

NOU

Norges offentlige utredninger **2022:6**

Nett i tide

– om utvikling av strømmettet



Norges offentlige utredninger 2022

Seriens redaksjon:
Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon
Teknisk redaksjon

1. Cruisetraffikk i norske farvann og tilgrensende havområder
Justis- og beredskapsdepartementet
2. Akademisk ytringsfrihet
Kunnskapsdepartementet
3. På trygg grunn
Olje- og energidepartementet
4. Grunnlaget for inntektsoppgjørene 2022
Arbeids- og inkluderingsdepartementet
5. Myndighetenes håndtering av koronapandemien – del 2
Statsministerens kontor
6. Nett i tide
Olje- og energidepartementet

NOU

Norges offentlige utredninger **2022: 6**

Nett i tide

– om utvikling av strømnettet

Utredning fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 11. juni 2021

Avgitt til Olje- og energidepartementet 14. juni 2022

ISSN 0333-2306
ISBN 978-82-583-1501-5

DepMedia

Til Olje- og energidepartementet

Strømnettutvalget ble oppnevnt ved kongelig resolusjon 11. juni 2021 for å vurdere tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg, se på prinsippene for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet i en tid med stor usikkerhet ved forbruksutviklingen og vurdere mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt. Utvalget gir med dette sin utredning.

Oslo, 14. juni 2022

Nils Kristian Nakstad
Leder

Mette Helene Bjørndal

Tord André Lien

Mahi Manus
Labråten Pandey

Torstein Arne Bye

Silje Ask Lundberg

Eirin Kristin Sund

Grethe Hindersland

Jens Furuseth Naas-Bibow

Tore Morten
Wetterhus

Siri Aspevik Bosheim
Sekretariatsleder

Helle Boman Andresen

Eirik Eggum

Amanda Haugland

Tanja Midtsian

Sigrun Kavli
Mindeberg

Gro Caroline Sjølie

Innhold

| | | | | | |
|----------|--|----|----------|--|----|
| 1 | Mandat og arbeidet i utvalget ... | 10 | 4.1.2 | Inntektsrammen innfører «konkurranse» mellom nettselskapene | 34 |
| 1.1 | Mandat | 10 | | Kostnadsnormer | 34 |
| 1.2 | Utvalgets sammensetning | 11 | 4.1.3 | Prising for tilknytning til og bruk av nett | 35 |
| 1.3 | Utvalgets arbeid | 11 | 4.2 | Samfunnsøkonomisk riktig prising av nett | 35 |
| 1.3.1 | Møter | 11 | 4.2.1 | Dagens prissignaler i Norge | 37 |
| 1.3.2 | Utredninger | 12 | 4.2.2 | Innspill og utredninger | 40 |
| 1.3.3 | Referansegruppen | 12 | 4.3 | Eksterne innspill | 40 |
| 1.3.4 | Innspill til utvalget | 12 | 4.3.1 | Ekstern utredning | 41 |
| 1.4 | Avgrensing av arbeidet | 13 | 4.3.2 | RMEs vurdering av tilknytningstariff | 42 |
| 1.5 | Oversikt over kapitlene i rapporten | 14 | 4.3.3 | Utvalgets vurderinger | 42 |
| 2 | Utvalgets anbefalte tiltak | 15 | 4.4 | Prising for en effektiv utnyttelse av eksisterende nett | 42 |
| 2.1 | Bakgrunn | 15 | 4.4.1 | Prising for en effektiv utvikling av framtidig nett | 44 |
| 2.2 | De viktigste anbefalingene | 15 | 4.4.2 | Nettselskapenes insentiver | 45 |
| 2.2.1 | Effekt av utvalgets tiltak: Redusert ledetid, bedre utnyttelse og utvikling av nettet og bedre prosess | 16 | 4.4.3 | Flere prisområder eller nodepriser | 46 |
| 2.3 | Problembeskrivelse | 16 | 4.4.4 | Utvalgets anbefalinger | 47 |
| 2.3.1 | Strømnettutvikling tar ofte lang tid | 16 | 4.5 | Prising for en effektiv utnyttelse av eksisterende nett | 47 |
| 2.3.2 | Håndtering av stor, men usikker forbruksvekst | 18 | 4.5.1 | Prising for en effektiv utvikling av framtidig nett | 48 |
| 2.3.3 | Tilknytningsprosessen er uoversiktlig og lite standardisert ... | 19 | 4.5.2 | Nettselskapenes insentiver | 48 |
| 2.4 | Strømnettutviklingen – fra forventet behov til anlegg i drift ... | 20 | 4.5.3 | Flere budområder eller nodepriser | 49 |
| 2.5 | Overordnet om utvalgets forslag til tiltak | 22 | 4.5.4 | Oppsummering av utvalgets anbefalinger | 49 |
| 2.5.1 | Tiltak som bidrar på flere områder | 23 | 5 | Nettplanlegging og usikkerhet rundt framtidig strømforbruk | 52 |
| 2.5.2 | Tiltak for å redusere tiden det tar å planlegge og konsesjonsbehandle nettanlegg | 23 | 5.1 | Dagens rammer for nettplanlegging | 52 |
| 2.5.3 | Tiltak for samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet | 24 | 5.1.1 | Kraftsystemutredninger | 53 |
| 2.5.4 | Tiltak for å forbedre tilknytningsprosessen | 25 | 5.1.2 | Krav til innhold i konsesjonsøknader legger føringer for nettutredninger | 53 |
| 2.6 | Avslutning | 26 | 5.1.3 | Strømnettet skal driftes alle timer i året | 53 |
| 3 | Strømnettet i Norge | 27 | 5.2 | Forventninger til framtidig strømforbruk | 55 |
| 3.1 | Organisering av strømnettet | 27 | 5.2.1 | Elektrifisering og ny industri gir markant økning i kraftbehov ... | 56 |
| 3.2 | Elektrisk energi og elektrisk effekt – hva er hva? | 28 | 5.2.2 | Nettutviklingen drives av effektbehovet | 57 |
| 3.3 | Historiske og framtidige investeringer i strømnettet | 29 | 5.2.3 | Estimering av etterspørsel etter nettkapasitet | 60 |
| 4 | Tariffer og innteksregulering ... | 32 | | | |
| 4.1 | Reguleringen av nettselskap er et samspill mellom direkte krav og insentiver | 33 | | | |
| 4.1.1 | Nettselskapenes tillatte inntekt fastsettes årlig | 34 | | | |

| | | | | | |
|----------|--|----|----------|---|-----|
| 5.3 | Optimal utnyttelse av kapasitet i eksisterende nett | 61 | 6.5.1 | Dagens praksis | 90 |
| 5.4 | Alternativer til nettutbygging og dagens krav til utredning | 63 | 6.5.2 | Igangsette utredninger tidligere ... | 90 |
| 5.4.1 | Alternativer til nettutbygging | 63 | 6.5.3 | Konsesjonsbehandling: Nettselskapene må sannsynliggjøre behovet for tiltak | 91 |
| 5.4.2 | Krav til å vurdere forbruksfleksibilitet i kraftsystemutredningene | 64 | 6.5.4 | Bygging av nettanlegg | 91 |
| 5.5 | Fleksible ressurser som alternativ til nett | 64 | 6.6 | Nyttevirkning av tilknytning av forbruk | 93 |
| 5.5.1 | Det er et utnyttet potensial for fleksible ressurser | 64 | 6.6.1 | Utfordringer med å avdekke nytten av nytt forbruk | 93 |
| 5.5.2 | Barrierer for økt forbruksfleksibilitet | 66 | 6.6.2 | Mulige tilnæringer til å vurdere nytten av nytt forbruk | 94 |
| 5.6 | Energieffektivisering, energiomlegging og distribuert produksjon og lagring kan frigjøre kapasitet i strømmettet | 69 | 6.7 | Utvalgets anbefalinger | 95 |
| 5.6.1 | Energieffektivisering | 69 | 7 | Tilknytningsprosessen | 96 |
| 5.6.2 | Distribuert kraftproduksjon og lagring | 71 | 7.1 | Nettselskap plikter å gi tilknytning | 96 |
| 5.6.3 | Bruk av andre energibærere | 72 | 7.1.1 | Tilknytningsplikt og leveringsplikt | 96 |
| 5.7 | Planlagte endringer i rammer for nettplanlegging | 73 | 7.1.2 | Tilknytning med vilkår | 97 |
| 5.7.1 | Digital KSU | 74 | 7.1.3 | Dispensasjon fra tilknytningsplikten | 97 |
| 5.7.2 | Endringer i forskrift om energiutredninger | 75 | 7.2 | Utfordringer med tilknytningsprosessen | 97 |
| 5.7.3 | Områdeplaner | 75 | 7.2.1 | Bedre informasjon i tilknytningsprosessen kan redusere usikkerhet | 98 |
| 5.8 | Innspill til utvalget | 77 | 7.2.2 | Tydeligere rammer for tilknytningsprosessen | 99 |
| 5.9 | Utvalgets anbefalinger | 78 | 7.2.3 | Krav til kundene | 100 |
| 6 | Samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling | 81 | 7.2.4 | Krav til nettselskapene | 101 |
| 6.1 | Innledning | 81 | 7.2.5 | Tildeling av kapasitet og køordning | 102 |
| 6.2 | Generelt om samfunnsøkonomiske kriterier og verdiskaping | 81 | 7.2.6 | Offentliggjøring av reservasjonslister | 102 |
| 6.2.1 | Eksterne effekter | 82 | 7.2.7 | Alle tilknytninger må være driftsmessig forsvarlige | 103 |
| 6.2.2 | Imperfeksjoner | 82 | 7.2.8 | Tilknytning med vilkår bør operasjonaliseres | 105 |
| 6.2.3 | Verdiskaping og usikkerhet | 83 | 7.3 | Innspill | 106 |
| 6.3 | Samfunnsøkonomiske analyser bidrar til godt beslutningsgrunnlag | 83 | 7.3.1 | Eksterne innspill | 106 |
| 6.3.1 | Samfunnsøkonomisk analyse av nettanlegg | 83 | 7.3.2 | Ekstern utredning | 106 |
| 6.3.2 | Riktig nivå på nettinvesteringer | 84 | 7.4 | Utvalgets vurderinger | 107 |
| 6.3.3 | Kost-nyttevurderinger er sentrale | 85 | 7.4.1 | Bedre informasjon gir bedre ressursutnyttelse | 107 |
| 6.3.4 | Prissignaler | 87 | 7.4.2 | Kriterier for tildeling av kapasitet | 108 |
| 6.4 | Om usikkerhet i samfunnsøkonomiske analyser | 87 | 7.4.3 | Økt tilsyn med tilknytningsplikten | 109 |
| 6.4.1 | Hvordan hensynta usikkerhet | 87 | 7.4.4 | Vurdering av driftsmessig forsvarlig og bruk av tilknytning med vilkår | 110 |
| 6.4.2 | Realopsjoner | 88 | 7.5 | Oppsummering av utvalgets anbefalinger | 110 |
| 6.4.3 | Ekstern utredning | 89 | | | |
| 6.5 | Utredning, konsesjonsbehandling og bygging av nettanlegg | 90 | | | |

| | | | | | |
|-----------|---|-----|-----------|---|-----|
| 8 | Utvidet tilknytningsplikt, planrolle og dispensasjon | 112 | 10.3 | Rammer for konsesjonsbehandling og -vedtak | 129 |
| 8.1 | Bygging og drift av nett er et naturlig monopol | 112 | 10.4 | Krav til utredninger og involvering av berørte interesser | 130 |
| 8.2 | Bakgrunn for å vurdere utvidet tilknytningsplikt | 113 | 10.4.1 | Konsekvensutredninger og krav om involvering | 131 |
| 8.3 | Konsekvenser av dagens tilknytningsplikt | 114 | 10.4.2 | Høringer | 131 |
| 8.3.1 | Fragmentert utvikling av regionalnettet | 114 | 10.4.3 | Møter og befaringer | 131 |
| 8.3.2 | Utfordring med tilknytninger av nye kunder i eget nett | 114 | 10.4.4 | Konsultasjoner med samiske interesser | 131 |
| 8.3.3 | Andre virkninger | 115 | 10.4.5 | Innsigelsesmøter | 132 |
| 8.3.4 | Oppsummering | 116 | 10.5 | Konsesjonsbehandlingen | 132 |
| 8.4 | Innspill til utvalget | 116 | 10.5.1 | Vurdering av behovet for tiltak ... | 132 |
| 8.5 | Utvalgets vurdering av aktuelle løsninger | 116 | 10.5.2 | Vurdering av fordeler og ulemper med et tiltak | 132 |
| 8.5.1 | Sterkere oppfølging av tilknytningsplikten og planleggingen av regionalnettet ... | 117 | 10.5.3 | Konsesjonsvedtak | 133 |
| 8.5.2 | Utvidet tilknytningsplikt på lengre sikt | 117 | 10.6 | Ulike saker – ulik behandling | 134 |
| 8.6 | Utvalgets anbefaling – utvidet tilknytningsplikt | 118 | 10.7 | Tidsbruk i konsesjonsprosessen ... | 135 |
| 8.7 | Planrollen | 119 | 10.7.1 | NVEs konsesjonsbehandling | 135 |
| 8.7.1 | Anvise punkt i nettet | 119 | 10.7.2 | Olje- og energidepartementets rolle i konsesjonsbehandlingen ... | 137 |
| 8.7.2 | Utvalgets vurderinger | 120 | 10.7.3 | Miljø-, transport- og anleggsplaner (MTA-planer) | 138 |
| 8.8 | Utvalgets anbefalinger – planrolle | 120 | 10.8 | Ulike faktorer påvirker tidsbruken i konsesjonsbehandlingen | 138 |
| 8.9 | Utvide dispensasjonsadgangen for forbruk | 121 | 10.8.1 | Tiltakshavers ansvar | 138 |
| 8.10 | Utvalgets anbefaling – dispensasjon | 121 | 10.8.2 | Konsesjonsmyndighetenes ansvar | 139 |
| 8.11 | Oppsummering av utvalgets anbefalinger | 122 | 10.8.3 | Andre faktorer | 139 |
| 9 | Juridisk rammeverk | 124 | 10.8.4 | Dagens situasjon – kø hos NVE ... | 140 |
| 9.1 | Formålet med regelverket | 124 | 10.9 | Oppsummering | 141 |
| 9.2 | Energiloven | 124 | 11 | Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring | 142 |
| 9.3 | Forskrifter til energiloven | 124 | 11.1 | Innledning | 142 |
| 9.3.1 | Energilovforskriften | 124 | 11.2 | Bakgrunn og mål med ordningen | 142 |
| 9.3.2 | Andre relevante forskrifter under energiloven | 125 | 11.3 | Krav til innhold i KVVU og ekstern kvalitetssikring | 143 |
| 9.4 | Ekspropriasjonsloven | 125 | 11.3.1 | Samfunnsøkonomisk analyse | 144 |
| 9.5 | Plan- og bygningsloven og konsekvensutredningsforskriften | 125 | 11.4 | Departementets uttalelse | 145 |
| 9.6 | Forvaltningsloven | 126 | 11.5 | Erfaringer med KVVU-ordningen ... | 146 |
| 9.7 | Offentlighetsloven | 126 | 11.5.1 | Hensikten | 146 |
| 9.8 | Naturmangfoldloven | 126 | 11.5.2 | Prinsipielle spørsmål | 147 |
| 9.9 | Annet relevant regelverk | 126 | 11.6 | Tilsvarende ordninger i andre sektorer | 148 |
| 10 | Konsesjonsprosessen | 128 | 11.6.1 | Statens prosjektmodell | 148 |
| 10.1 | Innledning | 128 | 11.6.2 | KVVU-ordningen og statens prosjektmodell | 149 |
| 10.2 | Konsesjonstyper | 128 | 11.6.3 | Evalueringer av statens prosjektmodell | 149 |
| 10.2.1 | Anleggskonsesjon | 128 | 11.6.4 | Gjennomgang av ordninger med ekstern kvalitetssikring | 150 |
| 10.2.2 | Områdekonsesjon | 129 | 11.7 | Innspill til utvalget | 151 |
| | | | 11.7.1 | Ekstern rapport | 151 |

| | | | | | |
|-----------|---|------------|-----------|---|------------|
| 11.8 | Utvalgets vurderinger | 152 | 13.5.6 | Krav til konsesjons- og ekspropriasjonssøknader | 175 |
| 11.8.1 | KVU-ordningen bør i hovedtrekk beholdes | 152 | 13.5.7 | Unngå dobbeltbehandling | 176 |
| 11.8.2 | KVU-ordningen og områdeplaner | 153 | 13.6 | Mer effektive prosesser | 177 |
| 11.8.3 | Veileder | 153 | 13.6.1 | Parallelle prosesser | 177 |
| 11.8.4 | NVEs rolle | 154 | 13.6.2 | Tidsfrister for konsesjonsbehandling | 179 |
| 11.8.5 | Ekstern kvalitetssikring | 154 | 13.6.3 | Betinget anleggskonsesjon | 180 |
| 11.8.6 | Frist for departementets uttalelse og evaluering | 155 | 13.6.4 | Retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning | 182 |
| 11.8.7 | Høring | 155 | 13.6.5 | Vedtaksmyndighet i store saker ... | 185 |
| 11.9 | Oppsummering av utvalgets anbefalinger | 156 | 13.6.6 | Overlate deler av ansvaret for behandlingen til kommunene eller miljømyndighetene | 186 |
| 12 | Innspill og utredninger om tiltak som kan redusere tidsbruk | 157 | 13.7 | Tiltak som bidrar til gevinster av andre anbefalte tiltak | 188 |
| 12.1 | Innledning | 157 | 13.7.1 | Økte ressurser til konsesjonsmyndighetene | 188 |
| 12.2 | NVEs tiltak for å effektivisere konsesjonsbehandlingen innenfor gjeldende regelverk | 157 | 13.7.2 | Ressurser hos nettselskapene og enklere prosjektmodeller | 189 |
| 12.3 | Innspill fra nettselskaper og andre aktører | 158 | 13.7.3 | Digital støtte til konsesjonsprosessen | 189 |
| 12.3.1 | Statnetts innspill | 159 | 13.7.4 | Interne styringssystemer | 190 |
| 12.3.2 | Ekstern rapport bestilt av Energi Norge | 159 | 13.8 | Andre tiltak | 190 |
| 12.4 | Eksterne utredninger bestilt av utvalget | 160 | 13.8.1 | Prioritering av konsesjonssaker ... | 190 |
| 12.4.1 | Prosessanalyse: Utvikling av strømmettanlegg | 160 | 13.9 | Tiltakenes antatte reduksjon i tidsbruken | 191 |
| 12.4.2 | Kartlegging av konsesjonsprosesser i utvalgte land | 162 | 13.10 | Oppsummering av utvalgets anbefaling | 193 |
| 12.4.3 | Kabel som alternativ til luftledning | 164 | 13.10.1 | Anbefalte tiltak til tiltakshavere ... | 193 |
| 12.5 | Oppsummering | 165 | 13.10.2 | Anbefalte tiltak til konsesjonsmyndighetene | 194 |
| 13 | Utvalgets vurdering av tiltak for å redusere ledetiden | 166 | 13.10.3 | Andre nødvendige tiltak | 194 |
| 13.1 | Innledning | 166 | 13.11 | Virkning av utvalgets anbefalinger | 194 |
| 13.2 | Forskjeller i ledetid | 166 | 14 | Økonomiske og administrative konsekvenser | 196 |
| 13.3 | Verdien av demokratiske prosesser og godt kunnskapsgrunnlag | 167 | 14.1 | Digital samhandling i kraftbransjen | 196 |
| 13.4 | Tidlig involvering og grundig forarbeid | 168 | 14.2 | Tiltak for å redusere tiden det tar å konsesjonsbehandle nye nettanlegg | 196 |
| 13.5 | Reduserte krav til prosess | 169 | 14.2.1 | Konsesjonsprosessen | 196 |
| 13.5.1 | Fjerne krav om melding for regionalnettanlegg | 169 | 14.2.2 | Tiltak for ordningen med konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring | 197 |
| 13.5.2 | Unngå krav om tilleggsutredninger etter at konsesjons-søknad er sendt | 170 | 14.3 | Tiltak for samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet | 197 |
| 13.5.3 | Forenklete prosesser ved enkle tiltak og fornyelser av anlegg | 171 | 14.3.1 | Foreslåtte forbedringer av prissignaler | 197 |
| 13.5.4 | Øke spenningsgrensen for områdekonsesjon | 172 | 14.3.2 | Tiltak som gir bedre utnyttelse av dagens nett | 198 |
| 13.5.5 | Rammekonsesjon | 173 | 14.3.3 | Tiltak for bedre nettutredningsprosesser | 198 |

| | | | | | |
|-----------|--|-----|--------|---|-----|
| 14.3.4 | Samfunnsøkonomisk lønnsom nettvikling | 198 | 15.4.1 | Energiloven | 201 |
| 14.4 | Tiltak for bedre tilknytningsprosess | 199 | 15.4.2 | NEM-forskriften | 201 |
| 14.4.1 | Tilknytningsprosessen | 199 | 15.4.3 | Forskrift om ekstern kvalitetssikring | 201 |
| 14.4.2 | Utvidet tilknytningsplikt, planrolle og dispensasjon | 199 | | Referanseliste | 202 |
| 14.5 | Samlet vurdering | 199 | | Vedlegg | |
| 15 | Lov- og forskriftsforslag | 200 | 1 | Teoretisk grunnlag for en samfunnsmessig rasjonell nettdrift og nettvikling | 206 |
| 15.1 | Energiloven | 200 | 2 | Utvalgets forslag til retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning | 214 |
| 15.2 | NEM-forskriften | 200 | | | |
| 15.3 | Forskrift om ekstern kvalitetssikring | 201 | | | |
| 15.4 | Merknader til bestemmelsene | 201 | | | |

Digitale vedlegg:

| | |
|---|--|
| 1 | Oslo Economics (2022): <i>Konsesjonsprosesser i utvalgte land</i> . OE-rapport 2022_9 |
| 2 | Oslo Economics (2022): <i>Prosessanalyse: Utvikling av strømnettanlegg</i> . OE-rapport 2022_19 |
| 3 | Oslo Economics (2022): <i>Utredning av prissignaler for effektiv utnyttelse og utvikling av strømmettet</i> . OE-rapport 2022_17 |
| 4 | Oslo Economics (2022): <i>Kabel som alternativ til luftledning</i> . OE-rapport 2022_8 |

Kapittel 1

Mandat og arbeidet i utvalget

1.1 Mandat

Solberg-regjeringen oppnevnte 11. juni 2021 et offentlig utvalg som skal vurdere utviklingen av strømmettet. Utvalget ble gitt følgende mandat:

«Utvalget skal legge til grunn at strømmettet fortsatt skal utvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte i tråd med energilovens formål. Utvalgets mandat er knyttet til tre overordnede tema:

1. Tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg

Utvalget skal foreslå tiltak for å redusere tiden det tar å planlegge og konsesjonsbehandle nettanlegg. Hensynet til effektivitet må balanseres mot hensynet til et tilstrekkelig godt kunnskapsgrunnlag, gode miljøutredninger, samt god forankring og involvering av berørte interesser. Planleggings- og konsesjonsprosessen for nettprosjekter må involvere og høre lokalbefolkning og interessegrupper, og de må gis anledning til å gi innspill i de ulike fasene i prosjektet. Utvalget skal utrede om og hvordan konsesjonsprosessen for oppgradering av eksisterende anlegg eller etablering av nye anlegg kan forenkles, herunder om deler av konsesjonsbehandlingen og planleggingen kan gjennomføres parallelt og om detaljeringsgraden kan reduseres. Arbeidet ses bl.a. i lys av arbeid som gjøres i Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Videre skal utvalget vurdere om ordningen med konseptvalgtutredning og ekstern kvalitetssikring for nye store kraftledningsanlegg har fungert etter hensikten, og om det finnes muligheter for å redusere ledetiden for slike anlegg som samtidig ivaretar målene om tidlig politisk involvering, et faglig godt beslutningsgrunnlag og hensynet til berørte interesser.

2. Prinsipper for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet i en tid med stor usikkerhet ved forbruksutviklingen

Det er krevende å sørge for en effektiv utvikling av strømmettet, blant annet som følge av usikkerhet ved fremtidig forbruksutvikling. På den ene siden risikerer man å overinvestere i strømmettet, noe som vil medføre unødige naturinngrep og økt nettleie for husholdninger og bedrifter. På den annen side vil for lite eller for sene investeringer i strømmettet begrense muligheten for lønnsom elektrifisering og industriutvikling. For å ivareta en samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av strømmettet, må insentivene være riktige. Utvalget bes vurdere mer generelt og på overordnet nivå om dagens prissignaler gir riktige insentiver for en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet.

Utvalget skal se på hvordan den store usikkerheten knyttet til fremtidig forbruksutvikling kan håndteres i nettselskapenes nettplanlegging, for å sikre en mest mulig samfunnsøkonomisk riktig utvikling av overføringsnettet. Utvalget skal også utrede brukerbetalning for reservasjon av nettkapasitet for nye og eksisterende kunder, og foreslå hvordan en slik betaling kan utformes.

3. Mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt

Utvalget skal vurdere om det er hensiktsmessig å innføre kriterier for hvordan Statnett og nettselskapene kan prioritere nye tilknytninger i tilfeller der det oppstår kø av aktører som ønsker nettilknytning, og eventuelt foreslå slike kriterier. Kriteriene må være robuste over tid, objektive og transparente, og kunne anvendes i praksis av nettselskapene og i behandlingen av eventuelle klager på tilknytningsplikten.

Statnett har i brev av 5. mars 2021 pekt på at det er hensiktsmessig at nettselskapene blir tydeligere i sin planrolle, der nettselskapene i større grad peker på det mest rasjonelle stedet for nettilknytning selv om det medfører økte kostnader for kunden. Utvalget skal vurdere Statnetts forslag og innenfor hvilke rammer en slik rolle eventuelt bør utøves.

Utvalget skal utrede om adgangen til å dispensere fra tilknytningsplikten for forbruk kan og bør utvides, og hvilke kriterier som kan legges til grunn for eventuell dispensasjon.

Utvalget bes videre vurdere om og hvordan utvidet tilknytningsplikt kan innføres, herunder hvem som bør ha en slik plikt og hvilke omfordelingsvirkninger en slik utvidelse vil gi, jf. bl.a. Reiten-utvalgets forslag om utvidet tilknytningsplikt. Utvalget bør også vurdere hvordan deres anbefalinger vil virke inn på behovet for utredningsansvarlige selskaper i regionalnettet slik at planleggingsprosessen blir effektiv og, av så god kvalitet som mulig.

Generelle føringer

Dersom det er relevant for de ulike tiltakene/forslagene, kan utvalget komme med konkrete forslag til endringer i regelverk. Konkrete endringsforslag må være i tråd med Norges EØS-rettslige og internasjonale forpliktelser.

Utvalget skal se hen til pågående utredningsarbeid i NVE og NVE v/ Reguleringsmyndigheten for energi (RME) om tilgrensende tema.

Utvalget skal følge kravene i utredningsinstruksen. Der det er relevant, skal utvalget konkretisere eventuelle forslag/tiltak. Økonomiske og administrative konsekvenser av tiltakene og virkemidlene som foreslås må synliggjøres. Utredningen skal baseres på tilgjengelig og oppdatert forskning og kunnskap på feltet.

Utvalget skal legge til rette for innspill fra relevante kompetansemiljøer og private og offentlige aktører.

Utvalget skal levere sin samlede utredning i form av en NOU innen 15. juni 2022.»

1.2 Utvalgets sammensetning

Det offentlige utvalget har hatt følgende sammensetning:

- Nils Kristian Nakstad, administrerende direktør, Trondheim (utvalgsleder)

- Mette Helene Bjørndal, professor, Alver
- Torstein Arne Bye, spesialrådgiver, Oslo
- Grethe Hindersland, Country Manager, Farsund
- Tord André Lien, regiondirektør, Ranheim
- Silje Ask Lundberg, miljøverner, Oslo
- Jens Furuseth Naas-Bibow, advokat, Stor-Elvdal
- Mahi Manus Labråten Pandey, Head Advisor, Oslo
- Eirin Kristin Sund, regionleder, Time
- Tore Morten Wetterhus, konserndirektør, Drammen

Ved e-post av 15. oktober 2021 trakk Maria Schumacher Walberg seg som utvalgsmedlem, fordi hun tiltrådte som statssekretær i Arbeids- og sosialdepartementet. Den 16. november 2021 ble Eirin Kristin Sund oppnevnt som nytt utvalgsmedlem i Strømnettutvalget.

Utvalgets sekretariat har bestått av følgende personer:

- seniorrådgiver Siri Aspevik Bosheim (sekretariatsleder), Olje- og energidepartementet
- seniorrådgiver Helle Boman Andresen, Klima- og miljødepartementet
- overingeniør Eirik Eggum, Reguleringsmyndigheten for energi
- fagsjef Amanda Haugland, Finansdepartementet
- senioringeniør Sigrun Kavli Mindeberg, Norges vassdrags- og energidirektorat
- seniorrådgiver Tanja Midtsian, Norges vassdrags- og energidirektorat
- seniorrådgiver Gro Caroline Sjølie, Olje- og energidepartementet

1.3 Utvalgets arbeid

Utvalget har arbeidet bredt og gjennomført en rekke utvalgsmøter. Utvalget har bestilt og motatt flere utredninger og fått en rekke innspill fra flere aktører, inkludert gjennomføring av to møter med referansegruppen.

1.3.1 Møter

Utvalget har i perioden 24. juni 2021 til 3. mai 2022 avholdt 19 møtedager. De fleste har vært gjennomført som todagersmøter. Juni, august, desember og januar-møtene ble gjennomført digitalt på grunn av pandemien. Utvalget har også fått presentasjoner fra en rekke aktører på flere av utvalgsmøtene. På utvalgsmøtet 22. september

2021 holdt Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), inkludert RME, innlegg for utvalget om deres betraktninger til utvalgets mandat og pågående relevant arbeid i NVE. I tillegg holdt NVE en presentasjon om områdekonsesjoner. Den 26. og 27. oktober 2021 besøkte utvalget Sandnesområdet for å se på den nye 420 kV kraftledningen mellom Lysebotn og Fagrafjell, og Fagrafjell transformatorstasjon som Statnett SF har under bygging. Det ble under denne studieturen avholdt møter med Stavanger og Sandnes kommuner, Rogaland fylkeskommune, Lyse Elnett og Statnett. På utvalgsmøtet 17. november 2021 holdt Finansdepartementet innlegg om samfunnsøkonomisk analyse og Statnett holdt innlegg om sitt arbeid med samfunnsøkonomisk analyse. På møtet 18. november 2021 holdt RME innlegg for utvalget om anleggsbidrag. På utvalgsmøtet 15. desember 2021 presenterte Oslo Economics sine foreløpige funn for utvalget knyttet til utredningen om konsesjonsprosessene i andre land, samt om retningslinjer for kabling. Oslo Economics presenterte også sine foreløpige funn i utredningen om prissignaler generelt og prising av kapasitet. I tillegg presenterte NVE konklusjoner fra deres arbeid med å vurdere tiltak innenfor dagens regelverk for å redusere tiden det tar å konsesjonsbehandle nettanlegg. På møtet den 12. januar 2022 presenterte Oslo Economics sine foreløpige funn knyttet til utredningen om prosessanalyse av nettutviklingsprosessen. På utvalgsmøtet den 21. april 2022 holdt Endre Bjørndal fra Norges handelshøyskole (NHH) og RME innlegg om inntektsreguleringen.

I tillegg har deler av utvalget hatt digitale møter med Centre for Intelligent Electricity Distribution (CINELDI) den 15. november 2021 og Norwegian Centre for Energy Transition Strategies (FME NTRANS) 18. februar 2022. Det har også vært avholdt et digitalt møte den 2. februar 2022 med NVE og RME om prosjektene digital samhandling og digital KSU. Det var også et fysisk møte med Energi Norge 27. april 2022.

1.3.2 Utredninger

Utvalget har fått gjennomført fire utredninger. Det er Oslo Economics i samarbeid med Sweco som har gjennomført utredningene. Den første utredningen var å lage et oppdatert underlag slik at utvalget kan vurdere om det er behov for endringer i gjeldende retningslinjer for kabling av kraftledninger. Den andre utredningen var å lage en oversikt over konsesjonsprosessene i utvalgte land (Sverige, Danmark, Finland og Storbritannia). Den tredje utredningen var en prosessanalyse med mål

om å få presentert konkrete forslag som kan redusere ledetiden for nettanlegg. Den fjerde utredningen handlet om prissignaler til brukerne av strømmettet på generelt grunnlag, samt prising av beslaglagt og reservert kapasitet i strømmettet. Disse fire utredningene ligger som digitale vedlegg.

1.3.3 Referansegruppen

Referansegruppen ble utnevnt av Olje- og energidepartementet og har bestått av følgende organisasjoner og selskaper:

- Arva
- BKK Nett AS
- Den Norske Turistforening
- DistriktsEnergi
- EL & IT Forbundet
- Energi Norge
- Forbrukerrådet
- IKT Norge
- KS – Kommunesektorens organisasjon
- Landssammenslutninga av norske vindkraftkommuner (LNVK)
- Miljøstiftelsen Bellona
- Naturressurskommunene
- Naturvernforbundet
- Nelfo
- Nord Pool AS
- Nordhordland Næringslag
- Norges Bondelag
- Norges Skogeierforbund
- Norsk Industri
- Norsk olje og gass
- Norske reindriftssamers landsforbund
- Norwea
- Samfunnsbedriftene
- Statnett SF
- Svorka Nett AS (nå S-nett)
- WWF-Norge
- Zero Emission Resource Organisation (ZERO)

Utvalget har hatt to fysiske møter med referansegruppen, og et digitalt møte der medlemmene i referansegruppa presenterte sine innspill til utvalgets mandat. På møtene ble ulike problemstillinger og spørsmål diskutert, og innspill fra referansegruppen har vært nyttig for utvalgets arbeid. Mange av de skriftlige innspillene er også fra referansegruppens medlemmer.

1.3.4 Innspill til utvalget

Utvalget hadde den 24. november 2021 en digital åpen dag, hvor 33 av 73 påmeldte aktører holdt innlegg. Utvalget har i tillegg mottatt om lag 60

skriftlige innspill. Innspillene, og informasjonen i dem, har vært nyttig for diskusjoner og vurderinger i utvalget. Noen steder i teksten er det konkretisert hvilken aktør som har spilt inn et spesifikt forslag, men de fleste innspill er slått sammen og er omtalt generelt som «utvalget har fått innspill om». Alle skriftlige innspill er tilgjengelige på utvalgets nettsted.¹ Følgende aktører har gitt skriftlige innspill til utvalget:

Agder Energi Nett
 Agder fylkeskommune
 Avinor, Forus Næringspark, Stavangerregionen
 havn
 Bergen Næringsråd
 Borregaard AS
 BKK Nett
 Dalane Energi
 Distriktsenergi
 Energiparken CCB Energy Holding
 Energi Norge
 Eviny AS
 Equinor
 Felles innspill til Strømnettutvalget fra 12 av
 Norges største nettselskap
 Fredrikstad kommune
 Hardanger Industri
 Haugaland Næringspark
 Heimdal Power
 Indre Østfold kommune
 IndustriEl AS
 IKT Norge
 Invest in Bergen
 Kommunene Sauda, Suldal og Ullensvang, Sauda
 Vekst, Suldal Næringsforening og Hardanger
 Industri
 Klimavenner for kjernekraft
 Kraftfylka
 KS
 Lede AS
 Leif Gunnar Liland
 Multiconsult
 Naturressurskommunene og LNVK
 Naturvernforbundet
 Nelfo
 New Kaupang
 Norske Reindriftsamers Landsforbund
 NODES
 Norflex
 Norwea
 Nord Pool EMCO
 Nordland fylkeskommune
 Norges Bondelag
 Norsk Hydrogenforum

Norsk Industri
 Norges vassdrags- og energidirektorat
 Næringsforeningene i Trøndelag og Nordmøre
 Odfjell Oceanwind
 Ola Mørkved Rinnan
 Region Kristiansand
 Rogaland fylkeskommune
 S-Nett
 Salfjord
 Samfunnsbedriftene
 Sjømatklyngen Senja
 Smartgridsenteret
 Småkraftforeninga
 Solenergiklyngen
 Statkraft
 Statnett
 Stavanger kommune
 Storbyforeningene
 Teknisk gruppe i Etne
 Tesla
 Trondheim kommune
 Turistforeningen
 Vest-Telemarkrådet
 Vestland fylkeskommune
 ZERO
 Aabø Powerconsulting

1.4 Avgrensning av arbeidet

Mandatet slår fast at utvalget skal se på tre overordnede tema. Det er tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg, prinsipper for å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet i en tid med stor usikkerhet ved forbruksutviklingen, og mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt. Strømnettutvalget skal legge til grunn at strømmettet fortsatt skal utvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte, i tråd med energilovens formål.

Utvalget har avgrenset arbeidet til de tre hovedtemaene. Det er i hovedsak fokusert på behovet for nettutvikling forbundet med forbruk. Mange av problemstillingene og forslagene vil også være relevante for kraftproduksjon. Utvalget har i liten grad sett på virkningene av og for kraftprisen, og etterspørsel etter ny kraftproduksjon. Videre har utvalget i hovedsak avgrenset problemstillingene til de høyeste nettnivåene, altså regional- og transmissjonsnett. Bakgrunnen for dette er at utfordringene knyttet til ulik ledetid for nettanlegg og nettkunde er større på disse nettnivåene. På distribusjonsnettsnivå er denne utfordringen mindre. Utvalget viser også til det pågående arbeidet i Energikommisjonen.

¹ www.stromnettutvalget.no

1.5 Oversikt over kapitlene i rapporten

Utvalgets utredning består av 15 kapitler, samt to vedlegg. Utredningen har også tre digitale vedlegg med rapportene som er utarbeidet av Oslo Economics. Nedenfor følger en oversikt over hvilke hovedtema de ulike kapitlene dekker. I tillegg har kapitlene beskrivelser av innspill og anbefalinger.

Kapittel 1 består av mandat og arbeidet i utvalget, utvalgets sammensetning og avgrensing av arbeidet. Kapittel 2 består av sammendrag og oppsummering av utvalgets anbefalinger. I kapittel 3 gis en beskrivelse av strømmettet i Norge. Dette inkluderer beskrivelser av hvordan strømmettet er organisert, en omtale av hva elektrisk energi og elektrisk effekt er, og noen beskrivelser av historiske og fremtidige investeringer i strømmettet.

Kapittel 4 handler om tariffer og innteksregulering, inkludert regulering av nettselskap, prissignaler og nettselskapenes insentiver. Kapittel 5 omhandler nettplanlegging og usikkerhet rundt framtidig strømforbruk, inkludert dagens rammer for nettplanlegging, forventninger til framtidig strømforbruk, optimal utnyttelse av kapasitet i eksisterende nett, alternativer til nettutbygging og planlagte endringer i rammer for nettplanlegging. Kapittel 6 omhandler ulike problemstillinger knyttet til en samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling. Viktigheten av samfunnsøkonomiske analyser for å gi et godt beslutningsgrunnlag påpekes. Kost-nyttevurderingene er sentrale, og eksempler på prissatte og ikke-prissatte virkninger omtales.

Kapittel 7 omhandler tilknytningsprosessen, inkludert nettselskapenes plikter og utfordringer med tilknytningsprosessen. Kapittel 8 omhandler utvidet tilknytningsplikt, planrolle og dispensa-

sjon fra tilknytningsplikten, inkludert at bygging og drift av nett er et naturlig monopol, bakgrunnen for å vurdere utvidet tilknytningsplikt og konsekvenser av dagens tilknytningsplikt.

Kapittel 9 består av det juridiske rammeverket, inkludert lover og forskrifter som er relevante for konsesjonsbehandling av nettanlegg. Kapittel 10 handler om konsesjonsprosessen for nettanlegg, inkludert konsesjonstyper, rammer for konsesjonsbehandling- og vedtak, krav til utredninger og involvering av berørte interesser i konsesjonsprosessen, ulike typer saker og tidsbruk. Kapittel 11 omhandler ordningen med konseptvalg-utredning og ekstern kvalitetssikring for nye store kraftledningsanlegg, inkludert bakgrunn og mål, kravene til innhold, erfaringer og tilsvarende ordninger i andre sektorer.

Kapittel 12 omhandler innspill og utredninger om tiltak som kan redusere tidsbruken, inkludert NVEs tiltak for å effektivisere konsesjonsbehandlingen innenfor gjeldende regelverk, mens kapittel 13 tar for seg utvalgets vurderinger av tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nye nettanlegg. Dette inkluderer verdien av demokratiske prosesser og godt kunnskapsgrunnlag, økte ressurser til konsesjonsmyndighetene, tidlig involvering og grundig forarbeid, parallelle prosesser, tidsfrister, digitalisering, interne styringssystemer, retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning, og andre tiltak.

Kapittel 14 omhandler økonomiske og administrative konsekvenser av utvalgets anbefalinger, og kapittel 15 omhandler utvalgets forslag til lov- og forskriftsendringer med merknader.

Vedlegg 1 handler om en samfunnsmessig rasjonell nettdrift og nettutvikling, og vedlegg 2 beskriver utvalgets forslag til retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning.

Kapittel 2

Utvalgets anbefalte tiltak

I dette kapitlet gis det en oppsummering av problembeskrivelsene utvalget har lagt til grunn for sitt arbeid, og utvalgets anbefalinger til tiltak for å løse oppgavene i mandatet.

2.1 Bakgrunn

I kongelig resolusjon av 11. juni 2021 om oppnevning av utvalget, omtales følgende i bakgrunnen:

«Kraftforsyningsikkerhet, elektrifisering, næringsutvikling og utbygging av ny kraftproduksjon er avhengig av et godt utbygget strømmnett og god fremdrift i nettutviklingen. Elektrifisering er et sentralt tiltak for å nå våre klimamål ved at fossile brensler erstattes med elektrisk kraft og er nødvendig for å oppfylle Klima-planen for 2030 (Meld. St. 13) og målene om reduserte klimagassutslipp og omstilling til et lavutslippssamfunn i 2050.

Samtidig innebærer nye kraftledninger ofte omfattende og inngripende tiltak som kan være omstridte og konfliktfylte. Virkningene for bl.a. naturmangfold, landskap, friluftsliv, lokalsamfunn og reindrift medfører behov for grundig saksbehandling med tett involvering både lokalt, regionalt og sentralt. I tillegg innebærer investeringer i strømmettet betydelige kostnader som brukerne av nettet må betale.

Både nettselskapene og energimyndighetene opplever stor pågang fra aktører som ønsker rask tilknytning til nettet. Utgangspunktet er gjerne planer om næringsutvikling og verdiskaping basert på bruk av fornybar energi. Samtidig tar det tid å utvikle, konsesjonsbehandle og gjennomføre investeringer for å øke kapasiteten i strømmettet. Det er behov for å utrede om systemet for nettutvikling er godt nok tilpasset dagens virkelighetsbilde, med stor pågang av mange aktører som ønsker å etablere seg raskt og med stort kraftforbruk.»

Utvalget har lagt til grunn at strømmettet fortsatt skal utvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte i tråd med energilovens formål. Utvalgets mandat er knyttet til 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 strømmettet i en tid med stor usikkerhet om forbruksutviklingen
3. mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt.

2.2 De viktigste anbefalingene

Utvalget har lagt til grunn at de viktigste problemstillingene er at det tar lang tid å utvikle og konsesjonsbehandle nye store nettanlegg, at den framskrevne forbruksutviklingen framstår som både stor og svært usikker, og at tilknytningsprosessen er uforutsigbar og for lite standardisert. Dette er komplekse problemstillinger som griper inn i hverandre. På samme måte virker utvalgets forslag til tiltak også sammen.

Gjeldende rammeverk har tjent oss godt og lagt grunnlaget for et velfungerende energisystem basert på fornybar kraft. I lys av dagens situasjon og framtidens økte grad av elektrifisering, ser utvalget likevel et stort forbedringspotensial.

De fleste tiltakene innebærer en videreutvikling av dagens rammeverk, men det er også noen forslag til endringer i rammeverket. Selv om de fleste av tiltakene kan gjennomføres innenfor dagens rammer, krever de betydelig innsats, prioritering og ressurser fra alle involverte aktører for å få til reduksjoner i ledetid og bedre prosesser. Dette innebærer at nettselskap, myndigheter og nettkunder må ha et kontinuerlig fokus på forbedring i prosessene.

Flere aktører har allerede tatt grep. Utvalget vil i denne sammenheng vise til at det pågår mye positivt arbeid på flere av disse områdene, og støtter mange av de pågående initiativer fra bransjen og regulerings- og konsesjonsmyndighetene. Til-

svarende vil utvalget også vise til at det pågår mye positivt arbeid utenfor kraftbransjen, som blant annet i forskningsmiljøer, interesseorganisasjoner, og næringsorganisasjoner som også bidrar til bedre prosesser, informasjonsdeling og løsninger for å redusere behovet for nytt nett mv. Utvalget støtter mye av dette arbeidet.

2.2.1 Effekt av utvalgets tiltak: Redusert ledetid, bedre utnyttelse og utvikling av nettet og bedre prosess

Utvalget vil trekke fram tre viktige virkninger av tiltakene som anbefales, som sammen bidrar til et betydelig løft for nettutviklingen i Norge.

For det første vil utvalgets anbefalinger kunne bidra til vesentlig redusert ledetid¹, særlig for større nettanlegg. Dette skjer blant annet gjennom forslag om frister og framdriftsplaner, tidligere og bedre utredninger og mer bruk av parallelle prosesser. Et viktig budskap er at det er både mulig og nødvendig å forbedre prosessene og redusere den samlede ledetiden for store nettanlegg *uten* at det går på bekostning av hensynet til kvalitet eller involvering av berørte aktører. Tvert imot er et sentralt forslag at *bedre og tidligere* involvering av berørte aktører kan bidra til å redusere den samlede ledetiden.

For det andre vil utvalgets anbefalinger kunne bidra til bedre utnyttelse av dagens nett og en mer samfunnsmessig rasjonell nettutvikling. Utvalget foreslår en rekke tiltak for å forbedre prosessen knyttet til utvikling av nytt nett. Flere av disse tiltakene, som for eksempel bedre prissignaler og økt digital samhandlingsevne, vil også kunne bidra til økt utnyttelse av eksisterende nett.

