulighetsrommet for utviklingen etter det.



Figur 1-1 Historisk og forventet nettleie, øre/kWh (dagens kroneverdi) Kilder: NVE, DNV GL



DNV GLs analyser tyder på at med en forbruksvekst for husholdningene på mellom 5 og 10 TWh (for lading av elbiler) er det mer sannsynlig at gjennomsnittlig nettleie (per energienhet) faller enn at den øker. Årsaken er dels at 5-10 TWh er en stor volumøkning for husholdningene og dels at tariffen og smart styring kan bidra til at lading kan foretas når det stort sett er ledig kapasitet i nettet uansett. Analyser for NVE (DNV GL og Pöyry, 2019) kan dessuten tyde på at kostnadsøkningen selv uten gunstig lademønster kan bli lavere enn volumøkningen.

Elektrifiseringen kan gjøres slik at nettkapasiteten utnyttes bedre, også selv om kapasitetsbehovet øker. Bare en liten forbedring i kapasitetsutnyttelsen kan ha stor betydning for den gjennomsnittlige nettleien, og dermed også husholdningenes totale energikostnader.

En annen innfallsvinkel er å se på alternativkostnaden – det vil si kostnadene for fortsatt fossil energibruk. En husholdning som skifter fra fossildrevet bil til elbil kan forvente betydelige kostnadsbesparelser. Som illustrasjon kan vi sammenligne dagens kostnader for en bensindrevet VW Golf og en elektrisk Golf. Energikostnadene for en e-Golf er bare 20 prosent av energikostnadene for en bensindrevet Golf. For en årlig kjørelengde på 12 000 km utgjør dette en besparelse på om lag 7 500 kroner.

For bileieren kan besparelser knyttet til vedlikeholdskostnader, avgifter, bompenger og parkeringskostnader utgjøre like mye, før vi tar hensyn til anskaffelseskostnad og annenhåndsverdi. Elbiler er foreløpig dyrere enn tilsvarende biler for bensin eller diesel, i hvert fall før vi tar hensyn til avgifter. DNV GLs analyser viser imidlertid at det bare er et tidsspørsmål før bildet er motsatt. Så lenge elbilen er dyrere i anskaffelse reduserer dette besparelsen, men allerede i dag er nettogevinsten positiv for flere bilstørrelser og typer.

For samfunnet er i tillegg reduserte utslipp av avgasser og støy klare gevinster. Sparte kostnader knyttet til raffinering og distribusjon av bensin og diesel er inkludert i kalkylen over energikostnader. Selv om reduserte bompenger, avgifter og rabatter på parkering og ferge til bileierne ikke teller som samfunnsøkonomisk gevinst, er det åpenbart store samfunnsmessige gevinster ved elektrifisering av personbiler. Så store besparelser kan 'finansiere' betydelige omstillingskostnader og andre merkostnader ved elektriske løsninger, og likevel sikre en lavere total kostnad.

Vår analyse viser at svaret på spørsmålet om ikke dette blir veldig kostbart også er nei.

2 INTRODUKSJON

Verdens energisystemer er i endring. For å bidra til å nå Parisavtalens mål om å begrense global oppvarming til 1,5 °C har Norge forpliktet seg til å redusere utslipp av klimagasser med over 40 prosent innen 2030 sammenlignet med dagens nivå. Norge har en elektrisitetsforsyning som nesten utelukkende er basert på fornybar energi, men ser man på samlet energibruk kommer rundt halvparten fra fossile kilder (DNV GL, 2019). Norges unike fornybarressurser gir et godt utgangspunkt for omstillingen til et lavutslippssamfunn, som for Norges vedkommende hovedsakelig innebærer en overgang fra fossile til elektriske energibærere, såkalt elektrifisering.

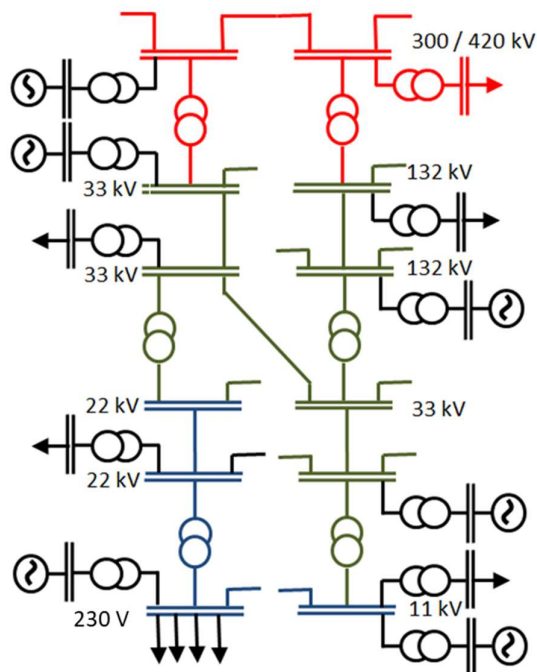
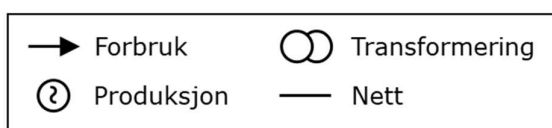
Denne omleggingen er allerede i full gang, og vil skyte fart i årene som kommer. I en analyse for Energi Norge har DNV GL anslått at samlet strømforbruk i Norge kan øke med 30-35 TWh fra 2017 til 2040 for å erstatte fossil energibruk med mer miljøvennlige alternativ (DNV GL, 2019). Om lag halvparten av dette kan knyttes til transport, mens resten i hovedsak går til industri og elektrifisering av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

Elektrifisering i et slikt omfang og tempo vil ha direkte påvirkning på det norske strømmettet. Store deler av dagens strømmett ble bygget for flere tiår siden. Det ble designet med tanke på helt andre formål og teknologier for bruk og produksjon av strøm enn det som kobles til nettet fremover. Omstillingen som nå foregår utfordrer dette designet.


2.1 Nettselskapene frakter strøm fra produksjon til forbruk

Strømmettet er i regulering og funksjon delt inn i to hovednivåer; transmisjonsnett og distribusjonsnett. Transmisjonsnettet er hovednettet som binder Norge sammen og knytter oss til utlandet. Spenningen i transmisjonsnettet er 420 eller 300 kV og unntaksvis 132 kV. Alt som ikke er transmisjonsnett deles gjerne inn i regionalt (132 til 33 kV) og lokalt (22 kV til 230/400 V) distribusjonsnett. Her er det lokale og regionale behov som står i fokus. Figur 2-1 viser noen nøkkeltall.

- **Transmisjonsnett (Statnett)**
 - Km ledning 11.000 km
 - Produksjonskapasitet 17 600 MW
 - Antall primærstasjoner 204 stk.
 - Nettap 2,2 TWh
- **Regionalt distribusjonsnett**
 - Km ledning 19.000 km
 - Produksjonskapasitet 13 800 MW
 - Antall sekundærstasjoner 1112 stk.
 - Nettap 1,9 TWh
- **Lokalt distribusjonsnett**
 - Km ledning 300.000 km
 - Produksjonskapasitet 2 300 MW
 - Nettstasjoner 129 649
 - Nettap 4,7 TWh



Figur 2-1 Skisse av det norske kraftsystemet 2018 (Kilde: NVE/Energi Norge)



Transmisjonsnettets eies og drives av Statnett. Operatøren betegnes som TSO. De som driver distribusjonsnett omtales ofte som DSO. Utfordringene som følge av økt elektrifisering vil slå ulikt ut på de ulike nettnivåene.

2.2 Ny produksjon og nytt forbruk utfordrer nettet

En del av den ventede forbruksveksten vil komme hos husholdningene og vil gå til lading av personbiler. Dette kan særlig påvirke de lokale distribusjonsnettene, spesielt dersom det momentane forbruket (effekt, kW) totalt sett øker. Utfordringene for nettet kan forsterkes ved at husholdningskunder også kan produsere strøm med solceller, gjerne mer enn de selv bruker. Spenningsvariasjon og knapp overføringskapasitet kan bli hyppige problemstillinger i distribusjonsnett, men med betydelige forskjeller både geografisk og spenningsmessig.

Forbruksveksten i industri og petroleumsnæringen kan i større grad knyttes til det regionale distribusjonsnett. Også her kan forbruksvekst utløse behov for kapasitetsøkninger, spesielt fordi en del av forbruksveksten ventes på steder hvor dagens kapasitet er relativt lav fordi etterspørselen eller behovet til nå har vært relativt lavt.

Stadig mer av både kraftproduksjon og forbruksanlegg tilknyttes nettet via omformere mellom likestrøm og vekselstrøm. Egenskaper ved omformere kan i verste fall forårsake lav leveringskvalitet for andre nettkunder. Om ikke elektrifiseringen gjennomføres på en 'riktig' måte fra starten, kan det bli svært kostbart å tilfredsstille helt nødvendige krav til leveringskvalitet i strømmettet.

Økt bruk av elektrisitet kan bety økt produksjon av elektrisk energi. Mye av produksjonsveksten synes å komme i form av store vindparker. Nettmessig er dette først og fremst en oppgave for transmisjonsnett, og er langt på vei allerede er hensyntatt i Statnetts oppgradering av sitt nett. Noe av den økte kraftproduksjonen vil imidlertid være desentralisert og tilkoblet lokale og regionale distribusjonsnett. Dette gjelder både noe vindkraft og ny vannkraft som tilknyttes regionalt distribusjonsnett. Hjemmeproduisert strøm fra solceller kan bli utbredt. Distribusjonsnett er ikke spesielt godt forberedt på disse endringene. Økende produksjon av sol- og vindkraft bidrar til mindre forutsigbarhet.

Strømmettet dimensjoneres etter effektbehov. I praksis betyr det vanligvis det høyeste samlede forventede effektuttaket, og ikke det årlige energiforbruket. Det er stor verdi i å utnytte eksisterende kapasitet ved å unngå at økt energiforbruk skaper høyere effekttopper. Forholdet mellom energibruk og maksimal effektbruk kalles brukstid¹. Jo høyere brukstiden er, jo bedre blir nettkapasiteten utnyttet og behovet for utbygging reduseres.

Samlet sett ventes de største konsekvensene av elektrifisering i distribusjonsnett. Fokuset i denne rapporten er derfor på distribusjonsnettnivå. I neste kapittel beskrives endringene i kraftetterspørselen og kraftproduksjon sett fra nettets perspektiv. I kapittel 4 forklares hvordan dette utfordrer strømmettet rent teknisk. Hvordan nettselskapene kan løse disse utfordringene er tema for kapittel 5. I det siste kapitlet drøftes hvordan dette påvirker nettkostnadene.

¹ Brukstid er definert som årlig energibehov dividert med maksimalt effektbehov. Hvis forbruket er konstant fra time til time hele året blir brukstiden høy. Bruker vi 1 kWh hver eneste time hele året, har vi brukt 8760 kWh totalt, men aldri mer enn 1 kW. Brukstiden blir da 8760 timer. Om vi derimot bruker like mye energi per år, men fordelt på 4 timer hver mandag til fredag hele året igjennom, blir effektbehovet ca 8.4 kW og brukstiden litt over 1000 timer. Brukstid er derfor et begrep som kan gi et grovt anslag på effektbehovet for ulike typer forbruk.

