



Nettregulering i framtidens kraftsystem

Multiklientstudie
desember, 2016

THEMA Rapport 2016- 21

Om prosjektet

Prosjektnummer:	MCS-16-07
Prosjektnavn:	Framtidens netregulering
Oppdragsgiver:	Multiklientstudie
Prosjektleder:	Kristine Fiksen
Prosjektdeltakere:	Åsmund Jenssen Silje Elise Harsem Ingar Landet

Om rapporten

Rapportnavn:	Netregulering i framtidens kraftsystem
Rapportnummer:	2016-21
ISBN-nummer	978-82-93150-98-5
Tilgjengelighet:	Konfidensiell / Offentlig
Ferdigstilt:	15. februar 2017

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHold

1	INNLEDNING.....	8
1.1	Bakgrunn	8
1.2	Formål og problemstilling	9
1.3	Organisering og deltakere.....	10
1.4	Om rapporten	10
2	DRIVERE SOM PÅVIRKER UTVIKLINGEN AV KRAFTSYSTEMET	11
2.1	Ulike endringer i kraftsystemet vil påvirke distribusjonsnettene ulikt	11
2.2	Til tross for mer effektiv forbruk kan samlet forbruk øke	13
2.3	Hva vil påvirke omfanget av distribuert produksjon av strøm og varme?...	16
2.4	Hva skal til for å ta i bruk forbrukerfleksibilitet?	24
2.5	Hva vil påvirke utbredelsen av energilager?.....	25
2.6	Økt bruk av smarte løsninger gir noen nye sikkerhetsutfordringer	28
2.7	Deler av reguleringen er allerede i endring	31
2.8	Klimapolitikken og EU-regulering påvirker kraftsystemet.....	33
2.9	Hvordan påvirkes nettet av endringer på forbrukssiden?	36
2.10	Nettkostnadene dekkes av nettkundene	39
3	SCENARIOER FOR FRAMTIDENS KRAFTSYSTEM.....	41
3.1	Hvilke endringer vil skje uavhengig av forbruksutviklingen?	41
3.2	Scenarioet «Rushtidskunder»	42
3.3	Scenarioet «Egenproduksjon av varme»	44
3.4	Scenarioet «Fleksibelt forbruk».....	45
3.5	Scenarioet «Nettet som back-up»	47
4	FRAMTIDENS NETTSELSKAPER	50
4.1	Nettselskapenes oppgaver kan kategoriseres i fem roller	50
4.2	Behovet for lokalt systemansvar kan øke.....	51
4.3	Rollen som markedsfasilitator kan bli viktigere og mer kompleks	52
4.4	Rollen som måling- og avregningsansvarlig vil forenkles	52
4.5	Netteierrollen gir både flere muligheter og økt risiko	53
4.6	Nettutvikling blir mer kompleks	53
4.7	Nettselskapene får økt behov for kompetanse	54
4.8	Oppsummering av sikre og usikre endringer for nettselskapenes roller	55
5	FRAMTIDENS NETTREGULERING	57
5.1	Behovet for regulering.....	58
5.2	Reguleringen må løse flere utfordringer	58
5.3	Regulering av mikrogrid	67
5.4	Oppsummering	68

6	VEIKART FOR FRAMTIDENS NETTREGULERING	69
6.1	Løpende arbeid.....	69
6.2	Robuste valg de neste 5-10 årene	71
6.3	Utviklingsmuligheter på lang sikt.....	73
	REFERANSER	75

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Digitalisering og ny teknologi, klimapolitikk og nye kundepreferanser er noen av driverne som vil bidra til at framtidens kraftsystem kan bli svært forskjellig fra dagens kraftsystem. Endringene i kraftsystemet vil også påvirke nettselskapenes oppgaver. Ved store endringer vil det være behov for å tilpasse netreguleringen til en ny virkelighet. I denne rapporten vurderer vi utfallsrommet for nettets rolle i 2050, og beskriver et veikart for hvordan netreguleringen bør utvikles for å håndtere sikre og mulige endringer for lokal energibruk i et langsiktig perspektiv.

Framtidens kraftsystem

Som et grunnlag for vurderingen av behovet for endringer i netreguleringen har vi utarbeidet scenarioer for hvordan kraftforsyningen kan se ut i distribusjonsnettet i 2050. Utgangspunktet for scenarioene er en analyse av sikre og usikre utviklingstrekk i kraftsystemet. De viktigste *sikre* utviklingstrekkene er:

- *Klimapolitikken styrkes.* Klimamålene er konkretisert både nasjonalt og internasjonalt, og vil derfor få økt politisk fokus og kan påvirke privatpersoners valg om energibruk i større grad.
- *Mer effektiv energibruk, men også økt andel elektrisitet.* Bygg og utstyr blir gradvis mer energieffektive, men samtidig øker befolkningen og transport elektrifiseres. Samlet sett er det sannsynlig at forbruket av strøm øker i alle fall fram til 2030. Deretter er utviklingen mer usikker, og kan innebære en samlet nedgang.
- *Stadig mer digitalisering av fysisk utstyr,* både i bygg og i nettet som følge av at slikt utstyr blir bedre og billigere. Det vil gi bedre tilgang på beslutnings- og driftsdata for netteierne og gjøre det mer aktuelt for forbrukerne å ta i bruk automatisk styring av energibruket hjemme. Innføring av AMS og Elhub er en start på denne utviklingen for strømforsyningen.

For distribusjonsnettet er det forbruksutviklingen i husholdninger og næringsbygg som vil påvirke hvor mye strøm som skal overføres, hvor store variasjonene er over året og døgnet og om retningen på strømflyten vil endres sammenlignet med i dag. Her er det stor usikkerhet knyttet til:

- *Egenproduksjon av strøm eller varme:* Nye løsninger for lokal produksjon av strøm (solceller, mikrovind etc.) og varme (varmepumper, solvarme etc.) er allerede utbredt i en del land. Hvorvidt slike installasjoner lønner seg i Norge avhenger av forholdet mellom totalkostnaden veid opp mot alternativkostnaden ved å kjøpe strøm fra nettet. Denne består kraftkostnad, nettleie, skatter og avgifter. Forbrukernes holdninger til hva som er et godt miljøbidrag spiller også en rolle.
- *Energilagring:* De siste årene har det vært en hurtig utvikling av lagringsteknologi for strøm (batterier) og varmelagre (f.eks. varmtvannstanker) finnes allerede i de fleste norske hjem. Hvorvidt slike installasjoner lønner seg avhenger av forholdet mellom totalkostnaden veid opp mot variasjonen i kraft- eller varmekostnader over den tidsperioden installasjonen kan holde på energien: Jo høyere prisvariasjoner over døgnet/året, jo mer attraktivt er et energilager. Muligheten til å bli kompensert for fleksibilitet gjennom nettleien eller tilpassede fleksibilitetsmarkeder vil ytterligere øke attraktiviteten for energilagring

For å beskrive utfallsrommet har vi utviklet fire scenarioer for distribusjonsnettselskapene på lang sikt, avhengig av hvilket forbruksmønster som er dominerende på distribusjonsnettnivå:

1. *Rushtidskunder:* En stor andel kunder har lavt energiforbruk, men høy samtidighet i forbruket. Dette forsterkes av at elbiler lades på ettermiddagen med høy effekt. I tillegg er solceller utbredt, og mye strøm produseres på tidspunkt med lavt forbruk. Dermed er det også mye produksjon som mates inn på nettet samtidig på dagtid og sommer.
2. *Selvforsyning av varme:* En stor andel av varmebehovet i eksisterende bygg dekkes av andre kilder enn elektrisitet, og elbiler lades på natten. Den generelle forbrukskurven er dermed flat over året og døgnet og samlet topplast er betydelig redusert.

3. *Fleksibelt forbruk:* Forbruket reduseres når prisene i perioder bli høye slik at forbruket i nettets topplast er noe redusert sammenlignet med i dag, selv om forbruket ellers er uendret..
4. *Nettet som back-up:* Det er etablert selvforsynte mikrogrid i mange områder, der forbrukerne produserer varme og strøm selv, og selger til andre innenfor området når de har overskudd. I tillegg finnes det batterier og/eller varmelagre som gjør det mulig å ha noe tidsforskyvning mellom energiproduksjon og -forbruk. Ved feil trekker mikrogridet strøm fra nettet for å unngå fordyrende back-up løsninger internt.

Drive, forbruksmønster og konsekvenser for nettet for hvert av scenarioene er oppsummert under.

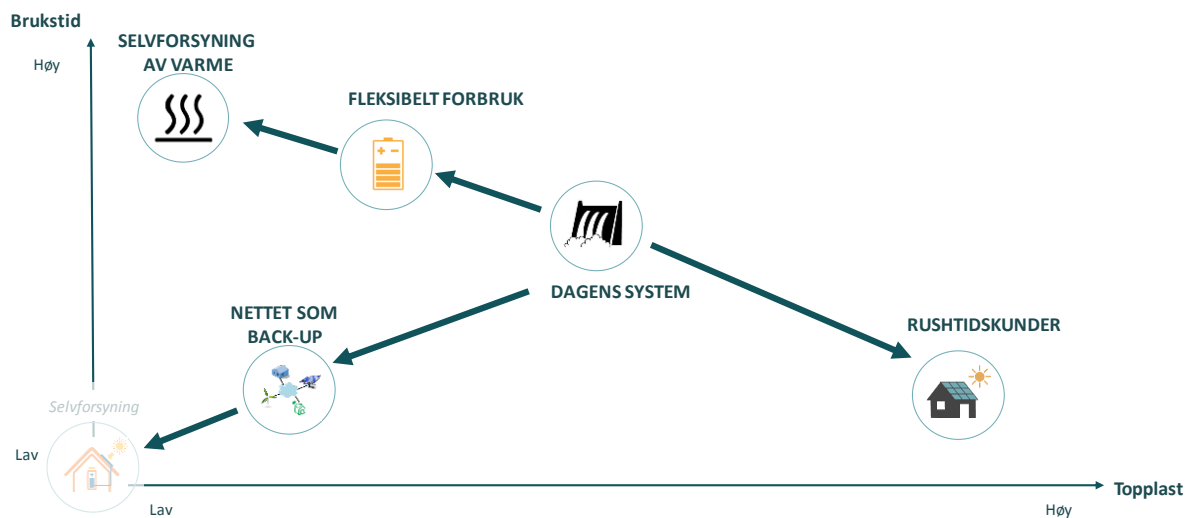
Typisk forbruksmønster		
Utviklingsdrivere		Konsekvenser for kraftnettet
RUSHTIDSKUNDER	Dagens forbruk Framtidens forbruk - Høy samlet strømpris - Økt nettleie for de som ikke har solceller - Gunstig plusskundeordning og subsidier - Solceller blir billigere - Elbillading i topplast - Alle vil bidra til det grønne skiftet	- Kraftig redusert strømforbruk, topplasten opprettholdt - Hurtige retningsskift i strømflyten øker nettdriftens kompleksitet - Totalkostnadene øker noe, men kostnaden per overført kWh øker kraftig - Krevende kostnadsfordeling
SELFORSYNING AV VARME	Dagens forbruk Framtidens forbruk - Høye vinterpriser på strøm og nettleie, evt. støtteordninger - Elbiler lades om natten - Lave kostnader og/eller krav til varmesystemer - Egenproduksjon av strøm er lite økonomisk attraktivt - Hyppige strømbrudd	- Kraftig redusert strømforbruk og topplast - Strøm leveres fra sentrale kilder - Stabilt og forutsigbart forbruk pga. varmeinvesteringer - Nettkostnader og nettdriftens kompleksitet er redusert
FLEKSIBELT FORBRUK	Dagens forbruk Framtidens forbruk - Variable strømpriser, evt. også fleksibilitetsmarked - Incentiver i nettleie - SmartHus-teknologi og aggregatorer er utbredt - Batteri og/eller termiske lagre er rimelige og tilgjengelige - Salg av fleksibilitet er lønnsomt og enkelt	- Omtrent uendret strømforbruk og noe redusert topplast - Strøm leveres fra sentrale kilder - Strømkundene deltar aktivt i kraftsystemet vha. teknologi og tjenesteleverandører - Kostnadene reduseres noe, men kompleksiteten øker
NETTET SOM BACK-UP	Dagens forbruk Framtidens forbruk - Høy samlet strømpris og store prisvariasjoner - Rimelige solceller og batterier - Ikke elektrisk oppvarming - SmartHus og Smart City løsninger er etablert - Nett er kostbart og har dårlig leveringskvalitet	- Energiforsyningen er desentralisert - Lite strøm hentes fra nettet, kun ved feil/vedlikehold - Nettkostnadene reduseres, men enhetskostnaden øker kraftig - Brukerfinansiering av nettet blir krevende

Framtidens nettselskap

Forbruksutviklingen påvirker topplasten og brukstiden i nettet. Topplasten avgjør behovet for nettkapasitet og dermed nivået på nettinvesteringene. Brukstiden påvirker hvor mye energi nettkostnaden kan fordeles på, og dermed enhetskostnaden. Utviklingen i topplast og brukstid – og den underliggende forbruksutviklingen – påvirker i sin tur både omfanget og kompleksiteten i nettselskapenes oppgaver.

Som figuren under viser, vil to av scenarioene både øke brukstiden og redusere behovet for nettkapasitet. Disse to scenarioene vil sannsynligvis redusere nettkostnadene både totalt og per overført energi. I scenarioet rushtidskunder vil behovet for nettinvesteringer øke/opprettholdes, samtidig som brukstiden blir lav – dette scenarioet er derfor krevende kostnadmessig, og kan utfordre dagens modell med full brukerfinansiering av nettkostnaden. Det mest krevende scenarioet i et kostnadsperspektiv er likevel «nettet som back-up» i og med at forbruket går mot null. Investeringsbehovet vil også reduseres, men ikke så mye som forbruket. I dette scenarioet er dagens modell med brukerfinansiering som lite relevant.

Utvikling i brukstid og samlet behov for kapasitet i distribusjonsnettet



Et nettselskap har flere oppgaver slik de er organisert i dag, fra løpende koordinering av produksjon og forbruk i driften til langsiktig nettutvikling. De ulike scenarioene påvirker nettselskapenes oppgaver ulikt. Under har vi oppsummert endringer som vil skje i alle scenarioene og utviklingen som er usikker fordi den avhenger av scenario.

	Sikker utvikling	Usikker utvikling	Implikasjoner for nettoppgavene
Driftskoordinering / systemansvar	Mer kompleks i alle scenarioer	Kan bli vesentlig mer kompleks ved mye lokal produksjon	Økte krav til kompetanse og koordinering mot andre aktører horisontalt og vertikalt
Markedsfasilitator (tariffer og tilknytningsvilkår)	Overgang til effekttariffer som gir riktige prissignaler enn dagens energitariffer	Utbredelse og bruk av fleksibilitet Hvor mye blir standardisert og hvor mye kan tilpasses lokale forhold	Riktige prissignaler på alle områder blir viktigere enn før. Nettselskapenes rolle endres og kompleksiteten øker. Kompleksiteten avhenger av hvor stor rolle NVE og evt. Statnett spiller som fasilitator.

<i>Måling/avregning</i>	Mange oppgaver overføres til Elhub	Med mikrogrid/små lokale nett kan nye behov oppstå, også ved kjøp og salg av fleksibilitet	Forenkles og sentraliseres
<i>Netteier (eie og drifte nett)</i>	Sterkere krav om kostnadseffektivitet for å begrense nettleie Nye muligheter som følge av digitalisering og automatisering Mer krevende beredskap	Omfanget av nettinvesteringer framover og langsiktig behov for nett som bygges i dag	Usikkert behov for kapital, økte krav til kompetanse
<i>Utvikler (nettplanlegging)</i>	Mer kompleks planlegging pga. flere alternativer til nett, også mer data og nye muligheter mht. analyser og verktøy	Utbredelsen og muligheten til å ta i bruk alternativer til nett	Økte krav til kompetanse og koordinering

Digitalisering og bedre mulighet til måling, analyse og styring er den viktigste sikre utviklingen. Dette gir en bedre mulighet til å vurdere og ta i bruk driftsløsninger, fleksibilitet og andre teknologier som alternativer til nett. Det er imidlertid usikkert i hvilken grad reguleringen åpner for slike løsninger og hvorvidt nettkundene vil tilby fleksibilitet. Behovet for lokale systemtjenester er også usikkert fordi det i noen grad avhenger av scenario. Den aller viktigste usikkerheten er knyttet til hvor mye nettkapasitet det vil være behov for i 2050 og om investeringer som blir gjort framover er relevante og om det finnes kunder til å dekke nettkostnadene.

Håndteringen av endringene er i stor grad et spørsmål om å dekke kompetansebehov og finne nye måter å arbeide på, herunder å ta i bruk ny teknologi og å utvikle nye løsninger som er særlig godt tilpasset norske forhold.

Framtidens netregulering

Endringene i kraftsystemet og nettselskapenes oppgaver vil også påvirke reguleringen på kort og lang sikt. Reguleringen må tilpasses kraftsystemet for å være samfunnsøkonomisk effektiv, men samtidig må vi ta hensyn til at reguleringen også vil påvirke utviklingen av kraftsystemet, både retning og tempo. Det er en risiko for innelåsning og for sen utvikling dersom reguleringen ikke legger til rette for nye løsninger. På den andre siden er det også en risiko for at leveringssikkerheten svekkes eller at systemet blir for dyrt dersom reguleringen stimulerer til feil løsninger.

Balansegangen mellom utviklingen av nye løsninger og ivaretagelse av kostnadseffektivitet og leveringssikkerhet på kort og lang sikt vil være krevende. Netreguleringen må bidra til å:

- Sikre finansiering av nettet på lang sikt:
 - Håndtere risikoen for «stranded assets» ved å opprettholde dagens ordning der nettselskapene samlet sett er garantert kostnadsdekning
 - Sikre at alle kunder betaler en rimelig andel av nettkostnaden
 - Finne alternativ finansiering dersom brukerfinansiering ikke kan opprettholdes (f.eks. overføringer fra staten eller en obligatorisk forsikringsordning)
- Legge til rette for løsninger som reduserer de samlede nettinvesteringer og gir mer effektiv drift, også gjennom å ta i bruk ny teknologi og nye markedsbaserte virkemidler

- Forbedre innovasjonsincentivene i dagens modell ved å stimulere til mer operative pilot- og demoprojekter i større grad.
- Finne løsninger for mer fleksibel nettutbygging, det vil si både forbedre prissignaler gjennom anleggsbidrag og tariffen og legge til rette for en mer fleksibel praktisering av tilknytningsplikten
- Videreutvikle dagens økonomiske reguleringsmodell med sikte på økt likebehandling av nett og alternativer
- Utvikle og teste ut markedsløsninger for forbrukerfleksibilitet og lokal produksjon i distribusjonsnett.
- Styrke kravene til helhetlig nettplanlegging, det vil si både sørge for at alternativer til nett tas hensyn til og bidra til styrket koordinering mellom nettnivåer og innenfor hvert nivå.
- Etablere og organisere lokalt systemansvar ved behov
- Opprettholde forsyningssikkerheten
 - Sikre fortsatt lønnsomhet i nettinvesteringer som er nødvendig på kort sikt selv om behovet på lang sikt er usikkert (dersom nett er beste løsning)
 - Fokus på IKT-sikkerhet må økes når omfanget og betydningen øker

Vi ser det også som viktig at regulator utøver en rådgiverrolle overfor resten av myndighetsapparatet og markedsaktører for om mulig å unngå at uheldig virkemiddelbruk på andre områder (herunder støtteordninger og avgiftssystemet) svekker effektiviteten og/eller kvaliteten i nettet.

Vi har lagt til grunn at nettet vil forbli et naturlig monopol i tråd med dagens organisering, selv om innholdet i nettoppgavene vil endre seg og noen av oppgavene får en svakere monopolkarakter over tid. En eventuell endring i denne statusen vil ta lang tid, og også i en framtid der dagens nett primært har en backup-funksjon vil det være nødvendig med en regulering både av overliggende nett og underliggende selvstendige nett (mikrogrid).

Endringene nevnt ovenfor vil i stor grad være ønskelige å gjennomføre uavhengig av den videre utviklingen. På lengre sikt er utfallsrommet større, og endringene må nødvendigvis tilpasses utviklingen i kraftsystemet, teknologiske og markedsmessige forhold. Noen sentrale spørsmål kan vi likevel identifisere allerede nå:

- Utvikle økonomisk reguleringsmodell som likebehandler nett og alternativer fullt ut
- Tilpasse økonomisk regulering til endringer i bransjestruktur ved behov
- Videreutvikle markedsløsninger
- Utvikle alternative finansieringsmodeller dersom bruken av nettet endres radikalt
- Vurdere behovet for fundamentale endringer som følge av at mikrogrid får en stor utbredelse

1 INNLEDNING

Digitalisering og ny teknologi, klimapolitikk og nye kundepreferanser er noen av driverne som vil bidra til at fremtidens kraftsystem kan være ganske annerledes enn dagens kraftsystem. Ved store endringer i kraftsystemet og nettets rolle vil det være behov for å tilpasse nettreguleringen til en ny virkelighet. I denne rapporten vurderer vi utfallsrommet for nettets rolle i 2050, og beskriver et veikart for hvordan nettreguleringen bør utvikles for å håndtere sikre og mulige endringer for lokal energibruk i et langsiktig perspektiv.

1.1 Bakgrunn

Kraftnettet overfører strøm fra produsenter som vann- eller vindkraftverk til sluttbrukere som husholdninger, industri og næringsliv. Overføring av kraft skiller seg fra nær alle andre transport-tjenester ved at produksjon og forbruk av kraften må skje på samme tid, noe som gjør det til en krevende oppgave.

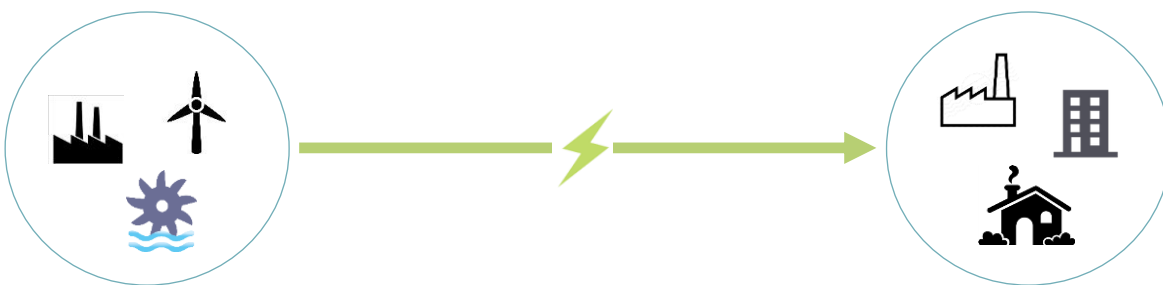
Med et godt utbygd nett kan strøm produseres der ressursene er gode og transporteres dit behovet er. På denne måten er ikke forbrukerne avhengig av ett spesifikt produksjonsanlegg, men kan få strøm fra alle etablerte anlegg for kraftproduksjon. En slik løsning gir høy leveringssikkerhet og-kvalitet så lenge nettet fungerer som det skal. Høy leveringssikkerhet innebærer at kundene opplever få strømbrydd, mens god leveringskvalitet hindrer at elektronisk utstyr blir ødelagt på grunn av spenningsvariasjoner og frekvensavvik.

I Norge har vi to nettnivåer; et sentralnett som binder sammen de ulike landsdelene og knytter Norges kraftsystem til nabolandenes, og en rekke lokale distribusjonsnett som bringer kraft fra sentralnettet til sluttkundene). Kraftnettet eies og driftes av nettselskaper. Statnett driver sentralnettet, mens distribusjonsnettet eies og driftes av ett nettselskap i hvert område. Distribusjonsnettet er i fokus i denne rapporten.

Som beskrevet av Olje- og energidepartementet (2014) kan de primære samfunnsmålene for nettvirksomheten formuleres i tre hovedpunkter:

1. Sikre strømforsyning til nettkundene uten avbrudd eller andre kvalitetsavvik
2. Tilknytte ny produksjon og nytt forbruk
3. Sørge for kapasitet til eksisterende nettkunder ved behov

Figur 1: Nettet kobler sammen produksjon og forbruk av strøm



Avhengigheten av strøm i et moderne samfunn er total, de aller fleste oppgaver både i privat, i nærings- og offentlig virksomhet stopper opp uten tilgang til strøm. Strømnettet er derfor definert som en infrastruktur som er kritisk for samfunnet.

Siden det koster mye å bygge nett (høye kapitalkostnader), mens det koster lite å bruke nettet når det først er bygget (lave variable kostnader), er det ikke samfunnsmessig rasjonelt at flere parallelle nett forsyner det samme området. Nettselskapene har derfor såkalt naturlig monopol i sine nett-områder. For å hindre at nettselskapene utnytter sin monopolstilling, ved å for eksempel ta en svært høy nettleie eller ha lav kvalitet, blir nettselskapene regulert av myndighetene.

Det overordnede målet for netreguleringen er å sikre nettkundene en tilstrekkelig leveringssikkerhet og -kvalitet på kort og lang sikt på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Den skal også sørge for at nettkostnadene fordeles mellom ulike kundegrupper på en objektiv og ikke-diskriminerende måte.

For å sikre dette benytter myndighetene seg av:

- *Økonomisk regulering*: Setter rammer for hvor mye nettselskapene kan ha av inntekter og samtidig gi incentiver til effektiv drift og riktig investeringsnivå.
- *Markedsdesign og tariff*: Setter vilkår og kostnader for tilknytning til nettet, utforming av nettleie og eventuelle andre prissignaler overfor kundene.
- *Direkte regulering*: Fastsetter oppgaver, rettigheter og plikter for nettselskaper, nettkunder og andre relevante aktører (f.eks. strømlleverandører, aggregatorer og utstyrsleverandører)

Selv om den nåværende reguleringen er hensiktsmessig for dagens system, betyr det ikke nødvendigvis at den er dekkende for behovene i fremtidens kraftsystem. Denne innsikten danner bakteppet for denne rapporten.

1.2 Formål og problemstilling

1.2.1 Problemstilling

Digitalisering og ny teknologi, klimapolitikk og nye kundepreferanser er noen av driverne som vil bidra til at fremtidens kraftsystem kan være ganske annerledes enn dagens kraftsystem.

De fleste andre land har en mindre utviklet netregulering, lavere insentiver til innovasjon og ikke like markedsbaserte løsninger som vi har i Norge. Det, i tillegg til at det norske kraftsystemet er svært forskjellig fra kraftsystemene i andre land og behovene på forbrukssiden er annerledes, innebærer at vi har lite å lære av netregulering i andre land, og vi må finne de gode løsningene for fremtidens netregulering selv. Vi kan imidlertid dra lærdom av hva man ikke bør gjøre.

Problemstillingen vi ser på i denne rapporten kan oppsummeres i følgende spørsmål:

- *Hvordan kan framtidens kraftsystem se ut?*
- *Hvordan vil det påvirke nettselskapenes rolle og oppgaver i systemet?*
- *Hvordan bør netreguleringen tilpasses på kort og lang sikt for å være effektiv?*
- *Hvilken utvikling bør netreguleringen bidra til å unngå?*

Utgangspunktet for analysen av regulatoriske veivalg er at reguleringen og kraftsystemet må være tilpasset hverandre på lang sikt, det vil si at vi prøver å identifisere hva som er effektiv regulatorisk løsning. Vi diskuterer imidlertid også hvordan reguleringen kan bidra til å påvirke kraftsystemet i riktig retning avhengig av hvordan de ulike drivkreftene utvikler seg – og hva som eventuelt vil være gale veivalg.

1.2.2 Formål

Formålet med prosjektet er å øke forståelsen av nettets ansvar og roller i framtidens kraftsystem, både på tvers av nettselskaper og mot omverden slik at man etablerer en felles plattform for å diskutere netregulering. Dermed bidrar prosjektet også til å legge grunnlaget for økt gjennomslag ved kommunikasjon med myndigheter og politikere som kan føre til økt gjennomslag på viktige saker knyttet til et fortsatt effektivt kraftsystem.

For at et veikart for fremtidens netregulering skal være relevant, må det:

- Balansere hensyn mellom forsyningssikkerhet, kostnadseffektivitet og miljø/klima
- Bestå av et sett kriterier for god netregulering som alle tiltak og virkemidler kan testes mot

- Gi oss en god forståelse av hvilke konsekvenser tiltakene kan få for energisystemet samlet sett på lang sikt uten at det fungerer som en detaljert og rigid plan – som uansett ikke vil fungere fordi det vil skje mange endringer som vi ikke kan forutsi nå

1.3 Organisering og deltakere

Prosjekter er gjennomført i samarbeid med bransjeorganisasjonene Energi Norge og KS Bedrift og seks nettselskap: Agder Energi Nett, BKK Nett, Haugaland Kraft, Lyse Elnett, Ringeriks Kraft Nett og Troms Kraft Nett. I tillegg har flere personer fra både OED og NVE deltatt som observatører og deltatt aktiv i diskusjoner i arbeidsmøtene.

Deltakerne har deltatt i tre arbeidsmøter underveis og kommentert på rapportutkast. THEMA står likevel ansvarlig for alle konklusjonene og innholdet i denne rapporten.

1.4 Om rapporten

I tillegg til denne rapporten som oppsummerer arbeidet for bransjeaktørene, er det laget en separat rapport som kommuniserer de viktigste resultatene på en forståelig måte for aktører utenfor bransjen.

I kapittel to går vi igjennom drivkreftene for endringer som påvirker distribusjonsnettselskaperens viktigste oppgaver. Vi har lagt stor vekt på endringer på forbrukssiden i og med at disse endringene har størst betydning på dette nettnivået.

I og med at endringene er usikre, har vi laget fire scenarioer som dekker utfallsrommet for hvordan kraftsystemet på distribusjonsnettnivå kan se ut i 2050. Disse scenarioene presenterer vi i kapittel 3.

Kapittel 4 oppsummerer hvordan sikre og usikre endringer fra kapittel 2 og 3 vil påvirke nettselskaperens ulike roller. Deretter beskriver vi reguleringsbehovet i framtiden i kapittel 5.

Til slutt beskriver vi et overordnet veikart for hvordan nettreguleringen bør utvikles i kapittel 6.

2 DRIVERE SOM PÅVIRKER UTVIKLINGEN AV KRAFTSYSTEMET

Klimapolitikk, teknologiutvikling, kundenes preferanser og utviklingen i kostnaden ved å bruke strøm er de overordnede driverne for hvordan strømforbruket utvikler seg framover. Vi ser det som sikkert at klimafokuset øker, noe som øker elektrifiseringen av transport og fokus på energieffektive løsninger. SmartGrid og SmartHus vil også bli utbredt. Usikkerheten er i hovedsak knyttet til omfanget av distribuert produksjon og bruken av lagring i alminnelig forsyning. Ved mye distribuert energi vil kraftflyten endre seg slik at strømmen flyter i flere retninger og med raske skift kombinert med lavt energivolum i nettet. Økt bruk av batterier og termiske lager vil øke andelen egenproduksjon som går til eget forbruk og ikke sendes inn på nettet. Lav brukstid i nettet fører til høy nettleie målt i kr/kWh overført og kan bidra til en selvforsterkende utvikling siden nettet er bruker-finansiert.

Det er mange synspunkter og meninger om hvordan kraftsystemet og energiforbruket vil endre seg i perioden opp til 2050. I et så langt tidsperspektiv vil det helt sikkert skje endringer, spørsmålet er hvor store disse endringene er og hva det betyr for nettselskapene på distribusjonsnivå. Det er også usikkert hvor raskt endringene vil skje og hva som driver dem fram.

Vi vil i dette kapittelet beskrive sikre endringer og usikkerhet i utviklingen. Som grunnlag for diskusjonen vil vi beskrive hva vi ser som forutsetninger for at de ulike endringene skal skje under de naturgitte forhold som vi har i Norge.

2.1 Ulike endringer i kraftsystemet vil påvirke distribusjonsnettet ulikt

Framtidens kraftsystem kan se annerledes ut enn i dag, eller utvikle seg gradvis fra dagens system til noe som fortsatt er gjenkjennelig på lang sikt. For nettselskapenes del er det tre fundamentale forhold som påvirker nettets fysiske rolle på lang sikt:

- *Hvor mye kraft som skal distribueres* fra overliggende nett til sluttkundene i distribusjonsnettet
- *Hvordan kraften forventes å flyte*: Det vil si hvorvidt kraften flyter begge veier eller enveis fra overliggende nett til distribusjonsnettet eller primært mellom produsenter, prosumenter og uttakskunder i distribusjonsnettet.
- *Hvilken etterspørselsstruktur forbrukerne har*: Hvordan forbruket fordeler seg over døgnet og året

Disse tre forholdene påvirkes i hovedsak av utviklingen for fire drivere:

- Utbredelsen av lokal energiproduksjon
- Grad av energieffektivisering
- Forbrukssammensetning
- Utbredelsen av lokal lagringskapasitet

Det interessante er ikke endringene over i seg selv men hvordan de påvirker forbruksmønster (nivå og profil) og interaksjon med kraftsystemet. Endringer som øker maksimaleffekten vil bidra til å øke behovet for nettkapasitet på lang sikt. Endringer som reduserer brukstiden, tilsier at kostnadene til nett blir uendret, mens bruken av nettet reduseres, noe som vil øke nettkostnadene per energienhet transportert. Videre kan noen endringer bidra til å øke kompleksiteten, mens andre kan bidra til å redusere eller håndtere en økt kompleksitet. De mest kostnadsdrivende endringene vil være de som bidrar til økt kapasitetsbehov, redusert brukstid og økt kompleksitet samtidig. I figuren under er negative virkninger markert med rødt, positive med grønt og de som ikke har noen klar påvirkning med gult.

Figur 2: Viktige drivkrefter og hvordan de påvirker behovet for nett

	Maks. effekt	Bruktid	Kompleksitet
 Lokal energiproduksjon - Solceller, mikrovind og vann - Varme (fjernvarme og distribuert bruk av VP, biobrensel) - Hydrogen	 Egenproduksjon fra solceller  Varme eller mikrovind	 Solceller  Varme	 Perioder med innmating og flyt i begge retninger
 Lokal lagringskapasitet - Batterier - Varmtvannstanker og varmelagring - Hydrogen	 Alle former for lagring kan redusere effektuttaket	 Totalt etterspurt energi er uendret, men jevnere fordelt over døgnet	 Redusert innmating av distribuert produksjon, kan bidra til å løse utfordringer
 Energieffektivisering - Tekniske byggekrav - Konvertering - Elektrifisering	 Konvertering og elektrifisering gir økt effektuttak  Mer energieffektive bygg	 Avhengig av samlet endring	 Påvirker ikke kompleksitet
 Forbrukssammensetning - Elektrisk transport - El til varme eller ikke - Direkte oppvarming av varmtvann	 Mange nye typer forbruk gir økt effektuttak  Ikke-elektrisk oppvarming	 Lading av elbil i topplast, el til varme  Lading av elbil på natten	 Dersom lav brukstid krever fleksibilitet

Vi ser allerede nå endringer som vil påvirke kraftsystemet i lang tid framover. Disse utviklingstrekkene har vi definert som sikre. Framtidens netregulering må derfor forholde seg til denne utviklingen uansett utvikling på mer usikre forhold. De viktigste sikre utviklingstrekkene er knyttet til utvikling av og innføring av ny teknologi i hele verdikjeden for kraft og økt andel uregulerbar kraftproduksjon. Vi ser for oss at klimapolitikken vil bli mer ambisiøs framover og at reguleringen innen energiområdet i økende grad vil påvirkes av forhold i Norden og resten av EU. På toppen av dette ser vi økte sikkerhetsutfordringer knyttet til IKT samtidig som mer ekstremvær og andre eksterne trusler kan øke fokuset på generell beredskap.

De viktigste usikre drivkreftene er i hvor stor grad systemet vil bli preget av distribuert produksjon og lokal lagringskapasitet, så disse dimensjonene legger grunnlaget for å spenne ut de ulike scenarioene. Hvorvidt omfanget av egenproduksjon og lagring blir så stort at det vil påvirke nettselskaperes oppgaver vesentlig er imidlertid svært usikkert. Utfallsrommet kan få stor betydning for regulering av framtidens nettselskaper - vi vil derfor diskutere drivere og konsekvenser mer detaljert.

