



# Utredning av prissignaler for effektiv utnyttelse og utvikling av strømmettet

*Utarbeidet for Olje- og Energidepartementet*

## Om Oslo Economics

*Oslo Economics utreder økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, myndigheter og organisasjoner. Våre analyser kan være et beslutningsgrunnlag for myndighetene, et informasjonsgrunnlag i rettslige prosesser, eller et grunnlag for interesseorganisasjoner som ønsker å påvirke sine rammebetingelser. Vi forstår problemstillingene som oppstår i skjæringspunktet mellom marked og politikk.*

*Oslo Economics er et samfunnsøkonomisk rådgivningsmiljø med erfarne konsulenter med bakgrunn fra offentlig forvaltning og ulike forsknings- og analysemiljøer. Vi tilbyr innsikt og analyse basert på bransjeerfaring, sterk fagkompetanse og et omfattende nettverk av samarbeidspartnere.*

## Samfunnsøkonomisk utredning

*Oslo Economics tilbyr samfunnsøkonomisk utredning for departementer, direktorater, helseforetak og andre virksomheter. Vi har kompetanse på samfunnsøkonomiske analyser i henhold til Finansdepartementets rundskriv og veiledere.*

*Fra samfunnsøkonomiske og andre økonomiske analyser har vi bred erfaring med å identifisere og vurdere virkninger av ulike tiltak. Vi prissetter nyttevirkninger og kostnader, eller vurderer virkninger kvalitativt dersom prissetting ikke lar seg gjøre.*

*Utredning av prissignaler for effektiv utnyttelse og utvikling av strømmettet/OE-rapport 2022\_17*

© Oslo Economics, 10. juni 2022

Kontaktperson:

Jostein Skaar / Partner

[jsk@osloeconomics.no](mailto:jsk@osloeconomics.no), Tel. 959 33 827

Foto/illustrasjon: Getty Images (iStockphoto.com)

# Innhold

<b>1. Sammendrag og konklusjoner</b>	<b>4</b>
<b>2. Mandat og metode</b>	<b>8</b>
2.1 Bakgrunn for utredningen	8
2.2 Mandat	8
2.3 Metode	8
2.4 Avgrensninger	9
<b>3. Dagens organisering og regulering av kraftmarkedet og nettvirksomheten</b>	<b>10</b>
3.1 Organiseringen av kraftmarkedet	10
3.2 Nettselskapene og deres rolle	10
3.3 Regulering av nettvirksomheten	11
3.4 Prinsipper for tariffstruktur og anleggsbidrag	14
<b>4. Dagens situasjon og utfordringsbilde</b>	<b>16</b>
4.1 Stor forventet forbruksvekst og begrenset kapasitet i nettet	16
4.2 Usikkerhet knyttet til forbruksplanene og behovet for nettinvesteringer	19
4.3 Lange ledetider gir behov for proaktiv nettplanlegging	22
4.4 Reservert kapasitet i nettet til prosjekter som ikke er tilknyttet	25
4.5 Ikke-utnyttet tildelt kapasitet hos eksisterende kunder	29
4.6 Oppsummering av utfordringsbilde	31
<b>5. Prissignaler – teori og praksis</b>	<b>36</b>
5.1 Formålet med regulering av nettvirksomheten	36
5.2 Optimale prissignaler	37
5.3 Prissignaler i praksis – Norge	41
5.4 Vurdering av hvordan prissignalene virker sammen	44
5.5 Prissignaler i praksis – internasjonalt	47
5.6 Prissignaler for å avhjelpe dagens utfordringer	49
5.7 Konklusjoner	52
<b>6. Aktuelle tiltak</b>	<b>54</b>
6.1 Vurderingskriterier	54
6.2 Dagens prissignaler for effektiv utnyttelse og -utvikling	54
6.3 Tiltak for å sikre effektiv utnyttelse av nettkapasitet	55
6.4 Tiltak for å fremme effektiv utvikling av nett	64
6.5 Samlet vurdering av tiltak	72
<b>7. Referanser</b>	<b>77</b>
7.1 Sverige	79
7.2 Storbritannia	80
7.3 Finland	81
7.4 Danmark	82

# 1. Sammendrag og konklusjoner

*Vi står i dag ovenfor en situasjon med stor forventet forbruksvekst og knapphet på nettkapasitet mange steder i landet. En stor del av forbruksutviklingen er knyttet til usikre industrietableringer og det er krevende for nettselskap og myndigheter å vurdere hva som er riktig nivå på nettinvesteringer. Det er også et spørsmål om dagens nettkapasitet benyttes fullt ut. Både nye og eksisterende kunder kan i prinsippet beslaglegge kapasitet som de ikke benytter, og som alternativt kunne vært benyttet til å tilknytte flere kunder.*

*Effektive prissignaler som stiller markedsaktørene overfor de kostnadene de påfører kraftsystemet er et viktig verktøy som kan bidra til samfunnsmessig rasjonell utnyttelse og utvikling av nettet. Prissignalene som benyttes i Norge i dag er i stor grad utformet i tråd med økonomisk teori og balanserer hensyn til å sikre effektiv utnyttelse og utvikling av nett. Det mangler imidlertid et prissignal som reflekterer at rettigheter til effektuttak har en verdi – i dagens situasjon hvor etterspørselen etter effektuttak overstiger kapasiteten. Vi anbefaler derfor at det innføres en avgift for å reservere kapasitet i nettet. Det kan også innføres en løpende avgift for abonnert effekt, men en slik avgift bør ses i sammenheng med regler om anleggsbidrag.*

*Det kan også være behov for justeringer i regler om utredningsgebyr og anleggsbidrag for å redusere søkekostnader for markedsaktørene, tidsbruk knyttet til å håndtere henvendelser hos nettselskapene og for å sikre en tidlig forpliktelse fra aktøren som ber om tilknytning – i en situasjon med en kø av tilknytningssaker og begrenset kapasitet hos nettselskapene. Det viktigste tiltaket vil være å publisere bedre informasjon til markedet om kapasitetsforhold og eventuelt også kostnader for tilknytning i ulike områder. Dette kan kombineres med standardiserte utredningsgebyrer og eventuelt også en større åpning for å forskuttere anleggsbidrag. Et mer omfattende tiltak som kan vurderes er en overgang fra anleggsbidrag til differensierte tilknytningsavgifter som gjelder alle tilknytninger, uavhengig av om de utløser investeringer.*

## **Mandat for utredningen**

Olje- og energidepartementet (OED) oppnevnte 11. juni 2021 et offentlig utvalg som skal vurdere utviklingen av strømmettet. Oslo Economics har hatt i oppdrag å gjennomføre tre ulike utredninger som skal gi innspill til utvalget.

Dette prosjektet utforsker hvordan prissignaler kan benyttes for å ivareta en samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av strømmettet, i en tid med stor etterspørsel etter nett og usikkerhet knyttet til forbruksplanene som driver investeringsbehovet. Prosjektet undersøker også omfanget og verdien av beslaglagt, men uutnyttet kapasitet i dagens nett, og hvordan prissignaler eller andre mekanismer kan bidra til en effektiv allokering av dagens nettkapasitet. Andre typer tiltak som er særlig innrettet for å redusere ledetid omtales i en egen prosessanalyse.

Som et utgangspunkt for å foreslå hensiktsmessige prissignaler har vi kartlagt et sammensatt utfordringsbilde:

## **Stor og usikker forbruksutvikling skaper utfordringer med å finne rett investeringsnivå i ny nettkapasitet**

I takt med omstillingen av økonomien er det en sterk vekst i etterspørselen etter fornybar kraft, både knyttet til elektrifisering, og planer for ny industri- og næringsvirksomhet. Fremtidens industri har behov for mye kraft og Norge har historisk vært et attraktivt land for kraftkrevende industri. Samtidig er det begrenset hvor mange aktører det vil være rom for, uten større og tidkrevende investeringer i nett og sannsynligvis også ny produksjon. Dette kan ha slått ut i en form for kappløp blant industriaktører om å sikre seg tilknytning og kapasitet i Norge.

Nettselskapene har ansvaret for en samfunnsmessig rasjonell utnyttelse og utvikling av nettet. Nettselskapene har også tilknytningsplikt og skal gjennomføre nødvendige investeringer for å tilknytte nytt eller økt forbruk. Forbruksveksten de seneste årene har vært sterkere enn nettselskapene og myndighetene har vært forberedt på.

Flere steder i landet må nye forbruksprosjekter avvete nettinvesteringer. Særlig fremstår kapasiteten i transmisjonsnettet som en viktig begrensning for nye tilknytninger.

En betydelig del av den nye etterspørselen er knyttet til umodne og usikre industriprosjekter, noe gir usikkerhet om behovet for nett. Usikkerheten kan være knyttet til fundamentale egenskaper ved prosjektet, men også asymmetrisk informasjon om det faktiske behovet mellom netteier og prosjekteier. Samtidig har nettinvesteringer ofte lenger ledetid enn forbruksprosjektene som skal tilknyttes – spesielt i transmisjonsnettet og til dels i regionalnett. Kombinasjonen av usikkerhet og lengre ledetider for nett enn industrietableringer, gir risiko for både under- og overinvestering i nettkapasitet. Begge deler vil innebære samfunnsøkonomiske kostnader, i form av avvist etterspørsel eller unødige nettinvesteringer, arealbeslag og naturinngrep.

### **Noe av dagens nettkapasitet er beslaglagt av kunder som ikke utnytter effektrettighetene**

Et viktig utgangspunkt for å vurdere investeringsbehovet i nett er også at dagens kapasitet utnyttes effektivt. Reservert kapasitet i dagens nett hos kunder som enda ikke er tilknyttet, og kapasitet som er tildelt eksisterende kunder uten å benyttes, er to mulige kilder til ineffektiv utnyttelse av nettet:

Statnetts tall indikerer at det totalt er lag 2 400 MW planlagt forbruk som har fått reservere kapasitet i dagen nett, i påvente av tilknytning. Det er stor usikkerhet i tallene. I tillegg er det en rekke prosjekter som er plassert i kø hos nettselskapene, i påvente av nye tiltak i nettet. Reservasjonene innebærer at kapasiteten ikke kan tildeles til andre prosjekter.

Et visst omfang av reservasjoner er nødvendig og hensiktsmessig, ettersom prosjektutviklerne trenger trygghet for at det finnes nettkapasitet før nye forbruksprosjekter etableres. Problemet oppstår hvis reservasjonene skjer i områder med begrensninger, og de aktuelle prosjektene ikke kommer som planlagt og forsinkes eller fortrenger prosjekter som har større nytte av nettkapasiteten. Sannsynligheten for at dette er avhenger blant annet av nettselskapenes tidligere og nåværende praksis for køhåndtering og reservasjon. Denne praksisen synes å være i endring, fra å i stor grad være basert på førstemann-til-mølla-prinsippet, til å baseres på objektive kriterier om eksempelvis modenhet og fremdrift i prosjektet.

Når det gjelder eksisterende kunder er det vanlig at nettkunder har fått tildelt mer effekt enn de faktisk benytter. Dette gjelder gjennomgående på alle nettnivå og i alle kundegrupper. Summen av alle effektrettigheter er svært mye høyere enn historisk topplast i nettet. I dag fremstår dette likevel som en begrenset utfordring ettersom nettselskapene som regel ser på historisk last når de vurderer nye tilknytninger. I mange tilfeller er den utnyttede kapasiteten hos eksisterende kunder altså i praksis utnyttet til å tilknytte nye kunder.

Implikasjonen er at utnyttet kapasitet hos eksisterende kunder i relativt liten grad har hatt som virkning at det beslaglegger kapasitet, fortrenger andre kunder eller fører til unødige investeringer i nett. Likevel vil muligheten eksisterende kunder har til å øke sitt effektuttak gi en større usikkerhet for nettselskapene som de i ulik grad vil ta hensyn til i forvaltningen av nettet. I dag ser nettselskapene også en tendens til at eksisterende kunder øker sitt effektuttak. I tilfeller der konsekvensen av høyere forbruk hos en kunde er stor, for eksempel industri med store sovende rettigheter, kan nettselskapet være mer tilbakeholdne med å bruke kapasiteten til å tilknytte nye kunder. I et slikt tilfelle vil altså utnyttet tildelt kapasitet hos eksisterende kunder føre til at nettselskapet tar større sikkerhetsmarginer og vil kunne fortrenge nytt forbruk eller lede til økt investeringsbehov.

### **Svake prissignal og knapphet på effekt forsterker de identifiserte utfordringene**

Nettet finansieres av brukerne over tariffene. Tariffene skal bidra til en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, ved at markedsaktørene stilles overfor kostnadene deres tilknytning og bruk påfører systemet. Samlet sett fremstår det som om prissignalene som benyttes i Norge samsvarer godt med økonomisk teori. De kortsiktige signalene fanger opp geografisk knapphet som skyldes begrensninger i nett og ved at de er utformet slik at vridningseffekter begrenses, mens de langsiktige signalene gir prosjekteiere insentiver til å internalisere kostnader i nett.

Det mangler imidlertid et prissignal som reflekterer at rettigheter til effektuttak har en verdi når etterspørselen etter effektuttak overstiger kapasiteten. Dette har ikke representert noen stor utfordring så lenge det har vært ledig kapasitet i nettet – ettersom verdien av kapasitet da uansett er lav eller nær null. Med økt etterspørsel og utsikter til effektknapphet har verdien på kapasitet økt. Å få tildelt eller reservert mer kapasitet enn nødvendig kan dermed betraktes som en form for kostnadsfri opsjon på effektuttak – og denne opsjonen har større verdi jo mer sannsynlig det er at knapphet på effekt oppstår. I dagens situasjon med stor etterspørsel etter effekt kan dermed prosjekteiere ha insentiver til både å be om mer effekt enn nødvendig, samt holde på rettigheter til

allokerte kapasitet uavhengig av faktisk behov. Dette øker utfordringer med asymmetrisk informasjon og usikkerhet om det faktiske behovet for nett.

Når det gjelder tariffelementene som skal bidra til effektive investeringer – anleggsbidrag og betaling for utredningskostnader – er disse blitt utredet i flere omganger og man har forsøkt å innrette signalene slik at de balanserer viktige hensyn. Vektingen av ulike hensyn kan likevel bli annerledes når omgivelsene endrer seg. I dagens situasjon med en kø av tilknytningsaker og begrensede utredningsressurser hos nettselskapet, kan det være et behov for en mekanisme som tidlig kan avsløre en prosjekteieres reelle etterspørsel etter kapasitet.

#### Tiltak som kan bidra til bedre utnyttelse av eksisterende kapasitet

Utfordringen knyttet til beslaglagt ikke-utnyttet kapasitet er todelt – og handler både om reservert kapasitet hos kunder som ikke er tilknyttet enda, og ikke-utnyttet kapasitet hos eksisterende kunder. I henhold til oppdragets mandat skulle vi vurdere innføring av brukerbetaling for slik kapasitet.

Vi anbefaler å innføre et prissignal for reservert kapasitet hos kunder som ikke er tilknyttet enda. Dette kan bidra til å frigjøre kapasitet, sortere køen av prosjekter og redusere usikkerhet om fremtidig behov for nett. Vi har blant annet drøftet markedsbaserte løsninger, auksjonsbasert allokering og innføring av avgifter som ulike virkemidler for å prise denne kapasiteten. Vi mener at en **kapasitetsreservasjonsavgift** vil være det mest treffende virkemiddelet i dagens situasjon, der det allerede er reservert et betydelig volum. En slik avgift bør sannsynligvis være utformet som en løpende betaling som avhenger av kundens reserverte effekt, samt kapasitetsforhold og kostnader i det aktuelle området.

Det kan også være aktuelt å innføre en avgift for aktører som har reservert rettigheter til fremtidig nettkapasitet (køplass). Dette for å få større grad av forpliktelse fra aktøren og redusere usikkerheten i prosjektutviklingen. En slik avgift bør være lavere enn avgiften for å reservere kapasitet i eksisterende nett, siden risikoen for at andre prosjekter fortrenses er lavere. Den bør også komme helt eller delvis til fratrett på et eventuelt anleggsbidrag, slik at ikke nettselskap skal ha interesse av å ha kunder i kø.

Dersom prisene for reservasjoner settes for lavt, er det en risiko for at aktører likevel hamstrer kapasitet i dagens situasjon, og at umodne prosjekter med høy betalingsvilje kommer langt frem i køen. I tillegg til prissignaler bør det dermed oppstilles objektive **kriterier som må oppfylles for å få reservere kapasitet og for å få beholde en slik reservasjon**. Dette kan være krav til dokumentasjon på modenhet, prosjektplan med milepæler etc. Det kan også settes tidsfrister i form av krav til fremdrift i henhold til egen prosjektplan. Bransjen er allerede kommet langt i utarbeidelse av slike kriterier.

Når det gjelder utfordringen knyttet til tildelt ikke-utnyttet kapasitet hos eksisterende kunder har vi også diskutert ulike markedsløsninger, og ulike former for avgifter for å prise denne kapasiteten. Ettersom det er flere praktiske utfordringer med fri omsetning av slike rettigheter anser vi det som mest realistisk å innføre en **avgift for abonnert effekt**. Avgiften bør sannsynligvis baseres på total abonnert effekt og kan erstatte eller kombineres med dagens effektledd der det betales for faktisk effektbruk.

Innføring av avgifter på abonnert effekt vil gi kunder insentiv til ikke å besitte rettigheter til høyere effektuttak enn de faktisk har behov for. Dette vil gi nettselskapene bedre informasjon om kapasitet som er ledig og derfor kan allokere til kunder som ønsker tilknytning eller som ønsker et høyere effektuttak enn det de i dag har rett på. Innføring av effekttariffer basert på abonnert effekt bør ses i sammenheng med reglene om anleggsbidrag for forsterkninger i eksisterende nett, for å unngå at kunden betaler for kostnadene knyttet til kapasiteten først gjennom anleggsbidrag og deretter gjennom en løpende effektaggift. Avveining mellom disse mekanismene vil måtte balansere hensyn til effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nett. Mens en løpende betaling for disponibel effekt vil bidra til effektiv allokering av dagens nettkapasitet, vil et anleggsbidrag som eksponerer prosjekteier for investeringskostnader kunne redusere usikkerhet og bidra til effektive investeringer i nett.

#### Tiltak som kan bidra til samfunnsmessig rasjonell nettoutvikling

Tiltakene som kan legge til rette for effektive utvidelser av nett dreier seg i stor grad om forslag til tilpasninger i gjeldende regler for anleggsbidrag og utredningsgebyr – til dagens situasjon med sterk, men usikker, etterspørselsvekst og knapphet på nettkapasitet. Formålet med tiltakene er i stor grad å legge til rette for at nettselskapene møter en mindre usikker etterspørsel. Noen av tiltakene kan også bidra til redusert ressursbruk knyttet til håndtering av henvendelser, og dermed frigjøre ressurser til oppgaver som er viktige for fremdrift.

Vi anbefaler for det første å **øke informasjonen til markedet om tilgjengelig kapasitet og om mulig også kostnader ved tilknytninger** ulike steder i nettet. Dette vil redusere antall henvendelser som nettselskapene må



håndtere, redusere antall utredninger som må gjennomføres og frigjøre kapasitet til andre viktige oppgaver. Det vil også redusere søkekostnader for markedsaktørene og gjøre dem i stand til å ta bedre beslutninger om etablering og lokalisering. En utfordring med dette tiltaket er å finne et nivå på informasjonen som er nyttig for markedsaktørene samtidig som det ikke offentliggjør kraftsensitiv informasjon.

Et annet tiltak som kan spare nettselskapene for tid er å innføre **standardiserte utredningsgebyrer**, som er differensiert på relevante kriterier. Gebyret kan settes tilsvarende gjennomsnittskostnader eller kan være høyere, dersom det er ønskelig å øke terskelen for å etterspørre utredninger og sikre mer forpliktelse fra markedsaktørene. Gebyret kan avregnes mot anleggsbidraget i de tilfellene hvor tilknytning realiseres, tilsvarende som i dagens regelverk. Før de er på plass bedre informasjon om kapasitetsforholdene i nettet bør det ikke avkreves et høyere utredningsgebyr enn gjennomsnittskostnadene. Dette vil gjøre det mer kostnadskrevenne for prosjekteier å identifisere gunstig lokalisering.

Et alternativt tiltak som kan gi liknende effekter er å åpne for at nettselskapene i større grad kan **forskutte deler av anleggsbidraget**. Et krav om tidligere økonomisk forpliktelse fra aktøren som skal tilknyttes bidrar til å avvise spekulative prosjekter og reduserer usikkerhet. Ulempen med et slikt tiltak er risikoen for å avvise lønnsomme prosjekter som ikke evner å finansiere en slik up-front-betaling. Behovet for et slikt tiltak bør også ses sammen med en eventuell innføring av høyere utredningsgebyr og løpende avgifter for reservasjon av kapasitet.

En større endring av dagens tariffsystem vil være å erstatte deler av dagens anleggsbidrag med **tilknytningsavgifter som gjelder alle tilknytninger**, uavhengig av om de utløser forsterkninger i eksisterende nett. En mulig modell er at kundene betaler anleggsbidrag for kundespesifikke ledninger, og i tillegg en tilknytningsavgift som reflekterer et gjennomsnittlig behov for forsterkninger i felles nett som følge av deres tilknytning. Dette kan gjøres for små tilknytninger, mest for å forenkle dagens prosesser med beregning av anleggsbidrag (svensk modell), eller også ved større tilknytninger (finsk modell), for også å oppnå andre effekter.

Tilknytningsavgifter vil gi mindre presise signaler enn dagens anleggsbidrag. For å unngå store vridningseffekter må tilknytningsavgiften differensieres basert på egenskaper ved tilknytningen og nettforholdene i det aktuelle området. I områder med forventninger om ledig kapasitet bør prisen være lav. En fordel med standardiserte tilknytningsavgifter er at disse kan gjøres kjent for markedet, slik at kunder selv kan estimere tilknytningskostnader ulike steder. Dette kan redusere antall henvendelser og utredninger for nettselskapene, særlig knyttet til umodne prosjekter.

En overgang fra anleggsbidrag til tilknytningsavgifter kan redusere risiko for ventespill mellom nettselskap og kunde, ettersom finansieringen av en nettinvestering ikke lenger er avhengig av hvem som utløste den. Dette kan bidra til noe mer proaktiv nettplanlegging enn i dag, hvor nettselskapene synes å vente på bestilling. Hvordan tilknytningsavgifter bør inngå i inntektsrammen vil imidlertid påvirke nettselskapets samlede insentiver, og må vurderes nøye.

Vi har også drøftet kort mulige endringer i inntektsrammereguleringen for å **stimulere til mer proaktiv og opsjonsbasert nettplanlegging**. Dette innebærer at nettselskapet starter tidlig med utredninger og også utreder flere tiltak enn det som forventes å komme. Dette kan til en relativt begrenset kostnad bidra til større samsvar mellom ledetider i nett og industriprosjektene som utløser investeringene, ved at nettselskapet er kommet lenger i sine prosesser når behovet faktisk materialiserer seg. Det vil også kunne løse noe av utfordringene som er knyttet til at etterspørselen er usikker.

## 2. Mandat og metode

### 2.1 Bakgrunn for utredningen

Strømnettet er kritisk infrastruktur. Et robust strømnett med tilstrekkelig overføringskapasitet er en forutsetning for å oppnå viktige målsetninger om god forsyningssikkerhet, lønnsom industri- og næringsutvikling og omstilling av økonomien gjennom elektrifisering og økt bruk av fornybare energikilder.

I takt med omstillingen av økonomien er kraftforbruket forventet å øke fremover, mens kapasiteten i nettet er begrenset. Nettselskapene har allerede opplevd en stor vekst i etterspørselen etter nettkapasitet, både knyttet til elektrifisering av eksisterende industrivirksomhet, og planer for etablering av ny industri- og næringsvirksomhet.

Nettselskapene har ansvaret for en samfunnsmessig rasjonell utnyttelse og utvikling av nettet. Nettselskapene har også tilknytningsplikt og skal gjennomføre nødvendige investeringer for å tilknytte nytt eller økt forbruk. Ettersom det er knyttet usikkerhet til en del av forbruksplanene, er det imidlertid usikkerhet om det fremtidige behovet for nettkapasitet. Dette er utfordrende i planleggingen av nytt nett, siden nettinvesteringer ofte har lenger ledetid enn forbruksprosjektene som skal tilknyttes.

Nettet finansieres av brukerne over tariffene. Tariffene skal bidra til en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, ved at markedsaktørene stilles overfor kostnadene deres tilknytning og bruk påfører systemet. Treffsikre prissignaler som gir riktige incentiver bidrar til at nettselskapene får best mulig informasjon om etterspørselen etter nett, og bedre forutsetninger for å gjennomføre lønnsomme investeringer. Den økonomiske reguleringen av nettselskapene skal også støtte opp om en samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet.

### 2.2 Mandat

Olje- og energidepartementet (OED) oppnevnte 11. juni 2021 et offentlig utvalg som skal vurdere utviklingen av strømnettet. Strømnettutvalget skal særlig vurdere tre overordnede temaer:

1. Tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg.
2. Prinsipper for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømnettet i en tid med stor usikkerhet om forbruksutviklingen.
3. Mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt.

Oslo Economics har i oppdrag å gjennomføre tre ulike prosjekter for Olje- og energidepartementet som skal gi innspill til Strømnettutvalget. Dette prosjektet er todelt, der de to delene hver for seg og samlet gir relevant innsikt i hvordan prissignaler kan anvendes for å sikre effektiv utnyttelse og utvikling av strømnett.

Den første delen av oppdraget belyser hvordan prissignaler og andre mekanismer kan benyttes for å ivareta en samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av strømnettet, i en tid med stor etterspørsel etter nettkapasitet og samtidig usikkerhet knyttet til en del av forbruksplanene som driver investeringsbehovet. For store investeringer i strømnettet vil medføre unødvendige naturinngrep og økt nettleie for husholdninger og bedrifter, mens for lite eller for sene investeringer vil begrense muligheten for lønnsom elektrifisering og industriutvikling. Spørsmålet er om prissignaler eller andre tiltak kan skape større sikkerhet om behovet for nett og dermed bidra til bedre balanse mellom etterspørsel og tilbud av fremtidig nettkapasitet.

En forutsetning for effektive nettinvesteringer er at dagens tilgjengelige kapasitet utnyttes optimalt. I dag er en del av nettkapasiteten reservert av kunder som ikke enda er tilknyttet, og eksisterende kunder har gjerne også fått tildelt mer effekt enn de selv bruker. I oppdragets del 2 har vi kartlagt det potensielle problemet med beslaglagt, men ikke-utnyttet kapasitet. Dette gjelder både omfanget og verdien på slik kapasitet. Dette er kapasitet som er tildelt til nye kunder som ikke er tilknyttet, og kapasitet som er tildelt til eksisterende kunder, men som ikke utnyttes. Videre har vi vurdert hvordan bruk av prissignaler eller andre mekanismer kan bidra til en effektiv allokering av dagens nettkapasitet.

De øvrige temaene knyttet til mandatet til Strømnettutvalget blir utredet i to andre separate rapporter fra Oslo Economics.

### 2.3 Metode

Som kunnskapsgrunnlag for analysen har vi basert oss på tilgjengelige dokumenter og datagrunnlag, og gjennomført intervjuer med relevante aktører.

Utredningen er utarbeidet på bakgrunn av informasjon fra intervjuer med et utvalg nettselskaper, eksisterende rapporter, dokumenter og andre skriftlige kilder, og våre egne vurderinger. I tillegg har vi utnyttet innhentet informasjon og vurderingene som er gjort i de to andre relaterte



prosjektene som Oslo Economics gjennomfører for Strømnettutvalget, i parallell med dette. Vi har også fått gode innspill fra Strømnettutvalgets medlemmer og sekretariat.

### 2.3.1 Dokumentstudier

For å kartlegge gjeldende institusjonelle og regulatoriske rammer for nettutredninger har vi gjennomgått relevante lover, forskrifter, rapporter, veiledere og retningslinjer om ulike forhold knyttet til utredning av nettinvesteringer.

Kartleggingen av eksempler på gebyrordninger fra andre sektorer, og gebyrordninger for nettjenester i andre land, er også i hovedsak basert på offentlig tilgjengelige dokumentasjon som beskriver de ulike ordningene.

For fullstendig oversikt over skriftlige kilder viser vi til referanselisten i kapittel 7.

### 2.3.2 Intervjuer

I dette prosjektet har vi gjennomført intervjuer med Statnett, Agder Energi Nett, Istad Nett, Tensio, Ledes, Linea, Lnett<sup>1</sup>, Mellom, Arva og Elvia. I tillegg har vi benyttet informasjon fra intervjuer med andre nettselskap, gjennomført i de parallelle prosjektene.

For å få økt kunnskap om utformingen av den danske, svenske og finske gebyrordningen har vi også vært i kontakt med ansatte i myndigheter i disse landene (Energistyrelsen (DK), Infrastrukturdepartementet (SE), Arbets- og næringsministeriet (FI)).

Opplysningene vi har fått gjennom disse intervjuene inngår som bakgrunnsinformasjon i utredningen. Alle konklusjoner og vurderinger i analysen er våre egne. Vi vil gjerne takke intervjuobjektene og våre kontaktpunkter i de andre nordiske landene for deres bidrag til utredningen.

## 2.4 Avgrensninger

I dette prosjektet utforsker vi prissignaler som kan bidra til å løse dagens utfordringer knyttet til å sikre (i) effektiv utnyttelse og (ii) effektiv utvikling av nettet.

De to utfordringene er sammensatte, og det er mange ulike typer tiltak som kan bidra til å avhjelpe disse. Fokus for denne rapporten er

hvordan tiltak i form av *prissignaler* kan bidra til å løse disse utfordringene. Med prissignaler mener vi særlig signalene som gis gjennom nettariffene, inkludert anleggsbidrag, betaling for utredninger og eventuelle manglende prissignaler i dagens tariffstruktur. I tillegg vil vi drøfte betydningene av markedsdesign og signalene som gis gjennom kraftprisen.

Prissignalene inngår som ett av flere virkemidler i en samlet regulering av nettvirksomheten. Vi vil derfor også diskutere nettselskapenes plikter og insentiver gjennom inntektsrammereguleringen og hvordan dette virker sammen med prissignalene. Vi peker også på muligheten for å gjøre justeringer i inntektsrammereguleringen for å gi ønskede insentiver, uten at disse tiltakene utredes i detalj.

Rapporten fokuserer på tiltak i sentral- og regionalnett, da det er her de identifiserte utfordringene er størst, og viktigst å løse. Til en viss grad kan mekanismer og tiltak som drøftes også være aktuelle i distribusjonsnett. Vi omtaler imidlertid i mindre grad utfordringer og tiltak som kun er relevant på distribusjonsnett.

Rapporten er ment som et kunnskapsgrunnlag for Strømnettutvalgets vurderinger og anbefalinger. Ettersom det er en stor bredde av mulige tiltak, er analysen på et noe overordnet nivå. Vi beskriver ulike tiltak som kan være aktuelle og vurderer fordeler og ulemper. Analysen av det enkelte tiltak er imidlertid ikke uttømmende og ved eventuell innføring av tiltaket vil det kreves nærmere vurdering av de konkrete virkningene. Hvert tiltak kan også innrettes på ulike måter, og dette vil ha betydning for måloppnåelse og virkninger.

Flere av utfordringene som analyseres i dette prosjektet analyseres også i en prosessanalyse som foregår delvis i parallell. Dette gjelder blant annet utfordringene knyttet til stor forbruksvekst og lange ledetider, som er en viktig del av bakgrunnen for nedsettelsen av Strømnettutvalget. Det betyr at enkelte av tiltakene som er identifisert og vurdert i dette prosjektet også belyses i prosessanalysen, som mulige tiltak for å redusere ledetider. I denne analysen fokuserer vi imidlertid på hvordan ulike prissignaler og insentivmekanismer kan bidra til å løse utfordringene. Andre typer tiltak vurderes mer overordnet i denne rapporten, men kan være aktuelle å vurdere i mer detalj i prosessanalysen.

<sup>1</sup> Med Lnett fikk vi utfyllt intervjuguide i stedet for å gjennomføre intervju.

## 3. Dagens organisering og regulering av kraftmarkedet og nettvirksomheten

I dette kapittelet beskriver vi relevante institusjonelle og regulatoriske rammer for kraftmarkedet og nettvirksomheten. Beskrivelsen omfatter hvordan strømmennene er organisert og regulert, herunder direkte og økonomisk regulering av nettselskapene og prinsipper for tariffing. Vi har særlig lagt vekt på å få frem hvordan prissignaler benyttes for å bidra til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

### 3.1 Organiseringen av kraftmarkedet

Norge er den del av et felles nordisk kraftsystem, som er videre integrert med det europeiske kraftmarkedet via overføringsforbindelser til Nederland, Tyskland, Baltikum, Polen, Russland og England. Det norske kraftmarkedet er dermed underlagt både nasjonale og europeiske lover og regler. I Norge har energiloven som har formål å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, jfr. loven § 1-2.

I dagens organisering av kraftmarkedet er det et tydelig skille mellom kraftproduksjon og omsetning, som skjer i frie markeder, og nettvirksomheten som er regulert monopolvirksomhet.

#### 3.1.1 Kraftproduksjon og omsetning

Norge, Norden og EU har en markedsbasert omsetning av kraft. Kraftmarkedet er delt inn i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet:

I engrosmarkedet handles store kraftvolum og her deltar kraftprodusenter, store industrikunder, kraftleverandører og meglere. Kraftleverandører handler i engrosmarkedet på vegne av små og mellomstore sluttbrukere, mindre næring og industri. Engrosmarkedet består av flere organiserte markeder hvor aktørene legger inn bud og hvor priser fastsettes:

- Day-aheadmarkedet (Elspot) der det handles fysiske kraftkontrakter for den enkelte time neste døgn.
- Kontinuerlig intradagmarked (Elbas) der timekontrakter handles kontinuerlig hele døgnet

<sup>22</sup> Day-aheadmarkedet skaper balanse mellom avtalt forbruk eller produksjon av strøm hver time neste døgn, mens intradagmarkedet gir mulighet for markedsaktørene til å justere sine handelsbalanser inntil en time før driftstimen. Differansen som oppstår mellom planlagt og

inntil en time før driftstimen for å justere ubalanser.

- Balansemarkedet som opereres av Statnett for å opprettholde momentan balanse i driftstimen.

De ulike markedene bidrar til å sikre balanse mellom samlet produksjon og forbruk av strøm.<sup>2</sup> Dette er helt sentralt ved omsetning av elektrisitet, som i motsetning til mange andre varer egner seg dårlig til lagring, og derfor må forbrukes samtidig som det blir produsert.

I Norge er kraftmarkedet inndelt fem ulike områder for kjøp og salg av kraft: Sørøst-Norge, Sørvest-Norge, Midt-Norge, Nord-Norge og Vest-Norge. Ved overføringsbegrensninger vil prisene i de ulike områdene variere og skape balanse mellom forbruk og produksjon innenfor området.

I sluttbrukermarkedet for strøm er det den enkelte sluttbruker som inngår avtale om kjøp av kraft fra en fritt valgt kraftleverandør. Kundene i sluttbrukermarkedet er privatkunder (husholdninger) og næringskunder som kjøper kraft fra kraftleverandører som handler på deres vegne i engrosmarkedet.

### 3.2 Nettselskapene og deres rolle

Et velfungerende kraftmarked er avhengig av et godt utbygd strømmenn som knytter sammen kraftprodusenter og forbrukskunder og gjør det mulig for disse å handle med hverandre. Nettselskapene har dermed som hovedoppgave å sikre de ulike aktørene adgang til kraftmarkedet, og transportere strømmen fra produsentene ut til kundene. Forskrift om økonomisk, teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffing, definerer at nettjenester omfatter:

- overføring av kraft, herunder drift og investering i nettanlegg
- en rekke andre oppgaver som f.eks. tariffing, måling, tilsyn og energiutredninger

I 2020 var det 106 nettselskap i Norge fordelt på tre nettnivåer: transmisjonsnett, regionalnett (regionalt distribusjonsnett) og distribusjonsnett (lokalnett). Klassifiseringen av anlegg i ulike nettnivå

virkelig produksjon og forbruk i driftstimen dekkes av regulerkraft. Gjennom handel i balansemarkedene kan Statnett regulere forbruk eller produksjon opp eller ned for å sikre momentan balanse.

er basert på spenningsnivå og andre funksjonelle kriterier.

Statnett er pålagt å eie alt som er klassifisert som transmisjonsnett. De største vannkraftprodusentene og industrikunder med svært stort kraftforbruk er direkte tilknyttet transmisjonsnettet. Energiloven § 1-5 gir definisjonen av transmisjonsnett.

Transmisjonsnettet omfatter anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV, og anlegg på 132 kV av vesentlig betydning for driften av disse anleggene.

Regionalnettene er bindeleddet mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet. En del store og mellomstore produksjonsanlegg og næringskunder er knyttet til regionalnettet. De mest utbredte spenningsnivåene i regionalnettene er 132 kV og 66 kV (NVE, 2021a).

Distribusjonsnettene er de lokale nettene som forsyner sluttbrukere, eksempelvis husholdninger, mindre næringskunder og industri. I tillegg er gjerne mindre produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettene. Lokalnettene har normalt spenning opp til 22 kV, men spenningen transformeres ned til 230 volt for levering til vanlige husholdninger (NVE, 2021a). Anlegg i lokalnettet omfattes vanligvis av områdekonsesjonen, jf. 3.3.

### 3.3 Regulering av nettvirksomheten

Transmisjon og distribusjon av elektrisk kraft er et naturlig monopol. Kostnadene ved å bygge nett er høye, mens de marginale kostnadene ved å bruke netter er lave. Det er derfor ikke samfunnsmessig rasjonelt å bygge flere parallell nett, og dermed ikke åpnet for konkurranse innenfor nettvirksomheten.

For å hindre at nettselskapene utnytter sin monopolstilling overfor nettkundene, er sektoren underlagt omfattende regulering. For å bygge, eie og drive nettanlegg er det krav om konsesjon etter energiloven. Konsesjonærene er underlagt både direkte reguleringer i form av spesifikke krav og plikter, og insentivbasert regulering i form av inntektsregulering. Dette skal samlet sett sikre en samfunnsmessig rasjonell drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

#### 3.3.1 Krav om konsesjon

Kraftledninger og andre elektriske anlegg kan kun bygges, eies og drives i medhold av en konsesjon etter energiloven. I energiloven skiller det mellom

anleggskonsesjon etter § 3-1 og områdekonsesjon etter § 3-2. Generelt vil anlegg i distribusjonsnettet omfattes av områdekonsesjonen, mens anlegg i regional- og transmisjonsnett krever anleggskonsesjon.

En områdekonsesjon er en tillatelse til å bygge og drive fordelingsnett med spenning opp til 22 kV innenfor et geografisk avgrenset område.<sup>3</sup> Hele landet er delt inn i geografiske områder der ett nettselskap er gitt slik konsesjon. I henhold til områdekonsesjonen kan nettselskapet bygge og drive anlegg uten å forelegge hver enkelt sak for NVE. Det er imidlertid en forutsetning at nettselskapene selv legger tiltaket frem for berørte interessenter, slik som kommuner, fylkesmenn og grunneiere (NVE, 2021e).

En anleggskonsesjon er på den annen side en tillatelse til å bygge og drive et spesifikt anlegg. NVE behandler søknader om bygging og drift av elektriske anlegg i transmisjons- og regionalnettet. Hvordan saksbehandlingen foregår er avhengig av anleggets størrelse og antatte konsekvenser for omgivelsene. I alle tilfeller gjennomfører NVE en konsesjonsbehandling og sørger for at saken er tilstrekkelig opplyst. Behandlingen er omfattende, med offentlige høringer og møter med berørte interesser. Det kan etter energiloven kun gis konsesjon til anlegg som anses å være samfunnsmessig rasjonelle.

#### 3.3.2 Direkte regulering

Den direkte reguleringen skal sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres og at nettet vedlikeholdes og driftes på en tilfredsstillende måte. Dette er spesifikke plikter og krav som nettselskapet må oppfylle, uavhengig av bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

Den direkte reguleringen følger av en rekke bestemmelser i lover, forskrifter og konsesjonsvilkår som beskriver nettselskapenes plikter og rettigheter. Disse reguleringene legger føringer for nettselskapenes virksomhet, og skal blant annet sikre at selskapene tilknytter nye forbrukskunder og kraftprodusenter, investerer og vedlikeholder strømmettet, tar hensyn til sikkerhet og beredskap, opprettholder god leveringskvalitet og ikke gjennomfører investeringer med store miljøulempere uten at samfunnets nytte av disse investeringene er større enn ulempene (RME, 2021a).

#### Tilknytningsplikt

Tilknytningsplikten gjelder alle som har anleggskonsesjon eller områdekonsesjon for nettanlegg.

<sup>3</sup> I noen byer er områdekonsesjonen utvidet til også å gjelde kabelanlegg opp til 132 kV.

Dersom tilknytningen påvirker tilgrensende eller overliggende nettanlegg gjelder tilknytningsplikten tilsvarende for øvrige berørte netteiere.<sup>4</sup> Det er imidlertid det lokale nettselskapet som har ansvar for å innhente informasjon fra overliggende nett om eventuelle nødvendige investeringer (RME, 2021 b).

Hvordan tilknytningen mest rasjonelt skal foretas vurderes av nettselskapet som tilknytningsplikten påhviler. Det skal imidlertid normalt ikke gis tilknytning før eventuelle nødvendige investeringer er gjennomført. Berørte nettselskap må på den annen side angi et forventet tidspunkt for når tilknytningen kan gjennomføres, på bakgrunn av det eventuelle behovet for investeringer (RME, 2021 b).

Plikten til å tilknytte og gjennomføre nødvendige investeringer gjelder i eksisterende nett. Det er dermed produksjons- eller forbruksenhetens ansvar å sørge for nett fra eget anlegg til det punkt i nettet som nettselskapet anviser (Olje- og energidepartementet, 2009). Det er likevel ulik praksis når det gjelder hvem som faktisk bygger tilknytningsledningen. I noen tilfeller bygges tilknytningsledningen av kunden. I andre tilfeller står nettselskapene for byggingen, etter avtale med kunden.

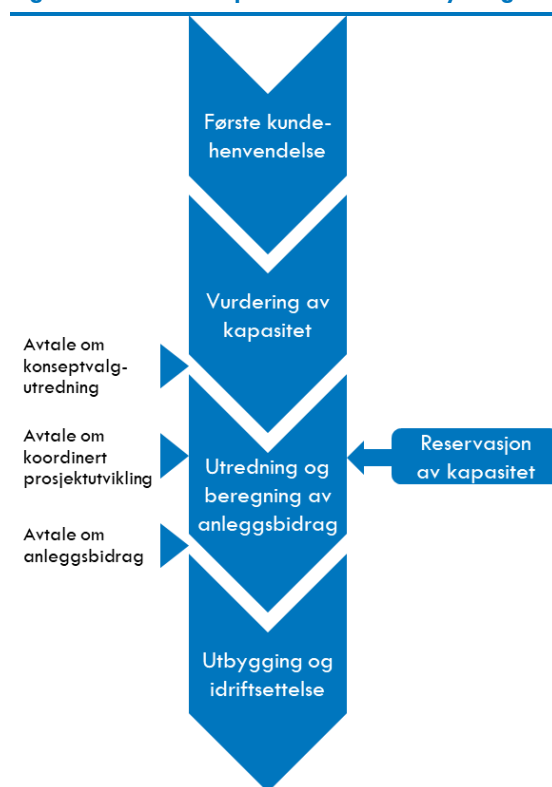
I utgangspunktet gjelder tilknytningsplikten likt for forbruk og produksjon. Mulighetene for fritak fra plikten er derimot noe ulike. Netteier kan søke om fritak fra plikten til å tilknytte produksjonsanlegg dersom de nødvendige tiltakene innen nett og produksjon samlet sett ikke vurderes som samfunnsmessig rasjonelle.<sup>5</sup> Forbruksanlegg skal på den annen side alltid tilknyttes, så sant det ikke er ekstremt krevende – enten i form av kostnader, tidsbruk eller for kraftbalansen regionalt/nasjonalt (Olje- og energidepartementet, 2009).

### Tilknytningsprosess

DNV har på oppdrag fra Energi Norge og i samarbeid med et utvalg nettselskaper utviklet en ny bransjenorm for nettilknytning. Formålet med den nye bransjenormen er tosidig: Den skal bidra både til mer effektive arbeidsprosesser hos nettselskapene generelt, men også mer enhetlige prosesser på tvers av nettselskap for tilknytning av nytt forbruk, slik at nettkundene møter samme prinsipper uavhengig av hvilket nettselskap de henvender seg til.

<sup>4</sup> I energilovforskriften § 3-4 er tilknytningsplikten for produksjon utdypet. Her fremgår at tilknytningsplikten gjelder den som har konsesjon for nettanlegg hvor produksjonsanlegget mest rasjonelt kan tilknyttes.

Figur 1: Overordnet prosess for nettilknytning



Kilde: Bransjenorm for nettilknytning, Energi Norge

Figur 1 viser en overordnet generalisert prosess for nettilknytning fordelt på fire hovedsteg. I praksis vil det være variasjon knyttet til kompleksiteten av ulike nettilknytningssaker og også noe ulikt innhold i de ulike stegene mellom nettselskap.

Første steg i prosessen er at kunden henvender seg til et nettselskap for å knytte seg til nettet. Nettselskapene har ansvar for at den som ber om adgang til kraftmarkedet gis dette. Det omfatter både å legge til rette for tilknytning av nye kunder, så vel som forbruks- og produksjonsøkninger hos eksisterende kunder. Nettselskapet har skal kreve anleggsbidrag av nye nettkunder når disse utløser investeringer i nettet, i tråd med til enhver tid gjeldende regelverk. Dersom den som ber om tilknytning ikke godtar anleggsbidraget bortfaller tilknytningsplikten.

Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM) § 4-6 gir alle netteiere en generell plikt til å sørge for markedsadgang til vilkår og tariffer som er ikke-diskriminerende og objektive. Når netteiere får en henvendelse fra en aktør som ønsker nettilknytning, plikter dermed netteieren å gjøre en vurdering av om tilknytningen er driftsmessig

<sup>5</sup> I Ot. Prp. 62 (2008-2009) fremgår at «med samfunnsmessig rasjonelt og samfunnsøkonomisk lønnsomt legger man til grunn det samme.»

forsvarlig. Dette er steg to i prosessen skissert i Figur 1. Med driftsmessig forsvarlig menes at spenningsgrenser gitt av forskrift om leveringskvalitet opprettholdes i underliggende og tilgrensende nett. Kunden skal gis tilknytning uten ugrunnet opphold.

Dersom det ikke er kapasitet i eksisterende nett, plikter netteieren å gjennomføre nødvendige tiltak og investeringer i nettet, slik at det blir driftsmessig forsvarlig å tilknytte kunden. Denne *tilknytningsplikten* følger av energiloven § 3-4,<sup>6</sup> og innebærer at netteieren må utrede, omsøke og gjennomføre nødvendige investeringer i sitt nett uten ugrunnet opphold.

Her starter som regel steg 3 i prosessen. For større tiltak inngås ofte en avtale mellom kunde og nettselskap om gjennomføring av en konseptvalg-utredning (eller tilsvarende) og dekning av tilhørende kostnader. Etter den innledende utredningen, eller for mindre tiltak, starter deretter arbeidet med prosjektering, konsesjonssøknad, etc. Her inngås gjerne en egen avtale som regulerer felles milepæler og betalingsstørrelse. I praksis får kunden reservert kapasitet gjennom inngåelse av disse utredningsavtalene på visse betingelser. I forkant av byggestart (siste steg i prosessen i Figur 1) inngår man en avtale om anleggsbidrag. For de minste tiltakene med kortere ledetid, går man rett til avtale om anleggsbidrag.

### 3.3.3 Økonomisk regulering

Innenfor rammene av de direkte reguleringene har nettselskapene frihet til å bestemme hvordan kravene skal oppfylles. Inntektsrammereguleringen skal gi insentiver til at dette skjer kostnadseffektivt.