For det tredje vil en mer standardisert og transparent tilknytningsprosess, med mer informasjonsdeling enn i dag, redusere behov for prioritering av køen. Dette, sammen med utvalgets anbefalinger om bedre prissignaler, og tidligere og bedre utredningsprosesser, vil kunne bidra til å redusere usikkerheten både for nettkundene som ønsker tilknytning og nettselskapene som utreder, konsesjonssøker og bygger nettanlegg. Det vil bidra til å avdekke den faktiske etterspørselen etter nett i større grad enn i dag.

Utvalgets viktigste anbefalinger er kort oppsummert i boks 2.1.

2.3 Problembeskrivelse

Siden 2018–2019 har det vært en økning i etterspørsel etter nett, og det forventes videre økt etterspørsel etter nett framover. Dette skjer blant annet som følge av omstilling til lavutslipps-samfunnet og økt elektrifisering, samt etableringer av ny kraftkrevende industri. Etterspørselsøkningen har kommet svært raskt.

Samtidig tar det lang tid å utvikle, konsesjonsbehandle og bygge nettanlegg, og dette tar ofte lengre tid enn å etablere nytt forbruk. I tillegg er det ofte konfliktfylt å bygge ut store nettanlegg. Videre er det stor usikkerhet i hvor og når etableringer av nytt forbruk kommer, og hvor stor etterspørselen etter nett blir. Dette påvirker nettselskapenes nettplanlegging. Det er også potensial for å utnytte eksisterende nett mer effektivt. Riktige priser er viktig for en samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Det er viktig at det er de samfunnsøkonomisk lønnsomme nettinvesteringene som gjennomføres, både for å unngå unødig store, irreversible naturinngrep og for å begrense kostnadene for brukerne av nettet.

2.3.1 Strømnettutvikling tar ofte lang tid

Tiden det tar å utrede, prosjektere, konsesjonsbehandle og bygge nett varierer, men det tar som regel lengst tid for de største anleggene (transmisjonsnett). Variasjonen i tid er ofte knyttet til blant annet tiltakets kompleksitet med hensyn til størrelse, utstrekning, virkninger for natur og miljø, og antallet berørte aktører, som for eksempel grunneiere og interessegrupper. Utviklingen av tiltak på forbrukssiden tar kortere tid enn utviklingen av store nettanlegg. På distribusjonsnettnivå og for mindre tiltak i regionalnettet er det i større grad samsvar i tidsbruken mellom nett- og forbruksanlegg.

Forskjeller i ledetid mellom store nettanlegg og forbruksprosjektene som ønsker tilgang til nettet, er en utfordring. Er denne forskjellen i tid stor og/eller usikker, vil det i ytterste fall kunne hindre etablering av verdiskapende virksomhet og elektrifisering av samfunnet. Lang tidsbruk gir ikke i seg selv bedre prosesser.

Det er flere grunner til at det i dag kan ta lang tid, og i flere tilfeller unødvendig lang tid, fra et behov for et nettanlegg oppstår til det er satt i drift. En generell utfordring i kraftbransjen er at mye av informasjonsutvekslingen skjer ved hjelp av pdf-dokumenter, e-post og telefon. Dette gir liten mulighet for gjenbruk av data, mange manuelle og lite effektive prosesser og lite kontroll på

¹ Med ledetid menes den samlede tiden fra utredning, til konsesjonsbehandling og bygging.

Boks 2.1 De viktigste anbefalingene

Utvalgets anbefalinger for å løse utfordringene med ledetid, usikkerhet og lite standardisert tilknytningsprosess henger sammen, og flere av tiltakene vil ha virkning på flere, eller alle, utfordringene.

Et viktig eksempel på dette er digitalisering. I dag bærer mye av arbeidet og prosessene som foregår både hos nettselskap og konsesjonsmyndigheter preg av manglende digitalisering. Omlegging, strukturering og digitalisering av informasjonsutveksling i arbeidet med tilknytningsprosess, kraftsystemutredninger, konsesjonsbehandling mv. vil kunne bidra til å løse de tre hovedproblemstillingene som ligger i utvalgets mandat.

For å *reducere tidsbruken* i nettutviklingen er det flere anbefalinger i tillegg til digitalisering og forbedring i tilknytningsprosessen som er viktig. Dette er omtalt i kapittel 2.5.2 og gjelder særlig:

- Innføring av frister og framdriftsplaner
- Bedre og tidligere involvering og utredninger, og mer parallelle prosesser
- Bedre forarbeid og forbedring av søknader gir grunnlag for mer bruk av «fast track» for mindre saker
- Bruk av betingede anleggskonsesjoner
- Økte ressurser til konsesjonsmyndighetene.

For å ivareta en *samfunnsøkonomisk utvikling* av nettet i en tid med stor usikkerhet er det flere anbefalinger som er viktige. Dette er omtalt i kapittel 2.5.3 og gjelder særlig:

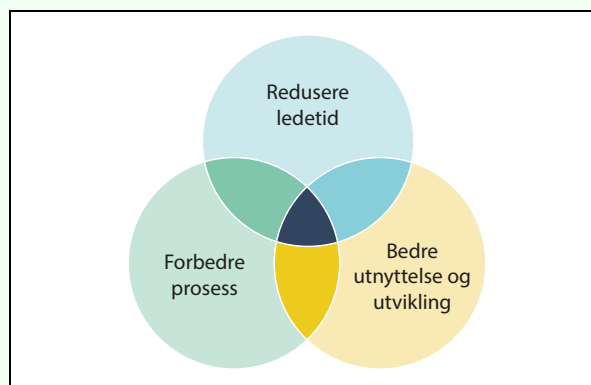
- Bedre prissignaler for eksisterende nett gjennom innføring av abonnert effekt i regional- og transmisjonsnett¹
- Bedre prissignaler for nye nettinvesteringer gjennom tidligere forpliktende tilbud om anleggsbidrag
- At nettselskapene gis kostnadsdekning for tidlig utredning
- Bedre utnyttelse av dagens nett gjennom vurdering av driftspolicy, tilknytning med vilkår,

digital samhandlingsevne, energieffektivisering og bedre utnyttelse av fleksibilitetsressurser

- Utarbeidelse av en sektorveileder for samfunnsøkonomisk analyse av nettanlegg

For å *forbedre tilknytningsprosessen* er det flere anbefalinger som er viktige. Dette er omtalt i kapittel 2.5.4 og gjelder særlig:

- Mer standardisert tilknytningsprosess, bedre informasjon til aktører og kart over ledig kapasitet
- Kriterier for vurdering av driftsmessig forsvarelig og operasjonalisering av tilknytning med vilkår²
- Tydeliggjøring av kriterier for tildeling av kapasitet basert på objektive og ikke-diskriminerende kriterier
- Økt tilsyn med nettselskapenes etterlevelse av tilknytningsplikten
- Innføring av utvidet tilknytningsplikt for utvalgte anleggskonsesjonærer



Figur 2.1 Tiltak for å løse oppgavene i mandatet henger sammen

¹ For kunder som reserverer kapasitet i eksisterende nett kan dette forstås som en løpende reservasjonsavgift.

² Tilknytning av nytt forbruk med vilkår om utkobling eller reduksjon i forsyningen.

dataene. Denne typen informasjonsutveksling er dermed en kilde til dårlig kvalitet på informasjonen.

Dagens ordning med kraftsystemutredninger bidrar ikke tilstrekkelig til informasjonsdeling,

involvering av eksterne og samarbeid i nettselskapenes nettutredningsprosesser. Dette er en kilde til at påfølgende konsesjonsprosess tar lengre tid enn nødvendig. Som eksempel kan det i høring av konsesjonssøknaden bli avdekket at

nettløsningen det søkes om, ikke er tilstrekkelig koordinert med omkringliggende netteiere eller lokale og regionale planmyndigheter. Dette gir behov for tilleggsutredninger eller for endret søknad.

Som nærmere beskrevet i kapittel 4 og boks 10.5 i kapittel 10.8.4 har det vært en rask økning i tilknytningshenvendelser til nettselskapene og tilhørende søknader om anleggskonsesjoner til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Nettselskapenes arbeidsprosesser og kapasitet er i stor grad tilpasset en situasjon med færre tilknytningssaker og generelt lavere aktivitet. Utfordringer med dagens tilknytningsprosess, beskrevet i kapittel 2.3.3, bidrar til forlengede ledetider i nettutviklingen.

I likhet med nettselskapene har ikke NVE tilstrekkelig kapasitet og støttesystemer til å håndtere den økte saksmengden. Dette har ført til en stadig økende kø av konsesjonssaker som ikke er tatt til behandling. NVE fikk tildelt økte midler i statsbudsjettet for 2022 som vil bidra til at saker kan tas raskere til behandling.

I dag mottar NVE alle henvendelser, både søknader om anleggskonsesjon, spørsmål, purringer, tilleggsopplysninger, høringsbrev og andre dokumenter, via NVEs felles e-postmottak som pdf-dokumenter. Denne informasjonen må deretter bli behandlet manuelt, sortert, fordelt til saksbehandlerne og besvart. I tillegg kommer tiden hver saksbehandler bruker på en nøye gjennomgang og kvalitetssikring av søknadene, og å etterspørre og innhente nødvendige tilleggsopplysninger fra søkerne. Dette arbeidet er meget tidkrevende, og krever mye ressurser.

Det er en klar sammenheng mellom gode søknader og godt forarbeid fra søker, og en god og rask saksbehandling. Selv med en detaljert søknadsveileder fra NVE, mangler ofte søknader og utredninger vesentlig informasjon, både med hensyn til NVEs informasjonsbehov og for å opplyse høringsinstansene om saken.

Det er viktig å finne gode tiltak for å redusere ledetiden for nettanlegg, som ikke går ut over hensynet til gode utredninger, gode demokratiske prosesser og hensynet til en samfunnsmessig rasjonell nettutvikling.

2.3.2 Håndtering av stor, men usikker forbruksvekst

Utviklingen i tilknytningssøknader, i hovedsak fra forbruk, har vært svært stor siden 2018–2019. En illustrasjon på at utviklingen har skjedd raskt, kan være utviklingen i Statnetts anslag på framtidige

investeringer i Statnetts nettutviklingsplaner. I Statnetts nettutviklingsplan for 2017 ble det i prognosene pekt på at Statnett hadde nådd toppen av investeringskurven og at investeringsnivået skulle falle fram mot 2022–2023 og stabilisere seg på mellom 2–4 mrd. kroner årlig. I 2019 hadde forventningene endret seg, og de langsiktige prognosene tilsa investeringer på 4–6 mrd. kroner årlig. I 2021 hadde prognosene økt ytterligere, til 8–10 mrd. kroner årlig.

Flere faktorer påvirker etterspørselen etter kapasitet i strømmettet

Det er utviklingen i kraftbehov, kraftproduksjon og tilstanden i eksisterende strømmett i Norge som i stor grad driver behovet for nettinvesteringer. I tillegg kommer også handel med kraft mellom Norge og de landene det norske kraftsystemet har utveksling med, samt utviklingen i kraftbehov og kraftforbruk i disse landene. Alle kjente prognoser av framtidig kraftforbruk forventer at det vil komme en markant økning i kraftbehovet i Norge. Dette er nærmere omtalt i kapittel 5.2.1. Det er samtidig stor usikkerhet. Usikkerheten er både knyttet til enkeltprosjekter og til den generelle forbruksutviklingen.

Etterspørselen etter nettkapasitet påvirkes blant annet av de ulike virkemidlene som benyttes for å nå målsetninger i for eksempel klima- og næringspolitikken. Elektrifisering av fossil energibruk og ny kraftkrevende industri krever tilstrekkelig nett, men også tilstrekkelig kraftproduksjon, som igjen kan kreve oppgraderinger og utvidelser av strømmettet. Elektrifisering gir økt etterspørsel etter både elektrisitet og nettkapasitet. Samtidig er det svært stor usikkerhet knyttet til størrelsen på etterspørselen etter nettkapasitet framover, samt hvor og når forbruk og produksjon vil komme. Dette avhenger av en rekke ulike aktørers valg og av politiske prioriteringer. Utvalget vil understreke behovet for stabile rammebetingelser og peker på at det bør være et mål å holde den politiske usikkerheten om rammebetingelser så lav som mulig.

I tillegg til politiske virkemidler har blant annet den økonomiske utviklingen i samfunnet og endringer i kraftpriser betydning for etterspørselen både fra nye og eksisterende forbrukskunder. De fleste forbruksanslagene har ikke koblinger mot modeller til framtidig utvikling i norsk økonomi, og tar dermed ikke inn over seg virkninger av utvikling i primære innsatsfaktorer som arbeidskraft, kapital og teknologi. Dette bidrar til større usikkerhet i anslagene. Utsiktene til fram-

tidige kraftpriser har økt det siste året, og er sterkt påvirket av utviklingen i tilbud og etterspørsel i det europeiske kraftmarkedet. Prognoser for utvikling i den norske kraftbalansen vil også være sentrale for de norske kraftprisene. Alt dette kan påvirke etterspørselen etter nettkapasitet.

I en slik situasjon er det svært krevende å forutse når, hvor mye og hvor stor den faktiske etterspørselen etter nettkapasitet vil være, og det er viktig å finne tiltak for å redusere, men også håndtere, usikkerheten. Usikkerhet i samfunnsøkonomiske analyser er nærmere omtalt i kapittel 6.4, og tiltak som vil kunne bidra til å redusere usikkerheten er omtalt blant annet i kapittel 4, 5, 7 og 13.

Utnyttelse av dagens strømnett

I dagens situasjon hvor mange nettkunder² ønsker tilknytning til nettet, er det ekstra viktig å gi insentiver til god utnyttelse av eksisterende nett. Bedre utnyttelse av eksisterende nett reduserer behovet for investeringer i nytt nett, og nye kunder kan få nettilgang raskere. Deler av dagens regulering og praksis gir ikke nødvendigvis insentiver til god utnyttelse av eksisterende nett. Blant annet mangler det prissignaler for reservasjon av kapasitet, noe som kan gi insentiver til å be om mer nettkapasitet enn nødvendig, be om tilknytning flere steder, og holde av nettkapasitet flere steder og hos flere forskjellige nettselskaper, over en lang periode. På den andre siden bidrar også manglende oversikt over ledig kapasitet til mye av det samme, og gjør at nettkundene må kontakte flere nettselskaper for å få informasjon om hvor det kan være ledig kapasitet, jf. omtale i kapittel 2.3.3.

Manglende prissignaler kan føre til lavere utnyttelse av eksisterende nett, og til at behovet for nytt nett framstår som større enn det faktisk er. I dag er det en utfordring for nettselskaper og myndighetene å vurdere realismen i ulike forespørsler om tilknytning, og dermed vurdere hvor, når og hvor store nettanlegg det er behov for å bygge.

Samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling

Det er planlagt store investeringer i nettet framover. Investeringene kommer både på grunn av stor forventet vekst i etterspørselen etter nettkapasitet, og på grunn av behov for reinvesteringer i eksisterende nettanlegg. Anslag for investeringsnivå er nærmere omtalt i kapittel 3.3.

Konsesjon gis til nettanlegg som vurderes som samfunnsøkonomisk lønnsomme. Nettanlegg har betydelige virkninger for samfunnet som markedsaktørene ikke i tilstrekkelig grad tar hensyn til og som vanskelig lar seg måle i kroner, såkalte ikke-prissatte virkninger. Det er derfor særlig viktig å påse at samfunnets nytte overstiger samfunnets kostnader.

Betydelige tidsgevinster kan hentes ved tidlig og bedre planlegging og ev. konsesjonsbehandling, men for å sikre samfunnsøkonomisk lønnsomhet og lavest mulig kostnad for brukerne, skal ikke nettet bygges før det er mer sikkerhet for at forbruket faktisk blir etablert. Dette er viktig for å begrense kostnadene for brukerne av nettet og for å redusere irreversible naturinngrep og andre kostnader nettanlegg påfører samfunnet. På den måten vil nettanlegg som bygges, ha større nytte for samfunnet enn kostnadene som påføres samfunnet.

Håndtering av den store usikkerheten i forbruksutviklingen framover er svært viktig for vurderingene av etterspørselen etter nettkapasitet, og dermed om den enkelte investering er samfunnsøkonomisk lønnsom.

2.3.3 Tilknytningsprosessen er uoversiktlig og lite standardisert

I henhold til energiloven³ har nettselskapene tilknytningsplikt for tilknytninger på regional- og transmisijsnett, og forespørslar om tilknytning skal håndteres basert på objektive og ikke-diskriminerende kriterier. Nettselskapene har i stor grad praktisert dette som «førstemann til mølla» når de tildeler kapasitet i eksisterende nett. Samtidig har nettselskapene ulik praksis knyttet til formalitetene rundt forespørselen om nett og forholdet seg ulikt til nettkunden i den videre dialogen om tilknytning. Det framstår også som om kunder i flere tilfeller venter svært lenge på svar på tilknytningsforespørsler, og heller ikke får tilbud om å inngå avtale om utredning av nettløsning.

Strømnettet er et naturlig monopol. Nettselskapene besitter informasjon som kan være viktige for andre aktørers avgjørelser, samtidig som informasjon om kundene er viktig for nettselskapens nettutviklingsplaner. Dette gjør det nødvendig med gode mekanismer for informasjonsdeling. Disse mekanismene er ikke gode nok i dag. Usikkerhet i tilknytningsbehovets omfang og modenhet skaper utfordringer for nettselska-

² Med nettkunder menes både forbrukere og produsenter.

³ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

pet, samtidig som det for kundene kan være vanskelig å få riktig informasjon til riktig tid om prosess for tilknytning.

Det finnes sjelden offentlige oversikter over ledig nettkapasitet. Noen få nettselskaper har publisert oversikter for sitt nettområde. Den eneste måten nettkunder kan avklare om det er ledig nettkapasitet, er derfor å sende en forespørsel til ett eller flere nettselskaper. Manglende informasjon bidrar i seg selv til at etterspørselen etter nettkapasitet framstår som større enn den er.

Å sende en forespørsel om nettilknytning er verken forbundet med kostnader eller andre forpliktelser. Det er dermed gratis å sikre seg plass i køen⁴ og aktørene kan stå i kø flere steder samtidig. Det finnes ingen helhetlig oversikt over disse forespørslene, og det er stor sannsynlighet for at samme forespørsel registreres flere ganger. Resultatet er manglende totaloversikt og store feilkilder i etterspørseltallene, og dermed unødvendig usikkerhet i grunnlaget for det videre planarbeidet.

Det framstår som om det er betydelig variasjon i hvordan nettselskapene vurderer om en gitt tilknytning er såkalt driftsmessig forsvarlig, altså om kunden kan få tilknytning til eksisterende nett. I mange tilfeller framstår det også som uklart på hvilket tidspunkt kunden, og/eller nettselskapet, mener at kundens forespørsel om kapasitet er besvart, på hvilket tidspunkt kapasitet eventuelt er reservert og på hvilke eventuelle betingelser (for eksempel lengde på reservasjon). Det tar også for lang tid for kundene å få svar på tilkynningsforespørsler, og det er ført lite tilsyn med at nettselskapene oppfyller tilkynningsplikten uten ugrunnet opphold.

Køen av henvendelser om tilknytning er i dag lang og i mange tilfeller uoversiktlig. Det er kø, men uklart hvem som står i kø, hvor mange som står i kø, hvor mye kapasitet de står i kø for, og hvor de står i kø. Det er i mange tilfeller uklart om køen består av kunder som har fått positivt svar på tilknytning, men som ikke er ferdig med eget prosjekt, eller om de har fått beskjed om at det ikke er plass i eksisterende nett. Køen kan bestå av kunder som venter på resultater av en nettutredning som skal avklare nettløsning for tilknytning av kunden, men den kan også bestå av kunder som *ikke* har fått tilbud om en slik nettutredning.

Alle disse utfordringene kan ha sammenheng med at det store omfanget av tilknytningshenvendelser er en relativt ny problemstilling, og at omfanget er mye større enn for bare noen få år siden. Samtidig har det i løpet av perioden utvalget har jobbet, skjedd mye positivt i en rekke selskaper, og i bransjen, for eksempel gjennom utarbeidelse av bransjenorm for tilknytning.

2.4 Strømnettutviklingen – fra forventet behov til anlegg i drift

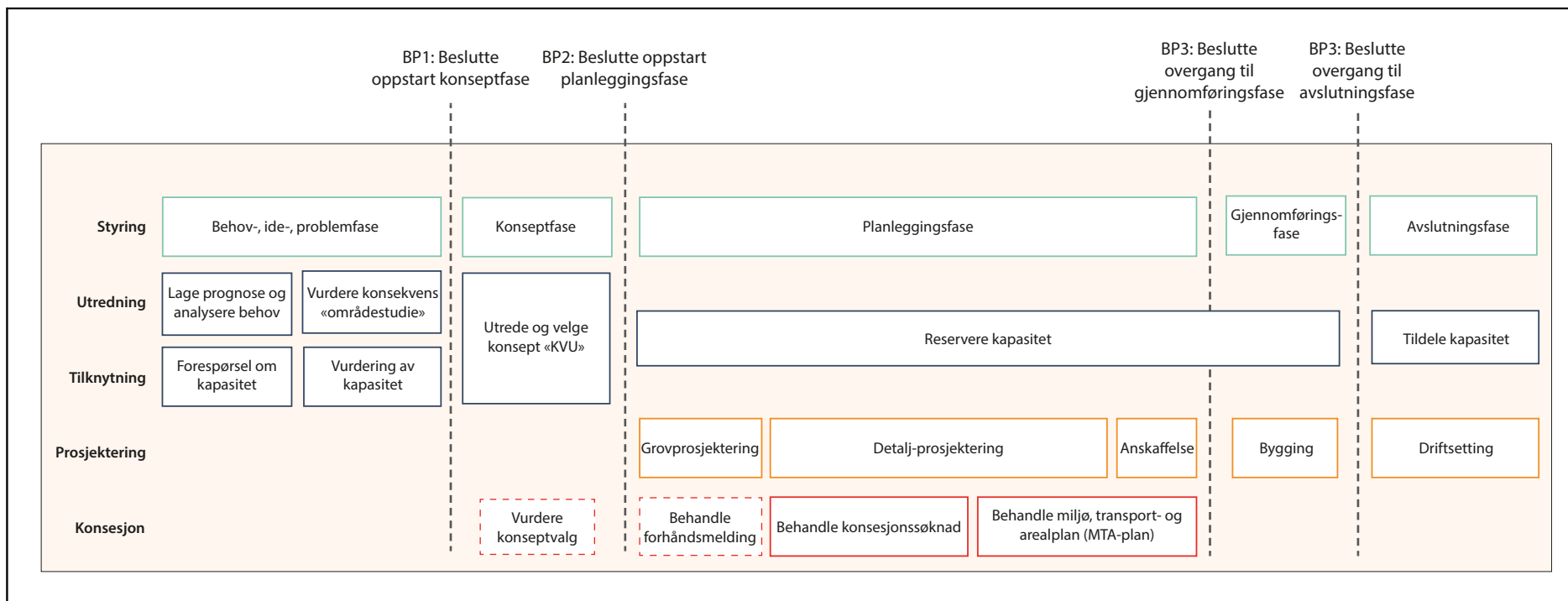
I utviklingen av strømnettet er det flere sentrale prosesser som delvis skjer sekvensielt og delvis foregår parallelt. De mest sentrale prosessene er utredningsprosessen, tilknytningsprosessen, prosjektering og konsesjonsprosessen. Utvalget har vurdert og foreslått tiltak som påvirker og forbedrer alle disse delprosessene. Når det gjelder byggefasen, viser utvalget til at Oslo Economics i prosessanalysen som ble utarbeidet for utvalget (Oslo Economics, 2022) på bakgrunn av intervjuer legger til grunn at ledetiden for byggingen av nettanlegg ikke er en stor utfordring i dag. De har derfor ikke foreslått tiltak for denne fasen. Utvalget har heller ikke vurdert konkrete tiltak i byggefasen.

Prosessene er forenklet illustrert i figur 2.2. I figuren er også styringsfasene fra en generell prosjektmodell tegnet inn.

Utredningsprosessen og tilknytningsprosessen henger tett sammen. Begge prosessene starter i nettutviklingsprosessens problemfase. Problemfasen dekker registrering og vurdering av alle behov, problemer eller ideer til tiltak som kan være aktuelle å utrede i en konseptfase. Utredningsprosessen starter med å analysere drivere og lage prognoser for utvikling i etterspørsel etter kapasitet i strømnettet og utvikling i det eksisterende nettets tilstand, jf. kapittel 5 og boks 5.10. Tilknytningshenvendelsene inngår i grunnlaget for å lage prognoser for utvikling i etterspørsel.

Konseptfasen innebærer å analysere alternative måter å løse problemet på som er prinsipielt forskjellige fra hverandre. Konsept er brukt som begrep for disse løsningsalternativene, og begrepet konseptvalgutredning (KVU) for analysen som leder fram til det beste konseptet. Konseptvalgutredninger brukt som en generell betegnelse på den tekniske og samfunnsøkonomiske analysen som fører til et konseptvalg, jf. kapittel 5 og boks 5.10. KVUen identifiserer altså det samfunnsøkonomisk best egnede konseptet som ligger til grunn for iverksettelsen av ett eller flere til-

⁴ Først når nettselskapet tilbyr kunden avtale om betaling av kostnadene forbundet med en nettutredning, påløper det i dag kostnader for nettkundene. Dette avregnes senere mot endelig anleggsbidrag. Se mer om dette i kapittel 4.2.2.



Figur 2.2 Sentrale prosesser i strømnettutviklingen

tak. Dette kan både være tiltak i nettet som krever konsesjon, tiltak som kan gjøres innenfor eksisterende konsesjoner, eller tiltak for å utnytte eksisterende nett bedre. Disse tiltakene tas så over til en videre planleggingsfase der eventuelt prosjekterings- og konsesjonsprosessen starter. En større tilknytningshenvendelse kan alene utløse behov for en konseptvalgutredning og tiltak i nettet som krever konsesjon.

2.5 Overordnet om utvalgets forslag til tiltak

Basert på oppdraget gitt i utvalgets mandat og med utgangspunkt i overnevnte problemstillinger har utvalget en rekke forslag til tiltak. Utvalget har i sin vurdering lagt til grunn at strømmettet fortsatt skal utvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte i tråd med energilovens formål og utvalgets mandat.

Flere av innspillene som har kommet til utvalget, har etterspurt tydeligere føringer, mål og retningslinjer for nettutviklingen. Utvalget har tatt utgangspunkt i energipolitikken som er omtalt i Meld. St. 36 (2020–2021) *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*, der oppnevningen av utvalget er omtalt som en del av elektrifiseringsstrategien, samt Meld. St. 11 (2021–2022) *Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020–2021) Energi til arbeid*.

I tilleggsmeldingen til *Energi til arbeid* er det pekt på at:

«Planer om ny, grønn industrietablering og økt elektrifisering av samfunnet som kutter utslipp, gjør at etterspørselen etter fornybar kraft vokser raskt. Dette kan påvirke kraftpriser og forsyningssikkerheten for kraft. Norge må øke sin produksjon av fornybar energi og, bruke energien mer effektivt. Dette er avgjørende for å lykkes med det grønne skiftet, nå våre klimamål og sikre tilgang på rimelig og fornybar kraft.»

Kilde: Meld. St. 11 (2021–2022) *Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020–2021) Energi til arbeid*

Med utgangspunkt i disse stortingsmeldingene har utvalget lagt til grunn at overføringsnettet ikke bør være til hinder for etablering av ny industri, næringsutvikling og elektrifisering, jf. Meld. St. 36 (2020–2021) *Energi til arbeid*. At overføringsnettet ikke bør være til hinder, følges opp gjennom en samfunnsmessig rasjonell utvikling

av nettet. Utvalget påpeker at dette følger av energiloven og utvalgets mandat.

Med samfunnsmessig rasjonell forstås det samme som samfunnsøkonomisk lønnsom, jf. omtalen i kapittel 6. Utvalget vil tydeliggjøre at i samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger, inngår både vurderinger av ikke-prissatte virkninger, der virkning på natur, areal og miljø er viktige, og vurderinger av prissatte virkninger. Dette betyr at hensynet til blant annet natur, areal og miljø er en del av den samfunnsøkonomiske analysen, og skal veies opp mot andre virkninger i analysene. På den måten ivaretas de samlede avveiningene som skal gjøres for å oppnå målet om samfunnsmessig rasjonell nettutvikling.

Det er i stor grad sammenheng mellom de ulike problemstillingene og utfordringene i dagens situasjon. For eksempel vil størrelsen på og håndteringen av usikkerheten i etterspørsel etter kapasitet kunne påvirke tidsbruken i nettutviklingen. Tiltak som reduserer eller bedrer håndteringen av usikkerhet i etterspørsel etter kapasitet i strømmettet, kan dermed bidra til å redusere ledetiden for nettanlegg. En uoversiktlig og lite standardisert tilknytningsprosess bidrar til større usikkerhet i etterspørselen etter kapasitet og dermed også større usikkerhet om hvilke nettinvesteringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Tiltak som bedrer tilknytningsprosessen, kan derfor også bidra til reduksjon i usikkerheten rundt hvilke nettinvesteringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme, og videre bidra til å redusere ledetiden for nettanlegg.

Utvalget har mange forslag til tiltak, og de fleste tiltakene vil virke best dersom også andre tiltak iverksettes. Det er stor sammenheng mellom mange av tiltakene som foreslås, og virkningen av tiltakene er derfor omtalt overordnet, under forutsetning av at isolert gjennomføring av enkelttiltak ikke nødvendigvis vil gi den samme virkningen.

Utvalgets forståelse av oppdraget i mandatet har medført et fokus på problemstillinger knyttet til behovet for nett, sett i lys av den store etterspørselen etter nettkapasitet, særlig fra forbrukssiden. Utvalget har i mindre grad drøftet tiltak knyttet til nettilknytning av produksjon, men en rekke av tiltakene er også relevante for produksjon.

Tiltakene berører aktører som nettselskaper, nettkundene, regulerings- og konsesjonsmyndigheter, men vil også få virkning for berørte aktører (kommune, fylkeskommune, sivilsamfunn, arealbrukere mv.). Mange av de samme aktørene er involvert og berøres av nettiltak generelt i dag.

2.5.1 Tiltak som bidrar på flere områder

Utvalget mener at tiltak for å sikre digital samhandling på tvers av aktørene i sektoren og tiltak for å gi digital støtte til kraftsystemutredningsordningen og konsesjonsprosessen er essensielle for å oppnå kortere ledetid, slik at ny nettkapasitet kan etableres effektivt. Bedre koordinering og innsikt på tvers av netteiere gir stor samfunnsgevinst ved muligheter for bedre utnyttelse av eksisterende nett og samfunnsmessig rasjonell nettvikling.

Innføringen av prissignaler vil kunne bidra til å utnytte dagens nett bedre, og dermed bidra til å redusere behov for bygging av nytt nett. Prissignaler vil også bidra til å redusere usikkerheten i forbruksutviklingen.

Bedre tilknytnings- og utredningsprosess, inkludert tilrettelegging for tidlig involvering av berørte aktører i nettviklingen, vil både bidra til redusert usikkerhet i forbruksutviklingen og til redusert ledetid.

2.5.2 Tiltak for å redusere tiden det tar å planlegge og konsesjonsbehandle nettanlegg

Utvalgets oppgave har vært å foreslå tiltak for å redusere tiden det tar å planlegge og konsesjonsbehandle nye nettanlegg og vurdere om konsesjonsprosessen kan forenkles. Videre har utvalget fått i oppgave å vurdere om ordningen med konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring for nye store kraftledningsanlegg har fungert etter hensikten og muligheter for reduksjon i ledetiden for slike anlegg.

I vurderingen av tiltak for å redusere ledetiden har utvalget lagt vekt på at konsesjonsbehandling av nettiltak må være grundig og sikre involvering av berørte interesser. Demokratiske prosesser bidrar til at de beste løsningene for samfunnet som helhet blir valgt. Nettanlegg har en rekke virkninger, og det er ikke alle virkningene nettselskapene eller de som utløser behovet for nett tar innover seg kostnadene ved, for eksempel virkninger for natur og miljø. Det som ser ut som verdiskapende fra en bedrifts side, behøver ikke være like verdiskapende for samfunnet som helhet, fordi alle kostnader ikke er inkludert i bedriftskalkylen. I en samfunnsøkonomisk vurdering, inkluderes også kostnadene som påføres samfunnet.

Anbefaling om tiltak for å redusere tiden det tar å planlegge og konsesjonsbehandle både oppgradering av eksisterende anlegg og etablering av nye anlegg er omtalt i kapittel 5 og 13. Utvalget har også vurdert ordningen med konseptvalgutredning

og ekstern kvalitetssikring av nye, store kraftledningsanlegg. Dette er omtalt i kapittel 11. Utvalget har vurdert en rekke innspill og tiltak.

I kapittel 5.9 anbefaler utvalget blant annet å:

- videreutvikle ordningen med kraftsystemutredninger, og at utviklingen av områdeplaner kan være en del av dette
- forbedre møteplasser og tilrettelegging for involvering i nettselskapenes utredningsprosesser.

I kapittel 11 anbefaler utvalget blant annet å:

- oppdatere veilederen til KVVU-ordningen (jf. kapittel 11.8.3)
- forbedre informasjon til NVE om oppstart og arbeid med KVVU (jf. kapittel 11.8.4)
- flytte ansvaret for ekstern kvalitetssikring fra nettselskapet til departementet (jf. kapittel 11.8.5)
- innføre frister for departementets uttalelse til KVVUen og evaluere ordningen etter å ha fått mer erfaring med ordningen (jf. kapittel 11.8.6).

I kapittel 13 anbefaler utvalget blant annet:

- at nettselskapene involverer berørte aktører tidligere og gjør grundigere forarbeid med søknader og utredninger (jf. kapittel 13.4)
- å videreutvikle fast-track, dvs. hurtigløp for behandling av små saker hos NVE (jf. kapittel 13.5.3)
- å bedre utnytte muligheten for parallelle prosesser, både hos nettselskapene og konsesjonsmyndighetene (jf. kapittel 13.6.1)
- økt bruk av tidsfrister og framdriftsplaner (jf. kapittel 13.6.2)
- økt bruk av betingede anleggskonsesjoner (jf. 13.6.3)
- stadfeste oppdaterte retningslinjer for utredning og bruk av kabel som alternativ til luftledning (jf. kapittel 13.6.4)
- å sikre konsesjonsmyndighetene økt bemanning og ressurser til å håndtere økt saksmengde og gjennomføre effektiviseringstiltak (jf. kapittel 13.7.1)
- at nettselskapene i større grad setter ut oppdrag (jf. kapittel 13.7.2)
- å tilføre konsesjonsmyndighetene ressurser til utvikling av digitale løsninger og støttesystemer i konsesjonsbehandlingen (jf. kapittel 13.7.3)
- innføring av interne styringssystemer som setter konsesjonsmyndighetene i stand til å evaluere prosessene og iverksette tiltak som kan effektivisere prosessene ytterligere (jf. kapittel 13.7.4)

Virkning

Utvalget forventer at overnevnte tiltak vil kunne bidra til en betydelig reduksjon i tiden det tar å utvikle, konsesjonsbehandle og realisere nettanlegg. Utvalget anslår en reduksjon på 1–6 år for store kraftledninger. Tidsgevinsten vil være størst for de største anleggene med krav om KVVU, som i dag tar inntil 14 år, og som kan komme ned i 8 år.

Figur 2.3 illustrerer ledetider i nettu utviklingen fra behovet oppstår til en stor regional- og transmisjonsnettledning (saksgang B og C) er satt i drift. Figuren viser dagens prosess, og anslag på prosessen med utvalgets forslag, jf. kapittel 13.9 der utvalget har lagt til grunn at samlet ledetid opprinnelig var anslått til 7–14 år. Med utvalgets foreslåtte tiltak kan den samlede ledetiden bli 6–8 år. Basert på dette kan tiltakene innebære en samlet reduksjon på 15–40 pst. av total ledetid for disse sakstypene. Til sammenligning kan ledetiden for større forbrukskunder være 3–7 år, jf. Oslo Economics (2022).

Tiltakene utvalget anbefaler krever betydelig innsats i alle deler av sektoren, og bedre dialog mellom alle parter, herunder både nettselskaper, nettkunder, kommuner, fylkeskommuner, interesseorganisasjoner, sivilsamfunn og andre interessenter. Bedre og tidligere dialog skaper tillit, som er et godt utgangspunkt for bedre og mer effektive prosesser.

Det er også viktig at det opprettholdes søkelys på kontinuerlig forbedring og forenkling av arbeidsprosessene.

Utvalget har ikke sett på tiltak i byggefasen, men har likevel lagt inn redusert tid i gjennomføringsfasen. Redusert tidsbruk her betinges av parallelle prosesser og forberedelser samtidig med at konsesjonsbehandlingen pågår. Anslaget for tidsbruk legger til grunn at tiden nettselskaper bruker på forberedelser er betraktelig kortere enn i dag. Dette bygger på en forutsetning om

gode tidligere analyser som gjør konkret planlegging betydelig kortere.

2.5.3 Tiltak for samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet

Utvalgets oppgave har vært å vurdere mer generelt og på overordnet nivå om dagens prissignaler gir riktige insentiver for en samfunnsøkonomisk utvikling av strømmettet. Utvalget skulle også se på hvordan den store usikkerheten knyttet til framtidig forbruksutvikling kan håndteres i nettselskapenes nettplanlegging, og utrede brukerbetalning for reservasjon av nettkapasitet for nye og eksisterende kunder og foreslå utforming.

Anbefalinger om tiltak knyttet til tariffer og inntektsregulering er omtalt i kapittel 4, og i kapittel 5 er tiltak knyttet til nettselskapenes nettplanlegging omtalt. I kapittel 6 er tiltak knyttet til samfunnsøkonomiske analyser av nettanlegg omtalt.

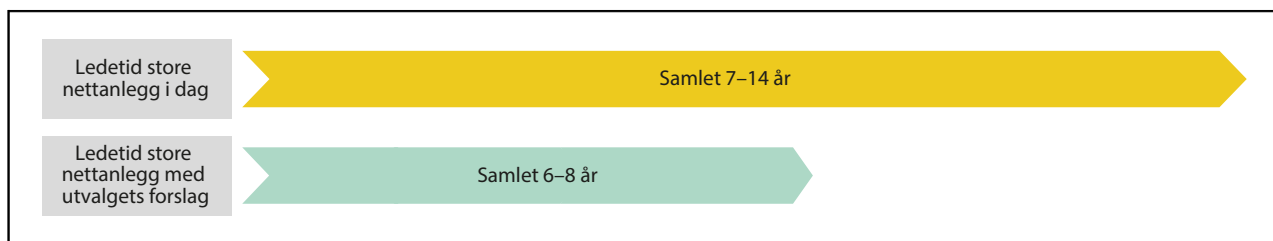
Utvalget har vurdert en rekke innspill og tiltak i forbindelse med disse oppgavene.

I kapittel 4 anbefaler utvalget blant annet:

- prising av abonnert effekt for eksisterende kunder og for nye kunder som reserverer kapasitet i eksisterende regional- og transmisjonsnett (jf. kapittel 4.5.1)
- at kundene som utløser investeringer i nytt nett får forpliktende tilbud om anleggsbidrag tidligere enn i dag, basert på erfaringstall (jf. kapittel 4.5.2)
- at nettselskapene gis kostnadsdekning for tidlig utredning av nye nettanlegg i regional- og transmisjonsnett (jf. kapittel 4.5.3)
- utrede flere budområder (jf. kapittel 4.5.4)

I kapittel 5.9 anbefaler utvalget blant annet:

- bedre utnyttelse av dagens nett, herunder vurdering av dagens driftspolicy
- videreutvikle digital samhandlingsevne som en forutsetning for å utnytte dagens nett bedre



Figur 2.3 Anslag på ledetid før og etter utvalgets tiltak.

Med store nettanlegg menes her nye anlegg over 15 km med spenning 132 kV og høyere.

- å legge til rette for at sluttbrukere i større grad enn i dag kan bidra med samfunnsøkonomisk lønnsom fleksibilitet
- at nettselskapene må vurdere høyere utnyttelse av eksisterende nett (for eksempel gjennom bruk av sensorer eller bilaterale avtaler om fleksibilitet) som et av sine konsepter ved behov for ny nettkapasitet
- at det etableres mer kunnskap om forbrukeres adferd og hva som skal til for at et stort antall forbrukere vil tillate at strømforbruket styres automatisk
- økt satsing på energieffektivisering og bruk av andre energibærere for å redusere behovet for nytt nett når det er samfunnsmessig rasjonelt og utarbeidelse av en ambisiøs handlingsplan for det
- at NVE får tilført midler til å fullføre prosjektet med digital støtte til kraftsystemutredningsordningen
- at det utvikles en omforent metodikk for framskrivning av etterspørsel etter nettkapasitet

I kapittel 6.7 anbefaler utvalget blant annet:

- at det utarbeides en sektorveileder for samfunnsøkonomiske analyser av netttiltak, der blant annet usikkerhet, sannsynlighetsvurderinger, nytten av forbruk mv. omtales
- at samfunnsøkonomisk analyse av nettanlegg bør være tema for forskning, og at det bør etableres et metodeutvalg for å ta i bruk resultater fra forskningen
- at det bør være et mål å redusere den politiske usikkerheten

Virkning

I kapittel 2.3.2 er det pekt på flere problemstillinger. Utvalget peker blant annet på at etterspørselen etter nytt nett er stor, men usikker, og at riktige priser er viktige for å utnytte dagens nett bedre og for å bidra til at det er de samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringene som gjennomføres.

Utvalget forventer at de foreslåtte tiltakene vil gi bedre prissignaler til nettkundene som ønsker tilknytning, noe som kan bidra både til å redusere usikkerheten i etterspørsel etter nettkapasitet, men også gi mer forutsigbarhet for nettkundenes egne prosesser. Prissignaler for reservasjon av kapasitet kan også bidra til å avdekke realismen i prosjekter som ber om tilknytning og til å utnytte det eksisterende nettet bedre.

Tiltakene forventes også å legge til rette for bedre nettplanlegging og bedre utnyttelse av eksis-

terende nett. Dette er særlig viktig i en tid med stor etterspørsel. Tiltakene forventes å gi et bedre grunnlag for konsesjonssøknader og konsesjonsbehandling, og vil dermed kunne støtte opp om målet om en samfunnsmessig rasjonell nettutvikling i en tid med stor usikkerhet om etterspørselen.

2.5.4 Tiltak for å forbedre tilknytningsprosessen

Utvalgets oppgave har vært å vurdere forbedringer i systemet med tilknytningsplikt, herunder om det er hensiktsmessig med kriterier for prioritering av nye tilknytninger i tilfelle kø, en planrolle, om adgangen til å dispensere fra tilknytningsplikten for forbruk kan og bør utvides, og om og hvordan en utvidet tilknytningsplikt kan innføres.

Forslag til tiltak knyttet til tilknytningsprosessen er omtalt i kapittel 7, og forslag knyttet til utvidet tilknytningsplikt, planrolle og dispensasjonsadgang er omtalt i kapittel 8. Utvalget har vurdert en rekke innspill og tiltak i forbindelse med disse oppgavene.

I kapittel 7 anbefaler utvalget blant annet:

- bedre informasjon til aktører om regelverk og prosess for tilknytning (jf. kapittel 7.4.1)
- videreutvikling av en bransjenorm for tilknytning, sammen med justeringer i NEM-forskriften (jf. kapittel 7.4.1)
- utvikling av et kapasitetskart og tilknytningsregister (jf. kapittel 7.4.1)
- felles retningslinjer for reservasjon og køordning (jf. kapittel 7.4.2)
- videreføre prinsippet om nøytral og ikke-diskriminerende opptreden ved tildeling av kapasitet (jf. kapittel 7.4.2)
- økt tilsyn med tilknytningsplikten og måling av tidsbruk (jf. kapittel 7.4.3)
- operasjonalisering av bruk av tilknytning på vilkår (jf. kapittel 7.4.4)
- utarbeidelse av felles kriterier for å vurdere driftsmessig forsvarlighet (kapittel 7.4.4)
- en utredning av vilkår om utkobling eller redusert forsyning for eksisterende kunder (jf. kapittel 7.4.4)

I kapittel 8 anbefaler utvalget blant annet:

- innføring av utvidet tilknytningsplikt (jf. kapittel 8.6)
- utarbeidelse av en felles bransjestandard for anlegg i regional- og transmisjonsnettet (jf. kapittel 8.6)
- at nettselskapene bør gi nødvendig informasjon til nettkunden dersom det ikke er drifts-

messig forsvarlig med tilknytning der kunden ønsker det (jf. kapittel 8.8)

- at adgangen til å dispensere fra tilknytningsplikten for forbruk utvides (jf. kapittel 8.10).

Virkning

Tiltakene forventes å gi en betydelig bedre og mer forutsigbar tilknytningsprosess både for nettselskap og nettkunde, og at tilknytningsprosessen nettkundene møter, blir mer standardisert. Det vil bli tydelig når, hvor lenge, og på hvilke vilkår kundene har fått tildelt kapasitet i eksisterende nett, og gjøre «køen» betydelig mer oversiktlig. Tilsyn og måling av tidsbruk vil kunne bidra til at nettselskapene håndterer tilknytnings saker uten ugrunnet opphold. Tiltakene vil også bidra til å redusere usikkerheten i den framtidige etterspørselen etter nettkapasitet. Utvidet tilknytningsplikt vil kunne gi klarere definering av roller og ansvar i regionalnettet, og dermed en

mer helhetlig utvikling av regionalnettet. En utvidet tilknytningsplikt vil også redusere behovet for at NVE koordinerer nettutviklingen i forbindelse med konsesjonsbehandling. Utvalgets anbefalinger knyttet til nettselskapenes planrolle er ikke forventet å gi store endringer, men vil bidra til en tydeliggjøring av dagens praksis.

2.6 Avslutning

Utvalget har over kort omtalt sine forslag til tiltak. Forslagene er vurdert og begrunnet i de kommende kapitlene, og en utfyllende liste over utvalgets anbefalinger finnes avslutningsvis i hvert enkelt kapittel. Tiltakene vil samlet kunne bidra til et betydelig løft for nettutviklingen i Norge, og vesentlig reduksjon i den totale ledetiden for nettanlegg, en samfunnsmessig rasjonell nettutvikling og en forbedring i tilknytningsprosessen.

Kapittel 3

Strømnettet i Norge

Strømnettet i Norge består av ulike nettnivå, skissert i figur 3.1. De største ledningene har spenningsnivå på 300 og 420 kV og kalles transmisjonsnettet. Disse ledningene overfører kraft mellom regioner og eies av Statnett. Regionalnettet overfører kraft internt i regioner, har spenningsnivå i hovedsak mellom 50 og 132 kV, og eies først og fremst av regionale nettselskaper. De minste ledningene kalles distribusjonsnettet og har spenning til og med 22 kV og ned til lav spenning. Disse forsyner kunden helt fram til husveggen og eies av regionale eller lokale nettselskaper. Nye ledninger i distribusjonsnettet bygges i stor grad som jordkabel, mens de andre nettnivåene i all hovedsak bygges som luftledning.