Tabell 1: Utviklingstrekk mot framtidens kraftsystem

Sikre utviklingstrekk	Usikre utviklingstrekk med stor betydning for nettvirksomhet
- Økt fokus på klimapolitikk nasjonalt og internasjonalt - Det norske kraftmarkedet blir mer integrert mot EU, fysisk, regulatorisk og markedsmessig - Økt andel uregulerbar kraftproduksjon - Mer effektiv energibruk - Bedre og billigere smarthus og smartgrid-teknologi - Sikkerhetsutfordringene øker	- Attraktivitet og utbredelse av <i>egenproduksjon</i>: - Samlede strømkostnader til forbrukeren - Kostnader og ytelse ved distribuert energiproduksjon (strøm og varme) - Subsidier, støtte og krav - Forbrukernes oppfattelse av egendistribusjon - Attraktivitet og utbredelse av <i>distribuert lager</i>: - Samlede strømkostnader til forbrukeren - Prisvariasjoner over døgnet - Kostnader og ytelse ved energilager - Subsidier, støtte og krav - Forbrukernes ønske om egenforsyning eller aktiv deltakelse med forbruksfleksibilitet

2.2 Til tross for mer effektiv forbruk kan samlet forbruk øke

2.2.1 Strømforbruket øker fram til 2030, men kan reduseres deretter

Hvordan energiforbruket vil endre seg på lang sikt, er usikkert. Men vi ser det som relativt sikkert at energibruken per innbygger vil reduseres både som følge av reguleringer som allerede er innført og eventuelle nye krav og reguleringer. Ambisiøse klimamål og krav til utslippsreduksjoner tilsier at energiintensiteten i all økonomisk aktivitet må bli lavere, og at energibruken må baseres på fornybare kilder. For Norge betyr dette blant annet at vi på lang sikt må omstille økonomien vekk fra olje- og gassutvinning, som bruker lite elektrisitet fra land, til aktivitet på fastlandet som vil kreve betydelige mengder med elektrisitet. Størrelsen på dette elektrisitetsbehovet, og andelen som vil tas ut på lavere nettnivåer, er avhengig av om den økonomiske veksten primært kommer innenfor industrien eller tjenesteytende næring. I tillegg er konvertering til elektrisitet som energikilde et viktig virkemiddel for både energieffektivisering og utslippsreduksjoner i mange ulike forbruksgrupper som transport og i industrien. Dette fører til økt etterspørsel etter, og avhengighet av, elektrisitet.

I NVEs beregninger av samlet elektrisitetsforbruk i Norge fram mot 2030, forventer de en samlet økning i forbruket fra 130 i 2012 til 143 TWh i 2030. De estimerer at det meste av økningen vil skje i perioden fram til 2020 og at det kan komme en nedgang i strømforbruket de siste årene fram til 2030 på grunn av mer energieffektive bygninger og utstyr (NVE, 2016a). Innstramminger i energikravene for bygg i tekniske byggeforskrifter er en viktig årsak til dette.

Forbruksutviklingen som er mest relevant for distribusjonsnettet er summert i tabellen under. Driverne for økninger i elforbruket er knyttet til befolkningsvekst, konvertering fra fossil oppvarming til elektrisitet og økt bruk av elektrisk transport.

Tabell 2: NVEs estimat på endringer i strømforbruket i alminnelig forsyning til 2030

	2012	2030	Endring
Sum bygninger	65,6	69,3	3,7
Transport	0,7	3,0	2,3
Andre – fjernvarme og infrastruktur	3,0	3,5	0,5
Sum	69,3	75,8	6,5

Kilde: NVE (2016a)

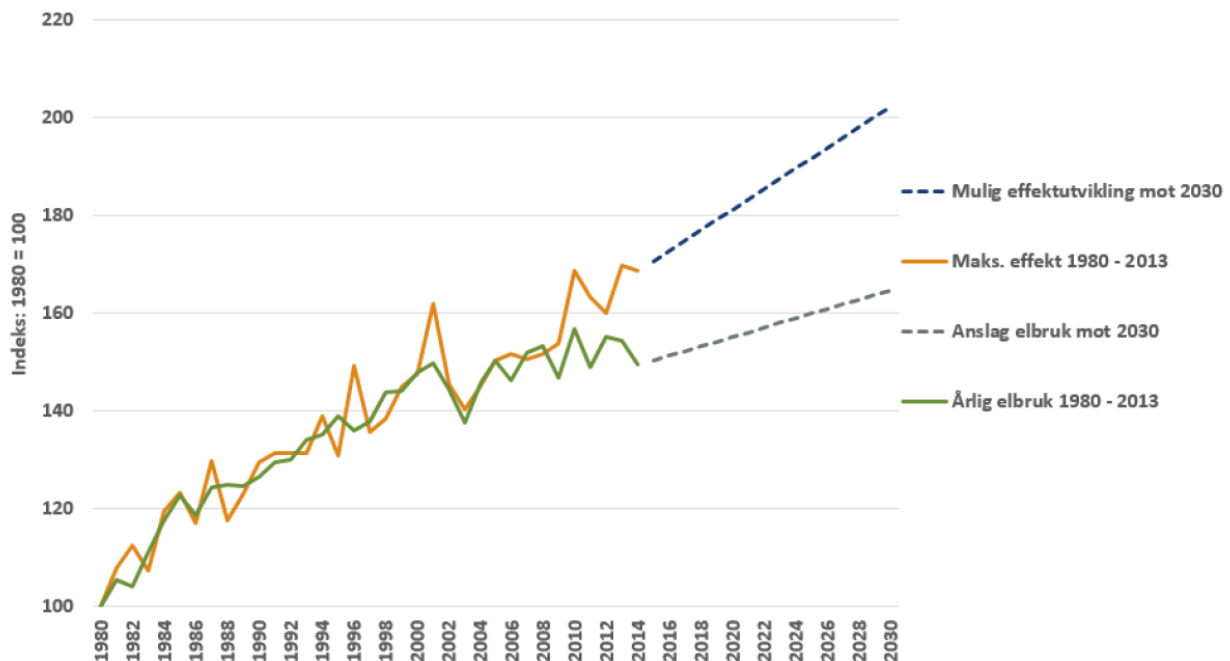
Utviklingen i nivået på elforbruket mellom 2030 og 2050 vil fortsatt avhenge av befolkningsutviklingen, men strengere krav til energibruk i bygninger vil gradvis få betydning gjennom nybygg og fornyelser i bygningssmassen.

2.2.2 Avhengigheten av strøm opprettholdes selv om volumet reduseres

Selv om energibruken på sikt kan bli mer effektiv, vil ikke avhengigheten av strøm reduseres i framtiden, snarere tvert imot. Tilgang til strøm er en forutsetning for all verdiskaping og er kritisk for all annen infrastruktur som kommunikasjon, transport, betaling, vann og avløp etc. I tillegg vil bruken og avhengigheten av elektronikk og IT-løsninger trolig øke. Elektronisk utstyr er mer sårbart for variasjoner i spenning og frekvens (leveringskvalitet for strøm) enn f.eks. oppvarming. Vi anser det derfor som sannsynlig at kravene til leveringskvalitet blir viktigere i årene framover.

2.2.3 Effektuttaket kan øke mer enn strømforbruket

Det er ikke nødvendigvis en sammenheng mellom samlet energiforbruk og effektuttak. De senere årene har veksten i elforbruket stagnert, men vi ser at den samtidige bruken i toppplasttiden fortsetter å øke. Figuren under illustrerer dette.

Figur 3: Utvikling i årlig elektrisitetsbruk og maksimal årlig effekt etter 1990

Kilde: NVE (2015)

Det høyeste effektuttaket som er registrert i Norge ble målt om morgenen 21. januar i 2016 og var på ca. 24.500 MW. I følge Energimeldingen (2016) kan maksimaluttaket for effekt øke til et sted mellom 28.000 og 35.000 MW innen 2030 avhengig av den generelle utviklingen i elektrisitetsforbruket og utbredelsen av effektkrevende apparater. Utviklingen er usikker, men det forventes en høyere vekst i effektuttaket enn for strømforbruket.

Et forbruk som kan påvirke forholdet mellom energi- og effektuttak betydelig, er innføring av direktevirkende varmtvannsoppvarming som kan ha ti ganger så høyt effektuttak som en varmtvannstank (NVE, 2014), men har lavere samlet energibruk fordi energitapet reduseres. Dersom en stor andel husholdninger bytter ut varmtvannstanken med direkteoppvarming og samtidigheten for bruk er høy, vil den samlede betydningen for felles effektuttak i et boligområde bli stor. Økt elektrifisering av transport kan også bidra til et økt effektuttak, særlig dersom bilene lades hurtig og på ettermiddagen.

2.2.4 Elektrifisering av transport kan øke etterspørselen etter strøm

Den største økningen i elforbruket etter 2030 vil trolig komme fra elektrisk transport. Omfanget av dette er usikkert og vil avhenge av hvilke krav og reguleringer som innføres og om det blir elektriske kjøretøy eller annet som vil bli gjeldende teknologi på sikt. I en rapport om elbilenes påvirkning på strømmettet estimerer NVE (2016b) et energibehov på 4 TWh dersom 1,5 millioner av norske personbiler er elbiler i 2030. En full elektrifisering av hele dagens transportsektor utenom luftfart, vil ifølge Energimeldingen (2016) utgjøre et samlet elektrisitetsforbruk på 17,5 TWh, en økning på under 8 prosent av dagens samlede kraftforbruk. Dette tallet er vesentlig lavere enn dagens energibruk i transportsektoren, på om lag 52 TWh (utenom luftfart). Årsaken til denne reduksjonen ved elektrifisering av transport, er at elektriske motorer gir tre til fire ganger så mye framdrift per energienhet sammenlignet med forbrenningsmotorer.

NVE (2016b) har vurdert hvordan 1,5 millioner elbiler vil påvirke det samlede effektuttaket ved hjemmelading. På sentralnettsnivå anslår NVE at maksimaluttaket i årets topplasttime blir på ca. to prosent. NVE vurderer videre at de største utfordringene ved effektuttak fra elbiler vil komme i distribusjonsnettet, og at det kan være store variasjoner mellom ulike områder. De har oppgitt tre scenarier per husholdning som vist i tabellen under som vurderer økt effektuttak per husholdning med ulike sammensetninger av elbiler per husholdning, hvilken effekt de lader på og graden av samtidighet i lading i et lite område. Dette er oppsummert i tabellen under.

Figur 4: Mulig gjennomsnittlig økt effektuttak for husholdninger fra lading av elbiler

Scenario	Antall elbiler per husholdning	Ladeeffekt (kW)	Samtidig lading	Økt effektuttak per husholdning i makslast (kW)
1	0,5	5,1	30 %	1
2	0,75	6,0	50 %	2
3	1	7,1	70 %	5

Kilde: NVE (2016)

I tillegg til lading hjemme, vil det innen utgangen av 2017 være bygget ut et landsdekkende nett av hurtigladestasjoner støttet av Enova. Det finnes også flere aktører som bygger ut slike ladestasjoner utenom Enovas støtteordninger.

For å oppnå store utslippskutt i veitransporten må også en andel av tungtransporten i lokaltrafikk måtte ta i bruk elektriske kjøretøyer. Det kan være bybusser, varebiler, renovasjonsbiler osv. Dersom den teknologiske utviklingen på batterier og ladeløsninger tilsier det, kan man fram mot 2050 også tenke seg en økt andel elektriske busser utenfor tettbygde strøk. Flere av de fylkeskommunale kollektivtransportselskapene i det største byene har planer om å fase inn elektriske busser i løpet av de neste 5-10 årene. Brakar i Drammensregionen planlegger å etablere en busslinje med helelektrisk allerede fra slutten av 2017 og AtB i Trondheim planlegger 5 helelektriske busslinjer (40 busser) fra 2019. De største planene for innføring av elbusser finnes i Oslo, der man ser for seg at alle bybussene er helelektriske fra 2025 forutsatt at testprogrammet som gjennomføres i forkant viser at det er realistisk.

I et EU direktiv fra 2014¹ ble det besluttet et krav om landstrøm i alle viktige havner innen 31. desember 2025, med mindre det ikke er noen etterspørsel etter det eller kostnadene ikke står i forhold til nytteverdiene når miljøaspektet er inkludert. Det har også kommet på plass standarder for landstrøm som må benyttes i havnene for at alle internasjonale skip skal kunne benytte samme ladepunkt.

DNV (2015) har undersøkt 21 norske havner, av disse er det 17 havner som vurderer eller har konkrete planer om landstrømsanlegg. 10 av havnene vil innføre dette i løpet av få år, mens 7 av havnene ikke har en bestemt tidsplan. Hovedvekten av planene gjelder lavspenitanlegg. Color Line har allerede innført landstrøm i tre norske havner (Oslo, Kristiansand og Larvik). Til tross for at energiforbruket for tiden til kai er omtrent den samme i Oslo og Kristiansand, er effektuttaket henholdsvis 2,8 MW og 1,2 MW (THEMA, 2016). Det viser at det kan være store forskjeller i brukstid for ulike løsninger.

I budsjettforliket høsten 2014 vedtok Stortinget at alle kommende ferjeandbud skal ha krav til nullutslippsteknologi (og lavutslippsteknologi) når teknologien tilsier det. De neste årene skal 60 fergesamband (av 130 fergesamband totalt) med til sammen 75 ferger lyses ut på nye anbud. Hvilken ladeeffekt som trengs for batterielektrisk fergedrift, avhenger av hvor lenge fergene kan ligge til kai og hvor lang strekning som skal betjenes. Den eneste elektriske fergen som nå er i drift i Norge er Ampere som går over Sognefjorden. Den har ifølge THEMA (2016) behov for en ladeeffekt på 1 MW ca. 10 minutter hver time. For å unngå et høyt anleggsbidrag til nettforsterkninger er det valgt en løsning med batteri på land. Dette batteriet fylles med strøm fra nettet med en effekt på 0,3 MW og fergen lades fra batteriet når det ligger til kai.

I perioden fram til 2050 er det sannsynlig at en større andel av transporten er elektrisk, men hva som blir omfanget i de ulike segmentene vil avhenge av teknologiutvikling og hvilke alternative løsninger som er tilgjengelig.

En viktig forskjell mellom elbiler i personbilsegmentet og kollektivtransport og annen tungtransport, er at elbilene står parkert en stor andel av tiden, og man har mulighet til å sørge for at det meste av

¹ EU direktiv 2014/94 on the deployment of alternative fuel infrastructure

ladingen skjer på nattetid når bilen likevel ikke er i bruk. Busser, ferger og kjøretøy i næringstransport er i bruk store deler av døgnet, og er ofte avhengig av rask og hyppig lading for at elektrisk framdrift skal være et alternativ. Slik transport vil derfor trolig øke effektuttaket i større grad enn elbiler i privatsegmentet vil gjøre det.

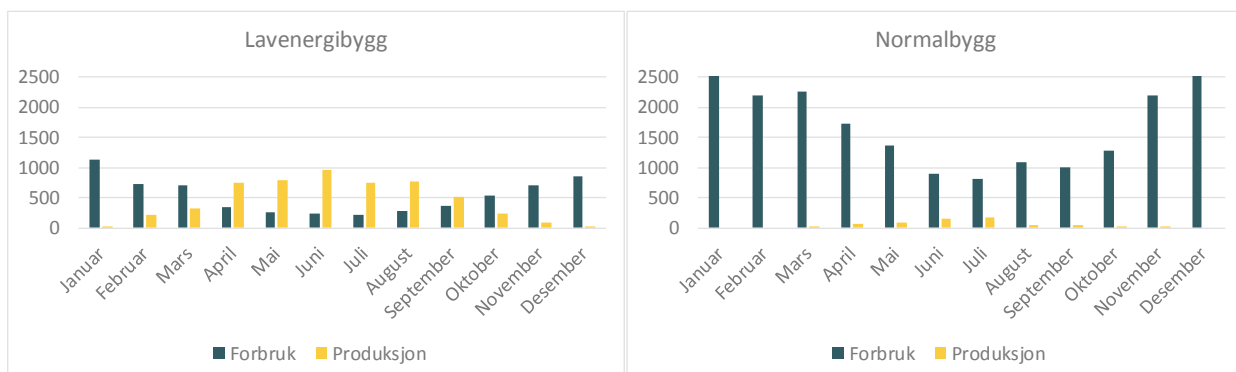
2.3 Hva vil påvirke omfanget av distribuert produksjon av strøm og varme?

Samlet lønnsomhet for egenproduksjon av strøm og varme avhenger av den samlede alternativkostnaden ved å kjøpe strøm fra nettet, de samlede kostnadene ved egenproduksjon og eventuelle subsidier. Vi snakker altså her om forbrukerens lønnsomhet, og ikke hvorvidt egenproduksjon er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Begrepet «grid parity» brukes ofte når egenproduksjon har samme kostnad eller lavere enn strøm kjøpt fra nettet, altså fra et konsumentperspektiv. Hvorvidt egenproduksjon er samfunnsøkonomisk lønnsom inngår dermed ikke i begrepet, ei heller hvordan distribuert produksjon påvirker de samlede kostnadene i kraftsystemet.

2.3.1 Forskjell på selvforsyning og distribuert produksjon

Det er et viktig skille mellom distribuert produksjon og egenforsyning. Når man snakker om nullenergihus i Norge, er det sjelden slik at disse husene er selvforsynt med energi til enhver tid. I definisjonen av nullenergihus er det tilstrekkelig at den årlige produksjonen tilknyttet bygget her på samme nivå som energiforbruket over året. Dermed kan man produsere mer enn det man forbruker i sommerhalvåret, og trekke like mye energi fra nettet som kunder uten egenproduksjon i vinterhalvåret, se illustrasjoner for plusskunder med solcellepanel under. For at et bygg skal være selvforsynt med energi slik at man ikke lenger er avhengig av et strømnett, må det være samsvar mellom både volum og tidspunkt for forbruk og produksjon. Et «nullenergihus» basert på solenergi alene kan være like avhengig av strømmettet som andre, fordi man trekker strøm fra nettet på vinterstid når produksjonen fra solceller er lav og sender strøm inn på nettet når produksjonen er høyere enn eget forbruk.

Figur 5: Egenproduksjon for å dekke eget forbruk

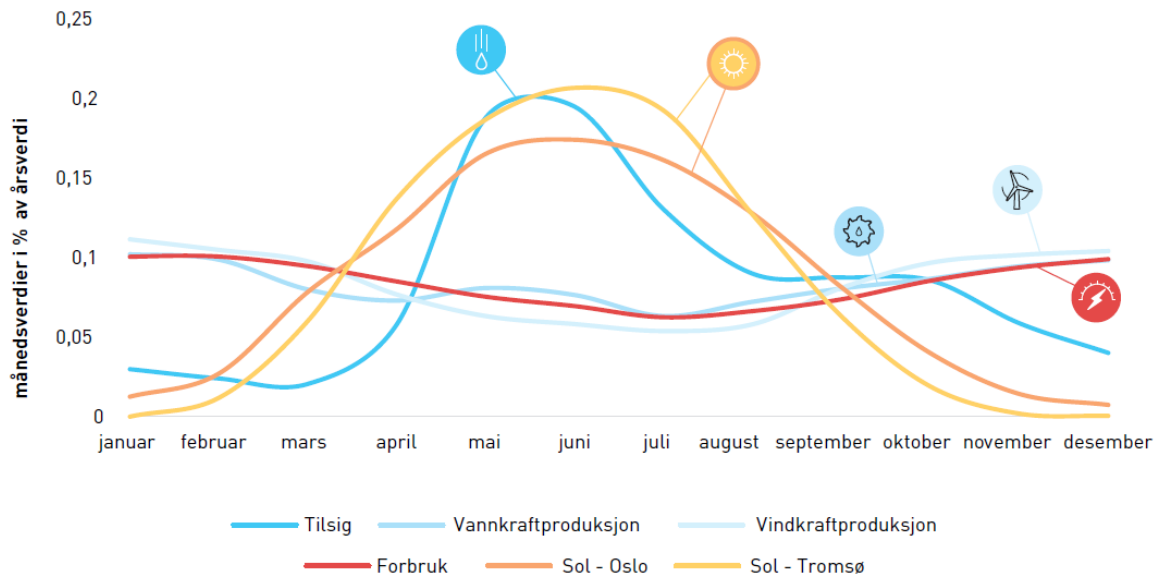


Kilde: timesdata fra eksempelbygg i Sør-Norge

Egenproduksjon kan også bidra til redusert bruk av nettet, dersom det er samsvar mellom egen produksjon og eget forbruk. I dette tilfellet vil forbruket som dekkes fra nettet reduseres. Dersom egenproduksjonen er stabil over hele året, vil forbrukskurven flyttes nedover på samme måte som for noen typer av energieffektivisering. Egen varmeproduksjon som erstatter elektrisk oppvarming, vil flate ut forbrukskurven over året fordi det temperaturavhengige forbruket på vinterstid dekkes på annen måte. Ulike oppvarmingsteknologier vil påvirke kurvene ulikt, f.eks. vil varmepumper som henter varme fra grunnen gi større reduksjon i elforbruket på vinterstid, og dermed en flatere forbrukskurve over året, enn en luft til luft varmepumpe. Årsaken til dette er at en luft til luft varmepumpe vil hente energi fra uteluften, og det er mindre å hente på en kald vinterdag enn på sommerstid. Grunnvarmen varierer lite mellom sommer og vinter.

Ulike produksjonsteknologier for strøm har ulik grad av samsvar mellom energiproduksjon og energiforbruk. Som Figur 6 viser, er det større samsvar mellom et normalt forbruk i Norge og gjennomsnittlig produksjon fra vindmøller. For solceller er forholdet motsatt i Norge, men i andre regioner der energiforbruket er drevet av kjølebehov gir solceller mulighet for stor grad av egenforsyning.

Figur 6: Forbruk over året versus produksjon fra vann, vind og sol i Oslo og Tromsø



Kilde: Energimeldingen (2016)

2.3.2 Strømkostnaden består av tre deler – strøm, nettleie og avgifter

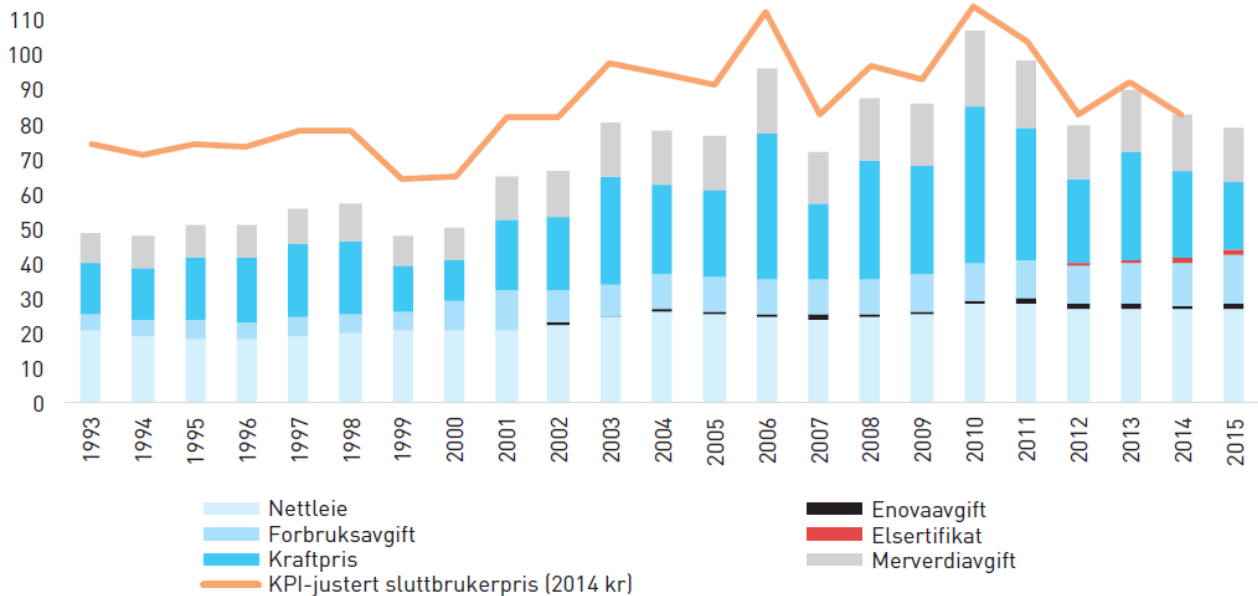
Lønnsomheten til egenproduksjon av energi (strøm og varme) vil påvirkes av hva alternativkostnaden, eller samlede strømkostnader, er for ulike forbrukere. Utviklingen av den samlede strømkostnaden vil derfor ha stor betydning for hvor mye distribuert produksjon som blir etablert på lang sikt.

Samlet strømpris for en forbruker består i dag av tre deler:

- **Energikostnad** levert fra det nordiske markedet via strømlleverandøren
- **Nettleie** som til sammen dekker kostnadene i distribusjonsnettet, regionalnettet og sentralnettet. Systemkostnader og sikkerhet for tilstrekkelig kapasitet til å dekke kraftetterspørselen i utfordrende situasjoner dekkes også gjennom nettleien i dagens system.
- **Avgifter** som inkluderer elavgift, påslag til energifondet og moms

For en gjennomsnittlig (husholdnings)kunde med et årlig forbruk på 20 000 kWh, vil energikostnaden per kWh være ca. 86 øre/kWh. Av dette utgjør 40 prosent avgifter til staten, 30 prosent er energikostnaden og 30 prosent er nettleien.

Som figuren under viser, har (KPI-justert) strømpris økt noe sammenlignet med 90-tallet selv om trenden har vært nedadgående de siste fem årene. Endringen fra 90-tallet skyldes en økning i både kraftprisen (framfor alt økt årlig variasjon), nettleien og ikke minst økninger i avgifter. Spørsmålet er hvordan hver av disse kostnadskomponentene vil utvikle seg framover.

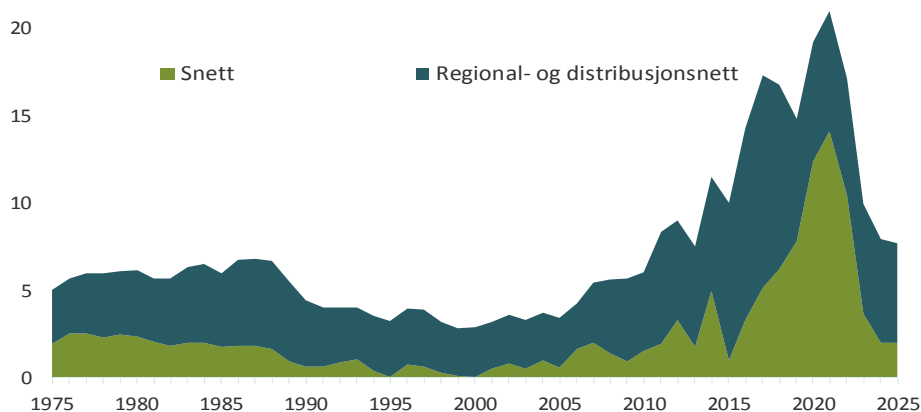
Figur 7: Sluttbrukerprisen (løpende priser og KPI-justert sluttbrukerpris). øre/kWh

Kilde: Energimeldingen (2016)

2.3.3 Samlet strømkostnad øker trolig på sikt

Kraftprisen i Norge settes i et nordisk marked basert på tilbud og etterspørsel etter kraft og blir påvirket av de underliggende kostnadene for kraftproduksjon. Fram til 2020-25 vil det være kraftoverskudd i Norden og relativt lave kraftpriser. Etter det er utviklingen usikker, men dersom etterspørselen holdes stabil, ser vi det som sannsynlig at også kraftprisen øker etter 2025. En streng klimapolitikk og økte karbonkostnader vil derfor spille en viktig rolle og trolig bidra til å øke kraftprisene etter 2020. Et øvre nivå for kraftprisen vil imidlertid være langsiktig marginalkostnad for fornybare teknologier som vindkraft, vannkraft, solceller og biobasert CHP. Kraftprisen over tid kan derfor ikke forventes å bli svært mye høyere enn 50 EUR/MWh (langsiktig marginalkostnad for landbasert vind, LCOE).

I henhold til beregninger utført av EC Group for Energi Norge (2015) forventes nettleien på landsbasis å øke med 29 prosent i reelle priser frem til 2020 på grunn av historisk høye nettinvesteringer de neste 5 årene. Dette tallet forutsetter en forbruksvekst, og dersom veksten i forbruket blir lavere enn forutsatt, vil nettleie øke ytterligere målt i øre/kWh. Hoveddriveren bak nettinvesteringene er reinvesteringer, AMS-målere, forsyningssikkerhet og ny produksjon.

Figur 8: Gjennomførte og planlagte nettinvesteringer i Norge

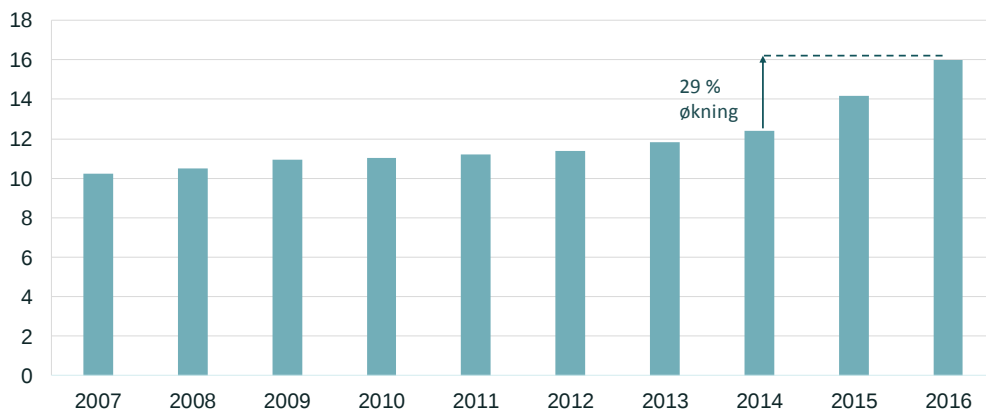
Kilde: Basert på tall fra SSB, NVE, Statnett og Energi Norge

I tillegg til *nivået* på nettleien, vil også *utformingen* av nettleien for små kunder, som det nå vurderes å endre etter innføringen av AMS, påvirke lønnsomheten til lokal energiproduksjon:

- Dersom fastleddet, eller kostnaden ved å være knyttet til nettet uavhengig av faktisk bruk, økes, vil lønnsomheten av egenproduksjon reduseres
- Dersom nettleien i større grad enn i dag bestemmes av maksimaluttaket (det maksimale energiforbruket over en time) på vinteren, vil ulike typer egenproduksjon påvirkes ulikt:
 - Egenproduksjon av varme vil få økt lønnsomhet sammenlignet med i dag
 - Lønnsomheten av solceller vil reduseres fordi produksjonen er lav når nettleien er høy
 - Lønnsomheten av distribuert strømproduksjon fra vind vil bli mer uforutsigbart i og med at det vil variere hvorvidt produksjonen sammenfaller med forbrukstopper

Som beskrevet utgjør avgifter ca. 40 prosent av strømkostnadene til en husholdningskunde. Avgiftene består av flere deler: elavgiften, avgift til Enovas energifond og moms. Elavgiften har historisk økt i takt med prisstigningen, men økningen i 2014 til 2016 har vært betydelig høyere enn dette. Som figuren under viser, er økningen fra 2007 til 2016 på 60 prosent, mens KPI i samme periode har vært 18 prosent. Elavgiften er lagt på energiforbruket og utgjør en kostnad per kWh brukt. Elavgiften er en provenyavgift og formålet er dermed kun å sikre inntekter til staten, ikke å prise uønsket adferd. Slik den er innrettet vil den likevel gi prissignaler til å bruke mindre strøm og/eller øke lønnsomheten til egenprodusert energi sammenlignet med å kjøpe strøm fra nettet.

Figur 9: Utvikling i elavgiften siste 10 år (øre/kWh eksl. mva)



Kilde: Energi Norge

I tillegg til elavgiften betaler alle strømforbrukere en avgift som går inn i Energifondet, som dekker Enovas støtteordninger. For næringskunder er avgiften fast på 800 kroner per år, mens den for husholdninger utgjør 1 øre/kWh.

I tillegg til elspesifikke avgifter, er det ilagt merverdiavgift på strømkostnaden på samme måte som for annet forbruk. Det er også ilagt moms på elavgiften og Enova-avgiften, slik at en økning i avgiftene øker avgiftsnivået mer enn selve økningen i elavgiften.

I og med at avgiftene per i dag utgjør den største andelen av strømkostnaden, gir de det største bidraget til lønnsomheten til egenprodusert energi. Hvordan avgiftene vil endre seg i framtiden er usikkert og avhenger av statens inntektsbehov og hvor man velger å finne disse inntektene.

2.3.4 Reguleringer og subsidier øker lønnsomheten av distribuert energiproduksjon

Enova gir i dag investeringsstøtte til installasjon av solceller, og det finnes en rekke kommunale støtteordninger i tillegg:

- Enovas støtte gis på opptil 35 prosent av investeringskostnaden, men begrenses til 10 000 kroner pluss 1250 per kWp.

- Oslo Kommune har hatt en ordning der de dekker 40 prosent av investeringskostnaden, men samlet utbetaling er foreløpig begrenset til 6 millioner kroner.

Enova støtter per i dag også installasjon av varmepumper:

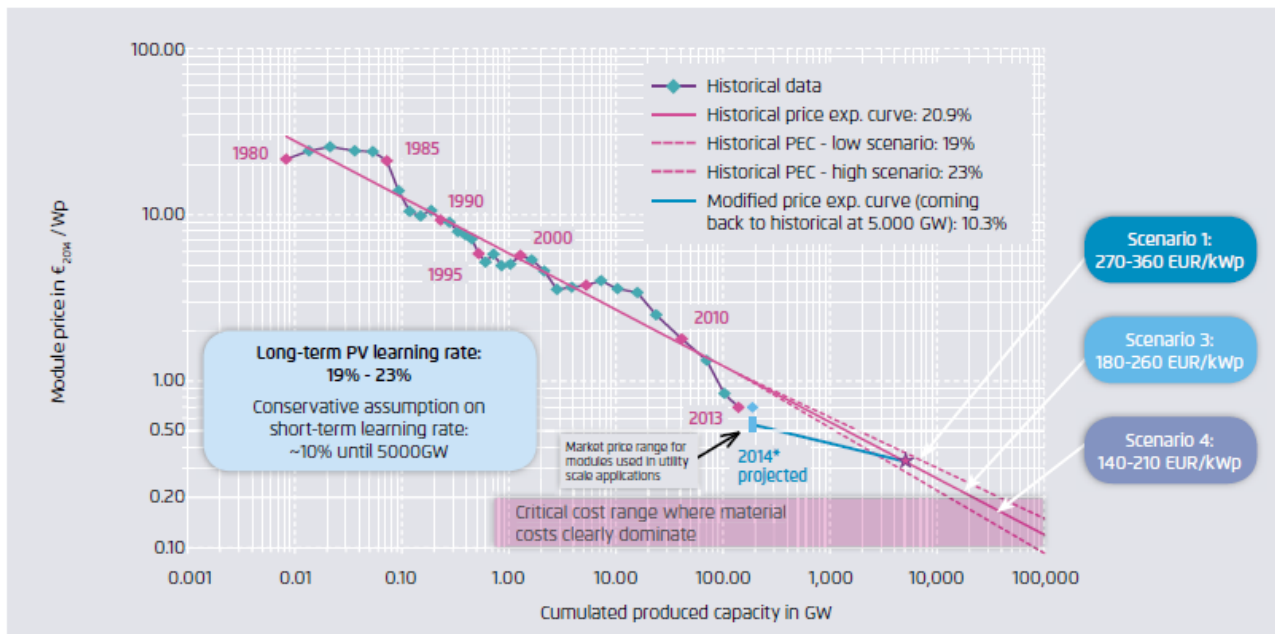
- Luft-vann og væske-vann varmepumper støttes med inntil 25 prosent av investeringskostnaden. Støtten er begrenset oppad til 10 000 og 20 000 kroner avhengig av om varmepumpen er luft-vann eller væske-vann.
- Støtteordningene til privatpersoner er rettighetsbasert, det vil si at det ikke er nødvendig å søke på forhånd.
- Enova støtter også installasjon av ulike typer av fornybare varmeinstallasjoner i næringsbygg, men dette krever søknad på forhånd.

Slike subsidier påvirker lønnsomheten av distribuert produksjon i svært stor grad. I tillegg vil plusskundeordningen favorisere distribuert kraftproduksjon sammenlignet med sentral produksjon slik den er innrettet i dag, og med dagens nettariffer. Forskjellen ligger i at distribuert kraftproduksjon ikke betaler nettleie for den energien som mates inn på nettet slik store produsenter må. I tillegg betales ikke elavgift for kraft man har produsert selv, slik man unngår en provenyavgift ved å produsere energi selv framfor å kjøpe den i markedet. Plusskunder slipper i tillegg å forholde seg til kostnader til anmelding og dermed kostnader til ubalanser slik store produsenter må. Plusskundeordningen definerer at sluttbrukerselskapene skal være de som kjøper overskuddskraften fra plusskundene og ikke nettselskapene slik som i den midlertidige ordningen fram til nå. Trolig vil strømleverandørene da også måtte håndtere innmelding og får balanseansvar for produksjon fra plusskunder.