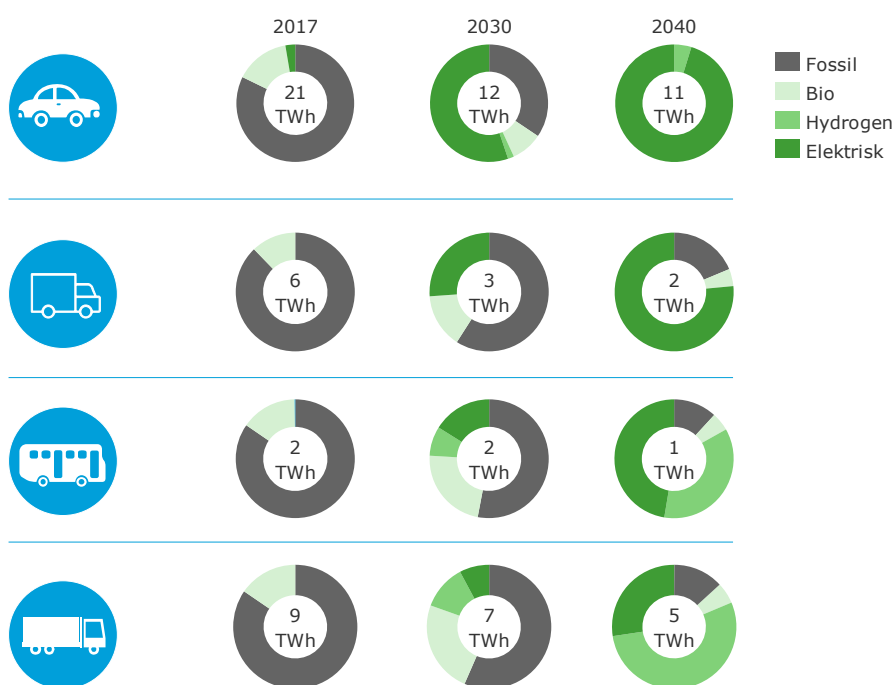
3 ENDRINGER I FORBRUK OG PRODUKSJON

Elektrifisering av dagens fossile energibruk vil påvirke det totale bruksmønsteret for strøm i Norge. Omleggingen skaper behov for større produksjons- og transportkapasitet for elektrisitet. I dette kapitlet beskrives de mest karakteristiske trekk ved endringene i etterspørselen etter strøm. Endringer i etterspørsel vil i sin tur føre til ulike utfordringer for strømmettet. Vi kommer tilbake til disse utfordringene i neste kapittel.

3.1 Økt etterspørsel

En åpenbar konsekvens av energiomleggingen er økt forbruk av elektrisk energi. Noen må derfor produsere mer elektrisitet enn i dag, og nettet må være i stand til å transportere et økt energivolum. For strømmettet er det imidlertid viktigere å se på hvor mye energi som skal overføres på ethvert tidspunkt (effekt) enn på hvor mye energi som skal transporteres gjennom et helt år. Det er effektbehovet som er den viktigste dimensjonerende faktoren for strømmettet. Dessuten er det naturligvis viktig hvor veksten kommer, både rent geografisk og på hvilket nettnivå (jf. Figur 2-1).

De viktigste bidragene til økt energi- og effektetterspørsel kommer fra elektrifisering av transport og industri, spesielt strøm fra land til petroleumsindustrien, samt økt aktivitet i kraftintensiv industri. I tillegg må vi regne med en økning i store, strømkrevende datasentre. Transportsektoren er allerede på god vei til å bli elektrisk – 31 prosent av nyregistrerte personbiler i 2018 (48 prosent i første kvartal 2019) var elbiler (Norsk elbilforening, 2019), et stadig økende antall elektriske busser og ferger kommer i drift i tiden som kommer, og utvikling av teknologi for elektriske fly er i gang. Elektrisitetsforbruk i transportsektoren vil øke med 15 TWh mot 2040 (DNV GL, 2019), hvor elektrifisering av personbiler vil stå for opp mot 10 TWh. Elektrisitetsforbruk i fastlandsindustrien forventes ifølge samme kilde å øke med 4 TWh, og i petroleumsnæringen med ca. 5 TWh. Figur 3-1 viser mulig utvikling av energibruk i transportsektoren fram mot 2040 (bensin, diesel, biodrivstoff og hydrogen er omregnet til TWh).

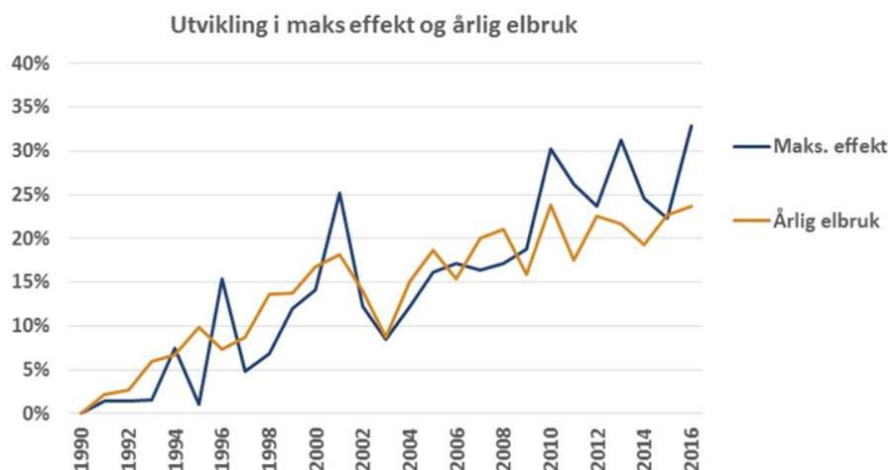


Figur 3-1 Framskrivning av energibruk i transport mot 2040 (DNV GL, 2019)

Industri, petroleumssektoren og datasentre vil hovedsakelig øke etterspørselen i transmisjonsnettet og regionale distribusjonsnett, mens transportsektorens etterspørsel i langt større grad vil rette seg mot lokale distribusjonsnett. Aktuelt nettnivå avhenger først og fremst av størrelsen på forbruket eller produksjonen som skal tilknyttes.

Hvor etterspørselsveksten kommer rent geografisk avhenger åpenbart av strømkundene, deres muligheter og ønsker. Geografiske forskjeller i nettariffer (spesielt anleggsbidrag) kan påvirke etterspørselsveksten, men som oftest er det helt andre forhold som bestemmer hvor i landet kraftetterspørselen øker mest.

Figur 3-2 viser prosentvis historisk utvikling i årlig elektrisitetsforbruk og maksimalt effektbehov i Norge sammenlignet med 1990. De siste årene har effektuttaket økt raskere enn energibruken i Norge. Det er nærliggende å tro at denne trenden vil fortsette.



Figur 3-2 Utvikling i maks effekt og årlig elektrisitetsbruk i Norge (NVE, 2016).

Ytterligere tre forhold har i denne sammenheng betydning for dimensjonering av strømmettet:

- 1. Effektetterspørselen fra det nye strømforbruket (som skyldes elektrifisering)**
Energibehovet i industrien og i petroleumsvirksomheten kan variere fra å være nærmest konstant over døgnet og året, til å ha en viss sesong- og døgnvariasjon. For transport er bildet nokså annerledes – spesielt for personbiler kan vi få meget høy etterspørsel på ettermiddag og kveld. Etterspørsel til transport har vesentlig lavere brukstid enn industri, og kan derfor bidra til dårlig utnyttelse av strømmettet.
- 2. Hvorvidt denne etterspørselen kommer samtidig med at effektetterspørselen fra før av er høy**
Forbrukstyper som fordeler seg relativt jevnt over døgnet vil ofte øke behovet for nettkapasitet. For slikt forbruk vil elektrifisering vanligvis ikke være spesielt komplisert hverken teknisk eller økonomisk, selv om det kan være krevende å få på plass gode nettløsninger like raskt som forbruksutstyr kan installeres. For forbruk med kort brukstid avhenger virkningen på den samlede effektetterspørselen av i hvilken grad forbruket er tidskritisk. Kan forbruket forskyves til perioder med relativt lav belastning i strømmettet, kan virkningen bli svært liten. Dette kan være tilfellet for strøm til lading av privatbiler.

3. Endringer i effektetterspørsel fra det eksisterende strømforbruket

Det eksisterende strømforbruket har de siste årene dreid i retning av kortere brukstid.

Etterspørselen etter effekt har økt raskere enn etterspørselen etter elektrisk energi, se også

Error! Reference source not found.. Årsakene til dette er for eksempel:

- Nye apparater krever gjerne høyere effekt enn eldre varianter (for eksempel induksjonsplater sammenlignet med tradisjonelle kokeplater).
- Moderne hus krever lite energi til oppvarming (som tradisjonelt har høy brukstid), mens energibruken til formål med relativt kort varighet, som matlaging, oppvarming av tappevann og bruk av ulike elektriske apparater ikke faller tilsvarende.

3.2 Distribuert produksjon og forbruk

Det er forventet en økning i norsk vindkraftproduksjon på 21 TWh fram til 2030 (NVE, 2018). I tillegg forventes vekst innen solkraft og små vannkraftanlegg. Årsakene til dette er fremfor alt stadig synkende kostnader for sol- og vindkraft, at Norge har særdeles gode vindressurser og at store deler av det norske vannkraftpotensialet allerede er bygget ut.

Historisk har utbyggingen av vannkraft ført til et langstrakt strømmnett for overføring av betydelige volum fra der hvor energiresursene er til der hvor folk bor og der vi har industri. Store vindparker medfører et tilsvarende utbyggingsmønster – gunstige vindressurser og kostnadsforhold vil ofte ha større betydning enn nettkostnadene, kanskje med unntak for industrielt forbruk som ofte ble samlokalisert med energiresursene. Vannkraft og vindkraft tilknyttes derfor også normalt på et relativt høyt spenningsnivå og langt unna forbruket, som regel i det regionale distribusjonsnettet eller i transmisjonsnettet.

Med solenergi er det motsatt – da kan strømmen i større grad produseres nærmere der den forbrukes. I en bransje som historisk har vært preget av forutsigbarhet, langsom teknologiutvikling og langsiktige investeringer ser vi nå et skifte mot store og raske omstillinger. Det kommer stadig nye, bedre og billigere teknologier for fornybar produksjon på markedet. Små solkraftanlegg kan allerede monteres og settes i drift i løpet av en enkelt arbeidsdag. Solenergi vil etter hvert integreres i tak- og veggkonstruksjoner i vanlige bygg.

Selv om Norge dermed fortsatt vil ha betydelige kraftressurser langt unna forbrukspunktene, er det likevel klare utviklingstrekk som tilsier at ny produksjon i stigende grad blir tilknyttet lokalt distribusjonsnett. Dette fører til at nettet blir mer uoversiktlig, driften blir mer kompleks og lokale flaskehals kan bli vanlig. Nettselskapenes behov for handlingsrom og effektive verktøy blir større.

Parallelt med dette venter vi også at en betydelig andel av veksten i kraftetterspørselen kommer i lokalt distribusjonsnett. Ikke minst gjelder dette ferger og ladeanlegg for tungtransport, foruten all lading av kjøretøy for person- og varetransport, enten dette er i form av hjemmelading eller hurtiglading.

3.3 Endret retning på strømflyten i nettet

Tradisjonelt er lokale distribusjonsnett forberedt for at strømmen bare går i én retning, fra høyspenning til lavspenning. Distribuert produksjon kan medføre at strømflyten i enkelte tilfeller endrer retning. Et boligområde eller et næringsbygg med betydelig produksjon av solenergi kan i perioder med lavt forbruk sende strøm 'oppover' i nettet.