Reguleringsmyndigheten (RME) i NVE beregner hvert år en tillatt inntekt for hvert nettselskap. Tillatt inntekt består av inntektsrammen pluss noen tillegg som kan dekkes inn. Kostnader som kommer i tillegg er kostnader i overliggende nett, tidsetterslep på kapital, FoU-kostnader og eiendomsskatt. Eventuelle anleggsbidrag kommer i praksis i tillegg også, men blir håndtert som en kostnadsreduksjon. Tillatt inntekt blir når året er omme også redusert med summen av alle KILE-beløpene i løpet av året, altså kostnader ved ikke levert energi.<sup>7</sup> RME

<sup>6</sup> Tilknytningsplikten gjelder nye anlegg for kraftproduksjon eller -forbruk, og produksjons- og forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i regional- og transmisjonsnett (Olje- og energidepartementet, 2009).

<sup>7</sup> Kvalitetsjustert inntektsrammer ved ikke-levert energi (KILE-ordningen) er ment å gi nettselskapene insentiver til å tilby samfunnsøkonomisk riktig leveringspålidelighet. KILE inngår i selskapets inntektsramme som en del av selskapets kostnadsgrunnlag og normkostnad på samme

sammenligner hvert år nettselskapenes faktiske inntekt fra tariffen mot deres tillatte inntekt. Selskaper som har hatt faktisk inntekt høyere enn tillatt inntekt har hatt en merinntekt, og selskaper med faktisk inntekt lavere enn tillatt har hatt en mindreinntekt. Merinntekt skal betales tilbake til kundene i form av lavere nettleie senere, mens mindreinntekt kan, men ikke må, hentes inn i form av høyere nettleie.

Inntektsrammen er satt sammen av kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen (RME, 2021c):

- Kostnadsgrunnlaget er basert på selskapets faktiske kostnader. I beregningen av inntektsrammen blir denne delen vektlagt 40 prosent.
- Kostnadsnormen gjenspeiler kostnadene til et virtuelt selskap som utfører de samme oppgavene som det aktuelle nettselskapet, men som kan anses å være gjennomsnittlig effektivt. Kostnadsnormen viser altså hva kostnadene til det aktuelle nettselskapet burde ha vært, gitt at nettselskapet driftet, utviklet og utnyttet sitt strømmnett gjennomsnittlig effektivt. I beregningen av inntektsrammen blir denne delen vektlagt 60 prosent.<sup>8</sup>

Formålet med denne reguleringen er at de mest effektive selskapene får høyest avkastning. I tillegg til insentiver til kostnadseffektivitet, er det insentiver til god leveringspålidelighet og investeringer i forskning og utvikling. For bransjen totalt sett vil samlet inntekt dekke alle kostnader, avskrivninger og en rimelig avkastning på investert kapital. Enkeltvis må selskapene derimot konkurrere om fordelingen av den totale inntekten.

Statnetts transmisjonsnett er lite sammenlignbart med virksomheten til øvrige norske nettselskaper. Inntektsrammen til Statnett består også av kostnadsgrunnlag vektlagt 40 prosent og kostnadsnorm vektlagt 60 prosent. Statnett blir derimot ikke sammenlignet med andre norske nettselskaper og i perioden 2007-2020 var kostnadsnormen i praksis lik deres faktiske kostnader. En ny modell ble innført fra 2021 hvor Statnett blir sammenlignet med deres historiske kostnader som gir større insentiv til

måte som andre kostnader. Faktisk KILE i et gitt år kommer til fratrukk i selskapets inntektsramme, slik at selskapets tillatte inntekt reduseres som følge av avbrudd (NVE, 2021b).

<sup>8</sup> Fra og med 2023 endres forholdet mellom kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen til 30/70, slik at kostnadsnormen vil bety mer for inntektsrammen. Dette styrker insentivene for nettselskapene til å redusere kostnader.



kostnadseffektivitet. I den nye modellen ble også et produktivetskrav på 2 prosent av kostnadsnormen innført, for å fange opp forventet produktivetsutvikling og påvist ineffektivitet i den historien Statnett blir sammenlignet mot. Også her blir Statnett sammenlignet med egne historiske kostnader, mens andre nettselskap sammenlignes med hverandre.

### 3.4 Prinsipper for tariffstruktur og anleggsbidrag

Det er nettselskapene selv som fastsetter tariffene, men de overordnede prinsippene for tariffing er regulert av myndighetene. Totale inntekter må også være innenfor den gitte inntektsrammen pluss tillegg. Tariffene skal være objektive og ikke-diskriminerende, og skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Differensiering av tariffene skal gjøres på bakgrunn av relevante nettforhold.

Tariffene betales både av uttakskunder og av kraftprodusenter. Det er noe ulike regler for tariffing av de to kundegruppene. Begge kundegrupper betaler imidlertid tariff som er sammensatt av flere ledd og som minimum består av et energiledd og andre tariffledd.

Tariffene er avhengig av tilknytningspunktet, og den skal bidra til å dekke kostnadene på nettnivået man er tilknyttet samt i overliggende nett. For uttakskunder er derfor nettnivået for tilknytning med å påvirke tariffnivået. Produsenter betaler et fastledd uavhengig av nettnivå.

#### 3.4.1 Energiledd

Energileddet i transmisjons- og regionalnett skal dekke den marginale kostnaden kunden selv påfører nettet på kort sikt. I dag er det avgrenset til endringer i overføringstap. Uttak og innmating i samme punkt i transmisjons- og regionalnettet har samme energiledd, men med motsatt fortegn.

For uttak i distribusjonsnettet kan energileddet i tillegg dekke en andel av de øvrige faste kostnadene i nettet. I praksis settes energileddet i distribusjonsnettet vesentlig høyere enn marginaltapskostnadene ved overføring, som antas å utgjøre ca. 5 øre/kWh (Energifakta Norge, 2019).

#### 3.4.2 Fastledd og effektledd

På grunn av nettets kostnadsstruktur, med høye faste kostnader og lave kostnader ved løpende bruk, vil ikke inntektene fra marginaltapsleddet være tilstrekkelig til å dekke de faste kostnadene. Nettselskapene har derfor andre tariffledd som

sørger for å dekke disse kostnadene, samt gi en rimelig avkastning på investeringer i nettet.

Alle kunder i distribusjonsnettet betaler et fastledd. Fastleddet dekker kundespesifikke kostnader i tillegg til en andel av øvrige faste kostnader i nettet. Nettselskapene deler kundene inn i kundegrupper som tilbys ulike tariff, basert på relevante nettforhold. Det er ikke uvanlig at husholdninger, fritidsboliger eller næring tariffes ulikt fastledd.

For kunder som er effektavregnet, skal det i tillegg til fastledd, benyttes et tariffledd basert på kundens effektuttak i definerte perioder. Effektavregnede kunder er i hovedsak næringskunder, men effektavregning benyttes i enkelte distribusjonsnett for husholdningskunder som har installert timemåling. Det er varierende praksis ved fastsettelse av effektgrunnlag. Noen nettselskap benytter kundens maksimaleffekt per måned, mens andre legger til grunn gjennomsnittlig effekt av flere målinger over samme periode (Energifakta Norge, 2019).

Regjeringen vedtok i juni 2021 å innføre ny modell for nettleie med virkning fra 1.1.2022. Ordningen er nå utsatt, men ville omfatte kunder med et forbruk under 100 000 kWh og formålet var å gi bedre prissignaler. Innføring av et kapasitetsledd basert på faktisk strømforbruk ville bidratt til forbruket ble spredt mer utover døgnet.

#### 3.4.3 Anleggsbidrag

Anleggsbidrag er helt, eller delvis, dekning av investeringskostnader for nye nettilknytninger eller forsterkning av nettet til eksisterende kunder som får økt kapasitet eller bedre kvalitet. Det viktigste formålet er at kundene skal stå overfor de faktiske kostnadene ved å knytte de til nettet. Kunden får et prissignal slik at de kan vurdere om deres behov for nett er høyere enn kostnaden det medfører. Et annet formål er å fordele kostnadene mellom kundene som utløser investeringen og nettselskapets øvrige kunder, som ellers ville dekket denne kostnaden gjennom økt nettleie.

Nettselskapene skal kreve anleggsbidrag av nye nettkunder når disse utløser investeringer i nettet, jf. kontrollforskriften § 16-1. I kundespesifikt nett kan hele investeringskostnaden innkreves av kunden (§ 16-8). I radielle fellesanlegg i distribusjonsnettet kan anleggsbidraget settes tilsvarende den enkeltes utbyggers forholdsmessige andel av investeringskostnaden, gitt at nettanlegget er dimensjonert etter minste standard i forhold til kundenes bestilte kapasitet (§16-9). Ved kundeutløste investeringer i regional- og transmisjonsnett med flere brukere skal kostnadsgrunnlaget multipliseres med en



reduksjonsfaktor lik 0,5. Dette gjelder likevel ikke dersom anlegget er dimensjonert etter minste standard for å legge til rette for et gitt antall kunders bestilte kapasitet. Kunder med samlet avtalt kapasitet på mindre enn 1 MW skal ikke betale anleggsbidrag for investeringer i regional- eller transmisjonsnett.

Anleggsbidraget skal baseres på de faktiske kostnadene som følger av kundens tilknytning til nettet. Dette inkluderer også kostnader knyttet til nødvendige utredninger og planlegging av nettanlegg. I tilfeller der anleggsbidrag kan fastsettes, kan nettselskapet kreve å få dekket påløpte utredningskostnader selv om tilknytningen ikke blir realisert. Ved utredning i kundespesifikke anlegg har nettselskapet anledning til å kreve at kraftutbygger dekker utredningskostnadene, mens det i radielle fellesanlegg kan kreves en forholdsmessig andel (NVE, 2021c).

Nettselskapene skal vederlagsfritt kunne gi et kostnadsoverslag på et eventuelt anleggsbidrag, jf.

kontrollforskriften §16-2. Dette vil kunne inngå i beslutningsunderlaget for aktører som vurderer lokalisering og etablering av forbruk eller kraftproduksjon. Nettselskapets tilknytningsplikt bortfaller dersom den som ber om tilknytning ikke godtar tilknytningsvilkårene, herunder anslaget på anleggsbidraget. Ved ferdigstillelse av nett-anlegget skal anleggsbidraget etterberegnes, slik at kunden dekker de faktiske kostnadene ved tilknytningen.

Anleggsbidraget skal fordeles mellom kunder som blir tilknyttet på tidspunktet for ferdigstillelse av anlegget og kunder som tilknyttes på et senere tidspunkt, men senest innen ti år. Dette skjer ved etterberegning når nye kunder tilknyttes nettet, eller ved en forskuttering av investeringskostnadene og hvor nettselskapet fastsetter anleggsbidraget andelsvis ved nye tilknytninger.

Kostnader som ikke dekkes gjennom anleggsbidrag fordeles på kundemassen over de ordinære tariffene beskrevet over.

## 4. Dagens situasjon og utfordringsbilde

I dag står vi overfor en situasjon med sterk forventet vekst i forbruket, og knapphet på nettkapasitet flere steder i landet. En del av forbruksplanene er usikre og har også kortere ledetid enn nødvendige nettinvesteringer. Dette gir en koordineringsutfordring ved planlegging og utbygging av nett- og forbruksprosjektene. Det er også en usikkerhet knyttet til om dagens nettkapasitet utnyttes effektivt, slik at flest mulig prosjekter kan tilknyttes i eksisterende nett. For å sikre at nettet utnyttes og utvikles på en effektiv måte, må den samlede reguleringen være tilpasset situasjonen man står overfor. Dette inkluderer nettselskapenes insentiver og prissignalene som gis til brukerne av nettet.

I dette kapitlet gir vi en beskrivelse av dagens situasjon og utfordringene som oppstår som følge av dette. Beskrivelsene er blant annet basert på intervjuer med et utvalg nettselskap. Til slutt oppsummerer vi utfordringsbildet som samfunnet og nettselskapene i dag står overfor og som nye prissignaler og andre tiltak bør bidra til å løse.

### 4.1 Stor forventet forbruksvekst og begrenset kapasitet i nettet

Verdens økonomier er inne i en stor omstilling for å begrense global oppvarming og nå nasjonale og internasjonale klimamål. Gjennom Parisavtalen har FN-landene forpliktet seg til å begrense global oppvarming til 2 grader, og helst 1,5 grader, sammenliknet med før-industriell tid. I Norge er klimaloven rammeverket for klimapolitikken. Videre er Klimaplan for 2021–2030 og Hurdalsplattformen relevante dokumenter som beskriver politikken for å nå målene i Norge. I Europa er en del av politikken gitt i EUs Green Deal, en strategi som sikter mot et klimanøytralt EU innen 2050, blant annet gjennom omlegging av energisystemene og utvikling av næring og industri basert på fornybare energikilder.

#### 4.1.1 Omstilling av økonomien innebærer stor økning i etterspørselen etter fornybar kraft

Som et sentralt ledd i omstillingen, og en forutsetning for at EU og Norge skal nå sine klimamål, foregår en storstilt elektrifisering av økonomien og viktige samfunnsfunksjoner. I Norge har elektrifiseringen av transportsektoren gått raskere enn i noe annet land, som følge av kraftige stimulerende tiltak og regulering både i privat og offentlig sektor. Videre har eksisterende industrier og næringer også igangsatt betydelige elektrifiseringsinitiativer. Disse kan være drevet frem av forventninger om høyere karbonpriser og

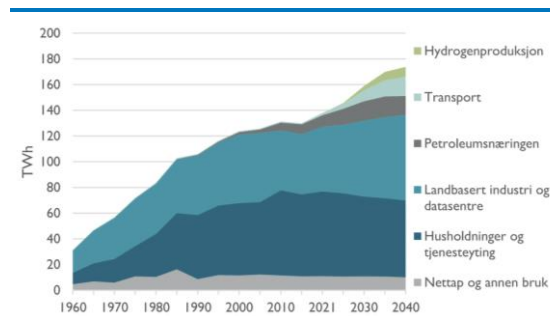
endrede kundepreferanser, men også offentlige støtteordninger, til investeringer i bærekraftig omlegging av produksjonsprosesser.

Omstillingen av økonomien innebærer også at det vokser frem nye industrier og næringer som skal bidra til det grønne skiftet. Disse er i all hovedsak basert på fornybar kraft som en essensiell innsatsfaktor. Forholdsvis lave energipriser og høy forsyningsikkerhet bidrar også til at Norge er en attraktiv lokasjon for fremvoksende kraftkrevende industrier, som datasentre.

Omstillingen mot lavutslippssamfunnet og de mange forbruksplanene gir en betydelig økning i etterspørselen etter fornybar strøm. Også andre drivere i samfunnet, som digitalisering og automatisering, bidrar til økt strømforbruk.

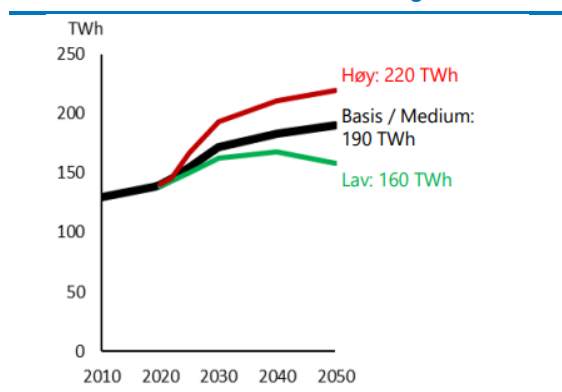
NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2021–2040 (NVE, 2021d) estimerer en forventet forbruksutvikling på 36 TWh fra dagens nivå på 138 TWh til et forbruk på 174 TWh i 2040. NVE forventer at forbruksveksten i hovedsak blir drevet av planer om elektrifisering av transport, petroleumsvirksomhet og ny industri. Den antatte forbruksveksten de neste 20 årene er dobbelt så høy som den har vært de siste 20 årene.

**Figur 2: NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse – historisk og forventet forbruksutvikling**



Statnetts langsiktige markedsanalyse viser at strømforbruket i 2050 kan øke fra dagens nivå på 140 TWh til 160 TWh i lavscenariet, 190 TWh i basisscenariet og 220 TWh i høyscenariet, vist i figuren under. Den fremtidige forbruksveksten kan dermed bli betydelig høyere enn hva vi har sett historisk.

**Figur 3: Statnetts langsiktige kraftmarkedsanalyse – scenario for norsk forbruksutvikling**



Kilde: Langsiktig markedsanalyse 2021, Statnett

Samtidig peker Statnett (2021 d) på at den store forbruksveksten trolig er avhengig av ny produksjon. Økt industriforbruk uten tilsvarende mengde ny produksjon vil gi høyere kraftpriser i Norge. Dette kan igjen føre til at forbruksveksten innen industri som er sensitiv for kraftpris stopper opp (Statnett SF, 2021 d). På kort sikt forventer Statnett at Norges kraftoverskudd vil gå mot null, nettopp på grunn av vekst i forbruk, uten tilsvarende vekst i kraftproduksjon (Statnett SF, 2021 e). Derfor forventer Statnett også at kraftprisene vil bli høyere enn snittet de siste ti årene, men lavere enn nivået som har preget høsten og vinteren 2021/2022.

#### 4.1.2 Utviklingen har skutt fart de siste årene

Den store forbruksveksten innebærer også en betydelig vekst i etterspørselen etter nettkapasitet. Både Statnett og andre nettselskaper har de seneste årene opplevd en eksplosiv vekst i antall og volumet på tilknytningssaker. I perioden 2010-2018 var årlig forbruksvekst i Norge på rundt ett prosentpoeng, mens Statnett oppgir at det i løpet av de siste par årene er forespurt volum i flere regioner som tilsvarer en årlig vekst på 5-10 prosentpoeng.<sup>9</sup>

Intervjuer med nettselskaper bekrefter denne utviklingen. De fleste selskaper beskriver en vesentlig økning i antall forespørsler om tilknytning fra 2018-19 og frem til i dag, og enkelte selskaper så også denne utviklingen allerede fra 2017. I flere nettområder er det kommet inn forespørsler om nytt forbruk som til sammen er betydelig større enn dagens forbruk innenfor området:

For eksempel opplyser Lede om at det er meldt inn omtrent 3000 MW nytt forbruk i deres nettområde, mens dagens uttak i Vestfold og Telemark utgjør omtrent 2000 MW. En del av forbruket er knyttet til elektrifisering av eksisterende industri, og denne delen av etterspørselen vurderes som forholdsvis

<sup>9</sup> Statnett (2021). Nettutviklingsplan 2021.

<sup>10</sup> Regional Kraftsystemutredning for Agder 2020-2039

sikker. Det innmeldte forbruket omfatter også planer om ny industri og næringsvirksomhet med ulik modenhet, der en del av forbruket anses som usikkert. Tiltærmert alt ønsker tilknytning i 2025-26.

I Agder har nettselskapet fått effektforespørsler på 4000 MW kun på Lista, der det er planer for ny kraftkrevende industri. I tillegg er det meldt inn betydelig nytt forbruk i østre Agder, herunder Morrow batterifabrikk som alene ønsker 300 MW. Også i området rundt Kristiansand er det meldt inn nytt forbruk på omtrent 1000 MW.<sup>10</sup> Agder Energi Nett antar at den samlede nye realiserte etterspørselen vil ligge mellom en dobling av dagens forbruk og 4000 MW, og svært mye ønsker tilknytning i 2024-25. Til sammenlikning er dagens forbruk i regionalnettet i Agder mellom 975 og 1232 MW i toppplastimen i vintersesongen.<sup>11</sup>

Også i mange andre nettområder er situasjonen liknende som i de to nevnte eksemplene. De fleste netteiere viser til en stor vekst i antall saker og et betydelig omfang av forbruksplaner som ønsker tilknytning til nettet. Det er samtidig noe variasjon i pågangen av nye forespørsler mellom ulike nettområder. I enkelte områder hvor det over tid har vært begrensninger i nettet, har antall forespørsler avtatt etter hvert som det er blitt klart at tilknytning vil ta tid og/eller utløse større anleggsbidrag. I andre områder, hvor det har vært mer ledig kapasitet, har strømmen av tilknytningssaker særlig kommet den seneste tiden, ettersom initiativene synes å ha forflyttet seg fra områder med begrensninger.

Statnett har fra 2018 bedt nettselskapene melde inn alle nye tilknytninger over 1 MW for godkjenning. Siden 2018 og frem til i dag har Statnett behandlet saker med totalt 27 000 MW omsøkt volum, hvorav om lag 20 000 MW er forbruk. Til sammenlikning er dagens effektforbruk i toppplastimen 25 146 MW (Statnett SF, 2021 c).

#### 4.1.3 Dagens nett har begrenset kapasitet og kan ikke tilrettelegge for alle planer

Dagens strømmnett kan ikke tilrettelegge for alle forbruksplanene. I flere deler av Norge er det svært begrenset eller ingen kapasitet til å knytte til større forbruk, og å realisere forbruksplanene vil gi behov for kapasitetsøkende tiltak. Særlig i kystnære strøk, der det er store planer for elektrifisering og ny industriproduksjon og lite kraftproduksjon, er det kapasitetsutfordringer i nettet.

Nettselskapene viser til at veksten har vært langt høyere enn de har vært forberedt på. Utviklingen i prognosene i Statnetts nettutviklingsplan (NUP)

<sup>11</sup> Dette er unntatt kraftkrevende industri som er tilknyttet direkte på sentralnettet.

illustrerer dette. I NUP for 2017 viste prognosen for investeringer at selskapet hadde nådd toppen av kurven, og at investeringsnivået skulle falle frem mot 2022-2023 og stabilisere seg på mellom 2 og 4 mrd. kroner årlig. I 2019 hadde forventningene endret seg, da man opplevde en sterk vekst i antall tilknytningssaker og de langsiktige prognosene tilsa investeringer på 4-6 mrd. kroner årlig. I 2021 hadde prognosene økt ytterligere, til 8-10 mrd. kroner årlig blant annet som følge av stor aktivitet knyttet til elektrifisering og grønn næringsutvikling over hele landet. Statnett viste til behovet for å fremskynde planlagte nettførsterkinger for å tilrettelegge for verdiskapingen.

Den kanskje viktigste utfordringen i dagens nett synes nettopp å være begrenset kapasitet i transmisjonsnettet, som igjen begrenser muligheten til å knytte til nytt forbruk i regionalnettene. Flertallet av regionalnetteierne vi har intervjuet opplyser at det i deler av deres nett er begrenset kapasitet som følge av begrensninger i overliggende nett. Noen steder gjelder det hele nettområdet. Flere har i tillegg utfordringer som må løses i eget nett hvis nytt forbruk skal tilknyttes. Her har investeringene gjerne kortere ledetider enn i transmisjonsnettet, slik at de likevel i mindre grad er begrensende for tilknytningen av forbruket.

Resultatet er at det i flere områder har oppstått en kø av forbruksprosjekter som må avvente tilknytning til det er gjennomført utredninger og nettinvesteringer – i en del tilfeller både i transmisjonsnett og regionalnett. I andre områder har det vært mulig å gi tilknytning frem til i dag, mens ytterligere forbruk vil måtte tilknyttes på vilkår, eller vil få beskjed om at de må vente på nettinvesteringer før de kan knyttes til. I noen områder er det fortsatt ledig kapasitet i dagens nett, men utsikter til at kapasiteten vil bli knapp i fremtiden, gitt dagens pågang av tilknytningssaker.

#### 4.1.4 Muligheten til å tilknytte er også avhengig av netteiers vurdering av driftsmessig forsvarlig

Det er nettselskapene som vurderer hvorvidt det er driftsmessig forsvarlig (DF) å tilknytte forbruket i eksisterende nett eller om det er behov for investeringer før forbruket kan tilknyttes.<sup>12</sup> Hvordan denne vurderingen gjøres vil ha betydning for hvor mye forbruk som tillates i dagens nett. Om vurderingen av driftsmessig forsvarlig skriver NVE følgende på sine hjemmesider (NVE, 2021c)

<sup>12</sup> Tilknytningsplikten innebærer at nettselskapene skal gi kunder nettilknytning uten ugrunnet opphold og om nødvendig investere i nye anlegg, jfr. energiloven § 3-4 og §§ 3-2 og 3-3 i forskrift om netregulering og

*«Med driftsmessig forsvarlig menes at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder. Det betyr at spenningsgrenser gitt av forskrift om leveringskvalitet, må opprettholdes i underliggende og tilgrensende nett. I tillegg skal ikke overføringsgrenser (strømgrenser) for komponenter i tilgrensende og overliggende nett overskrides»*

Formuleringene over gir veiledning, men ingen entydig definisjon av hva som menes med en driftsmessig forsvarlig tilknytning. Nettselskapene vi intervjuer forteller også at praksis varierer mellom selskap (og i noen tilfeller internt i selskapet) og at man i flere saker står ovenfor reelle avveininger mellom hensynet å gi markedsadgang til nye kunder og akseptere svekket forsyningsikkerhet. Dette gjelder selv om man er innenfor definisjonen over.

Enkelte nettselskap er mer villig til å ta risiko i driften for å kunne knytte til kunder uten å måtte vente på tiltak, mens andre er mer konservative. Noen selskap opererer med deterministiske kriterier som N-1, mens andre gjør vurderinger fra sak til sak, som i praksis gjør at tilgjengelig kapasitet kan være både høyere og lavere enn N-1 kapasiteten.

Problemstillingen er mest relevant i regional- og transmisjonsnett, og flere peker på at særlig Statnett har strengere kriterier for hva som er driftsmessig forsvarlig enn andre, og dermed at tilgjengelig kapasitet blir satt lavere enn den kunne vært. De legger blant annet til grunn at tilknytningen som hovedregel ikke skal føre til brudd på Statnetts driftspolicy (Statnett SF, 2020b). Driftspolicyen angir et "mulighetsrom" for akseptable konsekvenser som følge av ikke-planlagte hendelser i driften av kraftsystemet (Statnett SF, 2020a).

Innenfor rammene av den direkte reguleringen over, kan de økonomiske insentivene som nettselskapet står overfor påvirke i hvilken grad nettselskapene er villige til å ta risiko. Inntektsrammereguleringen av nettselskap skal gi insentiver til kostnads-effektivitet, og samtidig til å opprettholde god leveringskvalitet. Det er altså elementer i

energimarked (NEM). Før en tilknytning kan tillates må nettselskapene vurdere om det er driftsmessig forsvarlig å knytte til kundene (DF-vurdering), i henhold til utredningsplikten, jfr NEM §3-2.

reguleringen som trekker i retning av at nettselskapet bør utnytte nettet mest mulig effektivt – for eksempel gjennom å knytte til nye kunder i eksisterende nett, samtidig som det vil være elementer i reguleringen som trekker i retning av at nettselskapet bør være forsiktig med å knytte til nytt forbruk dersom dette bidrar til økt sannsynlighet for avbrudd.<sup>13</sup> Balansen mellom disse insentivvirkningene vil kunne påvirke nettselskapets DF-vurderinger i forbindelse med nye tilknytninger.

Insentivvirkningene knyttet til dette kan også være ulike på ulike nettnivå, ettersom reguleringen er noe forskjellig. For eksempel er antall kunder en oppgavevariabel som gir grunnlag for økt inntekt (økt effektivitet) ved beregning av inntektsramme i distribusjonsnett, mens dette ikke er en oppgavevariabel i regional- og transmisjonsnett. Å tilknytte nye kunder i eksisterende regional- og transmisjonsnett når avbruddkostnadene (og KILE) er forventet å øke, uten at dette fanges opp i effektivitetsanalysene, kan dermed gi en negativ effekt på inntektsrammen. Isolert sett kan det gi insentiver til å bygge nytt nett for å oppfylle tilknytningsplikten framfor å tilknytte med risiko for større avbruddskostnader. Når det gjelder Statnett, som sammenliknes med seg selv, kan insentivene til kostnads-effektivitet også være svakere enn for regionalnettselskapene som sammenliknes med hverandre. Dette vil også kunne påvirke i hvilken grad nettselskapet tillater tilknytninger i dagens nett.

Momentene som er beskrevet ovenfor kan bidra til å forklare hvorfor særlig Statnett kan være mer tilbakeholden med å tilknytte nye kunder i eksisterende nett dersom dette øker risikoen i driften. Det er i forlengelsen av dette naturlig å stille seg spørsmål om det burde vært gitt insentiver til noe økt utnyttelse av transmisjonsnettet – som kunne hatt stor betydning for muligheten til å tilknytte nytt forbruk i ulike deler av landet. Det er samtidig grunn til å anta at konsekvensene ved avbrudd i transmisjonsnettet er større enn ved avbrudd i regionalnettet, noe som kan tilsa at det er samfunnsmessig rasjonelt at Statnett har insentiver til å ta større sikkerhetsmarginer enn andre nettselskap.

Vi har ikke gjort noen helhetlig vurdering av de samlede insentivvirkningene i inntektsrammereguleringen, og om disse legger til rette for samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av nettet. Det er imidlertid viktig å være oppmerksom på hvordan inntektsrammereguleringen kan påvirke nettselskapenes vurdering av hva som er

<sup>13</sup> Nettselskapene står blant annet overfor KILE – kostnader for ikke levert energi, som skal gi insentiver til å opprettholde en samfunnsøkonomisk effektiv leveringskvalitet.

driftsmessig forsvarlig. Dersom nettselskapene blir for tilbakeholdne med å ta risiko, vil det ha flere konsekvenser. For det første vil flere som ønsker tilknytning måtte vente til nye anlegg er satt i drift, fremfor å kunne tilknyttes i eksisterende nett. Videre er det risiko for at nettet overdimensjoneres, noe som påfører samfunnet unødige kostnader. Flere av nettselskapene etterspør derfor retningslinjer i bransjen for hvordan de skal gjøre DF-vurderinger og insentiver til å ta mer risiko.

I 2021 ble det åpnet for å i større grad tillate å gi tilknytninger på vilkår. Dette overfører i prinsippet en del av risikoen (og kostnadene) ved å drifte nettet med redusert forsyningssikkerhet fra nettselskapet og over på kunden som blir tilknyttet på vilkår. I den grad det er en utfordring at Statnett eller også andre nettselskap har insentiver til å være tilbakeholdne med å tillate tilknytninger i dagens nett, så kan dette tiltaket bidra til å redusere denne utfordringen.

## 4.2 Usikkerhet knyttet til forbruksplanene og behovet for nettinvesteringer

Blant annet som følge av den store veksten i planlagte forbruksprosjekter er det i dag et stort investeringsbehov i nettet. Statnett anslår at de vil investere mellom 60 og 100 milliarder kroner frem mot 2030 (Statnett SF, 2021 a). En sammenstilling av investeringsplanene til alle nettselskapene viser at det i perioden 2020-2029 er planlagt investeringer for totalt 143 milliarder kroner (Olje- og energidepartementet, 2021).<sup>14</sup>

### 4.2.1 Stor usikkerhet knyttet til en del av forbruksprosjektene

Mange av de planlagte nettinvesteringene er direkte knyttet til utviklingen av forbruksprosjekter. Dersom nettselskapene skulle tilrettelagt for alt det planlagte forbruket ville det vært et enormt behov for investeringer på alle nettnivå – og vesentlig større enn det som kommer til syne i dagens planer. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til forbruket, noe nettselskapene må ta hensyn til i sin planlegging. I intervjuer med nettselskapene fremgår at det er stor variasjon mellom ulike prosjekter både når det gjelder modenhet og usikkerhet.

En del av prosjektene som forespør tilknytning er ifølge nettselskapene svært modne og/eller anses som svært sikre. Dette kan for eksempel være

<sup>14</sup> Disse anslagene inkluderer også reinvesteringsbehov og investeringer som er utløst av andre forhold enn økt forbruk

eksisterende industri som skal legge om eller utvide produksjonen, det kan være tilrettelegging for elektrifisering av havner, transport eller petroleumsindustri som i enkelte tilfeller også kan være en følge av pålegg fra myndighetene. I tillegg er det etablering av ny virksomhet som har kommet svært langt i sine planer. I andre tilfeller er prosjektene umodne og vil ikke ha behov for effekten før en stund frem i tid, men likevel svært sikre.

Når det gjelder planer om ny industri er dette gjerne prosjekter hvor realisering er avhengig av en rekke forhold, som teknologiutvikling (særlig ved nye teknologier), kraftpris, forventninger om produktpriser på verdensmarkedet og samlede rammevilkår for den aktuelle virksomheten der den planlegges lokalisert. Et godt eksempel på dette er battericelleproduksjon hvor vi både har sett eksempler på at det er tatt investeringsbeslutninger i Norge og eksempler på at prosjekter er blitt skrinlagt. Dette kan være prosjekter med stort planlagt effektbehov, som også er kommet langt i planleggingen (modne), men som samtidig kan ha betydelig usikkerhet knyttet til seg inntil endelig investeringsbeslutning tas. Denne type prosjekter bidrar til stor usikkerhet om behovet for nettinvesteringer, noe som er særlig utfordrende i de tilfellene ledetidene for nødvendig nett er lenger enn ledetiden for prosjektet.

I tillegg finnes en rekke prosjekter som både er svært usikre og umodne. Dette kan for eksempel være forespørsler fra tomteutviklere der det ikke foreligger konkrete planer om prosjekter eller forespørsler fra kommuner som har fått henvendelser fra ulike aktører om mulighetene for tilknytning eller som ønsker å utvikle kommunale næringsarealer. I en del tilfeller kontaktes også nettselskapene av konsultantselskaper som forespør tilknytning på vegne av eksempelvis datasentre, og som undersøker hvor det er kapasitet i nettet. Dette er henvendelser som gjerne kommer til flere nettselskaper slik at samme aktør har forespørsler inne i flere områder.

Ser man på totaliteten av innmeldte forbruksprosjekter er det også et spørsmål hvor mange som kan realiseres uten at det leder til en betydelig effekt på kraftprisene. Høyere kraftpriser reduserer lønnsomheten av kraftkrevende industri og dermed også sannsynligheten for realisering. Som beskrevet har Statnett i sin seneste markedsanalyse fremholdt behovet for ny produksjon for å kunne legge til rette for forbruket.<sup>15</sup> Utviklingen i den totale porteføljen av forbruks- og produksjonsprosjekter

kan altså også påvirke usikkerheten i det enkelte prosjekt.

Til sist er det også en tendens til at prosjekteiere melder inn et større kapasitetsbehov enn det de viser seg å behøve eller at kapasitetsbehovet kommer senere enn det som ble lagt til grunn. Det kan være flere årsaker til dette, beskrevet nærmere i kapittel 4.4 og 4.5. Dette bidrar imidlertid også til større usikkerhet om faktisk effektbehov og til hva som er effektivt omfang og tidspunkt for investeringer.

#### **4.2.2 Asymmetrisk informasjon og opportunistisk adferd bidrar til økt usikkerhet om utviklingen**

Det å tilknytte kunder krever planlegging og ressursbruk hos nettselskapene – noen ganger før det er sikkert at prosjektet vil realiseres og om det vil realiseres slik det er innmeldt, jf. 4.3. For å kunne tilpasse og koordinere sine investeringer med utbyggingen av det nye forbruket, er netteier avhengig av god informasjon om prosjektet.

Planer om ny industri drives gjerne frem av private aktører som har kontroll med sine prosjekt og gjør kommersielle og nyttemaksimerende valg. Det er prosjekteier som kjenner sitt prosjekt best og som har best og mest oppdatert informasjon om sannsynligheten for realisering og faktisk behov for nettkapasitet. I prinsippet kan en prosjekteier også til enhver tid foreta endringer av prosjektet som påvirker effektbehovet. Dette innebærer at selv om prosjekteier på et tidspunkt gir utfyllende informasjon om sitt prosjekt til netteier, vil aldri netteier besitte perfekt informasjon om et prosjekt. Det betyr at det som regel vil være en viss informasjonsasymmetri mellom netteier og prosjekteier, noe som vil bidra til å øke usikkerheten om det faktiske behovet for nett.

Prosjekteier kan også ha insentiver til å gi ufullstendig eller gal informasjon til nettselskapet. Tilgang til nett har nytteverdi for prosjekteier – samtidig som prosjekteier i mange tilfeller ikke betaler den fulle kostnaden som oppstår ved at den får tilgang. Dette kan isolert sett gi prosjekteier insentiver til å gi inntrykk av at prosjekter er mer modne enn de er, at effektbehovet er større enn det faktisk er, eller at prosjekteier ikke informerer netteier om den utforsker etablering av prosjektet også i andre områder. Asymmetrisk informasjon og insentiver til opportunistisk adferd er dermed en kjent utfordring som følge av at nettselskapene i utgangspunktet er forpliktet til å utrede og levere den kapasiteten prosjekteier ber om.

<sup>15</sup> Hvorvidt det gis konsesjon til mer produksjon vil til dels være et politisk spørsmål, da fordelingsvirkningene vil være betydelige.



Med forventet knapphet på, og dermed høyere verdi av, nettkapasitet forsterkes prosjekteierne incentiv til opportunistisk adferd, fordi den mulige gevinsten av adferden øker. Siden prosjekteier heller ikke vet hvor i nettet det er eller kan bli kapasitet, kan han også melde inn behov flere steder i nettet for det samme prosjektet. Det samme behovet blir da utredet flere steder, og kan potensielt fortrenge andre kunder som ønsker kapasitet og utredning. Jo flere prosjekter som meldes inn, jo vanskeligere vil det også bli for netteier å følge opp hvert enkelt prosjekt for å identifisere deres faktiske effektbehov. Dermed forsterkes også utfordringen med asymmetrisk informasjon.

#### 4.2.3 Betaling for utredningskostnader som prissignal

Utfordringen med usikkerheten om forbruksutviklingen er at nettselskapene i en del tilfeller må planlegge nettprosjekter på et tidspunkt der forbruksplanene som driver investeringen kan endres eller kanselleres. Den delen av usikkerheten som stammer fra asymmetrisk informasjon kan imidlertid avhjelpest gjennom at kundene kan sende et forpliktende signal. Vilje til å betale for nødvendige utredninger eller inngå utbyggingsavtale signaliserer at prosjekteier faktisk akter å etablere prosjektet.

Alle nettselskapene vi har intervjuet opplyser at de tar betaling for utredninger når slike utredninger er nødvendige for å realisere en tilknytning og når det er mulig å identifisere hvilke aktører som utløser utredningen. Nettselskapene erfarer at kundene i liten grad trekker forespørsler som følge av kravet om betaling for utredningskostnader og at dette generelt ikke har hatt en betydelig dempende effekt på etterspørselen. Nettselskapene opplever heller ikke at betalingen er tilstrekkelig høy til å virke forpliktende, slik at usikkerheten fortsatt er stor etter at utredningen er betalt. Ved industriprosjekter er det ofte helt andre og viktigere drivere for beslutninger om realisering av prosjektene. Enkelte nettselskap opplever imidlertid at muligheten til å kreve betaling reduserer omfanget av de mest usikre og useriøse prosjektene.

Nettselskapene opplever videre at betaling for nettutredninger i begrenset grad er egnet til å styre etterspørselen til områder der kapasiteten er lite presset. En årsak er at for større industriaktører vil slik betaling for utredninger gjerne være en svært liten kostnad i forhold til andre kostnader i prosjektet. Videre er en del av de store prosjektene er stedbundne, gjerne som følge av avhengighet til naturressurser eller annen industriell infrastruktur, eller spesifikke vilkår for drift. Som eksempel på

det siste nevnes landbaserte oppdrettsanlegg som må ha avrenningstillatelse for å kunne drive.

Nettselskapene har ikke anledning til å ta betaling for den initiale vurderingen av om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig i dagens nett, da det følger av reguleringen at denne første vurderingen skal være vederlagsfri. De fleste nettselskap gir i tillegg noe vederlagsfri veiledning til de som søker om tilknytning. Kundene får dermed ikke noe prissignal som reflekterer kostnadene nettselskapet har ved den initiale vurderingen og veiledningen. Det innebærer at aktørene ikke har incentiver til å begrense antall henvendelser om tilknytning – og at de i prinsippet kan henvende seg til en rekke nettselskap og få utført den samme vurderingen vederlagsfritt.

På den annen side er det ikke mulig for potensielle nettkunder å oppdrive informasjon om tilknytningskostnader uten å henvende seg til nettselskapene. For en kunde som ikke er stedbunden og ønsker å minimere nettkostnader vil det dermed være rasjonalt å henvende seg flere steder. Hvis dette fører til at aktøren lokaliserer seg der det er kapasitet i nettet eller investeringsbehovet er minst, vil det også være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Å begrense antall henvendelser gjennom pricing kan dermed ha utilsiktede effekter. Dersom informasjon om nettforhold og kostnader ved tilknytning var bedre tilgjengelig, kunne antall henvendelser vært redusert.

**Oppsummert** vil det være behov for store investeringer på alle nettnivå dersom det skal tilrettelegges for alt det planlagte forbruket. Det vil imidlertid ikke være behov for det samme omfanget av investeringer hvis forbruksprosjektene ikke realiseres. Det er stor usikkerhet knyttet til en del av forbruksprosjektene, spesielt ved utvikling av tomter uten konkrete prosjekter eller ny industri med stor risiko tilknyttet. Asymmetrisk informasjon mellom netteier og prosjektutvikler, og incentiver til å melde inn for stort eller for tidlig behov, bidrar til å forsterke usikkerheten. Det er heller ikke uvanlig at samme aktør forespør om tilknytning flere steder og at kapasitetsbehovet viser seg å være lavere enn det som er innmeldt.

Krav om betaling for utredninger vil i teorien bidra til en viss grad av forpliktelse og redusere utfordringer med asymmetrisk informasjon og opportunistisk atferd. I praksis opplever imidlertid nettselskapene at utredningsgebyrene ikke gir et tilstrekkelig sterkt signal til å vesentlig redusere usikkerheten i etterspørselen eller lokalisere prosjekter der behovet for forsterkninger i nett er minst. Vi deler nettselskapenes oppfatning av at det for mange prosjekteiere vil være rasjonelt å

forpliktet seg til betaling av utredningskostnader, tross at prosjektet er umodent, da kostnadene er begrenset. Vår vurdering er likevel at betalingen bidrar til å redusere etterspørsel etter utredninger om nettilknytning fra de mest usikre prosjektene.<sup>16</sup>

### 4.3 Lange ledetider gir behov for proaktiv nettplanlegging

Usikkerheten knyttet til forbruksutviklingen trengte ikke være noen utfordring dersom nettselskapene kunne vente med å initiere investeringer i nett til realisering av forbruksprosjektene var sikkert. Nettinvesteringer har imidlertid lang ledetid, særlig investeringer i transmisjonsnettet. Bakgrunnen er at investeringer i nettet er kostbare, kan være teknisk krevende og ofte innebærer store naturinngrep. Som følge av dette er investeringer i regional- og transmisjonsnett underlagt et omfattende planleggings- og konsesjonssystem for å sikre at tiltakene er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Det kan ta lang tid å planlegge, omsøke og gjennomføre tiltakene.

#### Grunnleggende koordineringsutfordring som forsterkes av usikkerhet om forbruksplanene

Derfor vil ofte ledetiden på strømmett være lenger enn ledetiden i ulike industrietableringer. Dette gir en grunnleggende koordineringsutfordring ved planlegging og utvikling av nettanlegg som skal legge til rette for slike prosjekter, og denne utfordringen forsterkes av usikkerheten i prosjektene. Dette gjelder særlig ved investeringer i transmisjonsnettet, og i noen grad også investeringer i regionalnettet. Utfordringen er mindre aktuell i distribusjonsnettet der ledetidene for nettanlegg er betydelig kortere.

Dersom nettselskapene venter for lenge med å initiere nødvendige nettinvesteringer, er det en risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter forsinkes, eller ikke gjennomføres. Manglende nettkapasitet kan føre til at etablert industri må utsette prosjekter for omstilling/vekst, eller at ny industri ikke etablerer seg, utsetter etablering eller etablerer seg en annen plass (potensielt i et annet land). Dersom det er kjent at det er begrensninger i nettet, som det vil ta lang tid å utbedre, kan det føre til at lønnsomme forbruks-

prosjekter ikke engang vurderer lokalisering i den aktuelle regionen eller i Norge.

På den annen side vil forskuttering av nettutbygging der det ikke er et sikkert behov, innebære en risiko for feilinvesteringer, og at samfunnet påføres kostnader og unødig arealbeslag og naturinngrep. Denne risikoen er ikke nødvendigvis så stor dersom det er mange potensielle brukere av det nye nettet, mens den kan være svært høy dersom investeringen avhenger av én eller et fåtall aktører. Basert på intervjuer med nettselskapene er deres generelle oppfatning at risikoen for feilinvesteringer i dag er lavere enn tidligere, som følge av den store etterspørselen etter kapasitet, som gjelder over store deler av landet. Samtidig har enkelte nettselskap egne erfaringer med tilfeller hvor de selv har investert basert på forventninger om fremtidig utvikling, men i dag ser at dette ikke har vært den mest hensiktsmessige utviklingen av nettet.

For å legge til rette for en samfunnsøkonomisk rasjonell nettutvikling må nettselskapet altså balansere hensynet til å være tidlig nok ute, med hensynet til å unngå feilinvesteringer. Dette er en krevende øvelse. Viktige faktorer som sannsynlighet for realisering, og verdien av forbruket er gjerne vanskelige å estimere for nettselskapet, og også for myndighetene i en eventuell konsesjonsbehandling.

#### Sannsynligvis samfunnsmessig rasjonelt med proaktiv nettplanlegging

Nettinvesteringer innebærer store irreversible investeringer og høye kostnader. I utrednings- og planleggingsfasen er kostnadene imidlertid lave, eller moderate. Konsekvensene av å gjøre unødige eller for tidlige utredninger er dermed begrenset. Samtidig utgjør disse fasene en betydelig del av den samlede ledetiden. Dette innebærer at det kan være rasjonelt at nettselskapet er noe i forkant av utviklingen, og initierer og gjennomfører nettutredninger mens forbruksprosjekter enda er umodne. En slik tilnærming kan innebære at flere prosjekter blir utredet og eventuelt også konsesjonsøkt, enn det selskapet forventer at vil realiseres. En slik opsjonsbasert nettplanlegging kan gi samfunnsøkonomiske gevinster ved at nytten av den reduserte ledetiden overstiger eventuelle unødige kostnader ved nettutredningene.

*kun omfatter utredningskostnader vil i mindre grad påvirke aktørenes beslutninger knyttet til etablering, lokalisering og dimensjonering av sine anlegg. Til dette formål vil et utredningsgebyr sannsynligvis utgjøre en for liten andel av de totale kostnadene for investeringer i nettanlegg og for realisering av det aktuelle forbruks- eller produksjonsanlegget.»*

<sup>16</sup> Dette er også i tråd med Oslo Economics' (2017) vurdering da innføring av utredningsgebyrer i masket nett ble utredet. I rapporten fremgår at «Vi finner at innføring av en gebyrordning knyttet til nettutredninger først og fremst kan bidra til mer effektiv bruk av nettselskapenes utredningsressurser. Dette følger av at en gebyrordning vil kunne føre til redusert etterspørsel etter utredninger, bedre prioritering av prosjekter, mer effektive utredninger og økt kostnadsdisiplin hos nettselskapene. En gebyrordning som

Nettutredninger kan også ha verdi selv om prosjektet som først utløser dem bortfaller – en del av arbeidet kan potensielt gjenbrukes ved ny forbruksutvikling i området. Dette gjelder særlig i en situasjon som i dag, hvor det er knapphet på nett flere steder i landet og stor forventet forbruksvekst.

I noen tilfeller er det også stor sikkerhet om at det kommer forbruksvekst i et område, selv om det ikke er klart hvilke aktører som vil etablere seg, når dette skjer, nøyaktig lokalisering etc. Også i slike tilfeller kan det være lønnsomt for samfunnet at nettselskapet initierer nettutredningene selv om forbruksprosjektene enda er umodne og det nøyaktige effektbehovet og fordelingen av dette er klarlagt.

Nøyaktig hvor proaktive nettselskapene skal være, er imidlertid også et større energi- og næringspolitisk spørsmål. Et godt utbygd nett der det er plass til å øke forbruket kan være et svært viktig virkemiddel eller også en forutsetning for å tiltrekke seg ønskede industrietableringer og tilhørende verdiskaping og sysselsetting. Dette kan være viktig i en tid med stort omstillingsbehov og mål om å bygge opp ny industri basert på fornybare energikilder. Samtidig vil dette ha store kostnader for samfunnet – både i form av investeringskostnader og arealbeslag i tilknytning til nettinfrastrukturen, og bruk av knappe ressurser som fornybar strøm og arbeidskraft inn i den nye industrien. Som Statnett peker på vil det sannsynligvis også være behov for å bygge ut ny produksjon dersom mange av de planlagte forbruksprosjektene skal realiseres. Dette vil gi grunnlag for ny verdiskaping, men også kostnader og naturinngrep.