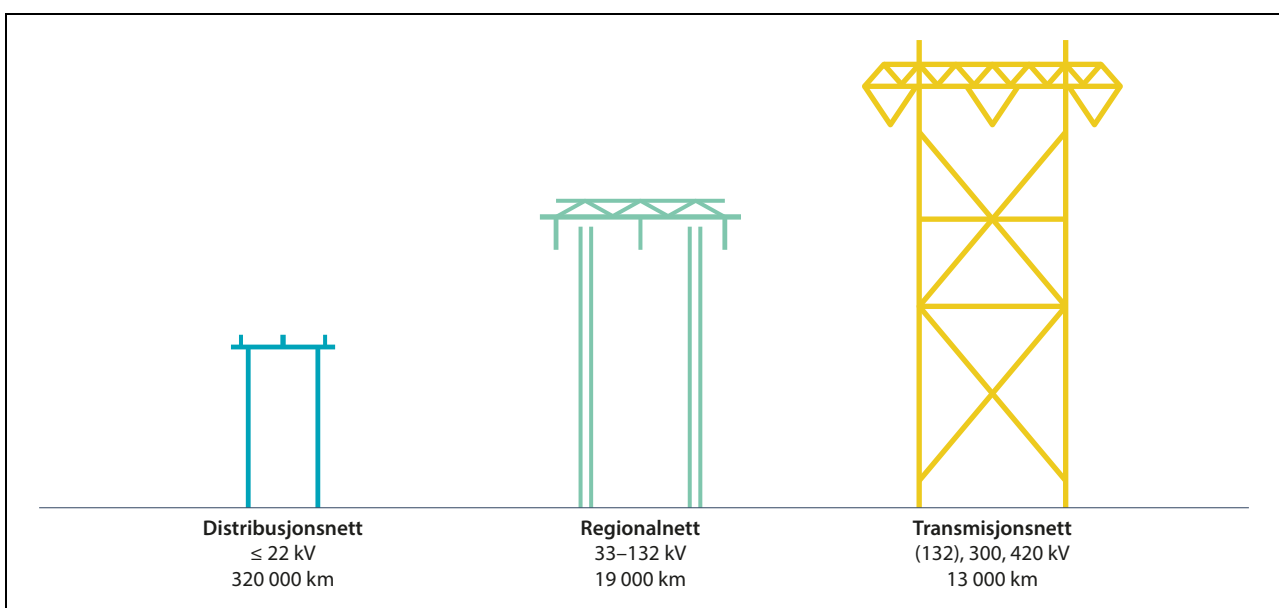
Større produksjonsanlegg knyttes til transmisjons- eller regionalnettet, mens mindre produksjonsanlegg tilknyttes regional- eller distribusjonsnettet. Store forbrukere, som kraftintensiv industri eller petroleumsvirksomhet, tilknyttes gjerne transmisjons- eller regionalnettet. Alminnelig for-

bruk til husholdning, tjenesteyting og småindustri, er vanligvis tilknyttet distribusjonsnettet.

3.1 Organisering av strømnettet

Energiloven¹ legger rammene for reguleringen av kraftsektoren, herunder nettvirksomheten. Strømnettet er et naturlig monopol. Det kjennetegnes av høye investeringskostnader, og gjennomsnittskostnader per transportert enhet som synker med økende utnyttelse av nettet, inntil kapasiteten begynner å bli presset. Det betyr at det vil være kostbart for samfunnet å ha flere parallelle nett, og det er dermed ikke åpnet for konkurranse innen nettvirksomheten. For å hindre at nettselskapene utnytter sin monopolstilling overfor nettkundene, er nettvirksomheten sterkt regulert.

¹ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.



Figur 3.1 Illustrasjon av nettnivåene og utstrekning per nettnivå. Illustrasjonene er ikke i målestokk. Tall for de ulike nettnivåenes utstrekning er hentet fra RME (2022)

Nettselskapene har ansvar for drift og utvikling av nettet, Statnett som systemansvarlig har ansvar for den momentane balansen i systemet, og myndighetene har blant annet ansvar for overordnet rammeverk, konkret regulering og konsesjonsbehandling mv.

Roller og ansvar

Energimyndighetene er ansvarlige for det overordnede rammeverket for reguleringen av nettsektoren. Olje- og energidepartementet har det overordnede ansvaret for forvaltningen av energi- og vannressursene i Norge. Det er departementets oppgave å påse at forvaltningen utføres etter de retningslinjene Stortinget og regjeringen gir. Departementet utgjør sammen med Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) konsesjonsmyndigheten for energianlegg i Norge, inkludert strømmettet. Dagens konsesjonssystem er nærmere omtalt i kapittel 10.

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) er organisert som en egen enhet i NVE, og er utpekt til å utføre oppgavene som uavhengig reguleringsmyndighet. Det er RME sin rolle som regulator og tilsynsmyndighet å regulere og følge opp nettselskapene slik at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes og utvikles på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte. Nettselskapene skal opptre nøytralt overfor alle nettkunder og kraftleverandører. RME regulerer nettselskapene økonomisk gjennom fastsettelse av årlige inntektsrammer som setter en øvre begrensning på hvor mye selskapene kan ta betalt for overføring av elektrisk kraft. Enkeltvedtak fattet av RME kan påklages til Energiklagenemnda. Energiklagenemnda er utnevnt av Olje- og energidepartementet, men er uavhengig og kan ikke instrueres.

I lys av at nettet er et naturlig monopol er sektoren organisert slik at alle forbrukere og produsenter i et geografisk område er tilknyttet et nettselskap på ett nettnivå. Det er nettselskapene som er ansvarlige for å planlegge og gjennomføre de nødvendige investeringene i sitt nett. Nettselskapene er avhengige av tillatelser, *konsesjoner*, for å bygge og drive nettet.

Til sammen i de tre nettnivåene var det per 31. desember 2021 96 nettselskap med inntektsramme i Norge. Det pågår flere fusjonsprosesser i bransjen, det kan dermed bli reduksjoner i dette tallet. Statnett er som tidligere nevnt netteier for transmisjonsnettet i Norge, inkludert utvekslingsforbindelsene med andre land. I tillegg til dette er de utpekt som systemansvarlig i det norske kraft-

systemet. Dette gir Statnett en sentral rolle i det norske kraftsystemet. Statnett er et statsforetak og eies av Olje- og energidepartementet.

Statnett er systemansvarlig selskap

Elektrisitet er ferskvare. Det må til enhver tid produseres like mye strøm som det forbrukes. Dette kalles den momentane balansen i kraftsystemet, og frekvensen er et mål på den momentane balansen. Systemansvarlig skal sørge for frekvensregulering, sikre momentan balanse i kraftsystemet, utvikle markedsløsninger som bidrar til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet, og i størst mulig grad bruke virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper². Systemansvarlig koordinerer driften av kraftsystemet, sørger for fastsettelse av kapasitet til markedet og håndterer flaskehals og handel med andre land. Kraftmarkedet er helt sentralt for balansen mellom tilbud og etterspørsel etter kraft. Resultatene fra den daglige prisenregningen i døgnet er grunnlaget for Statnetts planlegging og opprettholdelse av momentan balanse i det påfølgende driftsdøgnet. Den kontinuerlige balanseringen av produksjon og forbruk er svært viktig for driftssikkerheten i systemet. Dersom det oppstår ubalanser, iverksetter systemansvarlig tiltak for å gjenopprette balansen, som å justere produksjonen eller forbruket.

3.2 Elektrisk energi og elektrisk effekt – hva er hva?

Elektrisk energi er den totale mengden strøm som brukes for eksempel i løpet av en dag, måned eller år, og måles normalt i kilowattimer (kWh), megawattimer (MWh) eller terrawattimer (TWh). Elektrisk effekt er derimot den energien som brukes i løpet av ett sekund, og måles normalt i kilowatt (kW) eller megawatt (MW). En elektrisk effekt på 1000 kW i en time gir et strømforbruk på 1000 kWh, mens den samme effekten i bare ett sekund tilsvarer et strømforbruk på bare 0,3 kWh. Det er effekten som bestemmer hvor stor overføringskapasitet det må være i strømmettet. I disse to tilfellene må strømmettet derfor bygges med tilnærmet like store dimensjoner, selv om den overførte energien er mye større i det første tilfellet. Med lav effekt vil det imidlertid ta lenger tid å tilføre en gitt mengde energi enn med høyere

² Systemansvarligs oppgaver, rettigheter og plikter er regulert i forskrift om systemansvar.

Boks 3.1 Sentrale begreper knyttet til strømmettet

Elektrisitet er en energiform som er knyttet til negativt eller positivt ladde partikler, i ro eller i bevegelse. Elektrisitet i ro betegnes som statisk elektrisitet, mens elektrisitet i bevegelse er det vi tenker på som elektrisk strøm (også omtalt som kraft).

(Elektrisk) strøm er transport av elektrisk ladning. Strømmen av ladninger oppstår når det er elektrisk spenning, eller potensiell differanse av elektrisk ladning, mellom forskjellige punkter i en leder. Måleenheten for strøm er ampere (A).

(Elektrisk) spenning er den potensielle differansen av elektrisk ladning mellom to punkter. Elektrisk spenning er et mål på den energien ladningene (elektronene) i for eksempel en ledning har. Måleenheten for spenning er volt (V).

(Elektrisk) effekt er energiens momentanverdi, det vil si hvor mye elektrisk energi som strømmer gjennom et målt punkt per tidsenhet,

eller på ethvert tidspunkt. Effekt måles i watt (W) eller megawatt (MW) som er lik energien som overføres per sekund.

(Elektrisk) energi er lik produktet av effekt og tid. Energi er med andre ord mengden elektrisitet som strømmer gjennom et målt punkt for en gitt periode. Elektrisk energi måles vanligvis i måleenhetene watttime (Wh), kilowatttime (kWh, det vil si 1000 Wh) og megawatttime (MWh, det vil si 1000 kWh) som er lik energien som overføres i løpet av en time.

Kraftledning er samlebetegnelsen for et komplett overføringsanlegg bestående av liner, master osv. eller jord-/sjøkabler med tilhørende endekomponenter.

Overføringskapasitet angir hvor mye kapasitet som kan overføres over en enkelt kraftledning eller et *overføringssnitt*, som er summen av kapasiteten på to eller flere kraftledninger.

effekt. Etterspørselen etter effekt i strømmettet sier derfor noe om hvor fort en ønsker å ta ut eller mate inn elektrisk energi til strømmettet.

Den elektriske effekten er et produkt av strøm og spenning, og dimensjoneringen av nettet handler om hvilke strømmer og spenninger komponentene i strømmettet kan håndtere. Spenningen «trykker» strømmen gjennom ledningene – her kan en tenke på trykket i hageslangen. Strømmen er strømmen av elektroner og er det som «går» gjennom ledningene – her kan en tenke på vannet som strømmer gjennom hageslangen. Med en analogi til hageslangen vil *effekten* være hvor fort en klarer å fylle en bøtte, mens *energien* er mengden vann i bøtta. Hvis trykket på hageslangen (spenningen) dobles vil det gå dobbelt så fort å fylle bøtten (effekt). Det er altså slik at hvis spenningen dobles, vil effekten dobles, da går det dobbelt så fort å tilføre samme mengde energi (vann i bøtta). Det samme skjer hvis en dobler tverrsnittet av hageslangen, eller analogt dobler den elektriske strømmen.

3.3 Historiske og framtidige investeringer i strømmettet

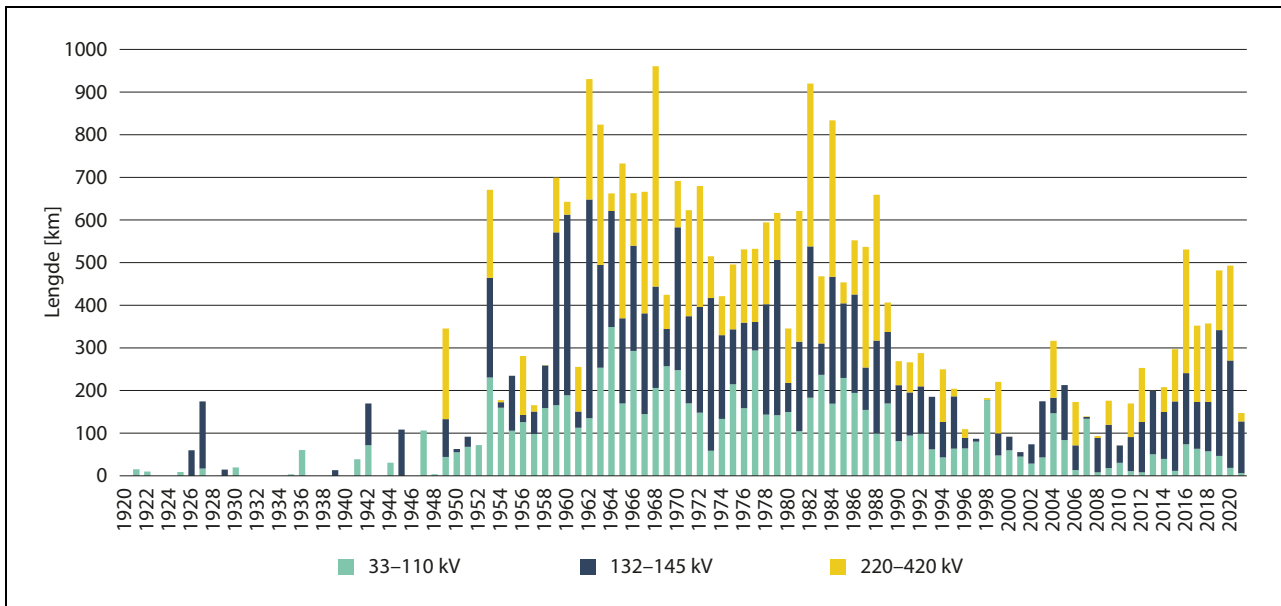
Det meste av eksisterende nettanlegg ble bygget i perioden 1950–1990, før energiloven kom. Dette

går fram av figur 3.2 som viser når de eksisterende luftledningene i regional- og transmisjonsnettet ble bygget. Den viser videre at byggingen har økt noe de siste årene.

Selv om mange av komponentene tilsynelatende begynner å bli gamle, er det vanskelig å si noe konkret om tilstanden til anleggene kun ut fra opprinnelig byggeår. NVEs statistikk sier ikke noe om rehabilitering og vedlikehold av anleggene, slik at standarden kan være bedre enn aldersprofilene skulle tilsi. Tatt i betraktning at levetiden på kraftledninger normalt er om lag 40 og 70 år for henholdsvis jordkabler og luftledninger, kan en likevel legge til grunn at det er mye av det eksisterende nettet som går mot endt levetid og det er også mye av dette som er planlagt reinvestert i årene som kommer.

Fornyelsesbehov og økt kraftforbruk er hoveddrivere for investeringsnivå mot 2030

I tillegg til reinvesteringer er det hovesakelig forventinger om nytt kraftforbruk som driver nettinvesteringene i årene som kommer. Forventninger til utvikling i kraftforbruk er nærmere omtalt i kapittel 5.2. Statnett har i sin nettutviklingsplan fra 2021 signalisert at de forventer investeringer i transmisjonsnettet på mellom 60–100 mrd. kroner i tiden 2021–2030 (Statnett, 2021), se figur 3.3. I dette anslaget har de lagt inn



Figur 3.2 Utbygging av eksisterende luftledninger i regional- og transmisjonsnett

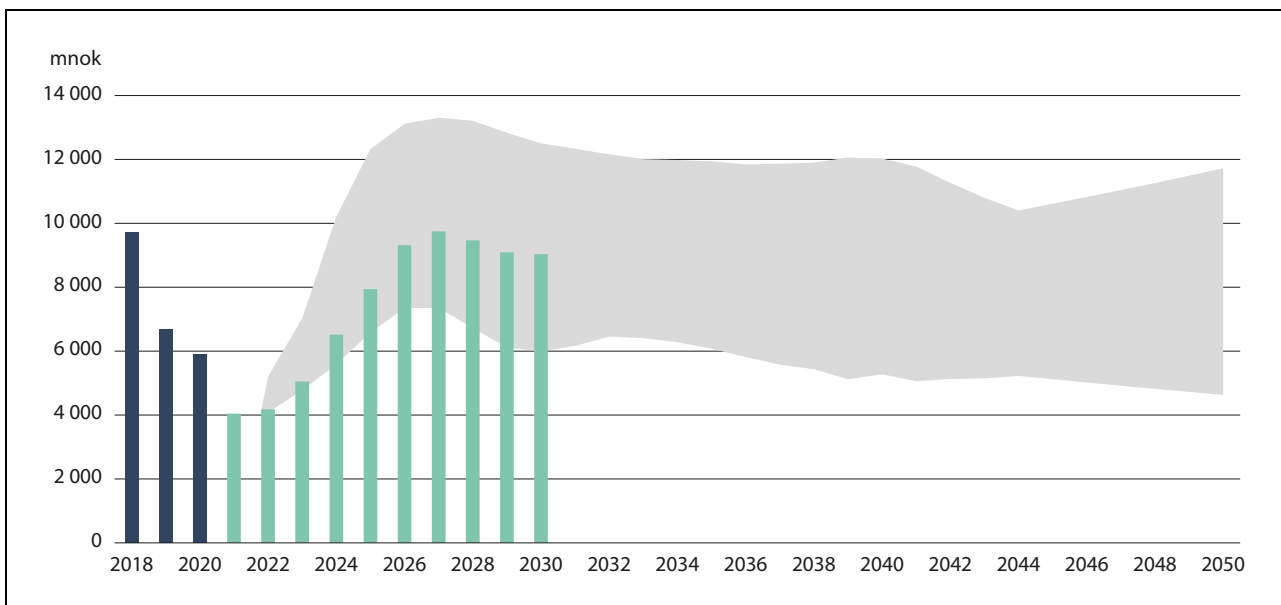
Figuren viser eksisterende luftledninger i regional- og transmisjonsnettet i Norge i antall km fordelt på hvilket år anleggene ble satt i drift og inndelt i hvilket spenningsnivå ledningene har.

Kilde: NVE (2021)

10 mrd. kroner i nettinvesteringer for havnet. Til sammenligning investerte de for 60 mrd. kroner i perioden 2011–2020. Statnett opplyser at det er størst usikkerhet rundt investeringsnivået i siste femårsperiode, perioden 2025–30, samt rundt den øvre delen av det anslåtte investeringsnivået for tiårsperioden. For den første femårsperioden, 2021–2025, forventer de å investere for opp mot

30 mrd. kroner og omtrent 30 pst. av investeringsnivået var investeringsbesluttet da nettutviklingsplanen ble publisert.

Statnett har et omfattende og vedvarende fornyelsesbehov, og dette utgjør en base av det forventede investeringsnivået. En del av fornyelsene vil gjennomføres i forbindelse med kapasitetsutvidelser, som må til for å øke kapasiteten til nytt



Figur 3.3 Statnetts forventninger til investeringer i transmisjonsnettet

Stolpene viser årlige forventede investeringer i transmisjonsnettet, mens det grå båndet viser utfallsrommet for årlige investeringer.

Kilde: Statnett (2021)

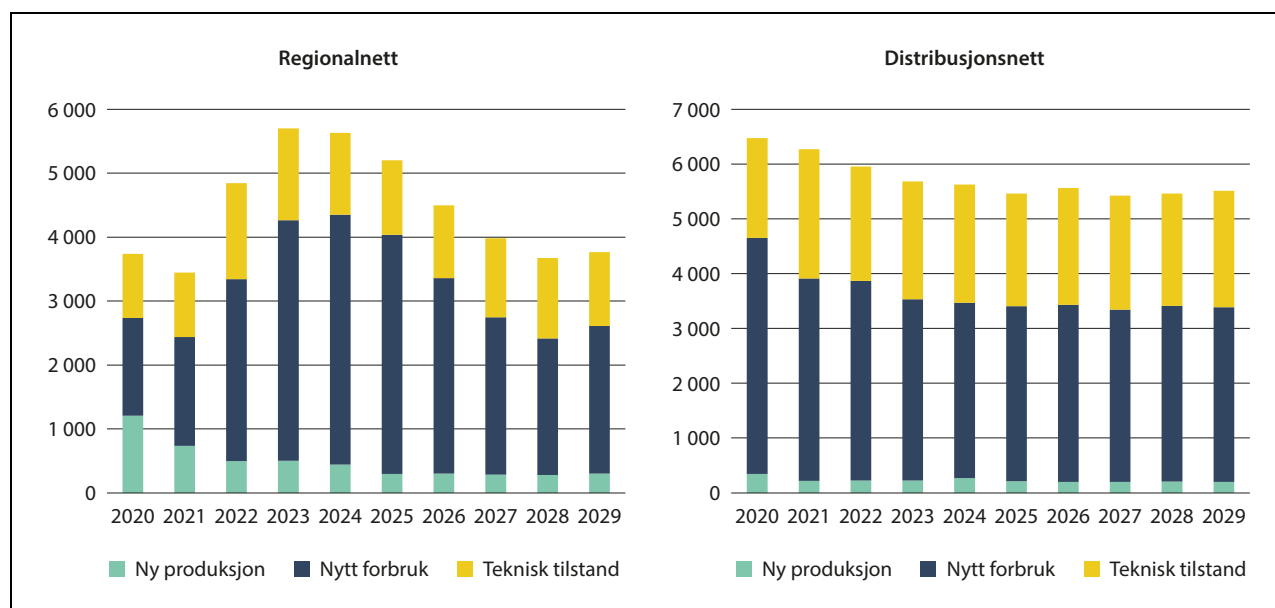
forbruk og ny produksjon. Fram mot 2030 har Statnett planer om større nettinvesteringer i Finnmark, Nordland, Trondheim, Nordmøre og Romsdal, Bergen og omland, Haugalandet, Sør-Rogaland og Stor-Oslo. De fleste tiltakene vil være en kombinasjon av fornyelses- og kapasitetsprosjekter.

Nytt kraftforbruk og fornyelsesbehov i eksisterende nett er også hoveddriverne for investeringer i regional- og distribusjonsnett i årene som kommer. Det viser Energi Norges sammenstilling av nettselskapers anslag på investeringer for perioden 2020–2029 (Energi Norge, 2021). Totalt anslår de at det vil bli gjort investeringer i regional- og distribusjonsnett for rundt 100 mrd. kroner i perioden 2020–2029, fordelt på i underkant av 60 mrd. i distribusjonsnettet og i overkant av 40 mrd. i regionalnettet. Figur 3.4 viser hvordan disse investeringene fordeler seg per år og hva som er utløsende årsak til investeringene, i henholdsvis region- og distribusjonsnett. For omtrent 60 pst. av de totale investeringene i regional- og distribusjonsnett har nettselskapene oppgitt nytt forbruk som det som primært utløser investeringen. En del av disse investeringene vil være

knyttet til oppgradering og forsert reinvestering av eksisterende nett. Nyinvesteringer utgjør om lag 50 pst. av investeringene i distribusjonsnett og i overkant av 40 pst. av investeringene i regionalnettet.

Til sammen utgjør Statnetts og Energi Norges anslag for investeringer for tiårsperioden 2021–2030 160–200 mrd. kroner. Til sammenligning ble det i tiårsperioden 2011–2020 aktivert investeringer for til sammen 146 mrd. kroner på disse tre nettnivåene (RME, 2022). Forventningen om økte investeringer henger tett sammen med økningen i tilknytningshenvendelser som nettselskapene har opplevd de senere årene. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 4.

De ulike investeringene har ulik grad av modenhet. Noen er fortsatt i en tidlig utredningsfase, noen er i konsesjonsprosess og andre er investeringsbesluttet og under bygging. De økte forventningene til investeringer i regional- og transmissjonsnett henger også sammen med den økte saksmengden NVE har opplevd for konsesjonsøknader. Dette er nærmere omtalt i kapittel 10.8.4.



Figur 3.4 Anslag for årlige investeringer i regional- og distribusjonsnett 2020–2029

Figuren viser sammenstilling av nettselskapers anslag på årlige investeringer i regional- og distribusjonsnett, fordelt på den primære utløsende årsaken til investeringen.

Kilde: Energi Norge (2021)

Kapittel 4 Tariffer og inntektsregulering

Strømnettet er viktig infrastruktur for et samfunn. Utbygging av strømnett er forbundet med store prissatte og ikke-prissatte virkninger. Det er derfor viktig at strømnettet utnyttes og utvikles effektivt, slik at ikke kostnader og inngrep blir større enn nødvendig.

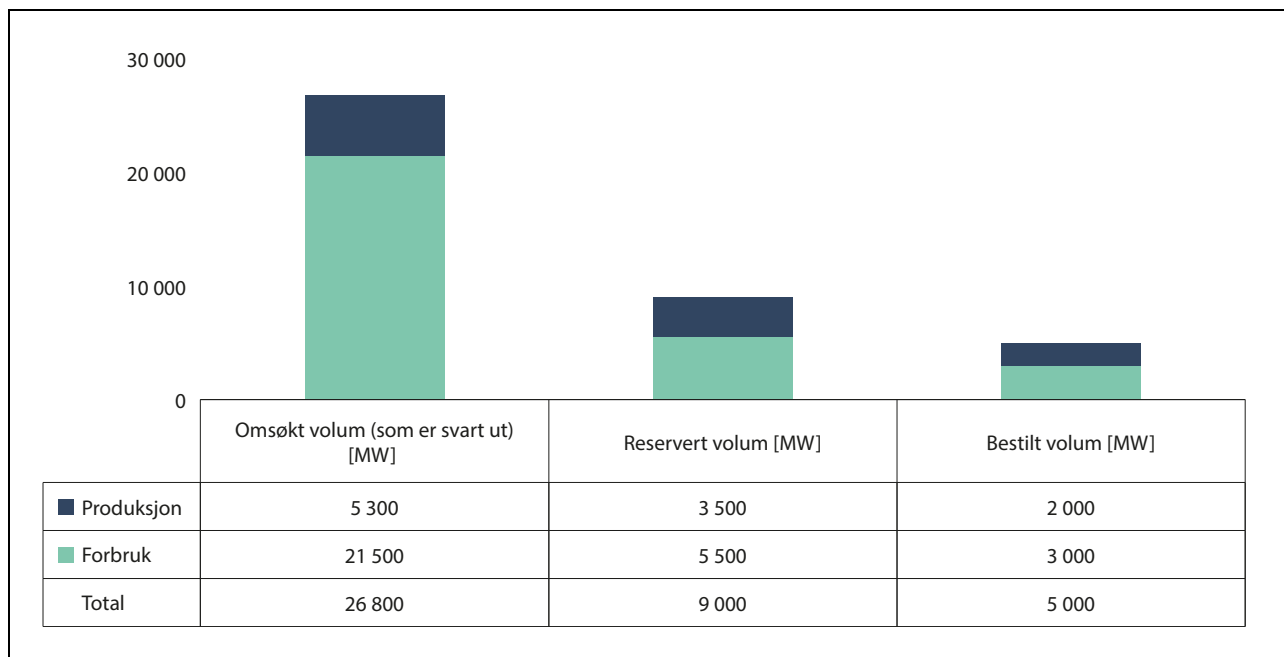
Dette kapitlet omhandler regulering av nettselskap, prising for bruk og tilknytning av nett, og peker på ulike utfordringer og forslag til tiltak for å løse utfordringene.

Hvordan tilknytning til og bruk av strømnettet prises, påvirker etterspørselen etter elektrisitet levert fra strømnettet. Nettselskapene har en viktig rolle i å drifte og utvikle infrastrukturen for å imøtekomme denne etterspørselen. Nettselskapene er naturlige monopoler, og er underlagt en omfattende regulering. Innretningen på reguleringen av nettselskapene påvirker hvordan de møter etterspørsel etter nett.

De siste årene har det vært stor vekst i etterspørsel etter tilknytning til strømnettet fra for-

brukskunder. Statnett viser til at det i perioden 2010–2018 var en typisk forbruksvekst på under 1 pst. per år, mens det siden 2019 har vært en årlig vekst på 5–10 pst. i enkelte regioner (Statnett, 2021). Figur 4.1 viser volum av forespørsler i ulike stadier som Statnett har behandlet siden 1. januar 2018. I figuren er *omsøkt volum* søknader som har kommet inn og hvor nettselskapet har gitt aktøren en første tilbakemelding. *Reservert volum* er søknader som er behandlet og der aktøren har fått tilbakemelding om at det er kapasitet i dagens nett og mottatt tilbud om tilknytning. *Bestilt volum* er prosjekter som har takket ja til tilbud om tilknytning. Til sammenligning er forbruksrekorden i det norske kraftsystemet 25 230 MWh/h¹ (Statnett, 2022). Prognosene for framtidig etterspørsel er beheftet med usikkerhet, og det er sannsynlig at prosjekter kan være registrert flere ganger,

¹ Ettersom kraftmarkedet har timesoppløsning måles forbruket i MWh/h.



Figur 4.1 Omfang av henvendelser om nettkapasitet behandlet av Statnett siden 1. januar 2018

Kilde: Statnett (e-post av 6. april 2022)

blant annet som følge av at de samme prosjektene kan være innmeldt til flere nettselskap på samme tid. Likevel indikerer tallene stor etterspørsel, som det ikke er kapasitet til å tilknytte i eksisterende nett. Prissignaler kan bidra til å i større grad avdekke den faktiske etterspørselen framover.

En betydelig del av den forventede forbruksutviklingen er knyttet til industriprosjekter. Endelig realisering av en del av prosjektene er beheftet med usikkerhet. Dette gjør det krevende å vurdere hva som er riktig nivå på nettinvesteringer framover. Både under- og overinvestering i nettkapasitet vil gi samfunnsøkonomisk tap i form av hhv. avvist etterspørsel eller unødvendige nettinvesteringer, arealbeslag og naturinngrep.

4.1 Reguleringen av nettselskap er et samspill mellom direkte krav og insentiver

Kostnader til utvikling og drift av strømmettet blir i sin helhet betalt av brukerne av strømmettet gjennom nettleien, og er ikke finansiert av offentlige budsjetter. Brukerne av strømmettet er de som produserer og bruker strøm. Desto mer kostnads effektivt nettselskapene drifter, utnytter og utvikler strømmettet, desto lavere blir nettleien for forbrukere og næringsliv.

Selskaper som ikke er utsatt for konkurranse, men driver uregulert monopolvirksomhet, vil kunne overprise tjenesten. Dermed blir prisen høyere og volumet lavere enn i et konkurranseutsatt marked, noe som gir et velferdstap. Uregulerte monopoler kan i tillegg levere tjenester med suboptimal kvalitet.

For å sikre en rimelig kostnadsdekning for nettselskapene og unngå overprising er nettselskapenes inntekter regulert. Reguleringen skal sørge for at nettkundene ikke betaler mer enn nødvendig til nettselskapene, at nettselskapene i strømmettet får en rimelig avkastning på sine investeringer, og samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av strømmettet.

En effektiv regulering av nettselskapene er avhengig av et godt samspill mellom direkte regulering, økonomisk regulering og tilsyn.

Økonomisk regulering

Den økonomiske reguleringen skal legge til rette for at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes og utbygges på en sik-

ker og samfunnsmessig rasjonell måte. Inntekten til nettselskapene skal over tid dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Regulering av nettvirksomhetens inntekter ved bruk av insentiver har vært gjeldende siden 1997, og har vært justert flere ganger siden. Målsetningen med den økonomiske reguleringen ble evaluert i 2010 av professor von der Fehr ved Universitetet i Oslo, på oppdrag fra Olje- og energidepartementet (von der Fehr, 2010). Gjennomgangen konkluderte med at reguleringsregimet var grunnleggende godt.

Direkte regulering

Den direkte reguleringen av nettselskapene følger av en rekke bestemmelser i lover, forskrifter og konsesjonsvilkår som beskriver nettselskapenes rettigheter og plikter. Disse reguleringene legger føringer for nettselskapenes virksomhet, og skal blant annet sikre at selskapene

- tilknytter nye anlegg for produksjon og forbruk
- investerer i og vedlikeholder strømmettet
- tar hensyn til sikkerhet og beredskap
- opprettholder god leveringskvalitet
- ikke gjennomfører investeringer hvor ulempene overstiger samfunnsnyten
- prosjekterer, utfører, drifter og vedlikeholder anleggene slik at de ikke er til fare for liv, helse og materielle verdier

Formålet med den direkte reguleringen er blant annet å sørge for at nettselskapene gjennomfører nødvendige tiltak, selv om tiltakene ikke nødvendigvis er bedriftsøkonomisk lønnsomme.

Tilsyn

I tillegg til direkte regulering og økonomisk regulering, kommer tilsynsvirksomheten. Eksempler på dette er at Reguleringsmyndigheten for energi (RME) fører tilsyn med at nettselskapene opptrer nøytralt og ikke diskriminerende, at leverings- og tilknytningsplikten oppfylles og at krav til leveringskvalitet opprettholdes. Videre fører Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) blant annet tilsyn med at konsesjonsvilkår er oppfylt og at krav til sikkerhet og beredskap er ivaretatt. Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) fører også tilsyn med at de elektriske anleggene ikke medfører fare for liv, helse og materielle verdier.

4.1.1 Nettselskapenes tillatte inntekt fastsettes årlig

Gjennom inntektsreguleringen fastsettes årlig tillatt inntekt for hvert enkelt nettselskap. Tillatt inntekt fungerer som et tak på hvor store inntekter et nettselskap kan ha hvert år, og begrenser dermed hvor mye nettleie de kan hente fra kundene sine.

Tillatt inntekt består i hovedsak av en inntektsramme fastsatt av RME, men i tillegg også av andre kostnader som eiendomsskatt, FoU-kostnader og kostnader til overliggende nett.

Når et år er omme, sammenlignes nettselskapenes faktiske inntekt med deres tillatte inntekt. Har de hentet inn mer enn det som var tillatt, må de tilbakebetale differansen til sine kunder gjennom redusert nettleie framover i tid. Har de hentet inn mindre enn det som var tillatt, kan de hente inn differansen fra sine kunder gjennom økt nettleie framover i tid. Dette inngår dermed som komponenter i den framtidige inntektsreguleringen.

4.1.2 Inntektsrammen innfører «konkurransen» mellom nettselskapene

Inntektsrammen beregnes årlig for hvert selskap. Den er satt sammen av *kostnadsgrunnlaget* og *kostnadsnormen*;

- *Kostnadsgrunnlaget* er basert på selskapets faktiske kostnader. Kostnader ved drift og vedlikehold og kostnader ved investeringer i nettanlegg (årlige avskrivninger og avkastning) utgjør størsteparten av kostnadsgrunnlaget. I tillegg inngår nettap og en kvalitetsjustering for ikke-levert energi (KILE-beløp²). I beregningen av inntektsramme blir kostnadsgrunnlaget per i dag tillagt en vekt på 40 pst. Fra 2023 vil kostnadsgrunnlaget vektes 30 pst.
- *Kostnadsnormen* gjenspeiler kostnadene til et tenkt selskap som utfører de samme oppgavene som det aktuelle nettselskapet til lavest mulig kostnad, men justert/kalibrert slik at et gjennomsnittlig effektivt selskap oppnår normalavkastningen bestemt av RME. Kost-

² KILE= Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved Ikke-Levert Energi: Formålet med KILE-ordningen er å gi nettselskapene insentiv til å bygge og drive nettet med en samfunnsøkonomisk optimal leveringspålidelighet. KILE-elementet representerer kundenes kostnader ved avbrudd, og ordningen innebærer at kundenes avbruddskostnader tas med i nettselskapenes bedriftsøkonomiske vurderinger. Insentivene i KILE-ordningen blir gitt i form av en inntektsreduksjon, slik at overskuddet i nettselskapene blir redusert når det oppstår avbrudd.

nadsnormen viser altså hva kostnadene til det aktuelle nettselskapet burde ha vært, hensyn tatt til omfanget av de enkelte nettselskapenes oppgaver og plikter. Dersom oppgaver og plikter er eksogene størrelser, som nettselskapet i liten grad selv kan påvirke, blir kostnadsnormen i stor grad frikoblet fra selskapets egne kostnader. I beregningen av inntektsrammen blir kostnadsnormen per i dag tillagt en vekt på 60 pst. Fra 2023 vil kostnadsnormen vektes 70 pst.

4.1.3 Kostnadsnormer

Kostnadsnormen er i stor grad frikoblet fra nettselskapenes egne kostnader, og gir nettselskapene insentiv til å drifte og utvikle nettet kostnadseffektivt. Kostnadsnormen beregnes i tre trinn. Det er en effektivitetsanalyse (DEA-analyse³), justering for rammevilkår og deretter kalibrering. I det følgende omtales hva nettselskapene måles på i effektivitetsanalysen for hhv. distribusjonsnett, regionalnett og transmisjonsnett.

Vektingen av kostnadsnormen i inntektsrammen påvirker insentivene i den økonomiske reguleringen. Hvis kostnadsnormen vektes med 0 pst. vil det kun være nettselskapenes egne kostnader som bestemmer inntekten. I et slikt tilfelle vil det være en ren avkastningsregulering, og det vil være vanskelig å gi nettselskapene gode insentiver til å utføre oppgavene sine på en kostnadseffektiv måte. Hvis kostnadsnormen vektes med 100 pst. vil det kun være normkostnaden som bestemmer inntekten. I et slikt tilfelle vil det være en ren insentivregulering, og det vil være svært gunstig for nettselskapene å operere på en kostnadseffektiv måte. Samtidig ville en slik regulering krevd at beregnede kostnadsnormer var tilnærmet perfekte.

De sammenlignende analysene gir gode estimater på kostnadsnormer, men estimatene er ikke perfekte. Derfor har RME valgt en hybridmodell, hvor kostnadsnormen vektes med 60 pst. i inntektsrammeberegningen. Resterende 40 pst. er kostnadsgrunnlaget. Normandelen er vedtatt økt til 70 pst. med ikrafttreden i 2023 (RME, 2019). Dette vil styrke insentivene til kostnadseffektivitet, og ble anbefalt av Reiten-utvalget i 2014 (Reiten, Sørgård, & Bjella, 2014).

³ DEA-analyse, Data Envelopment Analysis, er en metode innen operasjonsanalyse for å sammenligne ressursbruk og estimere produksjonsfronten.

Kostnadsnorm i distribusjonsnett

Som output (oppgavevariabler) i modellen for distribusjonsnettet inngår antall kunder (ikke vektet etter størrelse), antall nettstasjoner og kilometer høyspent nett. Samlet gir disse størrelsene et hovedbilde av det enkelte nettselskaps oppgaver. De representerer estimater på hvor stor etterspørsel nettselskapet står ovenfor, og hvordan etterspørselen er distribuert innen det aktuelle forsyningsområdet.

Kostnadsnorm i regionalnett

Som output i modellen for regionalnettet brukes vektete verdier av luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og stasjonskomponenter. I regionalnettet inngår dermed ikke kundegrunnlaget som oppgavevariabel i analysen. Det innebærer at modellen måler hvor effektivt kostnadsnivået til selskapet er, gitt den anleggsmassen de har. Enkelt sagt gir mer anleggsmasse (større oppgave) til lavere kostnader, sammenlignet med andre selskap, høyere avkastning og omvendt.

Siden det er ulike kostnader knyttet til de ulike anleggstypene, er det nødvendig med et vektsystem for å kunne summere dem sammen til en indeks. Formålet med vektsystemet er dermed ikke å finne et eksakt mål på hvor mye det koster å bygge og drive den enkelte anleggskomponent, men snarere å gjøre det mulig å sammenligne ulike selskaper. Vektsystemet gjør det mulig å vurdere om et selskap med en gitt mengde og type anleggskomponenter totalt sett har høyere eller lavere kostnader sammenlignet med totalkostnaden til andre selskaper som har en annen sammensetning av anlegg. Vektene er delt inn i hovedgruppene *kraftledninger* og *anlegg i stasjoner*. Kraftledninger er delt inn i tre kategorier: Luftledninger, jordkabler og sjøkabler. Stasjonsvariabelen er delt inn i avganger, transformatorer og kompenseringsutstyr. I modellen inngår luftledninger, jordkabler og sjøkabler som egne oppgavevariabler, mens anleggene i stasjonene er slått sammen til én variabel.

Selskapet blir målt på kostnadene ved å bygge og drive nettanleggene selskapet faktisk har, og det har ingen betydning for DEA-resultatet dersom et nettanlegg på et senere tidspunkt blir overflødig, for eksempel ved nedleggelse av industri. I DEA gjøres det dermed ingen vurdering av den løsningen det enkelte selskap har valgt for eget nett. Disse vurderingene forutsettes ivaretatt gjennom at anleggene har vært gjennom en konsesjonsbehandling før investeringene kan gjennomføres.

Statnett sin kostnadsnorm

Statnett utfører i vesentlig grad oppgaver som de andre selskapene ikke har, og kan derfor ikke inngå i sammenligningen med andre nettselskap.

Metodikken benyttet for å fastsette Statnetts kostnadsnorm i perioden 2007–2020 har medført at Statnetts kostnadsnorm i praksis har blitt satt lik Statnett sine egne kostnader. Det har gitt samme forventede avkastning for Statnett uavhengig av hvor kostnadseffektive de er. For å styrke insentivene til kostnadseffektivitet er det innført en ny metode for å beregne kostnadsnormen til Statnett (RME, 2021). Modellen er innført fra og med inntektsrammen for 2021, og innebærer at Statnett sine årlige kostnader sammenlignes med deres egne historiske kostnader. I tillegg innføres et produktivitetskrav på 2 pst. for forventet produktivitetsutvikling som skal øke Statnetts insentiver til kostnadseffektivitet.

Statnetts kostnader for utøvelsen av systemansvaret holdes utenfor effektivitetsanalysen, men pålegges produktivitetskravet. RME jobber videre med dette temaet.

Statnett sine 132 kV-anlegg inngår i sammenligningsgrunnlaget med andre regionalnett, og Statnett har dermed samme insentiver som øvrige regionalnettselskaper på dette spenningsnivået.

4.2 Prising for tilknytning til og bruk av nett

Prisen norske nettkunder betaler for elektrisitet består av flere elementer som fastsettes på ulike måter og ut fra ulike hensyn. I den totale prisen inngår nettleie, strømpris, skatter og avgifter. I tillegg kan nettkunden ved tilknytning måtte betale anleggsbidrag for å dekke kostnader ved nødvendige nettinvesteringer som følger av tilknytningen, samt betale for nettutredninger. Det er et mål at kostnadselementene hver for seg og samlet gir nettkundene insentiv til effektiv bruk og utvikling av strømnettet.

4.2.1 Samfunnsøkonomisk riktig prising av nett

Et marked gir effektiv ressursbruk dersom alle aktører stilles overfor samfunnsøkonomisk riktige priser. Samfunnsøkonomisk overskudd maksimeres når etterspørerne står overfor en pris som tilsvarende den samfunnsøkonomiske marginalkostnaden av å øke forbruket, mens produsentene står overfor forbrukernes betalingsvilje for en margi-

nal økning i forbruket. Dette forutsetter at det ikke forekommer markedssvikt og at det er samsvarende mellom beslutninger basert på bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Eksterne effekter og andre former for markedssvikt fører til at aktørene i et marked ikke er stilt overfor samfunnsøkonomisk riktige priser og, overlatt til seg selv, vil aktørene velge løsninger som ikke er samfunnsøkonomisk optimale. Dette påfører samfunnet et velferdstap. Eksterne effekter og andre former for markedssvikt tilsier at myndighetene må gripe inn for å oppnå samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Kraftmarkedet skiller seg fra andre marked ved at forbruk og produksjon må skje i samme øyeblikk. En del av den produserte elektrisiteten går tapt i overføringen fra produsent til bruker. Hvor mye som går tapt varierer med hvor i nettet elektrisiteten tilføres og tas ut. Overføring skaper dermed kostnadsvariasjon avhengig av hvor kraften tilføres og tas ut. En annen kilde til kostnadsvariasjon er begrensninger i overføringsnettet. Dersom det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet, vil ikke alt forbruk dekkes av den billigste produksjonen. Av denne grunn og fordi det til enhver tid må være balanse mellom tilførsel og uttak i nettet, må det etableres løsninger som sikrer kontinuerlig koordinering mellom produsenter og forbrukere av strøm.

Strømnett er et naturlig monopol. Infrastrukturen kjennetegnes av høye faste kostnader og lave variable kostnader – store faste kostnader til etablering og vedlikehold og små variable kostnader til kraftoverføringen. Det er derfor ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å ha parallelle strømnett. Et monopol som maksimerer overskudd, vil generelt sette tjenesten høyere enn kostnadene ved å produsere tjenesten. Nettselskapene er derfor underlagt regulering for at prisen for kraftoverføring skal reflektere kostnadene ved å bygge og drifte infrastrukturen, og på denne måten legge til rette for samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet. Nettreguleringen skal også sørge for at kraft overføres til riktig kvalitet og pris.

For en tjeneste med høye faste kostnader og lave variable kostnader vil gjennomsnittskostnadene være fallende. Med fallende gjennomsnittskostnader vil prising lik marginalkostnaden, et økonomisk prisingsprinsipp for effektivitet, gi driftsunderskudd for nettselskapet. Samlet krever dette regulering hvor prising for kostnadsdekning avveies mot andre måter å dekke kostnader på, for eksempel offentlige budsjetter,

og effektivitetstapet de ulike måtene å dekke kostnadene på medfører.

Marginalkostnadsprising kan samtidig også gi en etterspørsel som overstiger kapasiteten. I en situasjon med kapasitetsbegrensninger, vil prisen bli gitt av punktet der kapasitetsbegrensningen treffer etterspørselskurven. Den optimale prisen ved kapasitetsbegrensninger er dermed høyere enn uten slike begrensninger. Det vises også til vedlegg 1 der dette er beskrevet. Se særlig figur 1.2 i vedlegg 1. Siden nettet øker med belastningen av nettet, vil en pris på overføring lik marginalkostnaden kun gi et bidrag til å dekke faste kostnader i nettet. Det samme gjelder flaskehalsinntektene som følger av prisdifferanser på grunn av strukturelle overføringsbegrensninger i nettet. De faste kostnadene er imidlertid så høye at dekningsbidraget ved marginalkostnadsprising normalt ikke kan finansiere de samlede kostnadene, slik at nettselskapet går med driftsunderskudd. Flaskehalsinntekter og store prisdifferanser er et signal om at det er begrenset overføringskapasitet.