3.4 Overgang mellom vekselstrøm og likestrøm

I strømnettet har vi som kjent vekselstrøm, men mange elektriske apparater krever likestrøm. Dette gjelder for eksempel batterier som skal lades, til alt fra mobiltelefoner til elbiler og elektriske ferger. Da er det behov for en omformer som endrer strømmen fra vekselstrøm til likestrøm. Tilsvarende blir mye av den nye kraftproduksjonen tilkoblet nettet via en omformer som går motsatt vei og konverterer likestrøm fra for eksempel et solcelleanlegg til vekselstrøm som kan sendes ut på nettet.

4 VIRKNINGER FOR STRØMNETTET

Utviklingstrekkene diskutert foran påvirker strømnettet på flere måter. I dette kapitlet går vi nærmere inn på hvilke utfordringer dette skaper for strømnettet. Fremstillingen fokuserer på utfordringer i distribusjonsnettet. Utfordringer som hovedsakelig inntreffer på høyere nettnivå er derfor ikke beskrevet.

Tabellen nedenfor antyder hvilke utviklingstrekk (kolonner) som leder til de ulike utfordringene. Tabellen sier ingenting om størrelsen på de ulike utfordringene eller hvilke som er viktigst. Derimot viser den at de fleste utfordringene har mer enn en årsak og at de fleste utviklingstrekk bidrar til mer enn én utfordring. De ulike utfordringene gjennomgås én etter én utover i dette kapitlet.

	Økt etterspørsel	Distribuert produksjon og forbruk	Endret retning på strømflyten i nettet	Overgang mellom vekselstrøm og likestrøm
Høyere effekttopper	X	X		
Elektrisk støy på nettet				X
Spenningsvariasjoner		X	X	
Lav kortslutningsytelse	X	X		X
Utfordringer knyttet til vern		X	X	X
Utfordrende effektstyring	X	X	X	X
Forsyningssikkerhet	X			

Tabell 4-1 Sammenheng mellom trender og nettproblemer

4.1 Høyere effekttopper og flaskehalsproblematikk

Elektrifiseringen bidrar til at forbrukskurvene, som viser hvordan forbruket varierer over tid, forandres. Slike kurver kan tegnes for hver enkelt kunde eller grupper av kunder samlet. Det er særlig toppene på slike kurver som er viktige når vi tenker på konsekvenser for nettvirksomheten, ettersom hver enkelt komponent i nettet må ha tilstrekkelig kapasitet til å håndtere de høyeste toppene.

For komponentene i nettet er det i en viss forstand likegyldig om belastningen skyldes forbruk eller produksjon. Det sentrale begrepet er effekttopper. Et svært sentralt spørsmål for alle nettselskap er derfor hvordan effekttoppene må forventes å endre seg – både for den enkelte kunde og for komponentene som til sammen utgjør strømnettet.

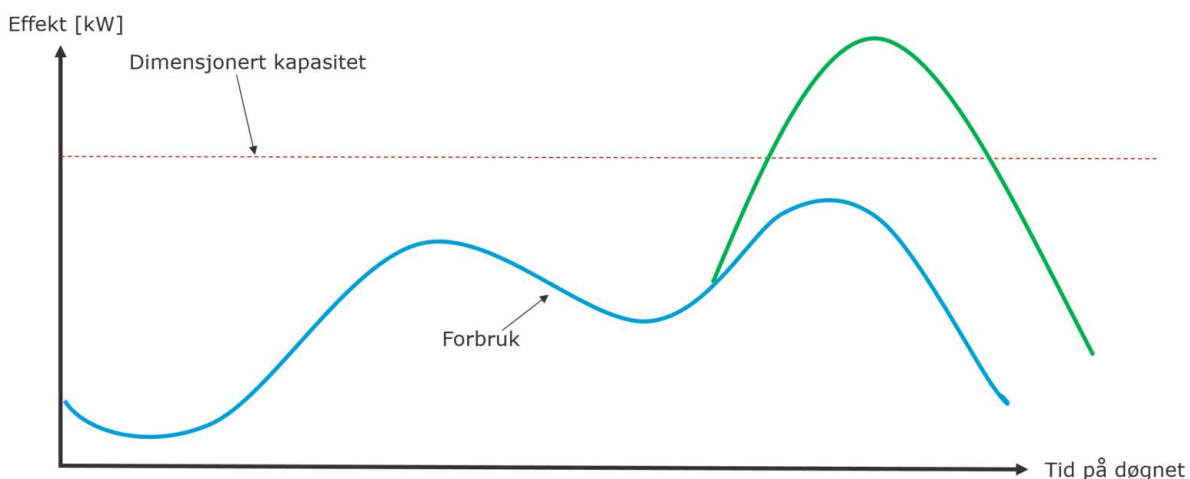
Elbiler er en viktig kilde til vekst i effektterspørselen i norske husholdninger. Hvis hele bilparken i Norge er elektrisk og alle setter bilen til lading når de kommer hjem fra jobb, vil vi få en solid økning i forbrukstoppen. Dette gjelder både for landet sett under ett, for det enkelte nettselskap og for svært mange av komponentene i distribusjonsnettet, spesielt de som er nærmest husholdningene. Analyser peker på at eventuelle kapasitetsutfordringer knyttet til personbiler først og fremst kan ventes i lokale distribusjonsnett. En fersk rapport viser imidlertid at vi kan spare 11 milliarder ved å lade elbilene smart

(DNV GL og Pöyry, 2019). Transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett har generelt god kapasitet i forhold til den ventede forbruksøkningen hvis elbilene lades smart (NVE, 2016).

Strømforbruk til busser, vare- og godstransport og nærskipfart vil sannsynligvis fordele seg noe jevnere over døgnet, med noen topper i etterkant av morgen- og ettermiddagstrafikken. For industri og petroleumsnæringene er det grunn til tro at forbruket fordeler seg enda jevnere over døgnet, men likevel mindre økning på natt enn på dagtid for det nye forbruket.

Lading av de mange nye elfergene som nå settes i drift vil føre til regelmessige lokale effekttopper gjennom hele dagen. Fergene må ofte fullades i løpet av 10-15 minutter før de krysser fjorden for en ny ladesyklus på den andre siden. For å unngå altfor høye lokale effekttopper vurderes det vanligvis om ladeanleggene på fergekaiene bør forsterkes med lokale batterier. Når fergen ligger til kai kan den lades både fra nettet og fra det lokale batteriet. Det lokale batteriet lades igjen når fergen er ute. På den måten kan man redusere behovet for nettkapasitet og utnyttet nettet jevnere. Tilsvarende løsninger vurderes også ofte når busslinjer elektrifiseres. Foreløpig ser det imidlertid ut til at kostnadene ved batterier er såpass høye at løsningen ikke er veldig utbredt enda, verken for buss eller ferger.

Samlet venter vi derfor at storstilt elektrifisering tilsier høyere effekttopper, på andre tidspunkt og med annen varighet enn i dag, slik prinsippskissen i **Error! Reference source not found.** illustrerer. Utfordringene blir trolig størst i lokale distribusjonsnett og i deler av de regionale distribusjonsnettene. Der hvor kapasiteten i dag er relativt stor i forhold til effekttoppene, trenger ikke dette medføre noen utfordringer. Der hvor nettet er gammelt og uansett nærmer seg utskifting på grunn av tilstanden, er nye og høyere effekttopper heller ikke spesielt utfordrende. Når man først bygger strømmnett eller skifter komponenter, er ekstrakostnaden for større kapasitet relativt liten. Nye nettanlegg tar derfor uansett høyde for betydelig økning i effekttoppene. Derimot kan det bli kostbart i deler av lokale og regionale distribusjonsnett, dersom etterspørselen overstiger kapasiteten samtidig som den tekniske tilstanden er god med lang gjenstående levetid.



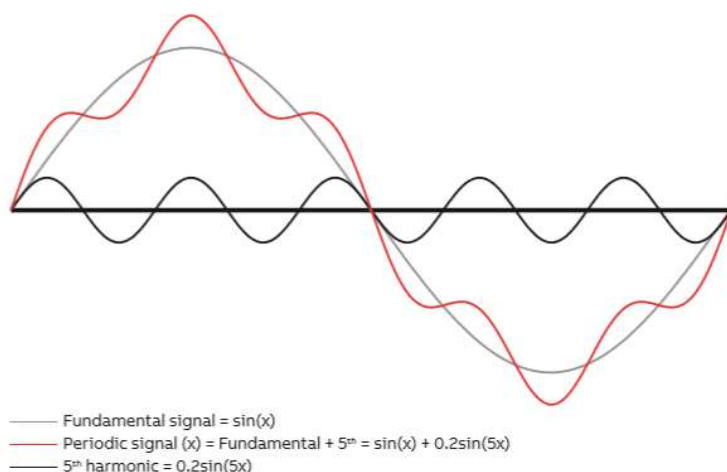
Figur 4-1 Nytt forbruk kan utfordre kapasiteten i nettet

Større etterspørsel enn tilgjengelig kapasitet fører til flaskehalsproblemer. Det er mulig å la effektflyten bli noe større enn kapasiteten, men det medfører i beste fall økte kostnader og i verste fall skader på komponenter i nettet og strømbrudd. Slike utfordringer må møtes med økt kapasitet eller smartere bruk av den kapasiteten som finnes, se kapittel 5.

Komponenter i strømmettet dimensjoneres til den forventede belastningen. Ett av spørsmålene nettselskapene må ta stilling er hvor ofte og lenge belastningen er på det høyeste: Det er forskjell om maksimalbelastningen er noen få timer i året, eller om komponenten er fullt (høyt) belastet hundrevis eller tusenvis av timer året sett under ett. Det siste innebærer høyere gjennomsnittsbetlastning enn det første, og tilsier en større dimensjon enn om en like høy maksimalbelastning er kortvarig.

4.2 Elektrisk støy på nettet

Ideelt sett skal både strøm- og spenningskurven i et vekselstrøm-system være en jevn bølgeformet kurve, som den tynne grå (glatte) kurven i Figur 4-2. Hyppige avvik fra en slik glatt kurve, i figuren vist med den svarte kurven med relativt små bølger, kalles harmoniske (eller overharmoniske) forstyrrelser, også kjent som (elektrisk) støy. Harmoniske forstyrrelser henger sammen med bruken av omformere i produksjon og forbruk. Omformere består av kraftelektronikk som dioder, tyristorer og transistorer. Når disse er koblet til nettet, trekker eller leverer de ikke-lineær strøm. Dette skaper harmoniske forstyrrelser. Den røde linjen i Figur 4-2 viser hvordan harmoniske forstyrrelser legges til den ideelle bølgeformede strømkurven. Det er den røde kurven som illustrerer hva som faktisk går gjennom nettet.



Figur 4-2 : Prinsippskisse av ideelt strømsignal (grå), faktisk strømsignal (rødt) og harmoniske forstyrrelser (sort) (ABB, 2018).

Hvis summen av de harmoniske forstyrrelsene blir store kan det skape problemer i strømmettet. Virkningen kan være feilfunksjon i eller overoppheting av transformatorer, kabler, generatorer og andre komponenter som er koblet til samme del av strømmettet som apparatet som skaper støyen. Dette kan føre til at elektroniske apparater fungerer dårlig eller kortslutter eller at lyskilder blaffer. Transformatorer og andre komponenter i strømmettet er derfor designet med en gitt toleranse for støy i nettet.