Det finnes altså ikke et enkelt svar på hva som vil være en samfunnsmessig rasjonell nettplanlegging og -utbygging – som er målet nettselskapene og myndighetene skal styre etter. Dette vil også til en viss grad være avhengig av hvilken vekt politikere og samfunn legger på ulike målsetninger. Som beskrevet vil imidlertid en noe proaktiv og framoverskuende nettplanlegging sannsynligvis være rasjonelt – særlig i dagens situasjon med høy etterspørsel og sett i lys av nettinvesteringenes lange ledetid og beskjedne kostnadspådrag i planfasen. Dette kan ha en potensielt stor oppside, dersom det gir grunnlag for ny lønnsom industri, og har en relativt begrenset nedside så lenge nettselskapene planlegger, men avventer investering til forbruket materialiserer seg.

---

<sup>17</sup> For Statnett er dette erfaringsmessig en mindre problemstilling.

#### 4.3.1 Nettselskapene opplever at den samlede reguleringen gjør dem reaktive

I dag er det som beskrevet stor etterspørsel etter nett, og det har oppstått køer av tilknytnings saker som må avvente nødvendige nettinvesteringer i ulike deler av landet. Dette kan være et resultat av uventet rask og sterk etterspørselsøkning som følge av omstilling av økonomien, men kan også være en indikasjon på at nettselskapene ikke i tilstrekkelig grad har evnet å planlegge for utviklingen vi ser. Et relevant spørsmål er hvordan dagens regulering påvirker nettselskapenes muligheter og insentiver til proaktiv nettplanlegging.

Regionalnettselskapene vi har intervjuet er relativt samstemt om at den samlede reguleringen har rigget dem på en måte som ikke fremmer den proaktive atferden som er nødvendig i dagens situasjon. Den generelle oppfatningen blant synes å være at det i dag er en større risiko for at de opptrer for reaktivt, og planlegger og investerer for lite og for sent, enn for mye og for tidlig. Regionalnettselskapene peker på flere forhold ved reguleringen som kan ha bidratt til dette:

Nettselskapene peker på tilknytningsplikten som den viktigste driveren for nettselskapenes investeringer. Dette er en tydelig plikt som utløses når konkrete prosjekter ønsker tilknytning eller det skjer utvidelser av eksisterende forbruk. Samtidig er dette en følgeplikt – nettselskapene er ikke pliktige til å gjøre utredninger før det kommer en konkret henvendelse og det inngås avtale om betaling av utredningskostnader. Ettersom forbruket som ønsker tilknytning gjerne har kortere ledetid enn utredning og bygging av nett, vil investeringene i utgangspunktet komme for sent og medføre forsinkelser for forbruksprosjektet.

I regionalnett er de fleste nettselskap også kapitalbeskranket og må ta hensyn til hvordan nettinvesteringene skal finansieres.<sup>17</sup> I tilfeller hvor investeringen er utløst av identifiserbare kunder vil nettselskapet ta anleggsbidrag, en plikt som også er utvidet de siste årene til masket nett. Dette gir enklere tilgang til finansiering av prosjektet sammenliknet med investeringer som ikke er utløst av konkrete kunder, men for eksempel av alminnelig forbruksvekst, der dette kan innebære at eierne må gå med på lavere utbytter eller å tilføre egenkapital til selskapet. For noen nettselskap er det krevende å få aksept fra eierne for investeringer der det ikke foreligger en direkte plikt. Nettselskapene synes også å preferere

investeringer som delvis kan finansieres med anleggsbidrag, fordi slike i mindre grad slår ut i høy nettleie for alle kunder.

Enkelte nettselskap viser til at reglene om anleggsbidrag i masket nett kan ha gjort dem mer reaktive enn tidligere. Nettselskapet står stadig overfor avveininger om når det er behov for å forsterke nettet som følge av vekst i alminnelig forbruk. Hvis investeringer da holdes tilbake, vil til sist nye tilknytninger kreve kundeutløste forsterkninger, og deler av investeringene vil kunne finansieres av kunden som tilknyttes. Tidligere var ikke dette mulig i masket regional- og transmisijsnett. Muligheten som finnes der i dag kan imidlertid gi opphav til en form for ventespill mellom nettselskap og kunde, der begge parter avventer at den andre parten skal initiere utviklingen.

Det er altså flere grunner til at anleggsbidrags-finansierte investeringer foretrekkes fremfor investeringer som finansieres av nettkundene. Dette kan også være en effektiv tilpasning for samfunnet – fordi nettselskapene faktisk prioriterer de viktigste og sikreste investeringene. Likevel kan dette gjøre nettselskapet tilbøyelig til å avvente utredning og planlegging av tiltak frem til det foreligger konkrete bestillinger, da det er krav om at tiltaket skal være utløst av kunde for at anleggsbidrag skal kunne tas. Dersom utredningen gjøres tidligere, og med en samlet begrunnelse om forventet vekst i området, kan det være vanskeligere for nettselskapet å benytte anleggsbidrag. Isolert sett vil dette altså redusere insentivene til å være proaktiv og planlegge tidlig.

Uavhengig av hvilke insentiver nettselskapene står overfor, er de uansett forpliktet til langsiktig planlegging gjennom ordningen med kraftsystem-utredninger (KSU). Ordningen skal bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet gjennom langsiktig og koordinert planlegging. Det er etablert 18 utredningsområder i Norge og NVE har utpekt en utredningsansvarlig konsesjonær innenfor hvert av disse. Dette er 17 regionalnettselskap og Statnett som har ansvar for utredning av sentralnettet. Utredningsansvarlige skal utarbeide og hvert annet år oppdatere en kraftsystem-utredning for sitt utredningsområde, der de skal vurdere mulig utvikling i behov for overføringskapasitet, skape en felles forståelse i samfunnet for endringer i kraftsystemet og gi grunnlag for behandling av søknader om konsesjon, jf. Forskrift om energitredninger § 1.

Selv om det foregår langsiktig planlegging gjennom KSU-ordningen er ikke dette nødvendigvis utredninger som bidrar til å forkorte ledetiden til konkrete enkeltinvesteringer. Her kreves mer

detaljerte og dyptgående analyser av behov, mulige løsninger, trasevalg, konsekvenser, kostnader etc. Den overordnede planleggingen gjennom KSU-ordningen vil altså ikke alene dekke et behov for en mer proaktiv nettplanlegging.

Den samlede planleggingsperioden i et nettprosjekt består av flere aktiviteter der utarbeidelse av konsesjonssøknad og konsesjonsbehandlingen er viktige deler. Nettselskapene peker på at konsesjonsbehandlingen er en mulig barriere for proaktiv planlegging, ettersom det må vises at investeringene er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Dette kan være utfordrende når det er snakk om investeringer som skal betjene en sannsynlig, men ikke konkret etterspørsel, eller som skal tilrettelegge for ett eller et fåtall store og usikre forbruksprosjekter. Likevel vil det være mulig å gjennomføre en del av arbeidet som ligger i å utarbeide en konsesjonssøknad, i påvente av mer informasjon om realismen i planene. Selv om det ikke skulle være mulig å få konsesjon på dette tidspunktet i prosjektet er det altså mulig å forkorte gjenstående ledetid ved å gjøre en del forarbeid i denne fasen.

En annen sannsynligvis viktigere barriere for proaktiv nettplanlegging er at nettselskapene har begrensede utredningsressurser og at pågangen av saker er stor. Nettselskapene har i dag utfordringer med å håndtere den store strømmen av saker, som det er tidkrevende å behandle. Utrednings- og konsesjonsprosessene er også omfattende og nettselskapene har begrenset kapasitet til å håndtere mange slike prosjekter samtidig. Flere forteller om økende ventetider for å få behandlet en tilknytningssak og særlig om tilknytningene krever behandling og investeringer hos Statnett. Nettselskapene forteller også om relativt mye tidsbruk på beregning og fordeling av kapasitet, anleggsbidrag og utredningsgebyrer, som skal være basert på faktiske kostnader. Dette gjelder særlig i regional- og distribusjonsnett der selskapene i tillegg til de større tilknytningssakene (over 1 MW) håndterer en rekke mindre saker der anleggsbidrag skal beregnes og etterberegnes.

Insentivene til å gjøre tidlige utredninger vil også avhenge av de generelle investeringsinsentivene i reguleringen. Dersom investeringsinsentivene var sterke, ville det sannsynligvis også bidratt til at nettselskapene startet planlegging tidlig. Flere av nettselskapene mener derimot at den samlede reguleringen gir insentiver til å være reaktiv og avvente investeringer så lenge det er mulig. De peker på at selskaper som har stor investeringsaktivitet kommer dårligere ut enn selskaper med liten aktivitet, og at dette er en ulempe som ikke nødvendigvis utjevnes over tid. Det å investere for å tilrettelegge for sannsynlig forbruksvekst, uten at

det foreligger tilknytningsplikt, fremstår også for nettselskapene som en stor risiko og er krevende å få finansiert. At denne type usikre investeringer prioriteres lavere enn andre investeringer som nettselskapet er forpliktet til å gjøre, vil imidlertid i mange tilfeller være i tråd med målet om en samfunnsmessig rasjonell nettutvikling. Vi har ikke gjort nærmere vurderinger av de samlede investeringsinsentivene i reguleringen, og om disse er tilpasset dagens situasjon.

**Oppsummert** har nettinvesteringer lange ledetider, ofte lenger enn prosjektene som skal tilknyttes. For å legge til rette for en samfunnsøkonomisk rasjonell nettutvikling bør kapasitetsøkninger i nettet i noen tilfeller planlegges mens forbruksprosjektene enda er umodne og hvor faktisk effektbehov er usikkert.

Utover KSU-ordningen har nettselskapene ingen plikt til å starte utredninger før det foreligger konkrete bestillinger. Det er også usikkert i hvilken grad nettselskapene har insentiver til dette. Nettselskapene vil av flere grunner prioritere investeringer som utløses av tilknytningsplikten og som helt eller delvis kan finansieres av anleggsbidrag. Reglene om anleggsbidrag ved kundefølsomme investeringer kan gi insentiver til ventespill mellom nettselskap og kunder, og redusere nettselskapenes insentiver til proaktiv planlegging i regionalnettet.

Det kan dermed være grunn til å vurdere om det bør gis sterkere plikt eller insentiver til en mer proaktiv nettplanlegging for å legge til rette for raskere tilknytninger når forbruket er sikkert.

## 4.4 Reservert kapasitet i nettet til prosjekter som ikke er tilknyttet

Ved henvendelser om tilknytning vurderer nettselskapene om det er tilgjengelig kapasitet til å tilknytte det aktuelle prosjektet i dagens nett (DF-vurdering), jf. kap. 3.3. Dersom det vurderes som driftsmessig forsvarlig å tilknytte prosjektet, vil prosjekteier få tilbud om tilknytning. Ved aksept av tilknytningsavtalen og vilkårene i denne, vil nettselskapet reservere kapasitet til prosjektet, i påvente av at tilknytningen gjennomføres. Denne kapasiteten kan da ikke tildeles andre så lenge den er reservert til det aktuelle prosjektet.

Dersom det ikke er ledig kapasitet i dagens nett vil prosjekteier få beskjed om at det er behov for investeringer for å muligjøre tilknytningen, og også et tidlig anslag på hva dette kan koste, jf. 3.4.3. Nettselskapene skal kreve et utredningsgebyr fra prosjekteier for å gå videre med utredninger av nødvendige nettinvesteringer, jf. kap. 3.3.2. Dersom prosjekteier sier seg villig til å betale utrednings-

kostnadene, og et senere anleggsbidrag, vil prosjektet stilles i kø i påvente av at nødvendige utredninger og investeringer foretas. I praksis vil dette innebære at prosjektene reserverer kapasitet i fremtidig nett.

I dag er det langt fra alle henvendelser om nettilknytning som ender med at prosjektet får reservert kapasitet i dagens eller fremtidig nett. En del prosjekter faller fra blant annet hvis det blir klart at det ikke er plass i eksisterende nett og at det er behov for investeringer. Videre stiller nettselskapene visse krav til prosjektenes modenhet og fremdrift for at disse skal kunne reservere kapasitet og beholde reservasjonen, noe som også utelukker en del prosjekter.

Det er imidlertid ikke noen direkte betaling for å reservere kapasitet i nettet. I tilfeller hvor det er ledig kapasitet er dette i utgangspunktet gratis, utenom kostnader knyttet til nødvendig dokumentasjon og prosjektutvikling. I tilfeller der det ikke er kapasitet i dagens nett kan reservasjon innebære at prosjekteier må undertegne avtale om å dekke en forholdsmessig andel av utredningskostnader, og senere i prosjektforløpet også anleggsbidrag for faktiske investeringskostnader, jf. kapittel 3.4.3.

I hvor stor grad det har vært mulighet for å reservere kapasitet, og beholde slike reservasjoner, avhenger av nettselskapenes praksis for håndtering av forespørsler om tilknytning og vilkår for reservasjoner av kapasitet:

### 4.4.1 Ulik praksis for håndtering av henvendelser og betingelser for reservasjon av kapasitet

Det fremgår av intervjuene at det er ulik praksis mellom nettselskapene når det gjelder håndtering av henvendelser og under hvilke betingelser de har latt kunder reservere kapasitet. I lys av den nye utviklingen med stor pågang av forespørsler og knapphet på nettkapasitet er det imidlertid også mange nettselskap som er i ferd med å justere og stramme inn sin praksis. Det er også initiativer på gang i bransjens regi som bidrar til en mer enhetlig praksis mellom nettselskapene.

Historisk og inntil nylig har mange nettselskap operert med et førstemann-til-mølla-prinsipp der de aktørene som har vært først ute med å be om tilknytning også har fått saken først behandlet og mulighet til å reservere kapasitet i nettet. Hos enkelte nettselskap har det i utgangspunktet vært tilstrekkelig å oppgi organisasjonsnummer, planlagt lokalisering og forventet kraftforbruk for å få reservere nettkapasitet. Noen nettselskap forteller om utfordringer knyttet til at en del av prosjektene som har fått reservert kapasitet vurderes som usikre



og at det er risiko for at disse kan fortrenge nyere initiativer som anses som sikrere og mer lønnsomme. Eksempler på dette er når det er gitt reserverasjoner til usikre industriprosjekter som ikke er investeringsbesluttet, samtidig som eksisterende industri i området ønsker å utvide sin virksomhet, men ikke får kapasitet til dette.

En del nettselskap har hatt et mer bevisst forhold til hvordan de har prioritert ulike typer henvendelser og tilknytningssaker. Noen nettselskaper har stilt tydelige krav til modenhet og dokumentasjon for at aktører skal få reservere nettkapasitet og også krav til fremdrift for å få beholde reserverasjonen. Videre stiller flere nettselskap krav om at prosjekteiere betaler utredningskostnader til en konkret nettinvestering for å få kjøplass for tilgang til fremtidig kapasitet. Noen nettselskap har også prioritert enkelte typer prosjekter høyt – som planer for nye batterifabrikker, og nedprioritert andre type prosjekter, for eksempel der det er sannsynlig at kraftforbruket vil gå til kryptomining.

I dagens situasjon med betydelig pågang fra store forbruksprosjekter opplever de fleste nettselskap utfordringer knyttet til reserverasjon og knapphet på kapasitet. Det synes derfor å være en dreining i retning av at flere av nettselskapene stiller strengere krav til prosjektene som skal få reservere kapasitet. Nettselskapene har jevnt over et ønske om å basere reserverasjon på objektive vilkår knyttet til modenhet og fremdrift i prosjektene. De fleste oppgir at de er i ferd med å utvikle eller videreutvikle slike prinsipper, og viser også til arbeidet med en ny norm for dette i regi av Energi Norge (2021),<sup>18</sup> som også er beskrevet i delkapittel 3.3.2.

Nettselskapene har likevel noe forskjellige meninger om hva som er gode prinsipper for håndtering og prioritering av sakene, avhengig av deres tolkning av handlingsrommet i tilknytningsplikten og også hvor anstrengt situasjonen er i deres område. Agder Energi mener for eksempel at Energi Norges norm er for streng og at det bør være mulig å reservere kapasitet tidligere enn den legger opp til, og så heller ha strengere kriterier for å beholde reserverasjonen dersom prosjektet ikke viser tilstrekkelig fremdrift. Dette gjelder særlig fordi manglende mulighet for reserverasjon antas å kunne avskrekke internasjonale aktører.

Nettselskapene er også oppmerksomme på utfordringen knyttet til at prosjekter gjerne melder inn et større behov enn det som realiseres. Flere nettselskap påpeker at de krever at prosjekteier

dokumenterer og sannsynliggjør det faktiske effektbehovet og at de kun lar prosjekter reservere en rimelig andel av estimert kapasitetsbehov. Enkelte nettselskap har også frister for hvor lenge reservert kapasitet kan holdes. Statnett opplyser at setter en svarfrist på tre måneder fra det tidspunktet de besvarer en henvendelse med tilbud om tilknytning, og at kapasiteten i denne perioden er reservert til prosjektet som har bedt om tilknytning. For at prosjektet fortsatt skal få reservere kapasiteten etter dette må prosjektet bekrefte at det ønsker tilknytning, og vil også få krav om å dokumentere fremdrift etter fastsatt prosjektplan.

Med bakgrunn i den varierende praksisen for håndtering av tilknytningssaker er det også varierende i hvilken grad nettselskapene opplever at kapasiteten i deres nett er reservert til umodne og usikre prosjekter. Mens enkelte selskap ser på dette som et betydelig problem, er det også flere selskaper som mener at prosjektene som har fått reservert kapasitet i deres nett er forholdsvis modne, med høy sannsynlighet for realisering.

Det er også stor forskjell på omfanget av kø – hvor prosjekter venter på at ny nettkapasitet skal utbygges. Noen netteiere har en begrenset kø av prosjekter som er prioritert for tilknytning når ny nettkapasitet er på plass, der prosjekteierne alle har betalt utredningskostnader og synes beredt på å betale anleggsbidrag for sin andel av nytt nett. Andre har en svært lang kø av tilknytningssaker der en betydelig andel anses som usikre prosjekter. Disse kan stå i kø i påvente av at Statnett iverksetter tiltak i overliggende nett og har ikke nødvendigvis betalt utredningskostnader.<sup>19</sup> I disse tilfellene er det imidlertid i mindre grad gitt eksplisitte rettigheter om kjøplass og prioritering til prosjektene, og flere selskaper er altså i ferd med å utvikle objektive kriterier for å sortere i forespørslene.

#### 4.4.2 Nærmere om omfang av reservert kapasitet hos kunder som ikke er tilknyttet

I de fleste nettområder er det i dag noe kapasitet i dagens nett som er reservert til kunder som enda ikke er tilknyttet. Omfanget av slik reservert kapasitet varierer betydelig mellom nettområdene, blant annet avhengig av pågangen av henvendelser, praksisen for håndteringen av sakene og også kapasiteten i dagens nett.

Vårt inntrykk er at det kan være noen forskjeller mellom nettselskapene i hva som defineres som reservert kapasitet. De fleste opererer minimum med to kategorier, som omfatter (i) saker som har

<sup>18</sup>

<https://www.energinorge.no/publikasjoner/rapport/2021/bransjenorm-for-nettilknytning/>

<sup>19</sup> I tilfeller hvor nettinvesteringene vil ha nytte for mange/der det er krevende å identifisere hvem som utløser investeringen, har Statnett ikke tatt betaling for utredningskostnader.



fått akseptert sin søknad om tilknytning (reservert kapasitet) og (ii) saker som har fått rett til ny nettkapasitet som er under planlegging eller bygging (køplass). I tillegg har mange selskaper en kø av henvendelser som ikke har fått behandlet sin sak eller som foreløpig ikke er stilt i noen formell kø for tilgang på kapasitet.

For å få bedre oversikt over utviklingen i kapasitetsbruk og behandling av tilknytningssaker i det norske strømmettet har Statnett siden 2018 bedt norske netteiere melde inn informasjon om alle forespørsler om tilknytninger over 1 MW. Informasjonen er nå samlet i en database som gir en nasjonal oversikt over tilknytningssaker og hvor langt kundene har kommet i prosessen. Det er flere mulige feilkilder i dataene. Det kan for eksempel være saker som ikke er innmeldt eller også saker som er innmeldt flere ganger. Sannsynligheten for slik dobbelttelling er størst i anslagene på volumer som befinner seg i de tidlige stegene av prosessen. Det er heller ikke registrert i databasen om kundene har falt fra underveis, og særlig på de tidlige stegene i prosessen vil statistikken dermed omfatte prosjekter som har skrinlagt sine planer etter at de var i kontakt med nettselskapet. Selv om det er usikkerhet knyttet til tallene, kan Statnetts database trolig gi det beste anslaget på omfanget av reservert kapasitet i dagens nett, sett på et nasjonalt nivå. I databasen opererer Statnett med følgende kategorier:

**Omsøkt volum (MW):** Søknader som er kommet inn og hvor nettselskapet har gitt aktøren en første tilbakemelding (DF-vurdering). Dette volumet er omfatter totalt 27 450 MW som har fått tilbakemelding på sin søknad siden sommeren 2018, hvorav om lag 22 000 MW av volumet er forbruksprosjekter som har søkt om tilknytning. Det totale volumet kan inkludere prosjekter som har bedt om tilknytning flere steder. En andel av prosjektene har sannsynligvis falt fra etter den første kontakten med nettselskapene, noe som reflekteres i at tall på reservert kapasitet og volum under utredning er betydelig lavere:

**Reservert volum (MW):** Søknader som er behandlet og hvor aktøren har fått tilbakemelding om at det er kapasitet i dagens nett (tilbud om tilknytning). Dette omfatter i underkant av 9 150 MW. Ikke alle disse prosjektene har akseptert tilkynningsavtalen innenfor tidsfristen og den reelle reservede kapasiteten slik vi definerer dette er derfor gitt i neste kategori.

**Bestilt volum (MW):** Prosjekter som har takket ja til tilbudet om tilknytning i dagens nett innenfor tidsfristen, og som følger som milepælsplan for å få beholde kapasiteten som er reservert (reservert

kapasitet) Dette omfatter om lag 4 200 MW der litt over halvparten er forbruk (ca. 2 400 MW). Disse prosjektene har fått en reservasjon i dagens nett og vil beholde denne frem til tilknytning, og så lenge de følger nettselskapenes krav om fremdrift i henhold til prosjektplan etc. Det er liten sannsynlighet for dobbelttelling av prosjekter i denne kategorien. Det er ifølge Statnett en mulighet for at noe av den reservede kapasiteten er blitt tilknyttet, men dette gjelder trolig et svært lite volum.

**Volum under utredning (MW):** Prosjekter som har takket ja til tilbudet om å utrede nettforsikringer mot betaling av utredningskostnader. Dette kan være kunder som skal tilknyttes direkte i Statnetts nett eller hos regionalnettsseier hvor Statnett gjennomfører utredning på vegne av denne. Etter vår kategorisering er dette prosjekter som har fått en reservasjon i fremtidig nett (køplass). Ifølge Statnetts database omfatter dette om lag 3 300 MW (inkluderer både produksjon og forbruk). Det er imidlertid viktig å notere at det også kan pågå slike utredninger på regionalnettnivå som ikke er registrert i Statnetts database. Omfanget av slike saker kan altså være høyere enn det som fremgår her.

**Tilknyttet volum (MW):** Prosjekter som er tilknyttet siden 2018 og frem til i dag. Dette omfatter et volum på om lag 2 000 MW hvorav ca. 400 MW er forbruk. Sett opp mot saksomfanget i dag, ser vi at andelen forbruksprosjekter har økt betydelig og utgjør hovedvekten av saker der nettkapasitet er omsøkt eller reservert. Dette tilsier at også andelen forbruksprosjekter vil øke når det gjelder prosjekter som tilknyttes. Samtidig gir det også et uttrykk for den store usikkerheten i forbruksprosjekter og at det er en større andel av disse som faller fra på veien fra søknad og til realisert tilknytning.

#### 4.4.3 Nærmere om verdien av reservert utnyttet kapasitet

I dag er det altså et betydelig omfang av kapasitet i dagens nett som er reservert til kunder som enda ikke er tilknyttet. Statnetts tallgrunnlag indikerer at dette omfatter om lag 4 200 MW hvorav 2 400 MW er forbruksprosjekter. Tallet inkluderer ikke forbruk som har fått reservert kapasitet før 2017 eller forbruksprosjekter under 1 MW. En annen kilde til å underestimere den reservede kapasiteten er muligheten for at nettselskapene ikke har meldt inn alle prosjekter over 1 MW til Statnett. Tallene kan imidlertid også inneholde prosjekter som i dag er tilknyttet, uten at det er blitt registrert hos Statnett, noe som vil virke i retning av å overestimere den reservede kapasiteten.

For prosjekteiere vil det som regel ikke være aktuelt å igangsette prosjekter uten at de kan påregne tilknytning til nett når prosjektet står klart til bruk. Det er altså gode grunner til at det bør være anledning til å reservere kapasitet i nettet til nye forbruksprosjekter. Dette er heller ikke nødvendigvis en utfordring i seg selv så lenge prosjektene kommer som planlagt, eller reservasjonene er knyttet til områder med ledig kapasitet.

I områder med begrenset kapasitet vil imidlertid reservasjonene kunne innebære at andre prosjekter fortrenses eller får senere tilknytning. Dersom det er gitt reservasjoner eller kjøplass til prosjekter som ikke realiseres, eller som kommer senere enn antatt, er det dermed en risiko for samfunnsøkonomiske tap knyttet til avvist etterspørsel. Det samme vil være tilfelle dersom prosjektene som har fått reservere kapasitet, eller som står lengst frem i køen, har lavere lønnsomhet (og nytte av tilknytningen) enn de som står lenger bak i køen. Lang kø av prosjekter som venter på tilknytning kan også virke avskrekkende på prosjektutviklere og kan føre til at disse skrinlegger sine planer eller etablerer seg en annen plass.

Det er ikke mulig basert på Statnett sine tall å vurdere hvor mye av den reserverte kapasiteten som hører til i områder hvor det er begrensninger i nettet, eller hvor det er forventet begrensninger fremover. Intervjuer med regionalnettseiere underbygger imidlertid at det er i ferd med å bli knapphet på kapasitet i mange deler av landet og at en del av forbruksprosjektene som er planlagt dermed tar opp kapasitet som i utgangspunktet kunne vært tildelt andre prosjekter. Dette skaper en risiko for at prosjekter som er samfunnsøkonomisk lite lønnsomme står i veien for tilknytning av mer lønnsomme prosjekter, spesielt hvis det er mange usikre prosjekter langt fremme i køen. Det oppstår da en mulighet for at prosjekter som i realiteten kan tilknyttes tidlig må vente lenge, selv om prosjektene som forårsaker forsinkelsen til sist ikke realiseres.

Kostnaden for reserverte kapasitet som ikke utnyttes avhenger av hva konsekvensen er. I noen tilfeller kan det bety at lønnsomme prosjekt blir realisert på et senere tidspunkt enn ønskelig. Dette gir et nåverditap fordi verdiskapingen fra prosjektet kommer senere enn det som er optimalt. I andre tilfeller kan prosjektene falle fra, eller aldri planlegges, noe som gir et totalt bortfall av verdiskapingen fra prosjektet. Det er imidlertid ikke gitt at dette i sin helhet reflekterer et samfunnsøkonomisk tap, da etablering av prosjektet vil beslaglegge ressurser – blant annet arbeidskraft og strøm, som har en alternativ anvendelse. En annen mulig effekt er at forbruket velger å etablere seg et annet sted, der det er ledig kapasitet eller

kortere ledetid for tilknytning. Dette vil ikke nødvendigvis innebære noe samfunnsøkonomisk tap, hvis det finnes ledig kapasitet andre steder og den alternative plasseringen har like gode egenskaper. I mange tilfeller vil det imidlertid være ulemper forbundet med å velge en annen lokalisering enn den man i utgangspunktet hadde pekt seg ut. En siste mulig konsekvens av reserverte kapasitet kan være at det blir investert i nettkapasitet som det ikke er behov for eller at investeringene skjer tidligere enn det som vil være optimalt dersom dagens kapasitet ble utnyttet effektivt.

Dersom vi antar at reserverte utnyttet kapasitet fører til at lønnsomme prosjekter fortrenses eller forsinkes, er lønnsomheten til forbruket som må vente på tilknytning det beste anslaget på verdien av den beslaglagte kapasiteten. Generelt er dette krevende å estimere, da vi ikke har innsikt i hvilke typer kunder dette gjelder, deres forretningsmodeller og forventet lønnsomhet i prosjektene. Betalingsvilligheten for nettet de utløser kan imidlertid brukes som anslag på verdien de har av å få tilgang til kapasitet. Betalingsviljen til forbrukerkundene er ikke observerbar. I de tilfellene kunden er villig til å betale anleggsbidrag vil dette likevel være et nedre anslag på deres betalingsvilje. For de som velger å tilknytte seg kan betalingsviljen også være høyere.

Som et regneeksempel tar vi utgangspunkt i Statnetts anslag på reserverte kapasitet til forbruk – på 2 400 MW. Vi antar som en forenkling at alle disse prosjektene ligger i områder hvor det er kapasitetsbegrensninger eller forventninger om dette fremover, enten i regionalt eller også i overliggende nett. Dersom en fjerdedel av disse 2 400 MW er usikre planer som ikke blir realisert, kunne denne kapasiteten vært benyttet til å knytte til 600 MW annet forbruk som i dag står i kø.

Hvilke typer tiltak som er nødvendig for å knytte til nytt forbruk varierer fra sted til sted. Det kan være alt fra mindre investeringer i regionalnettet, til større transformatorer i transmisjonsnettet, til nye transmisjonsnettledninger. I noen tilfeller må alle disse til for å legge til rette for nytt forbruk, særlig hvis det er snakk om flere hundre MW.

Basert på intervjuene er vår oppfatning at det i mange tilfeller er kapasitet i transmisjonsnettet som i størst grad bergenser hvor mye nytt forbruk som kan knyttes til. I tillegg kan det være tiltak som må gjøres i regionalnett. Dermed vil det ofte være snakk om store investeringer. Hvor mye kapasitet tiltakene gir til nytt forbruk avhenger av det øvrige nettet i området, og hvor presset kapasiteten var før tiltaket ble satt i drift.

Eksempelvis har Statnett søkt om å bygge en ny 420kV ledning fra Blåfalli til Gismarvik for å knytte til 500 MW nytt forbruk (Statnett SF, 2019). Forventet kostnad er 1,2-1,4 mrd. kroner, og inkluderer en ny stasjon og utvidelse av en eksisterende stasjon (Statnett SF, 2021f). Da anleggsbidraget i masket nett maksimalt kan utgjøre 50 prosent blir anleggsbidraget maksimalt 1 til 1,5 MNOK/MW.

De regionale nettselskapene har også gitt oss opplysninger om investeringskostnader ved å knytte til nye kunder. Et nettselskap oppgir investeringskostnader på mellom 1 og 2 mrd. kroner for å legge til rette for 250-300 MW nytt forbruk i et område hvor det krever mange ulike tiltak, blant annet oppgradering av flere stasjoner og ledninger, for å legge til rette for forbruk. Gitt den samme antakelsen om 50 prosent anleggsbidrag ville dette gitt maksimalt anleggsbidrag på 1,7 – 3,3 MNOK/MW.

Basert på disse eksemplene vil anleggsbidrag for tilknytning av 600 MW nytt forbruk utgjøre 0,6-2 mrd. kroner, dersom det krever tiltak i transmisjonsnett. Dette illustrerer usikkerheten i anslagene og hvor forskjellig verdien av beslaglagt kapasitet vil være i ulike situasjoner.<sup>20</sup> Anleggsbidrag er videre kun en tilnærming på å fastslå verdien av reservert, utnyttet kapasitet. Verdien kan både være høyere og lavere enn dette, og vil i realiteten avgjøres av prosjektenes faktiske betalingsvilje for kapasiteten, og i hvilken grad prosjektet forsinkes/avvises.

Et øvre anslag på verdien av den reserverte kapasiteten vil være den fulle investeringskostnaden for å legge til rette for et tilsvarende volum. Dette vil være samfunnets kostnad dersom konsekvensen av den reserverte kapasiteten er at det investeres i en tilsvarende økning i nettkapasitet. Basert på eksemplene over vil anslaget på den samfunnsøkonomiske kostnaden være 1,2-4 mrd. kroner for å legge til rette for 600 MW forbruk.

I regneeksempelet har vi lagt til grunn at det er kapasitetsbegrensninger i nettet. I situasjoner hvor dette ikke er tilfellet vil verdien av kapasiteten kunne være lav. Samtidig vil ledig kapasitet som regel ha en viss verdi, selv om den er reservert. Den ledige kapasiteten kan for eksempel ha en verdi for kraftsystemet i form av økt forsyningssikkerhet og økt fleksibilitet og enklere drift. Dette trekker i retning av at hele investeringskostnaden er et for høyt anslag på verdien av kapasitet som er reservert, men ikke benyttes.

<sup>20</sup> Her har vi også lagt til grunn at det er kapasitetsbegrensninger. I situasjoner hvor dette ikke er tilfellet vil verdien av kapasiteten kunne være nær null.

**Oppsummert** er det i dag et betydelig omfang av nettkapasitet som er reservert til prosjekter som enda ikke er tilknyttet. Statnetts tall som er rapportert inn fra nettselskapene indikerer at dette gjelder 2400 MW forbruk. Så lenge prosjektene er gitt en hensiktsmessig tidsramme for sin tilknytning, og prosjektene realiseres som planlagt, representerer ikke dette nødvendigvis noe problem.

Det vil imidlertid være risiko for samfunnsøkonomiske tap om umodne og usikre prosjekter beslaglegger kapasitet som kunne vært tildelt mer modne og lønnsomme prosjekter. Konsekvensen kan være at modne og mer lønnsomme prosjekter velger andre lokasjoner, forsinkes eller avvises, eller overinvesteringer i nett.

Hvis vi legger til grunn at 25 prosent av kapasiteten (600 MW) er reservert til prosjekter som ikke realiseres, kan dette føre til samfunnsøkonomiske kostnader på mellom 0,6 og 2 milliarder kroner. Dette med utgangspunkt i at det er anleggsbidrag som er riktig anslag på verdi av reservert kapasitet. Verdien kan være både høyere og lavere enn det, avhengig av hva som er konsekvensen av at umodne og mindre lønnsomme prosjekter fortrenger mer modne og lønnsomme prosjekter.

Nettselskapene har hatt svært ulik praksis for å håndtere køen av henvendelser og prinsipper for reservasjon av kapasitet. Hos nettselskapene som har praktisert førstemann-til-mølla-prinsipp strengt, er sannsynligheten for at umodne prosjekter beslaglegger verdifull kapasitet, større enn hos de som har hatt modenetskriterier for å få reservere og beholde reservert kapasitet.

De fleste nettselskap er i ferd med å stramme inn reglene for reservasjon av kapasitet og innfører også krav til fremdrift i prosjektet og tidsgrenser for hvor lenge en reservasjon kan beholdes. Som beskrevet i kap. 3.3 er det blant annet utviklet en bransjestandard for dette i regi av Energi Norge. Dette er tiltak som vil bidra til en mer enhetlig praksis, og som sannsynligvis vil redusere omfanget av reservert kapasitet i dagens nett og bidra til en mer effektiv håndtering av køen av prosjekter.

## 4.5 Ikke-utnyttet tildelt kapasitet hos eksisterende kunder

Ved tilknytning inngås det en tilknytningsavtale mellom nettselskapet og kunden som definerer partenes rettigheter og plikter. Disse avtalene spesifiserer maksimalt tillatt effektuttak for den

enkelte kunde. Majoriteten av kundene utnytter imidlertid normalt ikke all effekt de er tildelt. Gjeldende forvaltningspraksis er at kunden likevel har en juridisk rettighet til å utnytte hele effekten om den skulle ha behov for dette.

#### 4.5.1 Omfanget av ikke-utnyttet tildelt kapasitet hos eksisterende kunder

Ifølge nettselskapene har det i lang tid vært vanlig praksis at uttakskunder har fått tildelt mer effekt enn de benytter. Det er få kunder som utnytter hele sin tildelte kapasitet, noe som synes å gjelde generelt for alle kundegrupper og i alle nettområder. Husholdninger og næring har ofte en sikring som gir rom for større uttak enn de faktisk har, og mange kunder ønsker seg dette handlingsrommet når de tilknyttes. Statnett trekker også frem at blant de store forbrukskundene, så ligger de fleste en god del under tildelt kapasitet.

Statnett har enkelttilfeller der kunder bruker mer kapasitet enn det som er tildelt, men dette gjelder i hovedsak regionalnett. Det finnes også noen forbrukskunder med høyere uttak enn det Statnett har registrert for deres avtaler, men årsaken er da vanligvis at avtalene ikke er oppdatert i Statnett sitt system. Statnett opplyser at de for tiden jobber med å få en bedre kontroll med inngåtte avtaler og rettigheter til effektuttak, der de per i dag ikke har en fullstendig oppdatert oversikt.

De fleste regionalnettselskap beskriver liknende utfordringer, og har i liten grad fullstendige og oppdaterte tall på total kapasitet som faktisk er tildelt. I en del tilfeller mangler det tilknytningsavtaler, særlig hvis tilknytningen har skjedd langt tilbake i tid, og det kan derfor også være uklart hvor stor effekt som faktisk er tildelt kunden. Dersom det ikke foreligger noen tilknytningsavtale er gjeldende forvaltningspraksis at kundens overbelastningsvern eller sikringsstørrelse definerer tillatt uttak.

Ifølge samtlige nettselskaper er det uansett svært vanlig at kunder er tildelt mer effekt enn de faktisk utnytter. I alle tilfeller, og særlig hvis kundenes overbelastningsvern legges til grunn, er det et svært stort avvik mellom summen av alle rettigheter og historisk topplast i nettet, både på regionalt nivå og nasjonalt nivå. På spørsmål om hvor stor denne differansen er, svarer nettselskapene at de ikke har tilstrekkelig oversikt over tildelte rettigheter til effektuttak til å kunne anslå dette.

Informasjonen om tillatt effektuttak har også i relativt liten grad vært benyttet av nettselskapene. Når nye kunder tilknyttes, og nettselskapene skal vurdere om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig, ser nettselskapene i all hovedsak til den historiske lasten i nettet. Det er likevel unntak fra denne hovedregelen. Blant annet tar nettselskapene hensyn til tildelt effekt der det er større industrikunder langt ut i nettet eller gode grunner til å forvente en betydelig økning i uttaket hos store enkeltkunder – eksempelvis fordi kunden er i ferd med å bygge seg opp og derfor gradvis øker uttaket. Det er også ett nettselskap som opplyser at det som hovedregel tar utgangspunkt i volumet av tildelt effekt ved DF-vurdering av nye tilknytninger.

#### 4.5.2 Virkningene av at eksisterende kunder har rett til å ta ut mer kapasitet enn de utnytter

Funnene tyder på at utnyttede rettigheter til uttak hos eksisterende kunder i relativt liten grad beslaglegger kapasitet i nettet, og dermed heller ikke fortrenger andre forbrukskunder. De utnyttede rettighetene er i hovedsak ansett som ledige i vurderingene av om nye tilknytninger kan tillates, og blitt tildelt til nye kunder i nettet. Det innebærer også at nettet ikke er dimensjonert for at alle kundene kan utnytte sine fulle rettigheter samtidig. Dersom dette var tilfelle, ville vi ifølge nettselskapene hatt et svært overdimensjonert nett med langt høyere kapasitet og kostnader enn nødvendig.

Problemstillingen knyttet til at eksisterende kunder beslaglegger kapasitet som de ikke utnytter er altså begrenset i dag. Det kan også ha en verdi for kunder å ha fleksibilitet til å øke effektforbruk noe utover det de normalt bruker. Samtidig finnes det eksempler på at slike rettigheter kan begrense utnyttelsen av nettet og adgangen for nye kunder. Enkelte nettselskap peker blant annet på lokale industriaktører som har store effektrettigheter og hvor dette utgjør så stor andel av forbruket at nettselskapet er tilbakeholdne med å dele ut kapasiteten til andre som følge av risikoen for overbelastning dersom industriaktøren skulle øke sitt forbruk. Statnett viste også til konkrete eksempler i transmisijsnettet der tildelt, men ikke utnyttet effekt virker fortrengende.<sup>21</sup>

Nettselskapene er videre tydelige på at kundene har rett til å ta ut avtalt kapasitet. Et nettselskap opplever at kundene har blitt mer bevisst denne rettigheten, og at kundene tenker på det som en

<sup>21</sup> I Syd-Varanger holder en nedlagt gruvevirksomhet på effekt som potensielt kunne vært benyttet til å tilknytte nye kunder, fordi planen er fullelektrisk drift ved eventuell gjenåpning. Det er imidlertid fortsatt uklart om det vil bli gjenåpning. Flere andre store prosjekter i Finnmark har

også reservert kapasitet, eksempelvis elektrifisering av Melkøya og Goliat. Disse prosjektene har lang ledetid og har holdt av kapasitet som aktører innenfor oppdrett etc. har etterspurt.

«asset»). Nettselskapene opplyste også om at de ser økt uttak hos flere kunder som historisk har hatt et lavere effektuttak enn det avtalen gir rom for. Dette skyldes både elektrifisering av eksisterende industri, at kunder som har hatt fallende uttak orienterer seg mot nye industrier som hydrogen, og oppstart av ny produksjon på gamle industritomter. I tillegg nevnte et nettselskap at kryptominere søker aktivt etter effekt hos kunder som har lavere uttak enn sine tildelte rettigheter. Et slikt sidemarked for rettigheter til effektuttak kan bidra til økt uttak regionalt og nasjonalt. I lys av at nettene er dimensjonert for historisk uttak, og ikke avtalt maksuttak, vil dette kunne gi utfordringer fremover.

Nettselskapene synes å være enige om at en stor differanse mellom faktisk uttak og tildelt uttak – sovende rettigheter – er uheldig i dagens situasjon der uttaket for kunder kan øke raskt. Særlig er Statnett tydelige på at de ønsker å endre avtalene med sine kunder slik at de i større grad baserer seg på historisk uttak. Flere regionalnettere påpeker at hvis Statnett trekker tilbake tildelt kapasitet, vil regionalnettene kunne komme i en skvis overfor sine kunder som de er forpliktet til å tilby avtalt uttak. Innenfor egne nett har også regionalnettere gjort enkelte forsøk på å gå i dialog med kunder med et lavere uttak enn avtalen gir rom for, for å komme frem til en oppdatert avtale som kan åpne for at nye kunder kan tilknyttes.

#### 4.5.3 Det er utfordrende for nettselskapene å reforhandle avtaler om tillatt effektuttak

Flere nettselskap peker på at det er utfordrende å endre eller reforhandle avtalene med kundene for å redusere differansen mellom faktisk og avtalt uttak. Det trekkes frem at NVE har stadfestet kundenes rett til kapasiteten de er tildelt, at kundene ikke har noe insentiv til å gi fra seg rettighetene og i økende grad også ser verdien av kapasiteten de sitter på.

Det å trekke disse rettighetene tilbake kan være særlig utfordrende når kunder har betalt anleggsbidrag for muligheten til et bestemt uttak. Det er varierende i hvilken grad kundene har betalt anleggsbidrag, og for hvilke deler av nettilknytningen, avhengig av hvordan reguleringen har vært historisk. Et nettselskap trekker frem at anleggsbidrag kan være betalt direkte til entreprenør, og at de derfor ikke alltid har oversikt over hvem som har betalt slike bidrag. Når det gjelder anleggsbidrag i masket nett, er det få kunder som har betalt dette, ettersom regelendringen trådte i kraft i 2019. Mange kunder har likevel betalt anleggsbidrag for kundespesifikke anlegg og radielle fellesanlegg.

**Oppsummert** er det svært vanlig at kunder har fått tildelt mer effekt enn de benytter. Frem til i dag synes ikke dette å ha vært noen stor utfordring. Nettselskapene har i hovedsak tatt hensyn til historisk last ved vurderinger av nye tilknytninger, slik at denne kapasiteten i liten grad har redusert mulighetene for å utnytte nettet effektivt. Mange nettselskap har heller ikke fullstendig oversikt over tildelt effekt i eget nett. Det finnes likevel unntakstilfeller, der tildelt kapasitet har vært lagt til grunn ved vurdering av nye tilknytninger.

I dagens situasjon med økende etterspørsel etter kapasitet vil disse effektrettighetene få økt verdi. Dette kan representere en utfordring, hvis stadig flere av aktørene med sovende rettigheter øker sine uttak eller det oppstår uformelle markeder for slik effekttilgang. Utviklingen kan gjøre at nettselskapene i større grad må hensynta tildelt effekt ved nye tilknytninger. En del nettselskap ønsker nå å reforhandle avtaler i retning av mindre avvik mellom benyttet og tildelt effektuttak. Dette kan redusere usikkerhet og slik gi mulighet til bedre utnyttelse av nettet.

## 4.6 Oppsummering av utfordringsbilde

Strømnettet er kritisk infrastruktur. Et robust strømmnett med tilstrekkelig overføringskapasitet er en forutsetning for å oppnå viktige målsetninger om god forsyningsikkerhet, lønnsom industri- og næringsutvikling og omstilling av økonomien gjennom elektrifisering og økt bruk av fornybare energikilder. Investeringer i strømmnett er også kostbart og innebærer store naturinngrep. Det er derfor grunnleggende at utnyttelse og utvikling av strømmnettet skjer basert på samfunnsøkonomiske prinsipper.

I dette kapitlet har vi drøftet dagens situasjon og viktige utfordringer knyttet til (i) effektiv utvikling av nettet og (ii) effektiv bruk av dagens nett. Vår vurdering av det samlede utfordringsbildet er oppsummert nedenfor.

### 4.6.1 Utfordringer knyttet til å oppnå effektiv utvikling av nett

Nettselskapene skal tilrettelegge for en effektiv utvikling og utnyttelse av nettet. Når det gjelder målet om effektiv nettutvikling har vi identifisert to hovedutfordringer:

#### Utfordrende å imøtekomme etterspørselen etter nett – risiko for underinvestering

I takt med omstillingen av økonomien er det en sterk vekst i etterspørselen etter fornybar kraft, både knyttet til elektrifisering, og planer for ny industri-



og næringsvirksomhet. Følgelig har nettselskapene de siste årene har opplevd svært stor vekst i etterspørselen etter nettkapasitet, sammenliknet med tidligere perioder.

Som følge av den store etterspørselsveksten er ledig kapasitet i nettet i ferd med å uttømmes og flere steder i landet må nye forbruksprosjekter avvende investeringer i ny nettkapasitet før større planlagte forbruk kan tilknyttes. I mange områder er kapasiteten i transmisjonsnettet en viktig begrensning for nye tilknytninger.

Nettinvesteringer har lange ledetider og ofte vil ledetiden på strømmett være lenger enn ledetiden ved ulike industrietableringer. Dette gjelder særlig investeringer i transmisjonsnettet. For å bidra til en effektiv nettutvikling og unngå forsinkelser kan det derfor være nødvendig at nettselskapene starter planlegging av nettinvesteringer mens forbruksprosjektene enda er forholdsvis usikre og umodne. Regionalnetteierne peker imidlertid på at den samlede reguleringen gir dem incentiver til å være reaktive, og helst vente med å initiere og utrede tiltak til det er klart at et konkret forbruk kommer og prosjekteier har signert avtale om betaling av utredningskostnader og anleggsbidrag.

Vi har ikke vurdert investeringsincentivene i den samlede reguleringen. Det synes imidlertid klart at regionalnettselskapene av flere grunner foretrekker og prioriterer investeringer som er utløst av tilknytningsplikten og som helt eller delvis kan finansieres av anleggsbidrag. Dette kan bidra til at nettselskapene venter med utredninger til det forelegger konkrete bestillinger som utløser nettinvesteringer.