Å finansiere utvidelser og forsterkninger med bruksavhengige tariffer vil være krevende av flere grunner. Før en utvidelse vil kortsiktige prissignaler som hensyntar langsiktige kostnader kunne virke vridende på kort sikt og dermed ikke gi effektiv utnyttelse av eksisterende nett. Etter en utvidelse faller den optimale prisen siden flaskehalsinntekter reduseres. Brukernes adferd og langsiktige beslutninger har også betydning for både kostnader til nett og effektiv utnyttelse av det. Eksempelvis vil det kunne ha stor betydning hvor en aktør lokaliserer sitt produksjons- eller forbruksprosjekt. Videre vil hvordan forbruket spres ut over timer, dager og år ha betydning for hvor mye kapasitet som er nødvendig – siden nettet må dimensjoneres etter makslast. Det er dermed behov for tariffer som sikrer effektiv finansiering av drift og utvidelser, og 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.

Det vises også til omtale i vedlegg 1 for en nærmere beskrivelse av det teoretiske grunnlaget for samfunnsøkonomisk riktig tilpasning både på kort og lang sikt.

4.2.2 Dagens prissignaler i Norge

Strømpris

Strømnettet består av svært mange utvekslingspunkt som nettet knytter sammen. Disse kan omtales som noder. I hver node vil det være en optimal pris på strøm, som tilsvarer den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å øke forbruket i noden med en enhet. Nodeprisen består av både kostnaden for kraft og kostnaden for overføring. Nodeprising gir i teorien perfekte prissignaler på kort sikt – siden alle aktører vil stå overfor den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å øke forbruket (eller produksjonen).

I Norge, og i de fleste andre europeiske land er kraftmarkedet organisert med større budområder som aggregeres opp av noder. Budområdegrensene fastsettes av Statnett som systemansvarlig med bakgrunn i store og langvarige flaskehals i regional- og transmisjonsnettet. En flaskehals er en situasjon der utvekslingsbehovet overstiger overføringskapasiteten i nettet. I Norge er det fem budområder der tilbud og etterspørsel klareres hensyntatt overføringskapasitet mellom budområdene. Innad i et budområde står alle forbrukere og produsenter overfor de samme prisene. Det vil si at flaskehals internt i budområdet ikke eksplisitt hensyntas ved prisdannelsen. Eventuelle flaskehals innenfor budområdene må håndteres med spesialregulering. Det innebærer at Statnett som systemansvarlig aktiverer bud utenom prisrekkefølge, og for eksempel regulerer kraftproduksjon ned på ene siden av flaskehalsen og opp på den andre. Det kan føre til at det ikke er kraftprodusenten med lavest enhetskostnad som dekker etterspørselen, noe som gir en mindre effektiv utnyttelse av produksjonsressursene, og høyere kostnader enn om man aktiverer bud i prisrekkefølge. Den økte kostnaden som følge av dette blir dekket av alle nettets kunder gjennom en økning i Statnett sine kostnader.

Anleggsbidrag – betaling for tilknytning til nettet

Når kunder blir tilknyttet nettet, får økt kapasitet eller bedre kvalitet og *dette utløser nettinvesteringer*, skal nettselskapene fastsette og kreve inn anleggsbidrag for å dekke hele eller deler av de tilhørende investeringskostnadene. Reglene om anleggsbidrag er gitt i kapittel 16 i kontrollforskriften.⁴

Anleggsbidrag skal synliggjøre kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning av en eksisterende tilknytning slik at kundene får mulighet til å vurdere nettilknytning på et gitt punkt i nettet opp mot alternative tiltak, eller tilknytning et annet sted i nettet. På denne måten gir anleggsbidrag et lokaliseringssignal. I dagens utforming av anleggsbidraget er det også lagt vekt på å fordele kostnadene for en ny nettinvestering mellom kunden(e) som utløser investeringen og nettselskapets øvrige kunder. Kostnader for nettanlegg som ikke finansieres av anleggsbidrag, vil fordeles på nettselskapets øvrige kunder gjennom en økning i nettleien.

Reglene om anleggsbidrag ble endret med virkning fra 1. januar 2019. Dette var en større gjennomgang etter at regelverket sist ble endret i 2001. De største endringene er at innkreving av anleggsbidrag er blitt obligatorisk for alle nettselskap og at nettselskap skal kreve inn anleggsbidrag på alle nettnivå. Før endringen var det ikke anledning til å kreve inn anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnettet. Dette medførte at nettkunder som ble tilknyttet på disse nettnivåene, ikke ble stilt overfor kostnadene ved tilknytningen, og til at kostnadene i sin helhet ble fordelt på eksisterende kunder.⁵ Før endringen hadde nettselskapene hjemmel til å kreve inn anleggsbidrag i distribusjonsnettet, men det var frivillig å gjøre det. Endringen gir lik praksis hos alle selskaper, sikrer likebehandling av nettkunder, og at nye kunder i større grad stilles overfor kostnadene ved tilknytningen.

Etter endringen i 2019 utløser i utgangspunktet investeringer i regional- og transmisjonsnett anleggsbidrag etter de samme reglene som i distribusjonsnettet. Det er imidlertid tre forhold i regional- og transmisjonsnett som det er tatt særlig hensyn til:

- *Aktører mindre enn 1 MW betaler ikke anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett.* Som hovedregel vil mindre tilknytninger, mindre industri eller mini- og mikrokraftverk, i begrenset grad utløse behov for investeringer i regional- og transmisjonsnett. Det vil normalt være tilstrekkelig kapasitet til å tillate «én til» av slike mindre tilknytninger. Kunder som kan avkreves anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnettet bør derfor være av en viss størrelse. For nye tilknytninger vil denne grensen gjelde kunder som ber om å få mate inn eller ta

⁴ Forskrift 11. mars 1990 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen.

⁵ Unntaket er kundespesifikke anlegg: Ved investeringer i kundespesifikke anlegg kan hele investeringskostnaden innkreves av kunden.

Boks 4.1 Beregning av anleggsbidrag

Kostnadsgrunnlag

| |
|---------------------------|
| + Anleggskostnader |
| - Reinvesteringskostnader |
| + Fremskyndingskostnader |
| + Ev. utredningskostnader |
| = <i>Kostnadsgrunnlag</i> |

For å fastsette kundens anleggsbidrag må nettselskapet først beregne kostnadsgrunnlaget for anleggsbidraget. Kostnadsgrunnlaget er anleggskostnaden ved investeringen, fratrukket reinvesteringskostnader, tillagt fremskyndingskostnader og samlede utredningskostnader. Reinvesteringskostnader er kostnader nettselskapet uansett må ut med når nettanleggets levetid utgår, og skal derfor ikke belastes enkeltkunder. Fremskyndingskostnader er kostnader nettselskapet får ved å måtte gjennomføre en reinvestering før et nettanleggs levetid er ute.

Kostnadsgrunnlaget skal deretter multipliseres med kundens forholdsmessige andel for å finne anleggsbidraget.

Forholdsmessig andel

I nettanlegg som forsyner flere kunder, skal kundens anleggsbidrag som hovedregel være kundens forholdsmessige andel av kostnads-

grunnlaget. Nettselskapet finner kundenes forholdsmessige andel ved å dele hver enkelt kundes etterspurte kapasitetsøkning på den økte kapasiteten i nettanlegget.

Det er ofte rasjonelt å investere i mer kapasitet enn det umiddelbare behovet når nettselskapene først forsterker nettet. Når kundene som utløser denne forsterkningen betaler en forholdsmessig andel, betaler de kun for sin kapasitetsøkning og ikke for overkapasiteten som bygges for å håndtere forventet framtidig kapasitetsbehov. Da forskutterer nettselskapet disse kostnadene, og krever dette inn i anleggsbidrag fra kundene som ber om tilknytning eller økt kapasitet senere, innenfor en periode på ti år (tiårsregelen).

Anleggsbidrag på flere nettnivå

Dersom det er snakk om anleggsbidrag for å dekke investeringskostnader på flere nettnivå, skal nettselskapene på de ulike nettnivåene beregne kostnadsgrunnlaget og kundens andel av dette for sitt nettnivå. Summen av kundens andel av kostnadsgrunnlaget på hvert nettnivå utgjør kundens samlede anleggsbidrag.

Nettselskapets inntekter fra å kreve anleggsbidrag for en nettinvestering kan maksimalt dekke kostnadsgrunnlaget for nettinvesteringen, der kostnadene knyttet til å utrede nettanlegget inngår.

ut 1 MW eller mer. For eksisterende kunder som ber om økt kapasitet vil grensen gjelde kunder som allerede mater inn eller tar ut 1 MW eller mer, eller vil gå over grensen etter at de er tildelt økt kapasitet.

- *Anleggsbidraget reduseres med en faktor på 0,5.* Investeringer i regional- og transmisjonsnettet har som oftest nyttevirkninger for flere enn kunden som utløser investeringene, og i større grad enn for investeringer i distribusjonsnettet. Reduserte flaskehals og bedre forsynings-sikkerhet er eksempler på dette. Det er vanskelig å ta hensyn til alle nyttevirkninger i beregningen av et anleggsbidrag. Kostnadsgrunnlaget for anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnettet skal derfor reduseres med en

reduksjonsfaktor lik 0,5 for å ta hensyn til slike øvrige nyttevirkninger. Nettinvesteringer i regional- og transmisjonsnettet som utløses av én eller et fåtall brukere, skal behandles likt som tidligere. Hensynet til øvrige nyttevirkninger er ikke like gjeldende for nettanlegg hvor det kun er én eller et fåtall kunder som utløser og har behov for en investering. I slike tilfeller dekkes derfor fortsatt hele investeringskostnaden av kunden.

- *Kostnadsgrunnlaget kan begrenses i særlige tilfeller.* Bestemmelsene i kontrollforskriften kapittel 16 skal bidra til riktig kostnadsfordeling mellom kundene og gode prissignaler, også på høyere nettnivåer. I regional- og transmisjonsnettet kan imidlertid nettinvesterin-

gene bli større og mer komplekse enn i distribusjonsnettet. For å unngå uforutsette uheldige konsekvenser i saker som ikke passer inn under hovedreglene i reguleringen av anleggsbidrag, gir § 16-10 tredje ledd nettselskapene anledning til å foreta en skjønnsmessig begrensning av kostnadsgrunnlaget.

Skjønnnet kan utøves der den nødvendige nettinvesteringen er av et slikt omfang at det ikke er hensiktsmessig å kun legge reglene for hvilke anleggskostnader som skal inngå i kostnadsgrunnlaget og fordeling av disse, til grunn for beregningen av kundens anleggsbidrag. Bestemmelsen vil først og fremst kunne være aktuell i transmisjonsnettet, og er ment å være en «sikkerhetsventil». Ved bruk av bestemmelsen må nettselskapet begrunne og dokumentere sin vurdering. Nettselskapet må også ha objektive og ikke-diskriminerende rutiner som sikrer likebehandling av like saker. Forvaltningspraksis vil over tid etablere kriterier for hvordan bestemmelsen praktiseres.

Betaling for nettutredninger

Lange ledetider er en utfordring ved prosjekter i regional- og transmisjonsnettet. Dette gjør at nettselskap i mange tilfeller må starte planlegging av netttiltak før kundene har fattet investeringsbeslutning. Dette medfører en risiko for at nettselskapene bruker unødvendige ressurser på å utrede og planlegge tiltak for forbruksprosjekter som kanskje ikke realiseres. Det er gjerne flere kunder som ønsker tilknytning samtidig, og større usikkerhet knyttet til kundenes totale kapasitetsbehov. Fra innledende nettanalyser er ferdigstilt, og fram til nettselskapet eventuelt får godkjent konsesjonssøknaden, kan det også være stor usikkerhet knyttet til om kundenes prosjekter vil bli realisert eller ikke.

Med stor usikkerhet knyttet til framtidig etterspørsel etter kapasitet, er det risiko for at nettselskapet bygger over- eller underdimensjonerte nettanlegg. Underinvestering kan gi avvist etterspørsel, mens det i motsatt fall kan gi mer kostbare nettløsninger og større arealinngrep enn nødvendig. Den store usikkerheten fører til at det er større behov for utredning av ulike nettløsninger. Samtidig er det usikkert om behovet for nett er det samme ved begynnelsen og slutten av utredningsprosessen. Dette kan gi økte kostnader forbundet med utredninger, konsesjonssøknader, og detaljprosjektering av nettløsninger. Det blir dermed behov for å kunne stille krav til kundene for å sikre samsvar mellom kundenes utvikling av

sine prosjekter og nettselskapenes nettinvestering.

Nettselskapene skal kreve betaling som avspeiler kostnadene ved videre utredninger og utarbeidelse av konsesjonssøknad. Nettselskapets plikt til å utarbeide og søke konsesjon (tilknytningsplikten) er betinget av at kundene er villig til å betale sin andel av netteiers prosjekteringskostnader. Ved å avdekke detaljer knyttet til kundens prosjekt så tidlig som mulig, blir det lettere for nettselskapet å planlegge hensiktsmessige nettløsninger, og risikoen for feilinvesteringer reduseres.

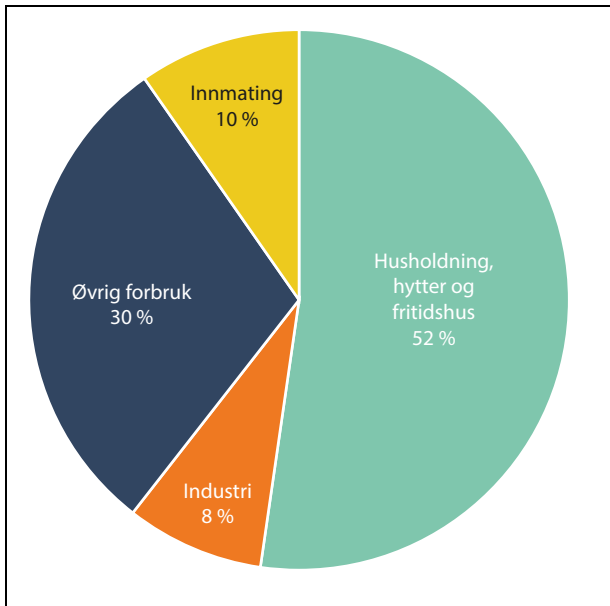
Nettleie – betaling for bruk av nettet

Alle nettselskap fastsetter nettleien til sine nettkunder på bakgrunn av tillatt inntekt, som er fastsatt av RME. Nettleien skal være objektiv og ikke-diskriminerende, og utforming og differensiering av nettleien skal gjøres på bakgrunn av relevante nettforhold. Videre skal nettleien i størst mulig grad gi langsiktige signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

Nettkunder betaler såkalte punktтарiffer for overføring av strøm. Det innebærer at størrelsen på nettleien er avhengig av tilknytningspunktet. Kunden betaler nettleie til sitt lokale nettselskap og får adgang til hele kraftmarkedet. Nettleien skal bidra til å dekke kostnader som oppstår i det nettnivået man er tilknyttet, samt kostnader til overliggende nett. Nettleien består av bruksavhengige ledd (energiledde og kapasitetsledd) og andre ledd (fastledd).

Et bærende prinsipp for utforming av optimale tariffer er at brukerne av nettet stilles overfor en pris som er lik den marginale kostnaden disse aktørene påfører nettet på kort sikt, se omtale i kapittel 4.2.1. All overføring av strøm innebærer tap. Størrelsen på tapet avhenger av den samlede belastningen i nettet, og er høyere desto høyere belastningen er. I transmisjonsnettet fastsettes energiledde i henhold til beregnede marginale tapssatser for hvert enkelt utvekslingspunkt som så multipliseres med systemprisen. Det er en administrativ øvre og nedre grense på tapssatsene på +/- 15 pst. Enkelte regionalnett viderefører en slik grense for sin avregning av energiledde, det samme gjelder for innmating av kraftproduksjon i distribusjonsnettet.

I distribusjonsnettet er det ikke krav til beregning av punktvis tapssatser ved beregning av energiledde. Tapsprosenten settes gjerne lik marginaltapet i nærmeste utvekslingspunkt med overliggende nett pluss gjennomsnittlig marginaltap for området. Energileddene blir fastsatt i for-



Figur 4.2 Fordeling av nettkostnader mellom ulike nettkunder på alle nettnivå.

Kilde: RME (2022)

kant, ofte for et år av gangen, og er svært mye høyere enn de reelle marginaltapene.

Som følge av nettets kostnadsstruktur vil ikke inntektene fra marginaltapsleddet være tilstrekkelig til å dekke de faste kostnadene. Alle kunder i distribusjonsnettet betaler et fastledd. Fastleddet dekker kundespesifikke kostnader i tillegg til en andel av øvrige faste kostnader i nettet.

For forbrukskunder i regional- og transmisjonsnettet som er effektavregnet skal det i tillegg til fastledd benyttes et tariffledd basert på kundens effektuttak i definerte perioder.

EU har gjennom en forordning om harmonisering av tariffen fastsatt et tak på produsenters fastledd i innmatingstariffen i transmisjonsnettet (tariff for å mate inn kraft på nettet). Det følger av kontrollforskriften § 15-2 at transmisjonsnettets fastledd skal brukes på alle nettnivå. For Norden er taket fastsatt til 1,2 øre/kWh. Begrunnelsen for å ha et tak på innmatingstariffen er for å sikre like konkurransevilkår for kraftproduksjon på tvers av landegrensene, i tillegg til at økt innmatingstariff for alle produsenter vil kunne gi utslag i økt kraftpris ved at produsentene henter inn økt fastledd i prisingen sin. Figur 4.2 viser fordeling av samlede nettkostnader mellom ulike nettkunder.

For uttakskunder har nettnivået man er tilknyttet betydning for størrelsen på tariffen. Uttakskunder som er tilknyttet transmisjonsnettet betaler nettleie basert på kostnadene i transmisjonsnettet. Disse har derfor en lavere tariff enn kunder til-

knyttet regionalnettet, som betaler nettleie basert på kostnader både i regional- og transmisjonsnett. Uttakskunder i distribusjonsnettet bidrar til å dekke kostnader i alle de tre nettnivåene.

Tariffene for uttak varierer også mellom de ulike nettselskapene. Årsaken er blant annet at nettselskapene opererer under ulike rammevilkår, noe som påvirker kostnadene ved å føre fram kraft til kundene. Vanskelige naturgitte overføringsforhold og spredt bosetting kan bidra til høyere overføringskostnader. I tillegg er det variasjon i hvor effektivt de ulike nettselskapene driver nettet.

I forbindelse med Meld. St. 36 (2020–2021) *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser* vedtok regjeringen Solberg innføring av effektbaserte tariffen i distribusjonsnettet. Endringen skulle tre i kraft 1. januar 2022, men har blitt utsatt til 1. juli 2022. Etter innspill fra flere organisasjoner og nettselskap er det besluttet å innføre en overgangsperiode for kravet om at energileddet maksimalt kan utgjøre 50 pst. av inntektene til nettselskapene, fram til 1. juli 2024.

Den nye nettleiemodellen skal i større grad gi insentiver til effektiv utnyttelse av nettet. Den innebærer at kunder med et årlig forbruk under 100 000 kWh får et differensiert fastledd i nettleien etter effekt, slik at kunder med et stort effektbehov vil få et høyere fastledd enn kunder med lavt effektbehov. De som bruker mye effekt får da et insentiv til å redusere effektbruken, eller flytte forbruket til tider da nettet er mindre belastet. Det legger til rette for bedre utnyttelse av strømm nettet og en mer rettferdig fordeling av kostnadene mellom kundene. Det bidrar også til å redusere de totale kostnadene i strømm nettet og til å holde nettleien nede gjennom lavere behov for nettutbygging.

4.3 Innspill og utredninger

4.3.1 Eksterne innspill

Utvalget har mottatt flere innspill om anleggsbidragsordningen. Mange støtter reglene om anleggsbidrag og mener reglene er et viktig prinsipp som gir insentiv til økonomisk fornuftig lokalisering av nytt forbruk. En rekke nettselskaper mener at reglene om anleggsbidrag bør beholdes, men at de bør forenkles, forbedres og standardiseres. Andre peker også på at anleggsbidraget oppleves som en vesentlig barriere for mange aktører. For tilknytninger som utløser investeringer, har mange nettselskaper, i skriftlige innspill til utvalget, tatt til orde for å erstatte dagens anleggsbidrag basert på faktiske kostnader med en til-

knytningsavgift basert på standardsatser. Statnett foreslår også at en slik tilknytningsavgift skal tilkomme for alle tilknytninger, også for de som ikke utløser investeringer. Nettselskapene peker på at dette vil kunne redusere tidsbruk hos nettselskapene som i dag brukes på beregning og fordeling av utredningskostnader og anleggsbidrag, og dermed frigjøre ressurser til andre oppgaver.

Det er også kommet innspill fra nettselskap om å gi forpliktende tilbud om anleggsbidrag tidligere, samt starte planleggingen av anleggsbidragspliktige netttiltak uten utredningsavtale.

Det har kommet mange eksterne innspill om behov for å innføre en betaling for reservasjon av kapasitet. Både tilknytningstariff (engangsbetaling) og reservasjonsavgift (løpende betaling) er foreslått. Både tilknytningstariff og reservasjonsavgift kan komme istedenfor, i tillegg til, eller gå til fratrekk fra et anleggsbidrag.

Innspillene om tilknytningstariff og reservasjonsavgift er begrunnet i at det kan bidra til at kundene foretar en grundigere vurdering av faktisk behov for kapasitet, og dermed være en barriere for å reservere og beslaglegge kapasitet som ikke tas i bruk.

Det er også kommet en rekke innspill om innretningen på inntektsreguleringen. Det pekes på at reguleringen gir for svake insentiver til investeringer og til proaktivitet, men også at den gir for svake insentiver til å gjøre andre tiltak enn investeringer, som for eksempel bedre nettutnyttelse gjennom bruk av fleksibilitet eller andre tekniske løsninger for å ha bedre oversikt over flyt og kapasitet i nettet. Det blir også trukket fram at inntektsreguleringen bør håndtere store uttakspunkt som industri og elektrifisering av transport på en bedre måte enn i dag.

4.3.2 Ekstern utredning

Oslo Economics har på oppdrag fra utvalget utredet hvordan prissignaler kan benyttes for å ivareta en samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av strømmettet (Oslo Economics, 2022). Oslo Economics viser til at det er 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 utnyttes effektivt. 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.

Oslo Economics framhever viktigheten av effektive prissignaler som stiller markedsaktørene overfor de kostnadene de påfører kraftsystemet for å oppnå samfunnsmessig rasjonell utnyttelse og utvikling av nettet. De vurderer at prissignalene som benyttes i Norge i dag i stor grad er utformet i tråd med økonomisk teori og balanserer hensyn til å sikre effektiv utnyttelse og utvikling av nett. Oslo Economics anfører imidlertid at det mangler et prissignal som reflekterer at rettigheter til effektuttak har en verdi – i dagens situasjon hvor etterspørselen etter effektuttak overstiger kapasiteten.

Oslo Economics har blant annet vurdert markedsbaserte løsninger, auksjonsbasert allokering og innføring av avgifter som ulike virkemidler for å prise denne kapasiteten. De mener at en avgift vil være det mest treffende virkemiddelet i dagens situasjon, der det allerede er reservert et betydelig volum. De anfører at en slik avgift sannsynligvis bør være utformet som en løpende betaling som avhenger av kundens reserverte effekt, i tillegg til kapasitetsforhold og kostnader i det aktuelle området. Oslo Economics anbefaler derfor at det innføres en avgift for å reservere kapasitet i nettet. I sin vurdering av auksjon som allokeringmekanisme framhever Oslo Economics at dersom auksjon som allokeringmekanisme skal fungere for allerede allokert effekt, må denne tas tilbake av netteier. Dette kan være juridisk krevende og få utilsiktede fordelingseffekter.

Oslo Economics mener også at det må vurderes å innføre en løpende avgift for rettigheter til effektuttak i framtidig nett. 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 fratrekk på et eventuelt anleggsbidrag, slik at ikke nettselskap skal ha interesse av å ha kunder i kø.

Videre framhever Oslo Economics behovet for justeringer i regler om utredningsgebyr og anleggsbidrag for å redusere ressursbruk forbundet med tilknytning for markedsaktørene, tidsbruk knyttet til å håndtere henvendelser hos nettselskapene og for å sikre en tidlig forpliktelse fra aktøren som ber om tilknytning – i situasjoner med en kø av tilknytningssaker og begrenset kapasitet hos nettselskapene. Oslo Economics skisserer at å publisere bedre informasjon til markedet om kapasitetsforhold og eventuelt også kostnader for tilknytning i ulike områder som de viktigste tiltakene. Dette kan kombineres med standardiserte utredningsgebyrer og eventuelt også en større åpning for å

forskuttere anleggsbidrag. Oslo Economics løfter også fram muligheten for et mer omfattende tiltak i form av en overgang fra anleggsbidrag til differensierte tilknytningsavgifter som gjelder alle tilknytninger, uavhengig av om de utløser investeringer. Avgiften differensieres blant annet etter nettholdene i det aktuelle området.

4.3.3 RMEs vurdering av tilknytningstariff

RME er på oppdrag fra departementet bedt om å utrede om tilknytningstariff⁶ er et egnet virkemiddel for å prise kapasitet.

RME har i forbindelse med anleggsbidrag og tiårsregelen vurdert kundebetalinger for tildeling av mer kapasitet i nett med ledig kapasitet. Uten tiårsregelen vil kunder ha veldig sterke insentiver til å ikke være den som utløser en investering, og må betale anleggsbidrag. Vurderingen av tiårsregelen er derfor en avveining mellom de negative konsekvensene av spillet mellom kundene om å ikke utløse en investering, og kostnadene ved å kreve betaling for tilknytning til et nettanlegg med god kapasitet.

RME vurderer at tilknytningstariff er en engangsbetaling for reservasjon av kapasitet på samme måte som anleggsbidrag, men med et bredere omfang. Tilknytningstariff skal imidlertid ikke motvirke andre negative effekter, som spill-effekten ved tiårsregelen. RMEs vurdering er at en tilknytningstariff ikke vil være et godt egnet virkemiddel til å prise reservasjon av kapasitet. Tilbud og etterspørsel av kapasitet varierer mye i ulike deler av nettet. En generell tariff vil ikke være godt egnet til å klarere tilbud og etterspørsel etter kapasitet. Utfordringen er størst i nettområder med knapp kapasitet og høy etterspørsel. En del av løsningen i disse områdene vil uansett være å investere i økt kapasitet. Ved investeringer i nytt nett finnes det allerede tariffen som videreformidler kostnadene til kundene som utløser investeringene. RME vurderer at det er bedre å forbedre de eksisterende prissignalene enn å innføre en generell tilknytningstariff. Om nødvendig, bør man utrede mer målrettede virkemidler for disse konkrete utfordringene. Et eksempel på dette kan være løpende prising for reservasjon av kapasitet i kom-

⁶ Engangsbetaling ved tilknytning eller forbruksøkning. En slik tariff vil blant annet bidra til å synliggjøre at nettkapasitet er et begrenset gode. Det skal vurderes om en tilknytningstariff bare skal tilkomme når det er tilstrekkelig nettkapasitet til tilknytningen eller om det også skal tilkomme en slik betaling i tilfeller der det er nødvendig å utrede og eventuelt gjennomføre investeringer. Kostnader knyttet til utredningsavtaler, samt evt. anleggsbidrag kommer da i tillegg til tilknytningstariffen.

binasjon med nettleie, både før og etter kunden er tilknyttet. En praktisk utforming av løpende prising av reservert kapasitet er at kunden betaler for hvor mye effekt kunden maksimalt kan ta ut.

4.4 Utvalgets vurderinger

Utvalget er bedt om å vurdere mer generelt og på overordnet nivå om dagens prissignaler gir riktige insentiver for en samfunnsøkonomisk utvikling av strømnettet.

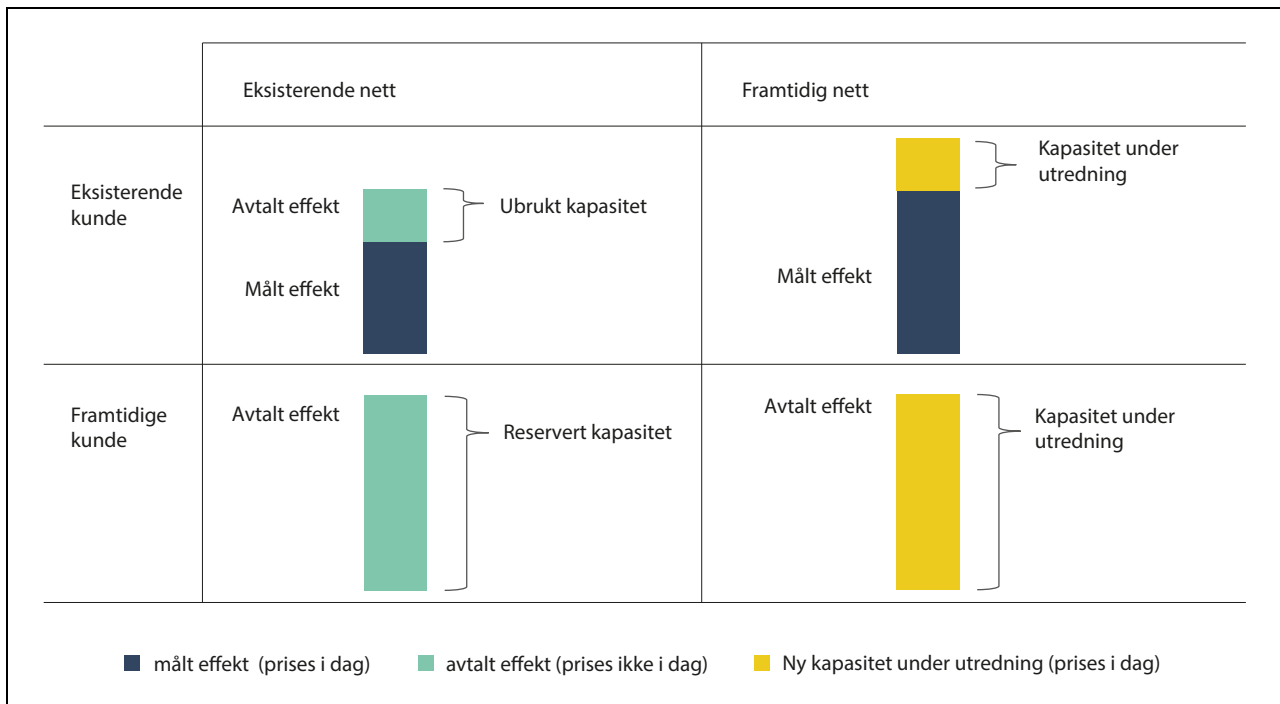
Utvalget er videre bedt om å utrede brukerbetaling for reservasjon av nettkapasitet for nye og eksisterende kunder, og foreslå hvordan en slik betaling kan utformes.

Et viktig utgangspunkt for å vurdere behovet for nytt nett er at det eksisterende nettet utnyttes effektivt. Riktig utformede prissignaler for tilknytning til og bruk av nett er viktig for å sikre en effektiv utnyttelse. Gitt den store etterspørselsveksten kan både kunder som reserverer kapasitet i eksisterende nett i påvente av tilknytning, og eksisterende kunder som benytter mindre kapasitet enn de har rett til, være kilder til ineffektiv utnyttelse av nettet. Prissignaler vil i en slik situasjon bidra til å synliggjøre dette for nettkundene, og bidra til mer effektiv utnyttelse av nettet.

4.4.1 Prising for en effektiv utnyttelse av eksisterende nett

Ubrukt kapasitet

Som oftest tildeler nettselskapene mer effekt til kundene enn den faktiske effekten kundene bruker. Det skyldes både at kundenes effekttopper ikke kommer samtidig, men også at kundene i mange tilfeller har bestilt mer effekt enn de benytter. Dersom det ikke koster kunden noe å holde på ikke-benyttet kapasitet, vil kunden ikke ha noe insentiv til å gi fra seg denne kapasiteten. Dette kan være tilfelle i regional- og transmisjonsnett der kundene blir avregnet for målt effekt i definerte perioder. Differansen mellom kundens målte effekt og avtalte effekt utgjør dermed en «sovende» effektrettighet. Denne type «sovende» effektrettigheter er noe nettselskapene på forskjellig vis tar høyde for ved vurdering av om det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte nye kunder i eksisterende nett. Siden det før 2019 ikke har vært tillatt å ta anleggsbidrag for investeringer i regional- og transmisjonsnett, har kunder som er tilknyttet på disse nettnivåene heller ikke fått noe prissignal gjennom anleggsbidrag for kapasiteten de legger beslag på.



Figur 4.3 Illustrasjon av hvilken kapasitet som prises

Kilde: Utvalget

I en tid med stor etterspørsel og knapphet på kapasitet flere steder i landet kan det derfor være hensiktsmessig å prise kundenes rett til å ta ut en gitt kapasitet. Se illustrasjon av dette i figur 4.4, jf. figur 4.3. Formålet med en slik betaling er å synliggjøre verdien av kapasiteten som kunden besitter. Dersom det ikke er knapphet i området kunden er tilknyttet, er imidlertid kapasitetens alternativverdi null inntil det ikke kan tilknyttes nye kunder, og en slik betaling vil kunne gi vridninger ved at det etterspørres for lite nett. En slik prising bør derfor ideelt sett variere geografisk og over tid. Det vil imidlertid være vanskelig å oppnå helt korrekt prising av denne knappheten gjennom nettleien. Ved å ha en nettleikomponent som kombinerer både målt effekt og abonnert effekt, kan det enkelte nettselskap vekte forholdet mellom disse to for å gjen-

| | Eksisterende nett | Framtidig nett |
|---------------------|-----------------------------|----------------|
| Eksisterende kunder | Prising av ubrukt kapasitet | |
| Framtidige kunder | | |

Figur 4.4 Prising av ubrukt kapasitet hos eksisterende kunder

speile kapasitetsforholdene i sitt nett. Eksempelvis vil et nettselskap med mye ledig kapasitet legge størst vekt på et ledd for målt effekt, mens et nettselskap med knapphet på kapasitet vil kunne legge større vekt på et ledd for abonnert effekt. Variasjoner i kapasitetsforhold innad i et nettselskap vil ikke fanges opp. Da må nettselskapet vurdere nytten av en mer effektiv utnyttelse av nettet i områder (eller perioder) med knapphet opp mot kostnaden ved for lav nettutnyttelse der det ikke er knapphet.

Det finnes ingen samlet oversikt over hvor mye kapasitet som faktisk er tildelt større kunder, og nettselskapene har i varierende grad oversikt over dette. Omfanget av ikke utnyttet kapasitet hos eksisterende kunder er derfor vanskelig å tallfeste. Statnetts måledata fra 2019 viser store avvik mellom avtalefestet kapasitet og faktisk uttak i sine tilknytningspunkt. I om lag 25 pst. av punktene tas det ut mer enn det som er avtalt (Statnett, e-post av 10. desember 2021). Hvilken kapasitet nettselskapet legger til grunn at eksisterende større kunder faktisk har ved vurdering av om nye tilknytning er driftsmessig forsvarlig kan variere ut fra en rekke forhold.

Også i distribusjonsnettet er det begrensninger i overføringskapasiteten, og det er viktig å prise kapasitet. Innføring av effektbasert nettleie fra 1. juli 2022 med tilstrekkelig stort effektelement for husholdning, hytter og mindre næring vil derfor være viktig for å utnytte eksisterende nett bedre.

Reservert kapasitet

Av figur 4.1 i innledningen til kapittel 4 framgår det at om lag 5 500 MW planlagt forbruk har fått reservere kapasitet i eksisterende nett i påvente av tilknytning. Av dette har 3 000 MW planlagt forbruk gått videre til å bestille kapasiteten. Det betyr at 2 500 MW planlagt forbruk har reservert kapasitet uten å gå videre til å bestille den. Dette kan være en indikasjon på at en del aktører undersøker om det er ledig kapasitet i nettet. Det kan også bety at det er mange usikre planer, der aktørene ikke er klare til å bestille kapasitet. Ettersom det i dag ikke har noen kostnad å reservere kapasitet er dette helt uten risiko for aktørene.

Et visst omfang av reservasjoner er nødvendig for å gi aktørene trygghet for at kapasiteten er tilgjengelig når forbruksanlegget er ferdig etablert. Det er ulik praksis hos nettselskap for hvor lenge de tillater kunder å reservere kapasitet. Videre kan hva som anses som nødvendig reservasjonstid variere med ledetiden for forbruksprosjektet. Dette er omtalt i kapittel 7.4.2. Det er uheldig dersom de aktuelle prosjektene reserverer kapasitet uforholdsmessig lenge, og på den måten fortrenger andre fra å få tilknytning.

I dag har det ingen kostnad for nye nettkunder å reservere kapasitet i eksisterende nett. Ved knapphet har reservert, men ubrukt kapasitet en alternativverdi ved at den kunne vært benyttet av andre.

Mangel på en pris for reservasjon av kapasitet kan føre til at eksisterende kapasitet ikke utnyttes effektivt, og det kan framstå som om det er behov for større nettinvesteringer enn det som faktisk er tilfelle. Så lenge kapasiteten er reservert, vil den ikke kunne tildeles eller benyttes av andre. Nye forespørsler om tilknytning vil da kunne bli møtt med krav om utredning av nytt nett, selv om den reserverte kapasiteten ikke enda er tatt i bruk.

I dagens situasjon med stor etterspørsel etter kapasitet og manglende prising av kapasitet kan

| | Eksisterende nett | Framtidig nett |
|---------------------|--------------------------------|----------------|
| Eksisterende kunder | | |
| Framtidige kunder | Prising av reservert kapasitet | |

Figur 4.5 Prising av reservert kapasitet i eksisterende nett

nettkundene dermed ha insentiv til å be om *mer* kapasitet enn de har behov for. Dette er fordi kapasiteten representerer en potensielt stor verdi. Videre kan eksisterende kunder ha insentiv til å *holde på* rettigheter til kapasitet uavhengig av sitt faktiske behov. I tillegg kan manglende prissignaler gjøre at enkeltaktører ber om «all» tilgjengelig kapasitet i et område, fordi de da har en kostnadsfri opsjon på økt effektuttak senere. Reglene om anleggsbidrag kan forsterke dette, ved at kundene ved et eventuelt senere behov for økt kapasitet, må betale en andel av investeringene.

Innføring av et prissignal for å reservere kapasitet kan gi insentiver til bedre utnyttelse av nettet ved at det gir kundene insentiver til å etterspørre bare den kapasiteten de har betalingsvillighet for. Det kan også gi dem insentiv til å tilknytte seg raskere, og eventuelt la være å reservere kapasitet dersom de ikke har betalingsvillighet for det. Prisingen av kapasitet som er reservert av nye kunder og ubrukt kapasitet hos eksisterende kunder bør være lik, for ikke å diskriminere mellom nye og eksisterende kunder.

4.4.2 Prising for en effektiv utvikling av framtidig nett

Dersom det ikke er ledig kapasitet i eksisterende nett til å imøtekomme forespørsler om tilknytning, plikter nettselskapet å utrede og gjennomføre tiltak som gjør at etterspørselen kan imøtekommes. Nettselskapets kostnader er knyttet til utredningsarbeid, konsesjonssøknad, prosjektering og bygging av nødvendige nettanlegg. Kundene som utløser kostnadene dekker disse gjennom betaling for nettutredning og anleggsbidrag. Både betaling for nettutredning og anleggsbidrag er utformet for å balansere flere hensyn. Den store etterspørselen etter kapasitet man nå ser gjør at det likevel kan være nødvendig å se på innretningen av disse.

Dette handler på den ene siden om det kan være hensiktsmessig å forenkle beregningen ved

| | Eksisterende nett | Framtidig nett |
|---------------------|-------------------|---------------------------|
| Eksisterende kunder | | Prising av framtidig nett |
| Framtidige kunder | | Prising av framtidig nett |

Figur 4.6 Prising for en effektiv utvikling av framtidig nett

i større grad å benytte standardsatser eller erfaringstall enn faktiske kostnader, for å sikre at aktørene får beslutningsrelevante tilbud på et tidligere tidspunkt enn i dag. Videre handler det om hvorvidt en større del av betalingen bør komme tidligere i tilknytningsprosessen og ev. ikke refunderes dersom kunden på et senere tidspunkt likevel ikke ønsker tilknytning.

Både anleggsbidrag og utredningskostnader skal etter dagens regelverk fastsettes med utgangspunkt i faktiske kostnader. Samtidig er det en forutsetning at nettkundene får tilbud om utredningsavtale uten ugrunnet opphold, og dermed stilles overfor et prissignal så raskt som mulig etter at nettselskapene har avklart at det ikke er driftsmessig forsvarlig med tilknytning i eksisterende nett.

Inngåelse av avtaler om utredningskostnader og anleggsbidrag krever ifølge nettselskapene en del administrasjon og tidsbruk (Oslo Economics, 2022). Særlig i regional- og transmisjonsnett kan det ifølge Oslo Economics være krevende å fastsette kundenes forholdsmessige andeler av utredningskostnader og anleggsbidrag for ulike nettinvesteringer. Dette skyldes blant annet at den faktiske belastningen av nettanleggene i et masket nett avhenger av faktisk innmating og uttak i ulike punkt. Endringer i forutsetninger om dette, eksempelvis bortfall av et planlagt stort produksjons- eller uttakspunkt eller endringer i koblingsbilder og videre utvikling av nettet, vil dermed kunne endre den forholdsmessige andelen til de øvrige kundene.

Et alternativ til å fastsette utredningskostnader og anleggsbidrag basert på faktiske kostnader, er å benytte standardsatser. Standardsatser kan differensieres etter ulike parametere som kapasitet (kr/MW), lengde på ledning (kr/km), størrelse på stasjonsanlegg mv. Slike standardsatser vil gi mindre presise prissignaler. På den andre siden vil standardsatser medføre at størrelsen på kostnadene vil være kjent for aktørene tidligere enn i dag, og dermed kunne være mer beslutningsrelevante. Den fremste ulempen med standardsatser er at det ikke vil gi et like persist signal om kostnadene ved nettinvesteringen som dagens anleggsbidrag gjør (ettersom det er basert på faktiske kostnader).

I dag inngår betaling for nettutredninger i det endelige anleggsbidraget. Gitt at dette opprettholdes, vil eventuelle standardsatser for nettutredninger, kun medføre en endring i tidspunktet for når kundene må betale de ulike kostnadene. Totalkostnaden vil fortsatt være den samme.

En tilknytningsavgift for alle tilknytninger uansett om det er behov for nettinvesteringer eller

ikke, vil gi en annen kostnadsdeling mellom nye og eksisterende kunder enn det som er tilfelle i dag. Det vil også forstyrre lokaliseringssignalet.

4.4.3 Nettselskapenes insentiver

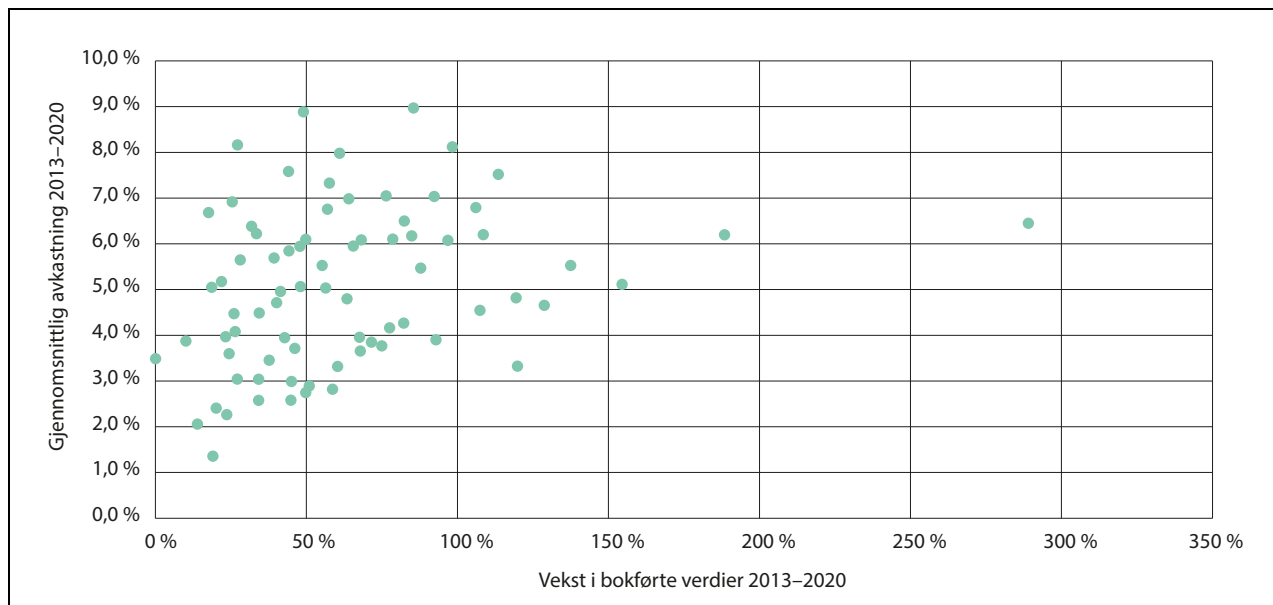
Selv med tiltakene foreslått i andre kapitler vil det fortsatt kunne være et gap mellom ledetidene for utvikling av nettanlegg og for industriprosjekter. Dette gjelder primært i regional- og transmisjonsnett, og er i liten grad en problemstilling for tiltak i distribusjonsnett. For å bidra til å lukke dette gapet i regional- og transmisjonsnett vil det i mange tilfeller være nødvendig å starte utredning av nettanleggene før det faktiske behovet er rimelig avklart eller innmeldt. Dette er omtalt i kapittel 6.5.2. Videre omtales nettselskapenes insentiver til å tilknytte kunder.

Det er i hovedsak de direkte reguleringene av nettselskapene som skal sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres, at nettet vedlikeholdes på en tilfredsstillende måte og at nye kunder tilknyttes. Innteksreguleringen skal bidra til at de investeringene som nettselskap gjennomfører blir gjort på en effektiv måte, og at nettselskapene gjør en riktig avveining mellom tiltak i driften (som bedre utnyttelse av eksisterende nett) og behov for å investere i nye nettanlegg. Det er som sådan direktereguleringene og ikke innteksreguleringen som skal sørge for at nettselskapene i tilstrekkelig grad utreder, omsøker og investerer i nødvendige nettanlegg.

Selv om plikten til å tilknytte nye kunder gjelder uten ugrunnet opphold, gis det ingen særskilte insentiver til å løse denne oppgaven raskt. I kapittel 7.4.3 anbefales en strammere tilknytningsprosess med hensyn til blant annet tidsbruk, og at RME øker tilsynsvirksomheten med nettselskapenes praktisering av tilknytningsplikten. Dette er viktig for å sørge for at nettselskapene utreder og omsøker nytt nett (gitt behov) uten ugrunnet opphold.