Mønsteret og størrelsen på forstyrrelsene hver enkelt omformer skaper, er avhengig av designet på kraftelektronikken den består av. Figur 4-3 viser hvordan støyen på strømkurven kan reduseres ved valg av 12- eller 24-puls likeretter (omformer) i stedet for 6-puls.



Figur 4-3 Strømkurver for tre ulike typer likerettere – flere pulser er best for strømmettet

Omformere med uheldige egenskaper (for eksempel type A) kan skape så store harmoniske forstyrrelser at hele støytoleransen til nærmeste transformator blir brukt opp av én tilkobling. Dermed blir det ikke mulig å koble til flere apparater uten å oppgradere nettstasjon eller linjer.

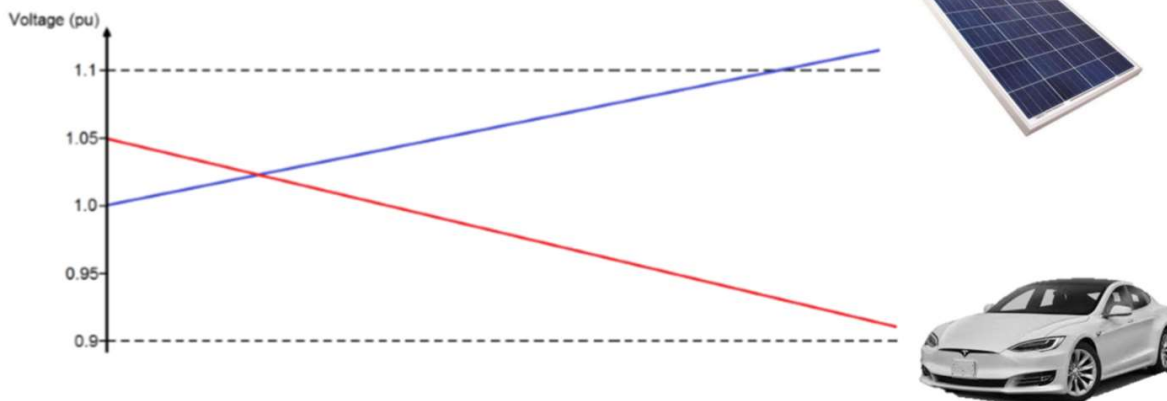
Dagens praksis er at nettkundene selv bestemmer hva slags omformer de vil bruke i sine anlegg. Siden bruken til nå har vært nokså begrenset, har ikke dette skapt vesentlige problemer. Elektrifisering og et økende strømforbruk fører imidlertid til at dette nå endrer seg. Vi er i ferd med å få omformere og annen kraftelektronikk 'overalt'. Virkningene økt bruk av kraftelektronikk har på strømmettet er svært avhengig av funksjonaliteten til komponenten og egenskapene til nettet den tilkobles.

4.3 Spenningsvariasjoner

Langsomme spenningsvariasjoner er økning eller reduksjon i spenningen som vanligvis skyldes variasjon i samlet forbruk eller produksjon i et distribusjonsnett. Ifølge Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL)² skal spenning levert til sluttkunde være innenfor et intervall på +/- 10 prosent av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt. På laveste spenningsnivå i det norske strømmettet er den nominelle spenningen 230 volt, noe som betyr at spenningen må være mellom 207 og 253 volt.

Økende forbruk og større effekttopper gjør at spenningen varierer og nettselskaper kan risikere at de ikke oppfyller kravene til leveringskvalitet. Distribuert produksjon skaper også variasjoner i strømflyten og utfordringer med å opprettholde et spenningsnivå innenfor kvalitetsnormen. Størrelsen på spenningsvariasjonene avhenger naturligvis av variasjonene i forbruk og produksjon, men også av kapasiteten i nettanleggene. Fenomenet er illustrert i Figur 4-4. Den horisontale akse gir uttrykk for avstand (linjelengde) til nærmeste nettstasjon og den samlede effekten som tas ut eller mates inn på linjen. På den vertikale akse vises variasjon i spenningen. For kundene lengst unna nettstasjonen kan spenningen bli for lav (for eksempel hvis 'alle' skal lade elbiler samtidig) eller for høy (hvis ingen bruker 'nok' strøm samtidig som byggenes solcellepaneler produserer for fullt).

² Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, FOR-2004-11-30-1557.



Figur 4-4 Skjematisk illustrasjon av sviktende spenningskvalitet

For lav spenning kan føre til at elektriske apparater ikke fungerer, mens for høy spenning eller hyppige spenningsvariasjoner kan ødelegge apparater. Blir spenningsvariasjonene for store må nettselskapet derfor iverksette tiltak for å holde spenningen innenfor forskriftskravene.

4.4 Lav kortslutningsytelse

Kortslutningsytelse brukes som et mål på hvor robust nettet er (NVE, 2013) og forteller noe om styrken til nettet i et visst punkt i kraftsystemet. For å kunne måle kortslutningsytelsen må en analysere hvor mye spenningen påvirkes av endringer i forbruk eller produksjon. I et svakt nett (det vil si anlegg med lav kortslutningsytelse) påvirkes spenningen mer av forbruks- og produksjonsvariasjoner enn i et nett med høy kortslutningsytelse. Kortslutningsytelsen kan altså sees på som en buffer for endringer i forbruk og produksjon. Omformertilkoblet produksjon og forbruk fører til lavere kortslutningsytelse i nettet, slik at nettet blir svakere og dermed mindre motstandsdyktig mot endringer i forbruk eller produksjon.

Lav kortslutningsytelse fører til at det blir vanskeligere å regulere spenningen i nettet, noe som gjør harmoniske forstyrrelser (kapittel 4.2) og spenningsvariasjon (kapittel 4.3) mer alvorlig. I tillegg kan lav kortslutningsytelse også medføre at funksjonen til vern (sikringer) i forbruks- og produksjonsanlegg påvirkes slik at de ikke oppdager og løser ut på feilsituasjoner de skulle oppdage (se kapittel 4.5).

4.5 utfordringer knyttet til vern

Strømnettet består blant annet av mange komponenter som kalles vern. Vern svarer til sikringene vi finner i boligens sikringsskap. De beskytter strømnettet og omgivelser for feilsituasjoner, som for eksempel lynnedslag, ved at komponenter blir koblet ut før de blir ødelagt. Dagens vern av strømnettet er ikke designet for et nytt forbruk- og produksjonsmønster med lavere kortslutningsytelse, distribuert produksjon og raske flytendringer, som at strømmen ikke nødvendigvis går i forventet retning.

Når vern ikke er tilpasset den faktiske bruken av nettet, kan det oppstå to problemer:

1. Vernet reagerer ikke når det skal. Feilsituasjoner som ikke oppdages er svært risikabelt og kan føre til skade på nettanlegg og anlegg som er tilknyttet nettet. Dermed er det også risiko for personskade.
2. Vernet reagerer når det ikke skal reagere. Det fører til unødvendige utkoblinger av nettanlegg, noe som igjen kan medføre unødvendige strømbrudd for nettkunder. Det kan også føre til unødvendig overbelastning av andre nettanlegg, som igjen kan medføre både skade på nettanlegg og andre unødvendige strømbrudd.

4.6 Utfordrende effektstyring i nettet

I strømmettet finnes det aktiv effekt og såkalt reaktiv effekt. Det er hovedsakelig aktiv effekt elektriske apparater kan benytte. Den reaktive effekten tar derfor unødig plass (kapasitet) i nettet og den bidrar til økte energitap og unødvendige kostnader i nettet.

Reaktiv effekt dannes i transformatorer og maskiner tilknyttet nettet. Det er ikke kostnadsfritt å fjerne den. Dessuten er elektriske vekselstrømsmotorer, som finnes i alt fra hårfønerer til store industrielle maskiner, avhengig av en viss andel reaktiv effekt for å kunne fungere. Derfor stilles det krav til flertallet av kraftverkene at de også skal produsere noe reaktiv effekt.

Vi trenger altså en liten andel reaktiv effekt i nettet, men andelen bør verken være for stor eller for liten. Bli den for stor vil den potensielt kunne 'beslaglegge' for mye av kapasiteten i nettet slik at det blir for lite plass til aktiv effekt. Resultatet blir i så fall større behov for avbøtende tiltak, slik at tapskostnadene ikke blir for store og at nettkapasiteten ikke 'brukes opp' av reaktiv effekt.

4.7 Forsyningssikkerhet

En fullelektrifisering av Norge vil gjøre at forsyningssikkerhet blir enda viktigere enn det er i dag. Avhengigheten av strøm øker og kostnaden ved eventuell svikt i leveransen blir da større. I Norge er forsyningssikkerheten god, hovedsakelig på grunn av den regulerbare vannkraften, en god kraftbalanse (balanse mellom tilbudssiden og etterspørselssiden) og solide forbindelser til utlandet. For å sikre strømforsyning i alle situasjoner må strømmettet kunne håndtere variasjoner i produksjon og forbruk på kort og lang sikt.

Leveringspåliteligheten i Norge, et mål på hyppigheten og varigheten av avbrudd i strømforsyningen, er nærmere 99,99 prosent i år uten ekstremvær. I 2017 opplevde sluttbrukere i gjennomsnitt 1,6 kortvarige og 1,7 langvarige avbrudd (Energifakta Norge, 2019). En helt avbruddsfri forsyning er tilnærmet umulig, og aktører som er helt avhengig av uavbrutt strømforsyning må sørge for sin egen alternative forsyning.

Økende elektrifisering, innenfor flere sektorer, fører til at flere sluttbrukere blir avhengige av uavbrutt strømforsyning, og avbrudd kan gi store konsekvenser. Pressede sikkerhetsmarginer for de enkelte komponentene i nettet kan øke risikoen for at det oppstår feil og brudd i leveransene. Eventuelle reduksjoner i leveringspåliteligheten skyldes imidlertid ikke elektrifiseringen som sådan, men hvordan nettet utvikles for å imøtekomme elektrifiseringen. Den økende avhengigheten gjør det lønnsomt å øke anstrengelsene for å unngå avbrudd.

5 LØSNINGER

Noen av utfordringene beskrevet foran er lokale og trenger lokale løsninger, mens andre utfordringer er mer systemrelaterte og angår hele strømmettet. Vi kan velge mellom en rekke ulike tilnærminger, både fysiske, markedsmessige og regulatoriske, for å løse disse. Det er som oftest ikke kun én løsning som skiller seg ut som den mest optimale, men heller en kombinasjon av flere tiltak. Samme tiltak kan dessuten ha virkning for flere utfordringer. Hva som er optimalt teknisk og økonomisk sett avhenger av faktorer som strømmettets oppbygging, egenskaper til tilknyttede kraftverk, strømmettets styrke, egenskaper ved forbruket, geografiske forhold, driftsrutiner, markedsmuligheter og reguleringer.

I dette kapitlet går vi igjennom de mest relevante løsningene for å håndtere utfordringene i det norske strømmettet frem mot 2040. Rekkefølgen nedenfor sier noe om antatte kostnader, ettersom vi har forsøkt å drøfte de rimeligste alternativene først. Kostnader avhenger imidlertid av flere forhold, blant annet omfang på problemet og dosering av tiltakene. Den optimale kombinasjonen består heller ikke nødvendigvis av bare rimelige tiltak – det kan være at et kostbart tiltak rettet mot et konkret problem samtidig løser andre problemer uten ytterligere kostnader, og at alternativet ville ha vært flere rimelige tiltak som samlet sett likevel var dyrere. Rekkefølgen må derfor ikke tolkes som en generell oppskrift.