Energikravene i tekniske byggeforskrifter påvirker også lønnsomheten til egenproduksjon. I energikravene som ble oppdatert i 2016 får nybygg som installerer solceller noe romsligere energirammer. Tillatt (beregnet) spesifikk energibruk er i området 95 (for boligblokker) til 265 (for sykehus) kWh/m² i årlig energibruk per oppvarmet bruttoareal. For bygninger med egenproduksjon (på eiendommen) av fornybar strøm på minst 20 kWh/m² per oppvarmet bruttoareal, vil energikravene ifølge Direktoratet for byggkvalitet (2016) økes med 10 kWh/m². Dersom investering i egenproduksjon av strøm i dette omfanget er en rimeligere løsning enn å oppfylle de generelle energikravene (gjennom isolasjon av bygningskroppen osv.), vil denne forskriftsendringen bidra til økt utbredelse av solceller i nybygg og rehabiliterte bygg. En egenproduksjon av strøm på 20 kWh/m² bruttoareal i bygningen, er imidlertid så mye at det ikke vil være tilstrekkelig med solcellepaneler på taket. Trolig vil energimengder i et slikt omfang ikke være realistisk før solcellepaneler kan integreres i bygningskroppen og erstatte bygningsmateriale i yttervegger og/eller vinduer.

2.3.5 Kan solceller bli lønnsomt i Norge?

Kostnadene ved å investere i solcelleanlegg har falt dramatisk over de seneste årene. I følge IRENA (2014), har de gjennomsnittlige investeringskostnadene ved storskala solcelleanlegg blitt mer enn halvert fra 4000 USD/kWp i 2009 til under 2000 USD/kWp i 2014. Historiske tall samlet inn av Fraunhofer-instituttet viser at for hver dobling av globale salg har kostnadene falt med rundt 20 prosent. Tilsvarende reduksjoner i kostnader gjelder også for småskala, distribuerte anlegg. Denne utviklingen har gjort solcelleproduksjon konkurransedyktig i mange markeder, noe som forsterker investeringstakten og øker sannsynligheten for en lignende kostnadsreduksjon også i perioden fremover.

Figur 10: Lærekurver for solcellemoduler.

Kilde: Fraunhofer ISE (2015)

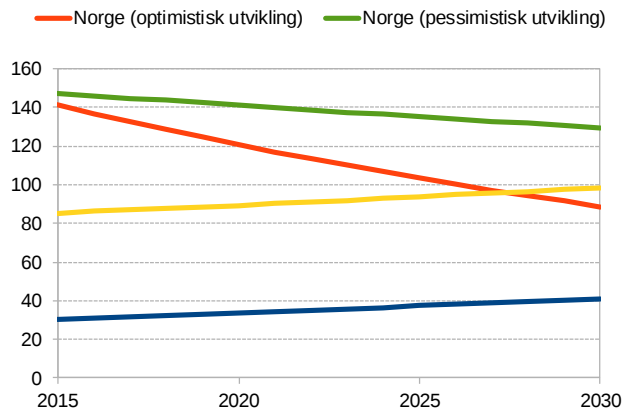
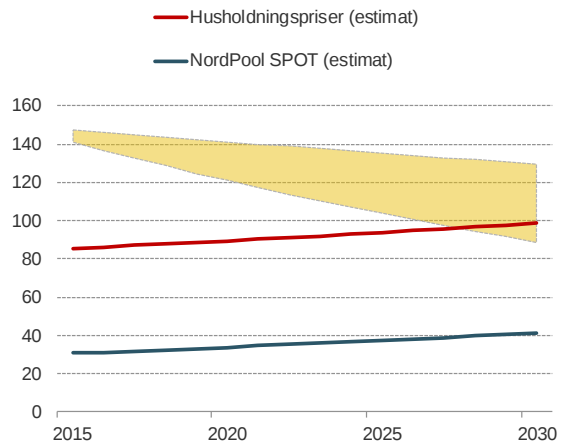
Et fortsatt åpent spørsmål er hvorvidt denne kostnadsutviklingen vil gjøre desentral produksjon fra solceller lønnsomt også i Norge, på tross av svakere solinnstråling enn i mange andre deler av verden. Et mål på kostnadene ved egenproduksjon fra solceller er Levelized Cost of Electricity (LCoE) som fordeler nåverdien av alle investeringer og driftskostnader på den totale produksjonen over hele levetiden til anlegget. LCoE blir da en funksjon av kapitalkostnader, investeringer i anlegg, levetid, driftskostnader, subsidier og solforhold som bestemmer produksjonen. Lønnsomheten blir avhengig av om LCoE blir lavere enn kostnaden ved å kjøpe strøm fra nettet.

THEMA har gjort beregninger av utvikling i LCoE, tilpasset til norske forhold sammenlignet med tyske forhold, gitt optimistiske forventninger til fortsatt kostnadsreduksjoner fra bl.a. EPIA (European Photovoltaic Industry Association). Beregningene viser at kostnaden ved et storskala anlegg i Norge i beste fall kan ende på rundt 90 EUR/MWh i 2030 og at kostnaden fortsatt vil være betydelig høyere i Norge enn i Tyskland pga. forskjeller i solinnstråling.

Dersom vi sammenligner en optimistisk kostnadsutvikling på produksjon fra solceller i Norge med den samlede alternativkostnaden for norske forbrukere, kan det bli mulig med privatøkonomisk lønnsomhet i egenproduksjon fra sol. I figurene under er ikke samlet strømkostnad for en husholdning er ikke økninger i nettleien eller avgifter inkludert. På den annen side, vil lønnsomheten av egenproduksjon fra solceller trolig falle betydelig med de indikerte endringene i utforming av nettleie som skal komme på høring våren 2017. Hvorvidt egenproduksjon fra solceller i Norge blir privatøkonomisk lønnsomt innen 2030 er derfor høyst usikkert.

Det er også verdt å merke seg at solceller vil produsere mye energi på sommeren, når prisene og etterspørselen etter energi er lav, og lite på vinteren når etterspørselen er høy. Dette betyr at en storskala utrulling av solceller i Norge vil føre til et ytterligere fall i sommerprisene, og et tilsvarende fall i verdien av egenproduksjon. Dersom en stor andel av egenprodusert strøm sendes ut på nettet, vil det redusere lønnsomheten av solceller ytterligere.

Tjenestetilbydere som forenkler installasjon av solcellepaneler og bidrar til å håndtere risikoen knyttet til strømprisvariasjoner osv. vil trolig bli mer aktive i Norge. Otovo er et eksempel på dette, se en kort beskrivelse av deres tjenestetilbud i tekstboksen på neste side.

Figur 11: Best-case utvikling i energikostnader for solceller i Norge og Tyskland. EUR/Mwh**Figur 12: Kostnadsutvikling for solceller (gult) i Norge versus alternativkostnaden. EUR/Mwh**

Kilde: THEMA (2015)

Otovo sitt tilbud i det norske markedet.

Otovo leverer to hovedtjenester, solstrøm og nabostrøm. Otovos *solstrøm* er en form for pakkeløsning for solceller til bruk i husholdninger, sameier, næringsbygg og gårdsbygg. Solstrømsavtalen innebærer at kunden betaler et fast månedsbeløp for å ha solceller på taket, og får strømmen som produseres uavhengig om kunden bruker strømmen selv eller om strømmen blir solgt på nettet via plusskundeordningen. Otovo prosjekterer, installerer og betaler kundens solcellepaneler, og slik skal solstrøm være «lett og problemfritt» for kunden. Alternativt kan kunden kjøpe solcellepanel direkte, og betale investeringskostnaden selv. Solstrøm er også lønnsomt ifølge Otovo, de oppgir en strømpris på 88 øre/kWh og 60 øre/kWh for henholdsvis abonnement og direktekjøp. Til sammenligning var gjennomsnittlig sluttbrukerpris i henhold til SSB 81 øre/kWh i 2015.

Nabostrøm er produktet Otovo tilbyr som strømleverandør. Kunden får strøm til spotpris uten påslag, mot en abonnementspris på 39 kr per måned. Utgangspunktet for Nabostrøm er at Otovo ønsker at naboer uten solcellepanel skal kunne kjøpe kortreist strøm fra naboer med solcellepanel, og at betingelsene for å kjøpe denne strømmen burde være annerledes enn når man kjøper strøm fra kraftverk langt vekk. Foreløpig finnes ikke denne markedsplassen, og den nåværende Nabostrømsavtalen er en vanlig strømsavtale for kunder uten solcellepanel. For kunder med solcellepaneler får man med Nabostrømsavtalee selge sin overskuddsstrøm for 60 øre/kWh, til sammenligning er vanlig pris på overskuddsstrøm 20 øre/kWh.

Kilder: SSB og otovo.no

2.3.6 Kan småskala vindkraft bli lønnsomt i Norge?

Småvind defineres ofte som vindturbiner med en kapasitet under 100kW (WWEA, 2014). Anvendelsene for små-vind har tradisjonelt vært i grisevindte strøk uten tilkobling til nett, mens trenden i vestlige land de senere årene har vært at små-vind bygges som distribuert produksjonskapasitet med tilkobling til nettet. Det finnes småvindturbiner i mange forskjellige typer og størrelser og det er ikke en omforent oppfatning av hva som er det beste alternativet. Det finnes alt fra små turbiner montert på tak, til høyere master og rotordiameterer på opp mot 25 meter. Vindforholdene er avgjørende for effekten fra en vindturbin. Det er for eksempel knyttet stor usikkerhet til effekten av en liten turbin som er montert på en lav mast eller et hustak, da vindstrømningene ofte er turbulente så lavt over bakken og turbulente strømninger gir lav produksjon (Solarcity, 2016).

I Norge er det kun et fåtall småvindprosjekter som har blitt realisert, og det er få aktører i markedet. Eksempelvis oppgir WEN Energy å ha ni pågående prosjekter, mens Scanwatt har levert en gårds-vindmølle på Lista. Den lave utbredelsen har vedvart selv etter en lovendring i 2014 som skulle

forenkle prosessen utbygging av småvind. Lovendringen muliggjorde bygging av opptil fem vind-turbiner med samlet kapasitet på maksimalt 1MW uten å søke om konsesjon fra NVE, og i stedet søke om tillatelse til kommunen (tu.no, 2016).

Småvind er avhengig av støtteordninger for å bli økonomisk lønnsomt. I Danmark har det siden februar 2016 vært en kraftig vekst i antall husstandsmøller som følge av en lovendring som har gjort avregningsreglene for overskuddsstrøm gunstigere. De nye avregningsreglene medfører en pris på overskuddskraft levert til nettet på opptil 2,5 kr/kWh, mens man tidligere solgte overskuddsstrømmen for mellom 40 til 60 øre (dr.dk, 2016). Fra februar 2016 til september 2016 har det tilkommet 312 nye husstandsmøller i Danmark, noe som tilsvarer en økning på 33 prosent (ens.dk, 2016). Husstandsmøller kan maksimalt ha en effekt på 25kW, og finnes både som vertikalakslede og horisontalakslede (dkvind.dk, 2016).

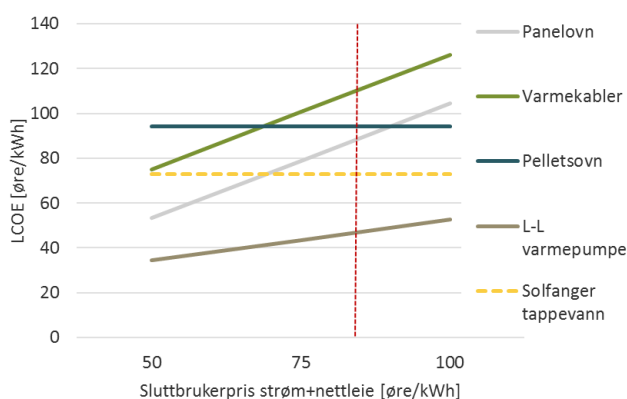
2.3.7 Desentralisert varmeproduksjon kan være lønnsomt allerede nå

Oppvarming av rom og tappevann utgjør en stor andel av både energiforbruket og maksimalt effektuttak for enkeltbygg og for bygningsmassen samlet. Distribuert energiproduksjon som dekker oppvarmingsbehovet, har potensial til å påvirke behovet for tilført energi i mye større grad enn distribuert elektrisitetsproduksjon. Det er også verd å merke seg at distribuert varmeenergi reduserer den totale kostnaden ved å kjøpe elektrisitet utenfra mer enn solceller, fordi energiproduksjonen fra varmeanlegg er størst på vinteren når kostnaden til både energi og nettleie er høyest.

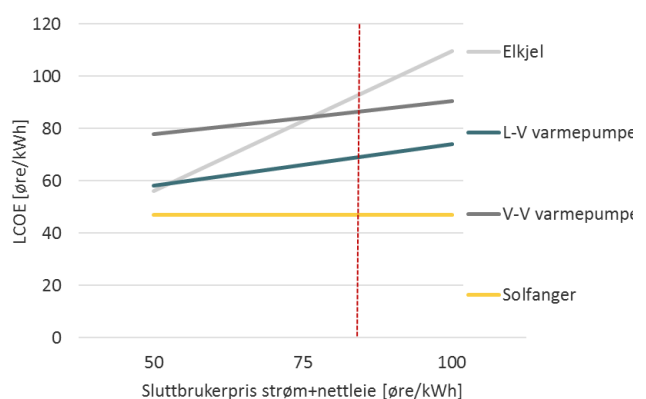
Figur 13 viser noen beregningsanslag av dagens status hva gjelder LCOE for alternative oppvarmingsløsninger i en enebolig der man ikke er avhengig av et vannbårent system, gitt ulike kraftprisinivåer. Figur 14 viser det samme, men her forutsetter vi at man allerede har et vannbårent system installert. Samtlige anslag legger her til grunn et avkastningskrav på 5 prosent. Vi ser at med dagens nivå på kraftpris og nettleie (vist med rød linje i figurene) så er både luft-luft varmepumpe og et solfangersystem til å varme tappevann klart lønnsomt fremfor ren eloppvarming med panelovn eller enda verre varmekabler. Dersom vi allerede har et vannbårent system så ser vi at både solfangeranlegg, luft-til-vann og væske-til-vann, dvs sjø-, grunn eller bergvarme, vil være lønnsomt fremfor ren eloppvarming, dvs om man bruker elkjel eller evt. punktoppvarming.

Dersom vi hadde oppskalert eneboligens varmebehov eller evt. senket avkastningskravet ville de investeringstunge alternativene kommet stadig bedre ut, spesielt de væskebaserte varmepumpene, mens punktoppvarming ville komme stadig dårligere ut relativt sett. Dette fordi det er et stort innslag av skala i investeringskostnadene forbundet med slike anlegg, og man må opp over en viss størrelse før disse skal betale seg i form av lavere løpende energikostnader.

Figur 13: LCOE for ulike oppvarmingsanlegg til enebolig



Figur 14: for ulike oppvarmingsanlegg til enebolig, gitt vannbåren varme



Kilde: THEMA beregninger for enebolig med 16600 kWh varmebehov basert på verdier fra Enova, Oljefri.no og diverse leverandører

På samme måte som for distribuert kraftproduksjon, vil eventuelle kostnadsreduksjoner på egenproduksjon av varme øke omfanget. De fleste varmeteknologier er relativt modne sammenlignet med distribuert kraftproduksjon og det er trolig mindre sannsynlig med store kostnadsreduksjoner for

varme enn for kraft. Likevel kan man se en utvikling i effektivitet i varmepumper som er verd å merke seg. En økning i energiytelsen fra dagens nivå, vil ifølge NVE (2016) bidra til økt utbredelse av varmepumper i Norge.

2.3.8 Ikke-økonomiske forhold kan også spille en rolle for valg av energiløsninger

Diskusjonen over fokuserer på hva som skal til for å gjøre egenproduksjon av energi økonomisk lønnsomt for en sluttbruker. Analysen viser at dette i de fleste tilfeller ikke er lønnsomt i dag, med unntak av noen varmeløsninger, men at det er mulig å se en utvikling der det kan bli lønnsomt på sikt. Likevel er det slik at flere velger å investere i egenproduksjon i dag, og disse kan være motiverte av flere ulike grunner.

Enkelte ser egenproduksjon av energi fra fornybare kilder som et viktig klimabidrag for å redusere sitt eget karbonavtrykk, og vil da godta svak eller negativ lønnsomhet ved tiltaket. Andre kan være motivert av teknologiinteresse, et ønske om å teste ut nye løsninger og være en del av en ny trend, og vil heller ikke være særlig opptatte av lønnsomhet så lenge den absolutte kostnaden ikke er for stor.

Argumentene over forsterkes av nye leverandører som tilbyr finansiering, installasjon og vedlikehold i svært enkle og brukervennlige pakker der sluttbrukeren ender opp med å betale et moderat månedlig abonnementsbeløp for muligheten til å produsere sin egen, utslippsfrie elektrisitet. Et eksempel på dette i Norge er produktene som leveres av Otovo.

2.4 Hva skal til for å ta i bruk forbrukerfleksibilitet?

Det vil først og fremst være aktuelt for nettselskapene å benytte lokal fleksibilitet for å løse lokale flaskehalser som forventes å oppstå i korte perioder i løpet av året. Reduksjon i toppplastperioder kan også ha en verdi for nettselskapene ved at det reduserer behovet for vedlikehold og reinvesteringer. I tillegg kan tilgang til lokal fleksibilitet redusere behovet for utkobling og bidra til raskere gjenoppretting i feilsituasjoner.

Etterspørselen etter kapasitet vil øke fremover som følge av forventninger om økt forbruk/effektuttak, tilkobling av ny kraftproduksjon, høyere krav til spennings- og leveringskvalitet og gammelt nett. I dag møtes denne etterspørselen i hovedsak gjennom nettutbygging eller ordningen med utkoblbart forbruk, eventuelt høyere KILE-kostnader.

For at nettselskapene skal basere seg på lokal fleksibilitet fremfor å bygge nett må følgende betingelser være tilstede:

- Nettselskapene må ha god oversikt over om og hvor det kan oppstå utfordringer i nettet som følge av lokale flaskehalser
- Fleksibilitetsressursene må være tilgjengelige i områder med utfordringer
- Fleksibilitetsressursene må være tilgjengelige når nettselskapene har behov for dem

Når brukstiden i nettet reduseres, innebærer det at nettselskapenes betalingsvilje for lokal fleksibilitet øker. Utrulling av AMS og bruk av ny teknologi til rette for bedre oversikt over den faktiske kraftflyten i nettet, og øker mulighetene til å utnytte lokal fleksibilitet blant lokale forbrukere og produsenter.

Forbrukerfleksibilitet kan forstås som:

- en villighet til å endre elektrisk forbruksvolum (evne)
- i korte eller lengre perioder (egenskaper)
- som en respons på markedspriser, prisinsentiver i nett tariffen eller andre økonomiske insentiver (prissignaler og prissensitivitet)

For at forbrukerne skal ha mulighet til å tilby fleksibilitet til et marked må de ha mulighet til å tilpasse sitt forbruk når nettet har behov for det. Tabell 3 illustrerer sammenhengen mellom ulike lasttyper og ulike former for fleksibilitet.

Tabell 3: Ulike former for forbrukerfleksibilitet

Respons	Lasttype	Eksempel industri	Eksempel bygg
1. Skru av forbruk	Prosesser som kan avbrytes	Stopp i produksjon med redusert vareleveranser	Slå av lys, TV eller annet
2. Skifte energikilde	Laster med back-up	Olje-/elkjeler Fjernvarme	Olje-/elkjeler Strømaggregat
3. Flytte last i tid	Trege laster	Varme/kjøling	Varme, kjøling og ventilasjon
	Laster med lager	Akkumulatortanker i fjernvarme	Varmtvannstanker, varmelager eller batteri
	Laster med overkapasitet	Gartneri – trenger kun lys 20 av 24 timer per døgn	Vaske-/oppvask-maskiner

Kilde: Basert på THEMA (2014)

Kostnadene for forbrukeren ved å tilby fleksibilitet vil variere for de ulike typene laster. Hvilke lasttype forbrukerne i utgangspunktet baserer seg på vil også påvirke hvilke fleksibilitetsegenskaper de kan tilby nettselskapene. Forbrukssiden er inhomogen og ulike aktører og laster vil ha svært ulik priselastisitet, noe som gjør det krevende å avdekke det reelle potensialet.

2.5 Hva vil påvirke utbredelsen av energilager?

Lagring inkluderer ulike teknologier som batterier, termisk lagring og hydrogen. Utbredelsen av disse teknologiene vil påvirkes av kostnadsutviklingen på teknologien, hvor mye som kan spares ved å ta de i bruk og hvor enkle de er å bruke som energilager. Hvilke egenskaper hver lagringstype har, vil også påvirke hva de kan brukes til (for eksempel lagring mellom dag og natt eller på lenger sikt).

2.5.1 Hva gjør lager lønnsomt?

Utgangspunktet for lagring av energi er at det innebærer et tap av energi og at man må kjøpe inn mer energi enn man bruker. Energieffektivisering er dermed grunnen til at EU har forbudt varmtvannstanker over 200 liter gjennom Økodesigforskriften (THEMA, 2015c). Formålet er å unngå varmetap ved at varmtvannet skal varmes direkte før bruk.

Det er to forhold som kan gjøre lagring lønnsomt:

- Store prisvariasjoner innenfor døgnet: Om prisene på kjøp av energi fra nettet varierer i så stor grad at energi kan lagres på et tidspunkt når det er billig og brukes på et tidspunkt når energi er dyrt
- Egenproduksjon er betydelig mer lønnsomt enn strøm fra nettet: Ved å installere et lager kan man bruke en større andel av egenproduksjon selv, og sende mindre energi ut på nettet, selv når eget forbruk ikke sammenfaller helt med egen produksjon.

Disse inntektsmulighetene må naturligvis veies opp mot kostnadene ved installasjon og bruk av ulike lagringsløsninger.

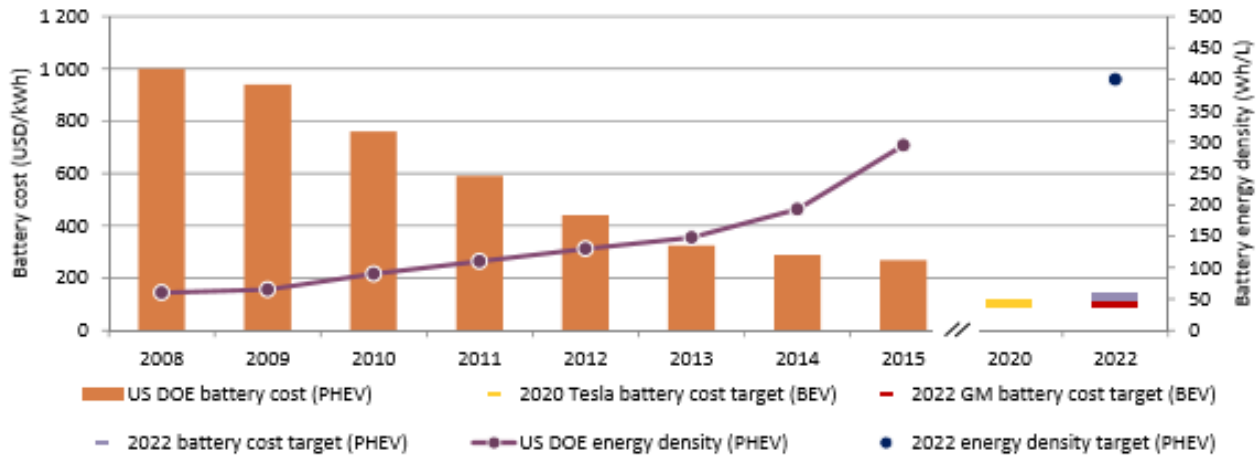
2.5.2 Batterier forventes å bli billigere og få økt ytelse

Det finnes mange ulike batteriteknologier som utnytter de kjemiske egenskapene i ulike materialer til å lagre energi. Den mest dominerende teknologien i dag er litiumbaserte Li-ion-batterier, som brukes i alt fra mobiltelefoner og elbiler til storskala balanseringsressurser i strømmettet.

Fremveksten av elbiler er trolig den viktigste driveren for utvikling av kostnadene for å produsere Li-ion-batterier. For å gjøre elbiler konkurransedyktige mot bensin- og diesellbiler er det nødvendig å både øke energitettheten (energi lagret per volum) og kostnaden for en ferdigprodusert batteripakke (kroner per kWh). Global forskningsaktivitet og større produksjonsvolumer har gitt betydelige forbedringer de seneste årene, og det er ventet at denne utviklingen vil fortsette i høyt tempo. I følge

IEA (2016) har kostnadene for Li-ion-batterier falt fra rundt 1000 USD/kWh til under 300 USD/kWh fra 2008 og fram til i dag. På samme tid har energitettheten blitt femdoblet fra rundt 60 Wh/L til 300 Wh/L.

Figur 15: Utvikling i kostnader og energitetthet for Li-ion-batterier



Kilde: IEA (2016)

Det pågår for tiden intens aktivitet for å ytterligere øke ytelsen til batteriteknologier. Mange forsker på å bruke andre materialer, og enkelte teknologier (som Litium-luft) har potensiale for å mangedoble energitettheten til kommersielt tilgjengelige teknologier. Oppskalering av produksjonsprosesser, som for eksempel i Teslas «Giga Factory» er også forventet å redusere produksjonskostnadene gjennom storskalaeffekter og forbedringer som følge av læringseffekter. Andre viktige parametere som påvirker totalkostnadene ved lagring i batterier er levetid, virkningsgrad og avveiningen mellom energitetthet og effekttetthet:

- Levetiden for Li-ion-batterier avhenger av bruksmønsteret, og hyppige utladninger reduserer levetiden. Batteriene vil i tillegg degraderes uavhengig av bruk, og varer mellom 10 og 20 år uten å brukes. I bruk tåler et Li-ion-batteri mellom 3000 og 10000 ladesykler før kapasiteten er redusert med 20 prosent (som er et vanlig mål på at levetiden til et batteri er nådd).
- Virkningsgradene for Li-ion-batterier er generelt rundt 90 prosent, altså kan man lade ut 10 prosent mindre energi enn man har brukt for å lade opp batteriet.
- Batterier konfigureres ulikt avhengig av bruksområde, for eksempel hvis man ønsker å lagre store mengder energi eller å levere mye effekt. Dette betyr at et batteri laget for et formål (for eksempel i en elbil) ikke nødvendigvis fungerer optimalt i et annet formål (for eksempel utjevning av strømforbruket i en husholdning).

2.5.3 Termiske lager er en rimelig lagringsmetode

Termisk lagring er per i dag den billigste måten å lagre energi, både fordi teknologien er enkel og fordi slike lager i noen grad allerede er installert i husholdningene, for eksempel varmtvannstanker. I tillegg energi lagres i selve bygget, dvs. i vegger og tak, noe som gir en treghet i hvor raskt temperaturen endres når varmen slås av. SWECO (2013) refererer til et demonstrasjonsprosjekt i Sverige der en gjennomsnittskunde med elektrisk oppvarming kunne redusere effektuttaket med 4-5 kW i 1-3 timer uten redusert komfort til tross for at utetemperaturen var lavere enn minus 10 grader. Redusert energibehov til oppvarming (lavenergibygge), redusert bruk av elektrisk oppvarming og en eventuell redusert lagringsevne for energi i bygningskroppen i framtidens hus vil redusere potensialet for fleksibilitet fra elektrisk oppvarming. Dersom varmtvannstanker ikke byttes ut med direkteoppvarming av tappevann i en stor andel av husholdningene, vil fleksibiliteten i dette strømforbruket bestå som i dag.

Ulempen ved distribuerte termiske lagre er at energien ikke kan konverteres tilbake til strøm, men må utnyttes som varme. Dersom den lagrede energien uansett skal brukes til oppvarming, har ikke dette noen negativ betydning.

2.5.4 Hydrogen er en kostbar form for energilager

Hydrogen kan utnyttes på mange måter som en nullutslipps energibærer i et fremtidig energisystem. En mulighet er å utnytte overskuddsproduksjon av elektrisitet fra fornybare kilder til å produsere hydrogen for lagring og transport, for siden å bruke brenselceller til å produsere elektrisitet fra hydrogen. På den måten kan hydrogen utgjøre en alternativ energibærer til elektrisitet transportert over strømmettet. Da vil man typisk bruke fornybar kraftproduksjon til å drive et elektrolyseanlegg som produserer hydrogen ved å spalte vannmolekyler. Det produserte hydrogenet komprimeres for å minimere kostnadene ved lagring og transport frem til det endelige sluttbruket. I sluttbrukerleddet brukes en brenselcelle til å konvertere hydrogen tilbake til elektrisitet (med vann som biprodukt).

En slik fullstendig kjede er i liten grad utbredt for kommersielt bruk i dag, men de tekniske mulighetene er godt demonstrert allerede. Virkningsgraden er en begrensende faktor for lønnsomheten. En «kraft-til-kraft» verdikjede basert på elektrolyse har levetid på mellom 20 000 og 60 000 timer (begrenset av elektrolysekomponenter), og en virkningsgrad på under 30 prosent. Sammenlignet med overføring over strømmettet er dermed energitapet svært høyt: ca. 70 prosent sammenlignet med 12-15 prosent i strømmettet. På samme måte som for elektrisitet vil det også være en transportkostnad involvert for hydrogen fra produksjonssted til produksjonssted.

Bruk av hydrogen som energibærer til erstatning for elektrisitet vil dermed kun være (kostnadsmessig) relevant i områder alternativet er svært høye nettinvesteringskostnader. For at hydrogen skal benyttes som et energilager, f.eks. i en husholdning, hos en næringsaktør eller i et nettområde, må man både ha elektrolyseanlegget og brenselcellen samlokalisert, og summen av disse investeringene og energitapet må være konkurransedyktig med batterier eller andre former for energilager. Ulike typer lager kan ha ulik relevans i ulike skalaer.

Figur 16: Virkningsgrader for ulike bruk av hydrogen til elektrisitetsproduksjon

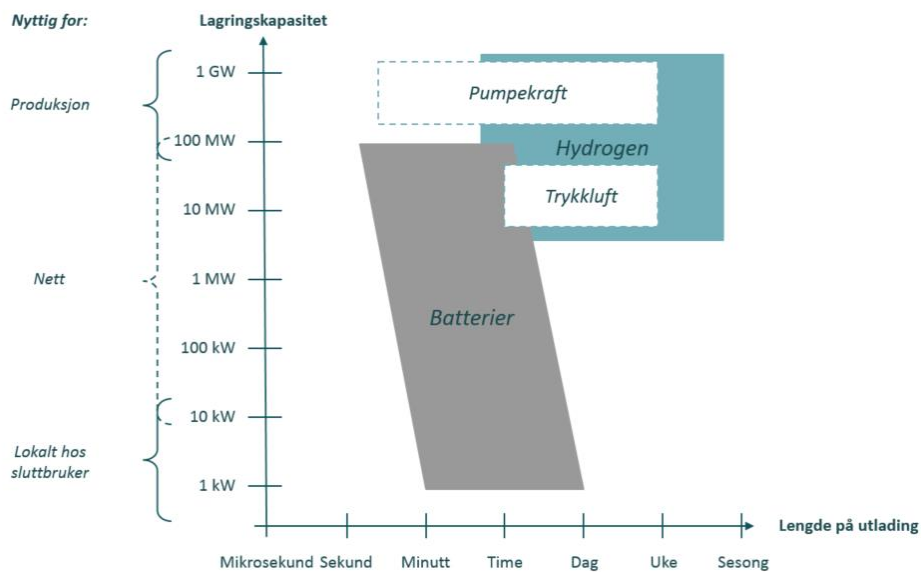


Kilde: IEA (2015)

Brenselceller har pr. i dag høye kapitalkostnader, og koster ca. 250 USD/kW. Kostnaden vil imidlertid synke betraktelig ved produksjon i høy skala. US DOE (2015) forventer at denne kostnaden vil reduseres til ca. 70 USD/kW dersom brenselceller produseres i et volum på 100.000. Dersom brenselceller tas i bruk i stor skala i transportsektoren, vil kostnadsutviklingen bidra til å gjøre brenselceller mer attraktivt til bruk i bygg.

2.5.5 Energilager bør tilpasses bruksområdet

Generelt sett kan man si at batterier egner seg best for korte lagringssykluser, dvs. lading og uttak innenfor samme dag eller time. Det egner seg også bedre enn hydrogen for småskala anlegg fordi skalafordelene ikke er særlig store for batterier. Skalafordelene for hydrogen er per i dag store, og de kan lagre større mengder energi over lang tid sammenlignet med batterier. Dette er illustrert i figuren under som er hentet fra IEA sin teknologistudie om hydrogen og brenselceller.

Figur 17: Sammenligning av bruksområder som egner seg for hydrogen og batterier

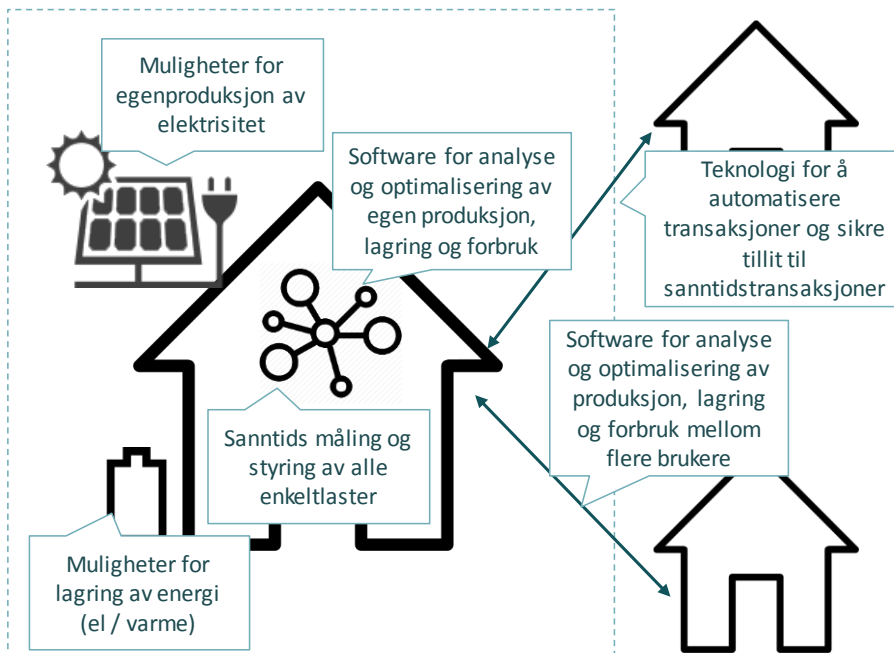
Kilde: IEA (2015)

2.6 Økt bruk av smarte løsninger gir noen nye sikkerhetsutfordringer

2.6.1 Smarthusteknologi vil bli bedre og billigere

Mange produkter og tjenester som tidligere har vært fysiske, blir nå i økende grad digitalisert. Aviser, musikk og banktjenester er tydelige eksempler på det. Digitaliseringen vil i fremtiden også i større grad påvirke fysiske verdikjeder, altså leveranser av produkter som i seg selv ikke kan leveres digitalt (sånn som matvarer, byggevarer og elektrisitet). Det har for eksempel kommet elektroniske låsesystemer på markedet og enklere, billigere kommunikasjon har gjort alarmtjenester tilgjengelig på markedet for husholdninger.

Nye husholdningsapparater kan nå kobles til nettet slik at de kan fjernstyres og overvåkes når man ikke er hjemme, f.eks. vaskemaskiner og kjøleskap. Denne utviklingen blir ofte omtalt som *Tingenes internett* (Internet of things) og er ifølge THEMA og Bekk (2016) et samlebegrep på hvordan internett brukes for å koble sammen stadig flere fysiske komponenter til et komplekst system der utstyret får muligheten til å kommunisere med hverandre og dele informasjon fra innebygde sensorer. Videre blir det mulig å sende styringssignaler tilbake til de fysiske komponentene for å kontrollere f.eks. energibruket deres. Det er estimert at det i 2020 vil være opp mot 50 milliarder enheter koblet til internett (Dave Evans, 2011).

Figur 18: Eksempler på SmarHus-funksjonalitet

Når alle fysiske forbindelser i form av måling og styring av fysiske komponenter er på plass, er det relativt enkelt og billig å drive innovasjon på software som utnytter disse forbindelsene. Utviklingen innenfor for eksempel avansert maskinlæring kan åpne for nye muligheter til å utnytte måling og styring av enkeltkomponenter til å automatisk minimere effekt- eller energiforbruket i hjemmet.

Innføringen av AMS (Avanserte Måle- og Styringssystemer) øker muligheten for at smarthusteknologi tas i bruk for å styre energibruken i norske husholdninger ved at data for energibruk blir gjort tilgjengelig direkte fra måleren. Dette kan brukes av automasjonsteknologi og/eller tjenesteleverandører for å optimalisere strømforbruket, se et eksempel i tekstboksen under. Hvorvidt det blir lønnsomt og interessant for husholdningene å ta i bruk slike muligheter, avhenger av om det gis insentiver og prissignaler fra kraftsystemet eller andre.

Gitt den generelle utviklingen av Tingenets internett, digitalisering, bedret kommunikasjon og rimeligere automasjonsløsninger anser vi det som sikkert at muligheten for å ta bruk smarthusteknologi og automasjon vil øke i framtiden gjennom et økt tilbud til lavere kostnader enn i dag. I hvilket omfang det tas i bruk, til hvilket formål og potensialet for påvirkning på effekt- og energibruk er imidlertid usikkert.