Sterkere investeringsinsentiver i innteksreguleringen vil kunne bidra til at nettselskapene i større grad utreder, prosjekterer eller bygger ut nett i forkant av faktiske forespørsler om tilknytning. Det vil samtidig øke risikoen for feilinvesteringer i nett. Tidlig *utredning* vil innebære en langt mindre risiko enn tidlig *utbygging*, og kan sammen med betingete konsesjoner jf. anbefaling i kapittel 13.6.3 være et relevant tiltak for å redusere gapet i ledetid.

Flere nettselskap anfører at innteksreguleringen belønner reaktiv atferd, og at det ikke lønner seg å være tidlig ute med å investere i nettanlegg for å kunne tilknytte kunder raskere. Blant annet



Figur 4.7 Gjennomsnittlig avkastning for nettselskap i perioden 2013–2020 sammenlignet med økning i nettkapital i samme periode.

Kilde: RME (2022)

blir det pekt på en alderseffekt som følger av at reglene for avskrivning av nettanlegg kvalitativt sett kan føre til at nettselskap med relativt ny anleggsmasse – og dermed en lite nedskrevet og høy anleggskapital – framstår mindre effektive enn nettselskap med en eldre anleggsmasse – som i større grad er nedskrevet og dermed har en lavere anleggskapital.

Figur 4.7 som er mottatt fra RME, viser gjennomsnittlig avkastning i perioden 2013–2020 sammenlignet med økning i nettkapital per nettselskap i samme periode. Med kalibrering av inntektsrammen basert på avkastningsgrunnlaget ser det imidlertid ikke ut til å være en signifikant korrelasjon mellom gjennomsnittlig avkastning og økning i nettkapitalen.

4.4.4 Flere prisområder eller nodepriser

Det er et mål at tariffene i størst mulig grad skal reflektere de underliggende kostnadsdriverne i strømmettet. Samtidig gir tariffene kun en tilnærming til de faktiske kostnadene for nettap og flaskehalshåndtering. Nodepriser gir til sammenligning perfekte prissignaler på kort sikt, der alle aktører står overfor den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å øke forbruk eller produksjon.

Det europeiske regelverket setter de ytre rammene for hvordan flaskehalser i strømmettet kan håndteres gjennom budområder. Det norske regelverket gjennom forskrift om systemansvaret⁷ § 5 legger opp til at Statnett skal fastsette budområder for å håndtere store og langvarige flaskehalser.

⁷ Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet.

| | Eksisterende nett | Framtidig nett |
|---------------------|--|---|
| Eksisterende kunder | Abonnert effekt | Forenklet anleggsbidrag Tidligere tilbud |
| Framtidige kunder | Inngå nett/tilknytningsavtale Abonnert effekt | Forenklet anleggsbidrag Tidligere tilbud |

Figur 4.8 Illustrasjon av utvalgets foreslåtte tiltak

Overgang til et nodeprisbasert system ble anbefalt av ekspertutvalget om driften av kraftsystemet i 2010 (Bye, Bjørndal, Doorman, Kjølle, & Riis, 2010). Mange av de samme forutsetningene som lå til grunn for Bye-utvalgets anbefaling gjelder fortsatt eller har økt i betydning. Selv om det er foretatt noen mindre justeringer i budområdeinndelingen, er det fortsatt fem budområder i Norge. Økt andel uregulerbar produksjon og økt systemutnyttelse med drift nærmere nettets kapasitetsgrenser gir økte reguleringskostnader og nettap. Dette er elementer som nå i enda større grad gir effektivitetstap ved at ikke flaskehalsen internt i budområder og økte nettap inngår eksplisitt i markedsklareringen.

4.5 Utvalgets anbefalinger

Utvalget mener prissignalene som benyttes i Norge i dag i store trekk er i tråd med samfunnsøkonomisk teori og balanserer hensyn til å sikre effektiv utnyttelse og utvikling av nett.

Det synes imidlertid som om dagens prissignaler ikke i tilstrekkelig grad bidrar til å avdekke den faktiske etterspørselen etter ny kapasitet. Utvalgets vurdering er at dette skyldes en kombinasjon av at det gis mangelfull informasjon om gjeldende kapasitetsforhold til markedet, at selve tilknytningsprosessen ikke håndteres enhetlig mht. tildeling av kapasitet og mangel på prissignaler for reservasjon av knapp kapasitet. Det kan også være at nettkundene ikke får tilbud om å inngå avtale om nettutredning uten ugrunnet opphold, og dermed ikke stilles overfor de prissignalene som allerede eksisterer.

Utvalgets anbefalinger til endringer i tilknytningsprosessen er beskrevet i kapittel 7.4. I det videre følger utvalgets anbefalinger for å gi prissignaler som i større grad priser tilgang til og reservasjon av nettkapasitet, og som kan bidra til å avdekke etterspørselen, og gi bedre forutsigbarhet for alle parter. Dette kan bidra til bedre utnyttelse av eksisterende nett, og en samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet.

4.5.1 Prising for en effektiv utnyttelse av eksisterende nett

Utvalget anbefaler at det innføres et prissignal for kunder i regional- og transmisjonsnett som synliggjør at rett til å ta ut en gitt kapasitet har en verdi. Utvalget foreslår at dette gjøres ved at dagens

effektledd i regional- og transmisjonsnettet basert på målt effekt omgjøres til en kombinasjon av målt effekt og abonnert effekt. Kunder som sitter på rett til å ta ut en større kapasitet enn de i praksis blir målt og avregnet for, vil dermed måtte vurdere verdien av å beholde retten til uttak av en gitt kapasitet mot kostnaden ved å beholde rettigheten til å ta ut kapasiteten. Kunder som ikke ønsker å betale for retten til en større kapasitet enn faktisk målt effekt vil da gis insentiv til å si fra seg retten til den overskytende kapasiteten, slik at denne kan tas i bruk av andre. Utvalget mener dette vil bidra til bedre utnyttelse av eksisterende nett, og gi nettselskapene økt trygghet for at kundens avtalte kapasitet er den kapasiteten nettselskapene skal planlegge for. Se illustrasjon av forslaget i figur 4.9.

Dette krever endring i kontrollforskriften § 14-1 andre ledd, og oppdatering av nett/tilknytningsavtaler.

Utvalget anbefaler videre at det innføres en løpende kostnad for *nye* kunder som reserverer kapasitet i eksisterende nett i regional- og transmisjonsnettet. Prisen for den løpende kostnaden bør være lik som prisen eksisterende kunder betaler for rett til et gitt effektuttak, for ikke å diskriminere mellom nye og eksisterende kunder. Utvalget foreslår at dette løses ved at kunder som skal reservere kapasitet i eksisterende nett må tegne tilknytnings- og nettleieavtale for å reservere kapasiteten. Se illustrasjon av forslaget i figur 4.9.

Utvalget mener videre at etableringen av et kapasitetskart som beskrevet i kapittel 7.4.1, sammen med dagens situasjon med stor etterspørsel etter kapasitet, også medfører behov for en slik prising. Innføring av effektbasert nettleie i distribusjonsnettet med tilstrekkelig stort effektlement for husholdning, hytter og mindre næring vil også være et viktig element for effektiv utnyttelse av eksisterende nett.

| | Eksisterende nett | Framtidig nett |
|---------------------|-------------------------------|----------------|
| Eksisterende kunder | Abonnert effekt | |
| Framtidige kunder | Abonnert effekt og nettavtale | |

Figur 4.9 Prising for effektiv utnyttelse av eksisterende nett

4.5.2 Prising for en effektiv utvikling av framtidig nett

Utvalget mener prinsipielt sett at betaling for tilknytning bør være basert på faktiske kostnader, slik som i dag. Dette gir presise signaler om lokalisering, og bidrar til at kundene internaliserer nettkostnadene ved vurderingen av etablering, lokalisering og dimensjonering. Det innebærer at det ikke kreves betaling for tilknytning dersom den ikke utløser nettinvesteringer, og at anleggsbidrag og utredningskostnader i sum utgjør øvre grense for hva en tilknytning kan koste for nettkunden. I den grad et ev. anleggsbidrag og utredningskostnader utgjør en barriere for tilknytning, tilsier det at betalingsvilligheten for tilgang til nett er lavere enn den faktiske kostnaden ved å etablere nettet. I slike tilfeller bør derfor ikke nettet bygges ut.

Samtidig vurderer utvalget at hensynet til presise lokaliseringssignaler må veies opp mot nettselskapenes administrasjonskostnader og forutsigbarhet for kundene om hva endelig kostnad vil bli. Med dagens høye etterspørsel mener utvalget det er viktigere at prissignalet når fram til kundene tidlig nok til å avsløre etterspørselen – og dermed bidra til å sammenkoble kundenes beslutning om tilknytning og nettselskapenes beslutning om utbygging – enn at prissignalet pre-sist reflekterer de faktiske kostnadene.

Utvalget mener kostnadsgrunnlaget for forpliktende tilbud om anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett i større grad bør baseres på erfaringstall og/eller anslagene som blir lagt til grunn i konsesjonsbehandlingen. Utvalget mener at anleggsbidraget bør etterberegnes for å sikre kostnadskontroll og for over tid å kunne forbedre kostnadsestimatene. Kundens endelige anleggsbidrag skal ikke overstige 115 pst. av tilbudet, slik som i dag.

Utvalget mener videre at fastsettelse av forholdsmessige andeler i regional- og transmisjonsnett er unødvendig komplisert, gitt formålet. Den forholdsmessige andelen skal fastsettes ut fra hva kunden bestiller relativt til samlet kapasitetsøkning i gjeldende nettsituasjon. Videre utvikling av nettet og tilknytning av nye kunder vil kunne endre forutsetningene for dette. Videre vil kundene ha ulike bruksmønstre og faktisk bruk vil kunne variere over tid. Dette tilsier at fastsettelse av forholdsmessige andeler i regional- og transmisjonsnett bør gjøres enklere enn det som er tilfelle i dag.

På bakgrunn av dette anbefaler utvalget at beregningen av det forpliktende tilbudet om anleggsbidrag gjøres enklere enn i dag, og at det

| | Eksisterende nett | Framtidig nett |
|---------------------|-------------------|---|
| Eksisterende kunder | | Forenklet anleggsbidrag Tidligere tilbud |
| Framtidige kunder | | Forenklet anleggsbidrag Tidligere tilbud |

Figur 4.10 Prising for effektiv utvikling av framtidig nett

bør gjøres forenklinger både i beregningen av kostnadsgrunnlag og av forholdsmessig andel. Utvalget bemerker samtidig at reglene for anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett er nye, og at det så langt er begrenset erfaring med praktiseringen av dem. Utvalget anbefaler derfor at RME tydeliggjør handlingsrommet for å forenkle beregningen av kostnadsgrunnlag og forholdsmessige andeler innenfor gjeldende regelverk.

Innenfor dagens regelverk er både betaling for nettutredninger og anledning til å kreve inn anleggsbidrag etter hvert som kostnader påløper mekanismer som skal bidra til å forplikte nettkunder underveis i prosessen. Disse treffer både nye og eksisterende kunder som ønsker ny eller økt kapasitet i nett der det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte mer.

Gitt at anleggsbidrag og betaling for nettutredning utgjør øvre ramme for kostnader, vil innføring av en reservasjonspris i tillegg til dette kunne være en omfordeling i tid av de totale kostnadene kunden skal dekke. Utvalget ser det derfor ikke som formålstjenlig å innføre et nytt prissignal for å reservere kapasitet i framtidig nett, utover det kunden allerede må betale gjennom anleggsbidrag og betaling for nettutredning.

Utvalget mener imidlertid det er svært viktig at kundene mottar tilbud om utredningsavtale og forpliktende tilbud om anleggsbidrag tidlig nok til å være beslutningsrelevant for kundene. Dette underbygger behovet for å forenkle beregningen av tilbud om anleggsbidrag, som anbefalt.

4.5.3 Nettselskapenes insentiver

Inntektsreguleringen skal balansere mange hensyn. Overordnet sett må den være pålitelig og langsiktig, men samtidig dynamisk nok til å fange opp viktige faktorer i tiden.

Utvalget mener det er viktig at innteksreguleringen er nøytral med hensyn til bruk av driftstiltak og nettinvesteringer.

Utvalget mener reguleringsmodellen er godt egnet til å ivareta formålet om en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Samtidig mener utvalget at RME må ha fokus på kontinuerlig videreutvikling av modellen for å sørge for at den i tilstrekkelig grad er tilpasset utviklingen i bransjen og samfunnets behov. Det er viktig at RME gis ressurser til å holde tilstrekkelig tempo i utviklingen.

For å bidra til at de samlede nettkostnadene ikke øker mer enn nødvendig mener utvalget det er viktig at innteksreguleringen er nøytral med hensyn til bruk av driftstiltak og nettinvesteringer. For sterke insentiver til å investere i nye nettanlegg vil øke risikoen for feilinvesteringer, og samtidig kunne bremse utviklingen av alternativer til nett og forbruksfleksibilitet.

Utvalget mener måling av nettselskapenes tidsbruk mellom klart definerte milepæler ved tilknytning vil være en mer presis måte å gi insentiver til å tilknytte kunder raskt, enn gjennom økte generelle investeringsinsentiver. Som anbefalt i kapittel 7.4.3, anbefaler utvalget at RME følger opp anbefalingene gitt i RME ekstern rapport nr. 4/2021 om kartlegging og anbefalt regulering av nettselskapenes tidsbruk ved tilknytning av nye kunder (EY, 2021).

Utvalget vurderer imidlertid at et aktuelt tiltak kan være å gi nettselskapene kostnadsdekning for tidlig utredning av nye regional- og transmisjonsnettanlegg, på samme måte som kostnader til forskning og utvikling (FoU) og kraftsystemutredninger holdes utenfor de sammenlignende analysene. Kunder skal fortsatt betale utredningskostnader og anleggsbidrag. Det kan ikke utelukkes at å gi nettselskapene kostnadsdekning for tidlige utredninger kan føre til at det gjennomføres noen flere utredninger av prosjekter som ikke realiseres. I så fall kan det gi noe økte kostnader for nettkundene. Utvalgets initielle vurdering er at de samlede kostnadene ved slike utredninger sannsynligvis er begrensede, samtidig som det kan bidra til å redusere gap i ledetid ved at nettløsninger utredes før faktisk etterspørsel er avklart. Utvalget legger videre til grunn at kostnader til tidlig utredning senere inngår i ev. anleggsbidrag dersom nettanleggene blir realisert. På distribusjonsnettnivå er ikke gap i ledetid en like uttalt problemstilling, og utvalget vurderer at kostnadsdekning for tidlig utredning ikke er nødvendig på dette nettnivået.

Dette forslaget medfører behov for endring i kontrollforskriften § 7-3 eller i metoden som benyttes for å beregne kostnadsnormene.

Utvalget anbefaler at nettselskapene gis kostnadsdekning for tidlig utredning av nye nettanlegg i regional- og transmisjonsnett for å bidra til å redusere gapet i ledetider mellom nett og forbruk.

4.5.4 Flere budområder eller nodepriser

Utvalget anbefaler at Statnett utreder flere budområder, innenfor rammene av dagens regelverk. Virkninger for markedet bør inngå i vurderingen.

Utvalget viser til at det også i kortere perioder kan gi en bedre utnyttelse av nettet at flaskehals reflekteres i prisene. Det kan for eksempel ha stor merverdi i kalde, men korte, vinterperioder når nettkapasiteten er fullt ut utnyttet. Utvalget anbefaler at energimyndighetene undersøker handlingsrommet for, og virkningen av, at budområder også kan brukes for situasjoner med kortvarige flaskehals.

4.6 Oppsummering av utvalgets anbefalinger

Utvalget mener prissignalene som benyttes i Norge i dag i store trekk er i tråd med samfunnsøkonomisk teori og balanserer hensyn til å sikre effektiv utnyttelse og utvikling av nett.

Utvalget anbefaler at det innføres et prissignal for kunder i regional- og transmisjonsnett som synliggjør at rett til å ta ut en gitt kapasitet har en verdi. Utvalget foreslår at dette gjøres ved at dagens effektledd i regional- og transmisjonsnettet basert på målt effekt omgjøres til en kombinasjon av målt effekt og abonnert effekt.

Utvalget anbefaler at det innføres en løpende kostnad for nye kunder som reserverer kapasitet i eksisterende nett i regional- og transmisjonsnettet. Prisen for den løpende kostnaden bør være lik som prisen eksisterende kunder betaler for rett til et gitt effektuttak, for ikke å diskriminere mellom nye og eksisterende kunder. Utvalget foreslår at dette løses ved at kunder som skal reservere kapasitet i eksisterende nett må tegne tilknytnings- og nettleieavtale for å reservere kapasiteten.

Innføring av effektbasert nettleie i distribusjonsnettet med tilstrekkelig stort effektelement for husholdning, hytter og mindre næring vil også være et viktig element for effektiv utnyttelse av eksisterende nett.

Utvalget mener prinsipielt sett at betaling for tilknytning bør være basert på faktiske kostnader, slik som i dag.

Utvalget mener kostnadsgrunnlaget for forpliktende tilbud om anleggsbidrag i regional- og

transmisjonsnett i større grad bør baseres på erfaringstall og/eller anslagene som blir lagt til grunn i konsesjonsbehandlingen. Utvalget mener at anleggsbidraget bør etterberegnes for å sikre kostnadskontroll og for over tid å kunne forbedre kostnadsestimatene. Kundens endelige anleggsbidrag skal ikke overstige 115 pst. av tilbudet, slik som i dag.

Utvalget mener videre at fastsettelse av forholdsmessige andeler i regional- og transmisjonsnett er uønskelig komplisert, gitt formålet.

På denne bakgrunnen anbefaler utvalget at beregningen av det forpliktende tilbudet om anleggsbidrag gjøres enklere enn i dag, og at det gjøres forenklinger både i beregningen av kostnadsgrunnlag og av forholdsmessig andel. Utvalget bemerker samtidig at reglene for anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett er nye, og at det så langt er begrenset erfaring med praktiseringen av dem. Utvalget anbefaler derfor at RME tydeliggjør handlingsrommet for å forenkle beregningen av kostnadsgrunnlag og forholdsmessige andeler innenfor gjeldende regelverk.

Utvalget ser det ikke som formålstjenlig å innføre et nytt prissignal for å reservere kapasitet i framtidig nett, utover det kunden allerede må betale gjennom anleggsbidrag og betaling for nettutredning. Gitt at anleggsbidrag og betaling for nettutredning utgjør øvre ramme for kostnader, vil innføring av en reservasjonspris i tillegg til dette kun være en omfordeling i tid av de totale kostnadene kunden skal dekke.

Utvalget mener imidlertid det er svært viktig at kundene mottar tilbud om utredningsavtale og forpliktende tilbud om anleggsbidrag tidlig nok til å være beslutningsrelevant for kundene. Dette utbygger behovet for å forenkle beregningen av tilbud om anleggsbidrag, som anbefalt.

Utvalget mener det er viktig at inntektsreguleringen er nøytral med hensyn til bruk av driftstiltak og nettinvesteringer.

Reguleringsmodellen er godt egnet til å ivareta formålet om en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Samtidig mener utvalget at RME må ha fokus på kontinuerlig videreutvikling av modellen for å sørge for at den i tilstrekkelig grad er tilpasset utviklingen i bransjen og samfunnets behov. Det er viktig at RME gis ressurser til å holde tilstrekkelig tempo i utvikling.

Utvalget anbefaler at nettselskapene gis kostnadsdekning for tidlig utredning av nye nettanlegg i regional- og transmisjonsnett for å bidra til å redusere gapet i ledetider mellom nett og forbruk. Utvalget legger videre til grunn at kostnader til tidlig utredning senere inngår i ev.

anleggsbidrag dersom nettanleggene blir realisert.

Utvalget mener måling av nettselskapenes tidsbruk mellom klart definerte milepæler ved tilknytning vil være en mer presis måte å gi insentiver til å tilknytte kunder raskt, enn gjennom økte generelle investeringsinsentiver. Som anbefalt i kapittel 7.4.3, anbefaler utvalget at RME følger opp anbefalingene gitt i RME ekstern rapport nr. 4/2021 om kartlegging og anbefalt regulering av nettselskapenes tidsbruk ved tilknytning av nye kunder (EY, 2021).

Utvalget anbefaler at Statnett utreder flere budområder, innenfor rammene av dagens regelverk. Virkninger for markedet bør inngå i vurderingen.

Utvalget anbefaler at energimyndighetene undersøker handlingsrommet for, og virkningen av, at budområder også kan brukes for situasjoner med kortvarige flaskehals.

Virkninger av utvalgets anbefalinger

Utvalget mener de foreslåtte tiltakene vil bidra til bedre utnyttelse av eksisterende nett og redusere usikkerhet rundt behovet for nytt nett.

Bruk av effektledd for nettleie i regional- og transmisjonsnett basert på både målt effekt og avtalt effekt vil synliggjøre i større grad enn i dag at kapasitet har en verdi. Kunder som har differanse mellom målt og avtalt effekt vil dermed gis et prissignal om verdien av denne kapasiteten. Kunder som ikke har betalingsvilje for å beholde ubrukt kapasitet gis dermed insentiv til å si fra seg kapasiteten slik at den kan benyttes av andre.

Innføringen av en tilsvarende pris for å reservere kapasitet vil redusere omfanget av kapasitet som reserveres uten å bli bestilt og tatt i bruk.

Forenklinger i fastsettelsen av kostnadsgrunnlag og forholdsmessige andeler for anleggsbidrag vil bidra til at kundene raskere får forpliktende tilbud om anleggsbidrag og at nettselskapene bruker mindre ressurser på å beregne anleggsbidrag. Dette vil være et viktig tiltak for å tidligere kunne avdekke at kunder har betalingsvillighet for tilknytning, noe som vil redusere usikkerheten i behov for nytt nett.

Utvalget mener videre at forslaget om tidlig utredning av nettanlegg i regional- og transmisjonsnett vil bidra til å redusere gap i ledetid mellom nettutvikling og kundenes prosjekter. Selv om dette kan føre til at det gjennomføres noen flere utredninger av prosjekter som eventuelt ikke gjennomføres, vurderer utvalget de økte kostnadene ved dette til å være begrensete, ettersom det

legges til grunn at kunder fortsatt skal betale utrednings- og anleggsbidragskostnader.

Flere budområder vil gjøre at begrensninger i overføringsnettet i større grad inngår ved pris-

dannelsen i kraftmarkedet, og vil føre til bedre utnyttelse av den eksisterende nettanlegg.

Kapittel 5

Nettplanlegging og usikkerhet rundt framtidig strømforbruk

Utvalget er i mandatet bedt om å se på hvordan den store usikkerheten knyttet til framtidig forbruksutvikling kan håndteres i nettselskapenes nettplanlegging for å sikre en mest mulig samfunnsøkonomisk riktig utvikling av overføringsnett.

I dette kapittelet presenteres rammene for nettselskapenes nettplanlegging, ulike framskrivinger av framtidig kraftforbruk, dagens praksis for framskriving av etterspørsel etter kapasitet i strømmettet, utnyttelsen av kapasiteten i eksisterende nett, ulike former for alternativer til å bygge nytt nett og planlagte endringer i rammene for nettplanlegging. Håndtering av usikkerhet i samfunnsøkonomiske analyser av nettanlegg, inkludert usikkerhet i framtidig forbruksutvikling, er omtalt i kapittel 6.4.

5.1 Dagens rammer for nettplanlegging

Det er utvikling i kraftbehov, kraftproduksjon og tilstanden i eksisterende strømmnett i Norge som i stor grad driver behovet for nettinvesteringer. I tillegg kommer også handel med kraft mellom Norge og de landene det norske kraftsystemet er knyttet opp mot, samt utviklingen i kraftbehov og kraftforbruk i disse landene.

Den direkte reguleringen av leveringsplikt, tilknytningsplikt, leveringskvalitet og plikten til å holde anlegg i tilfredsstillende stand, insentivordningene rundt kundens kostnadsdekning (anleggsbidrag og nettleie) og innteksreguleringen, bidrar til å drive nettutviklingen hos den enkelte netteier.

Nettinvesteringer må imidlertid også vurderes i et langsiktig perspektiv, da nettanlegg har lang levetid (40–90 år). Det er stor usikkerhet rundt hvordan samfunnsutviklingen vil være så langt fram i tid. Det er derfor viktig at nettet planlegges langsiktig, og at man vurderer behovet for større omlegginger i nettet, slik som overgang til annet spenningsnivå og annen struktur. Som beskrevet i

kapittel 3 er det mange nettselskaper, både innenfor distribusjonsnett og regionalnett. Siden kraftnettet henger elektrisk sammen vil tiltak én netteier gjør i sitt nett kunne påvirke nettet til andre netteiere. Det er derfor behov for koordinering og samordning av nettutvikling på tvers av eiergrenser. Det er også viktig at nettselskapene har en god dialog med produsenter og forbrukere som er tilknyttet eller som ønsker tilknytning, for å planlegge nettet i tråd med forventet utvikling i forbruk og produksjon. Langsiktig nettplanlegging og koordinering mellom nettselskap er formalisert gjennom ordningen med kraftsystemutredninger (KSU). KSU er også et grunnlag i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonsøknader for energianlegg, spesielt i konsesjonsøknader for kraftledninger.

Nettinvesteringer som utløses av nytt kraftforbruk er av flere grunner mer utfordrende å planlegge for enn investeringer som utløses av krafthandel, utvikling i kraftproduksjon og nettets tilstand. Dette er fordi nettselskapene på generelt grunnlag har mindre informasjon om realismen i nytt kraftforbruk, og utviklingen av kraftforbruk har som oftest kortere ledetid enn nettutvikling. Både ny krafthandel og de fleste typer ny kraftproduksjon har lignende ledetider som bygging av nettanlegg og krever i likhet med nettanlegg konsesjonsbehandling etter energiloven.¹ Konsesjonsbehandlingen av ny kraftproduksjon eller krafthandel er i stor grad koordinert med behandlingen av nødvendige nettanlegg. Forbruk som sådan konsesjonsbehandles ikke.

Det er også mer utfordrende å planlegge for nettinvestering som utløses av utvikling i kraftforbruk nå enn det var for noen år tilbake. Dette henger sammen med at tidligere var det i stor grad jevn vekst i alminnelig forbruk, justert for ett og annet større nærings- eller industriforbruk, som drev investeringene. Framskriving av effekteterspørsel har til nå derfor i store trekk

¹ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

kunne følge framskrivning av energibruk. De siste to–tre årene har det imidlertid vært en sterk vekst i antall henvendelser til nettselskapene om tilkobling av nytt stort punktforbruk til industri. Det er større usikkerhet forbundet med industrietableringer og hvor de til slutt vil etablere seg.

5.1.1 Kraftsystemutredninger

Kraftsystemutredninger (KSU) er innført for å bidra til en koordinert utvikling av kraftsystemet, skape en felles forståelse for behov for endringer i kraftsystemet og en samfunnsmessig rasjonell utbygging av regional- og transmisjonsnettet i Norge. KSU-ordningen og kravene til disse utredningene er beskrevet i forskrift om energiutredninger.² Etter vedtak fra NVE er landet delt inn 17 regioner, hvor det er ett nettselskap³ per region som har ansvaret for å koordinere og utarbeide en kraftsystemutredning for regionalnettet. Statnett utarbeider KSU for transmisjonsnettet. De KSU-ansvarlige selskapene samler inn informasjon og koordinerer kraftsystemutredningen med de øvrige eierne av nettanlegg. Det er også et krav om at de KSU-ansvarlige skal involvere og informere kraftprodusenter, større kraftforbrukere, kommuner, fylkeskommuner og statsforvaltere i utredningsområdet. Utredningene oppsummeres i dag i to rapporter per utredningsområde, en grunnlagsrapport som er unntatt offentlighet på grunn av kraftsensitiv informasjon, og en som er offentlig tilgjengelig. Den offentlige rapporten skal være en oppsummering av grunnlagsrapporten, med vekt på informasjon som er av allmenn interesse. Rapportene har i dag en oppdateringsfrekvens på to år. Statnett har kalt sin offentlige versjon av kraftsystemutredningen for transmisjonsnettet for nettvutviklingsplan (NUP).

Forskrift om energiutredninger stiller krav om at kraftsystemutredningene som minimum skal ha 20-års planleggingshorisont. Utredningene skal bygge på minst to scenarier for mulige utviklinger i behov for overføringskapasitet i henholdsvis regional- og transmisjonsnettet. Ut fra de mulige utviklingene skal alle forventede investeringer beskrives og begrunnes. Det skal også gjøres en forenklet samfunnsøkonomisk vurdering

² Forskrift 7. desember 2012 nr. 1158 om energiutredninger.

³ Siden Elvia og Arva har ansvaret for to regioner hver, er det totalt 15 regionalnettselskaper som har ansvar for å koordinere og utarbeide regionale kraftsystemutredninger. De øvrige 13 selskapene er Glitre Energi Nett, Lede, Agder Energi Nett, Lnett, Fagne, BKK Nett, Linja, Elinett, Tensio TS, Tensio TN, Linea Nett, Hålogaland Kraft Nett og Barents Nett.

av alle forventede investeringer og av alternative løsninger. Se for øvrig kapittel 5.7.1 og kapittel 5.7.2 hvor planlagte endringer i KSU-ordningen omtales.

5.1.2 Krav til innhold i konsesjonsøknader legger føringer for nettvutredninger

Energiloven og energilovforskriften⁴ setter krav til utforming og innhold av konsesjonsøknader, jf. omtale i kapittel 10. NVE har i tillegg utarbeidet veiledere som spesifiserer disse kravene. I veilederen til utforming av søknader om anleggskonseksjon (NVE, 2020) gis det blant annet føringer om at begrunnelsen og behovet for anleggene tiltakshaver søker om, skal komme tydelig fram. Videre stilles det også krav til at søknaden skal inneholde beskrivelse av ulike systemløsninger, også kalt konsepter, som ivaretar det identifiserte behovet for tiltak. Eksempler på ulike alternative konsepter kan være om det er mulig med tiltak på andre nettnivå, tiltak andre steder i nettet eller om en ved tiltak i driften av nettet kan utnytte eksisterende nett bedre, for eksempel ved bruk av fleksibilitetsressurser. Alternativene luftledning eller jordkabel på samme strekket, A til B, regnes som samme konsept, men er eksempler på ulike løsningsvalg innenfor et valgt konsept. Valg av foretrukket og omsøkt konsept må begrunnes. Det må komme fram hvorfor dette er bedre enn de andre mulige konseptene. Samfunnsøkonomiske kostnader og nyttevirkinger av det omsøkte anlegget og andre vurderte alternativer, både konsepter og ev. alternative løsningsvalg innenfor valgt konsept, skal inngå i konsesjonsøknaden. Søknaden skal beskrive et nullalternativ som er referansen både det søkte tiltaket og andre alternativer skal sammenlignes med. Det er også gitt føringer for hvilke kost- og nyttevirkinger som skal prissettes. Samfunnsøkonomiske analyser av nettanlegg er videre omtalt i kapittel 6.

5.1.3 Strømnettet skal driftes alle timer i året

Overføring av strøm skiller seg fra nær alle andre transporttjenester ved at produksjon og forbruk av strøm må skje på samme tid. Nettet og nettdriften må planlegges for at det skal kunne driftes alle timer i året, også på mørke, kalde og vindstille dager.

⁴ Forskrift 7. desember 1990 nr. 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

Boks 5.1 N-1 inngår i utredning av nettkapasitet

I Meld. St. 14 (2011-2012) *Vi bygger Norge - om utbyggingen av strømmettet* (Nettmeldingen) ble det påpekt at «Regjeringen mener det er rasjonelt at investeringer i sentralnettet planlegges ut fra at feil på én komponent normalt sett, dog med gitte forbehold og presiseringer, ikke skal gi avbrudd for forbrukere». Dette omtales ofte som N-1-kriteriet.

I Meld. St. 25 (2015-2016) *Kraft til endring - energipolitikken mot 2030* fra 2015 ble det videre påpekt at «N-1-kriteriet bør likevel ikke være en erstatning for en samfunnsøkonomisk vurdering som inkluderer avveining av alle virkningene av en stor ledningsinvestering. Tiltak som er begrunnet i N-1-kriteriet og forsyningssikkerhet må også oppfylle kravene om samfunnsøkonomisk lønnsomhet.»

N-1-kriteriet gir ikke i seg selv samfunnsøkonomisk lønnsomme nettinvesteringer. Et eksempel på dette kan være svært store investeringer som bidrar til at et fåtall kunder får reservekapasitet i strømmettet slik at de unngår

avbrudd i strømforsyningen ved en enkelt feilhendelse. Dersom bedre leveringspålidelighet for disse kundene har lav nytte, vil det kunne være mer lønnsomt for samfunnet at kundene kan tilpasse seg avbruddene, for eksempel ved at de har reserveløsninger som aggregater, vedfyring eller lignende. Nettselskapet har imidlertid krav på seg til å gjenopprette strømforsyningen til sluttbrukerne uten ugrunnet opphold¹. Kriteriet om N-1 erstatter ikke en vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det er ikke stilt krav om N-1-leveringspålidelighet², og N-1 er med andre ord ikke et investeringskriterium.

N-1 er likevel et viktig vurderingskriterium i utredningsfasen.

¹ Jf. krav i forskrift om leveringskvalitet § 2-1

² Viktige kraftforsyningsanlegg, slik som transformatorstasjoner i klasse 2 og 3 etter forskrift 7. desember 2012 nr. 1157 om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen, må være dimensjonert slik at én enkelt feil eller hendelse ikke skader eller hindrer anleggets vitale funksjoner i det kraftsystemet det er en del av.

Nettselskapenes leveringsplikt og krav til leveringskvalitet⁵ innebærer at som minimum skal alle kunder få levert den strømmen de har bedt om, med tilfredsstillende kvalitet, når nettet er intakt. For regional- og transmisjonsnettet planlegges det ofte for at nettet skal kunne driftes slik at alle kunder også får levert strøm med tilfredsstillende kvalitet i situasjoner der en av komponentene som forsyner et område er ute av drift, enten som følge av planlagt vedlikehold eller feil på komponenten. Dette kalles N-1-prinsippet. I noen områder planlegges nettet for en høyere leveringspålidelighet enn dette, for eksempel at nettdriften skal håndtere utfall av én komponent samtidig med at en annen komponent er koblet ut for planlagt vedlikehold. Dette kalles N-1-1. Dette kan for eksempel være tilfelle i områder som har høy grad av masket nett, hvor det er mange komponenter som påvirker den totale kapasiteten og det store deler av året er én av komponentene som er koblet ut på grunn av vedlikehold. Det gjøres også i tilfeller hvor det vil ta lang tid, uker og måneder, å gjenopprette strømforsyning hvis det

skjer feil på en komponent. Det kan for eksempel være tilfelle for sjøkabler og transformatorer.

Strømmettet, og all kraftproduksjon og forbruk som er koblet til, omtales ofte som *verdens største maskin*. Dette henger sammen med at alle komponentene som er koblet sammen i et strømnett potensielt kan påvirke strømmen i hele det sammenhengende nettet. Kraftsystemet i Norge henger sammen med kraftsystemet i Finland, Sverige og deler av Danmark. I dag er dette nordiske kraftsystemet dimensjonert for å minimum håndtere momentan endring i forbruk eller produksjon på 1450 MW. Dette tilsvarer utfall av den største enkeltkomponenten i det nordiske kraftsystemet i dag, og de systemansvarlige har derfor mekanismer for å håndtere et slikt utfall. Feil som innebærer utfall av forbruk eller produksjon som er større enn dette kan potensielt få konsekvenser for hele Norden. De systemansvarlige har også ulike forberedte mekanismer for å håndtere dette. Til sammenligning er normal termisk kapasitet på en transmisjonsnettledning 2500–4000 MW.

Hva som er et optimalt pålitelighetsnivå for leveranse av strøm i et gitt nettområde vil være en avveining av de samfunnsøkonomiske kostnadene med å øke påliteligheten og de samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd i strøm-

⁵ Leveringsplikt er regulert i energiloven §3-3, og krav til leveringskvalitet er regulert i forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet.

Boks 5.2 Statnetts driftspolicy

Statnetts driftspolicy angir et «mulighetsrom» for det selskapet anser som akseptable konsekvenser som følge av ikke-planlagte hendelser i driften av kraftsystemet. Statnetts driftspolicy ble innført i 2001 med utgangspunkt i at selskapet ønsket å få et bedre grunnlag for å vurdere den til enhver tid gjeldende risikoeksponeringen i systemdriften. Driftspolicyen skulle også gi en trygghet for selskapets ansatte som tar beslutninger i systemdriften om at tilhørende konsekvenser var akseptert. Policyen ble sist endret i 2019 og har vært gjeldende siden 1. januar 2020. Bakgrunnen for endringene som ble innført da, og begrunnelsen for disse, er beskrevet på Statnetts nettsider (Statnett, 2019).

Driftspolicyen er generisk utformet og er ikke et uttrykk for hva som er samfunnsmessig rasjonell driftsplanlegging i et spesifikt område eller i en aktuell driftssituasjon, men policyen gir ytre rammer for hva Statnett anser som akseptabel risikoeksponering. Statnett peker samtidig på at mulighetsrommet angir konsekvens av,

men ikke sannsynlighet for at avbrudd kan oppstå og gir dermed begrenset informasjon om risikoen i systemdriften.

Driftspolicyen lyder:

- Ved intakt nett kan det benyttes driftskoblinger og systemvern som ved enkeltutfall gir bortfall av maksimalt 500 MW forbruk i inntil 30 minutter.
- Ved planlagte driftsstanser skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 500 MW forbruk i inntil 2 timer.
- Dersom berørt forbruk er mindre enn 200 MW og ikke omfatter særlig sårbar industri, aksepteres bortfall i inntil 4 timer.
- Forbruk med særskilte tilknytningsvilkår som «utkoblar B-kunde» inngår ikke i volumene ovenfor.
- Dersom tilknytning av nytt forbruk vil medføre brudd på driftspolicy, er tilknytningen som hovedregel ikke driftsmessig forsvarlig.
- Kravene kan fravikes etter vedtak av konsernsjef eller den han gir fullmakt.

Kilde: Statnett (2019)

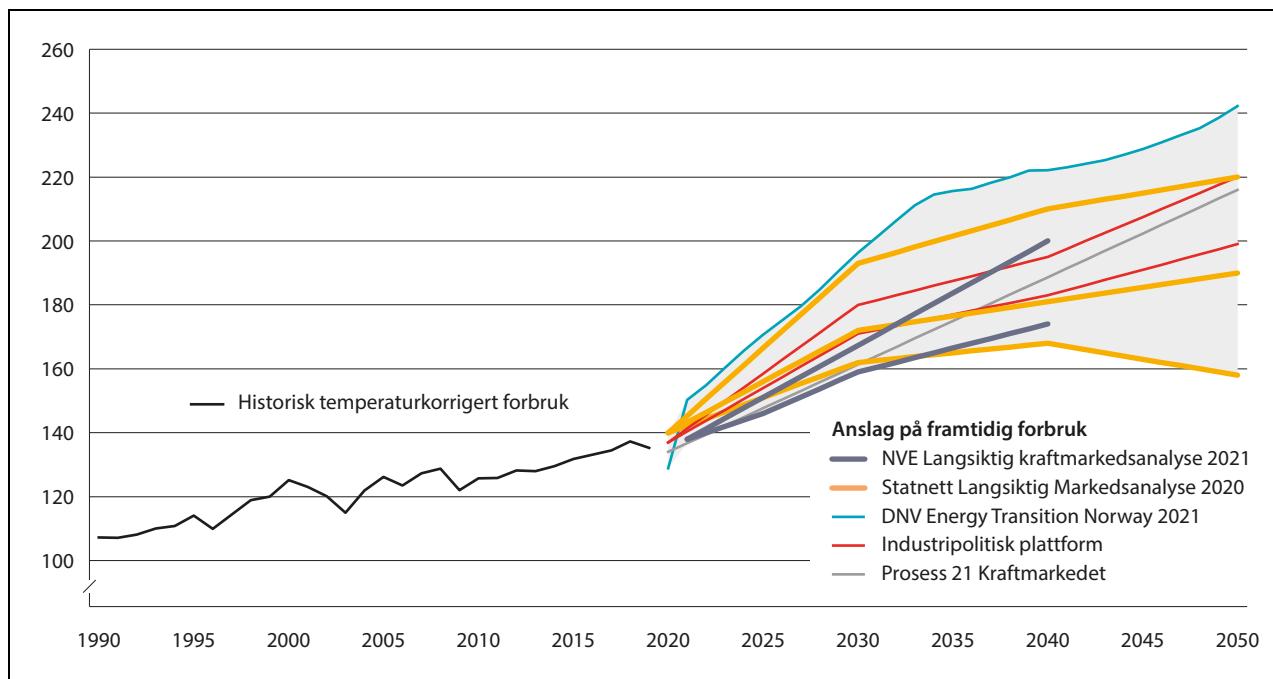
forsyningen. Disse størrelsene vil være forskjellige fra nettområde til nettområde.

I forbindelse med langtidsplanlegging av nettet er det i Norge vanlig å bruke probabilistiske metoder for å vurdere optimal pålitelighet for et nettområde. Statnett har utviklet et eget simuleringsverktøy, kalt MONSTER, for å gjøre langsiktige probabilistiske pålitelighetsanalyser av kraftnettet (Statnett, 2018). I simuleringene tas det blant annet hensyn til at sannsynligheten for feil vil avhenge av værforhold.

I den kortsiktige planleggingen av driften av nettet er det i større grad deterministiske kriterier som benyttes, samt ulike varianter av N-1-prinsippet. For eksempel innebærer Statnetts driftspolicy for systemdriften at det ved intakt nett kan benyttes driftskoblinger og systemvern som gjør at feil på én komponent maksimalt gir bortfall av 500 MW forbruk i inntil 30 minutter. Driftspolicyen tar dermed hensyn til hva Statnett anser som akseptable avbrudd i strømforsyningen, men policyen legger ikke opp til at det skal gjøres en vurdering av sannsynligheten for at et slikt avbrudd inntreffer. Se boks 5.2 for nærmere informasjon om Statnetts driftspolicy.

5.2 Forventninger til framtidig strømforbruk

Utviklingen i nivået på og sammensetningen av framtidig energibruk, herunder bruk av elektrisitet, er usikker og henger tett sammen med utviklingen i norsk økonomi. Aktivitetsnivå i ulike sektorer, befolkningsvekst, teknologisk utvikling, priser på viktige innsatsfaktorer og konkurranseforholdet til utlandet er eksempler på faktorer som vil påvirke utviklingen. Politiske virkemidler, som for eksempel politikken for reduksjon av klimagassutslipp, er også viktige drivere. Alle kjente prognoser av framtidig kraftforbruk forventer at det vil komme en markant økning i kraftbehovet i Norge. Hvordan dette påvirker behovet for nytt nett, avhenger blant annet av hvor mye strøm som brukes samtidig, det vil si effektbehovet, og hvordan dette effektbehovet vil bli fordelt utover landet. Dette er faktorer som er utfordrende å analysere.



Figur 5.1 Ulike aktørers anslag på kraftbehovet framover

Kilde: SSB (2022), NVE (2021), Statnett (2020), Prosess 21 (2020), LO et. al (2020) og DNV (2021)

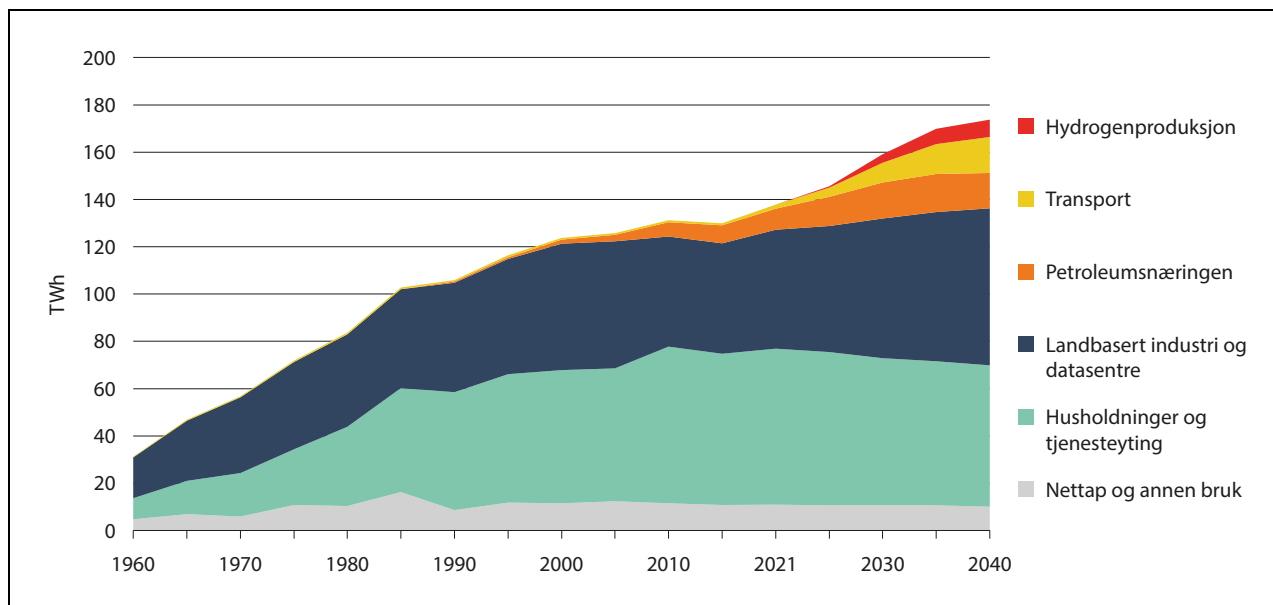
5.2.1 Elektrifisering og ny industri gir markant økning i kraftbehov

Det siste året har mange ulike aktører utarbeidet anslag på kraftbehovet framover, blant annet NVE, Statnett, LO og NHO, Prosess 21, DNV, se figur 5.1. Enkelte av anslagene tar utgangspunkt i hvor mye kraft som skal til for å oppnå et spesifikt mål. Andre anslag ser på utvikling i kraftforbruk med utgangspunkt i dagens virkemidler. Anslagene er dermed ikke direkte sammenlignbare. Anslagene illustrerer at det er stor usikkerhet og større usikkerhet jo lenger fram i tid en skal vurdere forbruksendringer.