5.1 Krav til nettilknytning og komponenter

Ved å stille krav til tekniske egenskaper for komponenter og til komponentenes kontrollerbarhet og 'oppførsel' under ulike forhold i nettet kan mange av problemene beskrevet foran elimineres eller reduseres betydelig. Dette gjelder for eksempel støy (harmoniske forstyrrelser) og uønsket reaktiv effekt. Slike krav kan stilles i avtaler om nettilknytning, noe flere nettselskap har begynt å gjøre ved nye kundeforhold eller endringer i eksisterende. Alternativt kan det stilles krav i regler eller forskrifter for utstyr som tilknyttes strømmettet. Det siste kan være en mer aktuell løsning for utstyr som tilkobles uten at nettselskapet nødvendigvis er involvert, for eksempel bergvarmepumper, solcelleanlegg og hjemmeladere for elbil.

Ved tilknytning av kraftverk eller store industrivirksomheter har det allerede i flere tiår vært krav knyttet til blant annet reaktiv effekt og inn- og utfasing av produksjon eller forbruk. Det er imidlertid fortsatt et potensial å hente ut, spesielt knyttet til omformere. For eksempel kan krav til utforming og montering av hjemmeladere for elbiler, eller utforming av ladeanlegg mer generelt, redusere problemer med støy (kapittel 4.2) og reaktiv effekt (kapittel 4.6).

Kapittel 4.2 forklarte utfordringer relatert til harmoniske forstyrrelser fra kraftelektronikk. Det er stor forskjell på i hvor stor grad en komponent bidrar til støy og forstyrrelser i nettet, avhengig av hvordan den er designet. Omformere kan for eksempel være bra eller dårlig for nettet, men like gode for kunden: Dårlige omformere bruker opp nettstasjonens toleranse for støy, mens gode skaper minimale forstyrrelser. For å redusere harmoniske forstyrrelser og dermed behov for dyrere løsninger for å tilfredsstille kvalitetskravene, bør det vurderes krav til alle komponentene som skal kobles til nettet - både når det gjelder design, installasjon og støyfiltrering. Kravet kan for eksempel være CE-merking eller samsvarserklæring og at grenser for maksimal støypåvirkning på nett overholdes.

Slike krav *kan* være kostbare, men vil i mange tilfeller være relativt rimelige, både sett i forhold til alternativene og sammenlignet kostnaden for utstyret komponenten er en del av. Noen ganger imøtekommes slike krav nærmest som en bivirkning av andre krav eller hensyn til utstyr som skal tilkobles nettet. Ved tilkobling av store pumper er det eksempelvis ikke uvanlig at omformere og annen kraftelektronikk sørger for myk oppstart og stans for å beskytte pumpene mot mekanisk skade. Den

samme elektronikken vil da også bidra til jevn økning eller reduksjon av kraftforbruket og kan også forhindre harmoniske forstyrrelser og uønsket reaktiv effekt.

Figur 4-3 viser hvordan støy kan reduseres ved valg av 12- og 24-puls likeretter (omformer) i stedet for 6-puls, som ellers ansees som det rimeligste. Det fremgår av figuren at det er betydelig reduksjon i størrelsen på de harmoniske forstyrrelsene ved å øke pulsen. Ifølge ABB koster en 24-puls omformer om lag dobbelt så mye som en 6-puls (ABB, 2018). Sett opp mot totale kostnader til et stort prosjekt utgjør omformereren kun en marginal del av totalsummen.

Krav til komponenter er i utgangspunktet gratis for nettselskapene som eventuelt stiller kravene, men er naturligvis ikke nødvendigvis gratis for nettkundene. Slike tiltak bør derfor brukes med en viss varsomhet og eksempelvis hjemles i forskrift eller lignende. Ikke desto mindre er det nærliggende å tro at nytteverdien av flere slike krav generelt langt overstiger de samlede kostnadene. Arbeidet med å utforme 'riktige' krav bør derfor prioriteres høyt.

5.2 Flexibilitet og tilpasning hos nettkundene

Etterspørselsrespons er et begrep som brukes når forbruket justeres for å imøtekomme behov i strømmettet. Tradisjonelt har etterspørselsrespons vært begrenset til større industrikunder, men med billig og smart teknologi ser vi nå at mindre forbrukere, som husholdningskunder med eller uten elbiler, også kan tilby justering av forbruket. Blant annet fordi fleksibiliteten på forbrukssiden i stor grad er knyttet til lite tidskriske behov³ og fordi den til nå har vært lite brukt, antas det generelt at det finnes et betydelig potensial i å utnytte denne fleksibiliteten fremfor dyrere alternativer. Samme teknologi brukes nå også for å samle fleksibilitet fra mindre produksjonsanlegg.

Flexibilitet på etterspørselssiden kan også avhjelpe utfordringer knyttet til spenningsvariasjoner og reaktiv effekt.

Aktuelle mekanismer for å benytte fleksibilitet som alternativ til tradisjonell utbygging av strømmettet er priser og avansert kommunikasjons- og styringsteknologi – gjerne i kombinasjon. Priser kan i denne sammenheng ha flere betydninger, for eksempel tariffen fastsatt av nettselskap eller markedspriser på tjenester nettselskapene kjøper. Nedenfor ser vi nærmere på hva dette betyr konkret.

5.2.1 Tariffer

Nettselskapenes inntekter kalles inntektsramme. Inntektsrammen fastsettes årlig av NVE for hvert enkelt selskap. Nettselskapene fastsetter på sin side tariffen (priser), som samlet sett ikke kan bidra til større inntekter enn inntektsrammen fastsatt av NVE. Den tillatte (eller faktiske) inntekten (kroner) dividert på forventet energiforbruk (kWh) kalles gjennomsnittlig nettleie (kroner per kWh).

Tariffene har gjerne to eller tre ledd (priselementer):

- Energiledde – det er den delen av nettleien som avhenger av hvor mange kWh kunden vil ta fra (eller mate inn på) nettet. For de fleste kunder er energiledde konstant over året, men det varierer fra nettselskap til nettselskap.

³ Oppvarming av rom og tappevann regnes som lite tidskrittisk fordi det er mulig å avbryte oppvarmingen for en kort periode uten at kunden opplever noen endring i temperatur eller komfort.

- Fastledd – det er et kronebeløp som skal være likt for like kunder i samme nettselskap. Meningen er at det skal reflektere kostnader knyttet til selve kundeforholdet, som for eksempel kostnader med måling, innsamling av målerdata og fakturering.
- Restleddet har mange ulike navn og slås i praksis ofte sammen med fastleddet. Noen kaller det effektledd, andre kaller det residualledd. Når det slås sammen med fastleddet blir navnet som regel også slått sammen – til fastledd. Hos mange nettselskap er dette totale fastleddet likt for alle husholdninger. For større kunder varierer restleddet som regel med hvor stor effekt kunden på det meste tar fra nettet, og da kalles det ofte effektledd.

For husholdninger og andre kunder som bruker mindre enn 100 000 kWh per år har det til nå vært vanlig at energileddet er vesentlig høyere enn de variable kostnadene i nettet (strømtpap i nettet). Restleddet må da bli mindre enn det ellers ville ha vært, fordi nettselskapenes ikke kan kreve inn mer enn den tillatte inntekten fastsatt av NVE. Det fører også til at den enkelte kundes energiforbruk har relativt stor betydning for kundens samlede betaling for bruk av nettet, til tross for at energibruken betyr lite for nettselskapenes kostnader. Det er kundens effektbehov som har størst betydning for kostnadene i strømmettet.

I bransjen har det i lang tid vært snakk om en overgang fra slike energibaserte til effektbaserte tariffer. Hvis energileddet reduseres må restleddet økes for at nettselskapene skal få dekket sine kostnader. Hvis energileddet mister betydning for kundens totale betaling, må en også vurdere å skille mellom små og store kunder på en annen måte enn gjennom størrelsen på energibruken. Løsningen blir å sørge for at restleddet avhenger av effekt – også for husholdninger.

På denne måten kan det bli bedre samsvar mellom hva hver enkelt nettkunde betaler samlet sett til nettselskapet og nettselskapets faktiske kostnader med å dekke den enkelte kundes behov for strøm. Samtidig vil forbrukere med stort effektbehov få et økonomisk insentiv til å flytte forbruk til tider på døgnet med ledig kapasitet. Dermed vil høye effekttopper reduseres, og det samme vil behovet for investeringer i nettet. Omleggingen av nettariffene ventes derfor å få stor betydning for at elektrifiseringen ikke skal bli uforholdsmessig dyr (se for eksempel DNV GL og Pöyry (2019)).

5.2.2 Smarte systemer for laststyring

Priser alene er neppe tilstrekkelig for å få fullt utbytte av fleksibiliteten på etterspørselssiden. Den forventede økonomiske gevinsten antas å være utilstrekkelig for at den enkelte kunde eventuelt skal finne det bryet verdt å endre adferd. Derimot er det mye som tyder på at tariffer i kombinasjon med smarte styringssystemer kan ha stor betydning. De tekniske funksjonalitetene som er nødvendige for å sikre solid etterspørselsrespons er modne og lett tilgjengelige. Slike systemer tilbys ofte av andre aktører enn nettselskapene (som kraftleverandører, som gjennom effektive tekniske løsninger klarer å sikre respons og effektiv tilpasning hos den enkelte kunde og samtidig skape verdi for kundene.

Under slike forhold er etterspørselsrespons et svært rimelig alternativ til nettoppgraderinger, spesielt hvis nettet fra før har en lav brukstid. Det er imidlertid avgjørende at nettariffene gir presise og relevante signaler. Metoden og grunnlaget for beregning av restleddet må eksempelvis stemme overens med nettutfordringene som etterspørselsresponsen eventuelt skal bidra til å løse. Er man uheldig risikerer man at det bare skapes et nytt problem ved løsning av det første.

5.2.3 Markedsmekanismer for fleksibilitet

Siden nettariffer normalt gjelder et relativt stort geografisk område, typisk hele nettselskapets konsesjonsområde, kan de vanskelig reflektere utfordringer som bare berører en avgrenset del av nettet. Et alternativ for nettselskapene da er å etterspørre respons fra nettkunder i det spesifikke området. Agder Energi Nett har hatt stor suksess med en slik tilnærming i sitt pilotprosjekt på Engene transformatorstasjon nær Grimstad. Dette videreføres nå gjennom et samarbeid med Nord Pool i det som kalles Nodes (www.nodesmarket.com). I 2019 testes konseptet ut i flere nettselskap over hele Europa.

Dersom nettkundene allerede er kunder hos kraftleverandører som tilbyr laststyring som nevnt ovenfor, vil dette kunne gjøres svært treffsikkert og enkelt. Slike markedsmekanismer kan være svært attraktive alternativ til tradisjonell nettutbygging.

5.3 Vern i strømmettet

Vern ble forklart i kapittel 4.5 som strømmettets beskyttelse når det oppstår en feil eller uvanlig situasjon. Det finnes flere ulike typer vern, der overstrømsbeskyttelse er det mest utbredte. Andre utbredte teknologier er avstandsbeskyttelse og differensialbeskyttelse.