Mange nettselskap får også et svært stort antall henvendelser og bruker store ressurser på å håndtere disse. Det kan derfor være lang ventetid for å få behandlet en tilknytningssak, også hos Statnett. I tillegg til tiden som medgår til utredning og søknader har nettselskapene stor ressurs- og tidsbruk knyttet til tidlig veiledning ved henvendelser om tilknytning, inngåelse av avtaler om utredningsgebyr og beregning og fordeling av anleggsbidrag. Dette bidrar til å forlenge prosessene med å bygge ut nett.

Samlet sett er det altså indikasjoner på at nettutviklingen ikke holder tritt med etterspørselen etter nettkapasitet. Netteierne synes også å ha en felles oppfatning om at risikoen for underinvestering er betydelig høyere enn risikoen for overinvestering i dagens situasjon. Underinvestering kan innebære at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter avvises eller forsinkes.

### Usikkerhet om forbruksutviklingen, og dermed behovet for nettinvesteringer

En betydelig del av den nye etterspørselen er knyttet til umodne og usikre industriprosjekter. Dette gir usikkerhet omkring forventet fremtidig forbruk, og dermed behovet for nettkapasitet. Usikkerheten kan være knyttet til fundamentale markedsforhold, strømpriser, teknologi og egenskaper ved det enkelte prosjekt.

Usikkerheten kan også forsterkes av informasjonsasymmetri – prosjekteier vil alltid ha bedre informasjon enn netteier om sannsynligheten for realisering og behov for effekt. Når kapasitetsreservasjon også i utgangspunktet er gratis, kan prosjekteier ha incentiver til å melde om større effektbehov enn forventet for å sikre seg en positiv opsjonsverdi knyttet til dette (opportunistisk atferd). Incentivene til å «hamstre» kapasitet forsterkes i en situasjon der det er knapphet – og kapasiteten følgelig har en verdi. Asymmetrisk informasjon og opportunistisk atferd er forhold som øker den samlede usikkerheten for nettselskapet når de skal vurdere optimal investeringsstrategi.

Kombinasjonen av usikkerhet og lange ledetider for nettinvesteringer, gir risiko for både over- og underinvestering i nettkapasitet. Overinvesteringer vil påføre brukerne av nettet unødige kostnader, i tillegg til kostnader ved arealbruk og naturinngrep. Underinvesteringer kan på den annen side føre til at lønnsomme industrietableringer ikke realiseres eller at elektrifiseringstiltak ikke kan gjennomføres. Usikkerhet om tidsnok tilgang på tilstrekkelig nettkapasitet kan føre til at prosjekter skrinlegges eller at disse etableres i andre områder eller land.

### 4.6.2 utfordringer knyttet til effektiv utnyttelse av dagens nett

Et viktig utgangspunkt for å vurdere investeringsbehovet i nett er at dagens kapasitet utnyttes effektivt. Reservert kapasitet i dagens nett hos kunder som enda ikke er tilknyttet og kapasitet som er tildelt eksisterende kunder uten å benyttes, er to mulige kilder til ineffektiv utnyttelse av nettet:

#### Reservert kapasitet for nye kunder

I dag er noe av dagens nettkapasitet reservert til nytt planlagt forbruk som enda ikke er tilknyttet. Statnetts tall indikerer at det totalt er lag 2 400 MW planlagt forbruk som har fått reservere kapasitet i dagen nett, i påvente av tilknytning. Det er stor usikkerhet i tallene. I tillegg er det en rekke prosjekter som er plassert i kø hos nettselskapene, i påvente av nye tiltak i nettet.

Reservasjonene innebærer at kapasiteten ikke kan tildeles til andre prosjekter. Et visst omfang av reservasjoner er nødvendig og hensiktsmessig,

ettersom prosjektutviklerne trenger trygghet for at det finnes nettkapasitet før nye forbruksprosjekter etableres. Problemet oppstår hvis reservasjonene skjer i områder med begrensninger, og de aktuelle prosjektene ikke kommer som planlagt og forsinkes eller fortrenger prosjekter som har større nytte av nettkapasiteten. Sannsynligheten for at dette er tilfelle vil blant annet avhenge av nettselskapenes tidligere og nåværende praksis for køhåndtering og reservasjon.

Det har variert mellom nettselskap hvilke prosjekter som har fått anledning til å reservere kapasitet og under hvilke forutsetninger de får beholde reservasjon. Noen nettselskap har i dag utfordringer med at svært usikre prosjekter tidligere har fått reservere kapasitet, og nå står i veien for mer modne prosjekter. Gjennomgående synes imidlertid praksisen for reservasjon og køhåndtering å være i endring, fra å i stor grad være basert på førstemann-til-mølla-prinsippet, til å baseres på objektive kriterier om eksempelvis modenhet og fremdrift i prosjektet. Slike prinsipper kan redusere et eventuelt problem med reservasjoner i nettet.

Selv med gode objektive kriterier for prioritering av prosjekter vil det likevel være krevende for nettselskapet å vurdere hvilket prosjekt som har mest nytte av tilknytningen. Et godt designet prissignal kunne være egnet til å avsløre aktørenes betalingsvilje for kapasiteten, og slik sett gitt en riktigere prioritering av prosjektene. I dag er det imidlertid ingen direkte betaling for å reservere kapasitet, så lenge det på tidspunktet når tilknytning forespørres er ledig kapasitet i nettet. Ved begrensninger i nettet er det mulig å stille seg i kø for fremtidig nettkapasitet, men da gjerne mot en betaling i form av utredningsgebyr og senere anleggsbidrag.

#### **Allokert, men ikke-utnyttet kapasitet hos eksisterende kunder**

Det er svært vanlig at forbrukskunder i nettet har fått tildelt mer effekt enn de faktisk benytter. Dette gjelder gjennomgående på alle nettnivå og i alle kundegrupper. Gitt dagens utforming av effektledet, som er basert på målt effekt, betaler kundene ingen løpende kostnad for effekten de besitter – kun for effekten de faktisk utnytter. Kundene kan imidlertid ha betalt for rettigheten til å ta ut effekt gjennom anleggsbidrag, avhengig av om dette ble avkrevd ved tilknytning.

Summen av alle effektrettigheter er svært mye høyere enn historisk topplast i nettet, både på nasjonalt og regionalt nivå. Det er imidlertid krevende å kartlegge omfanget av utnyttet tildelt effekt blant eksisterende nettkunder, fordi nettselskapene ikke har en fullstendig oversikt over

faktisk tildelt effekt. Dette gjelder spesielt ved gamle tilknytninger der det mangler tilknytningsavtaler eller der disse ikke er oppdatert. Ved vurdering av om det er kapasitet til nye tilknytninger ser nettselskapene som regel på historisk last, selv om det finnes noen unntak der tildelt effekt hensyntas. I mange tilfeller er den utnyttede kapasiteten hos eksisterende kunder altså i praksis utnyttet til å tilknytte nye kunder.

Implikasjonen er at utnyttet kapasitet hos eksisterende kunder i relativt liten grad har hatt som virkning at det beslaglegger kapasitet, fortrenger andre kunder eller fører til unødige investeringer i nett. Likevel vil muligheten eksisterende kunder har til å øke sitt effektuttak gi en større usikkerhet for nettselskapene som de i ulik grad vil ta hensyn til i forvaltningen av nettet. I tilfeller der konsekvensen av høyere forbruk hos en kunde er stor, for eksempel industri med store sovende rettigheter, vil nettselskapet kunne være mer tilbakeholdne med å bruke kapasiteten til å tilknytte nye kunder. I et slikt tilfelle vil altså utnyttet tildelt kapasitet hos eksisterende kunder kunne fortrenge nytt forbruk eller lede til økt investeringsbehov.

I dag ser nettselskapene en tendens til at eksisterende kunder øker sitt effektuttak. Dette skyldes både omlegging av produksjonsprosesser, elektrifisering, og i enkelte (foreløpig sjeldne) tilfeller, at noen aktører («leier ut») sine rettigheter – eksempelvis gjennom å la tredjeparter etablere serverparker i sine anlegg. Effektuttaket til eksisterende kunder kan dermed tenkes å øke fremover, fra det nivået som ble lagt til grunn når etterfølgende kunder er tilknyttet.

For nettselskapene innebærer utviklingen at de må operere med økte marginer, noe som kan redusere utnyttelsen av nettet og redusere muligheten til å tilknytte nye kunder – selv om det i realiteten er ledig kapasitet. Samtidig vil eksisterende kunder ha fortrinnsrett på å utnytte den eksisterende kapasiteten. Dette kan innebære at eksisterende kunder med sovende rettigheter som øker sitt forbruk kan fortrenge nye prosjekter som ville hatt større nytte av kapasiteten.

Selv om avvik mellom allokert og utnyttet effekt hos eksisterende kunder er et begrenset problem i dag, kan det altså bli en større utfordring fremover i tid, ettersom etterspørselen etter nett øker. Dette fordi det hindrer effektiv utnyttelse av eksisterende kapasitet og gjør det vanskeligere å identifisere det reelle investeringsbehovet.

### 4.6.3 Svake prissignal og knapphet på effekt forsterker de identifiserte utfordringene

Som beskrevet er det i dag ingen direkte løpende betaling for reservert kapasitet for nye kunder eller tildelt effekt for eksisterende kunder. Dette har ikke representert noen stor utfordring så lenge det har vært ledig kapasitet i nettet – ettersom verdien av kapasitet da uansett er lav eller nær null. Med økt etterspørsel og utsikter til effektknapphet har imidlertid verdien på kapasitet økt.

Å få tildelt eller reservert mer kapasitet enn nødvendig kan dermed betraktes som en form for kostnadsfri opsjon på effektuttak. En slik opsjon vil ha større verdi jo mer sannsynlig det er at knapphet på effekt oppstår. I dagens situasjon med stor etterspørsel etter effekt kan dermed prosjekteiere ha sterke insentiver til både å be om mer effekt enn nødvendig, samt holde på rettigheter til allokert kapasitet uavhengig av faktisk behov.

Forventet knapphet, og gratis reservasjonsmulighet, kan også ha gitt én og samme aktør insentiver til å utforske flere lokasjoner for samme prosjekt, siden tilknytningskostnadene og tidsbruk kan variere betydelig mellom lokasjoner. En annen effekt av

knapphet er fremvekst av aktører som ønsker å utvikle tomter for aktører som har stort effektbehov. Dette øker antall henvendelser som nettselskapene må håndtere og også usikkerheten i forbruksutviklingen.

Aktørene har videre et langsiktig perspektiv på sin virksomhet, og mulighetene for videre vekst utgjør som regel en sentral tilleggsverdi. Særlig gjelder dette for de største nyetableringene av industri-virksomhet. Siden det i dag er kostnadsfritt å få reservert ledig kapasitet, er det flere som etterspør kapasitet til usikre planer som ligger ut i tid. Lengre ledetider for nett enn industrivekst, forsterker dette. Dette bidrar også til økt usikkerhet om det faktiske behovet for nettkapasitet og dermed behovet for investeringer.

De to utfordringene er altså sammenvevd, og tiltak som kan løse den ene, kan bidra til å løse den andre. Samtidig vil det kunne være en avveining mellom tiltak som bidrar til effektiv utnyttelse av nett, og tiltak som bidrar til effektiv utvikling av nett, noe som vil belyses i kapittel 5 og 6. For en skjematisk oppsummering av utfordringsbildet, se kapittel neste side.

**Tabell 1: Oppsummering av utfordringsbilde**

Målsetning	Effektiv nettutvikling			Effektiv utnyttelse av dagens nett		
<b>Utfordring</b>	<b>Usikkerhet og asymmetrisk informasjon om forventet utvikling</b>	<b>Lange ledetider og behov for proaktiv nettutvikling</b>	<b>Tidsbruk håndtering av et stort antall henvendelser</b>	<b>Mulighet til å reservere, men ikke utnytte nettkapasitet</b>	<b>Insentiver til å melde om større og tidligere kapasitetsbehov enn forventet</b>	<b>Insentiver til å holde på tildelt effekt og potensielt økt anvendelse av denne</b>
<i>Beskrivelse</i>	Statistisk usikkerhet, og usikkerhet pga. asymmetrisk info mellom parter som skal koordinere sine investeringer, samt opportunistisk atferd	Investeringer (og utredninger) prioriteres når de utløses av tilknytningsplikten. Nettselskap venter på bestilling, potensielle kunder venter på andre utløsende faktorer.	Mange henvendelser. Tid og adm. ved utredninger av behov for tiltak, beregning av anleggsbidrag (forholdsmessig andel av faktisk kost). Kunde bruker tid på kontroll.	Førstemann-til-mølla-prinsipp har gitt noen prosjekter mulighet til å reservere ledig kapasitet/få kjøplass til ny kapasitet, uten betaling eller strenge krav til modenhet.	Positiv og økende opsjonsverdi å ha reservert tilstrekkelig effekt. Når reservasjon er «gratis» gir det insentiv til å reservere mer enn forventet.	Kunden har rett til å ta ut tildelt effekt, samtidig som denne i stor grad er tildelt andre. Mulig at sovende rettigheter blir tatt i bruk.
<i>Virkning</i>	Risiko for over-/feilinvesteringer og underinvestering Økte utredningskostnader.	Risiko for at nett planlegges for sent, og risiko for underinvestering	Forsinkelser ved nye tilknytninger eller utvidelser hos eksisterende kunder	Risiko for at kapasitet beslaglegges uten å utnyttes, og/eller at kapasiteten tildeles kunder med lav lønnsomhet/modenhet	Øker usikkerhet og forsterker utfordring med asymmetrisk info. Kan øke risiko for overinvest., avh. av usikkerhetskåndtering	Risiko for høyere effektuttak enn det som er vurdert som DF, og muligens noe økt sikkerhetsmargin ved slike vurderinger

## 5. Prissignaler – teori og praksis

**Handel med strøm skiller seg fra hvordan andre produkter omsettes.** Når strømmen er produsert, har det historisk vært få effektive muligheter til å lagre den.<sup>22</sup> Simultant med produksjonen mater derfor kraftprodusenter strøm inn på nettet. Fysiske lover avgjør så hvordan den flyter gjennom nettet. Alle som er tilknyttet, kan ta ut strøm fra nettet og det er ikke mulig å identifisere hvilken produsent som har matet inn strømmen som tas ut på et gitt punkt. Ettersom det til enhver tid må være balanse mellom innmating og uttak i nettet, må det etableres løsninger som sikrer kontinuerlig koordinering mellom et stort antall produsenter og forbrukere av strøm.

**Strømnettenes egenskaper gjør dem til naturlige monopol.** Det er svært kostnadskrevende å etablere strømnett, og når nettet er etablert er en stor andel av kostnadene over nettets levetid irreversible. Videre er det stordriftsfordeler knyttet til å etablere nett, fordi en stor del av kostnadene i begrenset grad påvirkes av kapasiteten som etableres. Det er også nettverkseffekter. For en forbruker er det fordelaktig å være knyttet til et nett der mange produsenter er tilknyttet. Dette fordi flere produsenter reduserer muligheten til å utøve markedsmakt, samtidig som det gir forbrukeren sikkerhet for å få levert kraft. For en produsent er det fordelaktig at det er mange forbrukere tilknyttet nettet, fordi det gir sikkerhet for å få avsetning på produksjonen.

**Strømnett reguleres for å unngå markedssvikt.** Strømnettet er nødvendig for et fungerende desentralisert energimarked, men det enkelte nett møter ikke konkurranse. For å hindre velferds-reducerende utnyttelse av monopolsituasjonen er derfor strømnett underlagt en rekke reguleringer – som skal legge til rette for at nettene utnyttes og utvikles i samfunnets interesse.

**Strømnettet er infrastruktur med begrenset kapasitet.** Innenfor kapasitetsgrensen øker også kostnaden ved å transportere strøm i lasten. Videre er ikke etterspørselen etter strøm jevn, verken over døgnet eller årstider. Strømnett må dermed dimensjoneres til toppplasttiden. Jo større variasjon i etterspørselen, jo mer ledig kapasitet vil det derfor være i perioder med lav etterspørsel.

**Brukerne av nett må internalisere hvordan deres adferd påvirker kostnader på kort og lang sikt.** Når brukerne står overfor prissignaler som

reflekterer de faktiske kostnadene de påfører nettet og andre brukere av nettet, vil deres bruk avpasses deres nytte. Dette legger til rette for samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse og utvikling av nett. Det kan derfor være hensiktsmessig å gi netteierne frihet til å bruke priser til å styre etterspørselen. Samtidig må regulator ta høyde for at frihet i prising kan gi risiko for utnyttelse av markedsmakt. Dette skaper en regulatorisk utfordring.

**Over tid har det vokst frem økonomisk teori som gir innsikt i hvordan prissignaler bør utformes.** Siden den enkelte bruker foretar ulike beslutninger som er egnet til å påvirke strømnett, er det behov for ulike prissignaler. Det er også behov for å sikre at brukerne internaliserer kostnader for beslutninger som har virkning både på kort og lang sikt. I tillegg til å gi riktige signaler, er det vanlig at brukere selv finansierer strømnett. Det må derfor legges til rette for at hensynet til finansiering i minst mulig grad virer beslutningene i ineffektiv retning.

**I det følgende vil vi gjennomgå viktige innsikter fra økonomisk teori om prissignaler i strømnett.** Denne gjennomgangen er strukturert ved at vi først kortfattet går gjennom sentrale prinsipper og implikasjoner for tradisjonelle overordnede prissignaler. Dette oppsummerer litteratur som kom som respons på internasjonal deregulering av strøm-markedet – der produksjon og transport ble adskilt for å sikre konkurranse mellom produsenter. Deretter går vi dypere inn på problemstillinger som er særlig relevante for behovene som følger av det grønne skifte.

### 5.1 Formålet med regulering av nettvirksomheten

#### 5.1.1 Overordnet formål

Det overordnede formålet med nettregulering er at kraft overføres til riktig kvalitet og pris, og at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunns-messig rasjonell måte. Dette innebærer grovt sagt at:

- **Effektivt marked for energi** – prisene reflekterer alle kostnader knyttet til å øke forbruket av energi, herunder kostnader ved bruk av nett
- **Effektiv utnyttelse av energi** – ved knapphet utnyttes energien av de med størst nytte

imidlertid en ressurskrevende løsning sammenliknet med leveranser gjennom strømnett.

<sup>22</sup> I dag er det i prinsippet mulig å lagre strømmen på batterier og så transportere batterier til kunder. Dette er



- **Effektiv utvikling og finansiering av nett** – samfunnsøkonomisk lønnsomme utvidelser og forsterkninger av nett foretas
- **Sikker og effektiv drift av nett** – leveringspålitelighet tilpasset brukernes nytte

### 5.1.2 Overordnede virkemidler og organisering

Oppgaver, rettigheter og plikter for de ulike aktørene i strømmarkedet er underlagt direkte regulering. Som beskrevet i kapittel 3 har nettselskapene eksempelvis plikt til å tilknytte brukere som ønsker dette og er villig til å dekke nødvendige kostnader, samt plikt til å sikre at nettet driftes forsvarlig. Den direkte reguleringen danner utgangspunktet for markedet.

I tillegg til den direkte reguleringen, er nettselskapene underlagt økonomisk regulering, jf. kapittel 3 – som bestemmer hvor store inntekter nettselskapene kan hente fra brukerne. Formålet er å gi insentiver til effektivitet og hindre velferdsreducerende utnyttelse av markedsrett. Inntektsrammen fastsettes av regulator, basert på selskapets egne kostnader og andre nettselskaps kostnader.

Nettselskapene kan hente inntekten inn gjennom godkjente tariffer. Viktige tariffer er energileddet, som er en betaling for volumet som transporteres, effektleddet som kan tenkes på som en betaling for

hastigheten strømmen transporteres i, samt anleggsbidrag og gebyrer for utredninger som er betaling for kostnader som oppstår når kunden knyttes til nettet.

## 5.2 Optimale prissignaler

I det følgende presenteres teori for optimale prissignaler for effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

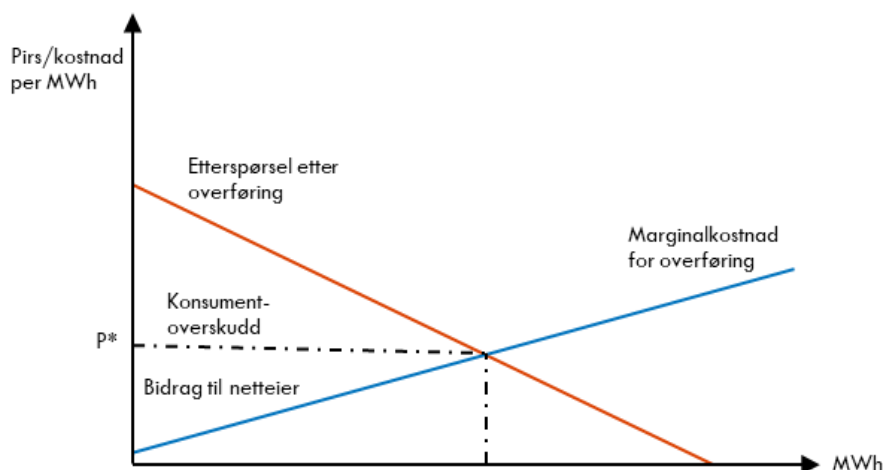
### 5.2.1 Kort sikt

#### Teoretisk utgangspunkt

Samfunnsøkonomisk overskudd maksimeres når etterspørere står overfor en pris som tilsvarende den samfunnsøkonomiske marginalkostnaden av å øke konsumet, mens produsenter står overfor forbrukernes betalingsvilje for en marginal økning i konsumet. Dersom dette holder, vil markedsløsningen gi samfunnsøkonomisk effektiv produksjon og forbruk. Hvis det ikke holder, vil det derimot oppstå vridningseffekter – eksempelvis ineffektiv lav produksjon.

Ved ledig kapasitet i nettet er den relevante marginalkostnaden ved økt overføring – som i hovedsak er kraften som går tapt på veien. Denne øker i lasten og den riktige prisen skal da tilsvare tapet av kraft. Dette er illustrert i figuren under:

Figur 4: Illustrasjon – optimal kortsiktig prissignal uten flaskehals

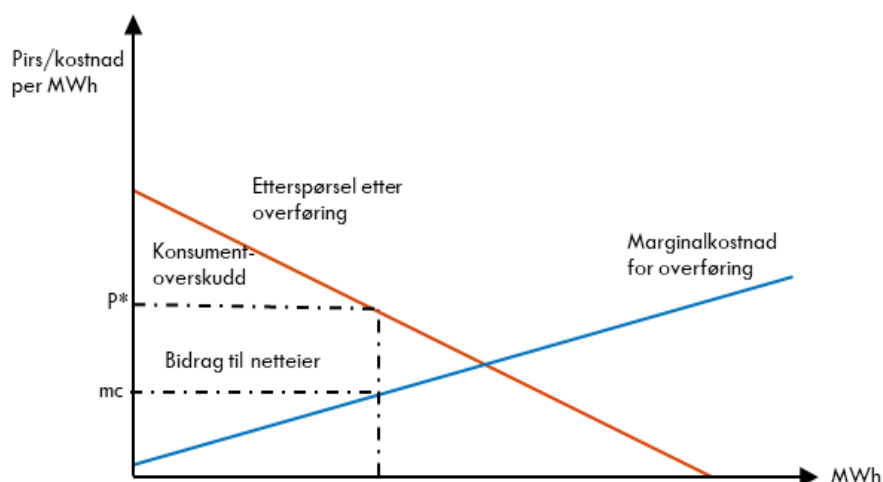


Kilde: Oslo Economics. Samlet overskudd maksimeres dersom ved at prisen settes der marginalkostnaden krysser etterspørselskurven. Settes det en lavere pris er nytten av neste enhet lavere enn kostnaden. Settes det en høyere pris er nytten av neste enhet høyere enn kostnaden.

Marginalkostnadsprising kan gi en etterspørsel som overstiger kapasiteten i nettet. I dette tilfellet må kapasiteten rasjoneres effektivt. Dette kan oppnås ved å sette prisen for overføring slik at kapasiteten

utnyttes fullt ut. Den optimale prisen for å øke overføringen er da den som korresponderer med den marginale nytten/betalingsviljen på kapasitetsgrensen.

Figur 5: Illustrasjon – optimal kortsiktig prissignal med flaskehals



Kilde: Oslo Economics. Samlet overskudd maksimeres ved at prisen settes der den bindende kapasiteten krysser etterspørselskurven. Settes prisen lavere oppstår det tilbudsunderskudd. Settes prisen høyere vil ikke all kapasitet utnyttes selv om nytten av neste enhet overstiger kostnaden. Differansen mellom pris og marginalkostnad er påslaget som sikrer effektiv rasjonering.

Ved begrenset kapasitet er det derfor optimalt at den bruksavhengige tariffen tar hensyn både til tapet av kraft ved overføring og rasjonerer etterspørselen gjennom et påslag. Den optimale prisen ved kapasitetsbegrensninger er dermed høyere enn uten slike begrensninger. For en mer utfyllende beskrivelse av optimal prising på kort sikt, se Econ (2008).

### Prising i praksis

Strømnettet består av flere utvekslingspunkt som nettet knytter sammen. Dette omtales gjerne som noder. En node kan tenkes på som et større område – eksempelvis en liten by. Ofte vil majoriteten av produksjon finne sted i andre noder enn majoriteten av forbruket. Strømmen følger fysiske lover og motstanden bestemmer hvor strømmen går.

Dersom motstanden i en direkte linje mellom node 1 og 2 blir høy, vil derfor økt forbruk i node 1 eksempelvis kunne medføre at produksjon fra node 2 til forbruk i node 1 går via node 3. Da må den optimale prisen i node 1 internalisere tapet av kraft som oppstår når kraften beveger seg via node 3. Endret produksjon eller etterspørsel på et punkt kan dermed ha konsekvenser for aktørene på andre punkter – altså eksternaliteter. Disse eksternalitetene kan være både positive og negative. I noen tilfeller kan altså den riktige kortsiktige prisen for å benytte overføringskapasitet være negativ.

I hver node vil det dermed være en optimal pris på strøm. Denne består av systemkostnaden på kraft – som er marginalkostnaden ved å produsere en MW mer hos produsenten som har de laveste marginale kostnadene. Videre består den av kostnadene som oppstår i nettet når forbruket i noden øker. Denne

kostnaden vil i sin tur avhenge av hvordan strømmen flyter, og hvilke deler av nettet det er kapasitetsbegrensninger i. I fravær av flaskehals mellom to noder vil prisene i de to nodene konvergere.

Schweppe et al. 1988 konkluderer derfor med at dersom spot-prisene på energi reflekterer alle relevante kostnader – produksjonen av kraft, tapet av kraft og flaskehals i nettet – er den kortsiktige verdien av å bruke overføringskapasitet mellom to noder forskjellene i spot-pris i de to områdene.

### Praktisk implementering

Effektiv prising av kraft på kort sikt krever at systemprisen på kraft fastsettes i et fungerende spotmarked. Videre må forbrukere og produsenter stilles overfor de relevante kostnadene ved overføring. Markedet kan organiseres på flere måter. Under gjennomgås to tilnærminger. Nodeprising er den teoretisk optimale tilnærmingen, mens soneprising anvender noen av de samme prinsippene, men mer aggregert.

### Nodeprising

Nodeprising innebærer at budgivning og klarering av tilbud og etterspørsel skjer på hver enkelt node.

En uavhengig systemoperatør organiserer både spotmarkedet og bruken av nettet. Bud fra tilbydere og etterspørrere samles inn dagen før produksjon, der de spesifiserer pris for gitte mengder. Basert på dette, og nettets begrensninger, utleder systemoperatøren tilbuds- og etterspørselskurver per node. En algoritme som modellerer lastflyten identifiserer hvilke produsenter som skal mate inn kraft (dispatch) og prisene som klarer planlagt tilbud og etterspørsel i de ulike nodene, slik at kostnadene i systemet minimeres.

Produsenter får markedsprisen i den noden de er tilknyttet og forbrukere betaler markedsprisen i den noden de er tilknyttet. Det vil normalt bli ulike priser i hver node. Siden kraft vil overføres fra noder med lav pris til noder med høyere pris, vil de samlede inntektene overstige kostnadene. Dette omtales gjerne som flaskehalsinntekter. Disse tilfaller i første omgang systemoperatøren, men kan videreføres.

Dersom en aktør har overføringskapasitet mellom to noder, vil den kunne kjøpe i noden med lav pris og selge i noden med høyere pris. Eierskap til overføringskapasitet har dermed en økonomisk verdi. Flaskehalsinntekten elimineres imidlertid ved tilstrekkelig kapasitet. Den som styrer bruken av nettet, bør derfor ikke ha interesser som skaper insentiver til å skape flaskehalsinntekter.

Nodeprising kan i prinsippet kombineres med fri etablering av overføringskapasitet. En utfordring ved at strømmen følger fysiske lover i nettet er at det er utfordrende å fastsette den totale overføringskapasiteten til en kabel mellom to noder. Hogan (1992) foreslår derfor å basere rettigheter på den totale overføringskapasiteten mellom to noder, i stedet i en gitt overføringslinje. Så lenge rettighetene samlet tilsvarer den fysiske overføringskapasiteten mellom to noder, viser han at det er uten betydning for flaskehalsinntektene hvordan rettighetene fordeles mellom enkelte linjer.

Hogan mener videre at så lenge en aktør fritt kan investere i mer kapasitet, og den får rettigheter til den inkrementelle overføringskapasiteten, vil alle samfunnsøkonomisk lønnsomme utvidelser av nett være bedriftsøkonomisk lønnsomme, og motsatt for utvidelser som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Utvidelser og forsterkning av nett vil dermed kunne overlates til markedet.

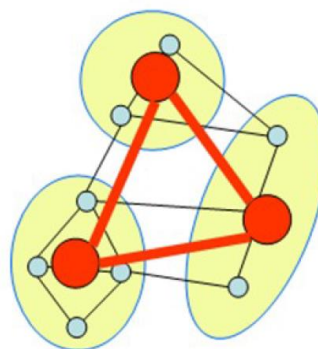
Nodeprising gir i teorien perfekte prissignaler på kort sikt – siden alle aktører vil stå overfor den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å øke forbruket (eller produksjonen). Overføringsrettigheter kan også benyttes til å sikre fremtidige priser, og som instrument for å gi insentiver til utvidelser av nett. Det er noen markeder som har valgt en organisering som i stor grad baserer seg på prinsippene, herunder noen stater i USA.

Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet, ledet av Torstein Bye, anbefalte i 2010 å gå i retning av et mer nodebasert system i Norge. Bakgrunnen var en utvikling der nettene kapasitetsgrenser i større grad ble utfordret. Anbefalingene ble ikke tatt til følge, og systemet med sonepriser, som beskrives under, gjelder fortsatt i Norge.

## Soneprising

I Norge og resten av Norden opereres det med soner – eller prisområder – som aggregeres opp av noder. Det lages dermed en fysisk aggregert nettmodell der sonene i prinsippet behandles som en node og individuelle overføringslinjer aggregeres opp til et fiktivt nett mellom sonene. Alle produsenter og forbrukere i en sone står overfor samme pris – dvs. at det i prisfastsettelsen ignorerer flaskehals internt sonen.

Figur 6: Illustrasjon av noder og soner



Kilde: Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet (2010)

De blå punktene er reelle noder som knyttes sammen av overføringslinjer. De gule områdene viser hvordan nodene i eksempelet er gruppert i soner, mens det røde er et fiktivt nett. Den faktiske soneinndelingen gjøres basert på «store og langvarige flaskehals» og «energiknapphet i et avgrenset geografisk område», og kan derfor variere over tid.<sup>23</sup>

Produsenter og forbrukere leverer bud dagen i forveien og markedet klarer med priser for hver enkelt sone. Internt i sonene vil det kunne forekomme flaskehals. Siden prisene fastsettes for hele sonen og ignorerer eventuelle flaskehals internt i sonen, kan det oppstå ubalanse – markedsløsningen kan ikke realiseres.

Systemoperatøren må derfor kontinuerlig sikre balanse ved å bruke system- og balanse-markedene. Eksempelvis kan den mothandel. Dette er at man foretar opp eller nedregulering basert på bud i det såkalte regulerkraftmarkedet. Både produsenter og forbrukere kan i prinsippet delta i regulerkraftmarkedet. Produsenter gir bud på hvor mye de vil ha betalt for å redusere/øke produksjonen fra avtalt produksjon, mens forbrukere gir bud på hvor mye de vil ha i kompensasjon for å bruke mer/mindre kraft enn de har avtalt å kjøpe.

<sup>23</sup> Se Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet (2010)

Gjennom mothandel kan man i prinsippet oppnå samme løsning som ved nodeprising. Siden mothandlen må skje nært opptil eller i driftstimen, vil det imidlertid være utfordrende å realisere den mest effektive løsningen. På forbrukssiden vil det også primært være store forbrukere som deltar i regulerkraftmarkedet, noe som også trekker i retning av at den mest effektive løsningen ikke realiseres. Kostnadene ved mothandel dekkes inn av nettselskapenes tariffer.

Det er nettselskapet som tarifferer brukerne for deres bruk av nettet, bla. gjennom volumavhengige tariffer. Det benyttes marginaltappsatser som belastes forbrukere og produsenter etter hvor de er i systemet. Dette er forskjellig fra nodeprising, der kraftprisen reflekterer både kraften og overføringen. Prissignalene i et soneprissystem er dermed mindre presise enn ved nodeprising.

Bjørndal og Jørtzen (2001) konkluderer med at soneprising er en nest-best løsning selv med optimal soneinndeling, fordi det aggregerte prissignalet alltid vil gi vridningseffekter. Det er heller ikke klart hvordan soner skal inndeles for å sikre best utnyttelse av nett. Norge er for tiden delt inn i fem soner, basert på at nodene i sonen har felles overføringsbegrensninger til andre noder som oppfattes som mer betydelige enn internt i sonen.

Sonepriser vurderes imidlertid gjerne å være enklere enn nodeprising å implementere. Det gir en enklere prisstruktur med færre unike signaler enn nodepriser. Siden det er større områder, blir det også et større marked for fremtidskontrakter, noe som gjør det lettere for produsenter og forbrukere å sikre seg gjennom slike. Det kan også oppfattes som mer rettferdig enn sonepriser siden prisene i ett område blir like for alle.

### 5.2.2 Lang sikt

Siden tapet av kraft ved overføring øker i belastningen av nettet, vil en pris på overføring lik marginalkostnaden gi et bidrag til å dekke faste kostnader ved nett. De faste kostnadene er imidlertid så høye at dekningsbidraget ved marginalkostnadsprising ikke kan finansiere de samlede kostnadene. Videre er flaskehalsinntekter et signal om at nettet kan ha for liten kapasitet. Flaskehalsinntektene skal derfor være begrensede om nettet er riktig dimensjonert.

Det er verken effektivt eller hensiktsmessig å finansiere utvidelser og forsterkninger med bruksavhengige tariffer. Før en utvidelse vil kortsiktige prissignaler som hensyntar langsiktige kostnader kunne virke vridende på kort sikt og gir dermed ikke innebære effektiv utnyttelse av

eksisterende nett. Etter en utvidelse faller den optimale prisen siden flaskehalsinntekter reduseres.

Brukernes adferd og valg langsiktige beslutninger har også betydning for både kostnader til nett og effektiv utnyttelse det. Eksempelvis vil det kunne ha stor betydning hvor en aktør lokaliserer sitt produksjons- eller forbruksprosjekt. Videre vil hvordan forbruket spres ut over dag og år ha betydning for hvor mye kapasitet som er nødvendig – siden nettet må dimensjoneres etter i timen med høyest last.

Det er dermed behov for tariffer som sikrer effektiv finansiering av drift og utvidelser, samt signaler som legger til rette for at brukerne internaliserer kostnader av langsiktige beslutninger. Dette omtales gjerne som optimal skattlegging. Formålet er å dekke inn kostnader på måter som i minst mulig grad skaper utilsiktede og negative vridninger i adferden. Siden det er ulike former for konsekvenser som ønskes internalisert, innebærer det at det kan være effektivt å benytte flere ulike prissignaler.

### Fast betaling for bruk av nett (medlemsavgift)

Det følger av økonomisk teori at kostnader som ikke varierer med bruk, mest effektivt finansieres av bruksavhengige betalinger. Dette kan i prinsippet være en fast avgift for å være tilknyttet nettet.

En utfordring med et ledd som ikke varierer med forbruk er at alle brukere må finansiere en like stor andel av nettets faste kostnader – uavhengig av hvor mye av nettets kapasitet de benytter. I tillegg til fordelingseffekter kan dette gi ineffektiv utnyttelse. De som har et høyt forbruk, vil eksempelvis normalt ha høyere nytte enn de som har lavt forbruk. En fast avgift som fordeler kostnadene likt over alle brukere vil dermed kunne føre til at avgiften overstiger nytten til noen brukere, og at de dermed velger å ikke være tilknyttet. En avgift som er tilstrekkelig lav til at alle brukere sikres ikke-negativ netto nytte vil imidlertid kunne bli for lav til å finansiere nettet.

Det er dermed utfordringer ved å finansiere faste kostnader med like bruksavhengige tariffer. En mulighet er da å la det bruksavhengige leddet variere med egenskaper for de enkelte brukerne. Slik prisdiskriminering vil kunne avhjelpe utfordringene som er drøftet over. Samtidig kan det gi vridningseffekter. Dette skyldes at brukerne, for å redusere tariffen for å være tilknyttet, vil kunne få insentiv til å endre adferd som gir suboptimal utnyttelse av nettet

## Ramsey-prising

Et alternativ til å finansiere faste kostnader gjennom et fastledd er å ta en margin ved bruk av nett. Dette gir per definisjon en vridning, men påslagene kan tilpasses slik at vridningene minimeres. Ved Ramsey-prising differensieres påslaget basert på kundenes prissensitivitet. De mest sensitive kundene skal da ha det minste påslaget.

I tillegg til at det Ramsey-prising gir vridninger, kan det være praktisk utfordring knyttet til å identifisere hvor prissensitive ulike grupper er. Selv om husholdninger typisk er mindre sensitive enn store industrikunder, vil det være utfordrende å sette påslagene riktig. Videre vil sensitiviteten vil typisk variere internt i en kundegruppe. Endelig vil man få samme utfordring knyttet til vridning som ved differensierte fastledd – nemlig at kunder kan få insentiv til å tilpasse seg suboptimalt for å få et gitt påslag.

## Effektiv tilpasning av forbruk

Siden nett må dimensjoneres etter den timen med størst last, vil marginal bruk når alle andre har et høyt forbruk være dimensjonerende for nett. I et system som baseres på nodepriser, vil brukerne til enhver tid stå overfor den faktiske kostnaden ved å forbruke mer energi. I perioder der det er stor knapphet på overføringskapasitet vil dermed prisen på energi bli høy og reflektere knappheten.

Hvis ikke prisene reflekterer periodevis knapphet, kan det imidlertid være nødvendig med et prissignal som bidrar til at forbrukstopper jevnes ut. I flere land har man derfor et signal som er basert på effekt. Dette er ofte en tariff som avgjøres basert på maksimal utnyttet effekt eller utnyttet effekt på et gitt tidspunkt. Dette gir incentiver til å holde forbruket jevnt. Et annet alternativ er å ta betalt basert på hva kunden maksimalt kan ta ut eller mate inn i nettet. Selv om den primære effekten, vil designet av en effekttariff kunne ha betydning. Dette drøftes nærmere under punkt 6.3.3.

Selv om tariffene gjerne settes for å bidra til at forbruket spres utover, vil det åpenbart kunne gi opphav til vridningseffekter på kort sikt. Dette fordi det kan redusere etterspørselen etter effekt også i perioder med lav belastning på nettet. Det er også utfordrende å fastsette nivået på en slik tariff, siden den ikke baseres på en direkte kostnad. Det vil også kunne føre til overinvesteringer i effektreduserende tiltak på kundenes hånd.

Effekt-tariffer kan dermed betraktes som et prissignal som er ment å påvirke kortsiktig adferd, men som ikke er basert på en reell observerbar kostnad. Dette gjør det utfordrende å fastsette

riktig nivå. Settes nivået for lavt, vil det gi for svake insentiver til å jevne ut forbrukstopper – herunder foreta nødvendige investeringer på kundens hånd. Dermed kan det resultere i behov for utvidelser når dette ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Settes det for høyt vil det derimot kunne gi insentiver til overinvesteringer på kundens hånd – og underinvesteringer i nett

Hvis betalingen også er avhengig av forbruket på et gitt tidspunkt, vil det på alle andre tidspunkt ikke påvirke brukernes tilpasning. En slik effekttariff kan dermed betraktes som en måte å differensiere finansieringsbyrden på. Siden det normalt er sammenheng mellom en kundes effektbruk og forbruk av kraft, vil effekttariffer innebære at kunder som belaster nettet mye også dekker en større andel av kostnadene i nettet enn kunder som belaster nettet lite.

## Kostnader til utvidelser av nett

Når en ny kunde knytter seg til nettet, vil det oppstå kostnader i nettet – både ved selve tilknytningen og eventuelle behov for å forsterke nettet. Disse kostnadene kan variere avhengig av hvor tilknytningen skjer og egenskapene ved prosjektet som tilknyttes. Effektiv utnyttelse og utvikling av nett krever dermed at prosjekteieren internaliserer kostnadene som oppstår i forbindelse med tilknytningen. Dette kan sikres ved å la prosjekt-eieren møte et prissignal ved tilknytning som reflekterer de reelle tilknytningskostnadene – noe som gir prosjekteieren insentiv til å hensynta kostnader i nett ved planlegging og eventuelt realisering av prosjektet. Dette reduserer risikoen for at prosjekter som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme fremstår som bedriftsøkonomisk lønnsomme og derfor realiseres.

Gjennom at prosjekteiere dekker kostnader ved tilknytningen, blir også kostnadene som må finansieres av øvrige tariffer lavere. Dermed kan tariffene settes nærmere de reelle variable kostnadene. For en gitt tariffstruktur reduseres dermed risikoen for uønskede vridningseffekter.

## 5.3 Prissignaler i praksis – Norge

Under dette punktet vil vi gjennomgå og beskrive hvordan de enkelte prissignalene som anvendes i det norske markedet virker hver for seg.

### 5.3.1 Benyttede prissignaler

I Norge er det implementert et system med prissignaler som langt på vei er i tråd med innsiktene fra den økonomiske teorien. Brukerne står overfor følgende prissignaler:



- Prisområder – prisene på kraft reflekterer langvarige flaskehals og geografisk energiknapphet
- Energiledd i nettleie
- Effektledd i nettleie
- Betaling for nettutredninger og anleggsbidrag

### 5.3.2 Prisområder

Gjennom at landet er inndelt i budområder reflekterer prisene på energi viktige flaskehals i nettet og geografisk energiknapphet.

Ved knapphet på både energi i et budområdet og overføringskapasitet til områdene stiger prisene. Produsenter i området får da insentiver til å øke produksjonen, mens forbrukerne reduserer sin etterspørsel. Ved overskudd av energi synker prisene på kort sikt. Dermed gir budområdene kortsiktige prissignaler til brukerne av nett knyttet til de mest langvarige og strukturelle begrensningene i nettet.

Områder som over tid har overskudd på energi vil tiltrekke seg forbruksprosjekter, mens områder som over tid har høye priser vil tiltrekke seg produksjonsprosjekter. Budområdene gir dermed signaler om hvor nye prosjekter bør lokaliseres, gitt begrensninger i nettet. Det sikrer imidlertid ikke optimal koordinering av investeringer i produksjon/forbruk og nettkapasitet. Budområder kan dermed lede til suboptimale lokaliseringstilvalg ved at de i for stor grad styres av begrensninger i nett.

Som drøftet under 5.2.1 gir budområder mindre presise signaler enn nodeprising, siden prisene i det enkelte område ikke gir signaler om flaskehals eller tap av kraft. Nettleien som betales til nettselskapet og som er avgjørende for den totale kostnaden ved å forbruke kraft avhjelper i imidlertid dette i noe grad. Nettleien består av to ledd – energiledd og fastledd/effektledd.

### 5.3.3 Energiledd i nettleien

Det bærende prinsippet er at energileddet skal reflektere kostnaden ved kundens bruk av nettet. I dag innebærer det at den minimum skal reflektere tapet av kraft i overføringen, ettersom denne kostnaden ikke vil reflekteres i de prisene på strøm som brukerne står overfor.

I regional- og transmisjonsnett skal energileddet være referert til tilknytningspunktet og være tidsdifferensiert. Det er imidlertid ikke krav om beregning av punktvis tapsprosent ved forbruk i distribusjonsnett. Ifølge NVE er derfor praksis at

alle like forbrukskunder i et nettselskaps område belastes samme energiledd.<sup>24</sup> Dermed vil den enkelte forbruker stå overfor et energiledd som reflekterer gjennomsnittlig krafttap i nettet den er tilknyttet og ikke det faktiske krafttapet i punktet. Det er imidlertid åpning for å differensiere energileddet basert på tidspunkt for bruk, noe som kan benyttes til å skape mer presise signaler for tap av kraft enn en flat tariff.

I distribusjonsnett kan selskapene også benytte energileddet til å finansiere faste kostnader, og ifølge NVE gjør alle nettselskap i Norge dette.<sup>25</sup> Dette bidrar isolert sett at energileddet blir høyere enn det som gir presise prissignaler på kort sikt. Inntektene fra energileddet kan imidlertid ikke overstige 50 prosent av de samlede inntektene fra en gitt kundegruppe. Påslaget differensieres basert på Ramsey-prinsippet mellom husholdninger og industrikunder – siden førstnevnte er lite prissensitive.

Produsenter belastes også energiledd. Dette fastsettes for det aktuelle tilknytningspunktet og marginaltapsprosenten som legges til grunn baseres på belastningen av systemet. Disse skal normalt hensynta tapsprosenten i utvekslingspunkt med transmisjonsnett. Dersom produksjonen er gunstig lokalisert for nettet som helhet, vil økt innmating kunne redusere tap av kraft ved overføring samlet sett. Produsenter kan dermed ha en negativ tapsprosent – altså kan produsenter få betalt for å mate inn strøm.

### 5.3.4 Fastledd i nettleien

Alle kunder i distribusjonsnettene skal betale fastledd. Dette skal dekke kundespesifikke kostnader, samt bidra til å dekke inn faste kostnader. Leddet skal differensieres basert på kundens etterspørsel – dersom det ikke anvendes effektledd i tillegg.<sup>26</sup> I de tilfellene det ikke anvendes effektledd, er derfor ikke fastleddet helt nøytralt og er dermed egnet til å påvirke bruken av nett. Å benytte fastledd til å dekke inn faste kostnader er i tråd med økonomisk teori.

### 5.3.5 Effektledd i nettleien

Nettselskap skal anvende effektledd for kunder med forbruk over 100 000 kWh – og dette skal baseres på effektuttak i definerte perioder. Dette leddet øker i effektuttaket. Periodene effekttariffen avregnes over skal maksimalt være en måned og det skal minimum tidsdifferensieres mellom sommer

<sup>24</sup> Nettleie for forbruk - NVE

<sup>25</sup> Om forskjeller i nettleie - NVE

<sup>26</sup> NVE-RME legger fram forslag til ny nettleiemodell - NVE

og vinter. Dersom effektledd benyttes, skal fastleddet justeres for dette.

Effektleddet har to virkninger. Det gir incentiver til jevnt forbruk og kan dermed begrense behovet for utvidelser av nett. Videre virker det som et instrument som bidrar til at de som i størst grad belaster nettet, bærer en høyere andel av de faste kostnadene.

Det er imidlertid noen praktiske utfordringer knyttet til effektleddet, som drøftet under 5.2.2. Dette gjennom at det kan redusere kundens effektforbruk i perioder der det ikke er reell knapphet på overføringskapasitet og galt nivå vil kunne lede til over- eller underinvesteringer – både i nett og på kundens hånd.

### 5.3.6 Anleggsbidrag og gebyrer for utredninger

Nettselskapene er pliktige til å anvende anleggsbidrag og bidraget kan dekke inntil 100 prosent av investeringene som utløses av en kunde som vil tilknyttes eller øke sitt effektuttak.

Kunden får et estimat på anleggsbidragets størrelse før den forplikter seg gjennom en avtale med nettselskapet, men bidraget avregnes basert på medgåtte kostnader. Avvik fra estimatet kan imidlertid maksimalt være 15% høyere enn estimatet. Når det ikke er mulig å imøtekomme kundens forespørsel gjennom eksisterende nett, skal kunden også dekke kostnadene til utredninger av forsterkninger.