Tibber sin tjeneste i Norge

Tibber er et strømselskap som skal utnytte smart teknologi for å hjelpe kundene sine bruke mindre strøm. Selskapet er i oppstartsfasen, men på sikt skal selskapet tilby full kontroll over strømbruket via en applikasjon, automatisk strømstyring og gunstige strømkjøp for kunden via smart teknologi, smarte termostater og oppkobling mot forskjellige apparater.

Foreløpig tilbyr Tibber en smart termostat som kan kobles opp mot varmepumper, som kan styres og overvåkes via applikasjonen. Videre har Tibber en strømvtale som tilbyr kundene strøm til spotpris pluss en fast månedsavgift på 69 kroner. For den faste månedsprisen får kunden tilgang på smart styring av oppvarming i hjemmet, og slik skal forbruket senkes og unødvendig strømbruk unngås.

Kilde: norge.tibber.no og dn.no

2.6.2 Økt bruk av smartgrid-løsninger i distribusjonsnettet

På grunn av innføring av AMS og den digitaliseringen man allerede har sett i andre bransjer, ser vi det som sikkert at driften av kraftsystemet, inkludert distribusjonsnettet, vil øke bruken av data som

beslutningsunderlag og styring framover. Innføringen av AMS i 2019 vil være første ledd i en digitalisering der måledata fra alle kunder samles inn automatisk og manuelle prosesser erstattes. Data fra AMS-målere kan brukes til raskere og enklere feilretting og gi bedre underlag for både drifts- og investeringsbeslutninger. Målere kan også installeres i nettstasjoner for å forbedre overvåkingen av hva som skjer i nettet. Gode analyseverktøy er en forutsetning til å ta i bruk den økte datatilgangen i investeringer og driftsbeslutninger, men økt bruk av sanntidsdata kan også legge til rette for økt automasjon og selvretting i alle deler av systemet. DMS-systemer forventes å bli mer utbredt i framtiden for å analysere data på tvers av NIS, GIS og SCADA-systemer og ta ut nettnytte (se tekstboksen under).

Systemer for håndtering av «big data» og analyseverktøy generelt blir både bedre, rimeligere og mer tilgjengelige enn i dag. Den samme kostnadsutviklingen ser vi for oss vil skje også på automasjonssystemer til bruk i produksjon, nett og forbruk. Det vil også utvikles bedre og mer detaljerte systemer for værvarsel og prediksjon av fornybar produksjon som sol, vind og vannkraft uten reguleringsevne. Det er ingen regulatoriske begrensninger for å ta i bruk IKT-verktøy i form av målinger, analyse og styring i nettdriften per i dag, og det er opp til nettselskapene å velge løsninger som gir god og effektiv drift og utvikling av nettet.

Noen IT-systemer som kan få økt betydning for nettselskapene

SCADA-systemer (Supervisory Control and Data Acquisition Systems) er industrielle kontrollsystemer som brukes til å fjernstyre og overvåke fysiske prosesser. Systemene er et samspill mellom fysiske komponenter/prosesser og programvare.

GIS (Geographical Information Systems) er informasjonssystemer utviklet for å lagre, presentere og analysere geografiske data. Sagt på enklere måte er GIS-systemer avanserte kartløsninger der komponenter kan plasseres geografisk.

NIS (Network Information Systems) er informasjonssystemer utviklet for å forvalte ulike typer nettverk, herunder telenett og forsyningsnettverk for strøm, vann og gass. Systemet administrere alle relevante data om nettverket, herunder oversikt over komponenter og deres attributter/tilkoblinger, samt opplysninger knyttet til drift, design og konstruksjon.

DMS (Distribution Management Systems) brukes for å overvåke og kontrollere et distribusjonsnett. Systemene samler inn, organiserer og visualiserer sanntidsinformasjon på tvers i hele nettet og har støtte for å gjennomføre analyser, predikere forbruk og optimalisere nettnytte. DMS-systemer er avhengig av data fra andre systemer, herunder SCADA og NIS/GIS.

Kilde: BEKK og THEMA (2015)

2.6.3 Sikkerhetsutfordringen øker

IKT-sikkerhet er en økende bekymring i kraftbransjen og i samfunnet generelt. Beredskapsforskriften som ble innført i 2012 inneholder et eget kapittel om informasjonssikkerhet som omhandler krav til sikkerhetskopier av data, samt særskilte krav til driftskontrollsystemer og ulike typer av kommunikasjon. Formålet er å beskytte kraftsensitiv informasjon uansett lagringsmedium.

Regjeringen nedsatte i juni 2014 et utvalg som fikk i oppgave å kartlegge samfunnets digitale sårbarhet. Utvalget skulle foreslå konkrete tiltak for å styrke beredskapen og redusere den digitale sårbarheten i samfunnet. Lysneutvalget la fram sin rapport i desember 2015, og viet et helt kapittel til utfordringer i kraftsektoren. I rapporten heter det at «*Den raske utviklingen av IKT-teknologi fører til rask endring og fornyelse av eksisterende digitale løsninger. Ved både tilsiktede (kriminalitet, terror, spionasje) og ikke-tilsiktede hendelser (ulykker, naturhendelser) er det behov for å beskytte informasjonen og sørge for at våre nettverk og systemer er sikre og stabile til enhver tid.*»

Rapporten legger vekt på etableringen av KraftCERT i 2014: «*Med økningen i IKT-trusselnivået og IKT-kompleksiteten innså NVE og bransjen at det var behov for å etablere et kompetansemiljø som*

kunne gi råd og bistå selskapene ved større IKT-hendelser. KraftCERT ... skal bistå medlemmer innenfor kraftbransjen i Norge med håndtering og forebygging av angrep på selskapenes IKT».

2.7 Deler av reguleringen er allerede i endring

2.7.1 Nøytralitet og kostnadseffektivitet har fått økt fokus

I tråd med tredje energimarkedspakke fra EU, har også norske myndigheter hatt et økende fokus på nøytralitet og effektivitet hos nettselskapene. Flere endringer den siste tiden bekrefter dette:

- *Funksjonelt og selskapsmessig skille:* Krav til selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nettselskap og andre virksomhetsområder ble besluttet i 2016. Endringen innebærer blant annet at nettselskapet skal være en selvstendig juridisk enhet og at nettselskapet ikke kan være eid av et selskap som også driver med konkurranseutsatt virksomhet. Personer i ledelsen i et nettselskap kan heller ikke delta i ledelsen i søsterselskaper i et konsern, og det er begrensninger på hva slags føringer konsernmor kan legge på nettselskapets virksomhet. En slik innføring vil få størst praktiske konsekvenser for integrerte kraftselskaper, også fordi de da må forholde seg til regelverket om konserninterne innkjøp. Fristen for å gjennomføre endringene er satt til 2021.
- *Økt betydning av kostnadsnormer i inntektsrammereguleringen:* Minimumsavkastningen for et nettselskap har blitt satt til null (fra tidligere 2 prosent), og myndighetene vil over tid vurdere å fjerne minimumsavkastningen. Dette stimulerer til økt effektivitet hos nettselskapene og gir økt risiko for nettselskaper med effektivitet under gjennomsnittet.
- *Konserninterne innkjøp:* Fra 1. juli 2016 ble det implementert et generelt krav om at nettselskapenes innkjøp fra andre selskap i samme konsern skal baseres på konkurranse. Målet er å forhindre at de kjøper overprisede varer og tjenester fra andre selskap i samme konsern. Regelverket gir klare begrensninger på nettselskapets kjøp av driftsrelaterte tjenester fra andre virksomhetsområder. Det vil fortsatt være mulig med felles driftssentraler mellom nett, produksjon og fjernvarme, så lenge nettselskapet har styring og ansvar for driftssentralens nettfunksjoner. Noen administrative tjenester er utelatt fra regelverket, noe som begrenser konsekvensen av endringen for forvaltningssystemer.

2.7.2 Antall nettnivå reduseres fra tre til to og det er åpnet for definisjon av en DSO-rolle

Ved endringer i Energiloven våren 2016 ble det besluttet at antall nettnivå skal reduseres fra dagens tre nivåer: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett til to nivåer: transmisjonsnett og distribusjonsnett. Transmisjonsnettet er som hovedregel definert til anlegg på 200 kV eller mer, men anlegg på 132 kV som har vesentlig betydning for 200 kV anleggene skal også inkluderes.

I tillegg ble det åpnet for at det kan etableres en koordinerende operatør av distribusjonssystem der operatøren kan få oppgaver og myndighet overfor andre nettselskap eller aktører tilknyttet nettet dersom dette defineres nærmere i forskrift. Det er foreløpig ikke definert noe mulig innhold i en slik såkalt DSO-rolle.

2.7.3 Elhub og enfakturamodellen blir innført

Måling og avregning vil i stor grad utføres av sentrale løsninger og ikke lenger være en nettoppgave. Innhenting av måledata vil fortsatt være nettselskapenes oppgave etter innføring av AMS i 2019, men to andre endringer vil redusere nettselskapets oppgaver ved måling og avregning.

- *Elhub* innføres i oktober 2017 og skal sørge for sikker og effektiv håndtering av måledata, informasjonsutveksling, håndtering av leverandørbytter og flytting, standardisering og kvalitetssikring av data. Elhuben vil også bidra til et tydeligere skille mellom monopol og marked, blant annet ved at en person i kraftselskapene kun har tilgang til informasjon på vegne av et virksomhetsområde. Forbrukeren får sikret sin tilgang til data og kan gi tredjeparter adgang til å hente ut sine data. Dermed blir flere av dagens funksjoner i nettselskapet og hos

strømleverandøren overflødige. All informasjonsutveksling mellom nettselskapene, strømleverandørene og Statnett vil erstattes av Elhuben.

- Innføring av én regning/ leverandørsentrisk markedsmodell. NVE utreder en ny markedsmodell for sluttbrukermarkedet for strøm. En felles regning for strøm og nettleie for alle kunder innebærer at nettselskapene ikke lenger skal stå for fakturering av egne kunder.

Tariffberegninger kan teknisk sett enkelt gjøres i Elhuben, men overflytting av denne funksjonen fra nettselskapene til Elhuben er ikke besluttet. Oversikten over mulige framtidige kundenære funksjoner som vist i figuren under er dermed basert på hvordan prosessene knyttet til måling og avregning kan se ut dersom IKT-mulighetene utnyttes til tariffberegninger og ulike former for oppgjør. Det er også knyttet noe usikkerhet til hvor mye kunde- og anleggsdata som vil håndteres kun hos nettselskapene og ikke inngå i Elhuben på sikt.

2.7.4 Effekttariffer vil erstatte energitariffer også for små forbrukere

NVE vurderer for tiden mulige endringer av tariffing av små forbrukere etter innføring av AMS. NVE gjennomførte i 2015 en konsepthøring om tariffing. Temaet for høringen var behovet for innføring av effekttariff også for små kunder, behovet for standardisering av tariffer på tvers av nettselskap og om dagens ordning med såkalte fleksible tariffer bør fases ut. Våren 2016 ble hørings-svarene oppsummert av NVE og det ble gitt en pekepinn på videre retning for utforming av tariffene. Målsetninger som NVE ønsker oppfylt med effekttariffene:

- Kravet om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet tilsier at tariffutformingen bør ta utgangspunkt i kostnadene i nettet og hvordan disse oppstår
- Stimulere til forbruksendringer som kan redusere investeringer i nettet når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt
- Veie hensynet om å redusere nettinvesteringer på lang sikt opp mot hensynet til å utnytte nettkapasiteten best mulig på kort sikt
- Legge til rette for informerte og deltakende energibrukere og motivere til økt fleksibilitet når kundene står overfor investeringsvalg

For å oppnå enkelthet og forutsigbarhet oppgir NVE at tariffer ikke er egnet til å løse situasjoner med akutt knapphet, og at dette må håndteres ved hjelp av andre virkemidler. En nærliggende tolkning av dette, er at netttariffene skal bidra til å dempe en langsiktig økning i effektuttaket for å unngå nettinvesteringer basert på kapasitetsutfordringer. Det følger av dette at tilpasninger med langsiktige virkninger er viktigere enn kortsiktige tilpasninger og at utforming av tariffer ikke bør legge stor vekt på kortsiktige tilpasninger.

NVE er tydelige på at de vil gi føringer for å øke standardiseringen av tariffene og de indikerer at de vil knytte en slik standardisering til underliggende kostnadsstruktur i nettet. NVE indikerer noen føringer for hvordan kostnadene bør fordeles på ulike tariffledd:

- Sikringsbaserte fastledd: basert på faste kostnader i nettet som ikke avhenger av dimensjoneringen (kapasitetsbehovet)
- Effektledd (inkludert prisøkning i høylasttimer i time-of-use tariffer): basert på den delen av kostnadene som kan henføres til dimensjoneringen av nettet
- Energiledd: kun marginaltapsledd

For ulike nettselskaper vil det være ulikt nivå på kostnader som kan henføres til dimensjonering av nettet og faste kostnader. Dersom NVE velger en slik standardisering, vil det fortsatt være forskjeller mellom nettselskapene på hvordan nettleien fordeles på ulike ledd, som følge av at den underliggende kostnadsstrukturen er ulik. En slik fordeling som NVE antyder, vil imidlertid gi et høyere fastledd enn det de fleste nettselskapene opererer med i dag.

Det vil fortsatt være et krav om at tariffene skal være ikke-diskriminerende. NVE oppgir at det blir mindre relevant at ulike kundegrupper har ulik nettleie etter at samme måledata blir tilgjengelig for

alle kunder etter innføring av AMS. Dette vil innebære at eventuelle forskjeller i tariffene er basert på bruksprofil framfor kundetype.

NVE sitt oppsummeringsnotat gir ikke noen bindende retningslinjer, og den endelige forskriften kan til syvende og sist utformes på en annen måte enn det NVE indikerer her.

2.8 Klimapolitikken og EU-regulering påvirker kraftsystemet

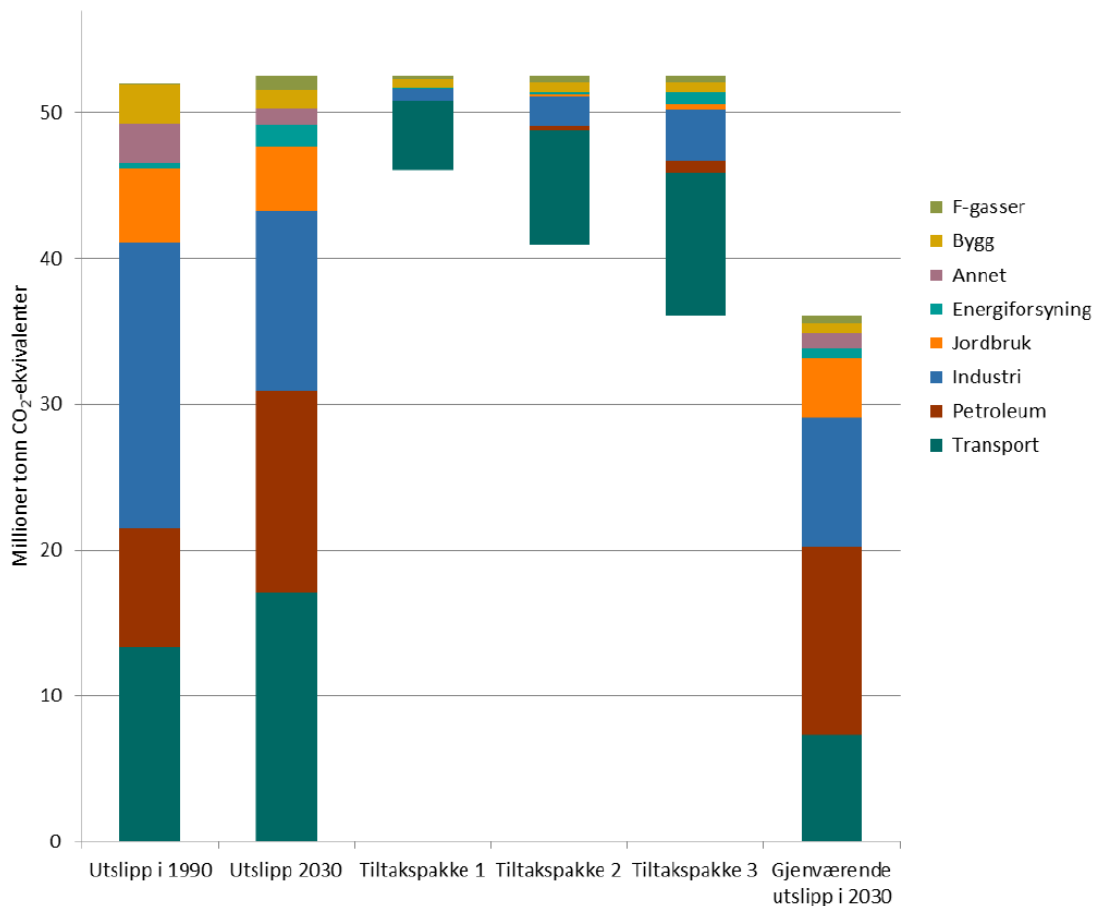
2.8.1 Internasjonal og nasjonal klimapolitikk styrkes

En stadig mer ambisiøs klimapolitikk på globalt, europeisk og nasjonalt nivå får økende betydning for det norske energisystemet. I desember 2015 ble en ny klimaavtale vedtatt i Paris. Parisavtalen innebærer en enighet om å holde den globale oppvarmingen godt under 2 grader samt en ambisjon om å begrense temperaturøkningen til 1,5 grader. Norge ratifiserte avtalen i juni 2016 som et av de første landene, og i september ratifiserte også USA og Kina, noe som har økt motivasjonen for andre land til å slutte seg til avtalen. 55 land som til sammen står for minst 55 prosent av de globale utslippene har ratifisert avtalen. Norges forpliktelse innebærer en utslippsreduksjon på 40 prosent sammenlignet med 1990-nivå.

For perioden opp til 2030 har den norske regjeringen valgt en felles gjennomføring med EU av klimamålene, og regjeringen forhandler for tiden om hvordan tilknytningen til EU sin klimapolitikk skal foregå. Forhandlingen gjelder kun for delen av utslipp som kommer fra ikke-kvotepliktig sektor, som inkluderer transport, landbruk, bygninger og avfall (som omfattes av Effort Sharing Decision (ESD)). Avtalen vil trolig åpne for noe fleksibilitet, slik at norske forpliktelser delvis kan oppfylles i EU-land. Utslipp fra sektorer som, industri, energi og luftfart dekkes av EUs Emissions Trading Scheme (ETS) som Norge allerede er del av. ETS skal videreføres og kvotekravene strammes inn i perioden til 2030.

I september 2016 foreslo Regjeringen å innføre en klimalov. Klimalovforslaget inneholder et mål om at Norge skal bli et lavutslippssamfunn i 2050, men noe konkret tall for utslippskutt er ikke spesifisert i lovforslaget. Stortinget skal behandle klimaloven i inneværende stortingsperiode.

Miljødirektoratet (2015) har framskrevet norske klimagassutslipp og estimerer at klimagassutslippene i 2030 vil være høyere enn i 1990 dersom ikke ytterligere utslippsreducerende tiltak settes i verk. Videre har Miljødirektoratet estimert effektene av ulike sammensetninger av tiltak (såkalte tiltakspakker) på de norske klimagassutslippene i 2030. Den mest omfattende tiltakspakken som er vurdert, vil redusere utslippene med 31 prosent sammenlignet med utslippsnivået i 1990. Utslippsreduksjoner fra transport er den største andelen, se figuren under. De viktigste tiltakene i denne sektoren er ifølge Miljødirektoratet (2015) bruk av null- og lavutslippsteknologi som el, hydrogen og hybriddrift av kjøretøy, elektrifisering av ferge drift og passasjerskip og elektrifisering av jernbane. Det nest viktigste tiltaket er økt bruk av biodrivstoff. Reduksjon og omfordeling av transportvolumer er inkludert i tiltakene, men har mindre betydning. Utslippsreduksjoner i transportsektoren er derfor tett knyttet til kraftsektoren, og denne sektoren vil spille en viktig rolle i klimapolitikken.

Figur 19: Klimagassutslipp i 2030 uten nye tiltak og med ulike tiltakspakker

Kilde: Miljødirektoratet (2015)

2.8.2 Det nordiske kraftsystemet og energipolitikken blir mer integrert med EU

Sentralt i EUs klimapolitikk er ESD, ETS, Fornybardirektivet og Energieffektiviseringsdirektivet. Energisystemet må tilpasses klimapolitikken, men også etableringen av et felles europeisk (kraft)marked vil få betydning.

I 2009 vedtok EU den tredje energimarkedspakken med det formål å videreutvikle et felles europeisk kraftmarked. Norge har formelt ikke forpliktet seg til innholdet i denne pakken ennå, men mange av kravene er allerede oppfylt. Den tredje pakken innebærer direktiver og forskrifter som etablerer felles tekniske- og markedskrav for økt samarbeid på tvers av grensene. Viktige krav i den tredje pakken er økt skille mellom monopolvirksomhet (nett) og konkurranseutsatt virksomhet, økt kraftutveksling mellom medlemsland, investeringer i infrastruktur og markedskobling. Detaljerte (tekniske) krav for markedsaktører finnes i Network Codes (NCs) og setter forpliktende minimumskrav for systemdrift, nettilknytning av produksjonsanlegg, kapasitetsallokering, HVDC linjer og regulerkraftmarkedet.

I 2002 besluttet det Europeiske rådet at medlemslandene må ha en kapasitet på mellomlandsforbindelser på minst 10 prosent av den totale installerte produksjonskapasiteten i 2020. I oktober 2014 er dette målet videreført og til 15 prosent i 2030.

2.8.3 En økt andel av kraftproduksjonen blir uregulerbar

Det felles svensk-norsk elsertifikatsystemet er de to landenes hovedvirkemiddel i kraftsektoren for å nå fornybarmålet. Gjeldende målsetting i systemet er å realisere 28,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon mellom 2012 og 2020. Vi forventer at denne målsettingen nås gjennom investeringer i vindkraft, vannkraft og bio-CHP. Svenske myndigheter har imidlertid besluttet å forlenge ordningen fram til 2030 og høyne målsettingen med 18 TWh. Nøyaktig hvordan utvidelsen skal gjennomføres

er ennå ikke bestemt, men det er kommet samstemte forslag fra både NVE og Energimyndigheten som anbefaler å videreføre eksisterende ordning med en relativt sen kvoteøkning på svensk side.

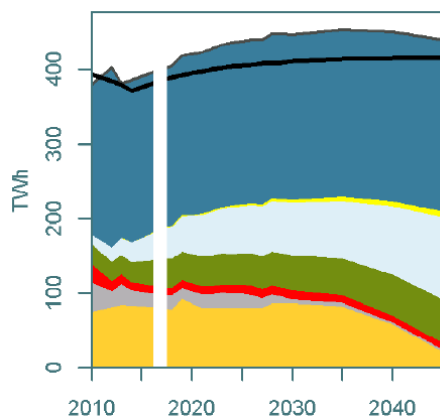
Danmark og Finland bruker egne støttesystemer for å nå sine fornybarmål. I Danmark forventer vi investeringer både i onshore og offshore vindkraft som følge anbudsprosesser for større vindparker, og en feed-in tariff. Finland benytter også en feed-in tariff som vi ventet vil gi økte vindkraft-investeringer.

Solkraft er foreløpig ikke en viktig faktor i det nordiske kraftmarkedet. Vi forventer imidlertid økende solkraftinvesteringer, uten at omfanget blir stort på nordisk nivå, men utviklingen på dette området er usikker. Den svenske regjeringen har nylig besluttet å øke den årlige støtten til solenergi til 390 MSEK. Danmark har allerede realisert 800 MW solkraft gjennom generøse subsidier.

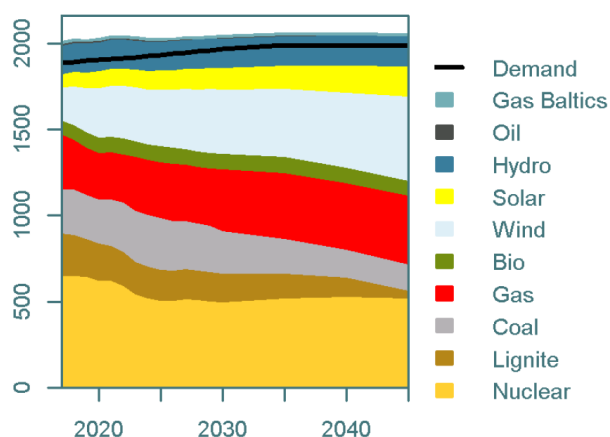
Samtidig som det investeres i fornybar kraftproduksjon fases det ut fire svenske kjernekraftreaktorer (inkludert Oskarshamn 2). Svenske myndigheter planlegger imidlertid å fase ut kapasitetsskatten på kjernekraft, noe som trekker i retning av at de gjenværende fem reaktorene vil leve til etter 2040. I 2045 forventer vi at all svensk kjernekraft er nedlagt. På kjernekraftområdet går Finland i motsatt retning av Sverige, og en ny finsk reaktor (Olkiluoto 3) forventes å komme inn i markedet i 2018. Videre vil trolig ytterligere en finsk reaktor realiseres før 2030. Vi forventer at gamle kullkraftverk utfases når de når sin forventede levealder og at store deler av Danmarks kullkraft vil erstattes med bio over de neste ti årene. I tillegg legges en del kullkraftverk ned tidligere enn planlagt på grunn av de lave kraftprisene i Norden.

Som figurene under viser, forventer vi totalt sett en kraftig vekst i uregulerbar kraftproduksjon, og en utfasing av regulerbar termisk kraftproduksjon i Norden og Europa for øvrig, men fra svært forskjellige startnivå.

Figur 1: Produksjonsmiks Norden



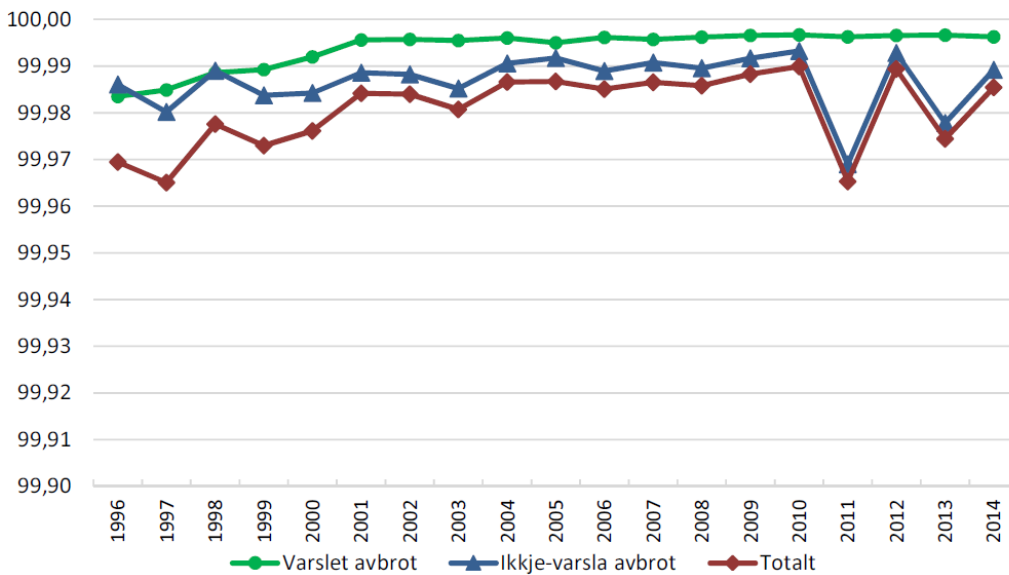
Figur 2: Produksjonsmiks Europa



Sammenlignet med land som har en stor andel kull- og kjernekraftverk, er norske kraftverk små og distribuert. I Norge er det ca. 30-40 kraftverk med en installert kapasitet >200 MW og rundt 1000 vannkraftverk med en installert kapasitet på under 10 MW (NVE, 2011). Til sammenligning vil det planlagte kjernekraftverket i Finland (Olkiluoto 3) ha en installert kapasitet på 1600 MW, og gasskraftverket på Kårstø har en installert effekt på 430 MW.

2.8.4 Klimaendringer vil øke risikoen for strømbrydd som skyldes vær

Forsyningssikkerheten for strømleveranser er høy i Norge, og avbrudd har vist en nedadgående trend i mange år. Leveringspåliteligheten for år uten ekstremvær er på 99,99 prosent. Men de seneste årene har avbruddene økt på grunn av hyppige tilfeller av ekstremvær, særlig langs kysten. En stor andel av mengden ikke-levert energi på grunn av strømbrydd skyldes i 2011 stormene «Berit» og «Dagmar» og i 2014 stormene «Hilde» og «Ivar».

Figur 20: Leveringspålitelighet i prosent. 1996-2014

Kilde: NVE (2015)

Selv om vi har sett en økning i stormer de siste årene i Norge som er sterke nok til å gi store strømbrudd, er det temperaturøkning, nedbørsmengder og økt havnivå som de viktigste klimaendringer vi står overfor i 2100 (Miljødirektoratet, 2015):

- Årstemperaturen vil øke med ca. 4,5 °C (spenn: 3,3 til 6,4 °C)
- Årsnedbør øker med 18 prosent (spenn 7 til 23 prosent)
- Styrregnepisodene blir kraftigere og vil forekomme hyppigere
- Regnflommene blir større og kommer oftere, men snøsmelteflommene blir færre og mindre
- Havnivået vil øke med 15 til 55 cm avhengig av lokalitet
- Det er beregnet kun små endringer i middelvind og i store vindhastigheter

I følge Energimeldingen (2016) vil klimaendringer føre til økt korrosjon, mer saltpåslag, mer ising, økt frostsprengning og flere skredhendelser. Et mer fuktig klima kan også føre til mer råte i tremaster og saltkrystallisering i betongmaster, økt utfordring med trefall som følge av mer skog. I tillegg kan mindre økninger i vind og/eller endret vindretning gi økt påkjenning på strømnettet og en del nettstasjoner langs norskekysten være utsatt ved økt havnivå. Også frekvensen av lyn vil øke i framtiden. NVE (2011) anslår frekvensen av lyn vil øke med 25 prosent mot år 2050 og en ytterligere økning fram til 2100 som følge av økt temperatur og nedbørsmengder. Lyn er allerede i dag en viktig årsak til feil og strømbrudd i Norge og stod for 15-25 prosent av avbruddene i perioden 1996 til 2005.

2.9 Hvordan påvirkes nettet av endringer på forbrukssiden?

2.9.1 Hva påvirker nettinvesteringene?

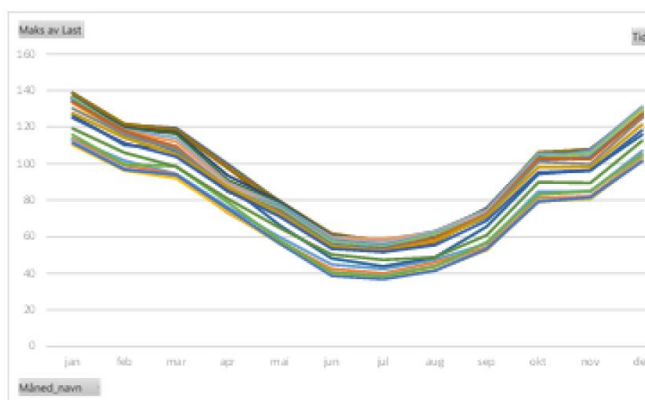
Behovet for nettinvesteringer i et område drives av:

- Det samlede behovet i årets kaldeste og mørkeste time i forhold til eksisterende kapasitet
- For områder med mye produksjon: det samlede behovet for å ta imot all produksjon i perioder med lavt forbruk
- Forbruk som reduserer leveringskvaliteten opp mot de regulatoriske kravene
- Alder og tilstand på eksisterende nettanlegg

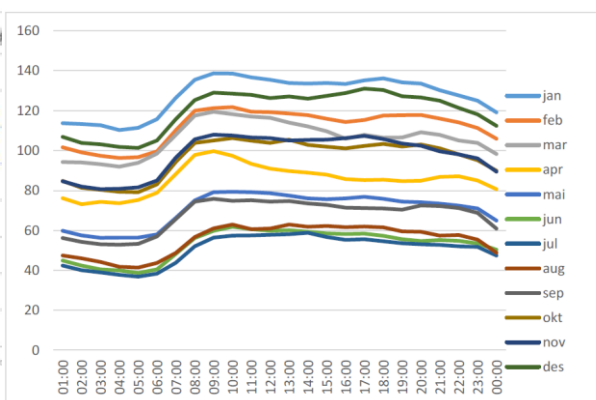
Topplast endres for framtidens bygg

For et forbruksområde vil forbrukstoppene på vinteren være dimensjonerende på nettbehovet. Som figuren til høyre under viser, er forbruket på nattetid om vinteren ofte høyere enn forbruket på dagtid sommerstid. Hva som er tidspunktet for topplast vil variere noe mellom ulike nettområder avhengig av kundenes lastmønstre og hvorvidt elektrisk oppvarming er drivende for forbruket i det området. Områder som hovedsakelig består av næringsbygg vil ofte ha en annen forbruksprofil over døgnet sammenlignet med boligområder.

Figur 21: Maksimallast over året



Figur 22: maksimallast over døgnet per måned



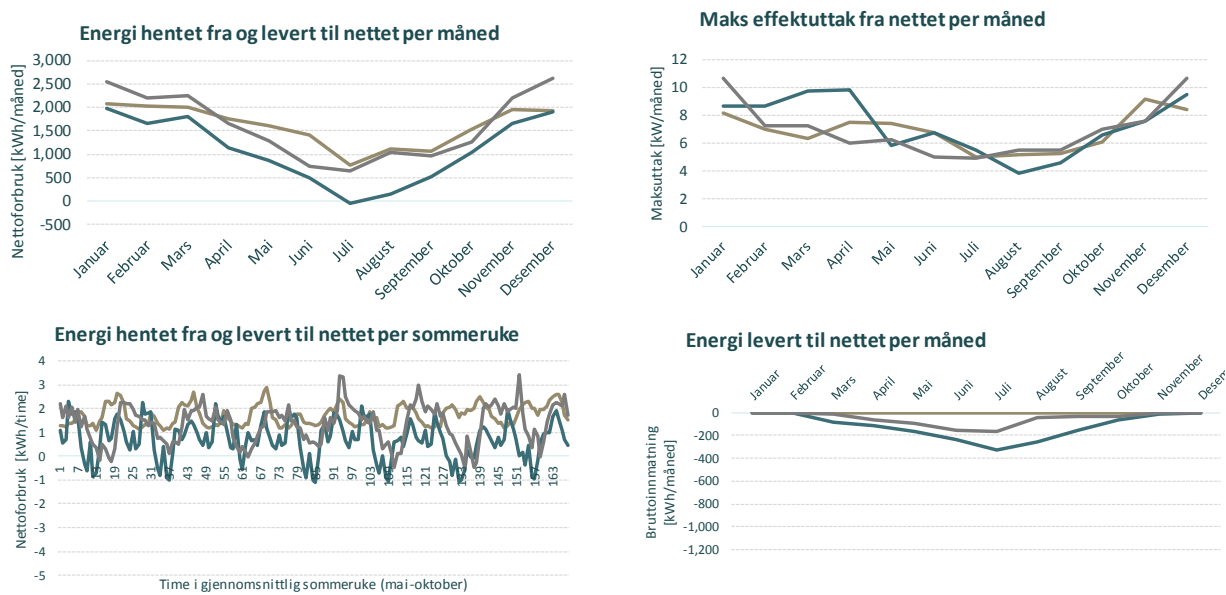
Kilde: Ringeriks-Kraft Nett

Figurene under viser noen eksempler på hvordan energi hentes og leveres til nettet fra plusskunder i to kategorier: solceller på eksisterende (normal)hus og solceller på nye lavenergihus. Det er interessant å se på forskjellen mellom dem for å få et inntrykk av hvordan plusskunder i framtiden vil bruke nettet forutsatt at de ikke har lagringskapasitet installert.