Overstrømsbeskyttelse er mye brukt i distribusjons- og regionalnett, og teknologien går ut på å oppdage en kortslutningsfeil basert på et feilsøkingssystem som måler størrelsen på den aktuelle feilstrømmen. På grunn av de nye forholdene i nettene som følge av elektrifisering (lavere kortslutningsstrømmer og endret retning på kraftflyten) er det imidlertid behov for nye krav til slike vern.


Selv om nye typer vern utvikles (for å takle de nye utfordringene i strømmettet), tar det tid før disse installeres i stor skala. Kostnaden for å endre vern vil i enkelte tilfeller være ubetydelig men kan i andre tilfeller være svært høy. Hvor dyrt det blir vil avhenge av flere faktorer som allerede installert teknologi og hvilke krav som stilles til den nye teknologien.

5.4 Fjernvarme

Fjernvarmeanlegg og lokale energisentraler har ofte mulighet for å veksle mellom flere energibærere. Energikildene kan være alt fra spillvarme fra industri eller avfallsforbrenning, bioenergi, varmepumper eller annet til strøm. I 2017 ble det produsert 6,1 TWh fjernvarme i Norge (SSB, 2018). Ved å bruke lokal overskuddsenergi til oppvarming i stedet for strøm avlastes de lokale strømmettene. Økt bruk av fjernvarme til oppvarming frigir dermed plass til annet forbruk i strømmettet. Fjernvarmeanlegg som både kan bruke strøm og produsere strøm i tillegg til varme bidrar til økt fleksibilitet i energisystemet.

5.5 Digitalisering

De fleste av løsningene beskrevet over er avhengig av digitale systemer for å fungere optimalt. Utvikling innenfor automatisering og sensorteknologi, kunstig intelligens og maskinlæring skaper muligheter for utvikling av smarte systemer for både forbruk, produksjon og strømmettet. Trenden er at flere og flere komponenter som kobles til strømmettet blir styrt digitalt. Nye og standardiserte digitale løsninger skaper ny verdifull innsikt i data og muliggjør effektiv deling av data mellom systemer og selskaper. Denne utviklingen åpner for en raskere og kvalitativt bedre styring. Dette åpner også opp for aggregering av



ulike typer forbruk, slik at forbrukssiden kan bidra aktivt i nettselskapenes balansering og utnyttelse av strømmettet.

Resultatet kan bli bedre styring av strømbruken, bedre prognoser for både kraftproduksjon og feilsituasjoner i nettet, og bedre utnyttelse av strømmettet og anlegg for produksjon og bruk av strøm. Lykkes dette, kan vi gjennomføre elektrifiseringen med lavere investeringer enn vi ellers måtte.

5.6 Batterier i nettet

Teknologi- og prisutvikling på batterier og moderne kommunikasjons- og styringsteknologi har gjort batteriløsninger til et reelt alternativ til tradisjonelle nettinvesteringer, spesielt dersom det ikke finnes tilstrekkelig eller relevant fleksibilitet hos eksisterende nettkunder.

På samme måte som fleksibilitet kan batterier være gunstige tiltak ved kapasitetsutfordringer eller spenningsproblemer i distribusjonsnettet. Jo mindre kapasitetsøkning man eventuelt trenger, og jo mer sjelden og kortvarig det potensielle kapasitetsproblemet er, jo større er sannsynligheten for at batterier kan være konkurransedyktig med tradisjonell nettførsterkning.

På sikt kan for eksempel elbiler også bli en relevant kilde til fleksibilitet gjennom smart styring av lading og eventuelt utlading til nettet.

5.7 Aktiv systemdrift

Dersom utfordringene beskrevet i kapittel 4 i mindre grad skal løses med tradisjonelle nettinvesteringer, må nettselskapene bruke mer ressurser på overvåking og aktiv drift av strømmettet. Aktiv bruk av fleksibilitet, som skissert i kapittel 5.2.3, krever systemer, prosesser og rutiner som vurderer når og hvordan fleksibiliteten skal benyttes. I prinsippet er det ingen annen forskjell på slik systemdrift og den som foregår i regi av Statnett i transmisjonsnettet enn at de andre nettselskapene eventuelt gjør dette i sine lokale og regionale distribusjonsnett. Rapporten *Drift og utvikling av strømmettet – utforming av DSO-rollen* (Energi Norge 2018) beskriver nærmere en visjon for hvordan dette kan skje i praksis. Aktiv systemdrift kan oppfattes som en forutsetning for de alternativene til nett som er mer avanserte enn krav til komponenter og utforming av hensiktsmessige tariffer.

En slik utvikling vil også kreve økt grad av samhandling mellom nettselskap – både mellom DSOer og på tvers av nettnivå. Grensesnittet mellom TSO og DSO endres mot en mer desentralisert organisering. Operatører på ulike nettnivå blir mer likestilte og ansvaret for planlegging og drift av eget nett blir klarere.

Denne utviklingen stiller også nye krav til kompetanse og informasjonssystemer hos nettselskapene. Det er dermed ikke opplagt at aktiv systemdrift er rimeligere enn tradisjonelle nettinvesteringer. Ambisjonen for denne utviklingen må derfor være at det skal legges opp slik at dette blir et rimeligere alternativ. Dette fordrer innovasjon og utvikling hos nettselskapene. Perspektivene er imidlertid lovende (jf. Agder Energi Netts erfaringer). En ekspertgruppe nedsatt av NVE skal frem mot våren 2020 se nærmere på organisering av driftskoordineringen i nettet.

5.8 Nettoppgradering

Vi avslutter med det som generelt antas å være dyrest, men som inntil nylig var nærmest det eneste relevante svaret på nær sagt en hvilken som helst utfordring i nettet – nettførsterkning gjennom tradisjonelle nettinvesteringer.

Det teknisk sett enkleste, men ofte også det dyreste alternativet, er å oppgradere dagens strømnnett til å tåle høyere effektterspørsel. Det er imidlertid viktig å huske at kapasitet er nokså billig på investeringstidspunktet. Hvis man først skal bygge en linje, er merkostnaden ved å doble kapasiteten relativt lav. Derimot kan det bli nokså kostbart om det viser seg at en relativt ny linje har for lav kapasitet hvis man da må fjerne fullt brukbare men for små komponenter. Derfor er det ganske vanlig at det allerede er god kapasitet i nettet – og at betydelig elektrifisering kan gjennomføres uten betydelige nettkostnader.

Med tid og stunder skal naturligvis alt nett skiftes ut – om ikke annet så fordi det blir for gammelt. Når det skiftes ut, er det følgelig rimelig å sikre at de nye komponentene har rikelig med kapasitet, riktig teknologi⁴ og er tilpasset nettplanleggingen for øvrig. Derimot er det aktuelt å se på alternativer til oppgradering der relativt ungt nett får kapasitetsutfordringer i de nærmeste tiårene når elektrifiseringen skal finne sted.

Dersom det likevel må investeres i nett, er det viktig at planleggingen tar høyde for både muligheter for aktiv systemdrift og at behovet for nett kan endre seg med relativt kort varsel. Dette er viktig for å sikre at nettkostnadene rent faktisk *kan* bli lavere med en alternativ strategi. Men det er også viktig fordi nettbehov kan endres svært raskt – og ikke nødvendigvis i retning av økt behov.

⁴ Et relevant eksempel kan være at ved tilknytning av kunder brygges det nesten alltid såkalt TN-nett, som har et annet jordingssystem enn det som var vanlig tidligere (IT-nett).

6 KOSTNADER

Over tidsperioden fram mot 2040 vil uansett mange av dagens komponenter i strømmettet byttes ut på grunn av teknisk tilstand. Levetiden for alle nettanlegg er begrenset og langt på vei helt uavhengig av økt elektrifisering. Tilsvarende vil det bli etablert nye nettanlegg for nye kunder. I alle tilfeller vil slike investeringer måtte gjennomføres uansett om energibruken elektrifiseres eller ikke.

Når nettet likevel skal fornyes er merkostnaden ved å øke kapasiteten relativt lav. For den delen av strømmettet som uansett blir nytt i de neste årene, kan vi derfor legge til grunn at nettet får tilstrekkelig kapasitet og robusthet – også til å takle en rask elektrifisering – uten vesentlige kostnadsøkninger.

Ikke desto mindre er det interessant å tenke gjennom hvordan elektrifisering påvirker nettkostnadene. Nedenfor gjør vi dette på to måter. Først drøfter vi hvordan gjennomsnittlig nettleie kan tenkes å utvikle seg fremover. Deretter viser vi hvordan elektrifisering kan påvirke en representativ husholdning.

6.1 Nettleie

Gjennomsnittlig nettleie er et begrep som brukes for å sammenligne prisnivået for nettleie blant ulike nettselskap. Gjennomsnittlig nettleie er nettselskapets tillatte inntekt (fastsatt av NVE) dividert med totalt forbruk, som vist i den enkle formelen under. Begrepet må ikke forveksles med nettartiffer –tarteriffer består som forklart foran av flere ulike priselementer foruten avgifter.

$$\text{Nettleie} \left[\frac{\text{øre}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Tillatt inntekt}}{\text{Forbruk}}$$

Om gjennomsnittlig nettleie stiger eller ikke når nettkostnadene stiger, avhenger av hva som vokser hurtigst – tillatt inntekt eller totalt forbruk. Nedenfor ser vi nærmere på hvordan gjennomsnittlig nettleie må forventes å utvikle seg de neste ti-årene. Vi starter med dagens nettleie og prognoser for denne frem til 2025. Deretter drøfter vi konkret hva som skal til for at elektrifisering skal øke gjennomsnittlig nettleie utover dette nivået.

6.1.1 Nettleien øker ikke med 30 prosent frem til 2025!

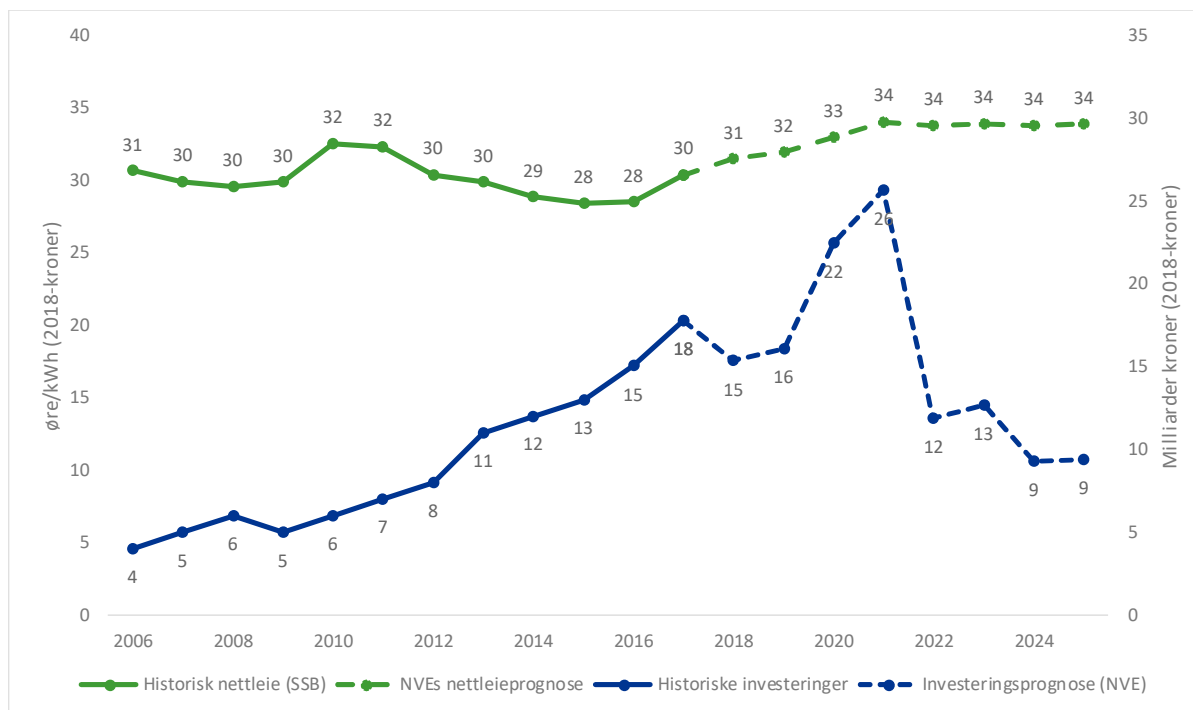
I *Framskrivning av nettleie for husholdninger* (NVE, 2018) presenteres en estimert økning i nettleie på 30 prosent fra 2017 til 2025. De fleste regner derfor med en ganske kraftig prisøkning de nærmeste årene.