Både anleggsbidrag og betaling for utredninger bidrar dermed til at den enkelte kunde må dekke kostnadene dens langsiktige beslutninger påfører nettet – noe som nevnt under punkt 5.2.2 legger til rette for effektive beslutninger.

Eksistensen av anleggsbidrag gir prosjekteiere incentiver til å finne tilknytning som minimerer anleggsbidraget – noe som også er den intenderte effekten. For nettselskapene kan imidlertid dette skape utfordringer, hvis prosjektserie melder inn behov for forbruk på en rekke lokasjoner og til flere nettselskap. Dette fordi det skaper usikkerhet rundt det faktiske behovet for forsterkninger i nett på ulike lokasjoner.

En prinsipiell utfordring med anleggsbidrag og utredningskostnader er også at det kan ta tid å identifisere hva kostnadene på ulike lokasjoner faktisk vil bli – siden prosjekteier må gå i dialog med nettselskap for å identifisere forventede kostnader. Dette bidrar isolert sett til å svekke effektiviteten av anleggsbidrag som prissignal. Videre kan det være komplisert å anvende anleggsbidrag i situasjoner der flere forespørslar samlet gir behov for forsterkninger. Dette siden det

blir uklart hvordan den enkelte tilknytning driver kostnader til de samlede forsterkingene som må foretas.

### 5.3.7 Andre mekanismer

I tillegg til prissignaler er det også flere andre deler av reguleringen som skal bidrar til effektiv utvikling og utnyttelse av nettet, jf. kapittel 3.3.

#### Tilknytningsplikt og krav til forsvarlig drift

Prissignaler er viktige instrument i å gi forbrukere og produsenter incentiver til adferd som legger til rette for effektiv utnyttelse av eksisterende nett og avdekke nytte av økt kapasitet i nett. For nettselskapenes adferd er imidlertid den direkte reguleringen viktigst. Dette gjennom at nettselskapene har plikt til å tilknytte kunder og levere forespurt effekt og kapasitet – gitt at de er villige til å dekke de relevante kostnadene gjennom anleggsbidrag – samtidig som nettet skal driftes forsvarlig.

Nettselskapene har dermed i praksis en plikt til å investere og forsterke sine nett hvis de ikke kan overholde forpliktelsene uten. Dette sikrer at nettselskapene har incentiver til å dimensjonere nettene til den faktiske etterspørselen. Videre gir det kundene en leveransesikkerhet.

Tilknytningsplikten gir imidlertid ingen plikt til å investere der det ikke foreligger noen konkret forespørsel om tilknytning. Den gir heller ingen forpliktelse til å planlegge og investere i forkant av et forventet behov.

#### Økonomisk regulering

Regulator fastsetter inntektsrammer for nettselskapene. Disse inntektsrammene skal sikre at nettselskapene får dekket sine kostnader og en rimelig avkastning, gitt at de er effektive. Inntektsrammen for et nettselskap settes dermed basert på nettselskapets egne kostnader og gjennomsnittlige kostnader for andre nettselskap. Siden inntektsrammen er basert på andre nettselskap sine kostnader, vil et nettselskap kunne øke sin lønnsomhet gjennom å være mer effektiv enn gjennomsnittet.

Et tungt belastet nett vil gi større tap av kraft ved overføring og flere avbrudd enn et mindre belastet nett. Ved avbrudd blir et nettselskaps tillatte inntekt redusert etter standardiserte satser (KILE). Denne komponenten i innteksreguleringen gir dermed nettselskapene incentiver til å foreta investeringer i nett for å redusere risikoen for avbrudd og redusere kostnader til tap av kraft ved overføring. Dette kan være investeringer som ikke utløses av tilknytningsplikten.

## 5.4 Vurdering av hvordan prissignalene virker sammen

Prissignalene og de øvrige mekanismene som anvendes i Norge utgjør en helhet som skal sikre at markedet for energi fungerer og at nettene utnyttes og utvikles effektivt. Green (1997) lanserte prinsipper for samfunnsmessig effektive prissignaler for bruk av nett:<sup>27</sup>

- Legge til rette for effektiv utnyttelse av kraft på kort sikt (forutsetter effektiv bruk av strømmettet)
- Gi signaler om effektiv lokalisering av produksjons- og forbruksprosjekter
- Gi signaler om samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i strømmett
- Sikre at nettene finansieres
- Være enkle og transparente (siden signalene må forstås for å kunne påvirke adferd)
- Være praktisk mulig å implementere

Det fremstår som hensiktsmessig å vurdere det norske systemet i lys av disse prinsippene. Der det er hensiktsmessig vil vi benytte et teoretisk optimalt system med nodepriser som referanse – selv om dette kan være uopnåelig i praksis.

### 5.4.1 Effektiv utnyttelse av kraft på kort sikt

Effektiv utnyttelse av kraft på kort sikt krever at brukerne står overfor de faktiske kostnadene ved å bruke kraft. Siden dette inkluderer både produksjon og overføring til kunden, er den reelle kostnaden avhengig av kundens lokasjon.

Ved soneprismodellen vil begrensninger i overføring inn til det enkelte område reflekteres i områdeprisene – men ikke flaskehals internt. Kostnaden ved å ta ut eller mate inn strøm i nettet er imidlertid også avhengig av energileddet i nettleien. Dette leddet reflekterer i varierende grad de faktiske kostnadene ved å overføre strøm.

For brukere tilknyttet transmisjonsnettet er marginaltapssatsene satt individuelt. Disse, og store kunder i regionalnettet betaler heller ikke et påslag på energileddet. Husholdninger og mindre næringskunder betaler på sin side et påslag og marginaltapssatsene berregnes basert på gjennomsnittet i nettet.

Få eller ingen kunder i nettene står dermed overfor helt presise prissignaler, noe som resulterer i tidvis ubalanse mellom tilbud og etterspørsel på enkelte punkt. Balanse sikres gjennom at systemoperatøren ved behov mothandler. Sidene kostnadene til dette

fordeles over nettleien, er det heller ikke noe signal som gir kundene incentiver til å internalisere kostnadene ved mothandel.

Husholdninger og mindre næringskunder er lite prissensitive. Påslaget i nettleien har trolig begrenset effekt og det er usikkert i hvilken grad de ville endret adferd om hadde vært eksponert for et signal som perfekt reflekterte flaskehals i nettet. Innføringen av AMS og timeskontrakter kan imidlertid ha gjort husholdningene mer prissensitive enn de tradisjonelt har vært.

Store industrikunder har riktige priser enn husholdninger og mindre næringskunder. De store industrikundenes forbruk kan også ha vesentlig betydning i det samlede kraftsystemet, og disse forventes også å være mer prissensitive enn husholdninger. Effektleddet gir også de store kundene incentiver til å jevne ut sitt forbruk. Dette fremstår som hensiktsmessig siden disse ofte kjøper kraft på fastpriskontrakter og dermed ikke eksponeres for høye kraftpriser i perioder med knapphet på energi.

Dersom store kunder stort sett har fastpriskontrakter på strøm vil de ikke eksponeres for periodevis svingninger i kraftprisen, og effektleddet vil derfor ha begrenset betydning for deres respons på svingninger i kraftprisen. Hvis de har fastpriskontrakter, vil de imidlertid også i mindre grad eksponeres for høye priser i perioder med stor etterspørsel. Effektleddet kan da bidra til at de store kundene begrenser effektuttaket i perioder der det er høy belastning på nettet.

Selv om de kortsiktige prissignalene ikke er presise som ved nodeprising, synes de å utfylle hverandre på en hensiktsmessig måte som legger rette for effektiv utnyttelse av kraft og

### 5.4.2 Effektiv lokalisering av produksjons- og forbruksprosjekter

Budområder gir gjennom kraftpriser signaler om hvor det er effektivt at produksjon og forbruk etableres, gitt begrensninger i nettet. Begrensninger i nettet vil på den annen side innebære at produksjon og forbruk etableres andre steder enn der det ville maksimert samfunnsøkonomisk overskudd om det var mer fleksibilitet i nettet.

Punktbasert fastsettelse av krafttap i nettleien for produksjon og store forbrukskunder i regional- og transmisjonsnett bidrar også til at denne kostnaden internaliseres ved lokalisering av produksjonsprosjekter. For mindre forbruksprosjekter er det imidlertid ikke et tilsvarende instrument for å

<sup>27</sup> R. Green, "Electricity transmission pricing: an international comparison,"

*Utilities Policy*, vol. 6, no. 3, pp. 177 – 184, 1997.

insentivere til effektiv lokalisering – men disse prosjektene har også mindre innvirkning på systemets effektivitet og kostnader.

Anleggsbidrag som kan omfatte alle nødvendige investeringer i nett og kostnader for nettutredninger bidrar i teorien til at prosjekteierne internalisere kostnader som oppstår i nettet som følge av valgt lokalisering. I praksis er det imidlertid noen utfordringer som kan begrense effektiviteten.

For det første kan det være utfordrende for nettselskapet å fastsette helt riktige anleggsbidrag. Prinsippene disse baseres på gir risiko for at bidragene kan bli både høyere og lavere enn de reelle kostnadene, særlig når investeringene skjer i masket nett og betalingen skal fordeles mellom flere kunder. Dette skyldes bla. at investeringer typisk er stegvise, og kunden kun skal dekke en andel av de samlede investeringskostnadene. For det andre er det utfordrende for prosjekteiere å innhente estimat på anleggsbidrag fra mange lokasjoner – noe som gir en risiko knyttet til at den mest hensiktsmessige lokasjonen ikke identifiseres. Endelig vil det være en viss usikkerhet rundt anleggsbidragets størrelse på tidspunktet prosjekteieren beslutter å realisere prosjektet.

Anleggsbidrag har dermed noen svakheter som prissignal. Likevel legger det sannsynligvis til rette for mer effektive lokaliseringsbeslutninger enn om det ikke hadde eksistert en slik betaling. Det er heller ikke gitt at nodeprising ville gitt mer effektive prissignaler enn det områdepriser bidrar til. Dette siden lokalisering er en langsiktig beslutning og i et nodeprissystem kan priser endres raskt – noe som kan gi begrenset forutsigbarhet.

#### 5.4.3 Signaler om behov for investeringer i nett

Effektiv utnyttelse av nettet på kort sikt legger til rette for å identifisere behov for investeringer. Ved nodepriser vil prisdifferansen mellom to noder reflektere verdien av investeringer som øker overføringskapasiteten. I systemet med budområder vil prisdifferanser mellom områdene på samme måte signalisere verdien av marginal overføringskapasitet mellom områdene.

Innad i budområder kan flaskehals oppstå som følge av mangelen på presise prissignaler. Inntektsrammereguleringen bidrar til økonomiske insentiver for nettselskapene til å investere for å fjerne flaskehalsene, siden disse gir kostnader i form av mothandel.<sup>28</sup> Dette signalet er imidlertid svakere enn det kunne vært. Deler av inntektsrammen er

<sup>28</sup> For Statnett realiseres slike kostnader seg som kostnader til motkjøp. Så «(prissignaler)» oppstår som en kostnad i driften av systemet uansett. Ved faktiske analyser av økt overføringskapasitet bruker man

basert på nettselskapenes egne kostnader – slik at deler av kostnader kan videreføres direkte til brukerne. Hvis de samme flaskehalsene ikke hadde eksistert under perfekte kortsiktige prissignaler, vil også investeringene være suboptimale.

Ved nye tilknytninger har nettselskapet anledning til å ta anleggsbidrag og betaling for utredningskostnader. Disse tariffene bidrar til å avsløre kundens betalingsvilje for tilknytningen og vil dermed bidra til effektive investeringer. Risikoen for KILE-kostnader vil også fungere som investeringsignal. Verken anleggsbidrag eller KILE gir imidlertid signaler til å drive tidlig planlegging for å kunne imøtekomme nye behov raskt.

Det gjeldende systemet gir flere typer signaler om behov for investeringer, i form av prissignaler og økonomiske insentiver. Disse virker i kombinasjon med direkte regulering om tilknytningsplikt og krav til leveringskvalitet som også er viktige drivere til investeringer. Det er imidlertid ikke gitt at den direkte reguleringen sikrer at de rette investeringene foretas og at de foretas til riktig tid. Det er derfor ikke gitt at signalene er tilpasset en situasjon der forbruksveksten øker raskt.

#### 5.4.4 Sikre eier av strømmnett nødvendig avkastning

Inntektsrammereguleringen sikrer nettselskap en gitt inntekt og en rimelig avkastning gitt effektiv drift.

Siden egne kostnader veier tungt ved fastsettelsen av inntektsrammen, gir reguleringen rom for å finansiere investeringer i nett. Påløpte kostnader for anlegg som ikke er satt i drift inkluderes også i de relevante kostnadene som inntektsrammen baseres på. Dette sikrer nettselskapene inntekter på anlegg før de settes i drift, noe investorer normalt ikke har mulighet til å oppnå.

Systemet gir dermed både begrenset risiko for netteiere og bidrar til at effektive nettselskap kan oppnå god avkastning. Den begrensede risikoen på inntektssiden innebærer også at nettselskap i prinsippet bør ha muligheter til å skaffe finansiering til nødvendige utvidelser. I tillegg vil kundeutløste investeringer kunne dekkes inn gjennom anleggsbidrag.

Til tross for at systemet inneholder flere elementer som bidrar til å sikre at utvidelser skal kunne finansieres, har flere nettselskap en opplevelse av at det er lite lønnsomt å investere i utvidelser – særlig dersom ikke andre investerer samtidig. Dette

markedsmodeller med finere oppløsning enn markedet (nærmere nodepriser) slik at kostnadene ved flaskehals blir tatt hensyn til, selv om ikke markedet («se det»)

skyldes at inntektsrammen for det enkelte nettselskap er knyttet til kostnadene til andre nettselskap og kostnadene stiger typisk ved investeringer. Videre tar eierne typisk betydelige utbytter, noe som reduserer kapasitetene til å investere i nett.

#### 5.4.5 Enkle og transparente tariffer

Dersom tariffer skal virke etter hensikten må de kunne observeres og forstås av brukerne. Etter tilknytning må forbrukere normalt forholde seg til to tariffer for nettbruk, energi- og fastledd, mens større næringskunder i tillegg må forholde seg til effektledd. Forbrukere har derfor hatt ganske enkle og transparente tariffer, mens de større næringskundene trolig har hatt kompetanse til å forstå og forholde seg til tariffene. Dette er imidlertid signaler som kommer i tillegg til kraftprisen.

I et system med nodepriser vil brukerne ikke stå overfor et separat prissignal for overføring, ettersom prisen på energi vil inkludere overføring frem til noden. Derimot kan prisene på energi endres hyppig, noe som kan gjøre det utfordrende å vite til enhver tid hva det koster å forbruke energi.

Tradisjonelt har ikke effektbruket til mindre forbrukskunder hatt betydning for deres betaling. Nettselskapene er imidlertid nå i prosess med å innføre faste betalinger som avhenger av effektuttak, og tidsdifferensierte energiledd. Tariffene vil dermed bli noe mer kompliserte å forholde seg til for mindre forbrukskunder.

I gjeldende system vil tariffene for de fleste kundene være kjent og endres relativt sjeldent, noe som i utgangspunktet gjør det enkelt for kunden å vite hva overføring til enhver tid koster. Et unntak er marginaltapssatsene som oppdateres ofte i transmisjonsnett. Disse er imidlertid også offentlig tilgjengelige. Her er det også profesjonelle kunder med større evne til å holde seg oppdatert enn mindre forbrukskunder.

Når det gjelder anleggsbidrag er prisene ikke like transparente. Aktører som ønsker tilknytning må henvende seg til det enkelte nettselskap for å få kunnskap om prisen for å tilknyttes, og det kan ta tid å få disse anslagene. Hvor store kostnadene blir avhenger blant annet av om forespørselen vil utløse et behov for investeringer, og om det er andre kunder som også ønsker tilknytning – informasjon som i dag ikke finnes offentlig tilgjengelig.

Samlet sett fremstår tariffene som oversiktlige og mulige å observere. Dette gjelder særlig for større kunder som i størst grad kan ventes å tilpasse sin adferd basert på styrken i prissignalene.

#### 5.4.6 Mulig å implementere

Under dette punktet fremstår det som mest hensiktsmessig å drøfte forhold som kan påvirke mulighetene til å endre tariffer.

Endringer i tariffsystemet vil for eksempel alltid innebære fordelingsvirkninger. En svært effektiv tariff kan dermed være i motstrid med andre politiske målsetninger – som rettferdighet for ulike kunder. Internasjonale regler og handelsavtaler kan også sette begrensninger på hvilke prissignaler som kan innføres. Til slutt er det også administrasjonskostnader knyttet til å endre tariffer og innføre nye prissignaler. Ved vurderinger av gjennomførbarhet er det dermed mange hensyn som må tas i betraktning, utover ren effektivitet.

Nodepriser er et eksempel på en modell som kan være vanskelig å innføre, blant annet som følge av store fordelingsvirkninger mellom aktører i ulike noder. Dagens markedsmodell med forholdsvis store budområder sikrer at kunder innenfor området har den samme prisen. Dette oppfattes trolig som mer rettferdig enn om prisene hadde variert betydelig for kunder i samme fylke eller kommune – noe som kunne vært tilfelle med nodeprising.

Dagens soneprissystem er også tilpasset at det nordiske kraftmarkedet er en del av et felles europeisk kraftmarked. Dette setter visse begrensninger på hvilke endringer som er praktisk hensiktsmessige og juridisk gjennomførbare. Det er eksempelvis ikke gitt at Norge ensidig kunne innført nodeprising.

Budområdene innebærer også at det er mange kjøpere og selgere i hvert område, noe som legger til rette for likvide fremtidsmarkeder. Dette er en fordel for markedsaktørene siden det muliggjør å redusere risikoen for en lav premie.

Det har i lange perioder vært begrenset offentlig oppmerksomhet rundt tariffene for bruk av nett. Dette indikerer at hovedprinsippene i dagens system er lite kontroversielt, både politisk og i opinionen førøvrig. De planlagte endringene til økt, og effektbasert, fastledd har imidlertid møtt stor motstand. I den debatten har også insentivene til energisparing blitt trukket frem, altså et annet hensyn enn effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

Diskusjonen om effekttariffer for mindre kunder indikerer at det kan være politisk utfordrende å foreta endringer i prinsippene for tariffing, selv i effektivitetsfremmende retning. Endringer i effektleddet for større kunder kan også være kontroversielt da det kan ha stor økonomisk betydning for næring og industri med høyt effektuttak. Erfaringsmessig har det generelt vist



seg vanskelig å gjennomføre endringer i tariff-systemet der store grupper av forbrukere eller viktige industrier opplever at de kommer dårligere ut, selv om kostnadene for samfunnet minimeres.

Samlet sett er det dermed flere forhold som kan sette begrensninger på mulighetene til å foreta endringer i tariffene.

## 5.5 Prissignaler i praksis – internasjonalt

Som en del av dette prosjektet har vi gjennomgått nettreguleringen og bruk av prissignaler i Sverige, Danmark, Finland og Storbritannia. Sverige, Danmark og Finland er del av det felles nordiske kraftmarkedet med Norge og har samme kraftbørs – Nord Pool Spot. Landene er også delt inn i prisområder som et viktig virkemiddel for å balansere forbruk og produksjon. Mens Norge er dekt inn i fem prisområder har Sverige fire prisområder, Danmark har to prisområder og Finland har kun ett. Det samme gjelder Storbritannia som også har egen børs, men som er en del av det felles europeiske markedet slik også de nordiske landene er.

### Overordnet er det mange fellestrekk ved landenes nettregulering og prinsipper for tariffing

Når det gjelder reguleringen av nettvirksomheten i disse landene er det mange likhetstrekk med reguleringen i Norge. Alle landene har en sterk regulering av nettselskaper fra deres respektive reguleringsmyndighet. De har alle en form for inntektsregulering, selv om prinsippene og utformingen av denne varierer. I alle landene har nettselskapene en form for tilknytningsplikt – plikt til å tilby markedsadgang, men det varierer på hvilke vilkår denne adgangen gis. I alle landene er nettvirksomheten i hovedsak finansiert av kundene gjennom nettariffer. Disse er basert på liknende prinsipper og struktur – der alle opererer med minimum energiledd, effektledd og/eller fastledd. I tillegg er det vanlig med en form for tilknytningsavgift som betales av kundene som tilknyttes eller får forsterket sin tilknytning.

Mens de nordiske landene har svært mange fellestrekk også når det gjelder den detaljerte reguleringen, er det Storbritannia som skiller seg mest ut. De har blant annet en forhandlingsbasert inntektsregulering, hvor nettselskapene må lage planer som skal godkjennes av reguleringsmyndigheten, i motsetning til en inntektsramme basert på historiske kostnader slik som i Norge og de øvrige landene. De har også en relativt utstrakt bruk av prissignaler og er potensielt det landet som har utviklet disse mest.

### Det er likevel en del variasjon i den detaljerte reguleringen

Når vi ser på den detaljerte utformingen av reguleringen er det flere prissignaler og mekanismer som benyttes i de andre landene som er forskjellig fra de som benyttes i Norge.

Sverige har for eksempel effektledd basert på abonnert effekt på transmisjons- og regionalnettnivå (Ei, 2020). Kunder har anledning til å tegne tilleggsabonnementer i perioder de bruker mye effekt, på begge nettnivåene. Dette gir et insentiv til å abonnere på en lavere kapasitet enn deres maksimale effektuttak i løpet av et år.

I Finland betaler kunder på både transmisjons- og distribusjonsnettet en tilknytningsavgift som skal tilsvare gjennomsnittlige kostnader som en ny tilknytning påfører systemet. På transmisjonsnett er denne avgiften sjablongbasert og varierer med spenningsnivå, da den skal tilsvare gjennomsnittlige kostnader for Fingrid per spenningsnivå. Avgiften justeres hvert år basert på faktiske investeringskostnader i nettet. Hvis en kunde utløser investering i en ny stasjon må kunden betale hele kostnaden for dette (Fingrid, 2022).

På distribusjonsnettet i Finland betaler både nye kunder som vil koble seg til nettet og eksisterende kunder som ønsker økt kapasitet en tilknytningsavgift. Kunder må betale for direkte kostnader for utbygging, i tillegg til et kapasitetsreservasjonsgebyr multiplisert med tilknytningseffekten. Avgiften tilsvarer gjennomsnittlig kostnad som tilknytning av en effekt enhet til det eksisterende nettet medfører, da nettet dimensjoneres så det klarer større effektoverføring (Energiavirasto, 2018). Avgiften gir en rett til å forbruke eller overføre avtalt effekt.

I Sverige betaler husholdninger som tilknyttes distribusjonsnettet sjablongbaserte tilknytningsavgifter. Avgiften består av en grunnavgift og en avgift per meter som begge varierer basert på ulike avstandsintervaller fra tilknytningspunktet i nettet. Kunder som skal tilknyttes transmisjonsnettet betaler en individuell tilknytningsavgift som skal finansiere kundespesifikke ledninger og nettstasjoner, og ev. nettforsterkninger. Den skal også finansiere alle merkostnader hos Svenska Kraftnät, inkludert interne kostnader (Svenska Kraftnät, 2021). I tillegg finnes det faste utredningsavgifter med forskjellig pris dersom det kun er en systemanalyse eller også en gjennomførbarhetsanalyse. Avgiften er 350 000 svenske kroner for kun systemanalyse og 700 000 svenske kroner for begge analysene. Denne betales før Svenska Kraftnät begynner arbeidet med utredningen og

trekkes ikke fra tilknytningsavgiften i etterkant av tilknytning.

I Storbritannia må kunder som skal tilknytte seg distribusjonsnettene levere en milepælsplan til nettselskapet. Dersom kunden ikke klarer å følge planen mister de sin plass i køen slik at mer modne prosjekter får tilknytning tidligere. Tilsvarende prinsipper er i ferd med å utvikles i Norge. Ved tilknytning til transmisjonsnett må noen kunder betale et depositum som kunder vil ikke få tilbake dersom de trekker seg (Ofgem, 2019).

I både Storbritannia og Danmark kan kunder som ønsker tilknytning gå inn på nettsiden til TSOen for informasjon og veiledning. TSOene har blant annet publisert kart som gir oversikt over tilgjengelig kapasitet i ulike punkt i nettet. Dette gir kunder mer informasjon til å vurdere forventet tid til tilknytning i ulike punkter i nettet. I Storbritannia kan kunder også via nettsidene få konkrete anslag på kostnaden ved tilknytning, fra utredning til bygging og tariffier.

#### **Det er pågående revideringer av nettregulering og tariffstruktur i alle land**

I alle landene foregår det i dag prosesser for å tilpasse og utbedre nettreguleringen og signalene som gis gjennom tariffene. Bakgrunnen er blant annet økt etterspørsel etter nett. Likevel er beskrivelsen av problemstillingene og utgangspunktet for prosessene noe ulike – og det er derfor også forskjellige løsninger som bringes opp på bordet:

I Sverige synes myndighetene spesielt opptatt av å sikre en effektiv utnyttelse av nettet blant annet gjennom å tilrettelegge for mer forbruksfleksibilitet. Energimarknadsinspeksjonen (Ei) har blant annet foreslått at nettselskapene skal ha muligheten til å ha differensierte lokaliseringssignaler i sine strømmett for å bedre fordele kostnadene avhengig av hvor de oppstår (Ei, 2020). En kartlegging viser imidlertid at få, om noen, selskap fullt ut bruker det mulighetsrommet de har til å sette effektive tariffier. I praksis veier ofte andre hensyn tungt ved fastsettelse av tariffier i Sverige – for eksempel hvis mer teoretisk riktige prissignaler medfører store fordelings effekter.

I Danmark foregår integrasjon av ny fornybar kraftproduksjon som er lokalisert lenger fra forbrukerne. Myndighetene er opptatt av at produksjonen lokaliserer seg der det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. I Danmark har produsentene historisk betalt lite for utbygging av nett, og det vurderes nå å øke tarifferingen av produsentene for å bidra til en bedre fordeling av kostnader og sterkere lokaliseringssignaler. Dette

gjelder både økte innmatingstariffer og innføring av anleggsbidrag for produsenter på både distribusjons- og transmisjonsnett. Det vurderes også å gi nettselskapene adgang til å ta geografisk differensierte tariffier, noe som ikke er tillatt i dag. Geografisk differensierte prissignaler kan bidra til at produsenter plasserer seg mer hensiktsmessig.

I Finland pågår det arbeid med både fleksibilitetsmarkeder og smarte strømmett. Myndighetene vurderer å endre regulering for å legge til rette for lokale aggregatorer som tilbyr fleksibilitet gjennom å samle strømproduksjon og -forbruk til større enheter. Det vurderes også å erstatte fastledd med effektledd på distribusjonsnettene slik at forbrukere i større grad får signaler om effektiv bruk av nettet og kan påvirke sine egne kostnader gjennom å reagere på disse.

I Storbritannia betaler kunder på regionalnettet et anleggsbidrag som dekker kostnadene for tilknytningen og en andel av kostnadene for forsterkning av nettet på samme spenningsnivå og nivået over (Ofgem, 2019). Her må kunder betale alle kostnadene på forhånd. Dette skiller seg fra anleggsbidraget for transmisjonsnettene som kun skal finansiere kundespesifikke ledninger og stasjoner, og kunder kan velge å fordele kostnader over en 40 års periode. En utfordring med anleggsbidraget på regionalnettet er at en del kunder velger å ikke koble seg til nettet på grunn av høye kostnader. Ofgem vurderer å gjøre anleggsbidraget her mindre dypt eller at man kan fordele kostnader over en lengre periode (Ofgem, 2020).

#### **Metoder for å håndtere usikkerhet knyttet til forbruksutviklingen i nettutredningene**

Landene har flere av de samme utfordringene som Norge og bruker ulike virkemidler for å håndtere usikkerhet rundt fremtidig forbruksutvikling.

De fleste land er opptatt av gode planprosesser. For eksempel utgir ENTSO-E hvert annet år en nettutviklingsplan. Den skisserer hvordan nettutviklingen i Europa kan skjer de neste 10-20 årene. I tillegg operer alle land med en nasjonal nettutviklingsplan som er mer detaljert. Hensikten med planene er å fange opp behov tidlig og vise hvordan nettet kan utvikles for å møte behovet.

I Storbritannia har National Grid, som er transmisjonsnettoperatør, tatt håndtering av usikkerhet et nivå lenger enn mange andre. De utgir årlig en rapport som kalles «Network Options Assessment.» Denne rapporten gir deres anbefaling på hvilke prosjekter som burde investeres i det kommende året for å imøtekomme fremtidige behov. Den er basert på blant annet to rapporter som beskriver fremtidige energiscenarier for de

neste 10 og 30 årene.<sup>29</sup> De bruker flere metoder for å kvantifisere usikkerhet, slik som diskontert kontantstrøm i deres sentrale prognose, Monte Carlo-metoden, scenarioer og realopsjoner, men anbefaler å bruke «Least worst regret» som metode for å ta beslutninger (National Grid, 2017). Dette er en metode som evaluerer investeringsstrategier basert på hvilke som produserer minst anger i etterkant. Dette er et virkemiddel de bruker for prøve å håndtere usikkerhet knyttet til fremtidig forbruksutvikling.

En annen god måte å håndtere usikkerhet på, er å utarbeide en tilstrekkelig grundig samfunnsøkonomisk analyse (konseptvalgutredning). I den såkalte behovsanalysen beskriver man blant annet utvikling i forbruk av strøm. Her håndterer man usikkerhet gjennom bruk av forventningsverdier, utfallsrom og eventuelt scenarioer for å fange den mest relevante usikkerheten i behovet. Videre vil man i mulighetsstudien lete etter konsepter som ivaretar hele, eller deler, av behovet, hvor av fleksibilitet i konseptene ofte er attraktivt. Senere i alternativ- og usikkerhetsanalysen, vurderer man de viktigste driverne for usikkerheten og hva det betyr for konseptvalget. Ofte er ikke usikkerhet i behovet av en slik karakter at det påvirker konseptvalget i nevneverdig grad. Til slutt er det viktig at analysen oppsummerer hvilke kriterier som må være oppfylt for at prosjektet skal være vellykket. Her handler mye om å beskrive sentrale milepæler i prosjektgjennomføringen samt hvordan usikkerhet kan styres og håndteres i senere faser.

Videre er det viktig at analyser og utredninger vurderer tilhørende realopsjoner. Klassiske verdsettelsestekniker for lønnsomhet har en svakhet når usikkerheten er stor. Nåverdimetoden fanger ikke alltid opp verdien av usikkerhet. Dette er en verdi som kan komme i tillegg til klassisk nåverdi. For å bøte på dette er det alltid viktig å vurdere realopsjonsteori. Den samlede lønnsomheten er summen av nåverdi og eventuelle realopsjoner. Når usikkerheten i forbruksutvikling er stor og ledetider er lange, vil verdien av å starte planlegging kunne være positiv for samfunnet, selv om forventet lønnsomhet av selve tiltaket ikke er positiv på vurderingstidspunktet. Ofte blir ikke realopsjoner, og verdien av disse, vurdert tilstrekkelig. I enkelte tilfeller ser man fort en mulig konflikt her mellom at den bedriftsøkonomiske verdien av å starte planlegging, er negativ, mens den fra samfunnets perspektiv er positiv.

<sup>29</sup> De to rapportene er «Future Energy Scenarios» og «Electricity Ten Year Statement.»

## 5.6 Prissignaler for å avhjelpe dagens utfordringer

### 5.6.1 Nodepriser løser ikke de strukturelle utfordringene

Basert på økonomisk litteratur gir nodepriser mest effektiv utnyttelse av kraft og nett, gjennom riktige kortsiktige signaler for kostnaden ved å bruke kraft på ethvert punkt i nettet. Ved nye tilknytninger eller endret forbruk hos eksisterende brukere, vil prisene endres og korrekt reflektere de nye kapasitetsbegrensningene og tapet av kraft ved overføring. Videre vil det gi svært presise lokaliseringssignaler.

Til tross for en rekke attraktive teoretiske egenskaper, er nodeprising uvanlig. Dette kan skyldes både praktiske utfordringer – som f.eks. at antallet unike priser blir høyt og lite likvide fremtidsmarkeder. Det kan også skyldes politiske forhold, som at ulike priser i samme geografiske område kan oppleves vilkårlig og urettferdig.

Dagens utfordringer er primært knyttet til hvordan nettene på lang sikt bør utvikles for å imøtekomme fremtidige behov. Nodeprising er på den annen side en mekanisme som sikrer effektiv utnyttelse av kraft på kort sikt. Det er derfor lite som tyder på at nodeprising isolert sett vil være en løsning på dagens særskilte utfordringer. Nodepriser fanger eksempelvis ikke opp etterspørsel etter nett i fremtiden. Det vil derfor ikke gi presise signaler for om, og i så fall hvor, kapasiteten bør utvides. Nodepriser vil heller ikke gi signaler om hvordan rettigheter til effektuttak bør fordeles mellom tilknyttede og ikke-tilknyttede forbrukere for å sikre mest mulig effektiv utnyttelse av eksisterende nett.

### 5.6.2 Litteraturen har ikke adressert de aktuelle utfordringene konkret

Det eksisterer en betydelig mengde faglitteratur – både økonomisk og teknisk – om kraftmarkedet. Dette inkluderer spesifikk teori om effektiv utnyttelse av strømmnett. Vi har imidlertid ikke funnet noe økonomisk litteratur som eksplisitt diskuterer hvordan prissignaler kan anvendes for å avhjelpe utfordringen knyttet til høy – men usikker – etterspørsel etter overføringskapasitet i fremtiden. Det er også lite litteratur som eksplisitt diskuterer hvordan rettigheter til effektuttak bør allokeres – herunder hvordan det bør prioriteres mellom nye prosjekter når det er begrenset kapasitet i nettet.

Det er trolig sammensatte årsaker til at litteraturen ikke har adressert de aktuelle problemstillingene. For det første reflekterer økonomisk teori typisk historiske utfordringer. Dette fordi det ofte utvikles

etter at utfordringer er identifisert og det er tidkrevende å gjennomføre analyser og utvikle teori. De aktuelle utfordringene knyttet til mange og store nye forbruksprosjekter har imidlertid nylig oppstått og synes også i begrenset grad å være forutsett av aktører i markedet. For det andre kan det synes som om etterspørselen fra nye store forbruksprosjekter er særlig stor i Norge og derfor ikke har ikke enda har kommet på forskningsagendaen internasjonalt.

Nye faglitteratur adresserer i stor grad utfordringer knyttet til mer variabel og desentralisert produksjon, økt etterspørsel som følge av lading og bruk av varmepumper, samt bruk av batterier for å lagre strøm. Generell økonomisk teori, kombinert med innsikter om strømmett og organiseringen av det norske kartsystemet fremstår derfor som mest hensiktsmessig til å adressere de aktuelle utfordringene. Vi gjennomgår imidlertid noen teoretiske innsikter under.

### 5.6.3 Effektiv allokering av eksisterende kapasitet Markedsbasert allokering av kapasitet/rettigheter til effektuttak

Ved ordinær tilknytning får i dag den som tilknyttes en evigvarende rettighet til et bestemt effektuttak. Dette kan binde opp en del av kapasiteten i nettet, fordi nettselskapet må kunne levere effekten uavhengig av andre kunders effektuttak. Den som tilknyttes betaler imidlertid ikke for denne rettigheten ved tilknytning, med mindre knapphet på kapasitet utløser anleggsbidrag.

Fordi nettleien fastsettes basert på faktisk forbruk og rettighetene er ikke omsettelige er det heller ikke noen kostnader ved å holde på rettighetene. Det eksisterer dermed ikke noen mekanisme som sikrer at rettigheter til effektuttak allokeres til brukere med størst nytte. Samtidig blir knapphet på kapasitet stadig mer vanlig i en rekke markeder. Brandstätt og Rahmatallah (2020) diskuterer derfor om det eksisterer mer hensiktsmessige måter å allokere kapasitet på.

Utgangspunktet er at velferden maksimeres når eksisterende kapasitet disponeres av de som har størst nytte av den og at det etableres ny kapasitet når nytten overstiger kostnaden. Dette krever mekanismer som allokere kapasitet til de som til enhver tid har størst nytte av den og som avslører den reelle nytten av ny kapasitet.

De viser først at auksjoner vil sikre effektiv allokering av begrenset kapasitet. Deretter viser de at listepriiser på kapasitet i teorien kan gi samme allokering. Listepriiser er imidlertid mer informasjonskrevende å anvende, siden de ikke avslører den enkelte aktørens betalingsvilje og det kan være

utfordrende å finne riktig pris. Ved auksjoner er det på den annen side risiko for strategisk budgivning som kan gi ineffektiv allokering i praksis.

Deretter viser de at tidsdifferensierte rettigheter kan gi høyere velferd enn universelle rettigheter. Dette fordi universelle rettigheter skaper en kobling mellom on- og off-peak etterspørsel som kan føre til at brukere som kan klare seg med lite on-peak rettigheter må erverve dette for å kunne trekke nok effekt off-peak. Tidsdifferensierte rettigheter gir dermed en større fleksibilitet for kundene og dette kan redusere behovet for å etablere kapasitet.

De argumenterer også for at andrehåndsmarkeder kan sikre effektiv allokering over tid i en situasjon der rettighetene er evigvarende. Dette fordi det vil være en alternativkostnad ved å besitte rettigheter når disse er omsettelige. Nettselskapet kan også delta i andrehåndsmarkedet å kjøpe tilbake rettigheter når dette er mindre kostnads-krevende enn å etablere ny kapasitet og selge denne.

De peker imidlertid på en rekke utfordringer knyttet til denne type kapasitetsmarkeder. Eksempelvis at allokeringsmekanismen må designes for å hindre strategisk budgivning og utnyttelse av markeds-makt. De trekker også frem risiko for opportunistisk adferd i auksjonene siden nettverksoperatøren i etterkant vil være ansvarlig for at systemet er stabilt i etterkant. Videre nevner de at det vil være utfordrende å finansiere kapasitetsutvidelser utelukkende med salg av rettigheter, fordi markeds-aktørene vil ta høyde for den risikoen som ligger i at verdien av rettigheter vil kunne endres over tid.

### Smarte kontrakter

Utgangspunktet til Brandstätt, Brandstätt og Friedrichsen (2011) er at koordinering mellom produsenter, forbrukere og netteiere blir stadig viktigere for effektiv utnyttelse av nett. Dette skyldes bla. mer variabel produksjon og økt forbruk fra lading, varmepumper etc. Mangel på koordinering kan etter forfatteres synspunkt gi ineffektiv utnyttelse av nett, for høye investeringer og høye kostnader for brukere.

De viser videre til at prissignaler normalt er universelle, og at det derfor ikke er fleksibilitet til å tilpasse insentivene individuelt, samtidig som atferden til noen enkeltbrukere kan ha stor betydning for nettet. Enda videre argumenterer de for at ordinære prissignaler ikke alltid kan brukes til å påvirke en aktørs adferd – eksempelvis kan subsidier svekke insentiver til å respondere på prissignaler.

De argumenterer også for at summen av prissignaler ikke nødvendigvis kan bidra til effektiv

koordinering. Differensierte energi- og overføringskostnader kan på kort sikt anvendes til å håndtere kapasitetsbegrensninger, men er mindre egnet for å gi effektive signaler om lokalisering. Dype anleggsbidrag – betaling for forsterkninger i masket nett – gir derimot effektive lokaliseringssignaler, men kan være utfordrende å implementere og gir ikke signaler om effektiv produksjon og eller forbruk etter etablering.

Brandstätt m.fl. argumenterer derfor for at smarte kontrakter som fremforhandles bilateralt mellom nettselskap og viktige enkeltaktører kan brukes til å gi disse den riktige kombinasjonen av kortsiktige- og langsiktige signaler. Eksempelvis kan betingelsene for å benytte nettet avhenge av hvor prosjektet lokaliseres. De mener derfor at smarte kontrakter kan være mer effektivt enn universelle signaler fordi det gir mer fleksibilitet.

De argumenterer for at smarte kontrakter bør være et alternativ til standardbetingelser som belønner gunstig adferd eller aktører som er villige til å oppgi rettigheter. Dette åpner for at aktører bare vil akseptere smarte kontrakter når de kommer bedre ut enn ved ordinære betingelser og nettselskap bare vil tilby det når det kan bidra til økt effektivitet. Tilknytning på vilkår om utkobling eller redusert forsyning ved begrenset kapasitet kan betraktes som en variant av slike kontrakter.

De peker imidlertid på at det også er utfordringer med smarte kontrakter. Selv trekker de frem at det kan være utfordrende å identifisere riktig kontrakt – eksempelvis grunnet asymmetrisk informasjon – og sikre at netteiere faktisk investerer i utvikling av nett når det fra et samfunnmessig perspektiv er mer rasjonelt enn å anvende kontrakter. De viser også til at det kan være behov for koordinering mellom netteier og strømleverandør for å kunne inkludere energipriser i kontraktene, men at disse aktørene ikke nødvendigvis har sammenfallende insentiver. I tillegg vil smarte kontrakter nødvendigvis utfordre prinsippet om likebehandling.

#### 5.6.4 Effektive investeringer i ny kapasitet under usikkerhet

Gitt at de kortsiktige prissignalene er riktige, er det i teorien effektivt å investere i ny kapasitet når belastningen på nettet er så høy at reduserte marginalkostnader forsvaret investeringene. I praksis er imidlertid investeringsproblemet langt mer komplisert.

For det første er det stordriftsfordeler knyttet til investeringer, og i praksis vil det måtte foretas stegvise investeringer. For det andre er ledetidene lange for investeringer i nett og det kan være

vanskelig for netteiere å estimere fremtidig behov for nettkapasitet.

Investeringer i nett og produksjon kan både komplementere hverandre og være substitutter – og bør derfor helst koordineres. Historisk var nett og produksjon under felles kontroll. Dette gjorde det enkelt å koordinere investeringer i nett og produksjon – og forbruket måtte tilpasse seg produksjonen i området. Dereguleringen splittet imidlertid opp produksjon og nett, og skapte dermed et koordineringsproblem. Faglitteratur om koordineringsproblemer har derfor tatt for seg koordinering mellom investeringer i nett og produksjon og investeringer i nett under usikker fremtidig produksjon.

Flere løsninger er foreslått for hvordan usikkerhet knyttet til fremtidig produksjon kan håndteres i forbindelse med investeringer i nett. Fokuset har imidlertid vært på hvordan nettplanlegging bør gjøres under usikkerhet – ikke hvordan den underliggende etterspørselen eventuelt kan reduseres. Så langt vi kan se har ingen foreslått eller studert hvordan prissignaler eller andre markedsmekanismer kan benyttes for å sikre balanse av tilbud og etterspørsel etter nettkapasitet i en situasjon med lange ledetider på investeringer i nett.

#### Proaktiv nettutvikling

Proaktiv nettutvikling – der netteier foretar planlegging og omsøking basert på forventede prosjekter trekkes gjerne frem som en hensiktsmessig strategi for å håndtere utfordringer med lange ledetider. Rious et al. 2011 finner at proaktiv nettutvikling er effektivt hvis forskjellen i ledetid mellom investering i nett og produksjon er tilstrekkelig lang og/eller kostnader ved å gjøre forberedelser er moderate. Resultatet bør være overførbart til usikkerhet i forbruk.

Sauma og Oren 2006 setter opp en modell med tre perioder. I den første perioden evaluerer netteieren ulike nettutvidelser, før netteieren og en produsent investerer i kapasitet i periode 2. I periode 3 velger produsentene sin produksjon og nettselskapet import/eksponert på de ulike nodene. Alle aktørene observerer utfallet av de ulike periodene. I dette spillet vil nettselskapet ta hensyn til at valgene den gjør i planleggingen av nett vil påvirke investeringene i periode 2 og markedsutfallet i periode 3. De viser da at proaktiv nettplanlegging – altså at nettselskapet tar hensyn til hvordan dens valg påvirker senere beslutninger – gir større eller like høy velferd som reaktiv der nettselskapet tar produsentenes investeringsbeslutning som gitt.



Intuisjonen i den aktuelle artikkelen er at nettselskapet kan velge investeringer på en måte som reduserer markedsmakten til produsenter. Nettselskapet får dermed en førstrekksfordel og kan agere som en Stackelberg-leder. Investeringer som reduserer produsenters markedsmakt, vil redusere deres insentiver til å holde produksjonen nede for å øke prisen. Dette vil ofte kunne lede til større investeringer i produksjon.

De identifiserer også når reaktiv nettplanlegging gir underinvesteringer i nett. Dette oppstår for det første hvis inkrementell nytte av økt produksjon er større enn investeringen som er nødvendig for å øke produksjonen og investeringer i overføring, og produksjon er strategiske komplementar.<sup>30</sup> Det oppstår også hvis kostnaden ved å øke produksjonen er høyere enn inkrementell nytte og investeringer i overføring og produksjon er strategiske substitutter.

Sauma og Oren 2006 konkluderer derfor med at koordineringsproblemet som skyldes vertikal separasjon mellom produksjon og nett, og nyttetapet dette gir opphav til når produsenter maksimerer eget overskudd, kan reduseres gjennom proaktiv nettplanlegging. Siden forbrukerkunder i mindre grad velger forbruk strategisk, vil proaktiv nettplanlegging ikke ha samme virkning på forbruksprosjekter som produksjonsprosjekter.

En sentral innsikt er likevel at i den grad forbruksprosjekter kan ventes å respondere på investeringer i nettkapasitet, så kan nettselskap gjennom proaktiv nettplanlegging påvirke beslutningene til eiere av forbruksprosjekter. Dette innebærer at nettselskap i sin nettplanlegging bør ta hensyn til hvordan deres planer påvirker investeringsbeslutninger for forbruksprosjekter og forsøke å utvikle nett for å legge til rette for gunstige beslutninger.

### Realopsjonsbasert nettplanlegging

Flere har foreslått at nettplanlegging og -utvikling bør ha en realopsjonstilnærming – se eksempelvis Pringles et al. (2015). Den grunnleggende ideen er at i en situasjon preget av usikkerhet har fleksibilitet, eksempelvis til å endre prosjektet når ny informasjon kommer til, en reell verdi.

Dette kan ha betydning for hvordan investeringsprosjekter håndteres. Eksempelvis kan det være lønnsomt å gjøre forberedelser til investeringer som kun har forventet positiv nåverdi under spesifikke markedsutfall, for så å vente på ny informasjon før det besluttes om prosjektet skal realiseres. Dette kan eksempelvis være å anskaffe konsesjoner eller nødvendig tomteareal. Prosjekter som ikke er

<sup>30</sup> Investeringer er strategiske komplementar dersom investeringene for en aktør gjør det rasjonelt for en annen

lønnsomme gitt usikker informasjon kan dermed potensielt bli lønnsomme å initiere.

Når investeringsprosjekter vurderes, bør fleksibiliteten i prosjektene identifiseres og verdsettes når forventet nytte beregnes. Jo større usikkerhet rundt relevante variabler og jo mer disse variablene kan påvirke verdien av et tiltak, jo større er verdien av fleksibilitet.

Det er imidlertid verdt å merke seg at realopsjonsbasert nettplanlegging er det motsatte av å binde seg til masten. Andre markedsaktører vil da kunne påvirke nettselskapenes beslutninger gjennom sine valg. I den grad nettselskap ønsker å påvirke adferd hos andre markedsaktører, slik Sauma og Oren analyserte, er det da mer hensiktsmessig å velge strategier som reduserer fleksibiliteten.

## 5.7 Konklusjoner

Norge opplever en svært rask – men usikker – vekst i etterspørselen etter nettkapasitet. Trolig skyldes dette strukturelle forhold på etterspørselssiden. Fremtidens industri har behov for mye kraft og Norge har historisk vært et attraktivt land for kraftkrevende industri grunnet lave priser på kraft. Samtidig er det begrenset hvor mange aktører det vil være rom for, uten større og tidkrevende investeringer i nett og sannsynligvis også ny produksjon. Dette kan ha slått ut i en form for kappløp blant industriaktører om å sikre seg tilknytning og kapasitet i Norge.

I dagens situasjon er det viktig at eksisterende kapasitet utnyttes effektivt, samt at nettselskap investerer i forsterkninger av nett dersom dagens kapasitet ikke kan betjene etterspørselen og nytten av dette er høyere enn kostnadene.