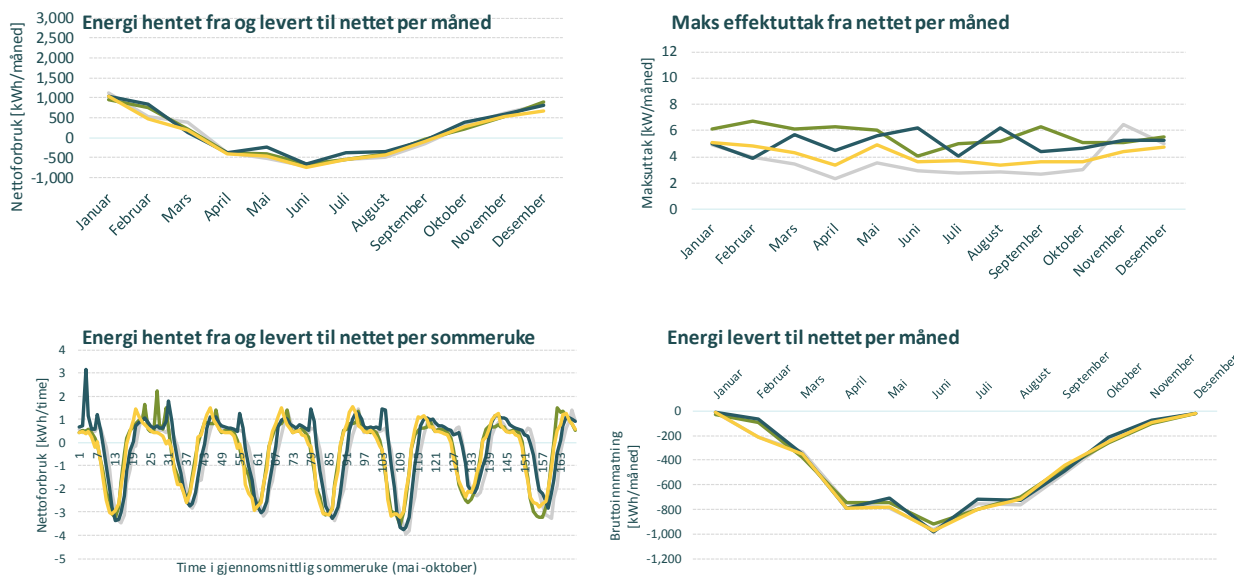
Både plusskundene og normalkundene har høyest månedlig energiuttak fra nettet i januar eller desember. Lavenergihusene er i motsetning til normalhusene netto energileverandører i perioden april til august. De leverer ca. 1000 kWh til nettet i juli, og trekker ca. 1000 kWh fra nettet i januar og desember. Til tross for at lavenergihusene er netto energileverandører på sommerstid, trekker de likevel strøm fra nettet alle ukedager i en gjennomsnittlig sommeruke.

En annen viktig forskjell mellom plusskundene i normalhus og lavenergihus er det maksimale effektuttaket. På vinteren har normalhus ca. dobbel så høyt effektuttak som lavenergihusene. Normalhusene har sitt høyeste effektuttak på vinterstid. Det interessante er at de tre lavenergihusene vi har timesdata for, har sitt maksimale effektuttak (kWh/h) i februar, august og november, og at det er svært liten forskjell mellom sommer og vinter på maksimalt effektuttak. Disse lavenergihusene har dermed trolig enten et svært lavt oppvarmingsbehov på vinteren, eller at varmebehovet dekkes av andre kilder enn el.

I flere land har man i følge PV Parity (2013) sett at en høy andel solceller i et område øker behovet for nettkapasiteten. Det ser man der produksjon ikke sammenfaller med forbruk eller som følge av spenningsutfordringer. Nettinvesteringene kan imidlertid utsettes i områder der strømproduksjon fra solceller sammenfaller med forbruk, f.eks. i Hellas.

Figur 23: Energi og effektkurver for et normalhus med solceller

Kilde: THEMA (2016)

Figur 24: Energi og effektkurver for et lavenergihus med solceller

Kilde: THEMA (2016)

Utfordringer med leveringskvalitet kan bli en viktigere driver for investeringer i framtiden

Krav til leveringskvalitet stilles i Forskrift om leveringskvalitet (FOL). Det overordnede kravet er at man skal ligge innenfor +/- 10 prosent av spenningsgrensene, men det stilles også krav til spenningsprang, flimmer og spenningskarakteristikk. Spenningsutfordringer henger sammen med lastøkninger fordi spenningsutfordringene øker når nettet er høyt belastet. Økt kapasitet på en linje vil redusere de fleste typer av spenningsutfordringer.

Vi har ikke noe grunnlag for å vurdere hvorvidt forbrukstilpasninger kan bidra til å redusere nettinvesteringer drevet av spenningsutfordringer i lavspenningsnett. Men leveringskvalitet er en mer

kompleks problemstilling enn kapasitetsutfordringer, noe som etter vår vurdering gjør forbruks-tilpasninger til en lite sannsynlig løsning.

Leveringskvaliteten utfordres av apparater som slår raskt inn og ut med høy effekt, f.eks. varmepumper uten inverter, høytrykksspylere og til en viss grad håndverktøy. Induksjonskomfyrer og likerettere (i elbilladere og solceller) kan f.eks. gi såkalte overharmoniske spenninger i nettet som kan gjøre det krevende å oppfylle kravene til leveringskvalitet i FOL etter hvert som dette blir mer utbredt. Norge har noen særskilte utfordringer fordi vi har IT-nett, som skiller seg fra nettet som finnes i de aller fleste andre land. Utstyr som godkjennes for og er uproblematisk i bruk på verdensmarkedet, kan dermed likevel skape problemer i det norske nettet. Utfordringer med spenningskvalitet vil ofte være størst i områder med lav kapasitet i nettet og på lange ledninger med lavt forbruk. Slike utfordringer kan dermed bli størst i områder utenfor byene.

Flere av nettselskapene oppgir i THEMA (2015b) at spenningsutfordringene er begrenset i dag, men at de forventer at dette vil bli en viktigere driver for nettinvesteringer framover. Omfanget av utfordringene vil også avhenge av hvor mye og hvilke typer av effektkrevende utstyr som tas i bruk i framtiden. Noen av nettselskapene oppgir også at de mener at bransjen ikke helt har tatt innover seg kravene i forskrift om leveringskvalitet, og hva det kan føre til av investeringer framover.

Alder og tilstand på eksisterende nettanlegg

Et etablert nett har en gitt levetid. Når tilstanden til nettet begynner å bli dårlig på grunn av alder og slitasje, må man erstattet det med nytt nett gjennom reinvesteringer. Når man uansett fornyer nett, koster det lite å samtidig øke kapasiteten. Den største kostnadskomponenten, særlig i distribusjonsnettet, er arbeid og grøftegraving. Om man legger en kabel med litt ekstra kapasitet når grøften først er åpen, har svært liten betydning for kostnadsnivået. Dette gjelder særlig i tettbebygde strøk der gravekostnadene er høye.

2.10 Nettkostnadene dekkes av nettkundene

Vi kan skille mellom hva det samlet sett koster å bygge og drive et nett (nettkostnader), og hva det koster en forbruker å bruke det samme nettet (nettleie).

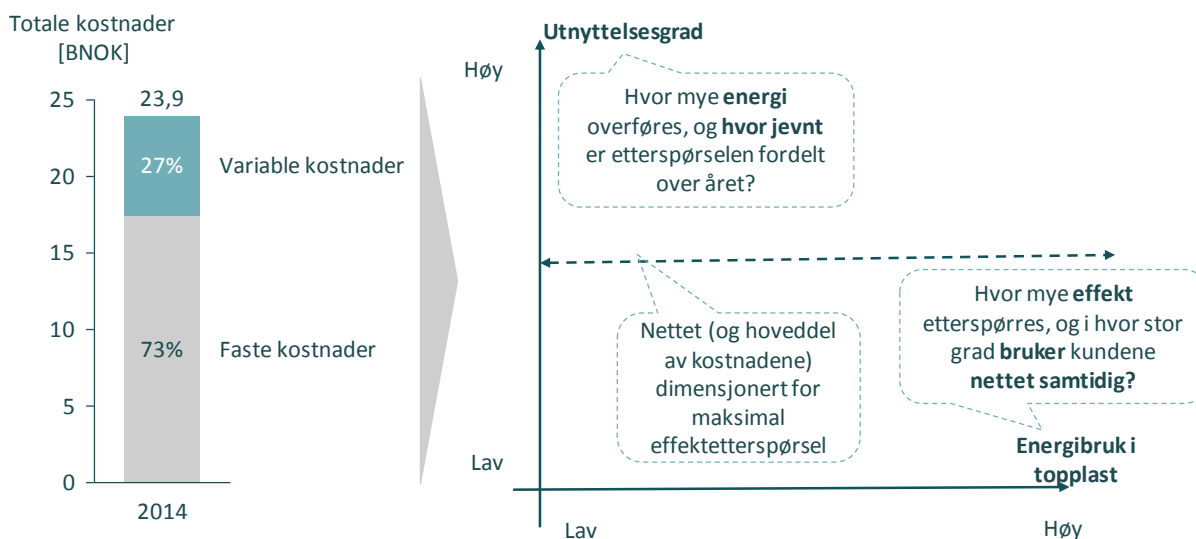
2.10.1 En stor andel av nettkostnadene er faste for en gitt nettkapasitet

Nettkostnadene som ligger til grunn for nettleien, omfatter drift og vedlikehold, overføringstap, eiendomsskatt, måling og avregning samt kapitalkostnader, det vil si avskrivninger og avkastning på investert kapital i nettet.

Behovet for kapasitet i strømmettet bestemmes av det samlede forbruket i nettet på det tidspunktet med høyest samtidig bruk (topplasttiden). Kapitalkostnadene er en direkte konsekvens av investert kapasitet, se figuren til høyre under. De faste kostnadene består av kapitalkostnader, lønnskostnader og deler av kostnadene til beredskap. Kapitalkostnadene utgjør den største andelen, og er basert på de bokførte verdiene. På landsbasis utgjør de faste kostnadene i nettet over 70 prosent av nettkostnadene.

De variable kostnadene avhenger av hvor mye strømtap det er i nettet (noe som øker når nettet utnyttes nær kapasitetsgrensen) og kostnader til drift og vedlikehold. Fordelingen av de samlede nettkostnadene i variable og faste kostnader er vist i figuren til venstre under.

En stor andel av kommunene har eiendomsskatt på verk og bruk der nettanlegg inngår, og bruk av eiendomsskatt har økt de senere årene. Det varierer noe hvordan grunnlaget for eiendomsskatten settes, men det er vanlig at skatten baseres på investert kapital og ofte reduseres ikke denne kapitalen med avskrivninger. Eiendomsskatten utgjør ifølge THEMAs beregninger i overkant av 2 prosent av nettleien, men varierer mellom 0 og 6 prosent.

Figur 25: Nettkostnader

2.10.2 Kostnadene fordeles mellom brukerne av nettet

Nettselskapenes inntekter er regulert av NVE. NVE setter årlig et tak på inntektene som er en funksjon av nettselskapenes faktiske kostnader og en kostnadsnorm (som sier noe om det ideelle nivået på selskapenes kostnader gitt størrelsen på nettet og naturgitte forhold som skaper utfordringer for nettdriften). Dette betyr at nettselskapenes samlede inntekter ikke kan overstige et gitt beløp. De tillatte inntektene fastsettes slik at de samlet tilsvarer de totale årlige kostnadene i norske nettselskaper. For det enkelte selskap er det ikke nødvendigvis noen eksakt sammenheng mellom kostnader og inntekter. Det skyldes at NVE beregner en kostnadsnorm for hvert selskap som utgjør 60 prosent av de tillatte inntektene. Kostnadsnormen reflekterer blant annet selskapenes effektivitet. Noen selskaper vil derfor få høyere inntekter enn de faktiske kostnadene, mens andre vil få lavere inntekter. Formålet er å stimulere selskapene til å drive mest mulig effektivt.

I dagens regulering er det brukerne av nettet som dekker kostnadene ved å bygge og drive nettet. Når det er investert i nett, har det lite å si for nettkostnaden hvor mye det etablerte nettet utnyttes. Dermed blir nettleien nesten den samme enten man overfører lite eller mye energi på linjene.

Nettselskapene mottar sine inntekter fra nettets brukere gjennom anleggsbidrag og nettariffer (nettleie). Anleggsbidrag er en engangssum som nye produsenter eller uttakskunder betaler som et investeringstilskudd til nettselskapet dersom deres tilkobling krever en forsterkning av nettet. Tariffer er en betaling for bruk av nettet. Et viktig prinsipp ved utforming av tariffer er at de skal være etterprøvbare og ikke-diskriminerende, og bestå av et fastledd, et energiledd og eventuelt et effektledd. At nettleien skal være ikke-diskriminerende betyr bl.a. at nettleien som nettselskapene fakturerer ulike kundegrupper kun får lov til å variere dersom kundegruppene påfører nettet ulike kostnader. Det innebærer bl.a. at hyttekunder ofte har en nettleie med et høyere fastledd enn husholdningskunder. Brukerfinansiering og at nettleien til kundene varierer med kostnadene de påfører nettet, skal bidra til en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

Nettleien kan være basert på en fast pris per år/mnd, basert på faktisk bruk av nettet eller en kombinasjon av disse. Det er i dag vanlig av små kunder prises etter hvor mye energi som overføres via nettet. Store kunder som allerede har smarte måler som gjør dette mulig, er priset basert på kapasiteten de bruker i nettet (effekttariffer). Begge kundegruppene har også et årlig fastledd.

Uansett hvordan nettet prises, vil det være sånn at når noen betaler mindre, må andre betaler mer for at kostnadene ved å bygge og drifte nettet skal dekkes inn (begrenset av nivået på samlet inntekt som et nettselskap kan ha med dagens økonomiske regulering). Det er derfor viktig at nettleien er utformet på en sånn måte at de som bruker nettet, også skal være med å betale sin andel for bruken.

3 SCENARIOER FOR FRAMTIDENS KRAFTSYSTEM

Vi har utviklet fire scenarioer som til sammen dekker utfallsrommet for forbruksutviklingen basert på sikre og usikre utviklingstrekk og som gir ulike forbrukskurver over døgnet og året som nettselskapene må ta konsekvensene av. To av scenarioene vil redusere behovet for samlede nettinvesteringer og føre til at nettkostnadene holdes på et rimelig nivå enten ved at elektrisk oppvarming fases ut og elbiler lades på natten, eller at forbruksfleksibilitet benyttes for å redusere lasttoppen. Et av scenarioene viser at en sterk utvikling av lavenergihus med solceller vil opprettholde/øke behovet for nettkapasitet samtidig som energiforbruket reduseres kraftig. Det vil gi høye nettkostnader som kan være krevende å dekke inn over nettleien. I det siste scenarioet er forbrukerne selvforsynte innenfor mikrogrids og er kun koblet til distribusjonsnettet ved feil innenfor mikrogridet, noe som vil utfordre hele modellen med brukerfinansiering av nettet.

På grunn av usikkerheten knyttet til utviklingen og utbredelsen av disse løsningene i det norske kraftsystemet over de kommende tiårene har fire scenarioer blitt utviklet. Hvert scenario tar utgangspunkt i at en viss type forbruksprofil har blitt dominerende i det norske distribusjonsnettet i 2050, og ser på konsekvensene dette har for nettselskapenes kostnader. De fire scenarioene er:

- *Rushtidskunder:* En stor andel kunder har høye effektuttak i topplast og en stor overskuddsproduksjon på andre tider av året. Dette kan for eksempel være nullenergihus, hvor egenproduksjonen tilsvarer forbruket over året, men strømproduksjon og -forbruk skjer i ulike sesonger.
- *Selvforsyning av varme:* En stor del av varmebehovet i bygg dekkes av andre kilder enn elektrisitet og elbiler lades hovedsakelig på natten. Den forbrukskurven er dermed langt flatere over året og døgnet, og samlet topplast er betydelig redusert sammenlignet med i dag.
- *Fleksibelt forbruk:* Kraftforbruket er som i dag, men økt bruk av automatisering gjør at forbruket reduseres når prisene i perioder blir høye. Dermed reduseres forbruket i nettets topplast sammenlignet med i dag.
- *Nettet som reserveløsning:* Selvforsynte mikrogrids der forbrukerne produserer og overfører varme og strøm innenfor et avgrenset område er utbredt. I tillegg finnes det batterier og/eller varmelagre som gjør en viss tidsforskjell mellom energiproduksjon og -forbruk mulig. Ved feil trekker mikrogridet strøm fra nettet for å unngå fordyrende reserveløsninger internt.

Vi vil i dette kapittelet beskrive hvordan utviklingen har vært fram til 2050 i hvert scenario og deretter noen hovedtrekk i kraftsystemet. Vi beskriver også kort hvordan scenarioet vil påvirke aktuelle aktører. Først vil vi gi en beskrivelse av det vi tenker er en sikker utvikling som vil ligge til grunn i alle de fire scenarioene.

3.1 Hvilke endringer vil skje uavhengig av forbruksutviklingen?

Etter innføringen av AMS i 2019, har nettselskapene gradvis tatt i bruk mer og bedre IKT-teknologi til målinger, analyser og styring også i distribusjonsnettet. Denne endringen gir et betydelig bedre grunnlag for effektiv drift ved at feil oppdages og rettes raskere enn før. I tillegg har selskapene fått bedre forbruksdata og -prediksjoner slik at investeringsbeslutninger tas på et bedre grunnlag. Investeringer på distribusjonsnettnivå har derfor vært stabile eller noe nedadgående etter 2020.

Kraftprisen har økt noe etter 2020, noe som har bidratt til et noe mer markedsdrevet fokus på energi-effektivisering, samtidig som det meste av elektriske apparater har blitt mer effektivt.

Nettleien for de fleste forbrukere var økende fram til ca. 2025 på grunn av store investeringer i nett på alle nettnivå. Etter 2025 var de største reinvesteringene gjennomført, og både drift og investeringer har gradvis blitt mer effektive, samlet nettleie har dermed blitt noe redusert i perioden (men konsekvensen for forbrukerne varierer mellom scenarioene).

I likhet med utvikling på annen teknologi, har kostnader til distribuert produksjon av strøm og varme blitt noe redusert selv om kostnaden til installasjon av utstyr har blitt opprettholdt på dagens nivå (elektrikere og rørleggere til vannbaserte oppvarmingssystemer).

Aggregatorer er til stede på høyere nettnivå og for større kunder der de bidrar med kostnads-effektivisering knyttet til energibruk og/eller tjenester opp mot Statnetts markeder. Distribusjons-selskapene utnytter noe forbrukerfleksibilitet i sin nettdrift fra store bygg eller mindre nærings-virksomhet.

3.2 Scenarioet «Rushtidskunder»

3.2.1 Veien mot 2050

I scenarioet «Rushtidskunder» har kraftsystemet utviklet seg i en retning mot en svært høy andel distribuert egenproduksjon av strøm som ikke er i samsvar med eget forbruk av strøm og det er ikke utbredt bruk av batterier eller andre typer lager. Effektuttaket har økt gradvis samtidig som energi-uttaket er stabilt eller redusert, f.eks. ved at elbiler hurtiglades i topplast på ettermiddagen hele året eller det er utbredt bruk direktevirkene oppvarming av tappevann som har erstattet varmtvanns-tanker. En forutsetning for et slikt scenario er at den oppfattede lønnsomheten av egenproduksjon av energi har blitt økt for mange sluttbrukere, mens det ikke finnes insentiver til å begrense effekt-uttaket.

Dette kan skje gjennom en fortsatt svært rask kostnadsreduksjon for distribuerte produksjons-teknologier som solceller og mikrovind, kraftige subsidier eller særlig gunstige tilknytningsvilkår for egenproduksjon. Alternativt har kostnaden for strøm fra nettet vokst kraftig gjennom økte kraftpriser, økt nettleie eller økte avgifter, som beskrevet tidligere. En virkning som kommer i tillegg, uavhengig av hva som har drevet utviklingen fram, er at de faste kostnadene i systemet fordeles på de forbrukerne som ikke har installert egenproduksjon, slik at de får økt sine kostnader til nett og andre faste kostnader i systemet. På grunn av dette vil de resterende forbrukerne få stadig økte insentiver til å installere egenproduksjon fordi økte alternativkostnader øker lønnsomheten. Med en sannsynlig kostnadsutvikling på solceller sammenlignet med alternativkostnaden, vil en slik «negativ spiral» trolig være en viktig forutsetning for store volumer solcelleproduksjon i Norge.

En slik utvikling drives frem av et oppfattet klimabidrag ved selvforsyning og egenproduksjon, eller andre ikke-økonomiske rasjonale som omfavnes av mange sluttbrukere, f.eks. teknologiinteresse eller skepsis mot etablerte kraftleverandører.

Selv om lønnsomheten ved egenproduksjon har økt, har ikke lønnsomheten ved lokal lagring økt. Dette vil sannsynligvis tilsvare en situasjon der det absolutte nivået på sluttbrukerkostnaden for strøm fra nettet har økt, men prisvariasjonene har ikke blitt store nok til å dekke lagringskostnadene. Eventuelt har ikke forholdet mellom kostnader til egenproduksjon og alternativkostnad samlet sett blitt så attraktivt at det forsvaret å investere i lagringskapasitet i tillegg til egenproduksjon. Kostnadene for å bygge ut distribusjonsnettet har heller ikke økt nevneverdig, slik at lokal fleksibilitet ikke har blitt etterspurt av nettselskapene i stor skala.

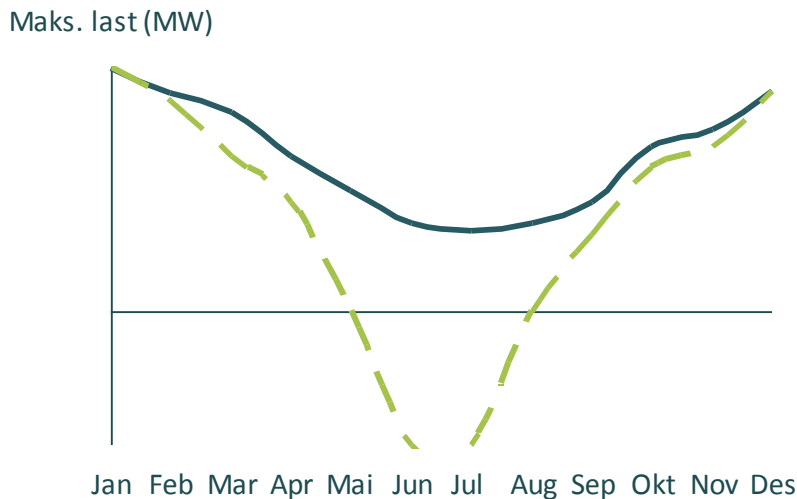
3.2.2 Kraftsystemet i 2050

I dette systemet vil en høy andel lokal energiproduksjon redusere energivolumet som blir brukt hos forbrukerne i distribusjonsnettet, særlig på sommerstid når det er mye produksjon av solenergi. Samtidig vil forbrukerne ha behov for å trekke energi fra nettet også alle dager på sommerstid på tidspunkt når solen ikke lenger skinner like sterkt, eller vinkelen på solcellene ikke lenger gjør at det er solinnstråling på panelene. På de kaldeste og mørkeste dagene i året vil det ikke produseres energi fra solcellene, og forbrukeren vil da trekke like mye strøm fra nettet som forbrukere som ikke har egenproduksjon.

Prosumenter med egenproduksjon fra mikrovind, vil i gjennomsnitt ha noe høyere produksjon på vinteren enn prosumenter med solceller. Likevel må man dimensjonere nettet til en slik kunde basert på at de ikke vil ha produksjon i de kaldeste og mørkeste periodene fordi vindproduksjon alltid vil være uforutsigbar.

I sum gir dette lav brukstid blir for prosumenter ved at forbruket er i utakt med egen produksjon og at maksimalt effektuttak ikke er lavere enn for forbrukere uten egenproduksjon. Kraftflyten vil gå opp til høyere nettnivå i perioder når den distribuerte produksjonen er på et høyt nivå, mens den vil gå fra det sentrale systemet til kunder i distribusjonsnettet når egenproduksjonen er lav og forbruket høyt. Retningen på kraftflyten kan endres raskt og hyppig, f.eks. innenfor døgnet i noen perioder og innenfor timen i andre perioder. Det er imidlertid lite trolig at distribuert produksjon vil være en driver for økt nettkapasitet fordi overskuddsproduksjonen ikke vil være større (i kW) enn det maksimale forbruket (kW) i et område. Innføring av overskuddsproduksjon kan imidlertid skape noen utfordringer med leveringskvaliteten i området.

Figur 26: Bruksprofil med mye egenproduksjon fra solceller (grønn) sml. med dagens (blå)



En stor andel egenproduksjon som ikke er i takt med det samlede strømforbruket i Norge, vil gi et behov for ressurser som kan dekke strømbehovet når forbruket er høyt og egenproduksjonen lav som for eksempel på vinterstid. Lønnsomheten til produksjon i det sentrale systemet vil derimot reduseres kraftig ved at det er lav etterspørsel etter deres produksjon i store deler av året. For å sikre tilgang til back-up kapasitet i slike situasjoner har det blitt svært høye forskjeller i strømprisen på sommer og vinter, og særlig høye priser i kuldeperioder. Alternativt, må det etableres kapasitetsmekanismer som dekkes gjennom nettleie eller strømprisen av alle forbrukere.

3.2.3 Konsekvenser for ulike aktører

Den daglige driften i distribusjonsnettselskapene har blitt mer komplisert fordi man i områder med mye distribuert produksjon må sikre balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid. Det har også blitt mer krevende å opprettholde leveringskvaliteten for strøm på grunn av raske skift i produksjon og forbruk. Behovet for et lokalt systemansvar vil dermed øke, det samme vil mekanismer for eventuell nedregulering av produksjon i perioder med svært mye distribuert produksjon i områder der det oppstår flaskehalser i nettet.

Tredjepartaktører vil trolig spille en sentral rolle i å tilby gode løsninger for egenproduksjon, og å håndtere og optimalisere strømproduksjon og -forbruk hos prosumentene. Ulike forretningsmodeller for distribuert kraftproduksjon kan gjøre seg gjeldende, slik vi har sett i andre land.

Strømleverandørene vil fra 2017 gi plusskundene markedsadgang. Trolig vil dette fortsette, eventuelt vil andre tredjeparter være plusskundenes markedsfasilitator. Tilbudene vil innebære prediksjon, anmelding, avregning og oppgjør, samt trolig også balansering (dersom plusskundene ikke er unntatt et slikt krav i framtiden).

Forbrukere som ikke er plusskunder vil være taperne i dette scenarioet. De må «overta» kostnadene som plusskundene sparer i og med at de samlede kostnadene i kraftsystemet ikke går ned, og særlig vinterprisen på strøm kan gå kraftig opp.

Mulighetene til å tilby systemtjenester til nettselskapet, ved for eksempel å redusere større laster som ventilasjon og oppvarming i perioder vil utnyttes av enkelte, men volumet vil ikke være større enn i dag.

3.3 Scenarioet «Egenproduksjon av varme»

3.3.1 Veien mot 2050

I dette scenarioet har de fleste bygg egenproduksjon av varme, mens det i byer er utbredt med fjernvarme. I tillegg er det noen steder distribuert produksjon av strøm som i stor grad sammenfaller med eget forbruk.

Lønnsomheten av egenproduksjon av energi har gradvis økt for mange sluttbrukere. Dette kan oppstå gjennom en fortsatt svært rask kostnadsreduksjon for ulike varmeløsninger, subsidier og/eller spesifikke krav i byggeforskriftene. Alternativt har kostnaden for strøm fra nettet vokst kraftig gjennom økte kraftpriser, økt nettleie eller økte avgifter, som beskrevet tidligere. Særlig viktig her er vinterkostnaden for strøm. I perioden opp til 2020 var det økende effektuttak uten at energiuttaket økte tilsvarende, og det ble sett med bekymring på utviklingen. Det ble derfor innført effekttariffer i 2021 med høy kostnad på vinterstid og elavgiften ble lagt om til en prosent av strømrregningen framfor en fast avgift per brukte kilowatttime. Høye effekttariffer på vinterstid har bidratt til at vinterforbruk er kostbart for kundene, men også høy etterspørsel etter norsk vannkraft i perioder med lav produksjon fra solceller lenger sør i Europa.

Hyppigheten av strømbrydd har økt, særlig på vinterstid, på grunn av gradvis økt hyppighet av lynnedslag og flommer. Det har også vært eksempler på at hacking gir strømbrydd, om ikke i Norge så i andre land i Europa. Dette har ført til et behov for å sikre seg et minimum av egenforsyning, særlig av varme og varmtvann, men også av strøm i særlig utsatte områder.

Elbiler har blitt innført gradvis for de som har egne biler, men bildeling har blitt mer vanlig. På grunn av at det har vært betydelig rimeligere å lade bilene på nattestid, skjer det lite lading på dagtid. Effekttariffer ble innført i 2021 for alle og har bidratt til dette. Hurtiglading er ikke utbredt, f.eks. fordi biler som har behov for å kjøre langt stort sett er hydrogenbiler, og ikke batterielektriske. En av årsakene til dette er at batterikostnaden ikke fortsatte å falle etter 2020.

Batterier er ikke i utbredt bruk i dette scenarioet fordi dette sannsynligvis vil tilsvare en situasjon der det absolutte nivået på sluttbrukerkostnaden for strøm fra nettet har økt, men prisvariasjonene har ikke blitt store nok til å dekke lagringskostnadene. Eventuelt har ikke forholdet mellom kostnader til egenproduksjon og alternativkostnad samlet sett blitt så attraktivt at det forsvaret å investere i lagringskapasitet i tillegg til egenproduksjon. Kostnadene for å bygge ut distribusjonsnettet har heller ikke økt nevneverdig, slik at lokal fleksibilitet ikke har blitt etterspurt av nettselskapene i stor skala.

3.3.2 Kraftsystemet i 2050

I dette systemet vil en høy andel lokal energiproduksjon redusere energivolumet som blir brukt hos forbrukerne i distribusjonsnettet, særlig på vinterstid når kostnadene ved strøm fra nettet er særlig høy.

Varmebehovet er redusert og dekkes gjennom økt bruk av varmepumper, og stadig flere har tatt i bruk bergvarme. Men også pelletsovn er tatt i bruk, og i noen områder nær anlegg som produserer hydrogen til transportsektoren, har man i økende grad tatt i bruk brenselceller til egenproduksjon av strøm og varme. Mikrovind finnes i noen områder, særlig utenfor byer og tettsteder. Flere bruker også kombinerte løsninger som mikrovind og solvarmeanlegg.

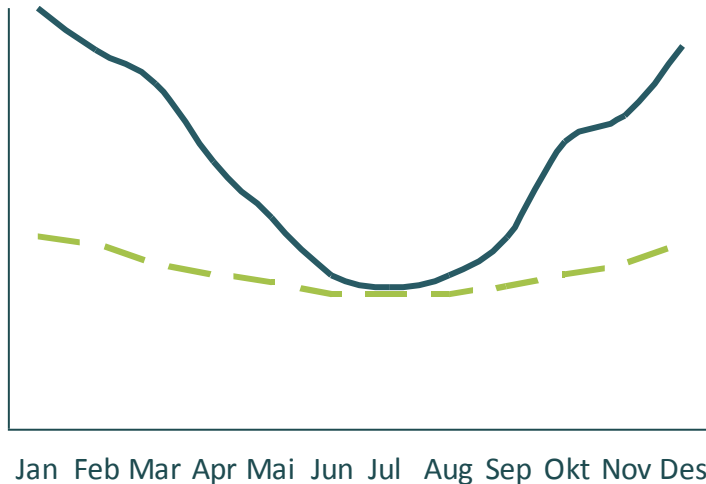
Som et resultat av disse endringene på forbrukssiden, dekker strøm fra nettet i hovedsak det elspesifikke forbruket som er jevnt fordelt over året. På grunn av elbillading på natten, er forbruket også relativt jevnt over døgnet. Installert kapasitet i nettet er dermed godt utnyttet.

Både levert mengde strøm og maksimalt effektuttak i distribusjonsnettet er redusert betydelig sammenlignet med 2016 og det aller meste av strømforbruket er dekket av sentral produksjon som i dag. I flere områder er det dermed betydelig overkapasitet i nettet på grunn av store investeringer

i perioden 2015-2025. Det er dermed investert lite i ny nettkapasitet og i ny kraftproduksjon i Norge etter 2025.

Figur 27: Bruksprofil med mye egenproduksjon av varme (grønn) sml. med dagens (blå)

Maks. last (MW)



3.3.3 Konsekvenser for ulike aktører

Kompleksiteten i nettdriften er lav, og kostnadene har vært fallende over tid. Behovet for nett er redusert, og investeringer i nett blir gjort kun for å knytte til nye områder og reinvesteringer for å opprettholde kvaliteten. Det er en del overkapasitet i nettet, noe som bidrar til at nettdriften er enkel og det er få problemer i det daglige.

Alle kundene har relativt lave kostnader og alle dekker kostnadene relativt likt. De som har høyt vinterforbruk betaler noe mer enn de som produserer egen varme, men disse kundene har høy betalingsvillighet for å fortsatt ha et enkelt oppvarmingssystem.

Mulighetene til å tilby systemtjenester til nettselskapet, ved for eksempel å redusere større laster som ventilasjon og oppvarming i perioder vil utnyttes av enkelte, men volumet vil ikke være større enn i dag.

På grunn av utviklingen som har skjedd får nettselskapene i dette scenarioet økt mulighet til å vurdere å oppfylle sin forsyningsplikt i utkantstrøk med høye nettkostnader

3.4 Scenarioet «Fleksibelt forbruk»

I dette scenarioet er det relativt få plusskunder, men forbrukerne er samlet sett svært aktive deltakere i kraftsystemet og bidrar med fleksibilitet til distribusjonsnettet, reagerer på prisendringer innenfor et døgn og bidrar i noen grad også med systemtjenester gjennom aggregatorer.

3.4.1 Veien mot 2050

I scenarioet «Fleksibelt forbruk» har svært mange forbrukere installert batterier eller aktivt tatt i bruk termisk lagring. Det kan være flere årsaker til at dette har blitt en attraktiv løsning for mange. For det første har teknologien blitt rimeligere i innkjøp og bruk. Batteriteknologien har blitt billigere samtidig som levetiden har økt, delvis som en konsekvens av at elbiler har blitt tatt i bruk i stor skala i mange deler av verden. En stor andel elbiler som ikke bruker hele batterikapasiteten i det daglige har gradvis også blitt brukt til optimalisering av strømforbruket. Flere forbrukere har blitt oppmerksomme på termisk lagring som allerede finnes i egen bolig eller eget bygg som varmtvannstanker og termisk treghet i selve bygget. Nye tjenester og teknologi har gjort det enklere å utnytte lagringskapasitet til

å reagere på prissignaler i nettleien, strømprisen eller andre prissignaler fra nettdrift på flere nettnivåer.

Store prisvariasjoner og insentiver i nettleien har gjort det lønnsomt å flytte uttaket av strøm fra ett tidspunkt til et annet. Prisvariasjonene var i perioder svært høye, men over tid, og etter hvert som forbrukersiden har tilpasset seg prisene, har variasjonene blitt stabilisert på et høyt, men akseptabelt nivå.

En del av forklaringen på at forbrukssiden har økt sin fleksibilitet og prissensitivitet, er at smarthus-teknologi har blitt tatt i bruk i stor skala, og tilpasningene skjer automatisk uten at forbrukeren må forholde seg til det. Forbrukerne har på forhånd stilt inn hvilke variasjoner i innetemperatur som er akseptabelt, hvor lang tid det kan ta før varmtvannstanken må varmes opp etter at familien har dusjet på formiddagen, og hvordan bruken av batteriet til elbilen skal prioriteres. Det er også enkelt for forbrukerne å stille inn unntak fra slike forhåndsdefinerte kriterier, slik at det sjelden oppstår situasjoner der komforten ikke dekkes slik forbrukeren ønsker det.

Lokal energiproduksjon har ikke blitt lønnsomt for de fleste forbrukere, fordi kostnadsreduksjonene på distribuert produksjon stoppet opp etter 2020. Det har heller ikke vært gunstige subsidieordninger på dette området. Plusskunder hadde gunstige tilknytningsvilkår i en kort periode etter 2017, men erfaringene var ikke særlig gode og produksjon fra plusskunder ble derfor likestilt med annen produksjon tidlig på 2020-tallet. Strømprisene var heller ikke tilstrekkelig høye til at distribuert produksjon ble lønnsomt uten spesialvilkår. Endringene i nettleien til små forbrukere i 2020 bidro til utjevninger av nettleien til prosumenter for å unngå at normale forbrukere skulle ta store deler av regningen for et strømmnett som alle forbrukere var avhengig av på vinterstid.

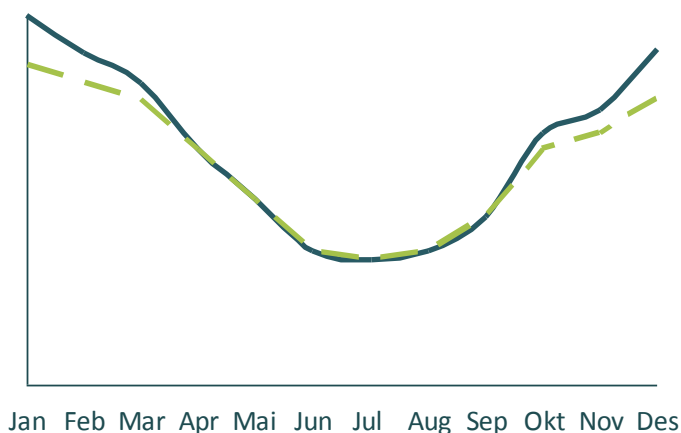
Kostnadene for å bygge ut nett har økt, blant annet som følge av strengere krav til leveringskvalitet. Dette gjør at nettselskapene i så stor grad som mulig utnytter alternativer til å bygge nett der de kan, og har stor interesse av å utnytte lokal forbruksfleksibilitet.