To forhold ved NVEs prognose krever imidlertid en kommentar. For det første er økningen på 30 prosent en nominell prisøkning over åtte år. Ser vi bak tallene i NVEs analyse og tar hensyn til inflasjon viser det seg at analysen tilsier en **realprisoppgang på 11 prosent** fordelt over åtte år regnet fra 2017. Økningen på 30 prosent er dermed mindre dramatisk enn det høye tallet skulle tilsi.

For det andre kan det være nyttig å se det varslede prisnivået i historisk sammenheng. Da ser vi at nettleien har vært på høye nivåer tidligere også. Figur 6-1 illustrer dette med den øverste, grønne linjen, som viser gjennomsnittlig nettleie for husholdninger i øre/kWh, historisk fram til 2016 (heltrukken linje), og prognosen fra NVE for 2017 til 2025. Prognosen er basert på andelen av tillatt inntekt for distribusjonsnettet som betales av husholdningskunder, 51 prosent (NVE, 2018), samt anslag på utvikling av tillatt inntekt og forbruket for husholdninger frem mot 2025.

Dette viser at prognosen kan sees på som en retur til noe som minner om et naturlig nivå.

Den nederste, blå linjen i figuren viser nettinvesteringer i milliarder kroner, både historisk fra 2006 (heltrukken linje) og prognoser fra 2018 til 2025 (NVE, 2018). Dette viser blant annet at nettinvesteringer kan variere betydelig fra år til år og at gjennomsnittlig nettleie ikke er veldig følsom for investeringstakten. Avskrivningstiden er lang i strømmettet.



Figur 6-1 Nettleie for husholdninger og investeringer i strømmettet – alle tall i 2016-kroner.
Kilde: NVE

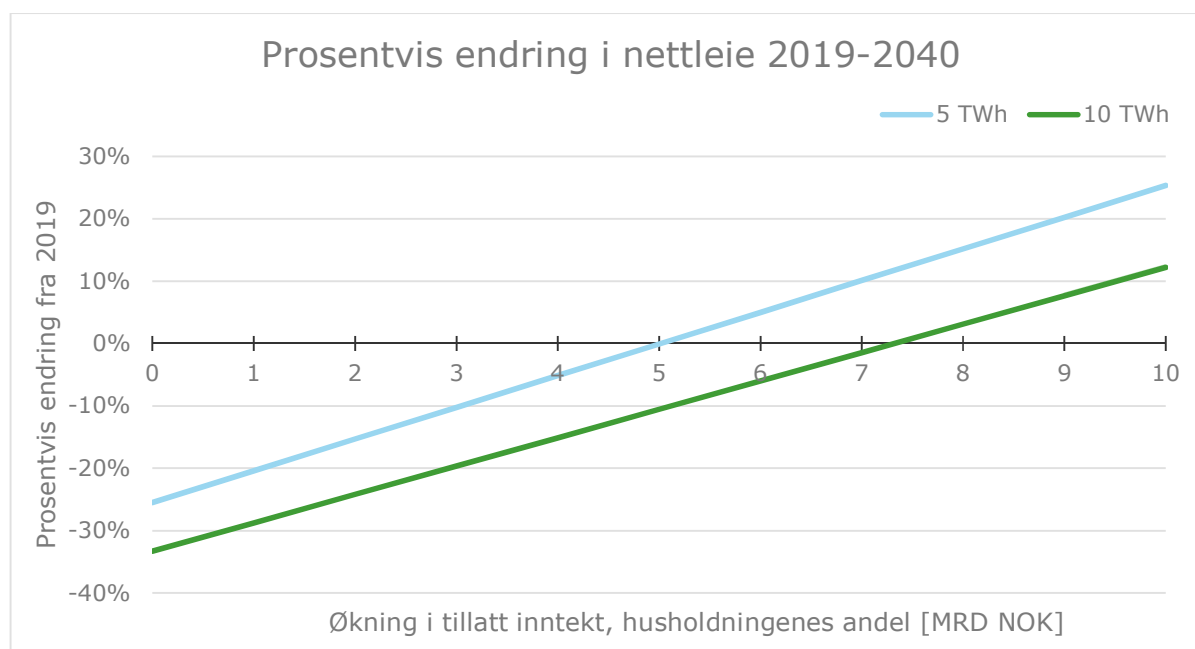
6.1.2 Elektrifisering kan bety lavere nettleie

Videre har vi sett på hva som kan skje med gjennomsnittlig nettleie i tiden frem til 2040 med utgangspunkt i NVEs modell for framskriving av nettleie for husholdninger i perioden 2017-2025. I den anledning kan vi forestille oss at nettet består av to 'deler' – det eksisterende nettet, som betjener det eksisterende strømforbruket, og det som bygges senere for å imøtekomme ny etterspørsel. For enkelhets skyld kan vi rent konseptuelt kalle dette for det eksisterende og det nye nettet. Gjennomsnittlig nettleie i fremtiden kan da oppfattes som et vektet gjennomsnitt av nettleie for det eksisterende og det nye nettet.

For det eksisterende nettet antar vi nå at den tillatte inntekten i 2025 blir ca. 29 milliarder kroner for distribusjonsnettet totalt (NVE, 2018). Av dette gjelder vel halvparten (15 milliarder kroner) nett som husholdningskundene må betale for (mens andre nettkunder dekker den andre halvparten av kostnadene). Videre antar vi at tillatt inntekt holdes konstant på dette nivået fremover i tid, slik at kapasiteten til det eksisterende nettet minst beholdes. Den antatte inntekten er tilstrekkelig til å erstatte anlegg som må kasseres på grunn av tilstand eller alder. Vi antar også at det 'gamle' strømforbruket holdes konstant, slik at forventet nettleie for perioden 2025 til 2040 forblir 34 øre/kWh for det eksisterende nettet.

Spørsmålet er da hvordan utviklingen blir for det nye nettet. Husholdningene vil ventelig øke strømforbruket med mellom fem og ti TWh i denne perioden – hovedsakelig på grunn elektrifisering av transport. Vi vet for lite til enkelt å anslå hvor mye nytt nett denne forbruksveksten stimulerer til. Men i stedet for å anslå et nødvendig investeringsvolum og kostnadsnivå for å sikre dette, kan vi stille spørsmålet på motsatt vis: Hvor høye kan de årlige kostnadene og dermed den tillatte inntekten for det 'nye' nettet bli før gjennomsnittlig nettleie for den nye nettet blir like høy som for det eksisterende nettet?

Svaret på dette kan leses ut av Figur 6-2. Her ser vi hvordan en økning i den tillatte inntekten på inntil ti milliarder kroner påvirker den totale nettleien (vektet gjennomsnitt for det eksisterende og det nye nettet). Resultatet avhenger naturligvis av hvor stort energiforbruk det nye nettet skal betjene. Figuren viser svaret dersom forbruket øker med fem eller ti TWh årlig.



Figur 6-2 Prosentvis endring i nettleie fra 2019 til 2040 som funksjon av økning i tillatt inntekt og økt forbruk i husholdninger på 5 TWh og 10 TWh

Figuren viser at dersom husholdningenes strømforbruk øker med ti TWh må den årlige tillatte inntekten øke med mer enn syv milliarder kroner for at gjennomsnittlig nettleie skal stige. Er forbruksøkningen kun fem TWh, vil gjennomsnittlig nettleie stige fra 2025 først hvis økning i tillatt inntekt blir større enn fem milliarder kroner. Øker nettkostnadene mindre enn syv eller fem milliarder kroner årlig vil gjennomsnittlig nettleie derfor falle når strømforbruket øker.

I denne sammenheng er det verdt å minne om at fem eller syv milliarder kroner er relativt mye - utgangspunktet er at husholdningene fra før av dekker sin halvpart på 15 milliarder kroner av den totale inntektsrammen for distribusjonsnettet i 2025. Inntektsrammen må dermed øke med nær 50 prosent før kostnadsøkningen slår ut i høyere gjennomsnittspris. Om man rent hypotetisk tenkte seg at kostnadene ikke økte i det hele tatt, vil en forbruksøkning på ti TWh tilsi et prisfall på ca. 35 prosent i gjennomsnittlig nettleie.

Til sammenligning er det anslått at full elektrifisering av bilparken i verste fall øker investeringsvolumet i strømmettet med 11 milliarder kroner (DNV GL og Pöyry, 2019) – det vil eventuelt tilsa en økning i årlig inntektsramme på mellom en eller to milliarder kroner.

Dette tilsier at selv om omfattende elektrifisering kan øke de totale nettkostnadene, er det grunn til å tro at den gjennomsnittlige nettleien (enhetsprisen) vil falle – ganske enkelt fordi økt energiuttak bidrar til bedre utnyttelse av nettkapitalen som allerede finnes. Mye tyder på at bruken av elektrisk energi øker raskere enn nettkostnadene, og da faller gjennomsnittlig nettleie.

6.2 Kostnadsbesparelser for husholdninger

En husholdning som skifter fra fossildrevet bil til elbil kan forvente betydelige kostnadsbesparelser. I beregningen nedenfor er det tatt utgangspunkt i en bensindrevet VW Golf og en elektrisk Golf.

Ser vi bare på kostnader til energi (drivstoff), kan den årlige besparelsen for bileieren for en bil med årlig kjørelengde på 12 000 km ligge på om lag 7 500 kroner per år.

Hvis vi i tillegg tar med vedlikeholdskostnader, avgifter, bompenger og parkeringskostnader kan den totale besparelsen komme opp i over det dobbelte, jf. Tabell 6-1 og tabell med forutsetninger i Vedlegg 1 til denne rapporten.