Utforming og implementering av prissignaler – herunder for bruk av nett – har stor betydning for utnyttelse og utvikling av nett. Samlet sett fremstår det som om prissignalene som benyttes i Norge samsvarer godt med økonomisk teori. De kortsiktige signalene fanger opp geografisk knapphet som skyldes begrensninger i nett og ved at de er utformet slik at vridningseffekter begrenses, mens de langsiktige signalene gir prosjekteiere insentiver til å internalisere kostnader i nett.

Det mangler imidlertid et prissignal som reflekterer at rettigheter til effektuttak har en verdi når etterspørselen etter effektuttak overstiger kapasiteten. Et slikt signal kan gi mer effektiv allokering av disse rettighetene og dermed legge

å øke sine investeringer. I motsatt tilfelle er de strategiske substitutter.

grunnlag for mer effektiv utnyttelse av nett. Videre mangler de langsiktige signalene en mekanisme som tidlig kan avsløre en prosjekteieres reelle etterspørsel etter kapasitet. Et slikt prissignal kan redusert usikkerheten i etterspørselen og dermed bidra til riktige investeringsnivå.

Forbruksvekst og usikkerhet i etterspørselen er ikke noe nytt fenomen, men styrken i utfordringene har tiltatt nylig. Hvordan prissignalene bør tilpasses de gjeldene utfordringene har derfor ikke liten grad vært konkret adressert i den økonomiske litteraturen som drøfter prissignaler. Generell økonomisk teori gir imidlertid innsikt i hvordan prissignalene kan justeres for å møte de aktuelle utfordringene.

Selv om alt som bidrar til mer effektiv utnyttelse av eksisterende nett vil bidra til å avhjelpe

utfordringene, kan det være lite å vinne gjennom endringer i de aller mest kortsiktige prissignalene. Dette skyldes både at utfordringene er av strukturell art, at signalene allerede synes forholdsvis effektive, og at eventuelle endringer vil kunne være omfattende å implementere uten større endringer i organiseringen av markedet.

I lys av dette fremstår det som mer hensiktsmessig å vurdere endringer i prissignaler som direkte adresserer de to utfordringene – nemlig allokering av rettigheter og etterspørsel etter kapasitet. Slike prissignaler kan også innføres og justeres uten at det må foretas endringer i etablerte markedsmekanismer og generell organisering av markedet. Dette drøftes nærmere i neste kapittel 6.

## 6. Aktuelle tiltak

I dette kapittelet presenterer og vurderer vi noen aktuelle tiltak for å avhjelpe dagens utfordringer. I prinsippet kan det eksistere en rekke varianter av hvert tiltak, avhengig av hvordan de detaljeres ut. Vi fokuserer imidlertid på hvordan tiltakene overordnet kan ventes å virke, uten å gå inn i detaljeringen av dem. Til slutt oppsummerer vi hvilke tiltak vi mener vil være mest effektivt kan avhjelpe dagens utfordringer.

### 6.1 Vurderingskriterier

Tiltakene vi vurderer skal bygge opp under et overordnet formål om samfunnsøkonomisk lønnsom utnyttelse og utvikling av nettet. For å bidra til dette er det viktig at tiltakene er treffsikre med tanke på å avhjelpe de utfordringene vi har identifisert, og som nettopp kan stå i veien for dette målet. Videre bør tiltakene ha relativt lave administrative kostnader, for myndigheter, nettselskap og markedsaktører.

Utfordringene vi står overfor er relativt akutte, og det vil være fordelaktig med tiltak som kan

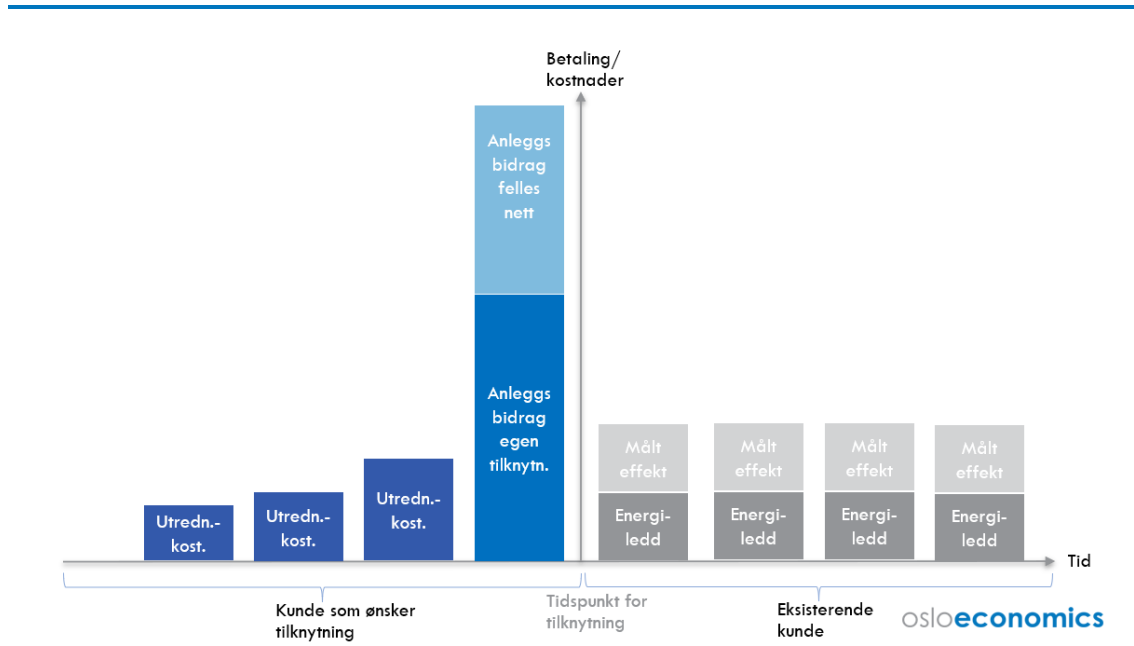
gjennomføres innenfor en begrenset tidshorison. Det er altså et poeng at tiltakene relativt enkelt kan la seg gjennomføre – blant annet at disse er mulige å implementere uten store endringer i kraftmarkedets organisering og etablerte institusjoner, og innenfor internasjonalt regelverk vi omfattet av.

Til sist vil enhver regulering kunne ha utilsiktede virkninger (bivirkninger). Et eksempel på en utilsiktet virkning kan være at et tiltak som bidrar til bedre utnyttelse av nettet vesentlig reduserer mulighetene for effektiv nettutvikling, og motsatt. Store uønskede fordelingsvirkninger er et eksempel på en annen utilsiktet virkning. Vi ønsker så langt som mulig å unngå negative utilsiktede virkninger av forslag til ny regulering. Samtidig vil innføring av nye tiltak som regel ha flere virkninger og anbefalinger til tiltak vil innebære avveieing av flere ulike hensyn.

### 6.2 Dagens prissignaler for effektiv utnyttelse og -utvikling

Som et utgangspunkt for å drøfte innføring av nye eller endrede prissignaler gir vi i Figur 7 en stilisert oversikt over dagens tariffelementer. Figuren viser en tidslinje der en kunde først ber om tilknytning, for så å tilknyttes og deretter inngå som en av nettselskapets eksisterende kunder.

Figur 7: Illustrasjon av dagens tariffstruktur – prissignaler for effektiv utnyttelse og utvikling av nett



Tariffelementene til venstre for den vertikale akse (tilknytningstidspunktet) er de elementene en ny kunde står ovenfor når en ny tilknytning medfører investeringer. Disse tariffelementene er i hovedsak designet for å bidra til en samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av nettet ved å stille kundene overfor de faktiske kostnadene deres tilknytning medfører, og på det tidspunktet kostnadene oppstår. Dette inkluderer betaling for faktisk påløpte utredningskostnader, og anleggsbidrag for å dekke investeringskostnader. I figuren viser vi at betalingen for å dekke investeringskostnadene består av betaling for kundespesifikke anlegg (her kalt anleggsbidrag egen tilknytning)<sup>31</sup> og betaling for en forholdsmessig andel av nødvendige oppgraderinger og forsterkninger i radielt fellesnett og masket nett (her kalt anleggsbidrag felles nett). I tilfeller der kunden ikke utløser investeringer i eksisterende nett, vil denne kun betale for egen tilknytning.

Tariffelementene til høyre for den vertikale akse er de kunden står ovenfor etter at den er tilknyttet. Disse tariffelementene skal bidra til en effektiv utnyttelse av nettet og skal også bidra til kostnadsdekning. For kunder som er tilknyttet høyere nettnivå omfatter dette energiledd basert på marginaltap<sup>32</sup> og effektledd basert på målt effekt.

I vurderingen av endringer i dagens tariffstruktur er det sentralt å ta inn over seg disse ulike tariffelementene, og sammenhengene dem imellom.

## 6.3 Tiltak for å sikre effektiv utnyttelse av nettkapasitet

Ved tilknytning har nettkundene i prinsippet fått evigvarende rettigheter til å ta ut inntil en gitt effekt. De som har betalt anleggsbidrag i felles nett kan sies å helt eller delvis finansiere den nødvendige kapasiteten, mens de øvrige i realiteten er tildelt rettigheter uten å betale vederlag. En stor andel av kundene tar imidlertid ikke ut den tillatte effekten. Å sitte på rettighetene medfører heller ikke kostnader, men har en privatøkonomisk verdi i form av mulighet til å øke forbruket i fremtiden. Kundene har dermed ikke insentiv til å gi fra seg rettighetene.

Differansen mellom effekten kunder kan ta ut og det de faktisk tar ut, skaper utfordringer i en situasjon med økende knapphet på kapasitet. For det første blir det mer utfordrende for nettselskapene å identifisere riktig investeringsbehov. Dette bidrar isolert sett til risiko

<sup>31</sup> Det er ikke nødvendigvis nettselskapet som har ansvar for å bygge tilknytningsledningen. I slike tilfeller vil denne delen av investeringen ikke innebære betaling av anleggsbidrag til nettselskapet, men vil være en kostnad

for både under- og overinvesteringer. For det andre kan nettselskapets forpliktelser innebære at de av forsiktighetshensyn ikke tilknytter nye kunder før forsterkninger i nettet er gjennomført. Rettigheter til effektuttak for noen kan dermed fortrenge andre, og bør dermed være allokert til de som har størst nytte av dem.

En relatert problemstilling er at ikke-tilknyttede kunder kan beslaglegge kapasitet i nettene. Dette fordi praksis er at kunder som skal tilknyttes vederlagsfritt får reservere kapasitet frem til tilknytning. Hvis kunden velger å ikke realisere sitt prosjekt vil den da ha beslaglagt kapasitet som ellers kunne vært utnyttet eller reservert av andre.

Dersom det må foretas investeringer før det er forsvarlig å tilknytte kunden, er normal praksis at kunden stilles i en kø i påvente av at forsterkingene gjennomføres. Kunden betaler ikke for sin plass i køen, men betaler som regel en utredningskostnad. Noen ganger kreves flere investeringer for å tilknytte alt forbruket, eller det er en trinnsvis investering som gradvis tillater tilknytning av mer forbruk. Etter hvert som kapasiteten blir tilgjengelig, tildeles den så ofte etter plass i køen. I de tilfellene der prosjektene som kommer sist er mer lønnsomme enn de som kommer først, eksisterer det altså ikke noen mekanisme som sikrer at prosjektene med høyest samfunnsøkonomisk tilknyttes først.

Både når det reserveres kapasitet og når kunder stilles i kø i påvente av ny kapasitet, er det altså en risiko for at kunder som kommer tidlig kan fortrenge kunder med høyere nytte som kommer senere. Videre vil det alltid være en utfordring for nettselskaper å vurdere hvilke prosjekter som eventuelt bør prioriteres. Dette siden situasjonen er preget av asymmetrisk informasjon som gjør det utfordrende for andre enn prosjekteier å identifisere den reelle verdien av prosjektet.

Utfordringene bunner i at å ha rett på effektuttak har en reell økonomisk verdi, samtidig som det ikke eksisterer prissignal som gir brukerne insentiver til å internalisere kostnaden for samfunnet av at de sitter på rettigheter. I det følgende vurderer vi tiltak som kan etablere en mekanisme for effektiv fordeling av kapasitet.

### 6.3.1 Markedsbasert allokering

Rettigheter til effektuttak er en begrenset ressurs som har økonomisk verdi. Normalt er markeder et godt virkemiddel for å sikre effektiv ressursutnyttelse. Den enkeltes nytte av ressursen vil

kunden må betale enten gjennom å gjøre jobben selv eller til å få en tredjepart til å gjøre den.

<sup>32</sup> En kunde som er lokalisert slik at den bidrar til redusert marginaltap i nettet kan ha negative energiledd.

reflekteres gjennom betalingsviljen for ressursen. Dersom en aktør besitter ressursen, men verdsetter den lavere enn markedsprisen – som reflekterer nytten til andre aktører – vil han selge ressursen. Ressursen vil da gå til noen som verdsetter den lik eller høyere enn markedsprisen.

Markedsprisen på en ressurs er et signal om ressursens verdi. Eksistensen av en markedspris ville dermed gi nettselskapene informasjon om verdien av kapasitetsutvidelser. Nødvendige forsterkninger i nett kunne også helt eller delvis blitt finansiert gjennom å selge nye rettigheter til effektuttak. Dersom rettigheter til effektuttak er egnet for fri omsetning, er dermed et enkelt virkemiddel for å legge til rette for effektiv fordeling av rettigheter å åpne for omsetning.

Rettigheter til effektuttak fremstår imidlertid som lite egnet for fri omsetning i et marked. Den viktigste grunnen til dette er at kapasiteten i nettet varierer mellom ulike punkter, og den samlede kapasiteten i nettet er også avhengig av hvor effektuttaket skjer. Det er altså ikke et én-til-én-forhold mellom redusert effektuttak ett sted, og økt kapasitet et annet sted. Når selger oppgir rettigheter til et visst effektuttak er det dermed ikke gitt at kjøperen kan øke sitt uttak tilsvarende.

Jo nærmere kjøper og selger er lokalisert, jo mer sannsynlig er det at det vil være samsvar mellom effektuttaket selger gir fra seg og kjøper kan øke sitt effektuttak. Å avgrense til små geografiske områder der effektrettigheter kan omsettes fritt gir imidlertid egne utfordringer. I noen tilfeller vil det aktuelle området være svært lite, kanskje avgrenset til tilknytninger som kan gjøres til en spesifikk nettstasjon. Dermed vil markedene kunne bli lite likvide. Videre kan det kan det gi utfordringer knyttet til både kjøper- og selgermakt som reduserer markedets effektivitet.

Det er også praktiske utfordringer knyttet til å gjøre rettigheter til effektuttak omsettelig. For det første er det i mange tilfeller uklart hvor stort effektuttak den enkelte kunde faktisk har rett til å foreta. Det vil derfor være usikkerhet knyttet til hvor mye den enkelte eventuelt kan selge. Videre summerer de samlede rettighetene til effektuttak seg til mer enn det nettene kan levere. Dette fordi nettselskapene i har allokert nye rettigheter basert på faktisk effektuttak. Dersom de som ikke bruker hele effektuttaket selger det overskytende til noen som tar effektuttaket i bruk, vil dermed nettene kunne overbelastes.

Før det kunne blitt etablert et marked for rettigheter til effektuttak måtte dermed den enkeltes rettigheter blitt identifisert. Videre måtte

totale rettigheter blitt tilpasset nettens fysiske kapasitet.

Rettigheter til effektuttak fremstår derfor generelt som lite egnet for markedsbasert allokering og det er vil heller ikke enkelt å implementere. Et helt fritt marked fremstår derfor lite hensiktsmessig. Det er likevel mulig å tenke seg varianter av markedsbasert allokering som kunne vært effektivitetsfremmende sammenliknet med dagens situasjon. Dette drøftes under.

### 6.3.2 Nettselskapet som tilrettelegger av bilateral handel

At det ikke er et 1:1 forhold mellom hvor mye en kunde oppgir av rettigheter til effektuttak og hvor mye en annen kunde kan øke sitt effektuttak fremstår som den viktigste strukturelle hindringen for markedsbasert omsetning. Dette kan imidlertid avhjelpes ved nettselskapene kontrollerer flyten av rettigheter.

Eksempelvis kan nettselskapet bidra som en slags «market-maker». Anta at en prosjekteier ønsker tilknytning eller øke sitt tillatte effektuttak og dette ikke vurderes som forsvarlig fordi allerede tilknyttede kunder har rett til å øke sitt uttak. I denne situasjonen vil kundens forespørsel kunne imøtekommes om spesifikke kunder forplikter seg til ikke å utnytte sin allerede tildelte kapasitet.

Nettselskapet kan da peke ut kandidater som kan forplikte seg til et lavt uttak og gjennom dette legge til at kunden kan tilknyttes uten forsterkninger av nettet. Kunden kan så gå i forhandlinger med de aktuelle kandidatene for å kjøpe ut deler av deres rettigheter. Det vil være rom for en forhandlingsbasert løsning hvis de som er aktuelle for å oppgi rettigheter verdsetter disse lavere enn det laveste av det nødvendige anleggsbidraget og den nye kundens betalingsvillighet for effektuttaket.

Et marked med bilaterale forhandlinger som er organisert av nettselskapet – gjennom at det identifiserer aktuelle selgere for interesserte kjøpere, vil dermed kunne fungere. Dette fordi nettselskapet beholder kontroll med hvem som har rettigheter til effektuttak og kan styre flyen av dem slik at negative systemvirkninger elimineres.

Det er også mulig å tenke seg at nettselskapet tar en mer aktiv rolle i transaksjonene. Eksempelvis kan nettselskapet sonderer om noen er villige til å oppgi rettigheter og eventuelt forhandle direkte med disse, før det er aktuelt å forsterke nettet. Nettselskapet kan så foreta tilbakekjøp om dette er mindre kostnadskrevenne enn å forsterke nettet.

Selv om nettselskapet opptrer som en tilrettelegger, vil utfordringen knyttet til selgermakt bestå. Hvis



selgerne ikke er kjent med hvor mange kandidater som er aktuelle selgere og hva som er kjøpers utsidealternativ i form av kostnad ved anleggsbidrag, antas imidlertid markedsmakt å være begrenset. Så lenge transaksjoner skjer, påvirker selgermakt heller ikke samfunnsøkonomisk lønnsomhet – men kun fordeling av overskudd mellom kjøper og selger. Videre vil den enkelte rettighetshaver ikke ha noen observerbar «markedspris» å sammenligne sin verdsetting opp mot. Det er derfor mindre sannsynlig at rettighetene til enhver tid vil disponeres av de som har størst nytte av dem enn ved fri omsetning.

Når handel tilrettelegges av nettselskapet, vil transaksjonskostnadene bli høyere enn om rettigheter kan flyte fritt. Dette fordi nettselskapet vil ha en ressursbruk knyttet til hver transaksjon. Samtidig vil nettselskapene kunne spare ressurser som ellers hadde gått med til å gjennomføre planlegging av forsterkninger. Kostnadene for nettselskapet kan imidlertid dekkes av kundene som utløser ressursbruken – på samme vis som utredninger i dag.

En mulig utfordring er også at rettigheter ikke alltid er klart definert. Det sentrale for at nettselskap skal kunne fungere som en tilrettelegger er imidlertid at nettselskapet kan få en forpliktelse fra noen kunder om et maksimalt effektuttak. I motsetning til dersom rettigheter skal kunne omsettes helt fritt er det dermed ikke strengt nødvendig at rettighetene allerede er klart definert.

Det fremstår heller ikke å være noe i reguleringen som hindrer nettselskapene i å agere som en tilrettelegger. Endelig vil det ikke få noen negative fordelingsvirkninger. Dette siden handel kun vil forekomme om både kjøper og selger kommer bedre ut enn om kjøper hadde betalt anleggsbidrag.

Oppsummert er det grunn til å tro at allokeringen av rettigheter til effektuttak kan bli mer effektiv enn i dag, om nettselskapene i større grad tilrettelegger for handel. Siden det kan innføres i den utstrekning og så formalisert som nettselskapet selv ser seg tjent med, vil det også være lett å implementere uten å foreta vesentlige endringer i reguleringen.

### 6.3.3 Løpende avgift for abonnert effekt

I Finland og Sverige anvendes en løpende tariff for abonnert effekt. Jo mer effekt en kunde vil ha rettighet til å ta ut, jo mer må den dermed betale. I prinsippet kan situasjonen i Norge betraktes som om abonnementsprisen er null – eventuelt fastleddet i nettleien. Det siste varierer imidlertid ikke direkte med faktiske rettigheter til effektuttak. Videre kan man betrakte anleggsbidrag i felles nett som en

form for forhåndsbetaling av rettigheter til effektuttak. I de tilfellene rettigheter til effektuttak har en verdi, står dermed brukerne overfor et forsvakt løpende prissignal.

Markedsbasert allokering sikrer effektiv fordeling gjennom at rettigheter til effektuttak får en pris og dermed at alle brukere vil stå overfor en (alternativ)kostnad ved å disponere rettigheter. En løpende avgift vil på samme måte innføre en kostnad ved å disponere rettigheter. Kunder som har lavere nytte av rettigheter enn den løpende avgiften vil da få insentiv til å levere tilbake rettigheter.

Tilbakelevering av rettigheter vil gi nettselskapene større forutsigbarhet for hvor stort effektuttak kundene kan foreta. Videre vil de frigjorte rettighetene kunne reallokeres til kunder som ønsker tilknytning eller å øke sitt effektuttak. Det vil dermed ha samme prinsipielle virkning som markedsbasert allokering.

### Nivået på en avgift

Ved markedsbasert allokering vil markedet sette riktig pris. Å sette en avgift riktig er imidlertid utfordrende. Dette siden den ikke kan baseres på en direkte observerbar kostnad – og galt nivå gir ineffektiv fordeling av rettigheter. Settes avgiften for lavt vil kunder som verdsetter rettighetene lavere enn den reelle verdien kunne beholde dem. Settes den for høyt vil på den annen side kunder som verdsetter rettighetene høyere enn den reelle verdien kunne fortrenkes, slik at resultatet blir ledig kapasitet.

I prinsippet vil nettselskapet alltid kunne justere en avgift slik at tilbudet av rettigheter matcher etterspørselen. Behovet for å foreta utvidelser av kapasiteten i takt med økende etterspørsel, vil da avta. For å sikre at samfunnsøkonomisk rasjonelle investeringer foretas bør derfor taket på en avgift være knyttet til faktiske kostnader ved å utvide nettet. Da vil netteier måtte foreta utvidelser når etterspørselen tilsier at dette er rasjonelt.

### Sammenheng med anleggsbidrag

En avgift på å disponere kapasitet er ikke nødvendigvis forenelig med anleggsbidrag i felles nett. I alle fall ikke dersom anleggsbidraget dekker de faktiske kostnadene ved å etablere etterspurt kapasitet. Dett fordi prosjekteier da i praksis først finansierer etablering av en gitt kapasitet, for så å betale en løpende «leie» for å kunne benytte den. Dette gir risiko for at prosjekteierens kostnad overstiger de samfunnsøkonomiske kostnadene – ig dermed at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter fremstår bedriftsøkonomisk ulønnsomme.

Nivået på anleggsbidrag, og hvilke kostnader dette skal dekke, bør derfor ses i sammenheng med eventuell innføring av en løpende avgift for å disponere kapasitet. Det er mulig å tenke seg en modell der innføring av en løpende avgift for å disponere kapasitet erstatter eller reduserer muligheten til å ta anleggsbidrag for forsterkinger i masket nett.

En løpende avgift vil imidlertid ikke gi like effektive lokaliseringssignaler som et anleggsbidrag. For det første vil det ved en generell avgift ikke være noen direkte sammenheng mellom kostnadene og gitt tilknytning utløser. For det andre er en avgift mindre forpliktende enn anleggsbidrag, siden prosjekteier ved å levere tilbake rettigheter kan redusere kostnaden. For det tredje vil det være mindre forutsigbart for prosjekteier. Dette siden den løpende avgiften må antas å variere over prosjektets levetid – noe som gjør det utfordrende å vurdere lønnsomhet.

### Sammenheng med dagens effektledd

En løpende avgift på rettigheter til effektuttak har flere av de samme egenskapene som dagens effektledd. Begge resulterer i at de som belaster nettet tungt mye må dekke en større andel av de faste kostnadene enn de som belaster nettet mindre tungt. Begge vil også gi insentiver til å jevne ut forbrukstopper. Det er imidlertid noen relevante forskjeller i hvordan de virker, som kan ha betydning for hvordan brukerne innretter seg.

Dersom en løpende avgift erstatter effektledet, vil effektuttak opp til abonnert effektuttak ikke medføre relevante variable kostnader for brukeren. Dette siden kostnadene oppstår når valget av effektuttak foretas. Med dagens effektledd vil imidlertid mer effektuttak (kunne) utløse en kostnad for prosjekteieren.

Dagens situasjon der kunder typisk har rettigheter til høyere effektuttak enn de vanligvis anvender, og kun betaler for det faktiske effektuttaket, gir betydelig kortsiktig fleksibilitet til å øke effektuttaket ved behov.

Dersom effektledet helt eller delvis erstattes av en løpende avgift som er avhengig av tillatt effektforbruk, vil brukerne måtte foreta en avveining på forhånd hva fleksibilitet til å øke effektuttaket ut over forventet effektuttak er verdt. Avveiningen kan resultere at brukerne binder seg til et lavere effektuttak enn det som er optimalt hvis behovet viser seg å bli betydelig høyere enn forventet. I så fall oppstår et effektivitetstap.

Hvis brukerne må forplikte seg til en lang periode, vil også dette kunne gjøre det rasjonelt å abonnere

på mindre effekt enn behovet på tidspunktene det er størst. Korte løpende perioder, vil det på den annen side kunne medføre administrasjonskostnader for både kunder og nettselskap og redusere forutsigbarheten for alle parter.

Utfordringen knyttet til at det reelle behovet kan være usikkert på beslutningstidspunktet kan delvis avhjelpes ved å gi for å betale for utvidet effektuttak i en kort periode, med en premie for det kortsiktige effektuttaket. En tilsvarende løsning benyttes i Sverige. Her kan kundene øke effektuttaket ut over abonnert effekt i en syvdagersperiode ved å betale mer.

En annen tilgrensende utfordring er at kundene ved bestilling må ta hensyn til at det ikke nødvendigvis vil være ledige rettigheter på et senere tidspunkt, om de skulle ønske å øke effektuttaket. Selv om dette også i dag er tilfelle for kunder som må betale dype anleggsbidrag, vil dette bli mer fremtredende i en situasjon med løpende avgift for rettigheter til effektuttak.

### Kombinasjon av avgift på målt og abonnert effekt

De ulike egenskapene til dagens effektledd og en avgift på abonnert effekt gjør at de ikke er helt substituerbare. Til en viss grad kan de derfor utfylle hverandre, slik at det kan være hensiktsmessig å benytte dem i kombinasjon.

Siden dagens effektledd i praksis tjener to formål – utjevne forbrukstopper og dekke faste kostnader i nettet – er det mulig å tenke seg at effektledet alene gir for sterke signaler til å jevne ut forbruk. I så fall vil det kunne oppstå situasjoner der effektuttaket ikke økes som respons på et kortsiktig behov – fordi marginalkostnaden av en økning blir høy.

Dersom abonnert effekt benyttes i kombinasjon med dagens effektledd kan sistnevnte reduseres og tas tilbake gjennom en avgift for abonnert effekt. Da vil leddet med abonnert effekt sørge for å gi nettselskapene forutsigbarhet for hvor mye effekt kundene kan ta, mens brukernes kostnader ved å justere effektuttaket opp ved behov reduseres.

Ved innføring av en eventuell tariff for abonnert effekt må avgiften dermed sees i sammenheng med dagens effektledd. I den grad det er hensiktsmessig å beholde begge, bør dagens effektledd trolig nedjusteres.

### Praktisk implementering

Det vil være naturlig at inntekter som kommer fra en løpende avgift på rettigheter til effektuttak inngår i nettselskapenes inntektsramme. I praksis kan en løpende avgift for abonnert effekt kan i praksis

implementeres ved å la et eventuelt fastleddet avhenge av rettigheter til å ta ut effekt. Dette er det også etter vår forståelse rom for innen dagens regelverk.

Siden dette innebærer at avgiften delvis skal finansiere faste kostnader, oppstår det imidlertid en risiko for at prissignalet blir for sterkt. Dette taler for at en avgift på abonnert effekt eventuelt bør komme i tillegg til et fastledd og eventuelt et effektledd. Begge de eksisterende leddene bør imidlertid tilpasses at kundene pålegges en ny tariff. Hvorvidt det innenfor dagens regelverk er mulig å innføre en slik tariff i tillegg til de eksisterende har vi ikke vurdert.

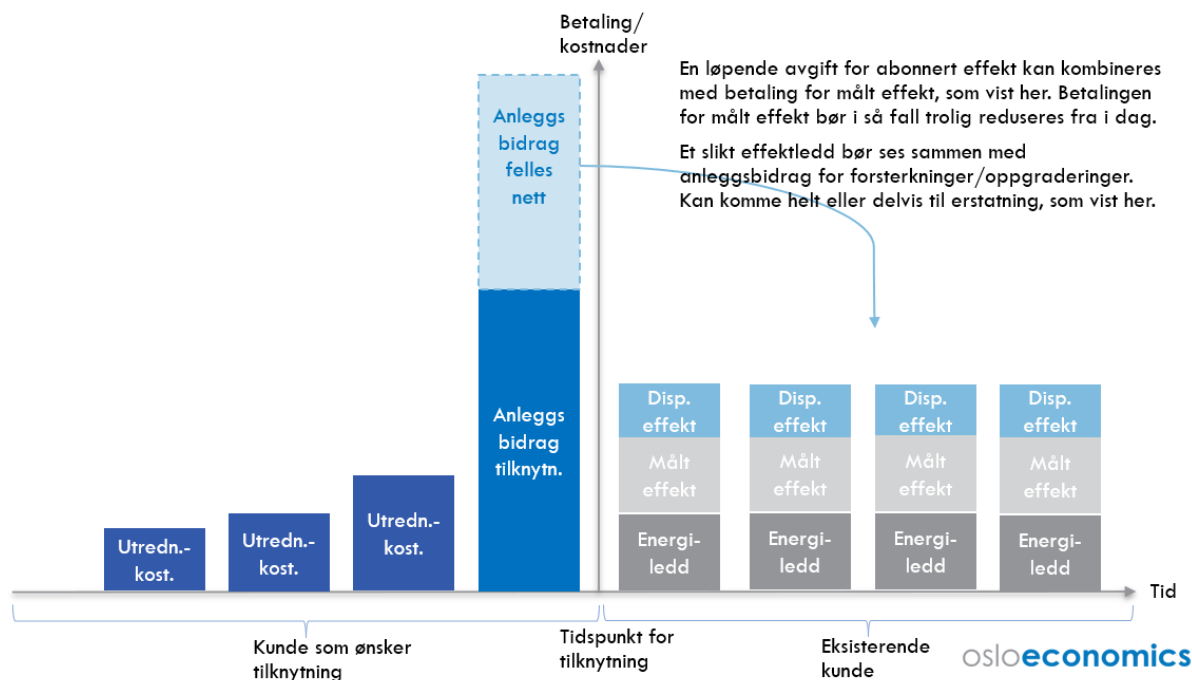
Nettselskapene bør ha frihet til å fastsette nivået på en eventuell løpende avgift, siden den reelle verdien av rettigheter til effektuttak kan variere mellom områder og over tid. Dette gir imidlertid en prinsipiell risiko for at nettselskapene kan bruke avgifter til å undertrykke etterspørselen når det ville vært samfunnsøkonomisk rasjonelt å investere i utvidelser av nett. For å hindre dette og andre uønskede effekter bør RME utarbeide prinsipper for fastsettelse av en eventuell avgift.

De økonomiske virkningene av et slikt tiltak vil variere mellom ulike typer kunder. I den grad innføring av en slik avgift medfører mer effektiv utnyttelse av dagens nettkapasitet og muliggjør nye tilknytninger, vil det redusere nettleie for eksisterende kunder og gi markedsadgang for andre.

Samtidig vil kunder som i dag har store rettigheter til effektuttak, og som ønsker å beholde disse, komme dårligere ut når det innføres en betaling for disponibel kapasitet. Særlig vil kunder som har betalt anleggsbidrag i felles nett kunne oppleve at de allerede har betalt for kapasiteten de anvender. Dette vil særlig kunne ramme industriaktører med betydelig utnyttet kapasitet. Samtidig er dette nettopp kundegruppen det kan være viktigst å nå med et slikt prissignal. Det kan være praktiske og juridiske problemstillinger knyttet til å innføre en løpende avgift.

Figur 8 illustrerer hvordan innføring av betaling for abonnert effekt. I illustrasjonen er det nye effektleddet kombinert med dagens effektledd, Videre erstatter effektleddet deler av anleggsbidraget.

**Figur 8: Illustrasjon av løpende betaling for abonnert effekt. Her kombinert med dagens effektledd for store forbrukerkunder. Betaling for abonnert effekt bør trolig ses i sammenheng med regler for anleggsbidrag**



**Figur 9: Illustrasjon av løpende betaling for abonnert effekt. Her kombinert med dagens effektledd for store forbrukerkunder. Betaling for abonnert effekt bør trolig ses i sammenheng med regler for anleggsbidrag**

### Alternativ innretning av avgift: Avgift for ikke-utnyttet tillatt effektuttak

Et mulig alternativ til modellen med abonnert effekt er å ta betalt for den ikke-utnyttede delen av kundens tillatte effektuttak i tillegg til en betaling for faktisk utnyttet effekt. En avgift på ikke-utnyttet tillatt effektuttak vil på samme måte som en avgift for abonnert effekt, gi brukerne insentiver til å levere tilbake rettigheter som de ikke har behov for. Dermed vil usikkerhet rundt kundenes effektuttak reduseres.

En forskjell mellom en løpende avgift på abonnert effekt og en avgift på ikke-utnyttet tillatt effektuttak, er at et eventuelt effektledd gir svakere signal ved sistnevnte modell. Dette fordi ved et gitt nivå på effektleddet, vil den relevante kostnaden av å øke effektuttaket reduseres. Årsaken til dette er at når effektuttaket øker, blir ikke-utnyttet effektuttak lavere og dermed også betalingen for dette lavere. Den relevante kostnaden ved økt effektuttak vil dermed reduseres sammenliknet med i dag.

Interaksjonen mellom et effektledd og en avgift på ikke-utnyttet del av tillatt effekt vil derfor være mer komplisert enn med en avgift på hele den abonnerte effekten. Dette vil gjøre det mer utfordrende for brukere å forholde seg til, og dermed respondere som ønsket, på en avgift på ikke-utnyttet tillatt effektuttak. En avgift på ikke-utnyttet tillatt effektuttak vil videre stort sett ha de samme prinsipielle utfordringene som en avgift på abonnert effekt i sin helhet. Dersom det skal benyttes en avgift på rettigheter til effektuttak, fremstår dermed en avgift på abonnert effekt som mest hensiktsmessig.

#### 6.3.4 Auksjoner som allokeringmekanisme for ny kapasitet

Som drøftet innledningsvis kan kunder som ikke enda er tilknyttet reservere kapasitet i nettet og dermed fortrenge andre. Videre er det ikke noen mekanisme som sikrer at kundene som har størst nytte av tilknytning og rettigheter for effektuttak prioriteres når det etableres ny kapasitet.

Auksjoner kan designes på mange måter, men de fleste har til felles at et gode i forventning tilfaller den som verdsetter det høyest. Ny kapasitet vil gi rom for en viss økning av effektuttak i nettet, og er dermed et knapt gode. Når det skal etableres ny kapasitet er dermed et alternativ å auksjonere bort denne. Prinsipielt kan både allerede tilknyttede og ikke-tilknyttede kunder konkurrere om ny kapasitet i eventuelle auksjoner.

Videre kan auksjoner avholdes både før og etter at en kapasitetsutvidelse er besluttet. Dersom den avholdes i etterkant vil kapasiteten tilfalle de som har størst nytte av den. Den vil derfor avhjelpe utfordringen for nettselskapene ved å sortere køen. Avholdes auksjonen før beslutning om kapasitetsutvidelse eventuelt fattes, vil den i tillegg gi signaler om verdien av økt kapasitet. Dette vil kunne gjøre det lettere for nettselskapene å vurdere om det er rasjonelt å foreta kapasitetsutvidelsen og hvor stor denne bør være.

En auksjon kan også designes slik at nettselskapet kan ta hensyn til hvordan rettighetene som allokeres påvirker systemet som helhet. Eksempelvis kan den organiseres ved at aktører melder inn ønsket effektuttak på en gitt lokasjon og betalingsvilje for dette. Deretter kan nettselskapet sortere budene basert på hvordan effektuttaket til på den enkelte lokasjon påvirker systemet og total kapasitet til fordeling. Så kan kapasiteten fordeles til de som har høyest betalingsvilje for økt effektuttak når det tas hensyn til hvordan effektforbruket reduserer andre aktørers mulige effektforbruk.

Dersom det auksjoneres bort evigvarende rettigheter, slik som det i praksis i dag innvilges ved tilknytning, vil en auksjon kun sikre effektiv fordeling på tidspunktet auksjonen avholdes. En utfordring med å auksjonere bort evigvarende rettigheter er at forbruksprosjekter ikke er evigvarende. Dette vil aktørene ta hensyn til når de verdsetter rettighetene, og særlig dersom rettighetene ikke er omsettelige i et andrehåndsmarked. Budene vil dermed ikke nødvendigvis reflektere den fulle samfunnsøkonomiske verdien av at ny kapasitet. Det bør imidlertid være mulig å finansiere minst like mye av en kapasitetsutvidelse som anleggsbidrag i dag finansierer. Dette siden aktører er villige til å betale anleggsbidragene gitt deres prosjekts levetid.

Stegvise kapasitetsutvidelser kan skape utfordringer knyttet til å allokere kapasitet med auksjoner. Dette fordi det kan være rasjonelt å utvide kapasiteten mer enn den aktuelle etterspørselen. I så tilfelle vil aktørene kunne forutse at det ikke er noen reell knapphet på auksjonstidspunktet og dermed nedjustere budene. Dette kan delvis avhjelpes ved å fastsette minstebud. Dette vil imidlertid kreve at aktører som vil ha rettigheter til effektuttak på et senere tidspunkt også må betale en pris lik minstebudet. Ellers skapes et insentiv til å vente.

I prinsippet kan auksjoner også anvendes for kapasitet som allerede er allokeret. Dette vil imidlertid kreve at den allerede allokeret kapasiteten tas tilbake av netteier, noe som kan være juridisk utfordrende og få betydelige

fordelingseffekter. Aktører som har foretatt investeringer basert på forventninger om et bestemt effektforbruk vil eksempelvis kunne få problemer om de ikke lykkes å attrahere tilstrekkelig med rettigheter.

Et system der alle aktører må anskaffe rettigheter til effektuttak gjennom auksjoner for å kunne bli tilknyttet til nett fremstår ikke som hensiktsmessig. Nettselskapet bør derfor fortsatt ha en tilknytningsplikt og en plikt til å levere et minimum av effekt. Auksjoner kan da benyttes for å fordele kapasitet mellom kunder med store og særskilte behov for effektuttak.

#### **Sammenhengen med anleggsbidrag**

Auksjoner fremstår derfor som mest egnet i forbindelse med at det skal etableres ny kapasitet. I prinsippet kan auksjoner kombineres med anleggsbidrag i masket nett. I så fall vil aktørene tilpasse betalingsviljen til at de i tillegg må betale anleggsbidrag. I praksis kan imidlertid usikkerhet rundt hva det fremtidige anleggsbidraget vil bli ha innvirkning på budene. Det fremstår derfor som mest hensiktsmessig at auksjoner eventuelt erstatter anleggsbidrag i masket nett.

#### **6.3.5 Kapasitetsreservasjonsavgift for kunder som ikke er tilknyttet**

Som beskrevet i kap. 4 er det en utfordring å sortere og prioritere i køen av prosjekter som ønsker tilknytning. Nye prosjekter kan også beslaglegge kapasitet i en periode før de tilknyttes. Dette fordi det kan reserveres kapasitet hvis det er ledig kapasitet på tidspunktet forespørsel om tilknytning kommer.

Ettersom det ikke noen kostnad verken for å reservere kapasitet eller stå i kø kan spekulative prosjekt i en periode fortrenge mer solide prosjekter. Dette enten ved å beslaglegge

kapasitet eller holde på plasser foran i køen. En del av prosjektene som reserverer kapasitet eller venter i kø realiseres heller aldri. For nettselskapene og for andre prosjekteiere er det uheldig at prosjekter som ikke realiseres etterspør nettkapasitet.

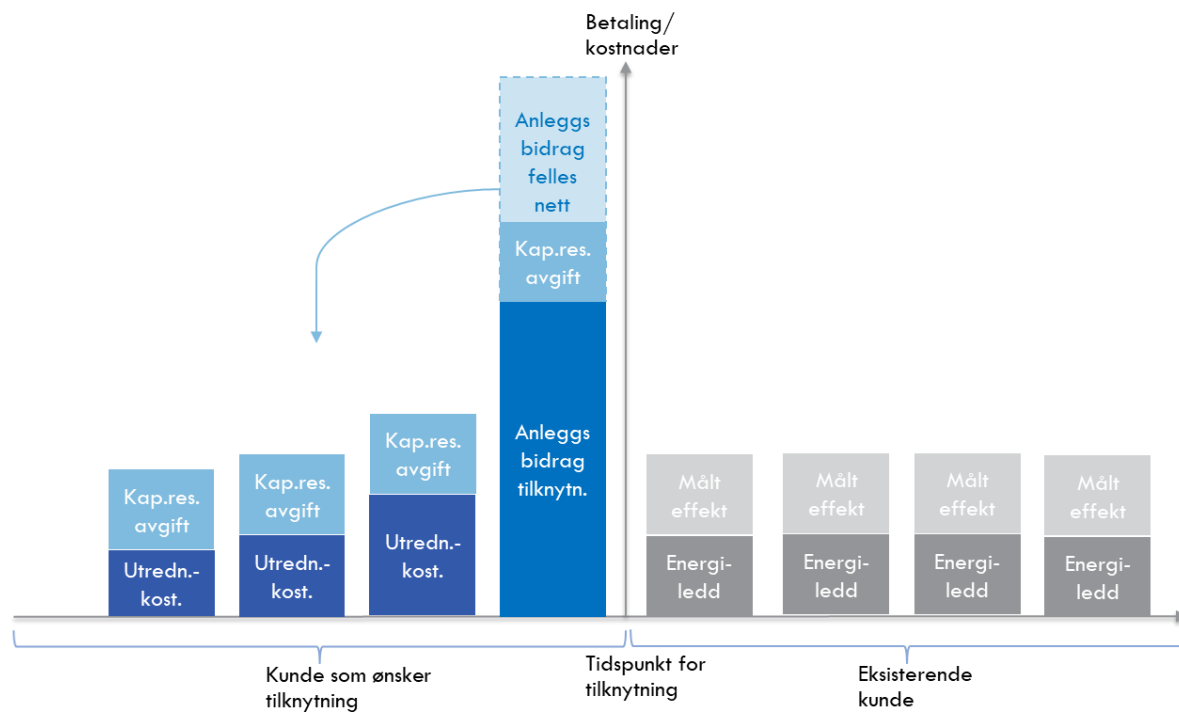
Deler av utfordringen kan skyldes manglende prissignal for et gode som har verdi. En mulig løsning er dermed å innføre betaling for å reservere kapasitet eller stå i kø. Dette til kunne redusere etterspørselen fra de mest spekulative prosjektene og dermed bidra både til mindre risiko for fortrenning og lavere administrasjonskostnader for nettselskapene.

En reservasjonsavgift kan i prinsippet være et engangsbeløp eller en løpende avgift. En eventuell engangsavgift for å reservere kapasitet bør imidlertid baseres på hvor mye kapasitet som reserveres og hvor lenge den reserveres. Et engangsbeløp vil virke mest avskrekkende på spekulative prosjekter, men gir dermed også risiko for avskrekking av prosjekter som ikke burde vært avskrekket. En løpende avgift vil på den annen side gi prosjekteier insentiver til å realisere prosjektet raskest mulig.

En aktør som venter i kø på forsterkning av nett vil normalt påføre samfunnet en lavere kostnad enn en aktør som har reservert kapasitet i et eksisterende nett. Dette taler for at avgiften på å stå i kø bør være lavere enn for å reservere kapasitet i det samme området. Kostnaden for å reservere kapasitet bør også reflektere grad av knapphet. Dersom det ikke er reell knapphet, bør dermed avgiften være lav. Det kan imidlertid være hensiktsmessig at den settes høyere enn null også ved mye ledig kapasitet. Dette for å gi prosjekteier insentiver og for å signalisere forpliktelse fra prosjekteieren. Figur 10 illustrerer en løpende avgift for reservert kapasitet i planlagt nett.



**Figur 10: Illustrasjon på løpende avgift for reservert kapasitet i planlagt nett. Her betaler aktøren i påvente av at nettet bygges, noe som kan tilsi at hele eller deler av avgiften bør komme til fratrekk på anleggsbidraget**



I de tilfellene det er aktuelt med anleggsbidrag bør den innbetalte avgiften komme til fratrekk på anleggsbidraget når det skal gjøres opp. Dette både for å hindre at de som tilknyttes må betale mer enn de faktiske kostnadene ved forsterkninger og for å gi nettselskap insentiver til å ferdigstille forsterkingene raskest mulig. Dersom ikke prosjektet realiseres bør imidlertid ikke noe refunderes.

Reservasjonsavgifter vil kunne gi en direkte effekt på utfordringene knyttet til stor etterspørsel, gitt at en del prosjekter faller fra. Det fremstår derfor som et treffsikkert virkemiddel i dagens situasjon.

Som drøftingen illustrerer, kan det være hensiktsmessig å differensiere avgiftene basert på formål og relevante kostnader. Dette gjør det mulig å se for seg en rekke ulike innretninger av reservasjonsavgifter. RME bør derfor utarbeide prinsipper for hvordan eventuelle reservasjonsavgifter skal fastsettes.

Storbritannia opererer i dag med avgift for å søke om tilknytning og forskudd på anleggsbidrag. Offgem vurderer imidlertid denne praksisen i lys av at den kan virke for avskrekkende. Hvorvidt det er hensiktsmessig med et tidlig prissignal vil imidlertid avhenge av den konkrete situasjonen, herunder omfang og egenskaper ved etterspørselen og kapasiteten på tilbudssiden. I Norge synes det nå å

være en svært høy etterspørsel, delvis fra spekulative prosjekter. Dette taler for at tidlige prissignal vil kunne være hensiktsmessig.

Det fremstår som om nettselskapene raskt har lyktes med å implementere gebyrer for nettutredninger. Reservasjonsavgifter er i prinsippet bare en tidlig betaling, og minner dermed om gebyrer for nettutredninger. De to instrumentene vil også kunne ha liknende virkninger, ved at de begge bidrar til å forplikte aktørene som ber om tilknytning. Til forskjell fra dagens individuelt satte gebyrer for nettutredninger, kan imidlertid reservasjonsavgifter være mer standardiserte. I lys av dette fremstår det også enkelt å implementere.

### 6.3.6 Krav til aktører som reserverer kapasitet

Uavhengig om det innføres en pris for reservert kapasitet kan det være behov for å stille krav til aktører som reserverer kapasitet. Dette gir nettselskapene sterkere virkemidler til å hensynta andre forhold enn tidspunkt for henvendelsen, når de skal avgjøre rekkefølge i tilknytningskøen. Dersom kriteriene utformes effektivt, vil det kunne bidra til en mer samfunnmessig rasjonell rekkefølge på prosjektene. Videre kan det selv med innføring av et prissignal for reservasjon, være risiko for hamstring av kapasitet hvis prisen er lav (lavere enn den positive opsjonsverdien). Vilkår for å reservere

og beholde en reservasjon vil avhjelpe disse utfordringene.

Innføring av objektive kriterier for å få reservere kapasitet vil kunne redusere usikkerhet i forbruksveksten, da useriøse aktører eller svært umodne prosjekter ikke vil oppfylle kriteriene. Det kan også redusere mulighetene prosjekteierne har til å melde inn behov flere steder i nettet, dersom kriteriene f.eks. innebærer å sannsynliggjøre behov og valgt lokalisering.