3.4.2 Kraftsystemet i 2050

I dette systemet blir strømmen produsert sentralt omtrent på nivå med i dag. Dermed vil kraften flyte fra sentral eller regional produksjon og ut til forbrukerne alle timer i året. Unntaksvis leverer forbrukerne strøm fra batterier ut i det lokale nettet for å avhjelpe utfordringer med flaskehalser, spenningskvalitet eller effektopper. Etterspurt energimengde er litt lavere per innbygger, men samlet sett noe høyere eller på samme nivå som i dag. Brukstiden i nettet er imidlertid noe høyere fordi effektoppene på vinterstid er noe redusert.

Figur 28: Bruksprofil med mye fleksibelt forbruk (grønn) sml. med dagens (blå)

Maks. last (MW)



Variasjoner i strømprisen kommer av at norsk vannkraft er attraktiv på kontinentet og variasjoner i behov for effektstøtte gir høyere prisvariasjoner også i det norske systemet. I tillegg har en stor andel kjernekraft blitt faset ut i Sverige, og andelen uregulerbar kraftproduksjon har blitt svært stor. Det har

ikke blitt etablert kapasitetsmekanismer, fordi forbrukssiden gradvis har vist en økende evne til å tilpasse sitt forbruk til priser noe som har vist seg som en rimeligere løsning enn sentrale kapasitetsløsninger.

3.4.3 Konsekvenser for ulike aktører

For distribusjonsnettaktørene har utviklingen gitt et redusert behov for utbygging og forsterkning av nettet, og driftssituasjonen er betydelig enklere enn i «Rushtidskunde»-scenarioet. Derimot er rollen som markedsfasilitator blitt viktigere, som et resultat av behovet for å legge til rette for aktiv deltagelse fra forbrukssiden i det lokale systemet. Dette gjelder både utforming av tariffer for å få forbruksrespons som står i forhold til behovene i nettet, men også etablering og håndtering av et lokalt marked for kjøp og salg av fleksibilitet til å avhjelpe problemer i eget nett og på høyere nettnivåer. Det kreves mer koordinering mellom ulike nettområder for å utnytte fleksibiliteten maksimalt samt økt koordinering mellom nettselskapene og Statnett for å sikre at fleksibilitet blir prioritert på en god måte mellom ulike formål og at bruk av fleksibilitet ikke skaper utfordringer fra andre aktører i systemet. Fordi forbrukssiden nå er like aktiv som produsentene i kraftsystemet, er det satt strenge krav til nøytralitet til de som kan drifte og bruke en markedsløsning for fleksibilitet.

Nettselskapenes og sluttbrukernes behov gir høy etterspørsel etter produkter og tjenester som legger til rette for optimal forbruksprofil, inkludert lokale lagringsteknologier, styringssystemer for opplading/utlading av lagret energi og tilbud av fleksibilitet til nettselskapet. Denne etterspørselen utgjør et marked for potensielle tredjepartsleverandører.

Vanlige forbrukere opplever strømutgifter på linje med dagens, mens de sluttbrukerne som har stor lagringskapasitet oppnår lavere strømutgifter gjennom å optimalisere eget forbruk og tilby fleksibilitet.

3.5 Scenarioet «Nettet som back-up»

Mye egenproduksjon av energi kombinert med gode lagringsløsninger kan føre til at enkeltkunder eller klynger/ områder kan kobles fra nettet det meste av tiden. Dette kan skje på flere ulike nivåer:

- Hver enkelt kunde dekker egenforbruket av strøm selv
- Det etableres mikrogrids som består av prosumenter av strøm og varme og som samlet sett er selvforsynt på grunn av komplementære teknologier på produksjon og variasjoner i forbruk

3.5.1 Veien mot 2050

Driverne for økt grad av egenproduksjon og bruk av lagringsteknologi er beskrevet for de foregående scenarioene. Flere utviklingstrekk er nødvendige for at enkeltkunder eller området skal kunne koble seg fra nettet og sikre eget energiforbruk:

- *Forbruket:* Energieffektive bygg
- *Kostnader lokal strømproduksjon:* Kostnadene til egenproduksjon av strøm er redusert kraftig og det er tilstrekkelig samsvar (tid og volum) mellom produksjon og forbruk til at variasjoner kan dekkes med batterier, evt. i kombinasjon med andre typer lager lokalt.
- *Kostnader lokal varmeproduksjon:* Kostnadene er lave, og egenproduksjon av varme er attraktivt selv om brukstiden er lav. All varme og kjøling dekkes av fjernvarme, bioenergi, brenselceller eller lignende som er uavhengig av strøm.
- *Teknologiutvikling:* Utstyr for optimalisering av produksjon og forbruk er automatisert, billig og enkelt i bruk. Høy stabilitet og pålitelighet er også nødvendig.
- *Energilagring:* I den grad det ikke er fullt samsvar mellom volum og tid for egenproduksjon og eget forbruk, må dette gapet dekkes ved hjelp av batterier eller termisk lagring innenfor området.

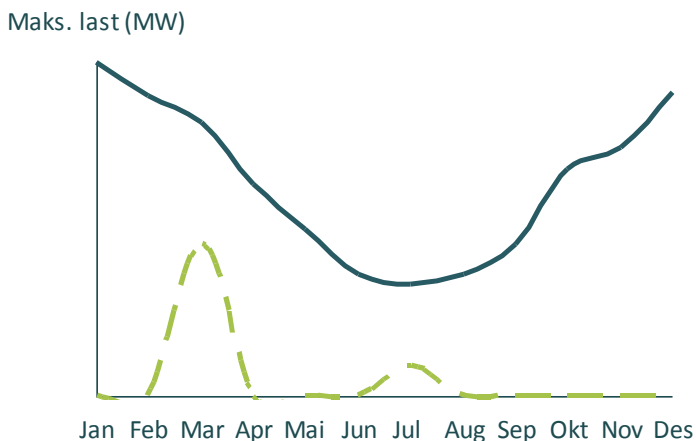
- *Prisutvikling strøm fra nettet:* Høyt nivå
- *Prisvariasjoner:* Høye, egenproduksjon gir mer kontroll over kostnadene og økt forutsigbarhet
- *Kostnader ved å bygge og drifte nett:* Høye sammenlignet med egenproduksjon
- *Miljøholdninger:* Forbrukerne foretrekker å ha kontroll, og stoler mer på det lokale enn på «systemet». De fleste mener at egenproduksjon er bedre miljømessig enn å hente strøm fra nettet.

Dersom det har skjedd store sikkerhetsbrudd der hackere eller andre har kunne styre apparater hos forbrukeren eller store mengder data om strømforbruk har kommet på avveie, kan det bidra til svekket tillit til aktørene i kraftsystemet og bidra til et ønske om å koble seg fra nettet og etablere lokale energienheter.

3.5.2 Kraftsystemet i 2050

Ved stor utbredelse av ulike typer av selvforsyning som beskrevet over, vil det samlede volumet som distribueres fra det sentrale systemet og ut til forbrukerne reduseres drastisk. I den grad kundene fortsatt er koblet til nettet som en reserveløsning, vil det kreves at det finnes tilstrekkelig kapasitet i nettet fram til disse områdene/forbrukerne og at produksjonskapasiteten i det sentrale systemet er tilstrekkelig. Det er lite sannsynlig at alle mikrogrids trenger reserveløsninger samtidig, så behovet for sentral produksjonskapasitet (til å dekke norske forbrukere) blir redusert.

Figur 29: Forbruk fra nettet fra selvforsynte mikrogrids (grønn) sml. med dagens (blå)



3.5.3 Konsekvenser for ulike aktører

Nettselskapene vil ikke ha noen rolle for selvforsynte forbrukere, med mindre strøm fra det sentrale systemet vil brukes som en reserveløsning. Ved etablering av mikrogrid i stor skala, vil nettselskapene måtte forholde seg til en ny type kunde, og trolig også måtte etablere vilkår for tilknytning av mikrogrid. For mikrogrids vil det etableres et nytt nettnivå med oppgave å distribuere strøm mellom ulike bygg og forbrukere innenfor mikrogridet.

Forbrukere som ikke har selvforsyning, vil trolig få en økt strømkostnad ved at færre kunder må dekke de faste kostnadene i nettet og i strømforsyningen for øvrig dersom kostnadene fortsatt skal dekkes av aktørene i nettet. Alternativt må også mikrogrids betale en høy kostnad sammenlignet med forbruksnivået.

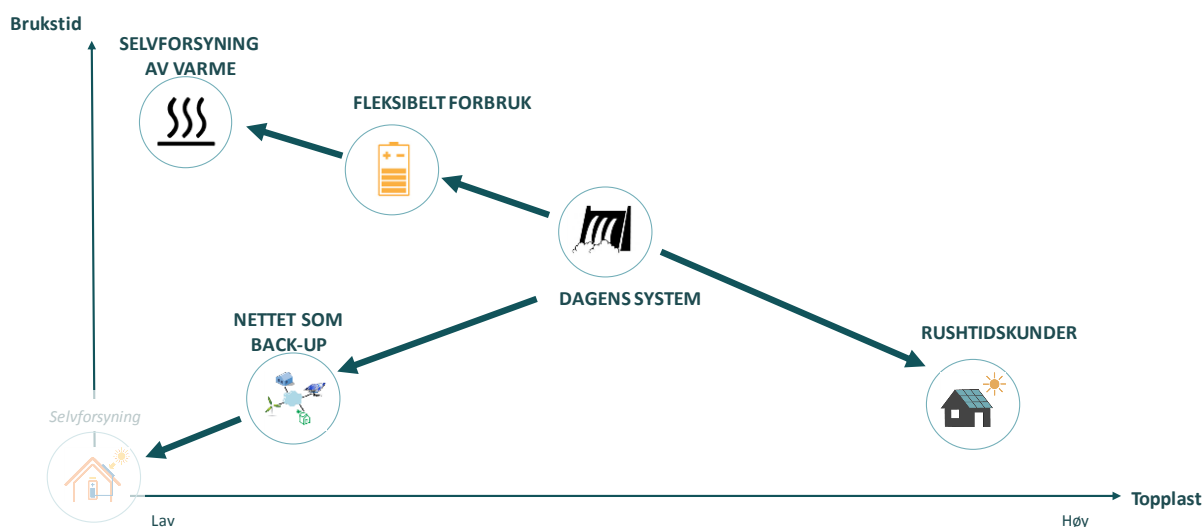
Forbrukerne innenfor et mikrogrid får en ny leverandør av energi og nettjenester, dersom det ikke blir de selv som står for dette. Det vil uansett være behov for noen med elkraftkompetanse til å planlegge og drifte mikrogridet, inkludert stå for måling, avregning, fakturering og oppgjør.

3.5.4 Oppsummering

Beskrivelsen av scenarioene for kraftsystemet kan struktureres i variasjoner langs aksene:

- Brukstid som sier noe om hvor godt kapasiteten i nettet utnyttes for å overføre mest mulig energi
- Behovet for samlet nettkapasitet i et område som er hoveddriveren for samlet kostnadsnivå i nettet

Figur 30: Ulike scenario for forbrukssiden i framtidens kraftsystem



4 FRAMTIDENS NETTSELSKAPER

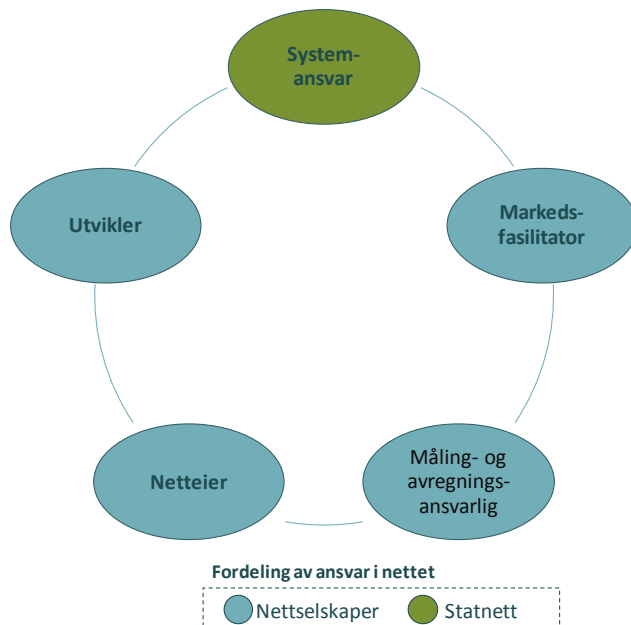
Alle nettselskaperes roller og oppgaver kan bli vesentlig endret i perioden fram til 2050 avhengig av hvilket scenario som slår til. Endringer i en rolle, vil føre til nye muligheter og utfordringer i andre roller. Måling og avregning av kundene vil forenkles etter at AMS og Elhub er på plass, og samtidig gi data som kan bidra til økt kunnskap om hvordan nettet brukes. Digitalisering vil endre hvordan man som netteier vil håndtere driften og gi økte muligheter til å ta i bruk alternativer til nett. Disse mulighetene vil samtidig øke kompleksiteten i nettplanleggingen fordi flere alternative og svært forskjellige løsninger må vurderes i nettplanleggingen. Hva som er mulig å ta i bruk av alternative løsninger, vil også bestemmes av tilknytningsvilkårene og tariffen. I tillegg kan et nytt behov for lokale systemtjenester oppstå i noen av scenarioene. Den største usikkerheten er knyttet til å eie nett, i og med at det langsiktige behovet for nett er usikkert. Håndtering av endringene er i stor grad et spørsmål om å dekke kompetansebehov og finne nye måter å arbeide på.

4.1 Nettselskaperes oppgaver kan kategoriseres i fem roller

Mer konkret kan man dele nettselskaperes oppgaver og ansvar inn i fem kategorier, se Figur 31. Disse oppgavene deles i dag mellom distribusjonsselskapene, Statnett, kraftleverandører og etter hvert også Elhuben som skal være på plass i løpet av 2017.

Rammene for de enkelte rollene defineres i hovedsak av NVE, men også til en viss grad gjennom EU-direktiv og andre regulatorer (f.eks. DSB).

Figur 31: Nettselskaperes ansvar og rolle i dag



Lokalt systemansvar

I dag er det Statnett som gjennom systemansvaret har ansvar for å opprettholde løpende balanse mellom produksjon og forbruk i hele kraftsystemet. Statnett har systemansvaret også i distribusjonsnettet, men har i prinsippet ikke tilgang til virkemidler for å håndtere utfordringer på lavere nettnivå slik de har i regional- og sentralnettet.

Systemansvaret består av disse tre hovedoppgavene:

- Systemutnyttelse (håndtere flaskehalser, overføringsgrenser, krav til anmelding, effektregulering, systemvern)

- Driftskoordinering (driftsforstyrrelser, spenningsregulering, koblingsbilde)
- Krav og pålegg til tekniske løsninger for aktører som er tilknyttet sentralnett (nettselskaper og kunder)

Markedsfasilitator

De lokale nettselskapene har i dag rollen som markedsfasilitator ved at de har ansvar for å utforme virkemidler som skal tilrettelegge for en effektiv utvikling og bruk av nettet. Denne rollen utfører de ved at de for eksempel designer (innenfor den regulatoriske rammen) nettariffer og tilknytningsbetingelser inkludert ordningen med utkoblbar tariff, produksjonsrelatert nett og anleggsbidrag.

NVE som regulator setter rammene for denne rollen og bestemmer hvor store frihetsgrader nettselskapene har i å utforme virkemidler og prissignaler overfor nettkundene. For eksempel er det opp til nettselskapene selv i dagens regulering hvorvidt de ønsker å ta anleggsbidrag ved nettilknytninger og det er relativt vide fullmakter for utforming av nettariffer.

Målings- og avregningsansvarlig

Nettselskapene er målings- og avregningsansvarlige i betydning av at de:

- installerer og drifter målere
- samler inn og kvalitetssikrer måleverdier
- avregner og fakturerer sine nettkunder

I tillegg sender nettselskapene informasjon om måleverdier og endringer på kundesiden til strømleverandører og til balanseavregning.

Netteier

Nettselskapene forvalter oppgavene knyttet til selve byggingen og driften av nettinfrastrukturen, uavhengig av hvordan oppgavene er organisert og hvorvidt de løses av nettselskapets egne ansatte, gjennom samarbeid mellom nettselskaper, eller kjøpes inn av eksterne leverandører.

Den daglige driften av nettet inngår også, inkludert driftsplanlegging, feilretting og kundeservice. Netteier er også ansvarlig for beredskap og sikkerhet og for at alle krav og pålegg oppfylles.

Netteier er ansvarlig for å ha tilstrekkelig med personell og ressurser til å håndtere oppgavene over, inkludert IKT-systemer og ulike typer av data.

Utvikler

Nettselskapene har også et ansvar for å analysere fremtidig nettbehov, velge løsninger og andre tiltak for å løse et nettbehov. Mer konkret inkluderer denne rollen nettanalyser (inkludert RKSU-ordningen), vurdering av kapasitet til nye tilknytninger av produksjon/forbruk, prosjektering og vurdering av forsyning ved konsesjonsgrenser.

4.2 Behovet for lokalt systemansvar kan øke

I områder med mye lokal og distribuert strømproduksjon må distribusjonsnettet håndtere at kraftflyten går både oppover og nedover i nettet og at retningen på flyten kan endre seg raskt og ofte. Flyten kan også gå i ulike retninger i ulike deler av nettet. Dette vil være tilfellet i scenarioet «Rushtidskunder» der en stor andel av kundene i et område blir plusskunder og vil trekke strøm fra nettet og mate strøm ut fra nettet samtidig, fordi solen skinner og vinden blåser på samme tidspunkt i det meste av området. Store og raske endringer i inn/utmating fra nettet, vil gi spenningsutfordringer for uttakskunder i området dersom de ikke håndteres på en god måte.

Dersom endringene som beskrevet over oppstår, vil det bli økt behov for systemansvar også i distribusjonsnettet. Da må det defineres et «lokalt systemansvar» med nye virkemidler for å utnytte fleksibilitet hos forbrukere og produsenter tilsvarende det Statnett har på systemnivå i dag.

Dersom det ikke finnes lokal fleksibilitet som kan benyttes til å håndtere et framtidig behov for lokalt systemansvar, må man bygge nettkapasitet eller andre nettanlegg for å håndtere utfordringer i distribusjonsnettet.

4.3 Rollen som markedsfasilitator kan bli viktigere og mer kompleks

Nettselskapenes rolle som markedsfasilitator vil få en større betydning dersom:

- Fleksibilitet fra nettkunder tas i bruk å holde nettkostnadene nede
- Man får behov for et lokalt systemansvar som beskrevet over
- Nettkostnadene blir utfordrende for kundene

For å kunne ta i bruk fleksibilitet fra nettkundene, må nettselskapene etablere incentiver for dette, enten i tariffene eller ved å betale kundene for å tilby fleksibilitet. For å oppnå dette, må det derfor innføres nye virkemidler og muligheter. Ulike typer virkemidler, vil ha ulike egenskaper. Det kan derfor være nødvendig å kombinere flere virkemidler for å håndtere kortsiktige utfordringer (i driften) og for å redusere det langsiktige investeringsbehovet. Dermed må man passe på at tariffene, eventuelle markeds løsninger for fleksibilitet og systemtjenester lokalt/sentralt spiller sammen. Rollen som markedsfasilitator bli betydelig mer komplisert å håndtere for nettselskapene i og med at flere typer løsninger må etableres og fungere sammen.

I flere av scenarioene ser vi også at nettkostnaden kan bli høy, særlig dersom utnyttelsen av nettet blir lav. I disse scenarioene blir det derfor enda viktigere at både tariffen og tilknytningsavgifter bidrar til å fordele nettkostnadene på en god måte mellom alle kunder i nettet.

Nettselskapene har i dag relativt store frihetsgrader i hvordan tariffene utvikles. Det er usikkert om nettselskapenes frihetsgrader på dette området opprettholdes, eller om NVE tydeligere vil definere rammen for tariffen, tilknytningsvilkår og eventuelle løsninger for utnyttelse av fleksibilitet. I så fall vil de ta over en del av rollen som markedstilrettelegger fra nettselskapene. Likevel kan den daglige håndteringen av dette området bli mer krevende for nettselskapene i framtiden.

4.4 Rollen som måling- og avregningsansvarlig vil forenkles

Når Elhuben kommer på plass, vil denne ta over kommunikasjon og deling av måleverdiene (og avregning). Implementeringen av en leverandørsentrisk modell vil innebære at leverandørene overtar all kundebehandling, herunder avregning og fakturering av nettkundene. Nettselskapets rolle som målings- og avregningsansvarlig vil etter dette bli begrenset til et ansvar for målerne og innsamling av data, kvalitetssikring og feilretting. Også denne delen vil forenkles etter at AMS målere og automatisk innsamling og håndtering av måledata er etablert i 2019.

I en framtid med en relativt stor andel mikrogrids, er det usikkert hvordan måling, avregning og fakturering skal skje. Dersom mikrogrids blir utbredt, er det mange kunder som blir tilknyttet på dette nettnivået. Uavhengig av hvordan back-up-kapasitet fra distribusjonsnettet skal betales for, må man gjennomføre målinger og avregninger mellom mikrogrids og distribusjonsnettet. Måling og avregning kan løses på flere måter, men det er naturlig å tenke seg at kundene ønsker at tredjeparter skal stå for måling og avregning for å sikre at dette blir gjort på en nøytral og riktig måte. Hvordan måling og avregning skal skje, kan også reguleres. Dersom mikrogrid regnes som et nytt nettnivå, vil trolig samme regelverk gjelde for disse som for distribusjonsnettet. Dermed kan man også se for seg at måling og avregning skjer i Elhub på samme måte som for andre kunder i framtiden.

Noen hevder at ny teknologi som Blockchain vil revolusjonere forretningsmodellene i kraftsektoren. En slik teknologi vil ikke erstatte måling av strømforbruk eller -produksjon, og vil også være avhengig av en fysisk måling som grunnlag for et økonomisk oppgjør mellom kjøper og selger. Det er derfor lite trolig at en slik teknologi erstatter oppgjørsformer for bruk av en nettjeneste, i så fall må nettselskapene velge å ta den i bruk. I og med at Blockchain kan åpne for mulighet til å gjøre opp bilateral handel på en enklere måte, er det mer nærliggende at teknologien truer strømleverandørenes forretningsmodell på lang sikt enn det tilfellet er for nettselskapene. Se også tekstboksen under for et eksempel fra en blockchainaktør i Australia.

Blockchain som mulig tilrettelegger for bilateralt salg mellom plusskunder

Det australske selskapet Power Ledger har utviklet en blockchain-basert programvare for å tilrettelegge for peer-to-peer-energihandel mellom plusskunder. En slik direkte handel mellom plusskunder vil dermed skje uten en tredjepart som strømleverandører. De fleste steder er det regulatoriske hindre mot en slik løsning, og teknologien må demonstreres i bruk. Implementering vil dermed kunne ta en del tid.

“Jeg tror at forbrukere ønsker å bli prosumenter gjennom sine egne små kraftverk, og denne teknologien vil gjøre dem i stand til å oppnå akkurat det” sier Jemma Green, co-founder i Power Ledger.

Blockchain er en protokoll for distribuert dataregnskap som støtter opp under den digitale valutaen Bitcoin. Blockchain generer sporbare «tokens» som gir grunnlag for tillit mellom selgere og kjøpere av elektrisitet som er ukjente for hverandre. For å handle elektrisitet med blockchain, må kommunikasjonsutstyret tilpasses smarte strømmålere som måler energi som er produsert, importert eller eksportert. Disse måledataene konverteres deretter til blockchain «token» som allokeres til kontoer hos forbrukere, produsenter og prosumenter i nettverket gjennom handel mellom deltakerne. Systemet måler elektronene matet inn på eller ut fra nettet basert på prinsippet om at elektroner alltid vil ta minste motstands vei.

«Forretningsmodellen til kraftselskapene gjennomgår et strukturell, grunnleggende skifte nå med solceller og batterier, og deres forretningsmodell er truet», sier Green. «Den disruptive endringen skjer, men deres verdier trenger ikke å være truet og jeg tror dette kan være en god mulighet som kan skape nye forretningsmodeller for kraft- og nettselskapene.»

Kilde: *Renew economy* (2016)

4.5 Netteierrollen gir både flere muligheter og økt risiko

Rollen som netteier avhenger av hvor mye nettkapasitet som trengs og skal bygges i framtiden. Kapitalbehovet vil være direkte avhengig av hvor store investeringer som må gjennomføres. I perioden fram til 2025 skal det gjennomføres store investeringer i strømmettet på alle nettnivå. Dermed vil anleggskapitalen være høyere i 2025 enn den er i dag. Samtidig er det usikkerhet knyttet til hvor mye nettkapasitet det vil være behov for i perioden etter 2030 i og med at forbruksutviklingen er høyst usikker. For nettselskapene er det viktig at ikke denne usikkerheten også innebærer en økonomisk risiko, så lenge det ikke er etablert tilstrekkelig gode løsninger for å løse nettbehov med andre løsninger enn nett.

Med et bedre datagrunnlag for investeringer gjennom timesmålinger fra alle forbrukere, og i tillegg antakeligvis også fra nettstasjoner og andre komponenter vil, isolert sett, bidra til et lavere investeringsbehov. En økt mulighet til å utnytte fleksibilitet fra produksjon og forbruk/lager, vil redusere investeringsbehovet ytterligere.

Økt digitalisering av nettet og tilgang på bedre data i framtiden, kan bidra til en effektivisering av nettdriften. Med dette kommer også nye beredskapsutfordringer i og med at nettselskapene blir mer sårbare for hacking og må sørge for sikkerhet mot datainntrenging og datatyveri. Dette kommer på toppen av økt risiko for avbrudd på grunn av flere stormer, mer tordenvær og økt fare for flom som følge av klimaendringene. Økt bruk av fleksibilitet fra nettkunder kan gi nettselskapene flere muligheter til å håndtere utfordringer i nettdriften, gitt at det er etablert rammer for det. Nettselskapene kan også ta i bruk flere teknologier, f.eks. batterier, for å håndtere driftsutfordringer, for eksempel spenningsutfordringer.

4.6 Nettutvikling blir mer kompleks

Utviklerrollen påvirkes, som netteierrollen, av hvor mye nett det blir behov for, og hvorvidt det finnes alternativer som kan løse en konkret utfordring like bra eller bedre enn nettinvesteringer. Dersom

antallet alternative løsninger endres, vil nettanalysene øke i kompleksitet i første omgang fordi flere alternativer må utredes. De alternative løsningene vil også inkludere aktører utenfor nettselskapets kontroll. Hvilke virkemidler som benyttes for å utnytte fleksibilitet fra andre løsninger, vil derfor ha betydning for hva det kan brukes til og hvor sikkert det er at utfordringene kan løses.

Alternativer som inkluderer tredjepartsaktører (andre enn nettselskapene) gir også flere beslutnings-takere og flere aktører å ta hensyn til. Dersom det er få aktører, f.eks. noen store forbrukere og/eller noen regionale produsenter som er relevante inn i en vurdering av nettinvestering opp mot bruk av fleksibilitet, vil det være noe mindre komplekst enn i situasjoner der mange og ulike aktører må agere for å unngå en nettutbygging.

Kompleksiteten vil også avhenge av hvor forutsigbar kundenes respons er på nettselskapenes ulike ordninger for å påvirke kundeforholdene. For eksempel er det forskjeller i om man gir kundene et prissignal eller om de får et pålegg om å tilpasse forbruk eller produksjon. Det siste gir klart mest forutsigbarhet for nettselskapet, men er ikke nødvendigvis beste løsning totalt sett.

4.7 Nettselskapene får økt behov for kompetanse

4.7.1 IKT gir behov for ny kompetanse

Ifølge BEKK og THEMA (2015) er tilgang på tilstrekkelig og relevant IKT-kompetanse viktig for at et selskap skal kunne forvalte sine IKT-systemer på en god måte. Sentrale kompetanseområder innenfor IKT kan oppsummeres i følgende punkter:

- *Strategisk IKT-kompetanse.* Oppdatert kjennskap til teknologiutvikling og trender, oversikt over tilgjengelige løsninger og evne til å identifisere forretningsmessige muligheter for bruk av nye IKT-løsninger.
- *Arkitekturkompetanse.* Forståelse for den helhetlige sammensetningen av IKT-systemer i en portefølje og hvordan ulike systemer kan samhandle og kommunisere på en mest mulig hensiktsmessig og effektiv måte.
- *Systemutviklingskompetanse.* Kompetanse på utvikling, forvaltning og konfigurering av IKT systemer. Dette innebærer både programmering og teknisk prosjektledelse.
- *Sikkerhetskompetanse.* Kompetanse på IKT sikkerhet og beredskap, herunder datatryk, hacking og sikring av infrastruktur.
- *Driftskompetanse.* Kompetanse på infrastruktur og drift av IKT-løsninger.

Den strategiske verdien av IKT-kompetanse vil øke betydelig framover. Det blir viktig for selskapene å forstå hvilken rolle IKT-systemene kan spille for å oppnå høyest mulig effektivitet og verdiskaping for kunder og eiere. Det kan dreie seg om å øke bruken av måling, analyse og automatisk styring av nettdriften for å spare kostnader til personell og å redusere kostbar nedetid. Det kan også innebære å utnytte støttesystemer til forvaltning av nett- og produksjonsanlegg for å sikre optimal utnyttelse av anleggene over levetiden og redusere behovet for ny- og reinvesteringer.

Videre vil de endringene som er planlagt med innføring av AMS og Elhub, økte kostnader av utfall på grunn av mer ekstremvær kombinert med mulig økt avhengighet av IKT i nettdriften, øke betydningen av beredskap, sårbarhet og sikkerhet. Utfordringer med datasikkerhet, både når det gjelder kunde- og måledata og driftsdata vil trolig også spille en større rolle i framtiden. Dette øker kompleksiteten i IKT-drift, noe som i seg selv øker behovet for god IKT-kompetanse og nettselskapenes behov for robuste løsninger.

4.7.2 Betydningen av gode innkjøp vil øke

Kompetanse på innkjøp, forhandlinger og oppfølging av leverandører vil trolig bli viktigere i framtiden innenfor flere områder. Det kan gjelde for IKT-løsninger og innkjøp av entreprenør- og beredskaps-tjenester. I tillegg, kan det bli aktuelt å kjøpe inn fleksibilitet fra nettkunder, evt. også tredjeparts-aktører som aggregatorer. Det kan være fra aggregatorer som fungerer som en mellommann mellom

produsenter/forbrukere og nettselskapet for å sikre langsiktighet og tilstrekkelig store volumer. Det kan også være andre tredjeparter som stiller batterier og annet utstyr/tjenester til rådighet i nettdriften.

BEKK og THEMA (2015) legger vekt på at innkjøpskompetansen er særlig kritisk på IKT ettersom nettselskapene ikke alltid sitter på tilstrekkelig kompetanse til å gjøre gode IKT-innkjøp. Kunnskap om IKT-arkitektur er sentralt for å kunne sette sammen ulike moduler slik at systemene enklest mulig kan tilpasses behov for endringer over tid. Kostnadseffektivitet fordrer også en god forståelse av de underliggende kostnadsdriverne hos systemleverandørene som et utgangspunkt for forhandlinger av priser og –modeller for ved innkjøp av IKT-systemer og –tjenester.

4.7.3 Samarbeidsløsninger og fusjoner er mulige virkemidler

Mer kompleksitet og økte/nye krav til kompetanse kan være mer krevende for små selskaper enn for store å håndtere alene. For selskaper som ikke klarer å tiltrekke seg tilstrekkelig kompetanse og/eller ressurser til å dekke alle oppgavene og endringene på en god måte, finnes det flere alternative løsninger:

- Fusjoner med andre selskaper for å danne større og mer robuste enheter
- Økt samarbeid med selskapene i nærheten
- Større samarbeidskonstellasjoner

Fusjoner mellom nettselskaper kan bidra til at selskapene blir tilstrekkelig store til at man kan forsvare å etablere (kostbare) kompetansemiljøer på IKT, øke innkjøpskompetansen og finne gode løsninger på eventuelle markedsløsninger og innkjøp av fleksibilitet.

Samarbeidsløsninger kan være frivillige ordninger eller være et resultat av at det stilles regulatoriske krav som best kan oppfylles gjennom samarbeid. Frivillige samarbeidskonstellasjoner, som vi ser en del av i dag, kan være felles driftssentral på tvers av nettselskaper, samarbeid for å utarbeide løsninger for, og gjennomføring av, AMS-prosjekter, innkjøpssamarbeid og koordinering av nettløsninger på tvers av selskapene.

Nettalliansen er et eksempel på et samarbeid som omfatter et stort antall selskaper og som er initiert for å håndtere innføringen av AMS. Hvorvidt dette er starten på et større IKT-samarbeid mellom små nettselskaper for å sikre tilstrekkelig kompetanse innen IKT er fortsatt uklart, men det kan tenkes å være en løsning for en del selskaper.

4.8 Oppsummering av sikre og usikre endringer for nettselskapenes roller

Slik vi beskriver framtiden, er utgangspunktet at kompleksiteten vil øke. Økt kompleksitet i nettdriften kan skyldes flere forhold, men vi ser behovet for å begrense nettinvesteringer og utfordrende leveringskvalitet som de viktigste:

- Innføring av lokale markeder for fleksibilitet for å unngå nettinvesteringer som følge av flaskehalser i et område. Flaskehalser kan oppstå ved høye forbrukstopper og/eller perioder med overskudd av kraftproduksjon i et område.
- Behovet for et lokalt systemansvar i distribusjonsnettet for å opprettholde leveringskvaliteten i nettet. Et slikt behov vil oppstå som følge av hyppige skift i retning på kraftflyten ved en høy andel av distribuert og uregulerbar produksjon i et område.

Samtidig kan man gjennom standardisering av markedsfasilitering og løsninger, bedre analyse-muligheter av store mengder data, økte muligheter for fjernstyring og automatisering av noen prosesser/løsninger også bli mulig at de fleste skalafordelene tas ut gjennom bedret bruk av IKT. Noen prosesser, som f.eks. utnyttelse av fleksibilitet, kan man også se for seg skjer gjennom sentraliserte systemer.

Rollen som netteier opprettholdes som i dag, men man kan se for seg at de andre rollene for nettselskapet marginaliseres fordi de fleste valgene knyttet til markedsfasilitering tas hos NVE eller

andre som har blitt tildelt en slik rolle, og at drift og styring i stor grad skjer i en landsdekkende eller en regional driftssentral på tvers av alle nettselskaper.

I en slik framtid, vil det trolig bli enklere for små nettselskaper å videreføre dagens eierskapsstruktur sammenlignet med en framtid der alle nettselskapers roller videreføres som i dag.

Dersom systemansvaret, nettdriften og all markedsfasilitering skjer sentralt og er tungt avhengige av IKT-systemer som støtter dette, vil det øke kravene til IKT-sikkerhet og til løsningene som velges.

Tabell 4: Oppsummering av implikasjoner for nettselskaperens roller

	Sikker utvikling	Usikker utvikling	Implikasjoner for nettoppgavene
<i>Systemansvar</i>	Mer kompleks i alle scenarioer	Kan bli vesentlig mer kompleks ved mye lokal produksjon	Økte krav til kompetanse og koordinering mot andre aktører horisontalt og vertikalt
<i>Markedsfasilitator</i>	Mer kompleks i alle scenarioer Riktig fordeling av nettkostnaden blir viktig for å gi riktige prissignaler til kundene	Utbredelse og bruk av fleksibilitet Hvor mye blir standardisert og hvor mye kan tilpasses lokale forhold	Riktige prissignaler på alle områder blir viktigere enn før – og helt nye områder kan komme til. Kompleksiteten for nettselskapene avhenger av hvor mye NVE standardiserer
<i>Måling/avregning</i>	Mange oppgaver overføres til Elhub	Med mikrogrid/små lokale nett kan nye behov oppstå, også ved kjøp og salg av fleksibilitet	Forenkles og sentraliseres
<i>Netteier</i>	Sterkere krav om kostnadseffektivitet for å begrense nettleie Nye muligheter som følge av digitalisering og automatisering Mer krevende beredskap	Omfanget av nettinvesteringer	Usikkert behov for kapital, økte krav til kompetanse
<i>Utvikler</i>	Mer kompleks planlegging pga. flere alternativer til nett, også mer data og nye muligheter mht. analyser og verktøy	Utbredelsen og muligheten til å ta i bruk alternativer til nett	Økte krav til kompetanse og koordinering

5 FRAMTIDENS NETTREGULERING

I tre av fire scenarioer mener vi at dagens grunnstruktur i den økonomiske reguleringen kan og bør bestå som i dag, mens det særlig i scenarioet «Nettet som back-up» vil være nødvendig å gjøre mer fundamentale endringer i reguleringen. Fleksibilitet og alternativer til nett bør utvikles så snart som mulig fordi det er usikkerhet knyttet til det langsiktige behovet for nettkapasitet, høye nettkostnader vil bidra til å drive utviklingen i feil retning og fordi flere av scenarioene beskriver et konkret behov for denne typen av løsninger. Alle typer av netregulering bør dermed utvikles for å stimulere til og ta høyde for å likestille nettinvesteringer og alternative måter å møte et nettbehov på. Samtidig er det viktig å sikre balansen mellom incentiver til nettinvesteringer og kostnadseffektivitet slik at forsynings-sikkerheten opprettholdes på det høye nivået som er nødvendig for et moderne samfunn. I dette ser vi demonstrasjon av nye løsninger og høy læringstakt i nettselskapene som viktig, og FoU-ordninger bør gi incentiver til dette. Arbeidet med å fordele nettkostnaden mellom alle brukere uavhengig av energiforbruket må fortsette for å unngå at brukerfinansiering av nettet på sikt blir utfordret.