NVE har i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2021 lagt til grunn i sitt basisscenario at kraftbehovet vil vokse med 36 TWh fram mot 2040, fra 138 TWh i dag til 174 TWh i 2040 (NVE, 2021). I rapporten er det også beskrevet et høyt scenario på rundt 200 TWh i 2040. Statnett har i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2020 laget scenarioer fram til 2050 (Statnett, 2020). I deres basisprognose for utvikling i forbruk legger de til grunn en økning til 184 TWh i 2040 og 190 TWh i 2050. Statnett har også skissert et høyt scenario hvor kraftbehovet øker til 220 TWh i 2050. Både Statnett og NVE har tatt utgangspunkt i kjente planer for store kraftforbrukere i sine scenarioer. Hovedforskjellen mellom NVEs og Statnetts scenarioer er at Statnett tar utgangspunkt i poli-

tisk vedtatte målsetninger om klimagassreduksjoner når de vurderer hvilke forbruksplaner de inkluderer i sine scenarioer, mens NVE tar utgangspunkt i modenhet på planene, dagens vedtatte virkemidler og eksisterende regelverk som for eksempel prising av utslipp gjennom kvotemarkedet og CO₂-avgiften, og regelverk for konsesjonsbehandling av ny produksjon. NVE har tatt hensyn til at regelverk for konsesjonsbehandling av ny produksjon på mellomlang sikt, mot 2030, indirekte påvirker hvor stor forbruksøkningen vil være i Norge.

Hvor mye nytt forbruk som blir realisert, vil avhenge av blant annet utbyggingen av nett og ny kraftproduksjon og av kraftprisene. For de fleste store kraftbrukere utgjør strømkostnadene en stor del av kostnadene for virksomheten. Dersom kraftprisene blir for høye, vil dette begrense forbruksutviklingen. I basisscenarioet i NVEs analyse anslår de at årlig gjennomsnittlig kraftpris i Norge vil være 50 øre/kWh i 2040, noe som er et høyere nivå enn det har vært historisk. NVE har også gjort en forenklet modellsimulering som viser at hvis kraftforbruket øker til 200 TWh i 2040, uten at produksjonen øker mer enn i basisscenarioet, vil dette isolert sett øke kraftprisene med ytterligere 10–13 øre/kWh i 2040 sammenliknet med basisscenarioet. Hvis det bygges ut mer kraftproduksjon enn det NVE har lagt til grunn i sitt basisscenario, vil kraftprisene bli



Figur 5.2 Historisk og forventet utvikling i kraftforbruk

Kilde: SSB (2022) og NVE (2021)

lavere. Økt kraftutbygging kan slik bidra til å tilrettelegge for en sterkere forbruksvekst.

Selv om det er relativt stort utfallsrom mellom de ulike scenarioene for kraftbehovet, viser alle anslagene en vekst. De ulike analysemiljøene er også samstemte på at det er elektrifisering for å erstatte fossil energibruk og etablering av ny industri som driver veksten.

Figur 5.2 viser hvordan strømforbruket i Norge har utviklet seg fra 1960 til i dag, og hvordan NVE framskriver dette i sin basisbane. I framskrivningene er det forutsatt at det blir gjort energieffektiviseringstiltak, noe som gjør at forbruksveksten mot 2040 blir lavere enn den ellers ville ha vært. Dette er nærmere omtalt i kapittel 5.6.1.

5.2.2 Nettutviklingen drives av effektbehovet

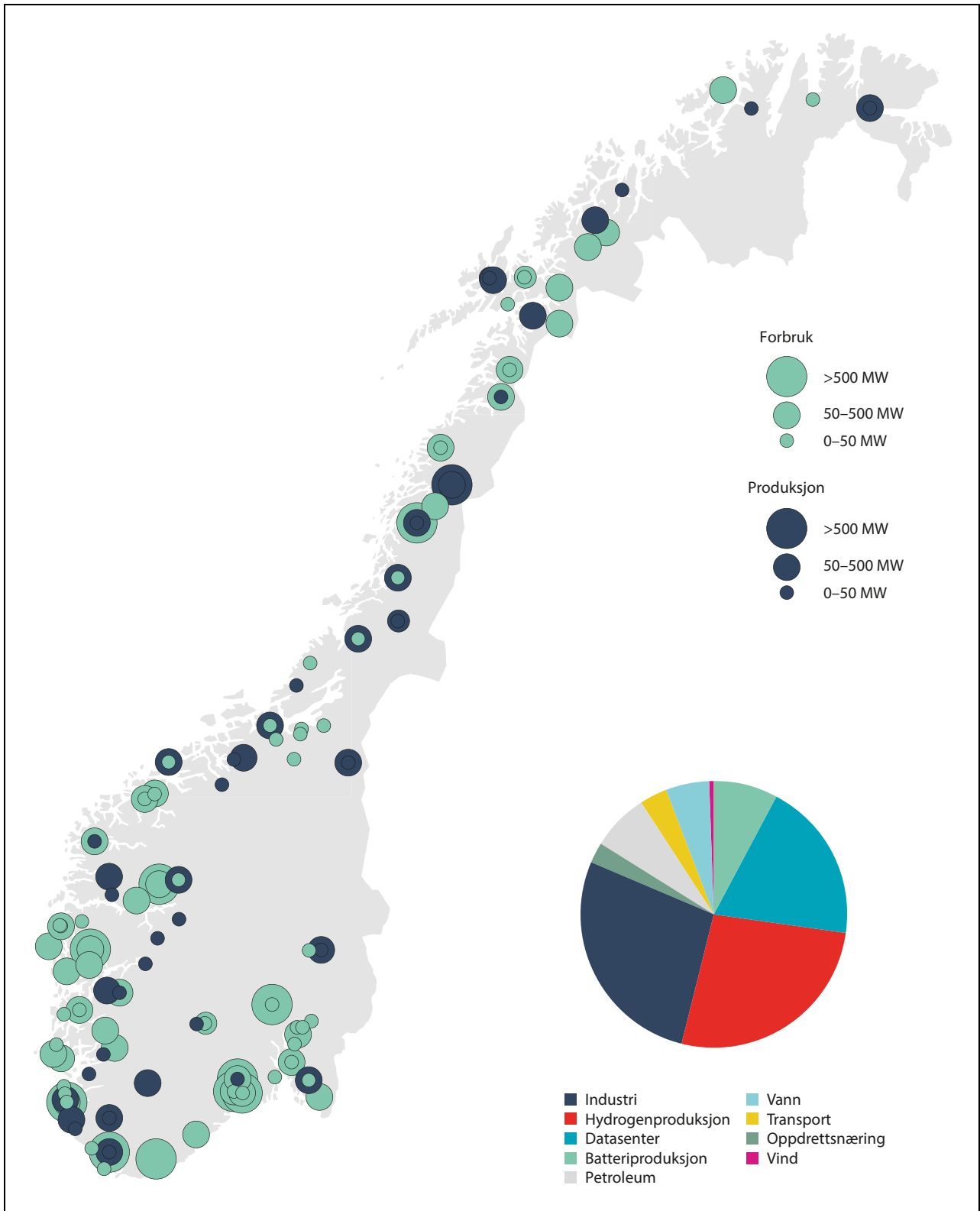
I hvor stor grad det økte kraftbehovet fører til behov for nettinvesteringer avhenger som nevnt i innledningen av hvor mye strøm som brukes samtidig, det vil si effektbehovet, og hvordan dette effektbehovet er distribuert utover landet.

Tidligere var utviklingen i effektbehov i større grad drevet av utviklingen i strømforbruk hos husholdningskunder og næringsbygg, og i stor grad korrelert med befolkningsutviklingen i det enkelte punktet i nettet. Ved en slik utvikling kan scenarier for framtidig effektbehov baseres på en lineær utvikling korrelert til befolknings-

utvikling, justert for ett og annet kjent nytt industriforbruk.

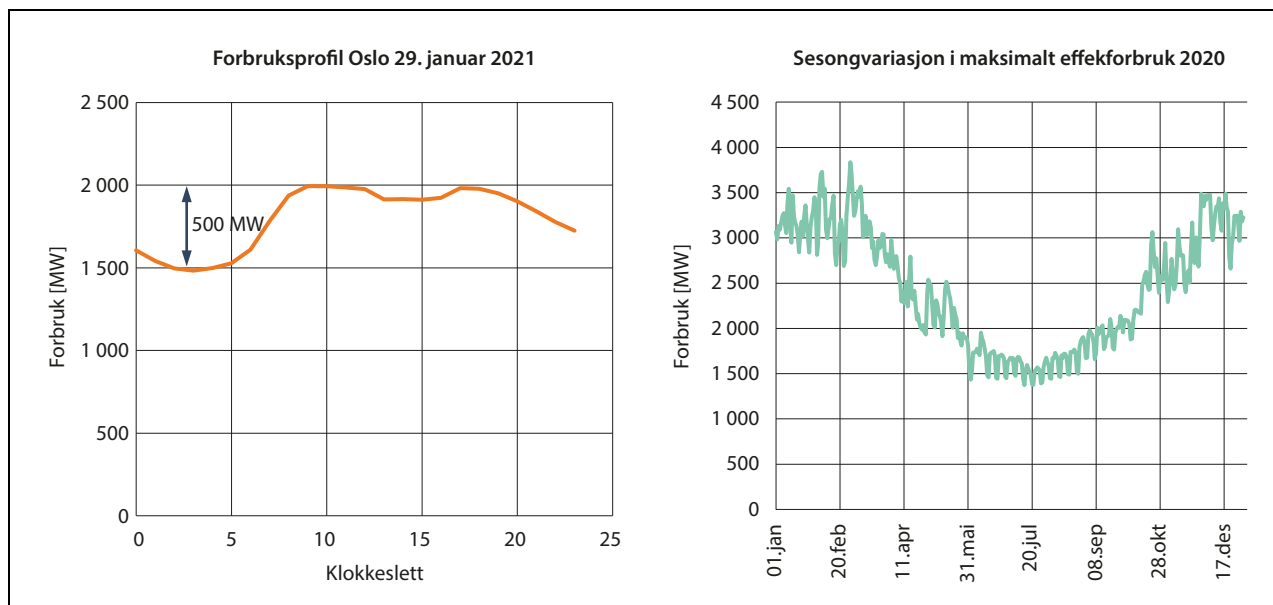
Kartet i figur 5.3 er hentet fra Statnetts nettutviklingsplan 2021 (Statnett, 2021). Kartet viser oversikt over tilknytningssøknader, både produksjon og forbruk, Statnett har mottatt i perioden 2018 til høsten 2021. I 2020 og 2021 er 95 pst. av omsøkt volum forbruk. Størrelsen på forbruksplanene varierer fra under 5 MW til over 500 MW, der de fleste er i størrelsesorden 50–500 MW. Til sammenligning er Norges største forbrukspunkt i dag en industrikunde med last på 700 MW. Mange planer er lokalisert i de samme områdene, nært eksisterende industri og langt unna eksisterende produksjon. Omfanget av omsøkt volum indikerer et høyt aktivitetsnivå og er ikke en prognose på hvor mye nytt forbruk som vil bli realisert. Likevel illustrerer figur 5.3 at utviklingen i effektbehov ikke nødvendigvis følger en lineær utvikling som i stor grad er knyttet til befolkningsutviklingen, som tidligere.

For å lage en prognose for totalt effektbehov i et gitt område gjør nettselskapene en vurdering av hvilke av de kjente planene som vil bli realisert og til hvilken tid. De gjør seg også en formening om forbruksprofilen til hver enkelt forbruksplan og hvordan denne varierer sammenlignet med profilen til eksisterende forbruk, og øvrige planer om nytt forbruk. Vurderinger av sammenligningsfaktoren og samtidighetsfaktoren er da relevant, jf. boks 5.3.



Figur 5.3 Tilknytningssøknader for nytt forbruk og ny produksjon 2018 til høsten 2021

Kilde: Statnett (2021)



Figur 5.4 Forbruksprofiler for Oslo og omegn

Til venstre: Samlet forbruksprofil for Oslo 29. januar 2021. Til høyre: Variasjon i maksimalt effektbehov gjennom 2020 for nettet til Elvia sør, tidligere Hafslund Nett.

Kilde: Elvia (e-post av 30. november 2021)

Samtidigheitsfaktoren er normalt høyest i distribusjonsnettet, gjerne med høye morgen- og ettermiddagstopper i områder med mye husholdningskunder. I et tilfelle med høy samtidighet av effektuttak vil to kunder med hver sin topplast på 1 MW, ha 2 MW som samlet topplast. Motsatt kan to kunder med 1 MW også ha en samlet topplast på 1 MW, fordi lasten ikke inntreffer samtidig. Dette er da et tilfelle med lav samtidighet. For eksisterende forbruk har nettselskapene gode målinger og kontroll på samtidighet og sammenlagring. For nytt forbruk kan det være mer utfordrende for nettselskapene å få informasjon om forbruksprofilen.

Den gjeldende forbruksrekorden per time i Norge ble satt i februar 2021, og er i overkant av 25 000 MW. I rapporten *Norsk og Nordisk effektbalanse fram mot 2030* har NVE vurdert utviklingen i maksimalt effektbehov i Norge fram mot 2030 (NVE, 2022). Deres estimater viser at maksimalt effektbehov vil kunne øke fra 26 800 MW⁶ i 2021 til i størrelsesordenen 29 000–33 000 MW i 2030, avhengig av hvilket forbruksscenario de legger til grunn.

I Norge oppstår den høyeste effekttoppen på vinteren, og spesielt i nettområder med mange

husholdningskunder kan det være stor variasjon i forbruket mellom dag og natt, og mellom vinter og sommer. Dette gjenspeiles i figur 5.4 som viser profilen til det totale effektbehovet i Oslo 29. januar 2021, samt maksimalt forbruk per døgn gjennom 2020 for Oslo og omegn.

Boks 5.3 Begreper knyttet til effekteterspørsel

Sammenlagningsfaktoren er forholdet mellom effektuttaket én kunde har på tidspunktet når nettets maksimalbelastning inntreffer, og kundens maksimale effektuttak. Med sammenlagningsfaktor på 1, inntreffer kundens maksimale uttak samtidig med nettets maksimale belastning.

Samtidigheitsfaktoren er forholdet mellom nettets maksimale belastning og summen av alle kundenes maksimale effektbelastning. Ved samtidigheitsfaktor på 1 har alle kundene tilknyttet det aktuelle nettet maksimalt effektuttak samtidig.

Bruktiden til et strømmett indikerer hvor høyt nettet er utnyttet. Bruktiden er forholdet mellom total overført elektrisk energi i løpet av et år og maksimal belastning i nettet.

⁶ Dette tallet er en modellert forbrukstopp basert på forbruksnivået for 2021 og med ulike værscenarier. Dette fører til et høyere nivå for 2021 enn den faktiske observerte forbrukstoppen.

5.2.3 Estimering av etterspørsel etter nettkapasitet

Som beskrevet i kapittel 5.1.1 er det krav i forskrift om energiutredninger til at kraftsystemutredningene for regional- og transmisjonsnett skal ha minst to scenarioer for mulige utviklinger i behov for overføringskapasitet. Dette er for å synliggjøre usikkerheten i framtidig etterspørsel etter nett. Metoder for å håndtere usikkerhet i etterspørsel etter nett, og i samfunnsøkonomiske analyser, er videre omtalt i kapittel 6.4.

Per i dag er det ingen omforent metode på tvers av nettbransjen for å framskrive etterspørsel etter nettkapasitet, og spesielt etterspørsel knyttet til nytt forbruk. Dette gjør at det i hver enkelt konsesjonssak kan bli stilt spørsmål om metoden.

For prognosering av totalt effektbehov for et større område er det flere nettselskaper, deriblant Statnett, som benytter en metode der de kategoriserer planer om nytt forbruk fra planer de anser som mest sikre til planer som er mest usikre, og kommer fram til et forventet effektbehov ved en vektet sannsynlighet av alle planer. Denne metoden er brukt av Statnett i konseptvalgutredningen for Bergen og omland (Statnett, 2020). De kjente planene er kategorisert i fire kategorier, basert på hvor sannsynlig Statnett anser det er at forbruket blir realisert. Tabell 5.1 viser hvordan forbruksplaner for henholdsvis petroleum og annen industri har blitt vektet i forventningsscenarioet (middelscenarioet). I utredningen er det også tatt med et høyt og et lavt scenario. I høyt scenario er 100 pst. av alle kjente planer tatt med, mens i lavt scenario er kun de mest modne planene tatt med (kategori 1), men da med 100 pst. sannsynlighet.

I sin prosessledende uttalelse til konseptvalgutredningen for Bergen og omland støttet departementet en sannsynlighetsjustering av forbruksplaner som metode i utarbeidelsen av prognosene. De påpekte imidlertid også at metoden inneholder potensielle feilkilder, der Statnetts forbrukskategorier enten kan være gitt uriktig sannsynlighet, eller forbruk kan være plassert i feil kategori. Statnett understreker selv at det er utfordrende å utarbeide et scenario som reflekterer en

forventningsverdi, og at det er stor usikkerhet i realiseringsgradene de har valgt.

Videre uttalte departementet at de mener Statnett bør jobbe med å utvikle og kvalitetssikre metodikken for sannsynlighetsvurdering av usikkert forbruk for videre å sikre at mest mulig realistiske vurderinger legges til grunn for netttutviklingen.

For prognoser og nettanalyser for mindre områder på lavere nettnivå, for eksempel forbruk tilknyttet i nettet under en regionalnettstasjon, vil det ofte være et fåtall (en til to) større punktforbruk som kan være aktuelle. I slike tilfeller har en mer binære optimeringsproblemer, og en må i større grad ta et valg om hele eller ingenting av hvert punktforbruk skal ligge inne i den enkelte prognose.

Økonomisk utvikling har betydning for etterspørsel etter nett

Som beskrevet i punkt 5 i vedlegg 1 kan ikke nettselskapene ta nettpriene til hjelp når de skal finne utviklingen i etterspørselen etter nett på lang sikt. I vedlegget beskrives det også, jf. punkt 2, at etterspørselen etter strømmnett blir avledet av etterspørselen og tilbudet av kraft. I framskrivningen av forbruket (etterspørsel etter kraft) er dagens praksis at nettselskapene kartlegger konkrete planer om nyetablering eller endring av forbruk. Disse vurderes også i lys av ulike politiske drivere, slik som klimapolitiske virkemidler, og i noen grad utvikling i kraftpris, jf. kapittel 5.2. Dette gir i stor grad en nedenfra og opp-tilnærming til framskrivningen av forbruket. Siden mye av forbruket, særlig innen husholdninger og ikke-kraftintensivt næringsliv, skjer på lavere regionalt nivå, benytter Statnett seg også av regionale framskrivninger. Det er knyttet stor usikkerhet til slike framskrivninger.

I Finansdepartementet framlegges med jevne mellomrom perspektivberegninger, gjerne for 30–40 år fram i tid. I disse beregningene studeres mulighetsområdet for økonomisk utvikling gitt tilgangen på primære innsatsfaktorer som arbeidskraft, kapital og teknologi. Beregningene benyttes

Tabell 5.1 Vekting av forbruksplaner i forventningsscenario, KVU Bergen

| | Eksisterende | Kategori 1 | Kategori 2 | Kategori 3 | Kategori 4 |
|----------------|--------------|------------|------------|------------|---------------|
| Petroleum | 100 % | 90 % | 50 % | 25 % | Ikke relevant |
| Annen industri | 100 % | 75 % | 50 % | 25 % | 5 % |

Kilde: Statnett (2020)

for å si noe om utviklingstrekk på viktige politikkområder som pensjonsområdet, utdanningsbehovet, finansieringsbehovet generelt for offentlig sektor, men også for områder som er viktige for kraftsektoren og miljøområdet. Selv om Norge, sammen med flere andre rike land jf. blant annet Ritchie (2021), har opplevd en større grad av dekobling av økonomisk vekst og energibruk, har likevel utviklingen i de primære innsatsfaktorene i økonomisk utvikling betydning for framskrivninger innen elektrisitetssektoren. Denne typen beregninger har derfor vært et viktig grunnlag også for framskrivninger av elektrisitetssektoren. Over tid virker det som at dette viktige grunnlaget har blitt mindre brukt i kraftmarkedsanalyser.

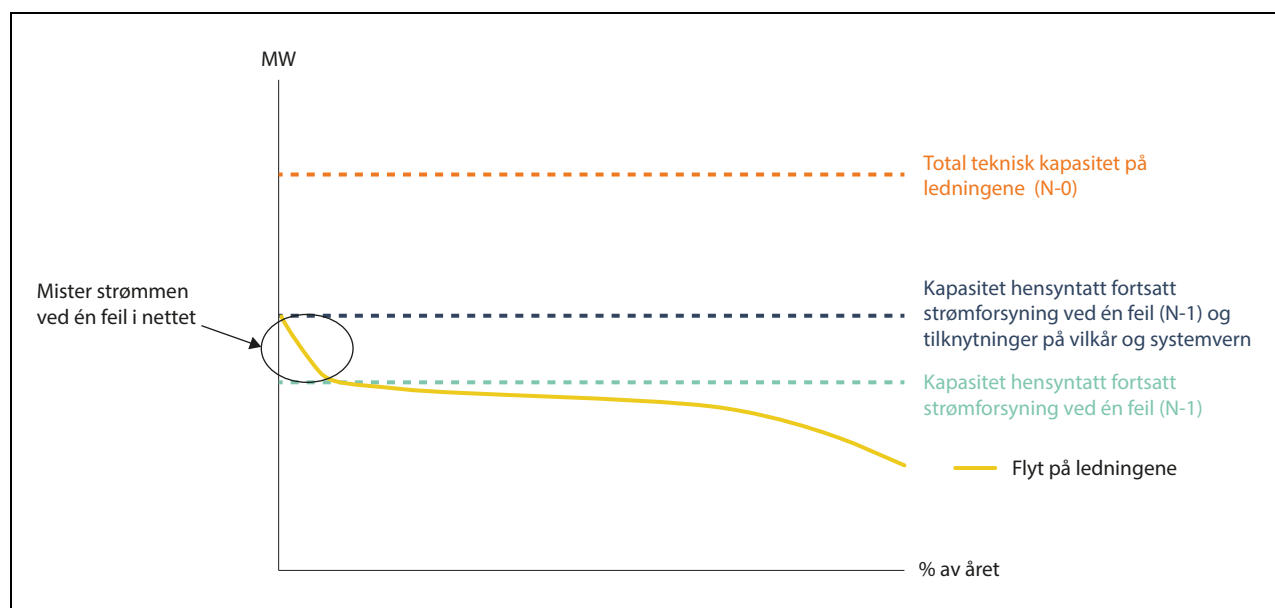
5.3 Optimal utnyttelse av kapasitet i eksisterende nett

Etterspørselen etter kapasitet i nettet vurderes opp mot ledig kapasitet i eksisterende og planlagt framtidig nett, for å avgjøre behovet for nye nettanlegg. Ledig kapasitet i nettet er et relativt begrep, og avhenger av vurderinger knyttet til hva som er samfunnsøkonomisk optimal utnyttelse av nettet. Et strømnett kan i teorien utnyttes fullt ut innenfor de termiske grenseverdiene til komponentene i strømnettet. Hvis komponentene belastes høyere enn dette, risikeres det at komponentene smelter og blir defekte. Hva som er en samfunnsøkonomisk optimal utnyttelse av et strømnett, avhenger imidlertid av flere faktorer enn termiske grenseverdier. Ved overføring av

strøm oppstår det et elektrisk tap, dette kalles nettap. Nettapet øker eksponentielt med strømmen som overføres. Når en doubler strømmen som overføres på en linje, vil nettapet firedobles. Det innebærer at en samfunnsøkonomisk optimal utnyttelse av nettet ofte vil være lavere enn at nettet store deler av året belastes opp mot de termiske grenseverdiene til komponentene. Dette er fordi kostnaden ved tapet som oftest vil bli høyere enn kostnaden ved å øke kapasiteten, hvis komponentene over tid belastes opp mot de termiske grenseverdiene.

En annen viktig faktor er vurderinger av hva som er optimal leveringspålitelighet i strømforsyningen, levert fra strømnettet, til ulike typer strømforbruk. Som beskrevet i kapittel 5.1.3 vil hva som er optimalt nivå på leveringspålitelighet variere fra nettområde til nettområde. KILE-ordningen, jf. kapittel 4.1.2, bidrar til at nettselskapene bygger og driver nettet med en samfunnsøkonomisk optimal leveringspålitelighet. Områder med et pålitelighetsnivå som tilfredsstillende N-1-prinsippet vil innebære at store deler av den termiske kapasiteten i nettet vil være ubenyttet det meste av tiden, fordi N-1-prinsippet tilsier at man maksimalt bruker 50 pst. av kapasiteten. Dette er illustrert i figur 5.5.

Den gule kurven viser varigheten av ulike nivåer for effektoverføring på to eller flere kraftledninger til et område gjennom et år. I en relativt liten del av året er effektoverføringen markant høyere enn resten av året. Den øverste oransje horisontale linjen indikerer hvor mye kraftledningene fysisk kan håndtere (N-0), og de øvrige hori-



Figur 5.5 Illustrasjon av kapasitet i strømnett og utnyttelse av denne gjennom året

Boks 5.4 Utnyttelse av nettet i Norge

Strømnettet planlegges og driftes slik at det som hovedregel skal være mulig å koble ut anlegg for vedlikehold eller håndtere feil uten at det fører til langvarige avbrudd i forsyningen til brukerne av nettet, jf. kapittel 5.1.3. Hvor mye strøm kraftnettet kan overføre er ikke bare gitt av hva linjene rent fysisk kan håndtere, men avhenger også av valg knyttet til risiko og tilgjengelige virkemidler i drift.

I Norge er det som følge av mye regulerbar og distribuert produksjon¹, samt høye enhetskostnader for nettprosjekter, utviklet verktøy som gir en høy utnyttelsesgrad. Med høy utnyttelsesgrad menes at det norske systemet har en høy leveringspålitelighet (99,985 pst.) uten å ha de samme reservekravene for nettutbyggingen som andre land.

Antall og hyppigheten av flaskehals i kraftnettet angir begrensninger. Flaskehals oppstår når overføringsbehovet i nettet overstiger overføringskapasiteten. De store vedvarende flaskehalsene håndteres ved inndeling i budområder. Internt i de norske budområdene er det også mange begrensninger i overføringskapasiteten. Statnett overvåker og håndterer til sammen jevnlig 300 til 400 flaskehals i regional- og transmisjonsnettet.

I operativ drift håndterer Statnett begrensningene i nettet ved hjelp av fleksible produksjonsanlegg distribuert rundt i landet. Denne fleksibiliteten gjør at leveringspåliteligheten i strømforsyningen kan opprettholdes.

Fleksibiliteten til produsentene meldes inn i balansemarkedet. I tillegg til å balansere den nordiske frekvensen, brukes denne fleksibiliteten for å øke utnyttelsen av strømnettet på to måter

1. Proaktivt. Statnett regulerer produksjonen opp eller ned for å sikre at forbruk og produksjon i et område kan være i balanse hvis en feil skulle inntreffe. På denne måten reduserer de sannsynligheten for at feil på nettanlegg fører til avbrudd i forsyningen.
2. Reaktivt. I områder med tilgjengelig fleksibilitet tillater Statnett drift som ved en eventuell feil gir en kraftflyt som hurtig må reguleres for å opprettholde sikker drift.

for å tåle verste enkeltutfall (N-1). Noen steder benyttes N-2, altså at systemet skal tåle to utfall uten konsekvens for sluttbruker. I det norske kraftsystemet er det mange punkter som ikke oppfyller N-1-kriteriet. I transmisjonsnettet er det 288 lastpunkter uten N-1 hele eller deler av året. For regionalnettet er tilsvarende tall 275.

Fordi det mangler reserve i nettet for alle situasjoner, er det utviklet en rekke tiltak som Statnett som systemansvarlig bruker i driften. De viktigste er utnyttelse av fleksibilitet fra balansemarkedet og systemvern (se boks 5.5). I tillegg overvåker Statnett utetemperatur løpende og korrigerer overføringsgrenser for ledninger som funksjon av temperaturen. Desto kaldere utetemperatur – desto høyere flyt kan ledningen overføre.

Bruk av fleksibilitet fra balansemarkedet og systemvern for å håndtere nettmessige begrensninger er lite utbredt i andre land. Derimot benytter flere land løsninger for å justere termisk overføringskapasitet på ledningene (Dynamic Line Rating – DLR) og anlegg for å styre kraftflyten på ønskede korridorer (for eksempel bruk av fasevridende utstyr eller innenlands likestrømsanlegg). Dette har for eksempel Sverige tatt i bruk for sin nord-sør kapasitet (likestrømsledningen Syd-linken) og Tyskland tatt i bruk for å styre kraften på grensen mot Polen.

Styring av kraftflyt med fasevridende utstyr (spesielle transformatorer eller kraftelektronikkbaserte løsninger) og likestrømsanlegg i transmisjonsnettet (ledning eller «back-to-back» omformere), er svært kostbare anlegg og brukes i hovedsak for å sikre samsvar mellom det fysiske systemet og markedet. Statnett vurderer sammen med den finske transmisjonsnettoperatøren, Fingrid, mulighetene for en «back-to-back» omformer på ledningen mellom Øst-Finnmark og Finland, og gjør analyser av om slikt utstyr kan være en samfunnsøkonomisk lønnsom løsning for å øke nord-sør-flyten.

¹ Mer enn 40 pst. av installert produksjon (i MW) er tilknyttet i regional- og distribusjonsnett og overføringskapasitet vurderes uavhengig av nettnivå.

Kilde: Statnett (e-post av 4. mai 2022)

Utgangspunktet for det nordiske (europeiske) kraftnettet er at nettet planlegges og bygges ut

Boks 5.5 Systemvern for å håndtere begrensninger i overføringskapasitet

Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnettet. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på utvekslingsforbindelsene. Automatiske koblinger (systemvernuttøsing) utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås.

- Statnett bruker BFK tilknyttet flere store forbrukskunder for å kunne øke kapasitetsutnyttelsen i overføringsnettet ut over N-1-kapasitet.
- Statnett har systemvern (nødeffekt) på utvekslingsforbindelsene NSL, NorNed og Skagerak som øker kapasitetsutnyttelsen i transmisjonsnettet og reduserer behovet for redusert handelskapasitet.
- PFK benyttes på flere innenlandsforbindelser, samt forbindelsen mellom Østlandet og Sør-Sverige (NO1 og SE3). Dette øker over-

føringskapasiteten som nevnt over og gir betydelig økt kapasitetsutnyttelse av transmisjonsnettet, særlig ut av Nord-Norge og i østlandsregionen. For øvrig benyttes PFK for en rekke ulike overføringssnitt for å heve kapasitetsutnyttelsen.

- Ved hjelp av systemvern i form av nettsplitt er regionale nett i mange områder parallellkoblet med transmisjonsnettet. Dette øker kapasitetsutnyttelsen samtidig som forsyningssikkerheten bedres.

Per våren 2022 har Statnett systemvern tilknyttet 58 av deres 208 ledninger på 300/420 kV nivå, altså om lag 30 pst. Statnett er ikke kjent med at andre land benytter systemvern i samme utstrekning som det Statnett gjør for å øke kapasitetsutnyttelsen i transmisjons- og regionalnettet.

Kilde: Statnett (2022)

sontale linjene (mørke- og lyseblå) indikerer en forenklet illustrasjon av overføringskapasiteten hensyntatt ulike nivåer for pålitelighet. I realiteten vil imidlertid de ulike nivåene for overføringskapasitet avhenge av flere forhold og variere gjennom året. I illustrasjonen er det deler av året hvor overføringen (den gule kurven) er høyere enn overføringskapasiteten som hensyntar fortsatt strømforsyning ved én feil i nettet N-1, lyseblå linje. Dette kan være rasjonelt gitt at det er et tilsvarende volum forbruk som kan håndtere å være uten strømforsyning til feilen er rettet uten for store kostnader.

Arealet mellom de horisontale linjene og den gule kurven indikerer utnyttet kapasitet i nettet gitt de ulike nivåene for pålitelighet i strømforsyningen.

I et nettplanleggingsperspektiv vil sammenlagring av forbruk og samtidighetsfaktoren bestemme hvor stor belastning strømmettet må håndtere, se boks 5.3. Nettet dimensjoneres etter hva som er den maksimale effektbelastningen, selv om denne belastningen kun inntreffer i enkelte timer i året. Brukstiden til et strømmett, se boks 5.3, indikerer hvor høyt nettet er utnyttet. Jo høyere brukstid, jo høyere blir kapasiteten utnyttet. En kombinasjon av lav brukstid og høy

samtidighetsfaktor indikerer stor nytte av å flytte eller redusere forbruk fra timene med høyest belastning. Se kapittel 5.4 for omtale av alternativer til nettutbygging og hva som kan bidra til å redusere toppbelastningen.

Dette er også illustrert i figur 5.5.

5.4 Alternativer til nettutbygging og dagens krav til utredning

Tiden det tar å realisere elektrifiseringsprosjekter og etablering av ny næring er i mange tilfeller kortere enn tiden det tar å bygge nett. Å bygge nett koster, og gir blant annet naturinngrep. Optimal utnyttelse av eksisterende infrastruktur bør derfor etterstrebes, før nytt strømmett bygges.

5.4.1 Alternativer til nettutbygging

Som beskrevet i kapittel 5.2.2 må hver enkelt komponent i strømmettet dimensjoneres for å kunne overføre den strømmen en forventer i timene av året med høyest overføringsbehov. Hvilket tidspunkt det er høyest overføringsbehov kan variere fra komponent til komponent, og avhenger av hvilken type strømforbruk og strøm-

produksjon som er tilkoblet, samt temperatur og værforhold der forbruket og produksjonen er lokalisert. Ved å gjøre tiltak som reduserer det maksimale overføringsbehovet (effekt), kan kapasiteten i nettet og komponentene utnyttes bedre og investeringer i nett kan utsettes eller unngås. Omlegging til andre energibærere enn strøm, distribuert kraftproduksjon og lagring, energieffektivisering og utjevning av overføringsbehovet gjennom bruk av fleksible ressurser, er alle eksempler på tiltak som kan redusere det maksimale overføringsbehovet og dermed bidra til å utsette eller unngå nettinvesteringer. Energiomlegging, distribuert produksjon og energieffektivisering, videre omtalt i kapittel 5.6, er tiltak som i stor grad er utenfor nettselskapenes kontroll, mens bruk av fleksible ressurser er tiltak som nettselskapet i større grad har innvirkning på selv, jf. omtale i kapittel 5.5.

5.4.2 Krav til å vurdere forbruksfleksibilitet i kraftsystemutredningene

NVE har i forskrift om energiutredninger stilt krav til at kraftsystemutredningene skal inneholde en vurdering av forbruksfleksibilitet og utvikling av andre energibærere enn elektrisitet i utredningsområdet. NVEs forventninger til disse vurderingene er utdypet i veiledningen til forskriften (NVE, 2022). Veilederen ble sist oppdatert februar 2022. Her er det beskrevet at NVE forventer at det gjøres en beskrivelse av hvilket kjent potensial for forbruksfleksibilitet som finnes i utredningsområdet, sammen med en overordnet beskrivelse av hvilke virkninger dette har og kan forventes å få i nettplanleggingen. Potensialet for forbruksfleksibilitet og ikke-elektriske energibærere kan tas med i et scenario for utvikling av behov for overføringskapasitet. Dette er imidlertid ikke et krav. Videre går det fram av veiledningen at NVE mener større anlegg og sluttbruker-tiltak av betydning bør framkomme i en egen oversikt i kraftsystemutredningen. Dette gjelder spesielt fjernvarmeutbygginger.

For investeringer der forbruksøkning eller forsyningssikkerhet er utløsende årsak, ber NVE i veiledningen om at det oppgis noe mer bakgrunnsinformasjon. Dette inkluderer:

- Å lage en oversikt over makslasten i nettområdet knyttet til tiltaket, fordelt etter kundegrupper. Hvor ofte effekttoppene inntreffer og varigheten av disse bør også kommenteres.
- Hvor mye effektbehovet må reduseres eller flyttes for å kunne utsette investeringen eller fjerne behovet for investeringen.

- Gjøre en vurdering av om forbrukerfleksibilitet kan være et virkemiddel for å utsette eller fjerne behovet for nettinvesteringen. Vurderingen av forbrukerfleksibilitet bør ta utgangspunkt i kundegruppene under tiltaket.

5.5 Fleksible ressurser som alternativ til nett

For noen typer begrensninger i nettet, som ved kortvarige overbelastninger, kan bruk av fleksibilitetsressurser være et godt alternativ til utbygging av nytt nett. I andre tilfeller, for eksempel der overbelastningene varer over lengre tid slik at det vil kreve stor reduksjon i forbruket eller store mengder lagringskapasitet for å bøte på problemet, vil utbygging av nett som oftest være den beste løsningen. Fleksibilitet i strømmettet kan være mange ting. Det kan for eksempel være forbruksfleksibilitet, produsentfleksibilitet, energilagring eller fleksibilitet i form av samspill mellom kraft- og varmesektoren. Forskningscenteret CINELDI opererer med følgende definisjon:

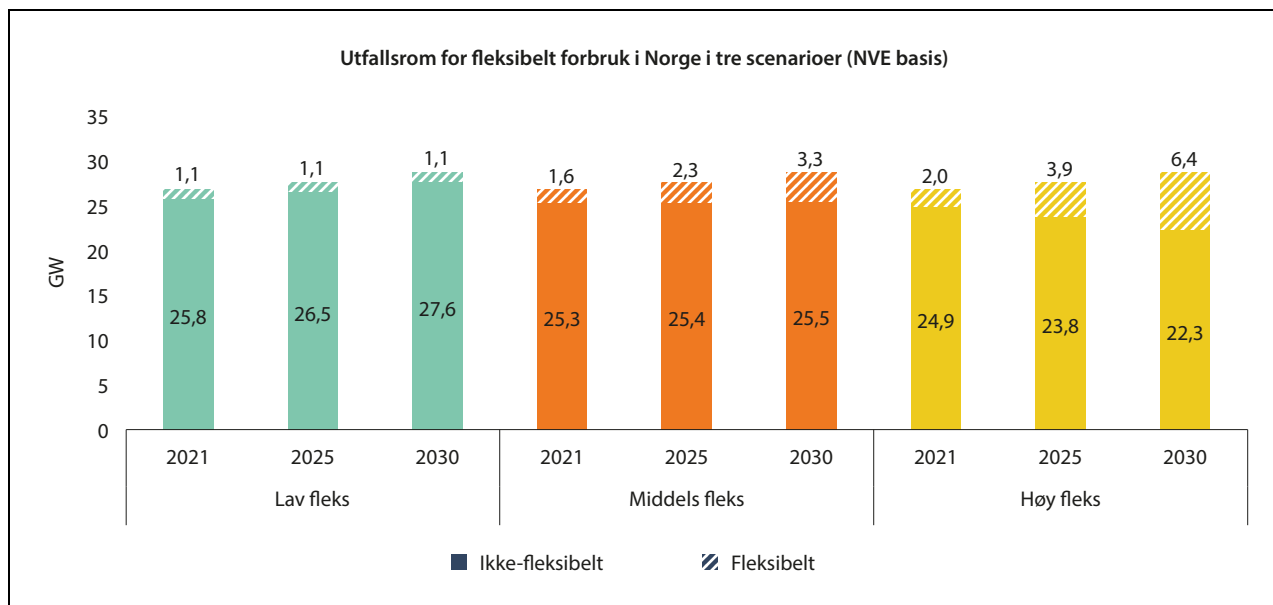
«Fleksibilitet er evne og vilje til å modifisere produksjons- og/eller forbruksmønster, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift.»

Kilde: Kjølle, 2021

5.5.1 Det er et uutnyttet potensial for fleksible ressurser

I dagens nett er det fleksibilitet på produksjons-siden som er mest brukt. I Norge gjøres dette gjennom balansemarkedene, og skjer ved at regulerbar vannkraft justeres opp eller ned for å flytte produksjon mellom ulike steder i nettet for på den måten å redusere flaskehalser i nettet og balansere kraftsystemet. I dag er det få og store forbruksaktører som tilbyr fleksibilitet, men framover blir det viktig at også mindre forbruksaktører får bidra.

NVE har i ett av sine faktaark sett nærmere på potensialet for fleksibilitet blant norske strømkunder (NVE, 2020). Det finnes flere studier som kartlegger potensialet for forbruksfleksibilitet i Norge. I en samlet oversikt av studiene konkluderer man med at det er mulig å oppnå en lastreduksjon på mellom 2000 og 5900 MW i toppplasttime. (Söder et al., 2018). Dette tilsvarer mellom 8 og 24 pst. av makslasten i Norge. Det store spennet



Figur 5.6 Anslått ikke-fleksibelt og fleksibelt forbruk i Norge i 2021, 2025 og 2030 med tre fleksibilitetsscenarier.

Basert på NVEs basisbane for forbruk fra langsiktig markedsanalyse 2021.

Kilde: NVE (2022)

kommer av ulike anslag i ulike studier, samt at potensialet avhenger av varighet på lastreduksjonen. De største potensialene for fleksibilitet kommer fra ny industri, fra elektriske kjøretøy og fra elektrisk oppvarming av rom og tappevann hos husholdninger og yrkesbygg.

Det er i dag flere barrierer for å utløse mer fleksibilitet fra forbrukssiden og det er stor usikkerhet rundt hvor stor andel av forbruket som vil være fleksibelt i årene som kommer. NVE har i rapporten *Norsk og Nordisk effektbalanse mot 2030* laget et utfallsrom for fleksibilitet fram mot 2030 (NVE, 2022), blant annet basert på Söder et al. (2018). Det har blitt satt opp tre ulike scenarier for hvor mye fleksibilitet det kan være mulig å benytte i 2021, 2025 og 2030 – lav fleks, middels fleks og høy fleks. Med forbruksfleksibilitet her menes mulig nedjustering i forbruk innenfor én time (GWh/h). Tidsaspektet er en annen viktig dimensjon når det gjelder forbruksfleksibilitet. Hvor raskt, hvor lenge og hvor hyppig en last kan være fleksibel vil variere mellom ulike tilbydere av fleksibilitet og ha mye å si for nytten sett opp mot nettinvesteringer og i balansering av frekvensen i kraftsystemet. Figur 5.6 viser utfallsrommet for de tre fleksibilitetsscenarioene for 2021, 2025 og 2030, gitt NVEs basisbane for forbruksutvikling. Utfallsrommet er beregnet for timen i året med det høyeste effektbehovet. NVE påpeker at

de ikke har grunnlag for å si om det ene scenariet er mer sannsynlig enn et annet. I scenariet med lav fleksibilitet er det kun fleksibelt forbruk man i dag ser i opsjonsmarkedet for regulerkraft (RKOM), som er tilgjengelig. Dersom man ikke får utløst mer fleksibilitet i bygg- og transportsektoren, og ny industri viser seg lite villig til å tilby fleksibilitet, peker rapporten på at man kan ende opp med tilnærmet tilsvarende fleksible volumer som man har i dag.

Tilsvarende effektscenarier har også blitt utarbeidet for hvert budområde i årene 2021, 2025 og 2030. Figur 5.7 viser utfallsrommet for fleksibelt effektforbruk innenfor hvert av de fem budområdene for scenariet med høy grad av forbruksfleksibilitet. Som vist i figuren er det relativt stor forskjell mellom budområdene i hvor stor andel av forbruket som antas å være fleksibelt i det høye scenariet. Dette skyldes ulik sammensetning av forbruksgrupper i de ulike budområdene. I scenarioene er det lagt til grunn at eksisterende kraftkrevende industri har lite ny fleksibilitet å tilby utover de volumene som de i dag tilbyr i opsjonsmarkedet for regulerkraft (RKOM). Videre er det lagt til grunn at de største volumene av ny fleksibilitet er knyttet til fleksibilitet hos husholdninger og yrkesbygg. NVE peker på at det er høy usikkerhet knyttet til disse fleksibilitetsanslagene (NVE, 2022).

5.5.2 Barrierer for økt forbruksfleksibilitet

Nettselskapene, spesielt på lavere nettnivå, har i dag begrenset erfaring med bruk av fleksibilitet fra forbrukssiden i drifts- og nettplanlegging. Bedre observerbarhet av strømmnettets tilstand i sanntid gjennom mer sensorikk og digital informasjonsutveksling, muligheter for å koble ut eller flytte forbruk med fjernstyring, utvikling av forskjellige prisinsentiver for sluttbrukere, nye markedsløsninger og gode muligheter til uttesting, kan bidra til at anvendelse av fleksibilitet fra forbrukssiden som driftstiltak blir et kostnadseffektivt alternativ til nettutbygging eller -forsterkning. Energi Norge og FME CINELDI har intervjuet sju norske nettselskap for å finne ut hva de mener skal til for en mer utstrakt bruk av fleksibilitet i Norge i dag (Høiem, Mathiesen, Sperstad, & Sæle, 2021). Her pekes det på mange av de samme barrierene som er nevnt og utdypet i dette kapitlet. I tillegg hevder nettselskapene at dagens innretning på inntektsrammen er en barriere.

Det bygges for tiden mye kompetanse ved uttesting av hvordan anskaffelse og bruk av fleksibilitet kan fungere i praksis, og det er flere ulike initiativ og pilotprosjekter innen temaet, finansiert av Enova, Forskningsrådet og FoU-ordningen i nettselskapenes innteksregulering. RME og Enova har også etablert følgeforskning for å vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet og avdekke ev. behov for endringer i reguleringen.

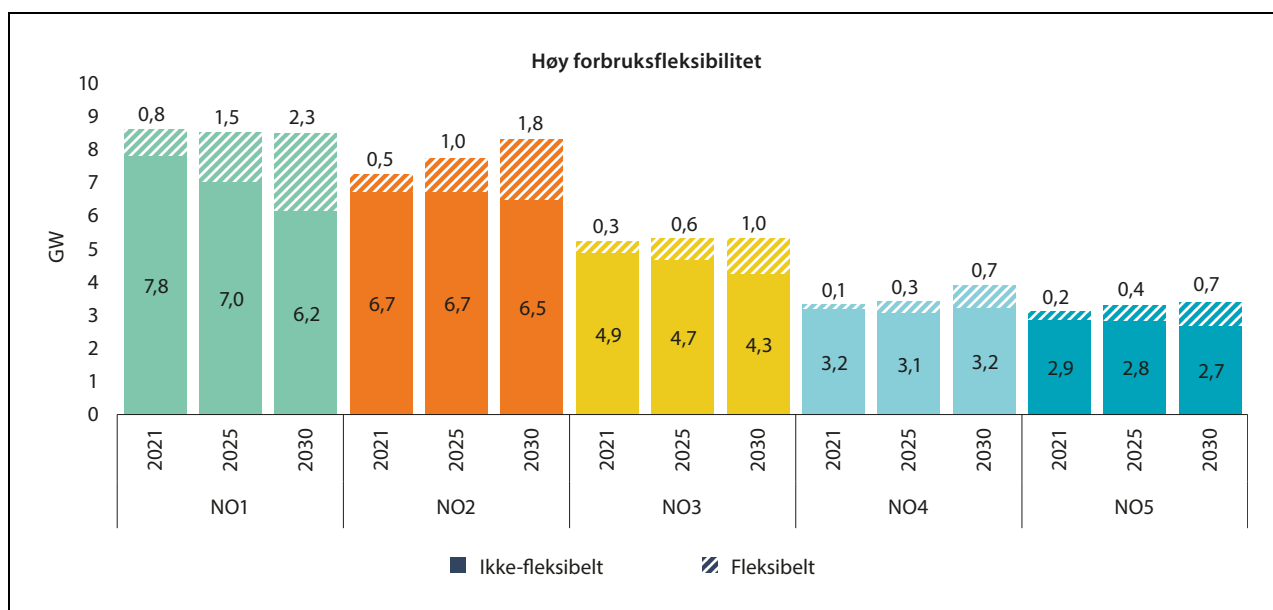
Se eksempel på dette i boks 5.6 om prosjektet NorFlex.