<i>Kostnadsbesparelser ved elbil</i>	
Energikostnader [NOK/år]	
<i>Kjørte km for husholdning [km/år]</i>	20 000
Bensin inkl. avgifter	9 332
Strøm, nettleie og avgifter	1 779
Besparelser energikostnader	7 553
Andre driftskostnader [NOK/år]	
Redusert vedlikeholdskostnad	2 000 ⁵
Årsavgift	2 401 ⁶
Bompenger	10 000 ⁷
Parkering	1 000
Besparelser driftskostnader	15 401
Total besparelse	22 954
Reduksjon i CO2-utslipp [kg CO2/år]	1 386

Tabell 6-1 Estimerte årlige besparelser ved overgang fra bensinbil til elbil (se Vedlegg 1 for forutsetninger)

Besparelsen på opp mot 23 000 kroner årlig er bileierens gevinst med dagens fordeler for elbiler, uten hensyn til anskaffelseskostnad og annenhåndsverdi. I en samfunnsøkonomisk kalkyle teller ikke

⁵ Basert på 10 000 kr i sparte vedlikeholdskostnader over 5 år for en Golf vs eGolf (Teknisk Ukeblad, 2017)

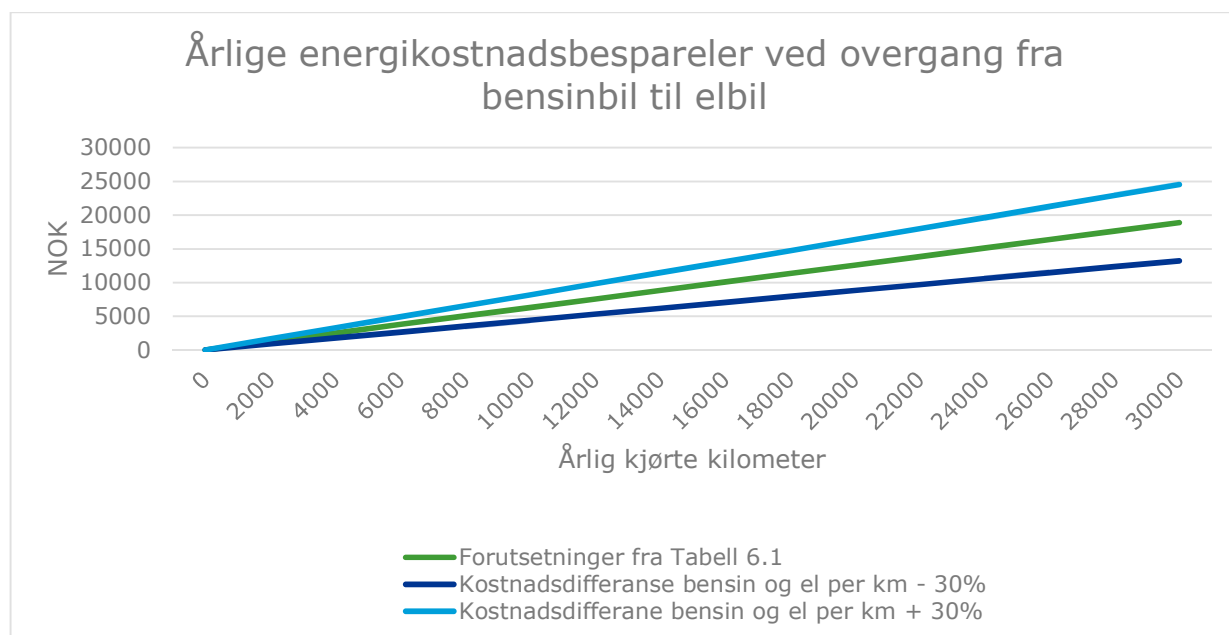
⁶ Årsavgift på 2865 for diesebil og 464 for elbil (Volkswagen, 2018)

⁷ Kjøring fra Bærum til Oslo sentrum ca 3 ganger i uken i et år

bompenger, avgifter og rabatter på parkering og ferge. Derimot teller verdien av reduserte utslipp av avgasser og støy. Sparte kostnader knyttet til raffinering og distribusjon av bensin og diesel er imidlertid dekket av drivstoffprisene i bensinalternativet.

Elbiler er foreløpig dyrere enn tilsvarende biler for bensin eller diesel, i hvert fall før vi tar hensyn til avgifter. DNV GLs analyser viser imidlertid at det bare er et tidsspørsmål før bildet er motsatt. Så lenge elbilen er dyrere i anskaffelse reduserer dette besparelsen, men allerede i dag er nettogevinsten positiv for flere bilstørrelser og typer.

Den anslåtte besparelsen er svært følsom for energipriser og kjørelengde. Figur 6-3 illustrerer dette.



Figur 6-3 Lavere energikostnader med elbil

6.3 Samlet vurdering av kostnadsbildet

Kraftsystemet i et fullelektrisk Norge har naturligvis høyere totale kostnader enn dagens kraftsystem. De totale kostnadene blir ikke lavere om produksjon og forbruk øker med 20-30 prosent. Det relevante spørsmålet er imidlertid om kostnadene ved et fullelektrisk Norge er høyere eller lavere enn ved et energisystem som i større grad er basert på fossile brensler (som i dag).

Eksemplet med kostnader til bilhold viser store forskjeller i energikostnader for to ellers like transportmidler. Så store besparelser kan 'finansiere' betydelige omstillingskostnader og andre merkostnader ved elektriske løsninger, og likevel sikre en lavere total kostnad.

Eksemplet der vi vurderer gjennomsnittlig nettleie viser (sammen med andre analyser (DNV GL og Pöyry, 2019)) at elektrifiseringen kan gjøres slik at nettkapasiteten utnyttes bedre, også selv om kapasitetsbehovet øker. Bare en liten forbedring i kapasitetsutnyttelsen kan ha stor betydning for den gjennomsnittlige nettleien, og dermed også husholdningenes totale energikostnader.

7 REFERANSER

- ABB. (2018). *Technical guide No. 6, Guide to harmonics with AC drives*. Hentet fra https://library.e.abb.com/public/bc35ffb4386c4c039e3a8ec20cef89c5/Technical_guide_No_6_3A_FE64292714_RevF_EN.pdf
- DNV GL. (2019). *1,5 C - Hvordan Norge kan gjøre sin del av jobben*. Høvik: DNV GL AS.
- DNV GL og Pöyry. (2019). *Gevinster ved koordinert lading av elbiler*. NVE.
- Energifakta Norge. (2019). Hentet fra Forsyningssikkerhet: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>
- Norsk elbilforening. (2019). Hentet fra Statistikk med salg av elbiler i Norge: <https://elbil.no/elbilstatistikk/elbilsalg/>
- Norsk Elektroteknisk Komite. (2018). *Elektriske lavspenningsinstallasjoner*.
- NVE. (2013). *Forklaring på noen begreper brukt innen spenningskvalitet*. Hentet fra https://www.nve.no/Media/3121/definisjoner-spenningskvalitet_v2.pdf
- NVE. (2016). Hentet fra Energi og effekt: <https://www.nve.no/energibruk-og-effektivisering/energibruk-i-norge/energi-og-effekt/>
- NVE. (2016). *Hva betyr elbiler for strømmettet?* Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf
- NVE. (2018). Hentet fra Kraftmarkedsanalyse 2018-2030: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_84.pdf
- NVE. (2018). *Framskrivning av nettleie for husholdninger*. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_55.pdf
- NVE. (2018). *Utvikling i nøkkeltall for nettselskap*. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_95.pdf
- NVE. (2019). Hentet fra Nettleiestatistikk for husholdninger: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleiestatistikk/nettleiestatistikk-for-husholdninger/>
- Olje- og energidepartementet. (2004). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- SSB. (2018). Hentet fra Fjernvarme og fjernkjøling: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/fjernvarme>
- SSB. (2018). *Sal av petroleumprodukt*. Hentet fra Statistikkbanken: <https://www.ssb.no/statbank/table/09654/tableViewLayout1/>
- Teknisk Ukeblad. (2017). Hentet fra Se hvor mye du kan spare: Dette er alle elbilfordelene: <https://www.tu.no/artikler/se-hvor-mye-du-kan-spare-dette-er-alle-elbilfordelene/445831>
- Volkswagen. (2018). Hentet fra Så mye sparer du ved å kjøre elbil sammenlignet med bensin- eller dieselbiler: <https://www.volkswagen.no/no/elbil/fordeler-med-elbil/besparelse.html>

VEDLEGG 1

Forutsetninger for regneeksempel med bilkostnader

Kostnaden for en ny Golf og en ny e-Golf, inkludert fritak fra engangsavgift og moms, er tilnærmet lik. Ved en eventuell fremtidig avskaffing av disse fritakene kan en likevel anta at reduksjon i batterikostnader fortsatt vil gjøre anskaffelseskostnadene sammenlignbare.

Andre driftskostnader viser et grovt anslag på hva en husholdning kan spare slik elbilfordelene er lagt opp i dag. Disse vil trolig endres etter hvert som andelen elbiler øker.

Det som er sikkert er at overgangen fra bensinbil fører til betydelige besparelser i energikostnader. Det er lagt til grunn at bilen lades hjemme.

Tabell 2 Forutsetninger for kostnadsberegning

Forutsetninger	Bensinbil	Elbil
Bensinpris inkl. mva. [NOK/liter]	15,53 ⁸	
Bensinforbruk [liter/km]	0,05	
CO2-utslipp [kg CO2/liter]	2,31	
Strømpris		39,00 ⁹
Nettleie		30,43 ¹⁰
Avgifter		15,83 ¹¹
Elektrisitetspris eks. mva.		85,27
Elektrisitetspris inkl. mva.		106,58
Strømforbruk [kWh/km]		0,13
Tap ved lading		7 %

⁸ Gjennomsnittlig bensinpris i Norge 2018 (SSB, 2018)

⁹ Estimert kraftpris 2025 (NVE, 2018)

¹⁰ Nettleie 01.01.2019 (NVE, 2019)

¹¹ Forbruksavgift 2019 (NVE, 2019)

VEDLEGG 2

Større faseubalanser

Mange nettkunder er tilknyttet strømmettet med en såkalt en-fase tilkobling, som for eksempel i elbilladere. Det betyr at det er to strømledere hvor strømmen kan beskrives med en bølgeformet kurve, tilsvarende den grå kurven i Figur 4-2. I nye installasjoner er det vanlig å bruke tre-fase tilkobling. Ved å øke fra to til tre strømledere frem til kunden kan en få vesentlig større kapasitet. Skal man illustrere strømmen i en tre-fase installasjon på tilsvarende måte, måtte en ha brukt tre sinuskurver ved siden av hverandre.

Sett fra en kundes perspektiv er imidlertid forskjellen liten – det er uansett en-fase vekselstrøm i den vanlige stikkontakten. Forskjellen er for de fleste nettkunder bokstavelig talt i sikringsskapet. Der fordeles strømmen som kommer inn i huset på ulike kurser. I en-fase anlegg kan dette bare gjøres på en måte, men i tre-fase anlegg kan dette gjøres på ulike måter. Hvis en tenker på hver av de tre strømlederne som kilder til strøm, bør en i sikringsskapet sørge for at det tas om lag like mye strøm fra hver kilde. I verste fall bygges sikringsskapet opp slik at praktisk talt all strøm kommer via en av kildene. Da oppstår det vi kaller faseubalanser. For en enkelt kunde kan det føre til at hovedsikringen (inntakssikringen) går selv om det er rikelig kapasitet inn i huset.

For nettselskapet kan dette bli problematisk dersom en rekke kunder har like 'skjeve' belastninger i sine anlegg. Dersom alle husstander tilknyttet en og samme nettstasjon for eksempel får montert ladere for elbil tilknyttet den første av de tre lederne, vil også nettselskapet få problemer med å utnytte kapasiteten i sitt anlegg fullt ut.

En enkel strategi for å minimere faseforskjeller er å be installatører variere tilkoblingen tilfeldig. En slik strategi er tilnærmet kostnadsfri.





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.