Framtidens kraftsystem vil innebære endringer i hvordan vi produserer og forbruker elektrisitet, og vil dermed også endre nettets rolle. Som analysen i de foregående kapitlene viser, vil omfanget av endringene variere avhengig av teknologiske, økonomiske og politiske drivkrefter. Uavhengig av utfall vil det likevel være behov for å regulere nettvirksomheten, men innholdet i reguleringen kan variere.

Reguleringen må tilpasses kraftsystemet for å være samfunnsøkonomisk effektiv, men samtidig må vi ta hensyn til at reguleringen også vil påvirke utviklingen av kraftsystemet, både retning og tempo. Reguleringen er både en driver for utviklingen samtidig som den påvirkes av endringer i teknologi og markedsforhold. Det er en risiko for innelåsning og for sen utvikling dersom reguleringen ikke legger til rette for nye løsninger. På den andre siden er det også en risiko for at leveringssikkerheten svekkes eller at systemet blir for dyrt dersom reguleringen stimulerer til feil løsninger. Balansegangen mellom utviklingen av nye løsninger og ivaretagelse av kostnadseffektivitet og leveringssikkerhet på kort og lang sikt vil være krevende.

I dette bildet må det også tas hensyn til at det må gjøres betydelige investeringer i nettet på kort sikt som følge av alder og tilstand på nettanleggene. Vi kjenner ikke i dag det fulle potensialet for å redusere volumet på nettinvesteringene som følge av forbrukerfleksibilitet, lokal produksjon og lagring. Fordi nettet er en kritisk infrastruktur for samfunnet, er det vesentlig at ikke nettets funksjonalitet svekkes inntil nye fullgode alternativer eventuelt er på plass. Det tilsier at reguleringen også må bidra til å sikre verdien av investeringer som gjøres i dag selv om de på et tidspunkt skulle vise seg å være mindre nyttige (det vil si unngå risiko for såkalte stranded assets) – men uten å stimulere til overinvesteringer.

Bildet blir ytterligere komplisert av at kraftsystemet også påvirkes av faktorer utenfor nettselskapenes og regulators kontroll. Det gjelder blant annet:

- Støtteordninger og avgifter, herunder elsertifikater, plusskundeordningen og nivået på elavgiften
- Byggeforskrifter og tilhørende krav til energiløsninger
- Befolkningsutviklingen, både nivå og bosettingsmønster
- Næringsutviklingen
- Elektrifisering av transportsektoren

På denne bakgrunnen drøfter vi i det følgende hvordan framtidens netregulering kan utvikles med utgangspunkt i følgende spørsmål:

- Hvilke typer virkemidler kan vi ta i bruk i den norske reguleringen, og hva slags oppgaver og nettselskaper skal reguleringen omfatte?
- Hvilke regulatoriske utfordringer er det særlig viktig å løse?
- Hvilke konkrete regulatoriske verktøy kan vi bruke?
- Hva er viktige valg på ulike tidspunkter?

Utgangspunktet for analysen av regulatoriske veivalg er at reguleringen og kraftsystemet må være tilpasset hverandre på lang sikt, det vil si at vi prøver å identifisere hva som er effektiv regulatorisk løsning. Vi diskuterer imidlertid også hvordan reguleringen kan bidra til å påvirke kraftsystemet i riktig retning avhengig av hvordan de ulike drivkreftene utvikler seg – og hva som eventuelt vil være gale veivalg.

I reguleringsdiskusjonen tar vi utgangspunkt i at regulators verktøykasse består i følgende:

- Økonomisk regulering
- Markedsdesign og tariffer
- Oppgaver, rettigheter og plikter for nettselskaper og andre aktører

I tillegg vil andre rammevilkår som avgifter og støtteordninger (og forhold i kraftmarkedet) ha betydning. Slike rammevilkår vil i stor grad ligge utenfor regulators kontroll og sorteres i stedet under andre myndigheter og institusjoner (i dagens situasjon blant annet Finansdepartementet og Enova).

5.1 Behovet for regulering

Utgangspunktet for analysen i dette kapitlet er at det fortsatt vil være et behov for regulering av nettvirksomhet. Markedene for elektronisk kommunikasjon eller ekomsektoren (fast- og mobiltelefoni, bredbånd, kabel-tv) er eksempler på at den teknologiske utviklingen fjerner behovet for en tradisjonell monopolregulering. Det betyr ikke at all regulering er opphevet, men at den erstattes av konkurranselovgivningen og – spesielt innenfor telekommunikasjon – regulering av priser for tredjepartsadgang basert på marginalkostnadene ved å bruke den eksisterende infrastrukturen (LRIC eller long run incremental costs).

En tilsvarende utvikling som i ekomsektoren er vanskeligere å se for seg i kraftsektoren, i hvert fall i et flertall av scenarioene vi har beskrevet. Det skyldes at det naturlige nettmonopolet i all hovedsak vil bestå. Det vil ikke være samfunnsøkonomisk effektivt med parallelle infrastrukturer.

Utviklingen av mer eller mindre selvstendige mikrogrid reiser imidlertid spørsmål om graden av naturlig monopol, herunder grensesnittet mellom monopol og konkurranseutsatt virksomhet, og innretningen av reguleringen. Det kommer vi tilbake til i slutten av dette kapitlet.

5.2 Reguleringen må løse flere utfordringer

Med utgangspunkt i analysen av kraftsystemet har vi identifisert noen særlig viktige utfordringer som reguleringen må løse i de tilfellene der nettselskapenes virksomhet i betydelig grad videreføres på samme måte som i dag. Dette gjelder samtlige av scenarioene med unntak av et kraftsystem dominert av mikrogrids. Et kraftsystem basert på mikrogrids reiser en rekke spørsmål av både prinsipiell og praktisk karakter, og reguleringen av mikrogrid drøftes derfor nærmere i neste avsnitt. I dette avsnittet drøfter vi de regulatoriske utfordringene og løsningsrommet med utgangspunkt i følgende overordnede forutsetninger:

- Nettet utgjør fortsatt et naturlig monopol som er avgrenset fra konkurranseutsatt virksomhet. Konkurranseutsatt virksomhet omfatter i denne sammenhengen produksjon og omsetning av kraft, men kan også omfatte lagringsløsninger og produksjon og distribusjon av varme avhengig av utformingen av kraftsystemet.
- Hvilke oppgaver nettselskapene har kan variere, men vil som et minimum inkludere netteierrollen.

- Nettselskapene vil ha et betydelig antall nettkunder som kan tarifferes på grunnlag av effekt, energi eller andre parametere.

Noen av utfordringene – og de tilhørende løsningene – er nært knyttet sammen, men vi drøfter dem separat.

5.2.1 Likebehandling av drift og investeringer

I de fleste av framtidsbildene vi har tegnet, vil det eksistere et nettmonopol som må reguleres økonomisk for å unngå at nettselskapene tar monopolpriser som gir underutnyttelse av nettet og/eller for lav kvalitet. NVEs økonomiske regulering av nettselskapene er utformet for å gi incentiver til å kostnadseffektiv drift og utvikling av nettet, samtidig som økonomiske og direkte virkemidler skal ivareta hensyn til leveringskvalitet, forsyningsikkerhet og beredskap.

Historisk har investeringer i fysiske nettanlegg vært hovedvirkemidlet for å sikre at nettet har tilstrekkelig kapasitet i forskjellige situasjoner og at leveringskvaliteten er tilfredsstillende. Av den grunn har reguleringen både i Norge og andre land i stor grad vært innrettet mot å gi lønnsomhet av investeringer, delvis på bekostning av incentivene til kostnadseffektivitet og til å ta i bruk nye og smartere løsninger basert på tiltak i driften. Dagens norske reguleringsmodell har også innebygd en viss skjevhet ved at nettanlegg inngår som outputparametere i modellene for å fastsette kostnadsnormen (nettstasjoner og linjer i distribusjonsnettet, samtlige typer fysiske nettanlegg i regionalnettet).

Samtidig må det også understrekes at reguleringsmodellen gir sterke incentiver til å velge de mest kostnadseffektive løsningene ved at kostnadsnormen utgjør 60 prosent av inntektsrammen. Dagens modell må også ses i lys av at nettselskapene er inne i en reinvesteringsbølge. Det er også slik at det er behov for både teknologiutvikling og tilgang på mer data for at alternativer til nettutbygging skal realiseres i betydelig omfang uten økt risiko for svekket leveringskvalitet.

For å styrke likebehandlingen av drift og investeringer er det mulig å endre outputparameterne i DEA-modellene til å reflektere leveranser i større grad. Dette må imidlertid skje over tid og med utgangspunkt i grundige analyser av alternative variabeldefinisjoner som fanger opp den tekniske og økonomiske virkeligheten.

I tillegg er det viktig at NVE over tid vurderer om nivået på referanserenten for inntektsrammene er riktig i forhold til nettselskaperens faktiske kapitalkostnader. Vi tenker da på langsiktige strukturelle endringer i underliggende parametere som risikopremien i aksjemarkedet, den systematiske risikoen i nettvirksomheten (som henger sammen med reguleringen) og risikofri rente. En for lav referanserente vil stimulere til for lave investeringer. En for høy rente vil på sin side gi overinvesteringer. Det er samtidig viktig at det ikke gjøres endringer for ofte og på feil faglig grunnlag slik at vi unngår unødvendig regulatorisk risiko.

Det er også en forutsetning at NVE tilpasser sine verktøy og benchmarkingsmodeller etter hvert som tilgangen på data endres og nye metoder blir tilgjengelige, i tillegg til at reguleringen må tilpasses endringer i bransjestrukturen over tid.

5.2.2 Incentiver til innovasjon

I de senere årene har det skjedd en betydelig utvikling med hensyn til de teknologiske mulighetene for styring av produksjon og forbruk og nettdrift mer generelt, også i distribusjonsnettet og overfor små aktører. Med innføringen av AMS vil mulighetsrommet utvides ytterligere, og vi kjenner i dag ikke det fulle potensialet for utvikling av nye effektive løsninger. Introduksjonen av IKT i kraftsystemet vil trolig legge grunnlaget for omfattende endringer i hvordan nettet bygges og drives. Behovet for innovasjon vil være et permanent trekk ved framtidens kraftsystem.

En grunnleggende forutsetning for at nettselskapene skal ha incentiver til innovasjon er at den økonomiske reguleringen stimulerer til å velge de kostnadseffektive løsningene på kort og lang sikt. Likebehandling av drift og investeringer vil bidra ytterligere til riktige incentiver.

Riktige prissignaler vil bidra til at kundesiden også får incentiver til å velge nye løsninger dersom de er effektive (for eksempel styringssystemer).

Et riktig designet reguleringsregime og riktige prissignaler til kundene er likevel bare nødvendige forutsetninger for innovasjon. Som i annen økonomisk virksomhet er det eksterne virkninger knyttet til utviklingen av ny teknologi og nye løsninger. Dette utgjør en generell begrunnelse for offentlig støtte til FoU-virksomhet. Innenfor nettvirksomhet har NVE etablert en ordning der nettselskapene kan søke om å få dekket kostnader til FoU-aktiviteter oppad begrenset til 0,3 prosent av kapitalgrunnlaget for inntektsrammene. Dette kommer i tillegg til forskning innenfor nasjonale og europeiske programmer.

Den gjeldende FoU-ordningen har flere gode sider, men det kan reises spørsmål om den er tilstrekkelig fleksibel sett fra nettselskapenes ståsted. For nettselskapene vil det være viktig å kunne teste ut løsninger i driften, noe som ikke nødvendigvis er lett å inkludere i den eksisterende ordningen som har strenge krav til forskningsinnhold og må godkjennes av Forskningsrådet eller annen tilskuddsinstitusjon før oppstart. Her er det mulig å tenke seg en supplerende ordning der nettselskapene kan konkurrere om midler fra en predefinert pott til mer operative prosjekter. Potten gjerne kan finansieres via inntektsrammene på samme måte som dagens FoU-ordning. Enovas støtteordninger er et annet mulig virkemiddel. Lignende ordninger finnes eksempelvis i dag i den britiske reguleringen.

5.2.3 Avdekking av kostnader og betalingsvilje for fleksibilitet

Det er en utfordring i dag at nettselskapene ikke kjenner kundenes kostnader ved å levere fleksibilitet. Sett fra kundenes perspektiv er det heller ikke enkelt å få kjennskap til nettselskapenes betalingsvilje for fleksibilitet. Tariffene kan gi signaler om verdien av fleksibilitet, men har ikke nødvendigvis noen kobling til den underliggende samfunnsøkonomiske betalingsviljen eller de faktiske kostnadsdriverne i nettet.

En samfunnsøkonomisk effektiv utvikling av nettet krever at informasjon om både nettselskapenes betalingsvilje og kundenes kostnader ved å tilby fleksibilitet blir kjent. Etablering av markeds-mekanismer vil være et egnet virkemiddel for å avdekke kundenes kostnader. En barriere er åpenbart at kundene ikke nødvendigvis kjenner sine egne kostnader og at det vil være administrative kostnader ved å delta i markedene som kan framstå som høye for små nettkunder. Over tid vil vi imidlertid anta at nettkundene i økende grad vil utvikle den nødvendige kunnskapen. Det er også sannsynlig at det vil oppstå et marked for tjenester knyttet til å tilby fleksibilitet som vil redusere barrierene for deltakelse (for eksempel via aggregatorer).

Når det gjelder nettselskapenes betalingsvilje, er det mer komplisert. Betalingsviljen for fleksibilitet avhenger av alternativkostnaden ved å løse utfordringer med andre tiltak, som nettinvesteringer. Denne alternativkostnaden avhenger av både den økonomiske reguleringen og kostnadene ved alternative løsninger. Det bør være betydelige gevinster ved koordinering mellom nettselskapene i å utvikle metodikk for å tallfeste egen betalingsvilje (jf. diskusjonen om en DSO-rolle nedenfor). Det er også mulig at NVE, Statnett eller andre bidrar med veiledningsmateriale og metodeverktøy som gjøres tilgjengelige for alle nettselskaper.

5.2.4 Kostnadseffektiv tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon

En problemstilling som har vært diskutert i tilknytning til den norske reguleringen de senere årene, er tilknytningsplikten for produksjon og forbruk. I dag fungerer tilknytningsplikten i stor grad som en absolutt forpliktelse til å bygge ut nok nettkapasitet til at hele forbruket eller produksjonen kan dekkes, selv om den maksimale kapasiteten bare utnyttes noen få timer i året. I framtiden vil dette bli enda viktigere som følge av ønsket om å holde nettleien så lav som mulig og for å unngå naturinngrep og krevende utbygginger i urbane områder.

Det er mulig å søke unntak fra tilknytningsplikten. For produksjon er det tilstrekkelig for nettselskapet å vise at nettilknytning ikke vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt. I praksis bruker ikke nettselskapene denne muligheten da de i liten grad ser det som sin oppgave å «overprøve» konsesjoner gitt av NVE. For forbruk er vilkåret for unntak strengere og kan bare gis i ekstraordinære tilfeller (for

eksempel dersom systemsikkerheten er truet). En utfordring er at det finnes lite etablert praksis fra nettselskapenes side for hvordan slike søknader skal utformes og dokumenteres, selv om dagens regelverk legger til rette for at det kan søkes unntak. Anleggsbidrag er et annet virkemiddel som kan brukes for å avsløre betalingsvilje og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, men er i dag avgrenset til å gjelde radielle (kundespesifikke) tilknytninger.

Det er klart at det i noen tilfeller vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å la være å bygge ut nettkapasitet for å dekke topper i produksjon eller forbruk med kort varighet. En mer fleksibel praktisering av tilknytningsplikten er derfor ønskelig for å sikre en kostnadseffektiv nettutbygging, samtidig som viktige hensyn til nøytralitet og likebehandling ivaretas. Et første skritt vil være å innføre retningslinjer eller veiledningsmateriale for praktisering av tilknytningsplikten og håndtering av søknader om unntak slik at nettselskapene i større grad tar i bruk mulighetene innenfor dagens regelverk. I neste omgang er det mulig å introdusere markedsbaserte virkemidler som lokale markeder for fleksibilitet, og det kan åpnes for å ta anleggsbidrag i det maskede nettet. Markeder for lokal fleksibilitet drøftes nærmere i neste avsnitt.

5.2.5 Lokalt/regionalt systemansvar

Økt lokal kraftproduksjon i distribusjonsnettet vil gjøre det mer komplisert å balansere forbruk og produksjon løpende. Med mye lokal produksjon vil utfordringene bli særlig store.

Det er imidlertid mulig å tenke seg flere løsninger:

- Delegering av oppgaver til lokale eller regionale driftskoordinatorer som også er netteiere, jf. DSO-rollen som det nå åpnes for i energiloven
- Overføring av oppgaver til Statnett
- Overføring av oppgaver til uavhengige systemoperatører i distribusjonsnettet
- Løsninger basert på frivillig samarbeid
- Bruk av avanserte IKT-verktøy som leveres fra tredjepart

De tre første løsningene krever at regulator definerer en ny rolle eller gir andre former for pålegg om hvordan systemansvaret i distribusjonsnettet skal ivaretas og av hvem. De andre løsningene kan være resultatet av prosesser som igangsettes som følge av at regulator stiller krav til output, det vil si hvilke mål som driftskoordineringsen skal oppfylle.

Vurderingen av alternative løsninger må ta utgangspunkt i følgende kriterier:

- Kostnadseffektivitet.
- Effektiv koordinering mellom systemoperatøren, andre nettselskaper og nettkunder.
- Nøytral opptreden fra den som har systemansvaret, både overfor produsenter og forbrukere og i forhold til egne nettanlegg (dersom netteier og systemoperatør er integrert).

De forskjellige modellene skiller seg fra hverandre med hensyn til disse kriteriene, og egenskapene avhenger også i noen grad av det underliggende kraftsystemet. Avhengig av modell vil det også være behov for en egen regulering av systemansvarsfunksjonene, herunder tilsyn med nøytralitet i den grad systemansvaret ivaretas av nettselskaper i eller utenfor et konsern med annen virksomhet.

5.2.6 Tilgang på fleksibilitet fra forbrukere og lokale produsenter

Et annet kjennetegn ved det framtidige kraftsystemet i alle varianter vi har sett på, er behovet for å utnytte fleksibilitet hos forbrukere og produsenter tilknyttet distribusjonsnettet. Det kan gjelde evnen til å øke eller redusere produksjon eller forbruk med ulike varslingsperioder og varigheter. Nyten er todelt: Dels vil fleksibilitet gi bidrag til å balansere kraftsystemet i distribusjonsnettet (og kan også bidra i transmisjonsnettet). Dels vil utnyttelse av fleksibilitet gjøre det mulig å unngå eller utsette nettinvesteringer. Reduserte nettinvesteringer kan enten komme kunden til gode ved at anleggsbidrag kan unngås, eller unngå økt nettleie til nettselskapets samlede kundemasse.

I dagens regulering er det prinsipielt gode incentiver til å utnytte fleksibilitet hos nettkundene gitt at det er det billigste alternativet. Kjøp av fleksibilitetstjenester vil være en driftskostnad for selskapene som inngår i kostnadsgrunnlaget for inntektsrammene på samme måte som andre nettkostnader. Dersom kjøp av fleksibilitet er billigere enn andre tiltak innen driften eller i form av nettinvesteringer og har samme nytteverdi, vil det med andre ord lønne seg å kjøpe fleksibilitet.

Nettselskapene har imidlertid ikke mye erfaring innen feltet, men stadig flere selskaper er engasjert i FoU og pilotprosjekter for å avdekke mulighetene til å utnytte forbruksfleksibilitet som vil legge grunnlaget for en kompetanseheving i årene som kommer, uavhengig av hvordan reguleringen utvikler seg. Det finnes en ordning med tariff rabatt for fleksibelt forbruk som gir tilgang på fleksibilitet, men denne ordningen er ikke basert på nettkundenes betalingsvilje og kan neppe betegnes som samfunnsøkonomisk effektiv.

Resultater fra THEMA (2016) indikerer at lokal fleksibilitet kan være et aktuelt alternativ til nettinvesteringer i praksis, og særlig i tilfeller der nettutbygging vil innebære en lav brukstid i nettet. Når brukstiden i nettet reduseres, innebærer det at nettselskapenes betalingsvilje for lokal fleksibilitet øker, særlig dersom alternativet med nettutbygging er dyrt. Analysen viser også at både produksjon og forbruk trolig har potensial til å levere et større volum fleksibilitetstjenester til nettet enn det de gjør i dag. Dagens UKT-ordning utnytter antagelig bare en liten del av den tilgjengelige fleksibiliteten på forbrukssiden, mens fleksibilitet fra produksjonssiden ikke har tilsvarende ordninger. Særlig aktørene med tilgang til en form for lager eller alternative energikilder kan ha verdifulle egenskaper å tilby nettselskapene. Nye virkemidler, som f.eks. byggtekniske forskrifter og pålegg om utfasing av oljefyr, kan imidlertid trekke i retning av redusert tilbud. I tillegg til reguleringen, synes de største barrierene for å tilby fleksibilitet å være kompleksitet og usikre gevinstmuligheter. Utviklingen tilsier imidlertid at flere av disse barrierene vil reduseres fremover som følge av at de teknologiske mulighetene utnyttes, noe som også kan gi grunnlag for utvikling av f.eks. aggregatortjenester.

Løsningene vil i stor grad ligne de som vi skisserte for driftskoordineringen ovenfor. Det skyldes at oppgavene knyttet til driftskoordinering og bruk av markedsløsninger er svært tett sammenknyttet (jf. også organiseringen og reguleringen av Statnetts systemansvar). Mer konkret kan vi se for oss at fleksibiliteten handles inn på følgende måter:

- Hvert nettselskap har ansvar i eget område.
- Det utpekes regionale markedsoperatører, gjerne i tilknytning til en DSO-rolle.
- Statnett opererer lokale og regionale markeder.

På dette området bør det for øvrig være stordriftsfordeler innen utvikling av IKT-systemer og løsninger. For eksempel kan det utvikles standardløsninger og -produkter som kan tas i bruk av nettselskapene eller uavhengige aktører. Statnett og NVE kan også ha en rolle i å utvikle et detaljert regelverk for virkemidlene som skal tas i bruk, eller det kan etableres samarbeidsorganer som designer markedsprodukter og kravspesifikasjoner for handelssystemer og lignende. Det er verken nødvendig eller ønskelig at nettselskapene utvikler løsninger uavhengig av hverandre. At selskapene benytter felles løsninger, er ikke til hinder for at de selv har ansvaret innenfor hvert sitt område.

De konkrete markedsproduktene kan variere avhengig av hva slags fleksibilitet det er behov for, noe som igjen henger sammen med hva slags kraftsystem vi har. Statnetts eksisterende portefølje kan kanskje utgjøre et utgangspunkt, sammen med ordningen for fleksibelt forbruk.

En annen relatert problemstilling er hvorvidt nettselskapene skal ha adgang til å eie batterier eller andre anlegg for lagring selv, eller om de skal kjøpe dette som en tjeneste. Noen former for lagring har klare likhetstrekk med konvensjonelle nettanlegg i funksjonalitet, mens andre vil ha preg av å være konkurranseutsatt virksomhet. Disse problemstillingene må utredes nærmere både fra et teknisk og et økonomisk perspektiv.

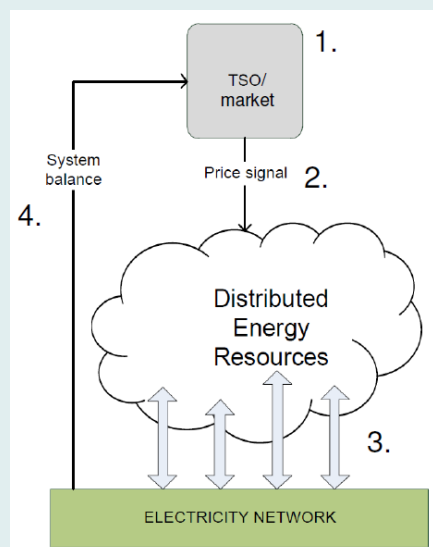
Også på dette området vil det være nødvendig å sikre at nettselskapene opptrer nøytralt både i forhold til egne nettanlegg og andre produsenter og forbrukere. Det kan oppnås på flere måter:

- Eiermessig skille mellom nett og konkurranseutsatt virksomhet.
- Ren outputorientert regulering som belønner nettselskapene for leveranser, uavhengig av hvordan de løser oppgaven.
- Streng og detaljert regulering og tilsyn fra NVE med hensyn til nøytralitet. Denne tilnærmingen krever at det er relativt få nettselskaper som har en rolle som markedstilrettelegger, ettersom reguleringen blir ressurskrevende.

Eksempel på prosjekt om lokalt systemansvar

EcoGrid.EU var et stort internasjonalt demonstrasjonsprosjekt på Bornholm som varte i perioden 2011-2015. Formålet med prosjektet var å utvikle og demonstrere – i stor skala – et markedskonsept for balansering i sanntid for smarte distribusjonsnett med en høy andel fornybar kraftproduksjon og en aktiv forbruksside. Prosjektet er potensielt interessant fordi de eksplisitt foreslår og tester ut en markedsløsning for lokal fleksibilitet. Markedsløsningen skal redusere behovet for fleksibilitet fra produksjonssiden og/eller kompensere for tradisjonell balansering fra konvensjonell kraftproduksjon.

Figur 32: Konseptet til EcoGrid.EUs markedsløsning



Markedsløsningen er utformet slik at markedsoperatøren hvert 5. minutt setter en realtidspris for fleksibilitet basert på behovet for å korrigere systembalansen. Tilbyderne kan deretter velge om de vil respondere på dette prissignalet eller ikke. Basert på aktørenes respons vurderer markedsoperatøren om det i neste omgang skal settes en høyere eller lavere pris, ut fra tidligere prisrespons og markedets behov for opp- eller nedregulering. Slik vil prissignalet kontinuerlig oppdateres for å sikre at systemet er i balanse.

Resultatene fra uttesting av løsningen i EcoGrid-prosjektet viste at man fikk utløst fleksibilitet som reduserte systemkostnadene betydelig. Mesteparten av fleksibiliteten kom fra forbruk som ble justert automatisk. De viktigste svakhetene var at modellen er avhengig av store ressurser for å analysere og behandle store mengder data, og at gevinsten for leverandørene var liten.

Hovedformålet med markedsløsningen utviklet i EcoGrid.EU er å balansere et kraftsystem med høy andel uregulerbar og uforutsigbar kraftproduksjon, og ikke å redusere behovet for nettutbygging.

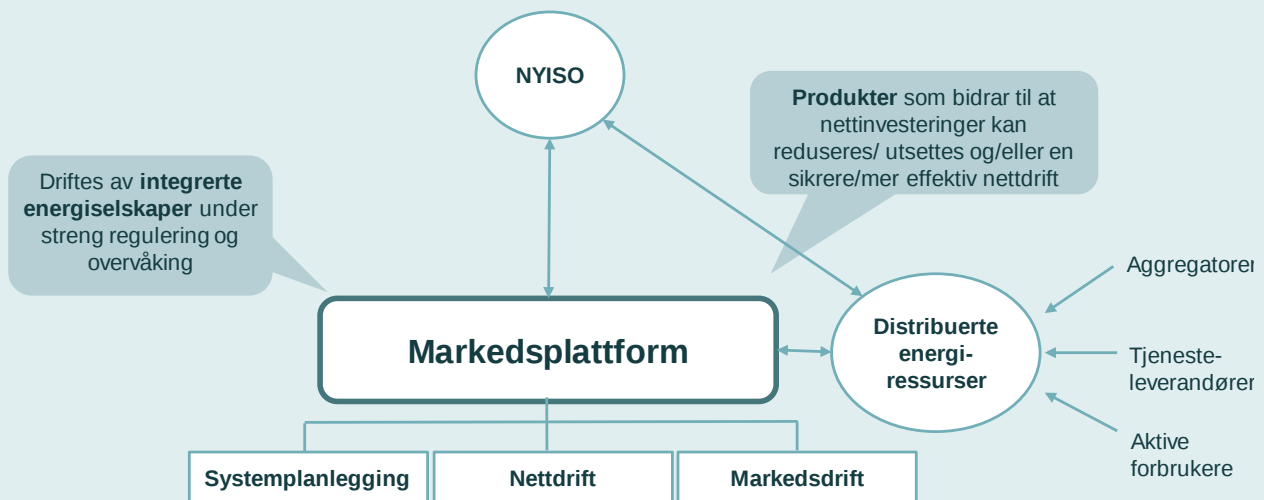
Eksempel på vurdering av bruk av lokal fleksibilitet som alternativ til investeringer

Guvernøren for *staten* New York, Andreas M. Cuomo, la en ny plan for energisystemet i New York – Reforming the Energy Vision (REV) i 2014. Som en del av dette prosjektet har en arbeidsgruppe blant annet jobbet med hvordan en markedsløsning for lokal fleksibilitet kan utformes. Resultatet fra gruppens arbeid er oppsummert i rapporten «Report of the Market Design and Platform Technology Working Group» (MDPT Working Group, 2015).

Arbeidsgruppen konkluderer ikke med hvordan markedsløsningen konkret skal se ut, men drøfter blant annet tekniske forutsetninger og databehov, alternative måter å integrere lokale ressurser i nettdriften på, behovet for koordinering med sentralnettsoperatøren, hvilke aktører som kan drifte løsningen, hvilke oppgaver som skal håndteres gjennom markedsløsningen, hvordan fleksibilitetsproduktene bør utformes og hvordan handelen med produktene bør organiseres.

Markedsløsningens hovedformål skal være å opprettholde et sikkert og pålitelig kraftsystem på en kostnadseffektiv måte. Dette skal løsningen gjøre gjennom å styre og optimere nettplanlegging, nettdrift og markeder for distribuerte energiresurser (DER) i distribusjonsnettet. Figuren under gir en oversikt over markedsløsningen som drøftes av MDPT Working Group.

Illustrasjon av foreslått markedsmodell i New York



Som figuren illustrerer, utgjør markedsplattformen midtpunktet i REV-rammeverket. Plattformens ansvarsområder kan deles inn i tre: 1) Systemplanlegging, 2) Nettdrift og 3) Markedsdrift.

- 1. Systemplanlegging** dreier seg å om å identifisere og integrere distribuerte energiresurser i tråd med nettinfrastrukturen og systemets behov. Oppgaver innenfor dette ansvarsområdet inkluderer: Estimere volum og lokalisering av distribuerte energiresurser, estimere kapasitet i nettet, identifisere nettområder under press, sikre innkjøp av langsiktig fleksibilitet fra DER som et alternativ til nettutvidelser og estimere kortsiktig (og om mulig) langsiktig marginal distribusjonskostnad for ulike lokaliseringer. Sistnevnte kostnadsanslag skal benyttes som utgangspunkt for å verdsette nytten av kapasitet fra DER, samt gi et prissignal til aktører som ønsker å tilby kapasitetsprodukter til nettet.
- 2. Nettdrift** handler om å sikre en sikker og forutsigbar kraftforsyning i et distribusjonsnett med stor andel DER, og inkluderer spenningskontroll, gjenoppretting av kraftflyt ved utfall, vedlikehold av nettanlegg og å minimere nettap. For å kunne balansere kraftflyten må markedsplattformen ha full oversikt over kraftflyten i nettet (inkl. lastprofil til alle enheter i nettet) og ha mulighet til å gi signaler til og mobilisere enheter i nettet.
- 3. Markedsdrift** innebærer å utvikle og drifte markeder for handel av produkter og tjenester i distribusjonsnettet. Oppgaver innenfor markedsdrift inkluderer bl.a. å definere produkter og etablere kompensasjonsmekanismer, hvilket forutsetter at den som drifter markedsplattformen har god kjennskap til tilgjengelige fleksibilitetsressurser og hvilke behov ulike nettområder har.

5.2.7 Helhetlig nettplanlegging

Med flere alternativer til nett og en mer kompleks systemdrift vil det oppstå nye behov i nettplanleggingen. Samtidig vil innføringen av AMS og nye IKT-systemer gi tilgang på nye data og analyseverktøy som gir helt nye muligheter til å drive en helhetlig nettplanlegging.

En mulig vei videre regulatorisk er å utvide KSU-rollen til også å omfatte distribusjonsnett for å sikre at planleggingen skjer på en mest mulig helhetlig måte i tilknytning til større kompetansemiljøer. Det bør i så fall gjøres tiltak for å sikre at rollen utøves på en relativt standardisert måte og oppfylle spesifikke krav til analyseverktøy, forutsetninger og interaksjon med forbrukere, produsenter og andre nettselskaper.

5.2.8 Finansiering av nettet

Et annet sentralt spørsmål er hvordan nettselskapene skal skaffe seg de nødvendige inntektene fra kundene, det vil si hvordan inntektsrammen skal dekkes inn. Historisk har store deler av kostnadene i det norske nettet vært dekket av tariffer som betales pr. kWh forbruk. For større kunder i distribusjonsnettet (og transmisjonsnettet) har tariffer basert på effektuttak utgjort den største andelen av nettleien. For begge kundegrupper utgjør også fastledd en viktig inntektskilde. I tillegg kommer nettleieinntekter fra produsenter.

I framtidens kraftsystem vil det trolig være snakk om et mindre uttak av energi fra nettet som følge av mer energieffektivt forbruk og lokal produksjon. Det betyr at tariffene må dreies fra energi til effekt og fastledd. Videre er det et spørsmål om dagens europeiske regulering av tariffer for produsenter vil la seg opprettholde, i hvert fall på lavere nettnivåer. Plusskundeordningen er en annen ordning som kan komme under press dersom lokal kraftproduksjon får stort omfang slik vi har sett i andre land. Finansieringsutfordringen er derfor ikke uoverkommelig, men det er viktig at reguleringen og tariffsystemet utvikles i takt med endringene i forbruket og produksjonen. For å sikre finansieringen av nettet innenfor dagens modell, må man derfor sikre at alle kunder som benytter nettet, faktisk betaler for sin bruk.

Det kan tenkes at det oppstår situasjoner der kunder velger å koble seg av nettet fordi kostnadene ved å være tilknyttet blir for høye. Det kan for eksempel skje dersom tariffene pr. kW eller kWh blir svært høye som følge av at energi- og effektuttaket synker drastisk (på grunn av mye lokal kraftproduksjon og eventuelt lagring). Det vil i neste omgang medføre enda høyere tariffer for kundene som er igjen og dermed enda sterkere incentiver til å koble seg fra nettet. Vi vurderer det imidlertid som lite sannsynlig at rendyrkede offgrid-løsninger vil få noe stort omfang i Norge. Det skyldes at det temperaturavhengige forbruket om vinteren vil være betydelig, i en periode der bidragene fra lokal kraftproduksjon må ventes å være små med mindre det skjer store fall i kostnadene ved lagring.

Det er også slik at nettet kan ha en viktig funksjon som reservekapasitet dersom den lokale forsyningen svikter. I det tilfellet at nettet begrenses til å ha en beredskapsfunksjon der det bare brukes i nødsfall, vil det ikke være mulig å finansiere via tariffer for bruk av nettet. Det finnes da to hovedalternativer:

- Faste avgifter for å være tilknyttet nettet og få tilgang til overføring i kritiske situasjoner. Dette kan sammenlignes med en forsikringsordning.
- Finansiering via offentlige budsjetter.

Det er en forutsetning for at beredskapsnettet skal få finansiering at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å ha nettet.

Med en forsikringsløsning er det en risiko for at nettet vil bli underfinansiert og få for liten kapasitet over tid dersom kundene ikke er villige til å betale nok (de kan for eksempel ha incentiver og muligheter til å være gratisspassasjerer, eller de kan undervurdere risikoen for avbrudd). Det vil også være en generell risiko for underfinansiering ved at beredskapsnettet i stor grad vil være et kollektivt gode, der prising av tilgang til nettet på individuell basis vil gi underutbygging. Uansett vil beredskapsnettet ha karakter av å være et naturlig monopol som må være gjenstand for økonomisk

regulering. Gjennom reguleringen kan da myndighetene også påvirke investeringsnivået og nettkapasiteten. Det er imidlertid vanskelig å se for seg at dagens reguleringsmodell vil være særlig godt egnet.

Med en finansiering via offentlige budsjetter vil det også være behov for en form for regulering der myndighetene vurderer hvor mye nett som er nødvendig, og det kan være behov for incentivmekanismer knyttet til effektivitet og tilgjengelighet.

Det er også mulig å tenke seg en kombinasjon av privat finansiering («egenandeler») og budsjettfinansiering.