Det er allerede satt i gang arbeider i bransjen og i flere nettselskap for å utarbeide objektive kriterier for å reservere og beholde kapasitet. Eksempler på forhold som er foreslått er modenhet, prosjektplan med milepæler og finansieringsplan. Slike kriterier må balansere hensyn til å redusere unødige reserverasjoner, mot hensyn til å sikre markedsadgang og forutsigbarhet for nye forbrukskunder.

For strenge krav i tidlig fase kan føre til at prosjekter som er umodne, men som har stort potensial avvises. En mulighet er å stille relativt lave krav til å få reservere kapasitet dersom det er ledig kapasitet, men stadig strengere krav til

fremdrift og modenhet for å få beholde reservasjonen.

For å sikre at kapasitet ikke holdes av i lang tid til prosjekter som ikke realiseres kan det også være fornuftig å inkludere klare begrensninger på hvor lenge en reservasjon kan beholdes. Slike tidsbegrensninger må imidlertid kunne tilpasses det enkelte prosjekt. Det vil trolig være hensiktsmessig å knytte tidsfrister opp til aktørens prosjektplan/milepæler. Dermed er det tidsfristene aktøren selv har satt som danner grunnlaget for å beholde reservasjonen. Den samme planen vil være grunnlaget for om aktøren får reservere kapasitet i utgangspunktet.

Kravene til fremdrift kan være strengere der det er stor knapphet og kapasiteten er reservert på bekostning av andre, enn i områder med betydelig ledig kapasitet. Det kan også stilles differensierte krav til reservasjon av ledig kapasitet i dagens nett, og reservasjon av kapasitet i fremtidig nett.

Tabell 2 gir en oppsummering av mulige tiltak for bedre utnyttelse av nett og vår vurdering av hvordan de vil virke med hensyn på de oppstilte vurderingskriteriene.

**Tabell 2: Tiltak som kan bidra til bedre utnyttelse av nett**

Tiltak/ Vurderingskriterier	Treffsikkert/reducerer utfordring – bidrar til samf. rasj. utnyttelse	Administrative kostnader	Gjennomførbarhet	Risiko for utilsiktede virkninger
<b>Markedsbasert allokering av kapasitet</b>	Legger effektivt til rette for at rettigheter anvendes der de har størst verdi og avslører betalingsvilje for forsterkninger i nett.	Kan kreve mye administrasjon da kundenes rettigheter og eventuelle geografiske områder må være klart definert.	Rettigheter til effektuttak er lite egnet for fri omsetning grunnet at den samlede kapasiteten avhenger av hvem som foretar uttak. Markedene kan bli små.	Det er i dag tildelt langt flere rettigheter enn det som kan utnyttes. Total mengde må nedjusteres før disse kan omsettes.
<b>Nettselskap som tilrettelegger for bilateral handel</b>	Kan bidra til mer effektiv allokering av rettighetene og muliggjøre flere tilknytninger i dagens nett – men ikke like effektivt som fri omsetning.	Kostnader knyttet til å organisere handel og delta i forhandlinger. Kan redusere kostnader til administrasjon av anleggsbidrag hvis det resulterer i færre utbygninger.	Gjennomførbart innenfor dagens regelverk. Skjer i noen utstrekning allerede.	Bortsett fra eventuell risiko for at nettselskap kjøper tilbake kapasitet i stedet for å foreta hensiktsmessige forsterkninger, er risikoen for utilsiktede konsekvenser lav.
<b>Løpende avgift for abonnert effekt (effektledd basert på abonnert effekt)</b>	Bedre allokering av rettigheter og info om behov for nett. Effektivitet vil avhenge av om prisen settes riktig	Kostnader ved utforming, innføring og administrasjon av avgift (ev. endring av effekt- og/eller fastledd)	Kan innrettes som en justering av dagens effektledd og/eller fastledd i nettleien. Trolig mulig med dagens regelverk.	Dersom dagens prinsipper for anleggsbidrag beholdes, oppstår risiko for «dobbeltbetaling».

			Fordelingsvirkninger kan gi motstand blant interessenter.	Hvis anleggsbidraget reduseres, blir lokaliseringssignalene svakere. Avgiften kan også settes så høyt at samfunnsøkonomisk lønnsomme forsterkninger ikke skjer.
<b>Auksjoner som allokering-mekanisme for ny kapasitet</b>	Auksjoner bidrar til effektiv fordeling av ny kapasitet og kan avsløre betalingsvilje hvis auksjonen gjøres før investeringsbeslutning.	Kostnader ved innretning og gjennomføring av auksjoner. Samtidig vil ressursbruk knyttet til administrasjon av dagens anleggsbidrag kunne reduseres.	Krevende v/ allerede tildelt effekt fordi denne må tas tilbake. Kan fungere når etterspørsel fra flere store prosjekter gir behov for forsterkning av nett. Ikke kompatibelt med anleggsbidrag.	Risiko for strategisk budgivning hvis aktørene ikke forventer reell knapphet på ny kapasitet. Risiko for at aktører som ikke har fått modnet prosjektet tilstrekkelig går glipp av muligheter til å anskaffe kapasitet.
<b>Kapasitets-reservasjonsavgift for kunder som ikke er tilknyttet</b>	Mer effektiv allokering av ledig kapasitet og info om etterspørsel. Effektivitet vil avhenge av om prisen settes riktig.	Noe kostnader ved utforming og innføring av avgift. Bør differensieres mellom områder og produkter (reservasjon/køplass)	Kan relativt enkelt innføres. Bør ses sammen med utredningsgebyr og anleggsbidrag	Risiko for å avskrekke lønnsomme prosjekter dersom avgiften settes for høyt.
<b>Krav til aktører som reserverer kapasitet</b>	Begrenser muligheten til å hamstre kapasitet. Kan bidra til bedre allokering av kapasitet gitt effektive krav	Kostnader knyttet til å implementere og følge opp krav. Økte kostnader jo mer krav til dokumentasjon og løpende oppfølging	Gjennomførbart og er allerede i utvikling og bruk.	Feil allokering dersom kravene ikke er treffsikre. Risiko for å avvise umodne, men lønnsomme prosjekter.

Kilde: Oslo Economics. **Grønt** indikerer høy score på måloppnåelse, og **mørkegrønt** svært høy score. **Gult** indikerer middels score på måloppnåelse eller tilstedeværelse av utfordringer. **Rødt** indikerer lav score på måloppnåelse.

## 6.4 Tiltak for å fremme effektiv utvikling av nett

Tiltakene som er beskrevet i 6.2 vil kunne bidra til mer effektiv utnyttelse av dagen nett. Dette gir også et godt utgangspunkt for effektive nettinvesteringer. Dersom tiltakene bidrar til at reservert utnyttet kapasitet frigjøres og kan allokere til kunder som ønsker å etablere seg eller øke sitt forbruk, er det mindre sannsynlighet for overinvesteringer. Videre kan en del av tiltakene foreslått i 6.2 bidra til bedre og mer forventningsrett informasjon om det faktiske effektbehovet fremover i tid. Dette vil også redusere usikkerhet og bidra til bedre beslutninger om investering i nett.

I tillegg til tiltakene gjennomgått i 6.2 er det også andre tiltak som kan legge til rette for

samfunnsøkonomisk lønnsomme nettinvesteringer i en situasjon med høy forbruksutvikling og tilløp til knapphet på nett. Mens tiltakene i 6.2 inneholder forslag til innføring av nye prissignaler, handler tiltakene som drøftes nedenfor i stor grad om å justere de prissignalene som er tilstede i dag – og da særlig anleggsbidrag og utredningskostnader. Dette er tariffkomponenter som har blitt utredet i flere omganger tidligere og hvor man har forsøkt å innrette signalene slik at de balanserer viktige hensyn.

Vektingen av ulike hensyn kan likevel bli annerledes når omgivelsene endrer seg. Dermed er det være rom for å drøfte hvordan innretningen av disse prissignalene kan tilpasses dagens situasjon. Prissignalene vi diskuterer her bør også ses opp mot prissignalene som er vurdert for å bidra til bedre

utnyttelse av nett, da de i noen grad vil kunne ha samme funksjon, men med annen innretning. I diskusjonen har vi også inkludert enkelte nye tiltak utover justeringer i dagens prissignaler.

#### **6.4.1 Bedre informasjon til markedet om kapasitetsforhold og kostnader**

I dag får nettselskapene et stort antall henvendelser om tilknytning, som de er forpliktet til å besvare. Dette krever ressurser hos nettselskapene til veiledning av kunden, vurderinger av om tilknytning er driftsmessig forsvarlig, samt utredning av nødvendige netttiltak og utarbeidelse av anslag på anleggsbidrag ved behov for investeringer.

Det er ikke uvanlig at prosjekteier har meldt inn samme behov flere steder i landet, og mange prosjekter er svært umodne når behov innmeldes eller karakteriseres også som useriøse av nettselskapene. En del av prosjektene faller derfor fra i løpet av den innledende fasen, når det blir klart at det er behov for nettinvesteringer eller ved anslag på kostnader.

En av flere årsaker til de mange forespørslene er at dette er den eneste måte aktørene kan fremskaffe informasjon om kostnader og mulig tidspunkt for nettilknytning, som gjerne er sentrale forhold i utviklingen av et prosjekt. For aktører som ikke er stedbundne og ønsker å minimere kostnader til nett, vil det være rasjonelt å sende inn flere henvendelser for å kunne sammenlikne vilkårene ved ulike lokasjoner. Dette forsterkes av at det er mulig og å reservere kapasitet vederlagsfritt der det viser seg å være ledig kapasitet.

Et tiltak som kunne redusert antall henvendelser og ressursbruk i nettselskapene er å tilgjengeliggjøre mer beslutningsrelevant informasjon for markedsaktørene. Eksempler på dette kan være å publisere kart som viser hvor det er ledig kapasitet for nye tilknytninger, og eventuelt også kostnadsanslag og tidsestimater for når tilknytning kan gjennomføres i de delene av nettet der det ikke er ledig kapasitet.

I Norge har BKK Nett noe slik informasjon på sine hjemmesider, med et kart som viser hvor det er ledig kapasitet i sitt nett (BKK Nett, 2021). Både den danske og britiske TSOen har ytterligere informasjon rettet til potensielle nettkunder på sine nettsider. Der kan prosjekteier bl.a. finne ut hvordan tilknytningsprosessen forgår, hvor det er ledig kapasitet og hvor mye tilknytning anslagsvis vil koste, avhengig av hvor i nettet tilknytningen er ønsket. Statnett tok noen år tilbake initiativ til å lage et lignende kart som anvendes i Danmark og Storbritannia. Prosjektet ble imidlertid stanset fordi publisering av slike kart kunne være i strid med

bestemmelser om kraftsensitiv informasjon i kraftberedskapsforskriften.

Gitt dagens situasjon kan det være hensiktsmessig å undersøke mulighetene for om nevnte prosjekt kan tas opp igjen, og at det kan utarbeides et kart som gir markedsaktørene bedre informasjon om kapasitetsforholdene, men uten en detaljeringsgrad som utleverer kraftsensitiv informasjon. Hvis det også er mulig å beregne relativt treffsikre anslag på anleggsbidrag (f. eks per MW) i ulike områder, vil det gi enda bedre og relevant informasjon for prosjekteier. Dette vil være enklere dersom deler av anleggsbidraget baseres på standardsatser, jf. 6.3.3. For enkelte aktører kan tidslinjen være vel så viktig, og informasjon om hvor og når kapasiteten i nettet er planlagt økt kan derfor også være svært relevant.

Denne typen informasjon kan spare nettselskap og prosjekteiere for tid og kostnader. Prosjekteier kan selv gå inn og undersøke hvordan kapasiteten i nettet er på ulike lokasjoner, og tilpasse sine planer til dette før aktuelle nettselskap kontaktes. Dermed unngår også nettselskapet å bruke mye tid på veiledning. Med mer informasjon vil prosjekteier også være bedre i stand til å fatte beslutninger som er effektive for samfunnet. Dette fordi dagens løsning skaper en risiko for at netteier ikke identifiserer optimal lokasjon for sitt prosjekt. Dersom informasjonen også omfatter anslag på anleggsbidrag ulike steder, vil lokaliseringssignalet som anleggsbidraget gir styrkes – fordi informasjon om kostnader vil være enkelt tilgjengelig for prosjekteier tidlig i prosessen.

Publisering av god markedsinformasjon forutsetter at nettselskapene selv har god oversikt over kapasitet eget nett og status for reserverasjoner og fremdrift i ulike tilknytningssaker. Statnett jobber for tiden med å samle inn og sammenstille slik informasjon i en nasjonal database, noe som kan gi utgangspunkt for utarbeidelse av god markedsinformasjon og eventuelt også en sentralisert prioritering av tilknytningssaker. Dette kan også gjøre det enklere å oppdage om samme aktør har forespurt og fått reservert kapasitet flere steder.

Publisering av bedre markedsinformasjon må ikke nødvendigvis skje sentralt fra Statnett. Dette kan også utarbeides lokalt av de ulike regionalnetteierne, særlig i påvente av en god nasjonal løsning, jf. eksempelvis BKK Netts kartløsning. På sikt vil det likevel være mest effektivt med en sentralisert løsning der kundene kan undersøke nettforhold i hele landet.

#### 6.4.2 Utredningsgebyr basert på standardsatser

Betaling for utredningskostnader er en del av anleggsbidraget og betalingen skal være basert på medgåtte kostnader, jf. 3.4.3. Ifølge nettselskapene krever inngåelse av avtaler om utredningskostnader og anleggsbidrag basert på faktiske kostnader en del administrasjon og tidsbruk. Dette gjelder særlig vurderinger av kundenes forholdsmessige andel av kostnadene der det er flere kunder som sammen utløser utredninger og anleggsbidrag. Når det er sammensatte årsaker til utredningen eller det er vanskelig å peke på en klart identifiserbar kundegruppe som utløsende for nettinvesteringen, benyttes ikke utredningsgebyr. Dette reduserer barrieren for å melde inn behov i slike tilfeller.

For å bidra til at betaling for utredningskostnader brukes mer aktivt, og forenkle prosessene knyttet til å inngå avtaler om slik betaling, er en mulighet å innføre gebyrer basert på standardsatser.<sup>33</sup> Dette vil gi mindre presise signaler enn betaling basert på faktiske kostnader. Det kan likevel være et mer effektivt signal, ettersom gebyret vil være kjent for kundene tidligere og dermed være mer beslutningsrelevant.

Gebyrene kan være differensiert på objektive kriterier, som kundens ønskede effektuttak og andre relevante kostnadsdrivere. Gebyret kan betales uansett om det er flere kunder som utløser utredningen, og det er også mulig å differensiere gebyrene mellom ulike områder basert på pågangen (og dermed de marginale kostnadene for nettutredninger) hos ulike netteiere.

Gebyrene kan være fastsatt basert på gjennomsnittlige kostnader for slike utredninger for å gi mest mulig treffsikre prissignaler. De kan imidlertid også være høyere, avhengig av behovet for å redusere antall utredninger og for å forplikte aktørene som ber om disse. Høyere gebyrer enn relevante kostnader vil isolert sett gi et for sterkt prissignal og kan føre til at potensielt lønnsomme prosjekter ikke ber om utredninger. Imidlertid kan økte kostnader for utredninger være en effektiv måte å sortere i køen av saker og redusere omfanget av utredninger i en situasjon med svært stort antall henvendelser og begrenset utredningskapasitet hos nettselskapene.

Ved eventuelt færre utredninger kan nettselskapets ressurser omdisponeres til andre oppgaver som er viktige for fremdrift i prosjektene. I dag opplever nettselskapene at utredningskostnadene er så lave at de i relativt liten grad bidrar til å sortere køen av prosjekter og redusere usikkerhet om prosjektene

<sup>33</sup> Den svenske TSOen benytter i dag utredningsavgifter basert på standardsatser, som kun varierer i pris avhengig av hvor omfattende analyse som skal gjennomføres. Avgiften er 350 000 svenske kroner for

vil realiseres. Dersom kostnaden for utredninger settes høyere, vil flere av de minst sannsynlige prosjektene falle fra før utredningsfasen og det faktiske behovet for nettinvesteringer blir tydeligere.

Et utredningsgebyr som er høyere enn faktiske kostnader kan eventuelt behandles som en form for forskuddsbetaling for senere anleggsbidrag. Dersom kunden tilknyttes og betaler anleggsbidrag, kan overskytende betaling for utredningskostnader trekkes fra. Dette vil ha liknende virkninger som forskuttering av anleggsbidrag, omtalt nærmere i 6.4.3

Det er også mulig å åpne for at nettselskapene kan ta gebyrer for tidlig veiledning og vurderinger av om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Flere nettselskap bruker mye tid og ressurser på dette. Samtidig vil dette ytterligere øke kundenes søkekostnader når de leter etter en hensiktsmessig lokalisering for sitt prosjekt. Det er også ønskelig at kunden finner frem til områder med ledig kapasitet i nettet. Et slikt gebyr bør derfor trolig ikke innføres før det eventuelt foreligger bedre offentlig informasjon om hvor i nettet det er kapasitet, slik at kunden selv kan undersøke dette før de henvender seg til nettselskapene, jf. 6.4.1.

Utredning basert på standardsatser vil redusere nettselskapenes administrasjonskostnader, og bør være enkelt å implementere. Før det kan innføres må imidlertid regelverket rundt utredningskostnader endres – siden det i dag er et krav om medgåtte kostnader.

#### 6.4.3 Forskuttet anleggsbidrag

For nettselskapene er usikkerheten om fremtidig forbruksutvikling krevende å håndtere. I tillegg til at en del av forbruksprosjektene er usikre i natur, har nettselskapene mindre informasjon enn prosjekteier om realismen i prosjektene, og prosjekteier kan også ha insentiver til å overdrive behov. Det gjør det vanskelig å utrede behovet og dimensjonere tiltak riktig, og gir risiko for å både over- og underinvestering i nett.

Som beskrevet er dagens utredningskostnader ifølge nettselskapene ikke høye nok til at betaling av disse virker forpliktende på aktørene og reduserer usikkerhet i særlig grad. Det kan gå lang tid fra kunden henvender seg til selskapet og til nødvendige utredninger og søknadsprosesser er gjennomført. Først i forbindelse med investeringsbeslutning og gjennomføring av tiltak kan

kun en systemanalyse og 700 000 svenske kroner hvis det også skal gjøres en gjennomførbarhetsanalyse. Denne betales før utredningen begynner og trekkes ikke fra tilknytningsavgiften i etterkant av tilknytning.



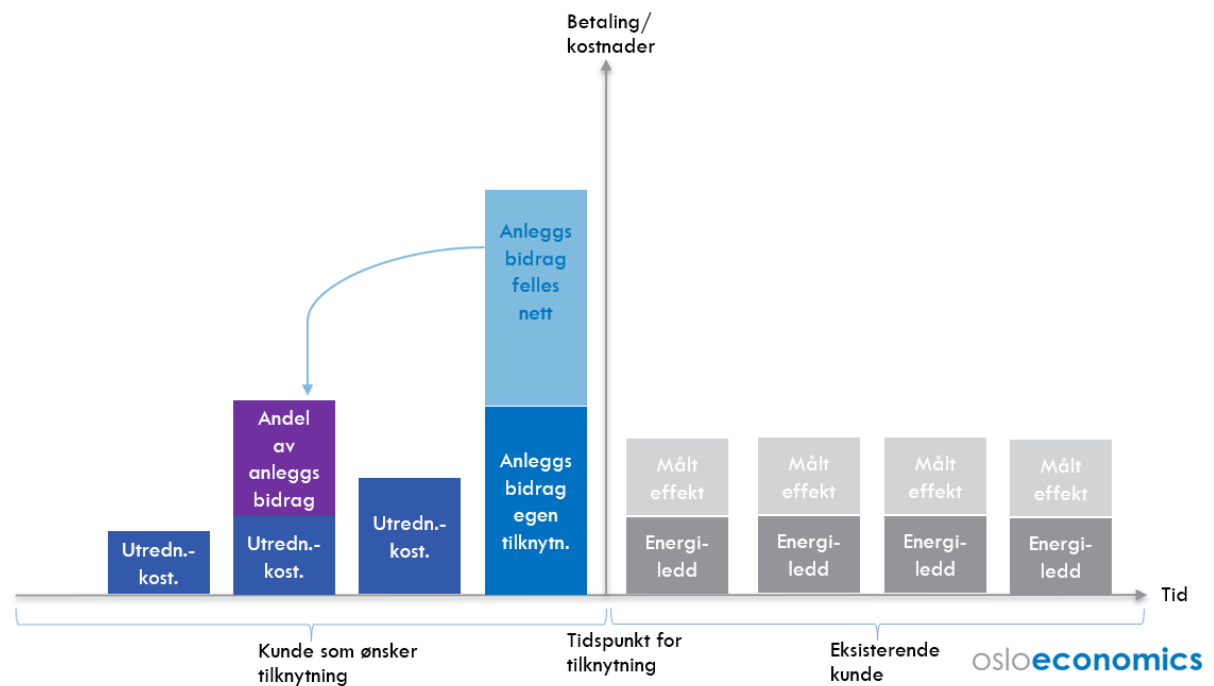
nettselskapene kreve inn anleggsbidrag. Mens nettselskapet er forpliktet til å gjennomføre utredningene og forberedelsene, kan kunden på sin side kansellere prosjektet tett opp til planlagt tilknytning. Kunden er da pålagt å betale for påløpte kostnader, men kan ikke belastes mer enn det som faktisk er medgått av ressurser hos nettselskapet. Ettersom kostnadspådraget er lavt til moderat i denne fasen av prosessen, kan denne forpliktelsen være begrenset. Kunden belastes ikke noe for at prosessen kan forsinke eller fortrengte andre prosjekter lenger bak i køen av saker.

For å redusere usikkerhet om faktisk forbruksutvikling og begrense ressursbruk etterlyser flere nettselskap en mulighet til å forplikte aktøren

gjennom å ta en større betaling (enn utredningsgebyr) tidligere i prosessen enn i dag.

Et mulig tiltak er derfor å åpne for at nettselskapet i større grad enn i dag kan forskuttere deler av anleggsbidraget i en tidlig fase. Dette kan være basert på en standardsats, som et slags depositum, eller en forskuttering av en andel av det beregnede anleggsbidraget. Vi legger til grunn at det totale anleggsbidraget kunden betaler skal være det samme, men tidspunktet for når deler av det skal betales blir endret. Tiltaket må imidlertid også ses i sammenheng med eventuell innføring av kapasitetsreservasjonsavgift, jf. 6.3.56.3.5, som også vil være et prissignal som tas i forkant av tilknytning.

**Figur 11: Illustrasjon av forskuttet anleggsbidrag. Her er det vist i kombinasjon med utredningsgebyr basert på faktiske kostnader. Det er også mulig å øke utredningsgebyret for å oppnå liknende effekt.**



Avhengig av hvor stor andel av anleggsbidraget som betales på forskudd, vil dette kunne redusere utfordringene med asymmetrisk informasjon, da det blir mindre attraktivt for prosjekteier å be om tilknytning til prosjekter som er lite realistiske eller å melde inn større kapasitetsbehov enn forventet. Tilknytningskøen vil dermed i større grad bestå av prosjekter med høy sannsynlighet for realisering. Dette vil redusere usikkerheten om fremtidig forbruksvekst, og kan øke nettselskapenes incentiver til å starte planlegging av prosjekter på et tidligere tidspunkt.

Ulempene ved tiltaket er at det kan øke barrieren for å søke om tilknytning, og gir dermed risiko for å avvise også lønnsomme prosjekter. Etableringsbarrieren som et up-front-krav representerer vil avhenge av størrelsen på beløpet og tidspunktet for kravet. Hvor krevende det vil være for en prosjekteier å skaffe finansiering til en slik up-front-betaling tidlig i prosjektforløpet vil også variere. Forskuttering av anleggsbidrag kan dermed bidra til å vri porteføljen av tilknytningssaker mot mindre risikable prosjekter med solid finansiering. Det vil samtidig redusere mulighetene for nyetableringer

og utvikling av de mer risikable, men potensielt lønnsomme prosjektene.

Bedre muligheter til å forskuttere anleggsbidrag vil gi nettselskapene sterkere insentiver til å prioritere tiltak som er utløst av enkeltkunder. Dette kan bidra til prioritering av de riktige prosjektene, men kan også forsterke en utfordring med ventespill og lite proaktiv nettplanlaggning. I Storbritannia har det vært etablert praksis å ta depositum for anleggsbidrag, men regulator vurderer nå å redusere muligheten for dette for å redusere etableringsbarrierer og bidra til mer proaktiv nettutvikling.

I dag synes det å være noe varierende praksis mellom nettselskapene når det gjelder tidspunkt for innkreving av anleggsbidraget underveis i prosjektforløpet. Det bør vurderes i hvilken grad nettselskapene allerede i dag har tilstrekkelig anledning til å ta anleggsbidrag på forskudd. Det kan også være at behovet for å få et forpliktende signal fra aktørene kan løses gjennom andre tiltak – for eksempel gjennom et noe høyere og standardisert utredningsgebyr kombinert med en kapasitetsreservasjonsavgift, jf. 6.3.5.

#### 6.4.4 Anleggsbidrag eller tilknytningsavgifter basert på standardsatser

På samme måte som for utredningsgebyr kan standardiserte satser for anleggsbidrag være et tiltak som reduserer administrasjon og tidsbruk hos nettselskapene, og frigjøre ressurser til andre oppgaver. Dette vil imidlertid være et større grep som kan gi mer omfattende virkninger – både positive og negative – enn en standardisering av utredningsgebyret. Et slikt tiltak kan innrettes på ulike måter.

##### Anleggsbidrag basert på standardsatser

En mulighet er at anleggsbidrag tas som i dag – for kunder som utløser investeringer, men at beregningen av anleggsbidraget bases på differensierte standardsatser fremfor faktiske kostnader.

Standardiserte anleggsbidrag vil redusere tids- og ressursbruk knyttet til beregning av anleggsbidrag og inngåelse av tilknytningsavtaler, både for nettselskap og kunder. Videre kan informasjonen om satsene publisere, slik at prosjekteier raskt vil kunne få informasjon om kostnaden ved tilknytning på ulike lokasjoner og ved ulike utforminger av sitt prosjekt.

Behovet for å søke tilknytning flere steder for å identifisere relevante kostnader, vil dermed

<sup>34</sup> Vår forståelse er at avgiften skal reflektere antall kilometer inn i nettet tilknytningen har påvirkning på kapasiteten.

reduseres med standardiserte satser. Dette kan ytterligere redusere belastningen på nettselskapene, samtidig som det kan øke sannsynligheten for at prosjekteier identifiserer den mest egnede lokasjon og dimensjon for sitt prosjekt. Endelig vil standardiserte satser gi mindre usikkerhet for prosjekteier, slik at beslutninger kan fattes tidligere og med mindre risiko knyttet til kostnader.

Ulempen med et slikt tiltak er at anleggsbidraget vil bli mindre presist, noe som kan føre til uheldige vridningseffekter. Dersom avgiften er for lav kan prosjekter som ikke burde blitt realisert likevel realiseres. Motsatt vil en for høy avgift avskrekke prosjekter som ellers ville vært lønnsomme. Dersom avgiften ikke er godt utformet kan den også gi feil lokaliseringssignaler, og eksempelvis redusere insentivet til å knytte seg til der det er ledig kapasitet.

Fastsettelse av riktige satser kan også være komplisert av flere grunner. For det første kan kostnadene ved å tilknytte et prosjekt variere betydelig, avhengig av hvor kunden tilknyttes i et gitt nett. For det andre kan kostnaden for det enkelte prosjekt i stor grad påvirkes av antall aktører som utløser behovet for forsterkninger. Antallet aktører som utløser et tiltak kan dermed være et sentralt differensieringskriterium.

Effektive avgifter kan dermed innebære at nettselskapene må operere med finmaskede differensieringskriterier og fortsatt kan måtte bruke ressurser på å vurdere den enkelte kundes forholdsmessige andel av kostnadene. Dette vil kunne svekke de positive virkningene av tiltaket. Vår vurdering er dermed at oppsiden ved et slikt tiltak kan være begrenset, samtidig som risikoen for feilprising og uheldige insentiver er betydelig.

##### Overgang fra anleggsbidrag til tilknytningsavgifter

Som alternativ til standardiserte anleggsbidrag, kan det være aktuelt å se for seg ordninger med en form for tilknytningsavgift tas for alle, uavhengig om tilknytningen utløser en investering. En slik ordning vil ha likhetstrekk med det finske systemet:

For tilknytninger på transmisjonsnett betaler kunden en fast kostnad basert på gjennomsnittlige investeringskostnader i det aktuelle spenningsnivået. I distribusjonsnett betaler kunder direkte kostnader pluss en «kapasitetsreservasjonsavgift». Avgiften varierer med effektbehov og lengde på utgående hovedledning<sup>34</sup> og skal tilsvare gjennomsnittlige

kostnader som det aktuelle effektuttaket har på nettet.

Dette tiltaket har de samme utfordringene knyttet til risiko for feil nivå på signalet. I tillegg kan det gi risiko for å avvise samfunnsøkonomiske lønnsomme prosjekter, ved at det må betales avgift også ved ledig kapasitet. Tiltaket vil imidlertid også ha de samme fordelaktige effektene – reduserte administrasjonskostnader for nettselskap, samt lavere søkekostnader og risiko for prosjekteier. Disse vil også kunne gjøre seg gjeldende i større grad. Dette ettersom forutsigbarheten vil øke, når alle må betale uavhengig av om det er utløst investeringer – samtidig som utfordringer knyttet til å dele kostnader til en konkret forsterkning forholdsmessig vil bortfalle.

En fordel sammenliknet med standardisering av anleggsbidrag, er at det vil avhjelpe utfordringen som er at nettselskapene synes å prioritere kundeutløste investeringer. Det vil kunne bidra til en mer fremoverlent nettutvikling, da det gir netteier noe sterkere insentiv til å planlegge investeringer tidlig dersom de forventer økt forbruk eller nye tilknytninger – sagt på en annen måte – det reduserer insentivene til å avvente konkrete bestillinger før utredning initieres. Det kan dermed legge til rette for en mer helhetlig nettutvikling, som i mindre grad enn i dag styres av hvor enkeltkunder ber om tilknytning. Kunders eventuelle insentiv til å vente med å be om tilknytning, til enten andre melder seg på eller alminnelig forbruksøkning utløser investeringen, vil også elimineres. Dette fordi betalingen vil være lik, uavhengig av hva andre aktører gjør.

I utgangspunktet kan man også anse all kapasitet i felles/masket nett som verdifull – særlig siden tilknytninger som skjer når det er ledig kapasitet øker sannsynligheten for at andre må dekke kostnader i fremtiden. Basert på dette perspektivet fremstår det som rimelig at alle kunder som tilknyttes bør belastes for den kapasiteten de beslaglegger, uavhengig av om det på tidspunktet forespørselen kommer er nødvendig med forsterkninger. Ved at alle må betale for fordelen ved å knytte seg til nett, kan også de totale inntektene ved tilknytning øke. Dette vil gi mulighet til å finansiere deler av de faste kostnadene i nettene, slik at andre potensielt vridende tariffer kan reduseres.

Dette vil være en større omlegging fra dagens system der nettselskapene kun kan ta anleggsbidrag når investeringer utløses av identifiserbare kunder. Virkningene av en slik ordning vil avhenge av hvilke typer tilknytninger den skal omfatte og innretningen av en slik ordning. Vi går gjennom to

ulike modeller nedenfor – henholdsvis for transmisjons/regionalnett og for distribusjonsnett.

### Standardiserte tilknytningsavgifter som reflekterer kostnader for forsterkninger i regional- og transmisjonsnett

I dag anvendes anleggsbidrag for å dekke kostnader i til forsterkninger i regional- og transmisjonsnett som utløses ved tilknytning av store forbrukskunder. Dette selv om maskede nett har preg av å være fellesgode, slik at det er vanskelig å peke på hvem som drar nytte av forsterkninger i disse nettene. En generell avgift for å få tilgang til maskede nett vil dermed bedre kunne reflektere fellesgodeegenskapen ved maskede nett enn anleggsbidrag.

Selv om nettselskapet fortsatt vil ha en tilknytningsplikt som kan trekke i retning av prioritering av kundeinitierte prosjekter, vil denne effekten reduseres ved tilknytningsavgifter. Dette siden alle investeringer helt eller delvis kan finansieres av tilknytningsavgifter. På høyere nettnivå kan dette særlig være en fordel, siden disse nettene gjerne skal utvikles til nytte for mange.

En generell tilknytningsavgift, som tas uavhengig av behovet for tiltak, vil ikke gi et like presist signal om kostnader som dagens anleggsbidrag. Dette vil i sin tur kunne medføre ugunstige vridningseffekter. Denne utfordringen kan imidlertid avhjelpes ved å differensiere avgiften på relevante og objektive kriterier og mellom områder. Dette siden både knapphet på kapasitet og kostnader ved å etablere ny kapasitet kan variere. Det vil være mulig med en svært lav avgift i områder med ledig kapasitet, og der dette forventes å vedvare. Det bør derfor åpnes for at et nettselskap kan differensiere avgiftene geografisk i sitt nett.

Standardsatsene kan videre differensieres basert på objektive kriterier som effektbehov og omfanget av nettanlegg som berøres av tilknytningen. Nivået på avgiftene kan så publiseres, slik at det reduserer søkekostnader og ressursbruk både for nettselskap og kunder.

En generell tilknytningsavgift kan kombineres med anleggsbidrag for kundespesifikke investeringer. Dette siden disse kan variere betydelig mellom prosjekter og lokalisering, slik at kunden internaliserer disse kostnadene ved valg av lokasjon og dimensjonering av anlegg.

Tilknytningsavgiften vil bære preg av en ordinær tariff. Dette taler for at den, i motsetning til anleggsbidrag, tas innenfor inntektsrammen. Et annet moment som taler for dette, er at avgiften i motsetning til for anleggsbidrag ikke vil reflektere

investeringskostnadene fremover perfekt, og at allerede foretatte investeringer kan gi inntekter fra avgiften. Ved å inkludere tilknytningsavgiften i inntektsrammen vil dermed andre tariffer måtte settes ned dersom avgiften gir overdekning. Det bør derfor utredes hvordan det å ta avgiften inn i inntektsrammen isolert sett kan påvirke investeringsinsentivene, og om må gjøres justeringer for å oppveie for eventuelle utilsiktede effekter.

For å sikre at avgiften reflekterer relevante kostnader og fastsettes på en hensiktsmessig måte, bør RME utforme prinsipper for avgiftsfastsettelse. Dette kan eksempelvis være at avgiften reflekterer gjennomsnittlige kostnader ved forsterkning, dersom det er eller kan bli knapphet på kapasitet. Ved standardiserte tilknytningsavgifter fremstår det imidlertid hensiktsmessig å åpne for at netteier kan søke om å anvende anleggsbidrag basert på faktiske kostnader. Dette for å hindre eventuelle uheldige utslag ved særlig høye kostnader for noen prosjekter. Sammenliknet med anleggsbidrag basert på faktiske kostnader, må det også ventes at regulerings- og tilsynskostnadene øker noe.

Ved eventuell gjennomføring av tiltaket må det vurderes nærmere hvilke deler av netttiltak som bør betales gjennom anleggsbidrag basert på faktiske kostnader, og hvilke deler som eigner seg for en standardisert avgift. Vurderingen må også ta hensyn til eventuell innføring av betaling for abonnert effekt for eksisterende kunder, jf. 6.3.3, da dette kan være en løpende betaling som delvis erstatter anleggsbidrag.

#### **Tilknytningsavgifter basert på standardsatser ved tilknytninger i distribusjonsnett**

I likhet med at det er mulig å erstatte anleggsbidrag med standardiserte tilknytningsavgifter på høye nettnivå, er det mulig å erstatte dette i distribusjonsnett. På samme måte som på høyere nettnivå kan avgiften eventuelt kombineres med anleggsbidrag for den spesifikke tilknytningsledningen.

I distribusjonsnett kan imidlertid variansen i kundespesifikke tilknytningskostnader være mindre. Dette taler for at tilknytningsledningen også kan inkluderes i den generelle avgiften. Videre kan avgiften også her differensieres basert på objektive kriterier, og bør trolig inngå i nettselskapenes inntektsramme. Det bør imidlertid vurderes om det er hensiktsmessig å inkludere helt kundespesifikke kostnader i inntektsrammen, i den grad også dette dekkes av avgiften.

<sup>35</sup> Nettselskapene hadde tidligere anledning til å ta et tilknytningsgebyr for nye tilknytninger eller oppdimensjonering av anlegg. Tilknytningsgebyret kunne

Tilknytningsavgifter i distribusjonsnett ventes jevnt over å gi de samme fordelene og ulempene som på høyere nettnivå – i form av reduserte søkekostnader, mindre presise lokaliseringssignaler etc. Samtidig er trolig aktøren som knytter seg til distribusjonsnettet oftere stedbundne, slik at mindre presise signaler er mindre problematisk.

Avhengig av utforming vil en slik betaling kunne likne på det tidligere *tilknytningsgebyret*<sup>35</sup> eller dagens svenske ordning med sjablongmessige *anslutningsavgifter* på lavere nettnivå. Selv om tiltaket begrenses til mindre saker, kan dette likevel ha stor betydning for tidsbruk knyttet til beregning og avtaleinngåelse om anleggsbidrag i regional- og distribusjonsnettselskapene. Dette fordi det til enhver tid er svært mange slike saker i distribusjonsnettet.

#### **6.4.5 Stimulere til proaktiv nettplanlegging via inntektsrammereguleringen**

I kapittel 4 og 5 peker vi på at proaktiv og opsjonsbasert nettplanlegging kan være en rasjonell tilnærming for å løse utfordringen med å balansere tilbud og etterspørsel etter nett når det er lange ledetider og usikkerhet om forbruksprosjektene. Samtidig vil nettselskapene av flere grunner prioritere kundeutløste investeringer, og kan ha insentiver til å avvente utredninger til det foreligger konkrete bestillinger.

Det er altså usikkert om dagens regulering gir tilstrekkelige insentiver til proaktiv nettplanlegging. Et mulig tiltak er å justere inntektsrammereguleringen for å gi sterkere insentiver til slik nettplanlegging. Dette kan gjøres på ulike måter og virkningene vil avhenge av innretningen av et slikt tiltak.

En mulighet er å innlemme framoverskuende elementer i inntektsrammereguleringen. F.eks. kan man endre/legge til oppgavevariabler som i høyere grad tar hensyn til ledetid, kjøp før tilknytning, eller på annen måte gi nettselskapene direkte insentiver til å ta hensyn til kostnadene som oppstår for kundene ved forsinket tilknytning. En annen variant kan være å unnta enkelte kostnader fra effektivitetsanalyser, eksempelvis planleggingskostnader. I dag gjelder disse kostnader til kraftsystemutredninger, og dette kan potensielt utvides til kostnader ved tidlig planlegging av konkrete netttiltak. Et tredje alternativ er å beholde dagens inntektsrammeregulering som den er, men innføre søknadsbaserte ordninger for å få dekket spesifikke

differensieres basert på sikringsstørrelse. Tilknytningsgebyret inngikk som en del av tillatt inntekt.

kostnader knyttet til tidlig planlegging eller tilrettelegging.

Sterkere investeringsinsentiver vil også kunne bidra til mer proaktiv nettplanlegging, og kan også bidra til at nettinvesteringer gjennomføres raskere og i større omfang. Dette vil imidlertid også innebære større risiko for overinvesteringer og feilinvesteringer. Vi har i denne utredningen ikke gjort noen helhetlig analyse av investeringsinsentivene i inntektsrammereguleringen. Vi har derfor ikke grunnlag for å si noe om de isolerte investeringsinsentivene er for sterke, for svake eller hensiktsmessige. Budskapet her er ganske enkelt at mekanismer som belønner å starte planlegging tidlig, vil gi mer proaktiv nettplanlegging – i den grad det måtte være ønskelig.

Behovet for justeringer av inntektsrammereguleringen må imidlertid også ses i lys av

innføring av andre tiltak. Ved eventuell innføring av en kapasitetsreservasjonsavgift bør det vurderes hvordan denne skal inngå i inntektsrammen, og om dette kan variere avhengig av om det er kunden eller nettselskapet som har ansvar for eventuelle forsinkelser for å realisere tilknytningen.

Endringer i inntektsrammereguleringen kan ha forskjellige virkninger på Statnett og på øvrige nettselskap. Dette må vurderes nærmere ved utredning av konkrete tiltak.

Tabell 3 gir en oppsummering av mulige tiltak for å legge til rette for samfunnsmessig rasjonell utvikling av nett og vår vurdering av hvordan de vil virke med hensyn på de oppstilte vurderingskriteriene. Enkelte av tiltakene vil også kunne bidra til effektiv utnyttelse av nett.

**Tabell 3: Tiltak som kan bidra til mer effektiv utvikling av nett**

Tiltak/ Vurderingskriterie	Treffsikkert/reducerer utfordring – bidrar til samf. rasj. utvikling	Administrative kostnader	Gjennomførbarhet	Risiko for utilsiktede virkninger
<b>Bedre informasjon til markedet om kapasitetsforhold og kostnader</b>	Færre henvendelser, færre useriøse henvendelser, lavere søkekostnader for utviklere og mulighet for bedre lokalisering av prosjekter	Betydelige kostnader til implementering og vedlikehold. Vil trolig spare nettselskapene for kostnader på sikt.	Må tilpasses regler om kraftsensitiv informasjon	Ingen utilsiktede konsekvenser er identifisert
<b>Utredningsgebyr basert på standardsatser</b>	Reduserer tidsbruk hos nettselskapene og gir et mer effektivt prissignal. Kan også bidra til prioritering og redusert usikkerhet dersom det settes høyere enn faktiske kostnader	Vil sannsynligvis redusere administrative kostnader hos nettselskap og kunde	Bør være enkelt gjennomførbart. Implementeringskostnader avhenger av grad av differensiering.	Vridninger i etterspørselen som følge av at priser avviker fra faktiske kostnader. Risiko for å avvise lønnsomme prosjekter ved gebyr høyere enn faktiske kostnader
<b>Forskuttet anleggsbidrag</b>	Forplikter prosjekteier og gir insentiver til å melde riktig behov. Redusert usikkerhet og bedre informasjon om faktisk investeringsbehov.	Sannsynligvis ikke ekstra kostnader sammenliknet med i dag	Gjennomførbart, men behov bør ses i sammenheng med evt. innføring av kapasitetsreservasjonsavgift og eventuelt økt utredningsgebyr	Risiko for å avvise lønnsomme prosjekter som følge av up-front-betaling og mer risiko for prosjekteier. Kundeutløste investeringer mer attraktive – øker risiko for ventespill
<b>Tilknytningsavgifter basert på standardsatser</b>	Reduserer tidsbruk hos nettselskapene og gir et mer effektivt prissignal. Kan bidra til mer effektiv lokalisering og gir	Vil sannsynligvis redusere administrative kostnader	Gjennomførbart. Bør ses i sammenheng med evt. innføring av tariff basert på abonnert effekt.	Risiko for ineffektiv etablering og lokalisering av prosjekter som følge av at avgifter avviker fra faktiske

	insentiver til å melde rett behov. Reduserer risiko for ventespill			kostnader. Kan avhjelpes med differensiering.
Stimulere til proaktiv nettplanlagging gjennom inntektsrammen	Kan redusere risikoen for forsinket eller avvist etterspørsel	Tidlig og opsjonsbasert planlegging kan medføre høyere planleggingskostnader.	Kapasitet og kompetanse hos nettselskapene kan være en begrensning. Krever nærmere utredning av justeringer i reguleringen som kan gi insentiver til ønsket atferd uten å gi store utilsiktede virkninger	Risiko for unødige utredninger og eventuelt også investeringer.

#### 6.4.6 Andre typer tiltak som kan bidra til effektiv utvikling og utnyttelse av nett

Myndighetene har mange verktøy som kan brukes til å oppnå ønsket utvikling. Utforming og endring av prissignaler må derfor sees i sammenheng med utvikling i andre virkemidler, både direkte regulering og økonomisk regulering. Det finnes derfor en del andre tiltak som kan benyttes i kombinasjon med prissignaler, for å legge til rette for en effektiv utvikling og utnyttelse av nettet.

Et eksempel på et slikt tiltak kan være en justering av tilknytningsplikten til å i større grad være en tilretteleggerrolle, der utredninger og potensielt også investeringer i større grad skal være på plass i forkant. I praksis betyr dette at tilknytningsplikten ikke lenger vil være en følgeplikt. Ved slike endringer i tilknytningsplikten må potensielle nytteeffekter vurderes opp mot risikoen for overinvesteringer og unødige kostnader for samfunnet. Endringen kan også innebære krav til tidsbruk hos nettselskapene for å legge til rette for tilknytninger. Alternativt kunne det vært gitt insentiver til raskere tilknytning gjennom inntektsrammereguleringen, f.eks. ved at kø eller lang tidsbruk gir negativt utslag, jf. 6.4.5.

Det kan også være grunnlag for tiltak som kan bidra til likere praksis blant nettselskap ved DF-vurderinger. En mulighet er at det utarbeides felles retningslinjer for hvordan disse vurderingene skal gjøres, enten i regi av bransjen eller av RME. En slik retningslinje kan også inkludere nærmere veiledning om hvordan tilknytning på vilkår kan benyttes. Et annet mulig tiltak kan være å vurdere hvordan KILE slår ut i inntektsrammen, og om det er hensiktsmessig å gjøre justeringer som gir nettselskapene sterkere insentiv til å knytte til mer forbruk i eksisterende nett.

Andre typer tiltak kan være rettet mot å redusere ledetid for utredning og bygging av nettanlegg, f.eks. gjennom forenkling av myndighetsbehandling. Konkrete tiltak for å redusere ledetider blir drøftet i en annen underlagsrapport til Strømnettutvalget og blir derfor ikke videre diskutert her.

### 6.5 Samlet vurdering av tiltak

I kapittel 4 beskrev vi dagens situasjon med stor forventet forbruksvekst og knapphet på nettkapasitet, og identifiserte et sammensatt utfordringsbilde. Utfordringene bunner i en voldsom – men usikker – vekst i etterspørselen etter fremtidig kapasitet fra store forbrukerkunder. Det er krevende for nettselskapene å holde tritt med utviklingen og også vurdere hva som er riktig nivå av investeringer for å legge til rette for forbruket. I tillegg er det et spørsmål om dagens nettkapasitet utnyttes fullt ut. I dag er det en risiko for at både nye og eksisterende kunder beslaglegger kapasitet som de ikke utnytter, og som alternativt kunne vært benyttet til å tilknytte flere kunder.

Utfordringene dreier seg altså både om å (i) sikre effektiv utnyttelse av dagens nettkapasitet og (ii) sikre en samfunnsmessig rasjonell utbygging av ny nettkapasitet. Vi har diskutert en rekke ulike tiltak som kan bidra til å avhjelpe disse utfordringene og legge til rette for en mer effektiv utnyttelse og utvikling av nett. Samtidig har vi beskrevet ulemper ved enkelte av tiltakene og også hvordan noen av disse vil være vanskelig gjennomførbare eller ha andre utilsiktede virkninger. Noen av tiltakene kan anvendes i kombinasjon, mens andre ikke er egnet for dette.

Tabell 4 Tabell på side 73, gir en oversikt over tiltakene vi mener er mest aktuelle og hvordan disse kan bidra til å løse de ulike delene av utfordringene. Disse er beskrevet noe mer under.



### 6.5.1 Effektiv utnyttelse av eksisterende kapasitet

Utfordringen knyttet til beslaglagt ikke-utnyttet kapasitet er todelt – og handler både om reservert kapasitet hos kunder som ikke er tilknyttet enda, og ikke-utnyttet kapasitet hos eksisterende kunder. I henhold til oppdragets mandat skulle vi vurdere innføring av brukerbetaling for slik kapasitet.

Vi anbefaler å innføre et prissignal for reservert kapasitet hos kunder som ikke er tilknyttet enda. Dette kan bidra til å frigjøre kapasitet, sortere køen av prosjekter og redusere usikkerhet om fremtidig behov for nett. Vi har vi blant annet drøftet markedsbaserte løsninger, auksjonsbasert allokering og innføring av avgifter som ulike virkemidler for å prise denne kapasiteten. Vi mener at en kapasitetsreservasjonsavgift vil være det mest treffende virkemiddelet i dagens situasjon, der det allerede er reservert et betydelig volum. En slik avgift bør sannsynligvis være utformet som en løpende betaling som avhenger av kundens reserverte effekt, samt kapasitetsforhold og kostnader i det aktuelle området.