Kultur, arbeidsprosesser og kunnskap hos nettselskapene

I Høiem et al. (2021) pekes det på at arbeidsprosesser og tankesett hos mange nettselskap fortsatt er tilpasset tradisjonelle nettinvesteringer med høy forutsigbarhet, mens ev. tilgjengelige fleksibilitetsressurser blir betraktet som reserver for å kunne håndtere svært sjeldne feil. I rapporten kommer det også fram at drifts- og planmiljøene ofte kan se at en investering er nødvendig på sikt og dermed framskynde investeringen for å løse mindre utfordringer som ellers kunne vært løst med fleksibilitet og utsatt investering. Videre pekes det i rapporten på at nettselskap som har erfaring gjennom piloter, der også nøkkelpersonell fra drift og plan har deltatt, virker å være mer aktive når det gjelder å vurdere fleksibilitet.

I tillegg til barrierer knyttet til kultur og arbeidsprosesser viser intervjuene i Høiem et al. (2021) at de fleste nettselskapene ønsker seg mer kapasitet og kompetanse til å gjennomføre kartlegging av nettutfordringer med tanke på fleksibilitet og til å vite hvilke fleksibilitetsressurser de kan se etter. Forfatterne av rapporten anbefaler at nettselskapene kartlegger egne nettutfordringer og identifiserer hvilke som kan løses med fleksibilitet. De peker også på at kartlegging av kunder og eget behov for fleksibilitet kan inngå som en del av, eller som en forlengelse, av regionale kraftsystemutredninger.

Høiem et al. (2021) anbefaler også at det utarbeides felles retningslinjer til nettselskaper for



Figur 5.7 Forbruksfleksibilitet per budområde ved høy grad av forbruksfleksibilitet

Kilde: NVE (2022)

kartlegging av fleksibilitetsressurser. Det pekes på at dette kan legge grunnlag for standardisering som igjen gir grunnlag for kjøp/salg av fleksibilitet på tvers av nettområder.

Adferd og holdninger hos forbrukere

Selv om fleksibilitet fra forbrukssiden utvikler seg til å bli et mulig kostnadseffektivt alternativ til å bygge nett, vil graden av tilgang på fleksible ressurser i stor grad være avhengig av adferd og holdninger hos brukerne av strøm. En viktig barriere for mange forbrukere er lav kunnskap og interesse for egen strømbruk, og generelt lav motivasjon til å endre forbruksmønsteret sitt. Dette gjelder spesielt for husholdningskunder og små næringskunder. Større næringskunder og industriaktører kan ha en mer profesjonell tilnærming til energikostnader. Selv om forbruksstyring kan utføres uten at det går utover komfort eller apparatens funksjon, kan likevel enkelte være skeptiske til å oppgi kontroll over forbruket eller føle seg overvåket. Det er viktig at forbrukere ser verdien av å endre forbruksmønsteret de har. Økonomisk motivasjon kan være sentralt, men miljøhensyn som følger av effektiv utnyttelse av dagens nett og mindre behov for ny utbygging, kan også være en viktig driver for mange.

Norwegian Centre for Energy Transition Strategies – NTRANS er et nasjonalt forskningssenter for miljøvennlig energi som forsker på utvikling av miljøvennlig energi fra et samfunnsvitenskapelig perspektiv, og i samspill mellom teknologi og samfunn. Innenfor forskningsområdet *dyp avkarbonisering og vid samfunnsendring* har de blant annet gjennomgått en rekke piloter rundt fleksibilitet fra forbrukssiden. I presentasjon for utvalget peker NTRANS på at deres gjennomgang av pilotene indikerer at tilgjengeliggjøring av informasjon om kundens strømbruk og prissignaler som reflekterer etterspørselen etter fleksibilitet, ikke vil være tilstrekkelig for at mange husholdninger skal endre forbruksmønster (Skjølsvold, 2022). Flere har derfor satt sin lit til at automatisering og aggregering av fleksibelt forbruk kan bidra til å utløse potensialene for fleksibilitet hos husholdninger. I Adams et al. (2021) pekes det på at hvorvidt husholdninger vil ta i bruk automatiserte løsninger for styring av strømforbruk, vil avhenge av deres motivasjon, interesser og verdier. NTRANS har i sin gjennomgang av piloter funnet at denne typen sosiale aspekter i liten grad har vært inkludert i pilotene som er studert (Skjølsvold, 2022). De peker også på et stort potensial for nye typer eksperimentering med utgangspunkt i andre

hypoteser enn de som handler om for eksempel priselastisitet. Videre peker de på at utfordringen ikke bare er å få kunder til å respondere, men å utforme kollektive institusjoner som gjør at ressursene blir forvaltet på en best mulig måte. I dette ligger det å produsere nye roller i systemet, utvikle nye prinsipper, og å utforme formelle og uformelle «regler» for hvordan ulike aktører samhandler.

Gode prissignaler er viktig

Fleksibilitet på forbrukssiden kan fremmes på to ulike måter avhengig av hvor prissignalene kommer fra: *implisitt fleksibilitet* eller *eksplisitt fleksibilitet*. I tillegg bør det skilles mellom to ulike typer tilbydere av fleksibilitet: *industri- og næringskunder* og *husholdnings- og små næringskunder*.

Implisitt fleksibilitet er en tilpasning av forbruket som respons på priser. Sluttbrukere kan for eksempel reagere på dynamiske nettтарiffer (effektтарiffer), energimarkedspriser eller ubalansepriser. Effektтарiffer er omtalt i kapittel 4.2. Sluttkundens motivasjon for å bidra med implisitt fleksibilitet er å redusere sine strømutfgifter. Det kan være sluttbrukeren selv som manuelt tilpasser sitt forbruk eller en tjenesteyter som bruker energistyringssystemer eller andre automatiserte løsninger for å koble ut laster på vegne av sluttbrukeren når prisene på kraft og nett skulle tilsi det.

Eksplisitt fleksibilitet er en endring av energiposisjonen som selges i form av et eksplisitt produkt i energimarkedene eller i form av en system- eller nettjeneste til systemoperatørene. Det vil si at sluttbrukeren reagerer på priser som en etterspørter i kraftmarkedene er villig til å betale for fleksibilitet. Formålet er å øke andelen av fleksible ressurser i energi- og reservemarkedene, noe som vil bidra til økt konkurranse og dermed en mer effektiv systemdrift og energihandel. Motivasjonen for sluttkunden for å tilby eksplisitt fleksibilitet er å oppnå økt inntjening. Det kan være sluttbrukeren selv (typisk store industri- og næringskunder) som legger inn bud i kraftmarkedene, eller en tjenesteyter som styrer sluttbrukerens forbruks- eller produksjonsenheter og legger inn bud i kraftmarkedene på vegne av sluttbrukeren.

En slik tjenesteyter for eksplisitt fleksibilitet kan være en *aggregator*. En aggregator fungerer i praksis som et mellomledd mellom kjøperen og tilbyderer av fleksibilitet. Det vil si at aggregatoren opererer på vegne av sine kunder i kraftmarkedene og sluttbrukeren slipper dermed å

Boks 5.6 Pilotering av anskaffelse og bruk av fleksibilitet

NorFlex består av tre demonstrasjonsprosjekter og piloterer for hele fleksibilitetsverdikjeden fra sluttbruk via distribusjonsnettoperatør (DSO) til transmisjonsnettoperatør (TSO). Prosjektet undersøker hvordan økt tilgang på bruk av fleksibilitet kan utløses gjennom et lokalt fleksibilitetsmarked. Nettselskapene i prosjektet får først tilgang til å handle fleksibiliteten som er meldt inn til markedet, for eksempel for å redusere eller utsette nye investeringer og oppnå sikrere nettdrift. Restfleksibiliteten som nettselskaper ikke har bruk for, aggregeres opp og tilbys i Statnetts reservekraftmarked (mFRR). Dette vil gi kunnskap om hvordan distribuert fleksibilitet kan gjøres tilgjengelig for både nettselskaper og TSO. De tre demonstrasjonsprosjektene er som følger:

- *Demo Agder* gjennomføres i Engene, Fjære, Bjorbekk, Moen og Grimstad i Agder og er ledet av Agder Energi. Prosjektet skal bidra til å tilgjengeliggjøre, utnytte og kommersia-

lisere både eksisterende og nye fleksibilitetsressurser i demonstrasjonsområdet ved skalering av markedsløsninger for fleksibilitet. Området hvor demoen gjennomføres er preget av både husholdninger og industrikunder.

- *Demo Glitre* gjennomføres i Glitres konsesjonsområde (Drammen, Lier og Kongsberg) og er ledet av Glitre Energi. Demoen har samme mål som demo Agder. Demoområdet skiller seg fra demo Agder ved at det i større grad er preget av husholdningskunder, jordbrukskunder og elbilladeparker, og færre aktuelle industriaktører.
- *Demo Statnett* tester hvordan en markedsplattform kan gjøre fleksibilitet i distribusjonsnettet tilgjengelig for både Statnett og DSOer. I praksis skjer dette slik at restfleksibiliteten som ikke er brukt av DSOer aggregeres opp og tilbys i Statnetts reservekraftmarked som mFRR-produkter.

opptre selv som markedsaktør og å inngå avtaler med for eksempel systemoperatørene. En aggregator vil også kunne samle opp små mengder fleksibilitet fra ulike sluttbrukere og sammenstille dem til et felles bud. Ved bruk av slike «kombinerte bud» vil enkelte tekniske krav for deltakelse i kraftmarkedene kunne oppfylles (for eksempel krav til minimum budkvantum) og dermed øke tilgangen til fleksible ressurser. Aggregering er derfor et viktig virkemiddel for å muliggjøre at husholdningskunder og små næringskunder kan tilby sin fleksibilitet til markedene og systemoperatørene.

Fra bilaterale avtaler til nye markedsløsninger

På kort sikt, det vil si de nærmeste fem årene, er det trolig fleksibilitetsressurser hos større nærings- og industrikunder som lettest kan utnyttes i større grad enn i dag. Det er fordi dette er en mindre, og mer oversiktlig gruppe sluttbrukere som nettselskapene lettere kan inngå bilaterale avtaler med. Et viktig virkemiddel for dette er tilknytning av ny næring og industri på vilkår om utkobling eller redusert forsyning, se kapittel 7.1.2 for beskrivelse av denne ordningen. Et annet virkemiddel er muligheten nettselskapene har for

å inngå bilaterale avtaler med eksisterende kunder dersom nettselskapet har relevante nettmessige behov for utkoblbar reserve, og å tilby nettariffer for fleksibelt forbruk, utkoblbar tariff.⁷ Avtaler om utkoblbar tariff med eksisterende kunder vil gi noe mindre forutsigbarhet for nettselskapet, enn avtaler med nye kunder om tilknytning på vilkår. Eksisterende kunder kan si opp en avtale om utkoblbar tariff og fortsatt ha rett til tilknytning på normale vilkår, mens en kunde som er tilknyttet på vilkår om utkobling eller redusert forsyning ikke har rett på tilknytning på normale vilkår med mindre nettkapasiteten økes og kunden betaler tilhørende anleggsbidrag for dette. På den andre siden vil imidlertid denne typen avtaler fjerne noe potensielle volum fra eventuelle fleksibilitetsmarkeder. Det er ventet at det på sikt vil bli mer attraktivt for flere industri- og næringskunder enn i dag å bli tilbudt eksplisitt fleksibilitet i kraftmarkedene og til systemoperatørene, særlig dersom markedsprisene øker. I distribusjonsnettet forutsetter dette imidlertid opprettelsen av markedsplattformer for salg og kjøp av eksplisitt fleksibilitet. I tillegg kan det også være behov for å

⁷ Med virkning fra 1. januar 2022 har Statnett avskaffet ordningen med utkoblbar tariff i transmisjonsnettet.

justere reglene for deltakelse i regulerkraftmarkedet, som for eksempel krav til prekvalifisering, minste budstørrelse eller mulighet til å samle opp små mengder fleksibilitet fra flere ulike forbrukere (aggregering).

Selv om aggregering er et viktig virkemiddel for å fremme deltakelse fra særlig små husholdnings- og næringskunder i kraftmarkedene, er det per i dag kun et begrenset antall aktører som tilbyr aggregeringstjenester. Videre er det også enkelte tekniske barrierer for å kombinere laster og legge inn felles bud. I tillegg kan det være usikkerhet hos nettselskapene rundt hvorvidt de fleksible ressursene er tilgjengelige når de trengs, noe som kan føre til at nettförsterkning velges for å fjerne risikoen. Det er likevel en økende interesse blant både nettselskap, systemansvarlige og markedsaktørene for å teste ut bruk av eksplisitt fleksibilitet og nye markedsbaserte løsninger for anskaffelse av fleksibilitet. Det pågår nå også diskusjoner på både nasjonalt, nordisk og europeisk nivå om hvordan det regulatoriske rammeverket bør tilpasses for å legge til rette for at flere sluttbrukere kan tilby sin fleksibilitet.

Standardisering, automatisering og digitalisering viktig for å utløse potensial

En annen viktig forutsetning for at fleksibilitet fra forbruk kan utnyttes i stort monn, er at det legges til rette for digital samhandling på tvers av IKT-systemer innad i hvert nettselskap og mellom nettselskapene. Dette handler i stor grad om standardisering og å skape et felles språk for den informasjonen som skal utveksles. Olje- og energidepartementet har bedt RME om å videreføre arbeidet med digital samhandling i kraftsektoren der det skal etableres en styringsmodell for bransjen, og utarbeides et veikart for digital samhandling. Se boks 5.7 for nærmere omtale av dette arbeidet.

Alle selskapene som deltok i kartleggingen i Høiem et al. (2021), pekte på IKT-systemer, eller mangel på slike, som en av de viktigste barrierene mot å ta i bruk fleksibilitet i nettplanlegging og drift. Rapporten peker på et behov for å koble sammen informasjon fra driftssentral og fra nettplanlegging. Dette gjelder både plattformer for at nettplanleggere skal kunne hente ut og analysere eller visualisere data fra driftssystemer, og plattformer for at driftsoperatører skal kunne ha tilgang til informasjon om tilgjengelige fleksibilitetsressurser.

5.6 Energieffektivisering, energiomlegging og distribuert produksjon og lagring kan frigjøre kapasitet i strømmettet

5.6.1 Energieffektivisering

Som beskrevet i kapittel 5.2.2 og 5.4 må kraftsystemet ha tilstrekkelig kapasitet (effekt) til å levere etterspurt energi i toppplasttiden den aller kaldeste dagen i året. Siden bruken av elektrisitet varierer betydelig over året i alminnelig forsyning, jf. figur 5.4, vil energieffektivisering som bidrar til å redusere topplast kunne bidra til å utsette eller unngå investeringer i nettanlegg. Energieffektivisering som gir redusert topplast, gir dermed høyere samfunnsmessig verdi enn for eksempel tiltak som bidrar til strømsparing på sommeren. Redusert kraftforbruk utenom toppplastperiodene bidrar imidlertid ikke til å redusere behovet for nytt nett (arealet under den gule varighetskurven i figur 5.5).

Noen former for energieffektivisering kan også gi økt topplast og redusert fleksibilitet i kraftsystemet. Et eksempel er redusert nattetemperatur i bygninger som reduserer energiforbruket, men øker topplasten i kraftsystemet på morgenen. I perioder med press i nettet kan dette være uheldig fordi det, alt annet likt, kan stenge ute nytt forbruk eller gi press for å forsterke nettet. I perioder hvor det ikke er knapp kapasitet i nettet (eller i kraftproduksjon), vil nattsenkning være gunstig siden man sparer energi. Dette viser at energieffektivisering må vurderes ut fra systemvirkningen. Innføring av tariffer med effektledd, jf. kapittel 4.5.1 er relevant i denne sammenheng.

Den frigjorte nettkapasiteten som energieffektiviseringen kan medføre, vil imidlertid nødvendigvis ikke kunne tildeles til andre kunder umiddelbart. For at nettselskapet kan tildele den frigjorte kapasiteten til andre kunder, trenger nettselskapene sikkerhet for at kapasiteten faktisk er frigjort, enten i form av at kunden avtaler et lavere effektuttak, eller at nettselskapet over tid ser at uttaket har gått ned. Prissignaler for å prise ubrukt kapasitet i regional- og transmisjonsnett er nærmere omtalt i kapittel 4.5.1.

I forbindelse med behandlingen av Meld. St. 25 (2015–2016) *Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030*, jf. Innst. 401 S (2015–2016), vedtok Stortinget følgende den 13. juni 2016: «Stortinget ber regjeringen fastsette et mål om 10 TWh redusert energibruk i eksisterende bygg sammenlignet med dagens nivå».

Analysen gjort av NVE viser at det fortsatt er betydelig potensial for effektivisering, særlig i bygningsmassen (NVE, 2022). Rundt 50 pst. av strømmen som brukes i dag går til bygg, det vil si boliger, yrkesbygg og hytter. Store deler av denne strømmen går til oppvarming. Siden oppvarmingsbehovet er størst om vinteren vil tiltak som reduserer oppvarmingsbehovet i bygg også bidra til å redusere overføringsbehovet og belastningen i strømmettet når den er som høyest.

NVE har i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2021 antatt at energieffektiviseringstiltak reduserer strømforbruket i norske bygg med omtrent 8 TWh i 2040 fra 2021. Effektiviseringstiltakene inkluderte reduksjon av energibehov til romoppvarming og effektivisering av belysning og

apparater. Potensialet for energieffektivisering er imidlertid større enn det som ligger inne i NVEs basisbane. NVE har anslått at det er et lønnsomt energieffektiviseringspotensial i dagens bygningsmasse på rundt 13 TWh, gitt en sluttbrukerpris (kraft og nettleie) på 1 krone/kWh (NVE, 2022). Store deler av dette potensialet er knyttet til næringsbygg. I basisbanen legger NVE imidlertid ikke til grunn at alle lønnsomme tiltak blir gjennomført. Dette skyldes at det er andre barrierer for gjennomføring av energieffektivisering. Selv om tiltaket kan betale seg tilbake over levetiden, kan energieffektivisering være forbundet med en høy investeringskostnad, etterfulgt av en innsparing over lengre tid. Videre er ikke eier av bygget nødvendigvis den samme som leietaker som

Boks 5.7 Digital samhandling i strømmettet

Strømmettet i Norge eies og driftes av mange ulike netteiere. I et sammenhengende kraftsystem vil forhold og hendelser i de ulike nettområdene påvirke hverandre. Dette gjelder i den daglige nettdriften, ved planlegging av vedlikehold, håndtering av hendelser og ved tilknytning av mer kapasitet til nye og eksisterende kunder.

Nettselskapene er i gang med å digitalisere egen virksomhet og egne prosesser. For den rent elkrafttekniske virksomheten er det etablert velfungerende felles standardiseringsoppløgg, som er operasjonalisert blant annet gjennom REN.¹ På IKT-siden er denne type samarbeid og standardisering langt mindre moden. På tross av en relativt begrenset portefølje av systemer både konfigurerer, implementerer og anvender nettselskapene ellers like systemer på ulike måter. Som følge av dette er de fleste informasjonsoverføringer nettselskap imellom – og mellom nettselskap og myndigheter – avhengig av at mennesker på hver side manuelt tolker informasjonen som utveksles.

Parallelt med digitaliseringsarbeidet flere nettselskap er i gang med, er det derfor viktig å også se det helhetlige behovet for å standardisere utvekslingen av nettdata og informasjon mellom nettselskapene. Ikke bare vil det kunne redusere bransjens samlede kostnader ved å digitalisere, det vil også være en katalysator for bedre analyser, mer effektive arbeidsprosesser og mer effektiv drift av nettet.

For å sikre bedre utnyttelse av eksisterende nett og raskere utredning, utbygging og idriftsettelse av nytt nett, må nettselskapene dele data og informasjon om eget strømmett med hverandre effektivt. De må videre kunne bruke informasjonen som grunnlag for bedre analysearbeid, og bedre, mer effektive og automatiserte prosesser. Dette vil også legge grunnlag for mer transparente og koordinerte arbeidsprosesser på tvers av nettselskaper, nettnivå og mellom nettselskapene og systemansvarlig.

Nettselskapene er i gang med å enes om en felles informasjonsmodell som grunnlag for digitaliseringsarbeidet gjennom bransjesamarbeidet Digin². Kostnader knyttet til dette samarbeidet har RME tillatt at inngår i FOU-kostnadene som holdes utenfor nettselskapenes inntektsramme. Det følger videre av RMEs tildelingsbrev for 2022 at RME skal «videreføre arbeidet med digital samhandling i kraftsektoren der det skal etableres en styringsmodell for bransjen, og utarbeides veikart for digital samhandling». Hensikten er å sette retning for arbeidet med utviklingen av felles digitalisering av kraftbransjen, og utvikle en styringsmodell for prioritering av ulike tiltak med forpliktelse til å gjennomføre.

¹ REN eies av 60 norske nettselskaper og arbeider blant annet med standardisering av materiell og arbeidsmetoder i norske nettselskap.

² Digin er energiselskapenes eget bransjeinitiativ for digitalisering, eid av Energi Norge.

betaler strømregningen. Forbrukerne kan også mangle informasjon, eller ha andre preferanser for sin ressursbruk.

I tillegg til bygningsmassen kan det også ligge noe energieffektiviseringspotensiale i industrien, noe som ikke er inkludert i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse. Energieffektivisering i denne sektoren kan også bidra til å redusere effekttoppen. Videre innebærer elektrifiseringstiltak for å redusere bruken av fossilt brensel og drivstoff også betydelig energieffektivisering, selv om utslippsreduksjon er hovedformålet. Dette medfører imidlertid økt etterspørsel etter strøm og effekt, og mulig økning i behov for nettinvesteringer hvis strømbruken foregår på tidspunkt som er ugunstig for utnyttelsen av kapasiteten i strømmettet.

Det finnes i dag flere virkemidler for energieffektivisering, rettet mot ulike sektorer og aktører.

- Byggteknisk forskrift (TEK17) gir energikrav til nybygg, og påvirker utforming og energibruken til nye bygg. TEK vil også gjelde ved omfattende rehabilitering av bygg, men samtidig gjøres det veldig mye rehabilitering som er under terskelen for når TEK blir gjeldende. Denne delen av rehabilitering i eksisterende bygningsmasse er dermed ikke gjenstand for energikrav.
- Energimerkeordningen for energimerking av bygg stiller krav til regelmessig energimerking av eksisterende bygg, og energimerking av nybygg og av bygg som omsettes. I tillegg er det krav til energivurdering av tekniske anlegg i bygget (kjeler, vifter, mv.). Energimerket følges dessuten av en tiltaksliste, som peker på tiltak som kan forbedre byggets energitilstand. Ikke alle bygg merkes i henhold til plikten, og det er dessuten varierende i hvilken grad tiltakslisten følges opp.
- Enovas virkemidler er rettet mot senfase teknologiutvikling og tidlig markedsutvikling av nye løsninger som skal bidra til å nå Norges klimaforpliktelser og bidra til omstillingen til lavutslippssamfunnet. Enova skal ta hensyn til et effektivt energisystem. Fleksibel og effektiv bruk av energi er derfor fortsatt viktig.
- Norge har vedtatt å implementere EUs energieffektiviseringsdirektiv av 2012. I dette direktivet ligger virkemidler som per i dag ikke er implementert i Norge, men som heller ikke er pliktig.
- Oljefyring er faset ut i bygg siden 2017/2018. Dette har medført en del overgang til både biobrensel og til bruk av elektrisitet, både som punktvarme og i varmepumper.

Olje- og energidepartementet forbereder arbeidet med en langsiktig strategi for energieffektivisering ved renovering av bygg, i nært samarbeid med bygningsmyndighetene. Strategien er et krav i energieffektiviseringsdirektivet, og Direktoratet for byggkvalitet og NVE har utarbeidet et underlag til en slik strategi. I Meld. St. 36 (2020–2021) *Energi til arbeid - langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser* går det fram at direktoratenes underlag også skal bidra i arbeidet med en konkret nedtrappingsplan for 10 TWh energieffektivisering i eksisterende bygg innen 2030. Solberg-regjeringen omtalte at et tiltak vil være å gjøre energimerkeordningen for bygg mer relevant for eksisterende bygg. Videre har forslagene til nye energieffektiviseringsdirektiv og bygningsenergidirektiv i EUs Fit for 55-pakke mange virkemidler som antas å bli vurdert av regjeringen. Blant disse forslagene er å stille vesentlig strengere krav til renovering av offentlige bygg, og det foreslås å stille energikrav også til eksisterende bygningsmasse.

5.6.2 Distribuert kraftproduksjon og lagring

Når strømproduksjonen skjer nærmere strømkundene, kalles det distribuert produksjon. Produksjon i nærheten av forbruket kan gi mindre behov for nettutbygging hvis det er høy grad av samtidighet mellom når kraftverkene kan produsere og når strømforbruket i området forekommer. Dette oppnås enten ved at selve produksjonen er regulerbar, at produksjonen kombineres med lagringsløsninger som for eksempel batterier eller at distribuert produksjon kombineres med annen fleksibilitet på forbruksiden.

En plusskunde er en kunde som produserer strøm selv, og som leverer strøm inn på nettet når de produserer mer enn de bruker (oppad begrenset til 100 kW). Plusskunder betaler ikke fastledd for innmating av produksjonen og kan måle og avregne innmating og uttak netto i et felles målepunkt. Elektrisk kraft produsert med solceller til eget bruk har fritak for elavgift. Typisk er dette husholdnings- eller næringskunder med solceller på taket. De senere årene har kostnadsbildet og virkningsgrad for ulike typer solkraftverk bedret seg. Dette har ført til en økning av plusskunder i Norge.⁸

⁸ Hvordan utviklingen i plusskunder har vært, kan leses om her: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/statistikk-over-sluttbrukermarkedet/plusskundestatistikk/>

Se boks 5.8 for omtale av foreslått utvidelse av plusskundeordningen gjennom åpning for deling av produksjon mellom nettkunder innenfor samme gårds- og bruksnummer.

Distribuert produksjon og plusskunder kan ha noen utfordringer for strømmettet. For eksempel kan det medføre mangel på overføringskapasitet i perioder med høy produksjon og lite forbruk, dårlig spenningskvalitet og andre tekniske utfordringer. Disse utfordringene kan imidlertid unngås ved god planlegging og drift av distribuert produksjon og ved bruk av energilager som batterier.

Etter hvert som batterisystemer blir billigere og mer tilgjengelige, kan en forvente at plusskunder med energilager blir vanligere. Når de overproduserer strøm, kan de lagre den til strømmen trengs. Derfor kan plusskunder med energilager bli nyttige ressurser for resten av kraftsystemet. Distribuert produksjon med energilager kan være rasjonelt som alternativ til nettinvesteringer i for eksempel byområder og øysamfunn.

5.6.3 Bruk av andre energibærere

Å erstatte direkte bruk av strøm til oppvarming med bruk av fjernvarme, varmpumper, bioenergi eller spillvarme, kan i likhet med energieffektivisering bidra til å redusere topplasten og dermed frigjøre kapasitet i eksisterende strømmett. Det er

imidlertid ikke all slik omlegging som bidrar til redusert strømbruk i timene med høyest belastning i strømmettet. For eksempel vil luft-luft og luft-væske varmpumper installert i et kaldt klima ha lite eller ingen slik effekt på de kaldeste dagene (ved temperaturer mindre enn -25 grader celsius).

Fjernvarme

Dersom fjernvarme kan erstatte kraftforbruk om vinteren, kan dette begrense behovet for investeringer i kraftsystemet. I Oslo kan fjernvarme dekke 25 pst. av effektbehovet.

I 2019 ble det brukt nesten 6 TWh fjernvarme i norske bygg, dette er en økning på 2 pst. fra rekordåret 2018. Produksjon og forbruk av fjernvarme har firedoblet seg i løpet av de siste 20 årene. Fjernvarme dekker om lag en tiendedel av behovet for romoppvarming og tappevann i Norge. Installert effekt for fjernvarme er om lag 3600 MW. Selv om dette utgjør en liten del av energibruken nasjonalt, er dette en viktig del av energisystemet i byer der fjernvarme er etablert. Fjernvarme er etablert i alle større byer i Norge, og avlaster kraftnettet mest på de dagene kraftnettet er mest belastet. Når fjernvarme først er etablert i et område, er det lagt et grunnlag for tilknytning av flere kunder over tid.

Boks 5.8 Deling av fornybar produksjon

RME har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet foreslått en løsning for deling av fornybar produksjon. Løsningen går ut på at produsenter kan dele produksjonen sin med øvrige nettkunder på samme eiendom. Kunder som går sammen om å investere i fornybar energi innenfor en felles eiendom, vil dermed kunne utnytte produksjonen til å redusere sitt eget forbruk fra nettet over en time. Dette vil typisk gjelde kunder i flermannsboliger eller i boligblokker, og eventuelt nettkunder i næringsbygg.

Kunder innenfor samme gårds- og bruksnummer kan dermed benytte fornybar kraftproduksjon produsert på samme eiendom uten at denne produksjonen er direkte tilknyttet kundene. Dette forslaget vil i praksis være en utvidelse av dagens plusskundeordning.

RME har i forslaget lagt til grunn at det er viktig at delingsløsningen har en tydelig geo-

grafisk avgrensning. Dersom den stedlige avgrensningen i regelverket er uklar, kan det føre til at kundene presser grensene for ordningen og nettselskapene får en vanskelig jobb med å kontrollere og avgjøre om kundens innmelding er riktig. Det kan igjen generere mange spørsmål til de ansvarlige myndighetene om fortolkningen av kriteriet, samt at praktiseringen kan avvike fra nettselskap til nettselskap.

Et annet hensyn ved geografisk avgrensning, er at det er to separate regelverk som skal ses i sammenheng: avgiftsregelverket og regelverkene for nettleie og avregning. Et tydelig geografisk kriterium minimerer rommet for skjønn. En uklart definert grense vil skape unødige mange spørsmål og merarbeid.

Departementet sender et forslag på offentlig høring sommeren 2022.

Bioenergi

Bioenergi benyttes i Norge til flere formål, hvor den største andelen går til ved, flis og pellets til oppvarming i bygg. Biobrensel kan brukes i varmesentraler og nærvarmeanlegg, og tilbyr den samme fleksibiliteten som i fjernvarmesystemer. Om lag 1,2 millioner husholdninger bruker vedfyring som en av varmekildene. Vedovnene blir først og fremst brukt på kalde dager og mange av disse boligene har panelovn som alternativ. Vedfyring reduserer derfor belastningen på strømmettet på kalde dager. I tillegg representerer de en viktig reserve ved bortfall av strøm.

Spillvarme

Bruk av spillvarme eller overskuddsvarme vil bidra til økt utnyttelse av varmeressurser og samtidig redusere behov for elektrisk kraft. Spillvarme finnes i ulike former og hos ulike aktører. Det er mest aktuelt ved store industribedrifter og avfallsforbrenningsanlegg. Disse har gjerne større mengde varme, med relativt høy temperatur. Samtidig finnes det spillvarme ved en rekke mindre bedrifter og næringsbygg, men da i mindre volumer og gjerne lavere temperaturer. Selv om en del av spillvarmen fra de større bedriftene allerede er utnyttet, finnes det fortsatt potensial både hos de store aktørene og hos mindre aktører.

Departementet har fremmet et forslag til endring i energiloven, for økt utnyttelse av spillvarme (Olje- og energidepartementet, 2021). Her foreslås pliktige kost-nytteanalyser for å vurdere utnyttelse av spillvarme ved planlegging av en del anlegg med større effekt enn 20 MW, og ved data-sentre med effekt større enn 2 MW. Det foreslås også å gi hjemler for å gi nærmere regler i forskrift.

NVE har utviklet et varmekart som viser fjernvarmeområder, aktører med spillvarme og varmebehov i ulike områder (NVE, 2022). Målet er at dette kartet og datagrunnlaget skal gjøre planleggingen av utnyttelse av ressursene lettere. Kartet er publisert, men under utvikling.

Omgivelsesvarme

Norge har en svært høy andel varmepumper, med mer enn én million pumper installert i 2022. De fleste av disse er luft-luft varmepumper, og det meste av varmen som produseres kommer fra disse. Væske-vann pumper bidrar også med en stor andel av varmeproduksjonen, for selv om det

er færre av disse i antall, er hver pumpe større og har bedre årsvirkningsgrad⁹. I 2021 bidro varmepumpene samlet med utnyttelse av mer enn 10 TWh omgivelsesvarme.

Det teknisk-økonomiske potensialet knyttet til økt bruk av varmepumper er blitt estimert til rundt 8 TWh varmeproduksjon per år (om lag 5 TWh reduksjon i bruk av primærenergi per år) (Oslo Economics / Asplan Viak, 2020).

5.7 Planlagte endringer i rammer for nettplanlegging

Oslo Economics (OE) peker i sin prosessanalyse på at ordningen med kraftsystemutredninger ikke i tilstrekkelig grad bidrar til en tidlig og god start på nettutviklingen (Oslo Economics, 2022). Videre understreker de at formålet med kraftsystemutredningene er viktig. De peker på at en god gjennomføring gjør det enklere å fange opp framtidige ønsker om nettilknytning på et tidlig tidspunkt, og gi tidlig forankring hos sentrale aktører. Videre kan det bidra til å redusere konfliktnivået i senere faser. NVE får også et bedre informasjonsgrunnlag til å behandle søknader om anleggskonsesjon. Alt dette bidrar til raskere gjennomføring av tiltak i nettet.

Både nettselskap og kunder som OE har snakket med, påpeker likevel at det i dag tar for lang tid før nettselskapene fanger opp etterspørsel etter kapasitet og behov for tiltak i nettet. Forskrift om energiutredninger stiller krav om at kraftsystemutredningen skal oppdateres hvert andre år. Behovene dukker imidlertid opp mye raskere. Enkelte kunder savner også flere og bedre arenaer for å informere om og diskutere sine planer med nettselskapene på et tidligere tidspunkt.

Videre peker flere OE har snakket med på at behovet og tilhørende endringer i kraftsystemet ikke i tilstrekkelig grad er blitt, og blir, forankret hos sentrale aktører, slik som lokal og regionale myndigheter. Dette medvirker ikke til lengre tidsbruk i utredningsfasen, men øker risikoen for konflikter i konsesjonsfasen. Basert på dette konkluderer OE med at i enkelte tilfeller burde netts-

⁹ Virkningsgraden eller varmefaktoren til en varmepumpe sier noe om hvor effektiv en varmepumpe er under gitte forhold. Årsvirkningsgraden eller årsvarmefaktoren sier imidlertid noe om hvor effektiv varmepumpen vil være gjennom hele året, ved alle ute- og innnetemperaturer. På engelsk heter dette Seasonal Coefficient of Performance (SCOP).

elskapene brukt mer tid i utredningsfasen for å spare tid senere.

OE peker også på at mangel på digitale verktøy gjør informasjonsflyten mellom nettselskap, NVE og kunder vesentlig tyngre.

NVEs pågående arbeid med Digital KSU og endringer i forskrift om energiutredninger adresserer utfordringene Oslo Economics peker på, og vil bidra til en tidligere og god start på nettutviklingen.

5.7.1 Digital KSU

Dagens KSU-ordning er preget av manuelle prosesser, som igjen gir lav oppdateringsfrekvens og fare for utdatert informasjon. Utredningene oppdateres i dag hvert annet år. NVE har sammen med DIGIN startet prosjektet «Digital

KSU». Målet for prosjektet er å sikre bedre og mer effektiv koordinering av nettutvikling på tvers av ulike nettnivåer, netteiere og myndigheter, gjennom digitalisering av ordningen. Dette innebærer å etablere standardiserte utredningsprosesser, felles informasjonsmodeller og løsninger for utveksling av informasjon mellom aktørene.

Å ta i bruk digitale verktøy påvirker ikke bare hyppigheten i informasjonsutvekslingen, men muliggjør også forenkling av prosesser ved å ta i bruk maskinell støtte til å prosessere og utveksle informasjon. En slik omlegging av prosesser krever også at roller og ansvar går opp, og blir tilpasset at informasjonen vil være tilgjengelig på en ny måte. I tillegg må et nytt IT-landskap tegnes opp og en helhetlig informasjonsforvaltning må beskrives.

Boks 5.9 Forventede gevinster av Digital KSU

NVE har i innspill til utvalget beskrevet følgende forventede gevinster av digitalisering av ordningen med kraftsystemutredninger (KSU).

Bedre koordinering og innsikt på tvers gir stor samfunnsgevinst ved mer samfunnsmessig rasjonell nettutvikling

NVE forventer at det oppnås store gevinster ved at KSU-ordningen på en bedre måte enn i dag vil tilrettelegge for en mer rasjonell nettutvikling. En digital KSU-plattform bidrar til at nettselskap og andre aktører får en bedre oversikt over behov for nettutbygging og kommende netttiltak. Dette vil igjen føre til en bedre samordning mellom prosjektene, bedre prioritering, og potensielt føre til rasjonelle endringer i prosjektene, for eksempel gjennom at noen prosjekter skrinlegges, nedskaleres eller oppskaleres. Framover er det planlagt store investeringer i nettet, og en liten forbedring i planleggingen vil derfor kunne gi store besparelser i både ledetid og mer samfunnsmessig rasjonell nettutvikling.

Kortere ledetid gjennom effektive planprosesser og gjenbruk av data

NVE forventer tidsbesparelser både hos NVE og hos nettselskap som følge av digital samhandling og høyere datakvalitet og gjenbruk av

data på tvers av ulike prosesser. NVE vil kunne effektivisere saksbehandling, tilsyn og videreformidling av informasjon. Nettselskapene vil spare tid på å lete etter relevant informasjon fra andre aktører. Nettselskapene vil også spare tid på å dele informasjon, fordi informasjonen skal deles én gang, og ett sted. Det vil også stilles tydelige krav til hvilken informasjon som skal deles, og når den skal deles.

Digitalisering av kraftsystemutredningene (Digital KSU) forventes å gi mange gevinster:

- Understøtter at rasjonelle netttiltak realiseres
- Kortere ledetid i utvikling av nye nettanlegg
- Mer effektive utrednings- og planprosesser og tilhørende tilsyn
- Mer effektiv konsesjonsbehandling på grunn av bedre utrednings- og planprosess, og tilrettelegging for gjenbruk av data
- Mer effektiv samhandling mellom nettselskaper i utredningsprosessen og planleggingsprosessen
- Økt kvalitet i datagrunnlaget for analyser som gir bedre grunnlag for å forstå utviklingen av kraftmarkedet og strømmettet for framtidig virkemiddel- og politikkkutforming
- Større åpenhet om nettutviklingsporteføljen
- Bedre informasjon til nettkunder om framdrift for nettilknytning

Kilde: NVE (2022)

Prosjektet digital KSU tar for seg alle disse endringsaspektene (prosess, organisasjon, teknologi, informasjon), ved å beskrive dagens tilstand, foreslå en ønsket framtid, og beskrive tiltak som kan føre til den ønskede framtiden.

Prosjektet har identifisert prognoser, utredningsporteføljer og tiltaksporteføljer som primær informasjon som bør fanges og deles gjennom KSU-ordningen. Fram mot neste frist for å oppdatere regionale KSUer (juni 2022) utvikles første versjon av en digital plattform hvor nettselskapene skal kunne forvalte informasjon om sine nettutviklingsplaner (utrednings- og tiltaksporteføljer), og alle interessenter skal få tilgang til denne porteføljen.

Løsningen som utvikles må videreutvikles over en lengre tidsperiode for å sikre at brukerbehovene dekkes, og at ordningens formål understøttes. Langsiktige endringer innebærer å optimalisere informasjonen knyttet til utrednings- og tiltaksporteføljen, utvikle ulike brukergrensesnitt for ulike formål, oppnå maskin-til-maskin kommunikasjon med nettselskapene, dele informasjon om tilstand i nettet og prognoser for etterspørsel etter kapasitet, og å sammenkoble informasjon med andre planprosesser som i tiden framover digitaliseres, eksempelvis tilknytnings- og konsesjonsprosessen.

5.7.2 Endringer i forskrift om energiutredninger

Ved en digital løsning for KSU-ordningen legges det også til rette for fundamentale endringer av planprosessen som må forankres og til slutt forskriftsfestes i forskrift om energiutredninger.

Dagens forskrift beskriver i stor detalj hvilke informasjonsmengder som skal inngå i KSU, noe som gjør det til en tung øvelse å oppdatere eller gjøre endringer. En oppdatert forskrift må muliggjøre mer dynamisk endring av informasjonssomfanget. Samtidig er det også behov for presisering av en del viktige punkter, som tydeligere krav til utredningsprosessen, se boks 5.10, og tydeligere rolleavklaringer.

NVE har våren 2022 startet et prosjekt som skal endre forskriften for å tilpasse den til en digital planprosess. Her kan det være relevant å vurdere endringer både av krav til utredningsprosessen og involvering av interessenter, krav til oppdateringsfrekvenser og format på informasjon, og krav til metodikk og innhold i utredninger. I dette ligger det også å vurdere krav og føringer som bidrar til tidlig og god start på nettutviklingen.

5.7.3 Områdeplaner

Statnett lanserte i 2021 at de ville starte et arbeid for å lage regionale områdeplaner for utvikling av transmisjonsnettet, og har ambisjon om å lage en første versjon av områdeplaner som dekker hele Norge i løpet av 2022. Statnett har i flere innspill¹⁰ til utvalget beskrevet arbeidet med områdeplaner. Den videre beskrivelsen av områdeplaner er basert på disse innspillene. Utvalget har også fått innspill om at det er behov for en bedre koordinering mellom Statnett og underliggende nettselskaper, og at områdeplaner kan bidra til dette. Flere nettselskaper har også i sine innspill til utvalget pekt på at regionale områdeplaner bør utvikles. Innføring av områdeplaner er et grep Statnett tar for å få mer helhetlig planlegging av nett- og systemutvikling, effektivisere interne prosesser, styrke koordineringen av utviklingen av transmisjonsnettet med utvikling av regionalnettet og bedre involvering av eksterne i nettutviklingsprosessen.

Statnett har også kommet med innspill til utvalget om at ordningen med konseptvalg-utredning og ekstern kvalitetssikring for nye store kraftledningsanlegg bør fjernes og erstattes av områdeplaner. For å sikre involvering og tidlig forankring av behovene for nytt nett foreslår Statnett at de, samtidig med melding, sender myndighetene områdeplanen for området sammen med en beskrivelse av prosess for ekstern involvering. Dette forslaget, og utvalgets vurdering av det, er kort omtalt i 5.9 og kapittel 11.8.2.

I arbeidet med områdeplanene ønsker Statnett nært samarbeid med lokale aktører for å finne helhetlige og langsiktige løsninger. Områdeplanen vil være en videreutvikling av dagens planer og prosesser. Statnett har imidlertid ambisjoner om, i større grad enn i dag, å se bruk og utvikling av systemtiltak i sammenheng med behov for nye anleggstiltak, og i tillegg kombinere behovene for fornyelse av anlegg, ny nettkapasitet og kraftmarkedstiltak. Med systemtiltak menes alt som kan gjøres for å øke overføringskapasitet som ikke handler om anleggene. Det vil si systemvern, bruk av fleksibilitetsressurser, marked, tilknytning på vilkår, koblingsbilder og lignende. Gjennom områdeplanene ønsker Statnett også å klargjøre hvordan de, på en samfunnsmessig rasjonell måte, ivaretar tilknytningsplikt for forbruk gjen-

¹⁰ Statnett har gitt flere innspill til utvalget, både muntlige og skriftlige. Områdeplanene er nevnt i de fleste innspillene, men er fylldigst omtalt i innspill av 26. november 2021 og Statnetts notat av 3. februar 2022 *Orientering om status for arbeidet med områdeplaner*.

Boks 5.10 Utredningsprosessen

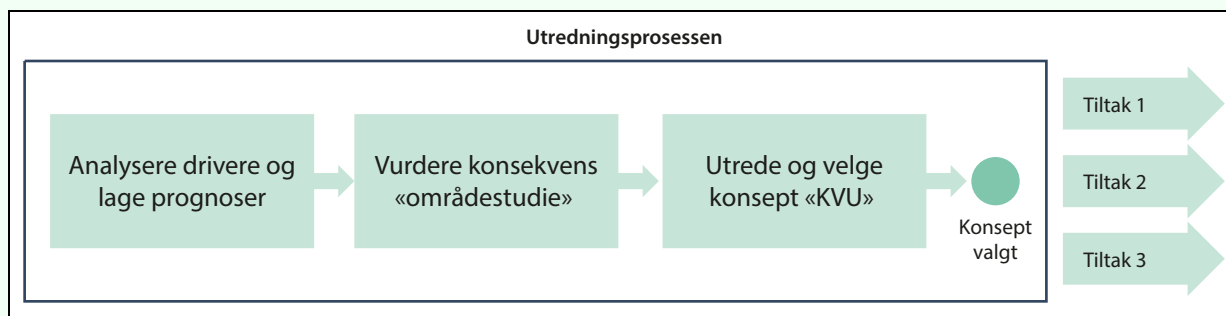
I forbindelse med arbeidet med digitalisering av kraftsystemutredninger har NVE laget en prosessmodell som beskriver nettutviklingsprosessen. Det er mange måter å dele nettutviklingsprosessen inn i faser og milepæler, alt etter hvor detaljert inndeling en ønsker, og hvilke milepæler en ønsker å framheve. I NVEs modell har de valgt å bruke en faseinndeling og begreper fra Digitaliseringsdirektoratets prosjektstyringsmodell. Med dette som utgangspunkt har NVE skilt nettutviklingsprosessen overordnet i en utredningsfase og en tiltaksfase. Utredningsfasen rommer de analysene og utredningene som gjøres i forkant og som skal sørge for at det er de riktige tiltakene som settes i gang. Tiltaksfasen rommer den praktiske planleggingen, detaljering av løsning og gjennomføringen av tiltak. Tiltaksfasen inneholder også alle aktiviteter som nettselskapet har for å skaffe nødvendige konsesjon- og arealbrukstillatelser.