5.2.9 Alternativer til nett for å håndtere leveringsplikten

Nettselskapene har i dag leveringsplikt overfor forbrukere i distribusjonsnettet innenfor sine respektive konsesjonsområder. Leveringsplikten innebærer en plikt både til å knytte nye kunder til nettet og levere elektrisitet fysisk.² Nettselskapene kan i dag søke om fritak fra leveringsplikten og få dispensasjon «når særlige grunner tilsier det» (energilooven § 3-3). Svært høye kostnader ved å tilknytte nye kunder eller opprettholde forsyningen kan være grunnlag for fritak. Det kan bli stilt som betingelse for fritak at nettselskapet kan tilby en alternativ forsyning med tilstrekkelig kvalitet. Fritak vil typisk være aktuelt i fraflyttingsområder eller områder med fritidsboliger som ligger relativt isolert til (områder med lav kundetetthet).

Med økt tilbud av lokal produksjon og eventuelt lokale lagringsløsninger vil det trolig i økende grad oppstå muligheter for å oppnå fullgod forsyning uten å bygge (eller reinvestere i) nett, til vesentlig lavere kostnader enn nettutbygging. Det kan over tid trekke i retning av at det gis fritak fra leveringsplikten i større grad enn i dag.

Økt bruk av unntak fra leveringsplikten har også konsekvenser for den økonomiske reguleringen. For at reguleringen skal virke nøytralt er det nødvendig at nettselskapenes kostnader ved å tilby alternative løsninger inngår i kostnadsgrunnlaget for inntektsrammene på linje med ordinære nettinvesteringer (jf. diskusjonen ovenfor). En overgang til rene outputparametere vil styrke nøytraliteten ytterligere.

Dersom det gis unntak fra leveringsplikten, vil kundene som omfattes av unntaket i utgangspunktet miste tilgangen til kraftmarkedet. Manglende markedsadgang trenger ikke å være noe problem samfunnsøkonomisk gitt at leveransene til kundene fra reserveløsningene er priset riktig. Det kan imidlertid kreve en regulering, som i sin tur vil kreve ressurser hos myndigheter og selskaper. En annen mulighet er å gi kundene finansiell adgang til kraftmarkedet gjennom nettselskapet eller andre aktører. Det reiser nye regulatoriske spørsmål som må avklares før en ordning velges.

Et annet spørsmål som kan oppstå, er om det vil kreves en egen konsesjon for reserveløsningen (område- eller anleggskonsesjon, eventuelt på forenklede vilkår). Vi vil anta at dette avhenger av hva slags reserveløsning det er snakk om og omfanget (geografisk område, antall kunder, nivået på forbruk og produksjon).

5.2.10 Utvikling av krav til leveringskvalitet og verdsetting av avbrudd og andre avvik

Tilgang på lokal produksjon og eventuelt lagring har også konsekvenser for leveringskvaliteten. Det vil oppstå behov for å stille strengere tekniske krav til utstyret som kobles til distribusjonsnettet for at ikke kvalitet eller sikkerhet skal bli skadelidende, jf. dagens funksjonskrav til utstyr som kobles til nettet og de respektive nettkodene for forbruk og produksjon.

Over tid er det også grunn til å vente at kostnadene ved avbrudd går ned, i hvert fall for noen kunde-grupper, når kundene får tilgang på egen reserveforsyning. I så fall bør den økonomiske reguleringen også tilpasses. Det vil si at KILE-ordningen må justeres over tid for å reflektere endringene i

² Denne leveringsplikten må ikke forveksles med nettselskapenes rolle som «supplier of last resort», det vil si leveringsplikten overfor forbrukere som ikke har avtale med en kraftleverandør pga. flytting, konkurs hos leverandør eller manglende kredittverdighet på kundens side.

avbruddskostnadene. Her kan det for øvrig påpekes at KILE-satsene eller kostnadsfunksjonene i dagens modell er oppdatert siden ordningen ble innført i 2001. Trolig er det fornuftig å knytte endringene til større kartlegginger/FoU-prosjekter, det vil si at justeringene ikke skjer særlig ofte (kanskje med intervaller på pluss/minus 10 år, utover det som følger av inflasjonsjustering og andre jevnlig justeringsmekanismer). Et tilsvarende resonnement kan gjøres for avvik i spenningskvalitet (som ikke er en del av KILE-ordningen i dag, men som kan tenkes å bli det på lengre sikt).

5.2.11 IKT-sikkerhet

IKT-sikkerhet er blitt et viktig spørsmål som følge av utviklingen av nye digitaliserte løsninger både for innsamling og håndtering av måleverdier og for styring av nettet og enheter i produksjon og forbruk. Det er to hovedutfordringer knyttet til IKT-sikkerhet:

- Dels handler det om å håndtere data og ivareta personvern hensyn.
- Dels handler det om å sikre IKT-systemene mot inntrenging utenfra både fysisk (direkte angrep på utstyret) og digitalt (hacking).

De to hovedutfordringene henger sammen. Det er i dag entydig nettselskapenes ansvar å sørge for IKT-sikkerhet og oppfyllelse av krav til personvern, men det er behov for å utvikle kompetanse og definere innholdet i kravene nærmere. Et viktig virkemiddel i den forbindelse kan være ett eller flere nasjonale kompetansesentre for IKT-sikkerhet (jf. etableringen av KraftCERT). Myndighetene kan ha en rolle i etableringen av slike sentre ved å stille krav til nettselskapenes kompetanse som direkte eller indirekte krever samarbeid, med mindre selskapene er i stand til å oppfylle kravene selv. Det er også ønskelig at myndighetene selv innehar kompetanse og kan føre effektivt tilsyn med nettselskapene og andre aktører.

5.3 Regulering av mikrogrid

Når det gjelder mikrogrid, er det som nevnt tidligere i rapporten flere mulige varianter:

- Helt uavhengige mikrogrid som ikke er koblet til noe overliggende nett. Disse nettene kan variere i størrelse fra nabolagsnett til nett som dekker en by eller et område som er fullstendig selvforsynt.
- Middels store mikrogrid som dekker et byområde eller mindre områder, med liten bruk av overliggende nett.
- Store mikrogrid (for eksempel et fylke eller en større urban region), med liten bruk av overliggende nett.

I alle tilfellene vil det fortsatt være snakk om en regulering av mikrogrid som et naturlig monopol. Innenfor et avgrenset geografisk område vil det neppe være samfunnsøkonomisk lønnsomt med flere konkurrerende mikrogrid, med mindre det skjer en utvikling på kostnadssiden som medfører at skalafordelene ved utbygging av nett blir eliminert. Da er vi imidlertid i en situasjon der alle kunder i prinsippet kan være selvforsynt uten å behøve nettilknytning annet enn av hensyn til leverings-sikkerhet (reservekapasitet), og spørsmålet om monopolregulering blir irrelevant (andre reguleringer som krav til utstyr som knyttes til nettet, krav til leveringskvalitet og alminnelig lovgivning knyttet til personvern, markedsatferd, forbrukervern osv. vil fortsatt være relevant).

For andre typer mikrogrid er det mulig å tenke seg to hovedalternativer for reguleringen:

- Et skille mellom monopol og konkurranse om lag som i de øvrige framtidsbildene for kraftsystemet. Dette krever trolig mikrogrid av en størrelse som er tilstrekkelig til å etablere en velfungerende konkurranse. Mange av de samme regulatoriske verktøyene og utfordringene vil gjøre seg gjeldende som vi beskrev i forrige avsnitt.
- Regulering av mikrogrid som integrert forsyning, det vil si uten skille mellom monopol og konkurranse. I små mikrogrid vil dette trolig være den mest aktuelle løsningen ettersom det vil være vanskelig å få til et effektivt marked. Det kan også være fordeler med en integrert løsning knyttet til koordinering av nett, lagring, produksjon og forbruk (og varme). Verktøyene som

regulator bruker, vil imidlertid i stor grad ligne de som er i bruk i nettreguleringen i dag og som er under utvikling. Det vil si at det mest aktuelle vil være en form for inntektsrammeregulering med sterk kobling til output og leveranser (inklusive leveringskvalitet) snarere enn kostnader. Det siste er nødvendig for å bidra til mest mulig nøytrale incentiver mellom investeringer i det fysiske nettet og andre tiltak.

Uavhengig av spørsmålet om reguleringen av mikrogrid må også det overliggende nettet finansieres. I og med at de underliggende mikronettene ikke vil bruke det overliggende nettet i noen særlig utstrekning, må betalingen skje på annen måte enn via ordinære tariffer. Dette spørsmålet er drøftet ovenfor i tilknytning til de mer tradisjonelle modellene for kraftsystemet.

5.4 Oppsummering

Vi har i dette kapitlet drøftet de regulatoriske utfordringene i framtidens kraftsystem, med vekt på scenarioene der nettselskapenes virksomhet videreføres som i dag i større eller mindre grad, og der hovedelementene i dagens nettstruktur består (det vil si alle scenarioene utenom mikrogrid). Byggesteinene i reguleringen i disse scenarioene vil være:

- Likebehandling av driftstiltak og investeringer.
- Incentiver til innovasjon både med hensyn til forskning og praktisk implementering av nye løsninger.
- Mer fleksibel praktisering av tilknytningsplikten.
- Løsninger for lokalt og regionalt systemansvar som tar i bruk markedsbaserte virkemidler og smart styring på en effektiv måte.
- Markedsløsninger for å sikre utnyttelse av kortsiktig og langsiktig fleksibilitet hos forbrukere og lokale produsenter.
- Helhetlig nettplanlegging som tar i bruk nye data og metoder og tar hensyn til alternativer til nett.
- Finansieringsløsninger som er tilpasset den underliggende strukturen i forbruk og produksjon, eventuelt kombinert med budsjettfinansiering i de tilfellene der nettet primært har en beredskapsfunksjon.

Dersom scenarioet med mikrogrid skulle bli realisert, vil det fortsatt være behov for en monopol-regulering og annen regulering for å ivareta hensynet til forbrukerne. Det kan imidlertid oppstå spørsmål om monopolet vil omfatte mer enn bare nettet og også produksjon og omsetning.

6 VEIKART FOR FRAMTIDENS NETTREGULERING

Reguleringsendringer som er relevante uavhengig av hvilket scenario vi ender opp med vil være robuste over tid. Utnyttelse av fleksibilitet, bruk av alternative løsninger til nett og å se større nettområder under ett er relevant i alle scenarioer, men til ulike formål. På kort sikt er det derfor viktig å starte likebehandlingen av ulike tiltak og å teste ut mulighetene for å ta i bruk fleksibilitet fra alle nettkunder. IKT-sikkerhet vil også øke i betydning, og myndighetene bør bidra til at hacking og data på avveie unngås. Dersom brukstiden i nettet tilsier det, vil det på lang sikt være nødvendig å vurdere behovet for andre finansieringsmåter for nettet enn dagens brukerfinansiering. For å unngå en slik utvikling, vil det også på kort sikt være viktig å sørge for at alle nettkunder tar sin del av regningen uavhengig av energibruk, f.eks. gjennom å endre fra dagens energitariffer til effekttariffer. Netreguleringen har vært justert ved behov tidligere og denne praksisen bør fortsette framover gjennom transparente prosesser og dialog mellom regulator, nettselskapene og andre interessenter.

Vi har i de foregående kapitlene drøftet utfallsrommet for utviklingen av kraftsystemet på lang sikt og utfordringer og muligheter for reguleringen av nettverksamheten. I dette kapitlet oppsummerer vi hovedanbefalingene våre i form av et veikart for den framtidige netreguleringen. Veikartet har tre elementer:

1. Løpende arbeid, herunder kontinuerlig overvåking og evaluering av reguleringens virkemåte og behovet for endringer
2. Viktige virkemidler som bør utvikles eller tas i bruk på kort/mellomlang sikt, det vil si 5-10 år
3. Utviklingsmuligheter på lang sikt

Figuren nedenfor gir en oppsummering av hovedelementene i veikartet:

Figur 33: Veikart for framtidens netregulering

LØPENDE ARBEID	NESTE 5-10 ÅR	LANG SIKT
▪ Vurdere rentenivå, avbruddskostnader og andre parametere i den økonomiske reguleringen ▪ Evaluere behovet for reguleringsendringer ▪ Forutsigbare og transparente endringsprosesser ▪ Langsiktig garanti for bransjens samlede inntekter for å minimere regulatorisk risiko, samtidig som ineffektivitet straffes ▪ Rådgiverrolle for regulator overfor andre myndigheter og markedsaktører	▪ Videreutvikle dagens økonomiske reguleringsmodell med sikte på økt likebehandling av nett og alternativer ▪ Finne løsninger for mer fleksibel nettutbygging ▪ Utvikle og teste ut markeds løsninger for forbrukerfleksibilitet og lokal produksjon i distribusjonsnett ▪ Forbedre innovasjonsincentivene i dagens modell ▪ Krav til helhetlig nettplanlegging ▪ Sette krav til IKT-sikkerhet	▪ Utvikle økonomisk reguleringsmodell som likebehandler nett og alternativer fullt ut ▪ Tilpasse økonomisk regulering til endringer i bransjestruktur ved behov ▪ Videreutvikle markeds løsninger ▪ Utvikle alternative finansieringsmodeller dersom bruken av nettet endres radikalt ▪ Vurdere behovet for fundamentale endringer som følge av at mikrogrid får en stor utbredelse

I det følgende utdyper vi innholdet i veikartet.

6.1 Løpende arbeid

Med løpende arbeid sikter vi til aktiviteter som regulator vil ha på agendaen kontinuerlig eller jevnlig. Momentene vi tar opp nedenfor, er ikke i prioritert rekkefølge.

Vurdering av parametere i den økonomiske reguleringen

NVE må jevnlig vurdere behovet for justeringer av detaljene i den økonomiske reguleringen for å reflektere endringer i markedsforhold, teknologi osv. Særlig aktuelle faktorer gjelder referanserenten og KILE-ordningen. Dette er parametere som vil være nødvendige i en reguleringsmodell uavhengig av hvordan modellen ellers er utformet, herunder hvordan kostnadsnormer eller effektivitetskrav fastsettes. Vi sikter her til fundamentale og langsiktige strukturelle endringer, ikke til justeringsmekanismer som er en integrert del av reguleringen og som oppdateres automatisk (inflasjonsjustering, kraftpris for beregning av tapskostnader, parametere i modellen for fastsettelse av referanserenten osv.).

Vi mener ikke med dette at reguleringen skal justeres på kontinuerlig basis, men at det med jevne mellomrom gjøres en ny vurdering av de relevante størrelsene. NVE har eksempelvis gjennomført endringer i KILE-ordningen ved nye kostnadsfunksjoner som følge av oppdatert forskning på området. NVE gjorde også omfattende endringer i modellen for fastsettelse av referanserenten i 2012, der den tidligere modellen hadde vært i bruk siden 2007, med utgangspunkt i oppdaterte analyser av risiko i nettvirksomheten og utviklingen i markedsrentene. Dette kan tjene som eksempler på hva slags endringsintervaller vi ser for oss.

Evaluering av behovet for reguleringsendringer

Behovet for å endre reguleringen må vurderes jevnlig i form av evalueringer, både av enkelt-elementer i reguleringen og det regulatoriske rammeverket. Dette gjøres av NVE i dag, og det er viktig at dette arbeidet fortsetter. I tillegg er det aktuelt å vurdere om evalueringene kan gjøres enda mer systematisk, for eksempel med utgangspunkt i et sett av indikatorer for utviklingen av kraftsystemet. NVE publiserer mye relevant informasjon i dag, jf. NVEs årlige publikasjoner av nøkkeltall for nettvirksomheten og andre rapporter om nettinvesteringer, leveringskvalitet etc., men det kan være interessant å sammenstille ulike typer rapportering og knytte det til diskusjonen om utviklingen av reguleringen. En liste over mulige indikatorer er følgende:

- Utvikling i nettinvesteringer
- Nettselskapenes avkastning
- Kostnadseffektivitet
- Brukstilid i nettet, både samlet og på forskjellige nivåer
- Profiler for innmating og uttak i nettet over året
- Sammensetningen av produksjonen mellom teknologier og nettnivåer
- Leveringskvalitet
- Omfanget av kjøp av fleksibilitet i distribusjonsnettet (hvis aktuelt)

Forutsigbare og transparente endringsprosesser

I tilknytning til behovet for å endre reguleringen er det viktig å sikre at endringsprosessene er mest mulig forutsigbare og transparente for aktørene. Det gjelder både nettselskapene og nettkundene, som skal fatte beslutninger om investeringer som kan ha en levetid på flere tiår.

Forutsigbarhet og transparens kan oppnås blant annet gjennom beslutningsprosesser som involverer både nettselskapene og andre aktører utover det som følger av de formelle kravene til forskriftshøringer. I tillegg er det en fordel at data og annet beslutningsunderlag gjøres tilgjengelig i den grad det er mulig (hensyn til beredskap, forretningshemmeligheter osv. vil være gyldig grunn for unntak fra krav om full åpenhet). Vi oppfatter at NVE i stor grad oppfyller disse kravene i dag, selv om det er variasjoner over tid og mellom reguleringsområder (jf. også Menon, 2016). OED vil også spille en viktig rolle her, særlig der det er snakk om endringer i energiloven eller energilovforskriften. Samtidig er det viktig at NVE (og OED) evner å skjære gjennom og ta beslutninger som bidrar til økt samfunnsøkonomisk effektivitet, selv om endringene skulle være kontroversielle.

Minimere regulatorisk risiko

Forutsigbarhet og transparens i endringsprosesser er viktig for å minimere risikoen som nettselskapene og nettkundene står overfor når de gjør sine beslutninger om investeringer og andre tiltak. I tillegg er det ønskelig at myndighetene bidrar til lav risiko, for eksempel ved å knytte nettselskapenes samlede inntekter til kostnadsnivået i bransjen slik det er gjort i dagens forskrifter (energilovforskriften og kontrollforskriften).

At myndighetene gir nettselskapene en trygghet for inntekter fra investeringer som kan bli overflødige på sikt, må ikke forstås dithen at all risiko skal fjernes. Snarere er det viktig å videreutvikle incentivene i dagens økonomiske reguleringsmodell og stimulere til likebehandling av nett og andre tiltak og kostnadseffektivitet generelt. Poenget er å unngå at den systematiske risikoen knyttet til teknologiskift skal bæres av selskapene alene. I motsatt fall risikerer vi at det underinvesteres i nettet før de nye løsningene utgjør fullgode alternativer.

Rådgiverrolle

Incentivene til både nettkunder og nettselskaper avhenger av andre virkemidler enn de som NVE rår over. Særlig viktige er avgifter på forbruk av elektrisitet og støtteordninger til nye energiløsninger. Slike virkemidler kan ha store konsekvenser for utviklingen av kraftsystemet, og de samfunnsøkonomiske kostnadene kan bli store dersom annen virkemiddelbruk medfører behov for store nettinvesteringer eller svekket leveringssikkerhet.

NVE har ikke myndighet til å endre annen virkemiddelbruk, men kan likevel spille en viktig rolle som rådgiver eller varslar overfor myndigheter og markedsaktører dersom man observerer at kraftsystemet utvikles i en uheldig retning.

6.2 Robuste valg de neste 5-10 årene

For de neste 5-10 årene har vi identifisert et sett av valg som oppfattes som robuste på tvers av scenarioene. Dette er i stor grad valg som også vil være en del av reguleringen på lang sikt, særlig i de scenarioene der hovedelementene i nettmonopolet består.

Økt likebehandling av nett og andre tiltak i den økonomiske reguleringen

Nettinvesteringer favoriseres i dag i forhold til driftstiltak i modellene for fastsettelse av kostnadsnormen. Over tid bør modellene endres i retning av økt vektlegging av output/leveranser og på lang sikt full likebehandling.

Mer fleksibel nettutbygging

Nettselskapene har i dag tilknytningsplikt for forbruk og produksjon som innebærer at nettet må bygges ut for å håndtere innmating eller uttak for den fulle kapasiteten, selv om maksimal kapasitetsutnyttelse bare vil gjelde noen få timer i året (etter at anleggsbidrag eventuelt er brukt for å avsløre betalingsvilje for tilknytning med full kapasitet). En mer fleksibel praktisering av tilknytningsplikten er ønskelig for å minimere kostnadene til nettutbygging, uten at det har vesentlig betydning for produsenter og forbrukere som ønsker tilknytning. Dette kan oppnås gjennom en kombinasjon av flere virkemidler:

- Anleggsbidrag i masket nett
- Retningslinjer og eventuelt sentralt bestemt metodikk og forutsetninger til bruk i søknader om unntak fra tilknytningsplikten
- Bruk av lokale markedsløsninger for å kjøpe langsiktig fleksibilitet i distribusjonsnettet

Markedsløsninger for forbrukerfleksibilitet og lokal innmating

Med endringer i kraftflyten i distribusjonsnettet vil det oftere oppstå flaskehalsar i driften av nettet. Fleksibelt forbruk og eventuelt lokal innmating kan bidra til å redusere flaskehalsene og optimere

driften. På lengre sikt kan de samme ressursene bidra til å begrense behovet for nettinvesteringer. Ressurser i distribusjonsnettet kan også ha en tilsvarende verdi på høyere nettnivåer.

Markedsbaserte løsninger vil være godt egnet til å identifisere og belønne fleksible forbrukere og produsenter. Med markedsløsninger sikter vi ikke nødvendigvis til markeder som klareres daglig eller som opereres i sanntid, i hvert fall ikke på kort eller mellomlang sikt. Det kan like gjerne være snakk om langsiktige avtaler om å levere fleksibilitet i henhold til definerte kriterier. Hovedpoenget er at ressursene kjøpes inn gjennom konkurransebaserte ordninger.

Hvem som skal ha ansvar for utvikling og drift av markedsløsningene, er et annet spørsmål. Det kan tenkes flere løsninger. Alle nettselskaper kan ha ansvaret i sitt eget nett, eller det kan opprettes DSO'er med utgangspunkt i eksisterende nettselskaper eller ved at det etableres nye enheter som vil samarbeide tett med nettselskapene. Her blir det særlig viktig å sikre at ansvaret som markedsoperatør utføres på en nøytral måte.

I dette ligger det også en føring på å utvikle tariffer som gir riktigere prissignaler enn dagens modell. Her bør NVEs arbeid med effekttariffer og anleggsbidrag være viktige bidrag.

Forbedrede innovasjonsincentiver

Nettselskapene har incentiver til innovasjon både gjennom en økonomisk regulering med et sterkt konkurranseelement og via FoU-ordningen i inntektsrammereguleringen. Det er likevel ønskelig med virkemidler som bedre kan ivareta behovene med hensyn til mer operative prosjekter. Det kan for eksempel gjøres ved å justere kriteriene innenfor FoU-ordningen (som i dag ikke utnyttes fullt ut) til å gi støtte til operative prosjekter, piloter og demonstrasjonsprosjekter etter søknad i større grad. Det er også mulig å tenke seg at kvalitetskravene til prosjekter i ordningen reduseres noe. Vi understreker imidlertid at det fortsatt må være snakk om reelle FoU-aktiviteter med nyttevirksomheter for bransjen samlet sett (eksterne virkninger) og ikke ordinære effektiviseringsprosjekter. Det er også mulig å tenke seg at det etableres en finansieringsordning der nettselskapene kan konkurrere om midler til konkrete prosjekter. Dette kan eksempelvis finansieres gjennom et påslag på nettleien innenfor rammen av den samlede FoU-ordningen. Enda sterkere vektlegging av effektivitet og likebehandling av nett og alternative tiltak vil styrke innovasjonsincentivene ytterligere. Endelig er det viktig at nivået på den samlede FoU-støtten til nettvirksomhet vurderes over tid i forhold til ønsket nivå, både FoU-ordningen og finansiering fra andre kilder.

For kundesiden er det viktig at de får de riktige prissignalene fra nettet (og kraftmarkedet). I tillegg bør også Enovas støtteordninger og andre innovasjonsvirkemidler kunne bidra.

Helhetlig nettplanlegging

Alternativer til nett vil få økende betydning etter hvert som nye løsninger for forbruk, produksjon og lagring modnes. Det bidrar til økt kompleksitet med hensyn til løsningsmuligheter, men samtidig vil økt tilgang på data via AMS og nye analyseverktøy gi nye muligheter i planarbeidet. Det er avgjørende at nettplanleggingen tilpasses og utvikles slik at den blir mest mulig helhetlig. Det kan gjerne skje med utgangspunkt i KSU-rollen. Krav til utredning av alternativer og standardisering av datasett, forutsetninger og analyseverktøy er mulige elementer i en slik videreutvikling.

Nettplanleggingen må også ses i sammenheng på tvers av konsesjonsområder og mellom ulike nettnivåer. En styrking av KSU-rollen kan være et godt utgangspunkt også her.

Krav til IKT-sikkerhet

Ivaretagelse av IKT-sikkerhet er en nødvendig forutsetning for å ta i bruk nye løsninger i nettdriften som bygger på digitalisering og automatisering. I første omgang bør kravene til IKT-sikkerhet defineres, og det bør avklares hvordan nettselskaper og myndigheter kan samarbeide om å oppfylle kravene.

6.3 Utviklingsmuligheter på lang sikt

Hva som er de riktige regulatoriske valgene på lang sikt, avhenger av en rekke usikre faktorer og kan ikke spesifiseres i detalj. Nedenfor peker vi imidlertid på noen spørsmål som vi vurderer som særlig viktige å håndtere fra regulators side.

Utvikle økonomisk reguleringsmodell som gir full likebehandling

På lang sikt er det ønskelig med en økonomisk reguleringsmodell som gir full likebehandling av nettinvesteringer og alternative løsninger. Vi kan ikke i dag slå fast detaljert hvordan en slik modell bør se ut. Vi vil imidlertid anta at mulighetene for å utvikle en slik modell vil øke over tid med tilgang på mer data og bedre analyseverktøy.

Tilpasse reguleringen til endringer i bransjestruktur

Dagens modell for fastsettelse av kostnadsnormen bygger på DEA og er avhengig av et visst antall sammenlignbare nettselskaper for å gi resultater som kan benyttes i reguleringen i praksis. På sikt kan det tenkes at vi får en struktur med vesentlig færre nettselskaper og/eller større forskjeller i nettoppgavene som følge av større forskjeller i forbruk, produksjon og nettstruktur i ulike landsdeler. Vi kan ikke si noe sikkert i dag om hvordan reguleringen bør se ut med en endret bransjestruktur. Det finnes imidlertid en rekke opsjoner, jf. eksempelvis utviklingen av nettreguleringen i Storbritannia.

Videreutvikle markedsløsninger

Vi har pekt på behovet for utvikling av markedsløsninger for kortsiktig og langsiktig fleksibilitet i distribusjonsnettet i de nærmeste årene. Dette utviklingsarbeidet bør fortsette i takt med endringene i kraftsystemet og erfaringene man høster med slike markedsløsninger i en tidlig fase.

Parallelt bør regulator også vurdere behovet for endringer i oppgaver og roller og plasseringen av ansvaret for drift og utvikling av markedsløsningene. Rollene må også vurderes i lys av endringer i bransjestrukturen.

Utvikle alternative finansieringsløsninger

Bruken av nettet kan komme til å endre seg vesentlig over tid. Det er sannsynlig at netto energiuttak i distribusjonsnettet vil gå ned, mens innmating vil øke. Hva som skjer med effektuttak og -innmating og variasjoner over døgnet og året, er usikker, men vi kan komme i en situasjon der distribusjonsnettet i stor grad brukes som en reserveforsyning. Det kan i så fall komme til å kreve en omlegging av måten nettet finansieres på, det vil si andre typer brukerbetaling enn effekt- og energitariffer eller finansiering via offentlige budsjetter.

Vurdere behovet for mer fundamentale endringer

Det vil ta lang tid før nettet eventuelt slutter å være et naturlig monopol og før bruken av det endres vesentlig fra i dag. På sikt kan vi imidlertid ikke utelukke at det vil skje så fundamentale endringer i kraftsystemet at det kan utfordre de gjeldende prinsippene med regulering av et nettmonopol med et klart definert skille mot konkurranseutsatt virksomhet – og kanskje også utfordre det tradisjonelle nettet fysisk. I så fall blir det behov for å tenke fundamentalt nytt om reguleringen av sektoren. Dette må også ses i sammenheng med finansieringsløsninger. I den grad det er uavhengige mikrogrid som blir det dominerende paradigmet, må det etableres en modell for regulering av mikrogrid. Poenget om håndtering av regulatorisk risiko knyttet til nettinvesteringer som gjennomføres før teknologiskiftet består.

6.3.1 Finansiering av nettet

Et annet sentralt spørsmål er hvordan nettselskapene skal skaffe seg de nødvendige inntektene fra kundene, det vil si hvordan inntektsrammen skal dekkes inn. Historisk har store deler av kostnadene i det norske nettet vært dekket av tariffer som betales pr. kWh forbruk. For større kunder i

distribusjonsnettet (og transmisjonsnettet) har tariffen basert på effektuttak utgjort den største andelen av nettleien. For begge kundegrupper utgjør også fastledd en viktig inntektskilde. I tillegg kommer nettleieinntekter fra produsenter.

I framtidens kraftsystem vil det trolig være snakk om et mindre uttak av energi fra nettet som følge av mer energieffektivt forbruk og lokal produksjon. Det betyr at tariffene må dreies fra energi til effekt og fastledd. Videre er det et spørsmål om dagens europeiske regulering av tariffen for produsenter vil la seg opprettholde, i hvert fall på lavere nettnivåer. Plusskundeordningen er en annen ordning som kan komme under press dersom lokal kraftproduksjon får stort omfang. Finansieringsutfordringen er derfor ikke uoverkommelig, men det er viktig at reguleringen og tariffsystemet utvikles i takt med endringene i forbruket og produksjonen. For å sikre finansieringen av nettet innenfor dagens modell, må man derfor sikre at alle kunder som benytter nettet, faktisk betaler for sin bruk.

Det kan tenkes at det oppstår situasjoner der kunder velger å koble seg av nettet fordi kostnadene ved å være tilknyttet blir for høye. Det kan for eksempel skje dersom tariffene pr. kW eller kWh blir svært høye som følge av at energi- og effektuttaket synker drastisk (på grunn av mye lokal kraftproduksjon og eventuelt lagring). Det vil i neste omgang medføre enda høyere tariffen for kundene som er igjen og dermed enda sterkere incentiver til å koble seg fra nettet. Vi vurderer det imidlertid som lite sannsynlig at rendyrkede offgrid-løsninger vil få noe stort omfang i Norge. Det skyldes at det temperaturavhengige forbruket om vinteren vil være betydelig, i en periode der bidragene fra lokal kraftproduksjon må ventes å være små med mindre det skjer store fall i kostnadene ved lagring.

Det er også slik at nettet kan ha en viktig funksjon som reservekapasitet dersom den lokale forsyningen svikter. I det tilfellet at nettet begrenses til å ha en beredskapsfunksjon der det bare brukes i nødsfall, vil det ikke være mulig å finansiere via tariffen for bruk av nettet. Det finnes da to hovedalternativer:

- Faste avgifter for å være tilknyttet nettet og få tilgang til overføring i kritiske situasjoner. Dette kan sammenlignes med en forsikringsordning.
- Finansiering via offentlige budsjetter.

Det er en forutsetning for at beredskapsnettet skal få finansiering at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å ha nettet.

Med en forsikringsløsning er det en risiko for at nettet vil bli underfinansiert og får for liten kapasitet over tid dersom kundene ikke er villige til å betale nok (de kan for eksempel ha incentiver og muligheter til å være gratispassasjerer, eller de kan undervurdere risikoen for avbrudd). Det vil også være en generell risiko for underfinansiering ved at beredskapsnettet i stor grad vil være et kollektivt gode, der prising av tilgang til nettet på individuell basis vil gi underutbygging. Uansett vil beredskapsnettet ha karakter av å være et naturlig monopol som må være gjenstand for økonomisk regulering. Gjennom reguleringen kan da myndighetene også påvirke investeringsnivået og nettkapasiteten. Det er imidlertid vanskelig å se for seg at dagens reguleringsmodell vil være særlig godt egnet.

Med en finansiering via offentlige budsjetter vil det også være behov for en form for regulering der myndighetene vurderer hvor mye nett som er nødvendig, og det kan være behov for incentivmekanismer knyttet til effektivitet og tilgjengelighet.

Det er også mulig å tenke seg en kombinasjon av privat finansiering («egenandeler») og budsjettfinansiering.

REFERANSER

- BEKK og THEMA (2015): *IKT-systemers rolle og betydning for strukturen i kraftbransjen*. THEMA R-2015-21. Utarbeidet på oppdrag fra NVE.
- CEER (2011): *Advise on the take-off of a demand response electricity market with smart meters*. C11-RMF-36-03
- CEER (2014): *The future role for the DSOs*. A CEER Public Consultation Paper. C14-DSO-09-03
- Dave Evans (April 2011): *The Internet of Things: How the Next Evolution of the Internet Is Changing Everything*
- DNV GL (2015): *Landstrøm i norske havner*. Undersøkelse om markedsgrunnlaget for landstrøm. Utarbeidet for Enova.
- Direktoratet for byggkvalitet (2016): Byggteknisk forskrift (TEK10): <https://www.dibk.no/no/byggeregler/tek/3/14/14-2/>
- Dkvind.dk (2016): <http://www.dkvind.dk/fakta/P10.pdf>
- Dr.dk (2016): <http://www.dr.dk/nyheder/regionale/midtvest/interessen-husstandsmoeller-er-eksploderet>
- EASAC (2013): Trends in extreme weather events in Europe
- EC Group (2015): *Når nettene blir trange*. Regulering av produksjon i distribusjonsnett. På oppdrag for NVE.
- Energi Norge (2016): Oversikt over forbrukernes strømkostnad (presentasjon)
- Energi Norge (2015): *Kostnadsstyring i utviklingen av distribusjons- og regionalnettet*. Presentasjon av Trond Svartsund på NVEs Energidager høsten 2015
- Ens.dk (2016): <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/data-oversigt-over-energisektoren>
- Fraunhofer ISE (2015): *Current and future costs of photovoltaics*
- IEA (2016): *Global EV Outlook 2016*
- IEA (2015): *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*
- IRENA (2014): *Renewable power generation costs in 2014*
- Miljødirektoratet (2015): Klimatiltak og utslippsbaner mot 2030. Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling. Rapportnr. M-386
- Miljødirektoratet (2015): *Klima i Norge 2100*. Kunnskapsgrunnlag for klimatilpasning oppdatert i 2015. Rapportnr. M-406
- NOU 2015:13: Lysnesutvalget: *Digital sårbarhet – sikkert samfunn*. Beskytte enkeltmennesker og samfunn i en digitalisert verden
- NVE (2016): Informasjon lastet ned fra nve.no i september 2016:
- Energi og effekt*. <https://www.nve.no/energibruk-og-effektivisering/energibruk-i-norge/energi-og-effekt/>
- Elektrisitetsbruk i Norge mot 2030*. <https://www.nve.no/energibruk-og-effektivisering/energibruk-i-norge/elektrisitetsbruk-i-norge-mot-2030/>
- NVE (2016b): *Hva betyr elbiler for strømmettet?* NVE rapport – 74-2016
- NVE (2015): *Avbrottsstatistikk 2014*. NVE rapport 2015-125.
- NVE (2014): *Energibruksrapporten 2013. Fremtidens energibruk i bygninger*. Rapportnr 11/2014.

NVE (2011): *Lynstudien. Klimaendringenes betydninger for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen*. NVE rapport 2011-6

Solarcity.com (2016): <http://www.solacity.com/small-wind-turbine-truth/>

NVE (2011): Energistatus

RenewEconomy (2016): Power Ledger expands trials of blockchain electricity trading. Artikkel lastet ned fra <http://reneweconomy.com.au/power-ledger-expands-trials-blockchain-electricity-trading-38771/>

PV Parity (2013): Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation

SWECO (2013): Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden.

THEMA og Bekk (2016): *IKT-systemers rolle og betydning for strukturen i kraftbransjen*. Utført på oppdrag for NVE (NVE-rapport 2016-32)

THEMA (2016): Erfaringer fra nettilknytning av elektrisk transport. THEMA N-2016-03. Utarbeidet på oppdrag fra Energi Norge

THEMA (2016a): *Hva betyr effekttariffer for plusskunder?* Noen eksempelberegninger. Presentasjon holdt på Energi Norge seminar 7. juni 2016.

THEMA (2016b): *Teoretisk tilnærming til en markedsløsning for lokal fleksibilitet*. THEMA R-2015-27. Utarbeidet på oppdrag for NVE.

THEMA (2015a): *The sun has to rise for many more years before PV becomes competitive in Norway* TCG Insight 3-2015

THEMA (2015b): *Forbrukstilpasninger hos store kunder med timesmåling*. THEMA R-2015-32. Utarbeidet på oppdrag for NVE.

THEMA (2015c): *Framtidens nett. Utfordringer og muligheter for nettselskapene i framtiden*. THEMA N-2015-13. Utarbeidet på oppdrag for Energi Norge.

Tu.no (2016): <http://www.tu.no/artikler/markedet-for-smaskala-vindkraft-har-pa-ingen-mate-tatt-av/225019>

US DOE (2015): *DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record*. Lastet ned fra: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/15015_fuel_cell_system_cost_2015.pdf

WWEA (2014): Small Wind World Report