Det kan også være aktuelt å innføre en avgift for aktører som har reservert rettigheter til fremtidig nettkapasitet (køplass). Dette for å få større grad av forpliktelse fra aktøren og redusere usikkerheten i prosjektutviklingen. En slik avgift bør være lavere enn avgiften for å reservere kapasitet i eksisterende nett, siden risikoen for at andre prosjekter fortrenses er lavere. Den bør også komme helt eller delvis til fratrukk på et eventuelt anleggsbidrag, slik at ikke nettselskap skal ha interesse av å ha kunder i kø. Et slik tiltak bør imidlertid ses i lys av diskusjonen om å øke utredningsgebyret eller forskuttere mer av dagens anleggsbidrag, da disse vil ha noen av de samme virkningene som en kapasitetsreservasjonsavgift.

Dersom prisene for reservasjoner settes for lavt, er det en risiko for at aktører likevel hamstrer kapasitet i dagens situasjon, og at umodne prosjekter med høy betalingsvilje kommer langt frem i køen. I tillegg til prissignaler bør det dermed oppstilles objektive kriterier som må oppfylles for å få reservere kapasitet og for å få beholde en slik reservasjon. Dette kan være krav til dokumentasjon på modenhet, prosjektplan med milepæler etc. Det kan også settes tidsfrister i form av krav til fremdrift i henhold til egen prosjektplan. Bransjen er allerede kommet langt i utarbeidelse av slike kriterier.

Når det gjelder utfordringen knyttet til tildelt ikke-utnyttet kapasitet hos eksisterende kunder har vi også diskutert ulike markeds løsninger, og ulike former for avgifter for å prise denne kapasiteten. Ettersom det er flere praktiske utfordringer med fri

omsetning av slike rettigheter anser vi det som mest realistisk å innføre en avgift for abonnert effekt.

Avgiften bør sannsynligvis baseres på total abonnert effekt og kan erstatte eller kombineres med dagens effektledd der det betales for faktisk effektbruk. Dersom det kombineres med eksisterende effektledd vil de som i dag er effektavregnet få et nytt fastledd som avhenger av rettigheten til effektuttak. Både effektledd og eventuelt fastledd må dermed justeres dersom tiltaket innføres.

Innføring av avgifter på abonnert effekt vil gi kunder insentiv til ikke å besitte rettigheter til høyere effektuttak enn de faktisk har behov for. Dette vil gi nettselskapene bedre informasjon om kapasitet som er ledig og derfor kan allokere til kunder som ønsker tilknytning eller som ønsker et høyere effektuttak enn det de i dag ha rett på.

En utfordring med løpende avgifter på rettigheter til effektuttak er at det kan være lite kompatibelt med anleggsbidrag for forsterkninger i eksisterende nett. Dette fordi kunder da kan komme til å måtte betale mer enn de reelle kostnadene knyttet til kapasiteten – først gjennom anleggsbidrag og deretter gjennom en løpende avgift. Dette kan skape ineffektivitet av i form av at prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme fremstår som bedriftsøkonomisk ulønnsomme. Videre kan det være juridiske utfordringer og fordelingsvirkninger som kan gi aktører insentiver til å utfordre tariffen. Ved innføring av betaling for abonnert effekt bør det dermed vurderes om det er behov for justeringer av reglene om anleggsbidrag.

Et godt utnyttet nett der kapasiteten er allokert dit den brukes mest effektivt, er et godt utgangspunkt for å kunne identifisere det reelle investeringsbehovet. Tiltakene som er nevnt over er derfor viktige bidrag på veien mot effektive nett-investeringer. Innføring av et effektivt prissignal for kapasitetsreservasjon vil for eksempel bidra til bedre og mer forventningsrett informasjon om etterspørselen etter fremtidig nettkapasitet, som er viktig i planleggingen. Vi ser likevel at det kan være behov for tiltak som bidrar til å lettere identifisere den faktiske etterspørselen etter mer kapasitet i nett.

### 6.5.2 Samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling

Tiltakene som kan legge til rette for effektive utvidelser av nett dreier seg i stor grad om forslag til tilpasninger i gjeldende regler for anleggsbidrag og utredningsgebyr – til dagens situasjon med sterk, men usikker, etterspørselsvekst og knapphet på nettkapasitet. Formålet med tiltakene er i stor grad å legge til rette for at nettselskapene møter en

mindre usikker etterspørsel. Noen av tiltakene kan også bidra til redusert ressursbruk knyttet til håndtering av henvendelser, og dermed frigjøre ressurser til oppgaver som er viktige for fremdrift.

Et effektivt tiltak kan være å øke informasjonen til markedet om tilgjengelig kapasitet og om mulig også kostnader ved tilknytninger ulike steder i nettet. Dette vil redusere antall henvendelser som nettselskapene må håndtere, redusere antall utredninger som må gjennomføres og frigjøre kapasitet til andre viktige oppgaver. Det vil også redusere søkekostnader for markedsaktørene og gjøre dem i stand til å ta bedre beslutninger om etablering og lokalisering. En utfordring med dette tiltaket er å finne et nivå på informasjonen som er nyttig for markedsaktørene samtidig som det ikke offentliggjør kraftsensitiv informasjon.

Et annet tiltak som kan spare nettselskapene for tid er å innføre standardiserte utredningsgebyrer, som er differensiert på relevante kriterier. Gebyret kan settes tilsvarende gjennomsnittskostnader eller kan være høyere, dersom det er ønskelig å øke terskelen for å etterspørreutredninger og sikre mer forpliktelse fra markedsaktørene. Gebyret kan avregnes mot anleggsbidraget i de tilfellene hvor tilknytning realiseres. Dette vil være tilsvarende som i dagens regelverk der utredningskostnadene regnes som en del av anleggsbidraget.

Et alternativt tiltak som kan gi liknende effekter er å åpne for at nettselskapene i større grad kan forskuttere deler av anleggsbidraget. Et krav om tidligere økonomisk forpliktelse fra aktøren som skal tilknyttes bidrar til å avvise spekulative prosjekter og reduserer usikkerhet. Ulempen med et slikt tiltak er risikoen for å avvise lønnsomme prosjekter som ikke evner å finansiere en slik up-front-betaling. Behovet for et slikt tiltak bør også ses sammen med en eventuell innføring av høyere utredningsgebyr og løpende avgifter for reservasjon av kapasitet.

En større endring av dagens tariffsystem vil være å erstatte deler av dagens anleggsbidrag med tilknytningsavgifter som gjelder alle tilknytninger, uavhengig av om de utløser forsterkninger i eksisterende nett. En mulig modell er at kundene betaler anleggsbidrag for kundespesifikke ledninger, og i tillegg en tilknytningsavgift som reflekterer et gjennomsnittlig behov for forsterkninger i felles nett som følge av deres tilknytning. Dette kan gjøres for små tilknytninger, mest for å forenkle dagens prosesser med beregning av anleggsbidrag (svensk modell), eller også ved større tilknytninger (finsk modell), for også å oppnå andre effekter.

En overgang fra anleggsbidrag til tilknytningsavgifter kan redusere risiko for ventespill mellom nettselskap og kunde, ettersom finansieringen av en nettinvestering ikke lenger er avhengig av hvem som utløste den. Dette kan bidra til noe mer proaktiv nettutvikling enn i dag, hvor nettselskapene synes å vente på bestilling. Hvordan tilknytningsavgifter bør inngå i inntektsrammen vil imidlertid påvirke nettselskapets samlede incentiver, og må vurderes nøye.

Tilknytningsavgifter vil gi mindre presise signaler enn dagens anleggsbidrag. For å unngå store vridningseffekter må tilknytningsavgiften differensieres basert på egenskaper ved tilknytningen og nettforholdene i det aktuelle området. I områder med forventninger om ledig kapasitet bør prisen være lav. En fordel med standardiserte tilknytningsavgifter er at disse kan gjøres kjent for markedet, slik at kunder selv kan regne ut tilknytningskostnader ulike steder. Dette kan redusere antall henvendelser og utredninger for nettselskapene, særlig knyttet til umodne prosjekter.

Vi har også drøftet kort endringer i inntektsrammereguleringen for å gi incentiver til mer proaktiv og opsjonsbasert nettplanlegging. Dette innebærer at nettselskapet planlegger tidlig, og gjerne også utreder flere tilknytninger enn de som forventes å komme. Dette kan legge til rette for raskere etablering av forbruksprosjekter til en relativt lav kostnad. Tidlig planlegging vil også kunne løse noe av utfordringene som er knyttet til at etterspørselen er usikker.

### 6.5.3 Sammenhengen mellom tiltak

Bedre informasjon til markedet om ledig kapasitet, og eventuelt forventede kostnader og tidsbruk ved tilknytning der det ikke er ledig kapasitet, er et tiltak som kan innføres helt uavhengig av de øvrige tiltakene. Dette bør imidlertid være på plass dersom det innføres standardiserte gebyrer for utredninger som overstiger utredningskostnadene. Årsaken er at man ellers vil gjøre det mer kostnadskrevenne for prosjekteier å identifisere gunstig lokalisering.

Ved å innføre standardiserte utredningsgebyrer, anleggsbidrag og/eller tilknytningsavgifter vil verdien av en informasjonsdatabase øke. Dette fordi prosjekteierne fra databasen da vil få en bedre oversikt over kostnader på ulike lokasjoner og ved ulike dimensjoneringsringer av anlegg enn om anleggsbidrag baseres på medgåtte kostnader som i dag.

Innføring av et høyere utredningsgebyr, frem-skyndet anleggsbidrag eller avgift for reservert kapasitet eller køplass, er alle tiltak som vil virke

avvisende på spekulative prosjekter og redusere usikkerhet om behovet for nett. Tiltakene har imidlertid noen ulike egenskaper og alle er ikke gjensidig utlukkende. Å fremskynde anleggsbidrag vil virke forpliktende for de som utløser investeringer, men ikke for de som reserverer ledig plass i nettet i påvente av at prosjektet realiseres – og motsatt for en løpende avgift for å reservere kapasitet. Dersom anleggsbidrag fremskyndes, fremstår det imidlertid ikke hensiktsmessig å ta løpende betalt fra aktører som venter på at anleggsbidragsfinansierte tiltak skal gjennomføres.

Standardisering av anleggsbidrag eller innføring av tilknytningsavgifter har begge som virkning å redusere administrasjonskostnader og søkekostnader. Disse bør dermed betraktes som gjensidig utelukkende. Tilknytningsavgifter som må

betales av alle, vil i tillegg redusere eventuelle insentiver til å prioritere tiltak som finansieres gjennom anleggsbidrag, og dermed legge til rette for mer helhetlig og framoverskuende nettutvikling.

Eventuell innføring av løpende betaling for å disponere rettigheter til effektuttak (effektavgift basert på abonnert effekt) i kombinasjon med anleggsbidrag i maskede nett vil kunne gi dobbeltbetaling som avskrekker samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter. Avveining mellom disse tiltakene vil måtte balansere hensyn til effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nett. Mens en løpende betaling for disponibel effekt vil bidra til effektiv allokering av dagens nettkapasitet, vil et anleggsbidrag som eksponerer prosjekteier for investeringskostnader kunne redusere usikkerhet og bidra til effektive investeringer i nett.

**Tabell 4: Tiltak for effektiv nettutvikling og utnyttelse av dagens nett**

Målsetning	Effektiv nettutvikling			Effektiv utnyttelse av dagens nett		
Tiltak/Utfordring	Usikkerhet og asymmetrisk informasjon om forventet utvikling	Lange ledetider og behov for proaktiv planlegging	Tidsbruk håndtering av et stort antall henvendelser	Kunder har kunnet reservere kapasitet som ikke brukes eller betales	Kunder har innmeldt større og tidligere kapasitetsbehov enn de forventer	Kunder holder på tildelt effekt og kan øke bruken av denne
<i>Avgift for abonnert effekt for eksisterende kunder (effektled)</i>	Mindre usikkerhet pga. mindre avvik mellom tildelt og utnyttet effekt					Insentiver til å levere tilbake effektrettigheter som ikke benyttes
<i>Avgift for kapasitetsreservasjon i dagens nett og evt. i kommende nett (køplass)</i>	Forplikter aktørene, og reduserer asymmetrisk informasjon	Redusert insentiv, men økt informasjon og redusert risiko	Sannsynlig nedgang i antall ved betaling for reservasjon		Insentiv til å melde riktig – reduserer usikkerhet om behov	
<i>Tydelige krav for å reservere og beholde kapasitet/køplass, inkl. tidsgrenser</i>	Noe redusert usikkerhet/mindre asymmetrisk informasjon			Vanskeligere å få og beholde reservasjon for umodne prosjekter	Vanskeligere å melde for stort/tidlig hvis behov må begrunnes	
<i>Mer informasjon til markedet om kapasitet og evt. kostnader</i>	Færre henvendelser fra umodne prosjekter		Redusert tidsbruk på grunn av færre henvendelser			
<i>Utredningsgebyr beregnes basert på differensierte standardsatser</i>	Redusert usikkerhet hvis økt bruk av gebyr		Redusert tidsbruk i tidlig fase av tilknytningsaker		Insentiv til å melde riktig for å minimere gebyr	
<i>Depositum eller forskuttet anleggsbidrag. Gjeldende i UK</i>	Mindre usikkerhet, avhengig av depositumets størrelse	Mindre risikabelt å planlegge tidlig når aktøren forplikter seg	Flere prosjekter faller fra før ressurser brukes på planlegging	Færre vil reservere kapasitet ved depositum	Avhjelpes hvis depositum fastsettes bl.a basert på etterspurt effekt	
<i>Tilknytningsavgifter for å dekke gjennomsnittlig forsterkningsbehov, erstatter deler av anleggsbidrag</i>		Reduserer risiko for ventespill, kan gi mer proaktiv nettutvikling	Færre henvendelser og redusert tidsbruk i tidlig fase av tilknytningsaker		Mindre attraktivt å be om mer kapasitet enn nødvendig	
<i>Økte insentiver i IR-reguleringen til proaktiv opsjonsbasert nettutvikling</i>		Øker insentiver til å planlegge tidligere				

## 7. Referanser

- BKK Nett, 2021. *www.bkknett.no - se om det er ledig kapasitet i nettet*. [Internett]  
Available at: <https://nett.bkk.no/produkt detaljer?productId=542931e0-ac89-480c-abd0-40e611d0967d&divisionName=Nett&productTab=1>  
[Funnet 02 02 2022].
- Ei, 2020. *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande*, s.l.: Energimarknadsinspektionen.
- Ei, 2022a. *Intäktsramens olika delar*. [Internett]  
Available at: <https://www.ei.se/bransch/reglering-av-natverksamhet/reglering-av-elnatsverksamhet/intaktsramens-olika-delar>  
[Funnet 17 Januar 2022].
- Ei, 2022b. *Nyanslutning till elnätet*. [Internett]  
Available at: <https://www.ei.se/konsument/el/elnatsavgiften-och-anslutning-till-elnatet/anslutning-till-elnatet>  
[Funnet 17 Januar 2022].
- Energi Norge, 2021. *Bransjenorm for nettilknytning*, Oslo: Energi Norge.
- Energiavirasto, 2015. *Regulation methods. Electricity transmission network operations*. [Internett]  
Available at: [https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13078331/Appendix\\_2\\_Regulation\\_methods\\_electricity\\_TSO\\_2016-2023\\_public.pdf/aa1970fd-1f13-5adb-7472-9516bbda298b/Appendix\\_2\\_Regulation\\_methods\\_electricity\\_TSO\\_2016-2023\\_public.pdf?t=1582719327000](https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13078331/Appendix_2_Regulation_methods_electricity_TSO_2016-2023_public.pdf/aa1970fd-1f13-5adb-7472-9516bbda298b/Appendix_2_Regulation_methods_electricity_TSO_2016-2023_public.pdf?t=1582719327000)  
[Funnet 1 Desember 2021].
- Energiavirasto, 2018. *Metoder för fastställande av anslutningsavgifter*. [Internett]  
Available at: [https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12768744/Priss%C3%A4ttningsmetoder-f%C3%B6r-anslutningar.pdf/6699cd22-bee2-0673-da30-d26e69159af5/Priss%C3%A4ttningsmetoder-f%C3%B6r-anslutningar.pdf?t=1593167893595&x\\_tr\\_sl=sv&x\\_tr\\_tl=no&x\\_tr\\_hl=no](https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12768744/Priss%C3%A4ttningsmetoder-f%C3%B6r-anslutningar.pdf/6699cd22-bee2-0673-da30-d26e69159af5/Priss%C3%A4ttningsmetoder-f%C3%B6r-anslutningar.pdf?t=1593167893595&x_tr_sl=sv&x_tr_tl=no&x_tr_hl=no)  
[Funnet 1 Desember 2021].
- Energiavirasto, 2021. *National Report to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission*, s.l.: s.n.
- Energiavirasto, 2022. *Anslutning till nätet*. [Internett]  
Available at: <https://energiavirasto.fi/sv/anslutning-till-natet>
- Energifakta Norge, 2019. *Regulering av nettvirksomheten*. [Internett]  
Available at: <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/regulering-av-nettvirksomhet/>  
[Funnet 10 Januar 2022].
- Energimyndigheten, u.d. *Bilaga 1. Metoderna för bestämning av de avgifter som nättinnehavaren debiterar för anslutning av elproduktion*, s.l.: s.n.
- Energinet DK, 2021. *Kapacitetskort for elnettet*. [Internett]  
Available at: <https://storymaps.arcgis.com/stories/eb5b387e376f49b8996d5e7c47fbdd37>  
[Funnet 13 01 2022].
- Energistyrelsen, 2021 a. *Præsentation aftalebaseret regulering*. [Internett]  
[Funnet 13 Januar 2022].
- Energistyrelsen, 2021 b. *Markedsmodel 3.0*. [Internett]  
Available at: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/markedsmodel\\_3\\_0\\_afrapportering\\_juni\\_2021.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/markedsmodel_3_0_afrapportering_juni_2021.pdf)  
[Funnet 13 Januar 2022].
- Fingrid, 2022. *Grid connection fees*. [Internett]  
Available at: <https://www.fingrid.fi/en/grid/grid-connection-agreement-phases/fees/#grid-connection-fees-2022-2021>  
[Funnet 17 Januar 2022].
- Klima- Energi- og Forsyningsministeriet, 2020. *Tarifarbejdet Afrapportering fra arbejdsgruppen*. [Internett]  
Available at: <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/tarifanalysen.pdf>  
[Funnet 17 Januar 2022].
- National Grid, 2017. *Network Options Assessment Methodology Review*. [Internett]  
Available at: <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/NOA%20Methodology%20Review%202017.pdf>  
[Funnet 25 Januar 2022].
- National Grid, 2021. *National Grid*. [Internett]  
Available at: <https://www.nationalgrid.com/uk/electricity-transmission/get-connected/network-capacity-map>  
[Funnet 13 01 2022].
- NVE, 2013. *Veileder for utforming av søknader om anleggskonsesjon for kraftoverføringsanlegg*, Oslo: NVE.

- NVE, 2016. *Områdekonsesjon*. [Internett]  
Available at: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/omradekonsesjon/>  
[Funnet 14 10 2016].
- NVE, 2021 a. *Nett*. [Internett]  
Available at:  
<https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/>  
[Funnet 14 Januar 2022].
- NVE, 2021 b. *www.nve.no KILE – kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi*. [Internett]  
Available at:  
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>  
[Funnet 17 1 2022].
- NVE, 2021 c. *www.nve.no Tilknytningsplikt*. [Internett]  
Available at:  
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/>  
[Funnet 17 1 2021].
- NVE, 2021 d. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040*, Oslo: NVE.
- NVE, 2021 e. *Områdekonsesjon*. [Internett]  
Available at: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/omradekonsesjon/>  
[Funnet 16 1 2021].
- Ofgem, 2019. *Current arrangements*, s.l.: s.n.
- Ofgem, 2020. *Electricity Network Access and Forward-Looking Charging Review*, s.l.: Ofgem.
- Olje- og energidepartementet, 2009. *Ot.prp. nr. 62 (2008-2009)*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet, 2021. *Meld. St. 36 Energi til arbeid - langsiktig verdiskaping med norske energiresurser*, Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Oslo Economics, 2017. *Samfunnsøkonomisk vurdering av gebyrer som betaling for nettutredninger*, Oslo: NVE.
- Pahkala, T., Uimonen, H. & Väre, V., 2018. *Flexible and customer-centered electricity system, Final report by the Smart Grid Working Group*, s.l.: Ministry of Economic Affairs and Employment.
- RME, 2021 a. *Om reguleringen av strømnetselskaperens inntekter*. [Internett]  
Available at:  
<https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/3a569609-2421-4535-8e78-08d956e63ee0/202119109/3425688>  
[Funnet 14 Januar 2022].
- RME, 2021 b. *Tilknytningsplikt*. [Internett]  
Available at:  
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/>  
[Funnet 16 01 2021].
- RME, 2021 c. *Økonomisk regulering av nettselskap*. [Internett]  
Available at:  
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/okonomisk-regulering-av-nettselskap/>  
[Funnet 10 Januar 2022].
- Statnett SF, 2019. *Økt industri på Haugalandet - Samfunnsøkonomisk analyse*, Oslo: Statnett SF.
- Statnett SF, 2020 a. *Møtereferat Samarbeidsforum TSO/DSO*. Oslo: Statnett SF.
- Statnett SF, 2020 b. *Konseptvalgutredning for Bergen og omland*, Oslo: Statnett SF.
- Statnett SF, 2021 a. *Nettutviklingsplan 2021*, Oslo: Statnett SF.
- Statnett SF, 2021 b. *Samfunnsøkonomisk vurdering av forventede investeringer - vedlegg til NUP 2021*, Oslo: Statnett SF.
- Statnett SF, 2021 c. *www.statnett.no*. [Internett]  
Available at: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/ny-rekord-i-stromforbruket-i-dag/>  
[Funnet 13 1 2022].
- Statnett SF, 2021 d. *Langsiktig markedsanalyse 2020-2050 - oppdatering våren 2021*, Oslo: Statnett SF.
- Statnett SF, 2021 e. *Kortsiktig Markedsanalyse 2021-2026*, Oslo: Statnett SF.
- Statnett SF, 2021 f. *www.statnett.no Nettforsterkning Haugalandet*. [Internett]  
Available at: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/region-vest/haugalandet-nettforsterking/>  
[Funnet 18 1 2022].
- Svenska Kraftnät, 2021. *Vägledning för anslutning till Stamnätet*, s.l.: s.n.
- Thema, 2016. *Sammenligning av ulike effekttariffer*. [Internett]  
Available at:  
<https://www.energinorge.no/contentassets/e9be03a275af43868b6f2c6d187e8296/thema-sammenligning-av-ulike-effektariffer.pdf>  
[Funnet 14 Januar 2022].



## Vedlegg A Prissignaler i andre land

I dette vedlegget beskriver vi utformingen av prissignaler i andre land på et overordnet nivå. Kartleggingen dekker Sverige, Storbritannia, Finland og Danmark.

### 7.1 Sverige

#### Overordnet regulering

Det svenske kraftsektoren har mange likhetstrekk med den norske og er del av det samme nordiske kraftmarkedet. Det svenske kraftmarkedet er delt inn i fire prisområder. Mye av kraftproduksjonen er i nord, mens forbruket er høyest i sør. Dette gjør at prisene som regel er lavest i Nord-Sverige.

I Sverige var det i 2020 ca. 175 nettselskaper. Energimarknadsinspeksjonen (Ei) fastsetter nettselskapenes inntektsramme for tre år av gangen, som skal dekke kapital- og driftskostnader. Nettselskapene skal få dekket alle upåvirkbare kostnader som kostnader knyttet til nettap, abonnement på overliggende og tilstøtende nett og kostnader til offentlige avgifter. For de påvirkbare kostnadene tar Ei utgangspunkt i de historiske kostnadene og beregner også individuelle effektiviseringskrav til hvert nettselskap på 1-1,82 prosent per år (Ei, 2022a). Hvor effektivt et nettselskap utnytter nettet, kan gi tillegg eller fradrag i inntektsrammen.

Nettselskapene fastsetter tariffen i henhold til fastsatte prinsipper og innenfor den totale inntekten gitt av inntektsrammen. I henhold til reguleringen skal tariffene være objektive, transparente og ikke-diskriminerende, og de skal avspeile faktiske kostnader i nettet.

#### Prinsipper for tariffstruktur og anleggsbidrag

I Sverige har nettselskap tilknytningsplikt, med mindre det finnes særskilte grunner til å ikke tilknytte et elektrisk anlegg eller en kunde.<sup>36</sup> Nettmyndighetene avgjør tvister vedrørende eventuelle brudd på tilknytningsplikten.

I likhet med Norge, er strømmettet i Sverige fordelt på tre spenningsnivåer: Transmisjonsnett, regionalnett og lokalnett. Det er forskjellige tariffen for de ulike spenningsnivåene.

#### Anleggsbidrag/tilknytningsavgift

På transmisjonsnettnivå er tilknytningsavgiften (anslutningsavgiften) dyp, som vil si at den finansierer både kundens egne ledning(er) og nettstasjon(er), i

tillegg til eventuelle nettførsterkninger. Den individuelle tilknytningsavgiften betales av alle nye kunder ved investering. Avgiften skal tilsvare Svenska Kraftnätets merkostnader ved tilknytning av kunden, inkludert deres interne kostnader (Svenska Kraftnät, 2021). Det finnes også faste utredningsavgifter med forskjellig pris dersom tilknytning av en ny kunde kun fordrer en systemanalyse eller en gjennomførbarhetsanalyse. Avgiften er 350 000 svenske kroner for kun systemanalyse og 700 000 svenske kroner for begge analysene. Denne betales før Svenska kraftnät igangsetter utredningsarbeidet og trekkes ikke fra tilknytningsavgiften i etterkant av tilknytning.

Husholdninger betaler også en tilknytningsavgift for å koble seg til nettet. Ei har sjablongkostnader for tilknytning på 16-25 A og opptil 1 800 meter i luftavstand. Avgiften består av en grunnavgift og en avgift per meter som begge varierer basert på ulike avstandsintervaller fra tilknytningspunktet i nettet (Ei, 2022b). Denne avgiften betales ved tilknytning.

#### Tariffer på transmisjonsnettnivå

Tariffene på transmisjonsnett er fordelt på tre forskjellige avgifter, i tillegg til tilknytningsavgiften: Effektaggift, energiavgift og kostnader for overskridelse av abonnert effekt (Ei, 2020).

Kunder på transmisjonsnettnivå tegner årlig et abonnement som angir hvilken effekt kunden abonnerer på og betaler da effektaggift for den valgte effekten. Denne avgiften finansierer drifts- og vedlikeholdskostnader og kapitalkostnader. Avgiften er angitt per tegnet kW og belastes hver måned med 1/12 av årskostnaden. På transmisjonsnettnivå er denne avgiften geografisk differensiert og for bruk er den lavest i nord, mens for produksjon er den høyest i nord, siden mye av produksjonen foregår i nord. I tillegg til vanlige abonnenter kan kunder tegne midlertidige abonnenter på inntil 7 døgn for ekstra effekt i perioder. Dersom et abonnement overskrides uten at kunden har tegnet et midlertidig abonnement med et høyere effektnivå, blir det lagt til en overskridelsesavgift.

Energiavgiften dekker kostnadene ved energitapene i nettet som kundene forårsaker. Avgiften beregnes som et produkt av en marginalkostnad for nettapet, energiprisen som Svenska kraftnät betaler for å kjøpe strøm for å kompensere for tap i overføringsnettet og en korreksjonskoeffisient.

<sup>36</sup> jf. Ellagen (1997:857) §6 og §7.

### Tariffer på regionalnettnivå

På regionalnettnivå består tariffene i hovedsak av fire komponenter: Fast grunnavgift for å bruke nettet, effektavgift, energiavgift og i noen tilfeller avgift for reaktiv effekt. I motsetning til på transmisjonsnettnivå, har nettselskap på regionalnettnivå ikke adgang til å geografisk differensiere tariffene for uttakskunder.

Effektavgiften på regionalnettnivå følger de samme prinsippene som på transmisjonsnettnivå. Hver kunde tegner et årlig abonnement for den effekten de forventer å benytte og betaler for hver abonnerte kW. Det kan i noen tilfeller tegnes tilleggsabonnement for vintermånedene, og kunder vil måtte betale en overskridelsesavgift dersom de bruker mer effekt enn abonnert effekt.

Energiavgiften har også i regionalnettet som formål å dekke kostnader knyttet til nettap. Siden det ikke er lovlig å differensiere uttakskunder geografisk, beregnes ingen individuelle tapskomponenter for disse kundene.

### Tariffer på distribusjonsnettnivå

Det er større variasjon mellom nettselskapenes tariffstruktur på distribusjonsnettnivå enn på de øvrige nettnivåene. Den vanligste tariffstrukturen for husholdninger er en sikringsbasert tariff med energikomponent.

For å gi insentiver til å utnytte nettet best mulig, har omtrent en tredjedel av distribusjonsnettkundene en tids- eller sesongdifferensiert effekttariff. Resten av kundene har ikke-differensierte avgifter.

### Andre mekanismer

Ei har et pågående satsningsprogram for effektive prissignaler og nettutnyttelse, samt etterspørselsfleksibilitet. En kartlegging de har gjort viser at få eller kanskje ingen selskap bruker det teoretiske rammeverket for å fastsette sin tariffstruktur. Det er derimot andre hensyn som er avgjørende i fastsettelsen av tariffstrukturen, og ifølge Ei vil en innføring av teoretisk riktige prissignaler medføre store fordelings effekter. Ei har foreslått at nettselskapene gis mulighet til å ha lokaliseringssignaler i sine strømmett også på de lavere spenningsnivåene, for å bedre kunne fordele kostnadene avhengig av hvor de oppstår (Ei, 2020).

## 7.2 Storbritannia

### Overordnet regulering

Storbritannia har en liknende overordnet organisering av sitt kraftsystem som Norden, men er likevel det landet der reguleringen av nettvirksomheten skiller seg mest fra de andre. Storbritannia har kun ett prisområde for kraft. National Grid er systemoperatør for transmisjonsnettet i hele Storbritannia,<sup>37</sup> og det er 14 distribusjonsnettoperatører som har monopol i hvert sitt område.

Storbritannia har et system med forhandlingsbasert inntektsramme, hvor nettselskapene legger frem forretningsplaner for reguleringsmyndigheten (Ofgem), som må godkjennes. Reguleringsmyndigheten godkjenner selskapenes mål, leveranser og tilhørende kostnader. Dette gjør at inntektsrammen er mer framoverskuende enn i Norge, ved at nettselskapene kan få økt inntektsramme på bakgrunn av planlagte investeringer, så lenge Ofgem godkjenner planene.

National Grid utgir årlig en rapport som kalles «(Network Options Assessment)». Rapporten gir deres anbefaling på hvilke prosjekter som bør prioriteres i det kommende året for å imøtekomme behovene til det britiske nettinfrastrukturen. Prioriteringene er blant annet basert på to rapporter som beskriver fremtidige energiscenarioer for de neste ti og 30 årene.<sup>38</sup> National Grid bruker flere metoder for å kvantifisere usikkerheten forbundet med scenarioene, men anbefaler å bruke «(Least worst regret)» som beslutningsmetode (National Grid, 2017). Dette er en metode som evaluerer investeringsstrategier basert på hvilke strategier som vil medføre minst anger i etterkant ved endrede forutsetninger. Dette er et virkemiddel de bruker for prøve å håndtere usikkerheten knyttet til den fremtidige forbruksutviklingen.

### Prinsipper for tariffstruktur og anleggsbidrag

#### Anleggsbidrag

I likhet med i Norge må nettkunder som utløser en investering i nettet i Storbritannia betale anleggsbidrag. Nettselskapene har en plikt å tilby kunder en minimumsløsning for å knytte seg til nettet. Nettselskapet kan velge en dyrere løsning hvis de anser dette som mer hensiktsmessig, men merkostnaden skal da dekkes av nettselskapet. Kunden kan også etterspørre en mer ressurskrevende tilknytning, men kunden må da dekke denne ekstrakostnaden (Ofgem, 2019).

<sup>37</sup> The National Grid er eier av og ansvarlig for utvikling og drift av transmisjonsnettet i England og Wales, mens eierskapet for transmisjonsnettet i Skottland er delt mellom SSE Networks og SP Energy Networks.

<sup>38</sup> De to rapportene er «(Future Energy Scenarios)» og «(Electricity Ten Year Statement.)»

Utformingen av anleggsbidraget er forskjellig på regionalnett- og transmisjonsnettnivå. På regionalnettnivå, må kunder betale et «shallow-ish»-anleggsbidrag. Det vil si at kunden dekker kostnadene ved egen tilknytning, i tillegg til en andel av kostnadene forbundet med å forsterke nettet på samme spenningsnivå og nivået over (gitt at dette er nødvendig). Her må kunder betale alle kostnadene på forhånd.

En utfordring med anleggsbidraget på regionalnettnivå, er at mange kunder velger å ikke koble seg til nettet på grunn av høye kostnader. Ofgem vurderer derfor å gjøre anleggsbidraget mindre dypt.

På transmisjonsnett er anleggsbidraget «shallow». Det betyr at kunder bare dekker kostnadene knyttet til egen tilknytning, mens øvrige kunder dekker nødvendige forsterkninger i nettet. Her må kunder også kun betale for en minimumsløsning for tilknytning, men kan velge å enten betale alt på forhånd eller finansiere det over en 40 års periode. Noen kunder inngår også avtaler med National Grid for å spesifisere kostnader og risiko hvis prosjektet blir forsinket eller kansellert. Dette gjøres ved å betale et depositum.

### Tilknytning

På begge nettnivå er det førstemann-til-mølla prinsippet som gjelder for tilknytning til nettet. Det er likevel litt forskjell mellom nettnivåene. I distribusjonsnett må kunder som ønsker å knytte seg til nettet lage en milepælplan for sine prosjekter, som har betydning for kø-sorteringen. Prosjekter som ikke klarer å oppnå milepælene til fastsatte tidspunkt kan risikere å miste sin plass i køen. Dette gjør at mer modne prosjekter kan gå foran i køen og få kapasitet tidligere.

På distribusjonsnettnivå er det både en standard og en fleksibel tilknytning. Standard tilknytning ligner på slik det er i Norge, hvor nettselskapet vurderer om det er kapasitet i nettet eller om tilknytning av kunden fordrer kapasitetsøkende tiltak – og kunden må i så fall betale anleggsbidrag. Kunder som velger fleksibel tilknytning kan få knytte seg til nettet uten å betale anleggsbidrag, men risikerer å få strømavbrudd uten å kunne kreve erstatning for dette.

På transmisjonsnivå kan kunden også tilknyttes nettet under vilkår, men det er mulighet for å få erstatning ved avbrudd eller hvis de blir koblet ut. Det vil være spesifisert i kontrakten om de skal ha betaling for dette og eventuelt hvor stor erstatningen vil være.

### Tariffer

Kostnader for bruk av nettet på distribusjonsnettnivå består av et energiledd, faste kostnader, et

effektledd og et ledd som skal reflektere reaktiv effekt. Brukskostnadene varierer regionalt og det blir brukt flere modeller for å regne ut tariffene. Generelt er kostnadene mer framoverskuende, ved at beregningen av de ulike leddene er basert på en modell som skal dekke kostnadene knyttet til et nytt koblingspunkt mellom transmisjons- og distribusjonsnettet. Energileddet har tre forskjellige priser for ulike tider på døgnet, basert på en forventning om hvor mye forbruk det er i hvert tidsrom. Effektleddet er basert på abonnert effekt, og kunder må betale ekstra dersom de bruker mer enn abonnert effekt.

På transmisjonsnettnivå er kostnadene også geografisk differensiert og framoverskuende. Modellen som brukes for å fastsette tariffene, modellerer transmisjonsnettet som bestående av over 900 noder. Metoden estimerer kostnaden med forutsetning om at all ekstra overføring av strøm har en kostnad i nettet og hensyntar ikke ledig nettkapasitet i beregningen. Det kan derfor sees på som et «ultra langsiktig» signal, basert på forutsetningen om at alle deler av nettet på veldig lang sikt vil trenge forsterkninger (Ofgem, 2019).

### Andre mekanismer

På TSOen (National Grid) sine hjemmesider ligger det veiledning til nye kunder som ønsker tilknytning til nettet. Der ligger det bl.a. kart med oversikt over tilgjengelig kapasitet i ulike punkt i nettet, slik at kundene selv kan vurdere ulike tilknytningspunkt. I det samme verktøyet kan kundene få anslag på kostnaden ved tilknytning, fra utredning til bygging og tariffer (National Grid, 2021).

## 7.3 Finland

### Overordnet regulering

Den finske kraftsektoren har mange likhetstrekk med den norske og er også en del av den nordiske kraftbørsen. Finland har derimot kun ett prisområde for strøm. Strømmettet er fordelt på tre nivåer (transmisjons-, regional- og distribusjonsnett), og Fingrid er transmisjonsnettoperatør. Det var i 2020 totalt 77 distribusjonsnetts-operatører med nett lavere enn 110 kV, og ni selskaper som kun har nett på minst 110 kV (Energiavirasto, 2021).

Nettselskapene i Finland er også inntektsrammeregulert, og prinsippene er bestemt av Energiavirasto. Inntektsrammen skal dekke nettselskapenes kostnader og gi en profitt tilsvarende en normalavkastning på investert kapital. Rammen er justert med insentiver for kvalitet, effektivitet, forsyningsikkerhet, investeringsnivå og innovasjon.

Finland har også en tilknytningsplikt, som angir at nettselskapene på forespørsel og mot en rimelig avgift

skal tilknytte alle abonnenter som oppfyller de tekniske kravene til nettet. Vilklårene for tilknytning til nettet og de tekniske kravene skal være transparente, objektive og ikke-diskriminerende, samt ta hensyn til driftssikkerheten og effektiviteten til strømmettet (Energivirasto, 2022).

### Prinsipper for tariffstruktur og anleggsbidrag

Nettselskapene bestemmer tariffene selv, og tariffene må ikke godkjennes av reguleringsmyndighetene på forhånd. Derimot må prinsippene som nettselskapene bruker for å fastsette tariffene godkjennes i forkant av hver regulatorisk periode (som er fire år).

Finland har også en form for tilknytningsavgift i distribusjonsnettet. Kunder som ønsker nettilknytning må betale de direkte utbyggingskostnadene som de utløser ved å tilknyttes nettet, i tillegg til et «kapasitetsreservasjonsgebyr».

«Kapasitetsreservasjonsgebyret» skal reflektere at nettet må dimensjoneres så det håndterer større effektoverføring ved tilknytning av nye kunder, og består av tilknyttet effekt multiplisert med den gjennomsnittlige kostnaden for å tilknytte én effektighet til det eksisterende nettet (Energivirasto, 2018). Gebyret gir en rett til å forbruke eller overføre avtalt effekt. Dette skiller seg fra det norske systemet hvor kundene skal betale de faktiske kostnadene for å forsterke nettet som deres tilknytning utløser. Det skiller seg også ved at dette gjelder alle kunder, og ikke kun de kundene som utløser investeringer i nettet.

På transmisjonsnettnivå må nye kunder også betale en tilknytningsavgift. Denne avgiften er sjablongbasert og varierer med spenningsnivå, da den skal tilsvare gjennomsnittlige investeringskostnader for Fingrid på ulike spenningsnivå. Avgiften justeres årlig basert på faktiske investeringskostnader i nettet. Hvis en kunde utløser investering i en ny stasjon må kunden betale hele kostnaden for dette (Fingrid, 2022).

Finland har en form for effektledd ved at den er sikringsbasert og en del av fastleddet. Fastleddet differensieres altså mellom kunder basert på størrelsen på hovedsikringen. De har også tidsdifferensierte tariffer, ved at både tariffen og strømprisen er høyere mellom 7 og 22 på dagen (Thema, 2016).

### Andre mekanismer

Det pågår arbeid både med fleksibilitetsmarkeder og smarte strømmett. En arbeidsgruppe for «smart grid» anbefalte å legge til rette for lokale aggregatorer som tilbyr fleksibilitet gjennom å samle

<sup>39</sup>Forsyningstilsynet er et direktorat under Klima-, energi- og forsyningsministeriet. I tillegg til oppgavene beskrevet ovenfor, jobber Energistyrelsen bl.a. med nasjonale og

strømproduksjon og -forbruk til større enheter. De anbefaler også å erstatte fastleddet med effektledd på distribusjonsnettnivå slik at forbrukere i større grad kan påvirke sine egne kostnader (Pahkala, et al., 2018).

## 7.4 Danmark

### Overordnet regulering

Tariffmodellene i Danmark utvikles av nettselskapene og Energinet, som er transmisjonsnettoperatøren i Danmark. Det er til sammen 40 nettselskap i Danmark. Reguleringsmyndigheten Forsyningstilsynet har som oppgave å fastsette eller godkjenne tariffene for transmisjons- og distribusjonsnettet, og føre tilsyn med at tariffene er i overensstemmelse med fastsatte kriterier.<sup>39</sup> Danmark er også en del av den nordiske kraftbørsen, hvor de har to prisområder.

Nettselskapene er underlagt en inntektsramme-regulering, men reguleringen spesifiserer ikke hvordan kostnadene skal fordeles mellom forbrukere. Selskapene kan også innenfor inntektsrammen selv velge drifts- og investeringsstrategi, men er underlagt både generelle og individuelle effektiviseringskrav. Rammen justeres hvert femte år. Energistyrelsen har sett på muligheten for å innføre forhandlingsbasert regulering, med formål om at dette kan være mer framoverskuende og fleksibelt (Energistyrelsen, 2021 a). Et annet alternativ som er vurdert av Energistyrelsen, er å komplementere den gjeldende inntektsrammereguleringen med flere elementer som gir framoverskuende insentiver. Dette kan for eksempel gjøres ved å unnta enkelte kostnader fra effektivitetsanalysen.

### Prinsipper for tariffing og anleggsbidrag

#### Anleggsbidrag/tilknytningsavgift

I henhold til elforsyningsloven, er nettselskapene forpliktet til å stille distribusjonsnettet til rådighet, mot betaling, for aktører som ønsker tilknytning. Tilsvarende plikter Energinet å sikre alle aktører åpen og lik tilgang til transmisjonsnettet<sup>40</sup>.

På distribusjonsnettnivå (<100 kV) dekker kundenes tilknytningsavgift de direkte utrednings- og utbyggingskostnadene ved å tilknytte kunden. På høyspent distribusjonsnettnivå må kunden i tillegg dekke eventuelle investeringskostnader forbundet med forsterkninger i bakenforliggende nett (Klima- Energi- og Forsyningsministeriet, 2020). Avgiften betales ved tilknytning.

På distribusjonsnettnivå kan kunder i tillegg tilknyttes med vilkår om forbruksutkobling i perioder med høy

internasjonale oppgaver knyttet til produksjon, forsyning og forbruk av energi, samt å redusere Danmarks CO<sub>2</sub>-utslipp.  
<sup>40</sup> Jf. Bekendtgørelse af lov om Energinet §2.

utnyttelse av nettet. I så fall, skal tilknytningsavgiften kun dekke de direkte utrednings- og utbyggingskostnadene ved å tilknytte kunden. Avgiften betales ved tilknytning.

På transmisjonsnettnivå (>100 kV) dekker tilknytningsavgiften kun de direkte utrednings- og investeringskostnadene ved å tilknytte kunden, og ikke eventuelle kostnader ved å forsterke bakenforliggende nett (Klima- Energi- og Forsyningsministeriet, 2020).

Produksjon som tilknyttes distribusjonsnettet må betale investeringskostnadene fra produksjonsanlegget til nærmeste 50-60 kV-transformatorstasjon, mens produksjon som tilknyttes transmisjonsnettet må betale investeringskostnadene fra produksjonsanlegget til et angitt punkt (Energinet DK, 2021). Det angitte punktet kan ikke ha større avstand fra produksjonsanlegget enn nærmeste 50-60 kV-transformatorstasjon. I begge tilfellene dekkes eventuelle øvrige kostnader knyttet til forsterkninger i bakenforliggende nett over forbrukernes nettariffer.

#### Tariffer

I dag dekkes kostnadene til utbygging, drift og vedlikehold av strømmettet hovedsakelig gjennom forbrukernes tariffbetaling. På transmisjonsnivå dekkes kostnadene gjennom Energinets nettleie på 9,7 øre/kWh som alle forbrukere betaler. Produsenter betaler kun en innmatningstariff på 0,3 øre/kWh. I tillegg betaler både produsenter og forbrukere en balansetariff.

På distribusjonsnettnivå, er det et tidsdifferensiert energiled, hvor det for noen nettselskaper er dyrest mellom kl. 17 og 20 på vinteren. Som beskrevet ovenfor kan aktører tilknyttes distribusjonsnettet med vilkår om forbruksutkobling, men per i dag er dette ikke mulig på transmisjonsnettnivå. Det er i dag ikke noe effektledd.

#### Andre mekanismer: «Kapacitetskort for elnettet»

I likhet med i Storbritannia, kan aktører som ønsker tilknytning til det danske nettet gå inn på et kart via hjemmesidene til Energinet, for å se hvor det er tilgjengelig nettkapasitet. I punkter med ledig kapasitet, kan kundene forvente raskere tilknytning og lavere tilknytningsavgift. Kartet er først og fremst rettet mot nye produksjonsanlegg, men angir også punkter med produksjonsoverskudd. Energinet skriver at områder med produksjonsoverskudd har nettmessig potensial for etablering av nytt forbruk (Energinet DK, 2021). Formålet med kartfunksjonen, er å gjøre det enklere for aktører som planlegger produksjons- eller forbruksanlegg å identifisere områder med tilgjengelig kapasitet i en tidlig fase av planleggingen, slik at det på sikt også blir enklere å finne gode nettmessige lokasjoner for tilknytning av ny

produksjon eller nytt forbruk. Ifølge Energinet bidrar dette både til kortere ledetid før aktører er tilknyttet nettet og lavere samfunnsøkonomiske kostnader (Energinet DK, 2021).

#### Foreslåtte endringer som skal bidra til mer presise prissignaler i strømmettet

En arbeidsgruppe bestående av medlemmer fra flere departementer har flere anbefalinger for videre utvikling av strømmettet og tariffer (Klima- Energi- og Forsyningsministeriet, 2020). De anbefaler blant annet økt bruk av tidsdifferensiering i energiledet i nettariffene, og at det innføres en fast kapasitetsavgift for å utjevne forbruket. De ser også på muligheten til å innføre tilknytning på vilkår også på transmisjonsnettnivå, ettersom dette kan bidra til mer fleksibel etterspørsel etter strøm.

I tillegg anbefaler arbeidsgruppen at det innføres geografisk differensierte tariffer, avhengig av hvor det er tilgjengelig kapasitet i nettet. Formålet er å bidra til mer effektiv utnyttelse av nettet.

Som tidligere beskrevet, er produsenter i stor grad fritatt fra å dekke kostnadene ved utvikling, drift og vedlikehold av nettet, samtidig som nettet blir dimensjonert for å kunne håndtere økt innslag av fornybar produksjon. Arbeidsgruppen anbefaler derfor at det også innføres en høyere innmatningstariff som er geografisk differensiert, for å gi produsenter sterkere insentiver til å lokalisere ny produksjon i områder der tilknytningen er forbundet med lavest samfunnsøkonomiske kostnader.

I Danmark foregår det også arbeid med «Markedsmodell 3.0», som blant annet ser på nettselskapenes rolle som markedsdeltager og avgrensning av monopoloppgavene. Formålet med den nye modellen, er å bidra til et mer fleksibelt strømmarked som kan underbygge utviklingen mot et klimanøytralt samfunn (Energistyrelsen, 2021b).

oslo**economics**

*www.osloeconomics.no*

post@osloeconomics.no  
Tel: +47 21 99 28 00  
Fax: +47 96 63 00 90

Besøksadresse:  
Kronprinsesse Märthas plass 1  
0160 Oslo

Postadresse:  
Postboks 1562 Vika  
0118 Oslo