Utredningsfasen består av tre steg, se figur 5.8. Den starter med å analysere drivere og lage prognoser for utvikling i etterspørsel etter kapasitet i strømmettet og utvikling i eksisterende nettets tilstand. Tilknytningshenvendelser av med ulik modenhet er et viktig grunnlag for å lage prognoser for etterspørsel. Dette gir en viktig kobling mellom tilknytningsprosessen og utredningsprosessen.

Områdestudie er brukt som samlebetegnelse for de analysene som gjennomføres for å identifisere behov for å gjøre tiltak i nettet og videre konseptvalgutredninger. Her ses prognosene i relasjon til eksisterende nett for å finne ut hvor det er nødvendig å gjøre mer detaljerte analyser. Område er da det geografiske og nettavgrensede området analysen i studien omfatter.

Konseptvalgutredning (KVU) bruker NVE som generell betegnelse på den tekniske og samfunnsøkonomiske analysen som fører til et konseptvalg. KVUen identifiserer det samfunnsøkonomisk best egnede konseptet som ligger til grunn for iverksettelsen av ett eller flere tiltak. Metoden er på overordnet nivå identisk med KVU-ordningen som er regulert av forskrift om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven, jf. kapittel 11, men må skaleres ift. behov. Ved å bruke KVU som en generell betegnelse på analysene som fører til et konseptvalg, skiller ikke NVE semantisk på utredninger som er underlagt ekstern kvalitetssikring og mer enkle analyser. En områdestudie kan identifisere behov for en eller flere konseptvalgutredninger. I tillegg kan en større tilknytningshenvendelse alene utløse behov for en konseptvalgutredning. Det er dermed også her en knytning mellom tilknytningsprosessen og utredningsprosessen.

Digital KSU vil innhente og dele informasjon både fra utredningsprosessen og tiltaksprosessen, men utredningsprosessen fram til konsept er valgt, er hovedfokus for KSU-ordningen. Det vil si at KSU-ordningen, og krav som stilles til den i forskrift om energiutredninger, har som formål å understøtte utredningsprosessen og bidra til at det er samfunnsøkonomisk lønnsomme konsepter nettselskapene tar videre til tiltaksfasen. I tiltaksfasen starter en prosjekteringsprosess hvor det valgte konseptet modnes fram gjennom grov- og detaljprosjektering, parallelt med framskaffelser av konsesjons- og arealbrukstillatelser, og fram til anskaffelser, bygging og driftssetting av anlegget.



Figur 5.8 Utredningsprosessen er hovedfokus i KSU-ordningen

Kilde: NVEs presentasjon for utvalget

nom å ligge i forkant med nettutviklingen og også vurdere virkemidler i systemdriften som gjør at en større andel nytt forbruk og ny produksjon kan tilknyttes eksisterende nett på en forsvarlig måte. De ønsker i større grad enn i dag å koble tilknytningsprosessen med planprosessene, og dermed bidra til at vurderingen av hvilken kapasitet som kan tildeles i ulike trinn gir forutsigbarhet for kundene. Planene vil inkludere og håndtere utfordringer knyttet til gjennomføring ved bedre «pakking» av tiltak med tanke på hvilke tiltak som skal gjøres samtidig. Statnett peker også på at områdeplanene vil være et viktig underlag når konsesjonssaker skal behandles og sendes på høring. Det vil fortsatt være behov for å gjøre spesifikke analyser som grunnlag for konsesjonssøknader på større anlegg og tiltakspakker.

Regionale dialogmøter skal bidra til å forankre behov for ny nettkapasitet

I forbindelse med arbeidet med områdeplanene vil Statnett avholde regionale dialogmøter. Dette er en videreføring av typen møter Statnett har hatt i såkalte «Næring og Nett» initiativ i Finnmark, Nordmøre og Romsdal, Bergen og Haugalandet. Disse har vært gjennomført sammen med regionale nettselskaper. Deltakere er typisk forbrukerkunder, politiske miljøer og interessentorganisasjoner. Gjennom de regionale dialogmøtene ønsker Statnett å etablere en felles forståelse for behovet for ny kapasitet i strømmettet i et område. De anser dette som et viktig bidrag for en felles situasjonsbeskrivelse av utfordringene og forankring av behovet regionalt, før konsesjonsbehandling av de enkelte nettanleggene. Der hvor denne typen møter har vært arrangert, erfarer Statnett at møtene får betydelig mer oppmerksomhet politisk og på ledernivå enn møter som følger av forskrift om energiutredninger (KSU). De regionale dialogmøtene arrangeres av Statnett og de regionale nettselskapene, uavhengig av tidspunktet som er beskrevet i forskriften og gjerne i nært samarbeid med formelle politiske organer.

Statnett vil videreutvikle innholdet i områdeplanene. Statnett lager i 2022 en første versjon av områdeplanene, en versjon de kaller «0,9 versjonen» for å indikere at de har et større ambisjonsnivå for framtidige områdeplaner. Statnett har delt Norge inn i ti områder, dette for at de skal være i stand til å fange en større helhet enn det som er mulig hvis de hadde holdt seg til å se på de 17 regionale KSU-områdene. Innholdet i områdeplanene vil ha over-

lapp med innholdet i dagens kraftsystemutredning for transmisjonsnettet. Etter at de første områdeplanene er etablert ønsker Statnett å videreutvikle innholdet gjennom interne og eksterne prosesser. Når det gjelder Statnetts interne prosesser, har de en ambisjon om at områdeplanene skal besluttes og gi rammer for prosjekter og igangsettelse slik at de reduserer tidsbruken som i dag går med for å håndtere beslutningsdokumenter for hvert enkelt tiltak. De ser for seg å beslutte oppdaterte planer hvert annet år. Statnett ønsker imidlertid ikke at områdeplanen skal være et statisk dokument, men vel så mye en prosess. Planene vil slik sett berikes med informasjon underveis for å holdes oppdatert og relevant til sitt bruk. Dette har en tett kobling til digital KSU og forskrift om energiutredninger. Statnett peker derfor på at videreutvikling av områdeplanene må gjøres i tett dialog med NVE og bransjen.

5.8 Innspill til utvalget

I tillegg til innspill om regionale områdeplaner, omtalt i kapittel 5.7.3, har utvalget fått flere innspill om at planprosessene i kommuner og fylkeskommuner bør samkjøres bedre med planprosessene hos nettselskapene. Det er både spilt inn ønsker om at lokale og regionale myndigheter skal engasjere seg mer i arbeidet med regionale kraftsystemutredninger, og forslag om at fylkeskommunene kan ta et utvidet ansvar for samordning av infrastruktur til også å omfatte utvikling av strømmettet.

Utvalget har også fått flere innspill som går på viktigheten av tidlig involvering av interessenter, også i utredningsfasen hvor etterspørselen etter nettkapasitet og ulike konsepter for å møte etterspørselen etter nettkapasitet analyseres.

Oslo Economics (OE) (2022) peker i sin rapport på at en bedre planprosess, der en på tvers av netteiere fanger opp mulige behov for nettkapasitet tidlig, potensielt kan redusere ledetidene ved at utredninger kan settes i gang tidligere. OE anslår at potensialet for å redusere tidsbruk trolig er noe lavere for mindre tiltak enn for de større. Deres kartlegging avdekket også at potensialet for redusert tidsbruk kan være større for Statnett enn for flere av de andre nettselskapene. Sjablongmessig anslår de derfor at tiltaket (isolert sett) kan redusere ledetid med rundt tre måneder for mindre tiltak og ni måneder for større tiltak (ledning).

Flere av innspillene til utvalget peker på at alternativer til nettutbygging bør utnyttes i større grad enn det gjøres i dag. Det er blant annet kom-

Boks 5.11 Innhold i områdeplaner

Statnett skriver i sitt innspill til utvalget av 3. februar 2022 at de planlegger å inkludere følgende innhold i den første versjonen av områdeplanene.

Behovsituasjonsbeskrivelse av dagens kraftsystem i området inkludert driftsutfordringer, fornyelsesbehov og vurdering av ledig kapasitet for produksjon og forbruk. Forventet forbruks- og produksjonsutvikling vil baseres på tilknytningssaker og oppdaterte prognoser for vekst i alminnelig forsyning.

Analyse – De første områdeplanene vil i stor grad være basert på eksisterende analyser og utredninger. Noen nye analyser, spesielt knyttet til tilknytningsvolum, vil bli gjennomført i år. Statnett ønsker også å formidle hvilken betydning tilgang til kraftproduksjon har for tilgjengelig nettkapasitet og at uten ny produksjonskapasitet risikeres det at nytt forbruk ikke kan realiseres.

Plan – Basert på behov og analyser vil Statnett klargjøre et «målnett» for området. Målnett er nettstrukturen som Statnett vil jobbe mot for å tilrettelegge for det grønne skiftet. De vil legge fram en plan som beskriver trinn fram mot mål-

nettet, altså hvilke nettinvesteringer og fornyelser som skal gjøres i hvilken rekkefølge, og hvordan disse eller bruk av andre virkemidler, som systemdriftsvirkemidler og avtaler, gir kapasitet for nye tilknytninger. Siden det er usikkerhet knyttet til etterspørselen etter kapasitet vil de omtale utløsende årsak eller trigger for igangsettelse av prosjekter som gir ny kapasitet og rammer som påvirker framdrift. Sammenheng med anleggsforvaltningen, herunder systematisk vedlikehold vil være viktig. Faktisk forbruksvekst og krav om anleggsbidrag vil kunne påvirke utbyggingstakten.

Gjennomføring – Planen bearbeides videre og tiltakene «pakkes» for effektiv gjennomføring. Her vil behov for utkobling i eksisterende anlegg i forbindelse med bygging og muligheten for å framskynde tiltak for å sikre effektiv prosjektgjennomføring klargjøres. Statnett vil også bruke områdeplanene som verktøy for å prioritere både videre utredningsbehov og hvilke prosjekter de starter opp. Status i prosjektgjennomføring og status for operativ anleggsdrift av eksisterende nett er sentrale parametere inn i planen.

met forslag om at det bør være krav til kraftsystemutredningene å vurdere alternativer til investeringer i nett, herunder kjenne og utnytte reell kapasitet i eksisterende nett, før nye investeringer besluttes.

5.9 Utvalgets anbefalinger

Tiltak for å utnytte eksisterende strømmnett bedre

Utvalget mener det er viktig at det gjøres tiltak for å kunne utnytte eksisterende strømmnett bedre enn i dag. Det framstår som fornuftig at nettselskapene planlegger at nettanlegg i regional- og transmisjonsnettet skal ha tilstrekkelig reserve. Hva som er tilstrekkelig reserve vil variere, ofte er det N-1-forsyning og i andre tilfeller N-1-1-forsyning, og i enkelte tilfeller uten reserve i strømmnettet. I perioden framover er det forventet betydelig forbruksvekst. Det kan trekke i retning av at nettselskapene bør ta noe mer risiko, slik at de kan tildele mer kapasitet til kundene uten å planlegge utbygging av nye anlegg. Statnett bør derfor vur-

dere om det i perioder, eller generelt, bør tas noe høyere risiko enn det dagens driftspolicy legger til grunn. Driftspolicyen bør utfra en risikobasert tilnærming, der både sannsynlighet og konsekvens vurderes, legge opp til en samfunnsøkonomisk lønnsom utnyttelse og utvikling av nettet. Utvalgets vurderinger knyttet til tildeling av kapasitet og nettselskapenes vurderinger av hvilke tilknytninger som er driftsmessig forsvarlig, er omtalt i kapittel 7.4.2 og 7.4.4.

Endringer i kraftsystemet og teknologisk utvikling gjør at behovet og mulighetene for en mer effektiv informasjonsutveksling har økt betydelig, og de fleste nettselskap er allerede godt i gang med å digitalisere egne data og prosesser. Utvalget mener bedre digital samhandlingsevne på tvers av nettselskaper og økt informasjonsutveksling er en grunnleggende forutsetning for å drifte og utvikle kraftsystemet effektivt. Det er dermed også et viktig tiltak for å kunne utnytte eksisterende strømmnett bedre enn i dag.

Ny teknologi og digitale løsninger gir gode muligheter til å håndtere den stadig økende kom-

pleksiteten og endringstakten gjennom forbedret drift, planlegging og forvaltning av kraftsystemet. Intelligente, og på sikt autonome, digitale løsninger vil være helt nødvendig for å håndtere økende kompleksitet i plan- og prognosearbeid, gi god beslutningsstøtte i driftstimen og muliggjøre avanserte analyser. Utvalget mener det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å prioritere utvikling av digital samhandling i kraftbransjen høyere enn i dag. Utvalget mener derfor NVE/RME bør tilføres midler for å sikre finansieringen av prosjektet digital samhandling. Videre mener utvalget at nettselskapene må gi prosjektet tilstrekkelig prioritet og ressurser, både i form av tilrettelegging og finansiering av egne systemer, og i form av å sikre seg riktig kompetanse til å bidra inn i slike prosjekter. Ressurser nettselskapet legger ned i et slikt arbeid, som vil ha stor nytte ut over eget selskap, bør kunne tas inn gjennom FoU-ordningen, tilsvarende arbeidet i Digin.

Større utnyttelse av fleksibilitetsressurser kan gjøre det mulig å øke utnyttelsesgraden av eksisterende strømmnett. Utvalget mener det er viktig at det legges til rette for at sluttbrukere i større grad enn i dag kan bidra med samfunnsøkonomisk lønnsom fleksibilitet. Videre mener utvalget at digital samhandling mellom nettselskapene også er en forutsetning for at fleksibilitet hos sluttbrukere kan utnyttes i stort monn.

Utvalget mener NVE i arbeidet med endring av forskrift om energiutredninger, bør inkludere krav til at nettselskaper i sine konseptvalgutredninger (ref. boks 5.10), som ett av sine konsepter, må vurdere tiltak for høyere utnyttelse av eksisterende nett. Dette kan for eksempel være å investere i sensorikk som gir bedre oversikt over tilgjengelig kapasitet i eksisterende nett. Et annet mulig tiltak er å ta i bruk fleksibilitetsressurser, enten gjennom inngåelse av bilaterale avtaler om fleksibilitet med eksisterende eller nye kunder (henholdsvis utkoblbar tariff jf. kapittel 5.5.2 og tilknytning med vilkår jf. anbefaling i kapittel 7.4.4), eller kjøp i markedet for fleksibilitet. I dette ligger det også at nettselskapene i større grad må undersøke hvilke fleksibilitetsressurser som finnes i det aktuelle nettområdet. På denne måten kan kost- og nyttevirkninger av høyere utnyttelse av nettet kunne vurderes opp mot nye nettinvesteringer.

En annen viktig brikke i dette er Statnetts og energimyndighetenes arbeid med å videreutvikle det regulatoriske rammeverket for kraftmarkedet og tilpasse det til å legge til rette for at flere sluttbrukere kan tilby sin fleksibilitet i regulerkraftmarkedet og lokale fleksibilitetsmarkeder.

Utvalget mener også at det er viktig med mer kunnskap om forbrukeres adferd og hva som skal til for at et stort antall forbrukere vil tillate at strømforbruket styres automatisk.

Energieffektivisering og bruk av andre energibærere enn strøm kan være gode tiltak for å frigjøre kapasitet i eksisterende strømmnett, og dermed kunne unngå eller utsette nye investeringer i nett. Utvalget mener derfor at regjeringen burde satse mer på energieffektivisering og bruk av andre energibærere for å redusere behovet for nytt nett når det er samfunnsmessig rasjonelt, og utarbeide en ambisiøs handlingsplan for dette. Det vises for øvrig til det pågående arbeidet til Energikommisjonen, der energieffektivisering er en viktig del av mandatet. Med dagens virkemidler er imidlertid effekten størst på lengre sikt, og det er vanskelig for nettselskapene å anvende frigjort kapasitet fra eksisterende kunder til å gi tilknytning til nye kunder uten en form for sikkerhet. Utvalget mener departementet bør utrede på hvilken måte frigjort kapasitet kan utnyttes raskere.

Utvalget mener distribuert produksjon er nyttige ressurser for energibalansen. Brukt på riktig måte, og i kombinasjon med energilager, kan det bidra til å redusere behovet for større nettinvesteringer. Det er viktig at regelverket er teknologinøytralt og gir insentiver til en samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging av ny kraftproduksjon, herunder samfunnsøkonomisk lønnsom lokal produksjon og lagring i de store byene.

Tiltak for bedre nettutredningsprosesser

Utvalget mener at digitalisering av informasjonsutvekslingen i forbindelse med kraftsystemutredninger er viktig for å oppnå effektive nettutredningsprosesser og legge til rette for bedre involvering av interessenter i tidlig fase. I dette arbeidet er det viktig at NVE jobber i tett dialog med nettselskapene og andre aktuelle interessenter. Utvalget synes det er positivt at NVE ble tilført midler over statsbudsjettet 2022 for å få fortgang i prosjektet Digital KSU, og mener NVE bør få midler til å fullføre digitalisering av utrednings- og planprosessene. Dette vil legge grunnlaget for videre nødvendig digitalisering knyttet til konsesjonsprosessen.

Dagens ordning med kraftsystemutredninger legger opp til møteplasser for involvering på tvers av nettselskaper og berørte aktører, som lokale og regionale myndigheter, interesseorganisasjoner og større nettkunder. Utvalget mener det er varierende praksis mellom utredningsområdene og

derfor behov for å forbedre disse møteplassene, slik at beste praksis brukes. Utvalget mener NVE bør se på forbedringer i dialogen mellom ulike aktører i vurderingen av endringer i forskrift om energiutredninger. Utvalget mener framtidige krav og føringer til involvering i nettselskapenes utredningsprosesser bør bidra til bedre koordinering mellom nettutvikling på den ene siden, og planprosesser hos lokale og regionale myndigheter på den andre siden. I tillegg til krav og føringer knyttet til forskrift om energiutredninger, kan også føringer til kommuner og fylkeskommuner gjennom endring av *Statlige planretningslinjer for klima- og energiplanlegging og klimatilpasning*, være relevant. En videreutvikling av Statnetts regionale dialogmøter i forbindelse med områdeplaner, kan være et godt utgangspunkt. Dette kan være en arena for nettkunder å informere om og diskutere sine planer på et tidlig tidspunkt.

Slik utvalget oppfatter det, vil Statnetts områdeplaner være i tråd med formålet og intensjonen med kraftsystemutredninger. Utvalget mener det er viktig at Statnett og NVE, sammen med regionale nettselskaper, har god dialog rundt videre utvikling av ordningen med kraftsystemutredninger og at utviklingen av områdeplaner kan være en del av dette. Utvalget mener det er positivt at Statnett har tatt grep for å effektivisere interne prosesser gjennom områdeplanene, og at dette arbeidet fortsatt bør ha stort fokus. Utvalget mener det er positivt at Statnett har ambisjoner om en mer helhetlig planlegging.

Gitt alle planer om elektrifisering og ny industri, mener utvalget at det framstår som klart at en høyere utnyttelse av dagens strømmnett, inkludert økt energieffektivisering, ikke alene vil være tilstrekkelig for å håndtere forventet etterspørsel etter kapasitet i strømmettet. Det vil også være behov for å utvide og oppgradere strømmettet.

Utvalget mener videre at det er viktig at usikkerheten i både nivå på total etterspørsel etter kapasitet, og hvor nytt forbruk vil bli lokalisert, håndteres etter samfunnsøkonomiske prinsipper. Dette er nærmere omtalt i kapittel 6.

Utvalget opplever at det i sektoren er mangel på en omforent metodikk for framskrivning av etterspørsel etter nettkapasitet, og spesielt etterspørsel knyttet til nytt forbruk. Utvalget mener det bør utvikles en slik omforent metodikk, og at metoden blant annet bør ta inn over seg grunnlaget fra Finansdepartementets perspektivberegninger for å styrke innholdet av viktige elementer

i den økonomiske utviklingen som er av betydning også for kraftsektoren. Utvalget mener det vil være naturlig at denne metodikken utvikles samtidig med og benyttes i sektorveileder for samfunnsøkonomiske analyser av nettanlegg, jf. utvalgets anbefaling i kapittel 6.7. Utvikling av metodikken bør gjøres i samråd med Statnett og regionale nettselskaper, og knyttes opp mot NVEs arbeid med videreutvikling av ordningen med kraftsystemutredninger.

Virkninger av utvalgets anbefalinger

Utvalgets anbefaling av tiltak som innebærer bedre utnyttelse av dagens nett, vil også innebære redusert behov for nytt nett og raskere tilknytning av nytt forbruk eller produksjon. Tiltakene inkluderer endret driftspolicy, satsing på digital samhandling mellom nettselskaper, energieffektivisering som reduserer effekttopper, større utnyttelse av fleksibilitet og distribuert produksjon kombinert med energilager. Forslaget om satsing på digital samhandling i kraftbransjen vil medføre økt ressursbruk, både hos NVE/RME og i nettbransjen som helhet. Digital samhandling mellom nettselskaper vil også støtte opp under og bidra til å gi høyere gevinster av digital støtte til både tilknytningsprosess, ordningen med kraftsystemutredninger og konsesjonsbehandling.

Å satse mer på energieffektivisering og bruk av andre energibærere for å redusere behovet for nytt nett når det er samfunnsmessig rasjonelt, og utarbeide en ambisiøs handlingsplan for dette, kan også ha budsjettkonsekvenser og medføre noe ressursbruk.

Videreutvikling av ordningen med kraftsystemutredninger (KSU), herunder etablering av digital KSU og krav og føringer til utredningsprosessen, forventes å gi redusert behov for tilleggsutredninger, eller endringer av søknader i forbindelse med konsesjonsbehandlingen. Dette forventes videre å gi redusert ledetid for nettanlegg. Tiltaket forventes også å bidra til en samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling. Digital KSU vil gi støtte til en bedre samordning i nettutviklingen på tvers av eiergrenser, bedre prioritering, og potensielt føre til at noen prosjekter skrinlegges, nedskaleres eller oppskaleres. Videreutvikling av ordningen med kraftsystemutredninger vil medføre økt ressursbruk, hovedsakelig hos NVE, men også hos nettselskapene.

Kapittel 6

Samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling

Dette kapitlet omhandler ulike problemstillinger knyttet til en samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling. Viktigheten av samfunnsøkonomiske analyser for å gi et godt beslutningsgrunnlag påpekes. Kost-nyttevurderingene er sentrale, og eksempler på prissatte og ikke-prissatte virkninger omtales. Det vises også til vedlegg 1, der det teoretiske grunnlaget for hva det betyr at strømmettet skal driftes og utvikles i tråd med samfunnsøkonomiske kriterier og at overføring og distribusjon av elektrisk energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte, beskrives.

6.1 Innledning

Strømmettet er kritisk infrastruktur, og binder sammen forbruk og produksjon av kraft. Strømmettet er et naturlig monopol. Kraftforsynings-sikkerhet, elektrifisering, næringsutvikling og utbygging av ny kraftproduksjon er avhengig av et godt utbygget strømmett og god framdrift i nettutviklingen. Samtidig er nettutbygging kostbart og kan ha store virkninger på blant annet natur og miljø.

Nettselskapene har ansvar for sikker drift og utvikling av strømmettet, og investerer i nettanlegg med utgangspunkt i for eksempel behov for reinvesteringer i gamle anlegg, tilknytning av ny produksjon eller forbruk, eller å øke forsynings-sikkerheten.

I energiloven¹ § 1-2 framgår det at loven

«skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt».

Energilovens formålsbestemmelse innebærer å sikre at blant annet overføring og fordeling av

energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) *Om lov om endringer i energiloven* og Meld. St. 14 (2011–2012) *Vi bygger Norge – om utbyggingen av strømmettet* (Nettmeldingen) slår fast at «samfunnsmessig rasjonell» betyr det samme som «samfunnsøkonomisk lønnsom». I samfunnsmessig rasjonelt ligger det ikke noen ytterligere føringer. Det framgår i Nettmeldingen at i praksis benyttes samfunnsøkonomiske analyser for å vurdere om et prosjekt er samfunnsmessig rasjonelt.

Dette innebærer at fordelene for samfunnet skal være større enn ulempene for samfunnet. I vurderingen av samlet nytte og kostnad inngår både prissatte og ikke-prissatte virkninger. Kostnadene inneholder som eksempel både investeringskostnader og ikke-prissatte virkninger for natur og miljø. Nyten kan for eksempel være økt forsynings-sikkerhet.

Statnett eier og driver transmisjonsnettet og er systemansvarlig i det norske kraftsystemet. Statnett er eid av staten ved Olje- og energidepartementet. I Statnetts vedtekter framgår det i § 2 viktige presiseringer av Statnetts roller. Her framkommer det at foretaket skal ha ansvar for en «samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet». Statnetts ansvar for en samfunnsøkonomisk drift og utvikling av transmisjonsnettet er dermed tett knyttet sammen med formålet med energiloven.

Konsesjon gis til tiltak som er samfunnsmessig rasjonelt.

6.2 Generelt om samfunnsøkonomiske kriterier og verdiskaping

Teoretisk grunnlag for samfunnsøkonomisk tilpasning i kraftsystemet på kort og lang sikt er omtalt i detaljer i vedlegg 1. Beskrivelsen tar utgangspunkt i generell teori om en rasjonell samfunnsøkonomisk utvikling. Første forutsetning for en rasjonell samfunnsøkonomisk utvikling er at investeringer og drift av en aktivitet er verdiska-

¹ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

pende. Utgangspunktet for vurdering av verdiskaping er at man ønsker å bruke de ressursene som finnes i samfunnet på en mest mulig effektiv måte, hensyntatt alle kostnader. Da må man allokere ressursene dit hvor de kaster mest av seg. Gjennom denne allokeringmekanismen framkommer også alternativverdien på all ressursbruk. Det kan være en alternativ avkastning ved å bruke ressursen på en annen måte enn den valgte. Om ressursen brukes andre steder enn der den kaster mest av seg, vil det bli et tap.

Et marked vil ofte allokere ressursene på en slik effektiv måte, men det eksisterer flere unntak fra dette. I de fleste økonomier eksisterer ulike former for markedssvikt. I det følgende omtales to former for markedssvikt. Det er spesielt eksterne effekter (det vil si at enkeltaktørens aktivitet kan implisere at andre aktører påføres negative eller positive konsekvenser) og noen markedsimperfeksjoner.

6.2.1 Eksterne effekter

Negative eksterne effekter kan for eksempel være forurensing, nedbygging av landskap og påvirkning av estetiske verdier. Et fritt marked vil normalt ikke ta hensyn til at man gjennom egen aktivitet skaper slike eksterne kostnader for andre. Da realiserer ikke markedet de høyeste samfunnsverdiene og aktiviteten kan samlet sett være skadelig for samfunnet i stedet for å være verdiskapende. Det som tilsynelatende ser ut som verdiskapende fra en bedrifts side, behøver ikke være like verdiskapende fra samfunnets side, siden alle kostnader ikke er inkludert i bedriftskalkylen. Det brukes mer ressurser enn det en får igjen. Slike negative eksterne effekter kan ivaretas ved for eksempel prisning av ulempene (avgift på forurensing), eller regulering av tilgangen til naturverdier (for eksempel verving av vassdrag, forbud mot vindkraftverk i utsatte strøk, regulering av traseer for master, kompensasjon for lokale naturbelastninger, bevaring av uberørte områder mv). Etter at disse verdiene er regulert (internalisert) kan det fortsatt tenkes at aktiviteten er verdiskapende for samfunnet – det vil si at den kan betale for alternativverdien av arbeid og kapital, samt de eksterne verdiene. Ofte kan imidlertid konklusjonen være at aktiviteten ikke er verdiskapende for samfunnet når det tas hensyn til eksterne effekter.

Det er viktig å skille mellom selve reguleringen av de eksterne effektene og eierskapet til det som reguleres, for eksempel miljøet. Reguleringen skal foretas uavhengig av selve fordelings spørsmålet. Den verdien som oppstår gjennom

reguleringen fordeles i normale markeder etter eierskap, men i tilfelle med eksterne effekter er det ikke alltid enkelt å fastslå hvordan eierskapet er. Likevel skal den som belaster for eksempel miljøet, prinsipielt sett betale for denne ulempen. Hvis ikke slik betaling skjer, sikrer man ikke at man får en god vurdering av om prosjektet faktisk er verdiskapende for samfunnet som helhet. Verdien må da fordeles gjennom en forhandlingsprosess mellom de som regulerer på samfunnets vegne, og de som berøres av inngrepet.

Positive eksterne effekter er positive verdier for samfunnet som et prosjekt skaper, men som den som investerer i prosjektet ikke tar hensyn til i sin beslutning. Det klassiske eksempelet her er FoU/innovasjonsprosjekter eller prosjekter som inneholder elementer av slike effekter.

For eksempel kan en tenke at FoU på CCS-teknologi, etter at man har løst alle utfordringer med denne, kan komme andre som vil benytte denne teknologien til gode. Verdien av fordelene for andre vil en bedrift normalt ikke ta hensyn til i vurderingen av om de skal starte prosjektet eller ikke, da verdien ikke tilfaller (eller ikke fullt ut tilfaller) denne bedriften. Altså kan FoU være samfunnsøkonomisk lønnsomt, selv om det ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Slike positive eksterne effekter kan man korrigere for ved å støtte slik FoU økonomisk. Betingelsen for slik støtte er altså at det kan knyttes positive spillovereffekter til slik FoU. Et dilemma er ofte at mye av den FoU som foregår, kan tenkes å gi slike effekter og at i mange tilfeller vil også de eksterne effektene være internalisert av markedet selv. Å avgjøre hvilke som forsvarer støtte, og hvilke som ikke forsvarer dette, er ikke trivielt. Utvikling av nye teknologier som det ikke svarer seg for den enkelte aktør å foreta, men som i neste omgang kommer andre til gode og dermed samlet sett gir overskudd for samfunnet er da verdiskapende.

6.2.2 Imperfeksjoner

I resonnementene ovenfor har en så langt antatt «perfekte» markeder. Det er ikke uvanlig at det eksisterer imperfeksjoner i markeder. Slike imperfeksjoner kan være manglende informasjon (gir gale beslutninger), markedskonsentrasjon (misbruk av markedsrett som gir for høy pris og for lite volum), skatter (vrir ressursbruken fra det optimale), subsidier (reflekterer ikke de riktige kostnadene – jf. også alternativkostnaden) og lignende. Det kan også noen ganger være innslag av kollektive goder som enkeltaktører ikke tar innover seg i et prosjekt.

Om det eksisterer slike imperfeksjoner, kan man ikke være sikret at det som tilsynelatende ser ut som manglende verdiskaping, faktisk er det. Da bør man gjøre hva man kan for først å fjerne disse imperfeksjonene, for eksempel tilby mer informasjon, kreve nedslag for å senke markedskonsentrasjonen eller regulere ledende markedsaktører, oppheve vridende skatter og subsidier mv. I neste fase kan man se om det finnes egnede virkemidler for å motvirke/fjerne effekten av det som gjenstår av slike imperfeksjoner. For eksempel trenger man skatter for å finansiere offentlige tjenester. Slike skatter bør da utformes slik at de er minst mulig vridende.

6.2.3 Verdiskaping og usikkerhet

Usikkerhet vil påvirke adferden til risikoaverse investorer ved at de forlanger en noe høyere avkastning i usikre enn i sikre markeder. Da får man lavere investeringer, men høyere forventet avkastning per enhet investert. I noen tilfeller er usikkerheten genuin – som for eksempel hvor mye nedbør som til enhver tid kommer inn i vannmagasinene (og dermed blir produksjon, pris og inntekten usikker). Denne form for usikkerhet er markedet vant til å håndtere og det reflekteres i mulige kostnader som skal ivaretas i beslutningene.

En annen type usikkerhet er usikkerheten omkring de rammebetingelser bedriftene står overfor generelt. Noe av denne usikkerheten om rammebetingelser kan ha sin årsak i genuin usikkerhet ellers – for eksempel klimautviklingen. En mulig følgeusikkerhet er usikkerhet om den politikken som vil bli innført for å håndtere slike problemer. Usikkerhet påvirker investor, gir mindre investeringer enn man ellers ville fått og påvirker også derigjennom verdiskapingen i samfunnet. Den politiske usikkerhet om rammebetingelser bør holdes på et så lavt nivå som mulig.

6.3 Samfunnsøkonomiske analyser bidrar til godt beslutningsgrunnlag

En viktig grunn til å benytte samfunnsøkonomiske analyser er å gi beslutningstakere et beslutningsgrunnlag som kan sette dem i stand til å få mest mulig velferd ut av samfunnets knappe ressurser gjennom effektiv ressursbruk.

Samfunnsøkonomiske analyser bidrar til at beslutningstakere får solide, gjennomsluttede og sammenlignbare beslutningsgrunnlag når de skal

vurdere ulike tiltak. Ved å synliggjøre virkningene av alternative tiltak før det tas en beslutning blir det enklere å velge det beste for samfunnet. Finansdepartementet forvalter gjennom rundskriv R-109/2021 regelverket for samfunnsøkonomiske analyser i staten, (Finansdepartementet, 2021). Det ivaretar konsistens i analysene og retningslinjer for de som skal utføre disse. Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ) har ansvar for veiledning og har publisert en overordnet veileder om samfunnsøkonomiske analyser.

Bruk av samfunnsøkonomiske analyser bidrar til at fordelene ved et konsesjonsgitt tiltak samlet sett er veid opp mot ulempene.

Forbruksanslagene og den økte oppmerksomheten knyttet til elektrifisering er et relevant bakteppe for vurderingene av behov for nettanlegg framover. Samtidig er ikke dette noe fundamentalt nytt, eller noe som skulle tilsi at egnetheten av samfunnsøkonomisk analyse som et verktøy for å vurdere nye nettanlegg har blitt redusert. Samfunnsøkonomiske analyser benytter forventet utvikling i levetiden for investeringen som vurderes. De samfunnsøkonomiske vurderingene vil fortsatt være den mest egnede og transparente metoden for å vurdere om fordelene ved et nettiltak oppveier ulempene, gitt forventet utvikling i kraftforbruket og andre relevante samfunnstrekk.

Konsesjonsmyndighetene vil fortsatt vektlegge at nytten ved et tiltak skal være større enn kostnadene for samfunnet, som innebærer behov for å legge en samfunnsøkonomisk analyse til grunn. Det vil bidra til at ressursene utnyttes best mulig.

6.3.1 Samfunnsøkonomisk analyse av nettanlegg

Nettutbygging er kostbart og kan ha store innvirkninger på blant annet natur og miljø. Videre betales kostnadene ved nettet i sin helhet av brukerne. Det er viktig å utarbeide gode samfunnsøkonomiske analyser av behovet og ulike alternativer for å møte behovet, basert på gjeldende rundskriv om samfunnsøkonomisk analyse.² Det følger av dette at alle samfunnsøkonomiske virkninger skal identifiseres og vurderes. Det gjelder uavhengig av om de kan prissettes, kvantifiseres eller kun analyseres kvalitativt, men analysen blir mer transparent og etterprøvable jo flere effekter som kan prissettes. Det er den samlede effekten

² Rundskriv R-109/2021 *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser.*

av alle virkninger av betydning, både prissatte og ikke-prissatte, som skal ligge til grunn for vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Både nettselskapenes analyser og myndighetenes konsesjonsbehandling av anleggene må være transparente og konsistente over tid, og konsesjon til nettanlegg kan bare gis dersom tiltaket er samfunnsmessig rasjonelt.

6.3.2 Riktig nivå på nettinvesteringer

En samfunnsmessig rasjonell nettutvikling innebærer at det bør være riktig nivå på nettinvesteringene til enhver tid. Dette innebærer dermed også tilstrekkelig nettkapasitet på riktig sted og til riktig tid. I motsatt fall kan man havne i en situasjon med for mye eller for lite nettkapasitet på feil sted, til feil tid. For tidlige, eller for høye investeringer kan blant annet innebære unødvendige miljøinngrep, feil bruk av samfunnets ressurser, og unødvendig høy nettleie. For sene, eller for lave investeringer, kan blant annet innebære manglende realisering av lønnsomme forbruksuttak eller kraftproduksjon, redusert forsyningsikkerhet, og mulige avbrudd i strømforsyningen og de konsekvenser det medfører. Manglende investeringer kan også gi dårligere utnyttelse av produksjonsressurser når det er flaskehals i nettet, for eksempel ved at vann må slippes forbi turbiner eller at vindkraftverk ikke kan produsere for fullt når det blåser og produksjonsressursene går tapt.

Riktig nivå på investeringene og dermed tilstrekkelig nettkapasitet til enhver tid, er krevende å oppnå av flere årsaker. Det tar lang tid å utvikle og bygge ut strømmettet, økninger i nett-

kapasiteten skjer sprangvis, kapasitet i en del av nettet er avhengig av kapasitet i andre deler av nettet, og det er stor usikkerhet, eksempelvis om hvor, når og hvor mye nytt kraftforbruk eller produksjon som kommer. Målet er også krevende å nå fordi verdsetting av nytte- og kostnadsvirkninger vil være preget av usikkerhet. Det vil også være ulike vurderingsmomenter i ulike saker avhengig av hva som er utløsende for etterspørselen etter nett: om det er forbruksprosjekter, produksjon, reinvesteringer, forsyningsikkerhet eller annet.

For å bidra til riktige investeringer, er det viktig med gode analyser og utredninger, gode prissignaler og forpliktende avtaler. Det er dermed også andre forhold enn selve konsesjonsbehandlingen som er viktige for å bidra til å unngå slike situasjoner.

To viktige avveininger

Gitt at man ikke klarer å treffe eksakt på nivået på nettinvesteringer, for eksempel på grunn av utfordringer nevnt i boks 6.1, bør man i utviklingen av nettet gjøre to viktige avveininger.

Den ene avveiningen man bør gjøre er å se på om det er tapet ved for store investeringer, eller tapet ved for lave investeringer, som er størst. Se illustrasjon av dette i figur 1.6 og 1.7 i vedlegg 1.

Dette vil si noe om lønnsomheten ved å ligge i forkant ved nye investeringer i kapasitet kontra å ligge i etterkant av etterspørselsutviklingen. I diskusjonene omkring usikkerheten i de to tilfellene framstilles det ofte som om det er mer kostbart å bygge ut for lite enn for mye nettkapasitet. I den praktiske implementeringen av dette er det nødvendig at denne typen framstillinger kvalifiseres med beregninger som gir en slik framstilling et faglig grunnlag. Dette er nødvendig for å vise at investeringen anses å være samfunnsøkonomisk lønnsom, slik at anlegget kan få konsesjon.

Den andre avveiningen angår den private økonomiske beslutningen knyttet til etterspørselsutviklingen kontra den samfunnsøkonomiske beslutningen ved nettinvesteringer. I samfunnsøkonomisk forstand er utvikling av nett, forbruk og produksjon samkoblede beslutninger. Utfordringen er at beslutningene foretas av flere aktører som ikke er koordinerte. På generelt grunnlag er det derfor et beslutningsproblem mellom aktørene som bygger strømmett på den ene siden, og utbyggere av forbruks- og produksjonsenheter på den andre siden. Beslutningsproblemet er basert på at ulike aktører fatter beslutninger som ikke er koordinerte, under usikkerhet.

Boks 6.1 utfordringer

Noen utfordringer knyttet til å oppnå riktig nettkapasitet til riktig tidspunkt kan være:

- Det tar lang tid å utvikle og bygge ut store nettanlegg
- Kapasitetsøkninger skjer sprangvis, og ikke jevnt
- Kapasitet i nettet på et sted er avhengig av kapasiteten i andre deler av nettet
- Det kan være stor usikkerhet om *hvor, når* og *hvor stort* det nye forbruket eller produksjonen som ønsker tilknytning
- Nytte- og kostnadsvirkninger vil være usikre

Dette skaper usikkerhet og risiko for alle aktører om beslutninger som fattes av andre aktører. Risikodeling er derfor viktig. Som påpekt i både Nettmeldingen og Meld. St. 25 (2015–2016) *Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030* er bedre koordinering av beslutninger knyttet til utvidelse av nett, forbruk og produksjon derfor viktig. Det er også påpekt at det er viktig med god dialog og samarbeid for å redusere utfordringen med at det tar lengre tid å få på plass nødvendig nett sammenlignet med produksjon og forbruk. Med økningen i tilknytningssaker som har vært de siste par årene, er dette blitt aktualisert ytterligere.

6.3.3 Kost-nyttevurderinger er sentrale

For i størst mulig grad å ha riktig nivå på nettinvesteringene, skal nettinvesteringer være basert på samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Dette innebærer at nettselskapene får konsesjon til nettanlegg, og dermed kan investere når den samlede nytten vurderes å være større enn de samlede kostnadene. I vurderingen av samlet nytte og kostnad inngår både prissatte og ikke-prissatte virkninger, herunder virkninger for natur og miljø. Utfordringene ligger altså i å anslå kostnader (både investeringer og miljø) som er avhengig av valg av løsninger og av nyttevurderinger for brukere (både forbrukere og produksjon). Se for øvrig omtale av dette i kapittel 11.3.1.

Hvis nytte- og/eller kostnadsvirkningene ikke verdsettes riktig eller utelates fra analysen, kan det bidra til at lønnsomme investeringer ikke gjennomføres, at det investeres for mye eller at feil investeringer gjennomføres. Flere nytte- og kostnadsvirkninger er generelt vanskelig for nettselskapene å verdsette i analysene, som for eksempel nytte av økt forsyningssikkerhet, nytte av nytt forbruk og virkninger for natur og miljø. Nytt av nytt forbruk er nærmere omtalt i kapittel 6.6.

Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker. Forsyningssikkerhet er et samlebegrep som omfatter energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet.

Anslag på de samfunnsøkonomiske kostnadene forbundet med avbrudd i forsyningen, omtales som avbruddskostnader. Beregningen av avbruddskostnader vil ofte (men ikke alltid) være basert på KILE-satser (Kvalitetsjusterte inntekts-

rammer ved Ikke Levert Energi). Dette er satser som representerer kostnadene til enkeltbrukere av nettet ved avbrudd. Ved ev. store og langvarige avbrudd vil kostnadene for samfunnet kunne være større enn summen av kostnadene for enkeltbrukere av nettet, fordi følgevirkningene på tvers av ulike sektorer og enkeltbrukere ikke hensyntas i KILE-satsene. KILE-satsene hensyntar dermed ikke fullt ut de samlede kostnadene for samfunnet av avbrudd når det gjelder store og/eller langvarige avbrudd.

Et eksempel på dette er et avbrudd i strømforsyningen på Oslo S i 2007 som forskere tilknyttet SINTEF har sett på (Gjerde & Kjølle, 2012). Det tok 16 timer før forsyningen kom tilbake, og ytterligere 4–5 timer før Oslo S ble gjenåpnet for publikum og togtrafikken ble gjenopptatt. KILE-kostnadene for dette avbruddet var 4,5 mill. kroner. Gjerde & Kjølle (2012) anslå at kostnadene forbundet med avbruddet for berørte togpassasjerer var nærmere 300 mill. kroner. For å komme fram til anslaget brukte de antall passasjerer, og verdsatte timene passasjerene ble forsinket. I tillegg til dette kom kostnader ved manglende internett, økt veitrafikk, stengte butikker mv.

Leveringspålitelighet er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i strømforsyningen og er en underdimensjon av driftssikkerhet. Forsyningssikkerhet dekker mer enn leveringspålitelighet, og ikke alle elementer av leveringspålitelighet fanges opp av KILE-satser. På denne bakgrunnen kan forsyningssikkerhet inngå som en ikke-prissatt virkning i den samfunnsøkonomiske analysen i tillegg til å hensyntas gjennom for eksempel KILE-kostnader.

I praksis kan utfordringene med å verdsette for eksempel forsyningssikkerhet fullstendig i de samfunnsøkonomiske analysene medføre at en gitt investering framstår som mindre samfunnsøkonomisk lønnsom enn den egentlig er, og dermed bidra til lavere investeringer enn det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette vil bare være tilfelle hvis man i analysen ikke finner måter å hensynta forsyningssikkerhet som en ikke-prissatt virkning på et riktig nivå. At samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer ikke gjennomføres, kan føre til at velferden i samfunnet blir lavere enn den kunne vært.

I motsatt fall, dersom forsyningssikkerhet (eller andre ikke-prissatte nyttevirkninger) verdsettes for høyt, kan det bidra til at flere investeringer enn de som egentlig er samfunnsøkonomisk lønnsomme, gjennomføres. Tilsvarende vil også for lav verdsettelse av ikke-prissatte kost-

nader, for eksempel virkninger for natur og miljø, gi for høye investeringer.

Dette illustrerer at eventuell manglende korrekt verdsettelse av ikke-prissatte virkninger kan gjøre det utfordrende å oppnå riktig nivå på nettinvesteringene, jf. boks 6.1. Konsekvensene av for lave investeringer er ikke nødvendigvis større enn konsekvensene ved for høye investeringer, jf. kapittel 6.3.2. Dette kan særlig være tilfelle for store nettinvesteringer som er begrunnet i én eller en avgrenset gruppe aktørers etterspørsel etter nettkapasitet. I slike situasjoner kan konsekvensene ved for høye investeringer innebære at det bygges store nettanlegg, men at forbruksprosjektene ikke kommer eller blir mindre enn planlagt. For å unngå slike situasjoner gjennomgår hvert nettprosjekt grundig konsesjonsbehandling, og nettselskapene må i den forbindelse sannsynliggjøre at det er etterspørsel etter nettanlegget.

Natur og miljø

Noen miljøvirkninger kan prissettes, mens andre ikke kan prissettes. Uansett om en virkning er prissatt eller ikke, skal den inngå i den samfunnsøkonomiske analysen. Jo mer sentrale de ikke-prissatte verdiene er i analysen, jo viktigere er det at de inngår i vurderingen av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

Hvilke verdsettingsmuligheter og -metoder man kan/bør bruke avhenger av hvilken type miljøvirkning det er snakk om. For noen virkninger vil det være mulig å bruke kalkulasjonspriser, som for eksempel karbonpris for klimagassutslipp, eller det kan være mulig å bruke verdioverføringer eller betinget verdsettning i form av verdsettingsstudier. Det er viktig å være bevisst på valg av metode ved vurdering av miljøvirkninger da det er ulike utfordringer og begrensninger knyttet til de ulike metodene.

Selv om det er flere ulike metoder for å verdsette miljøvirkninger, vil det i de fleste analyser være virkninger som ikke lar seg prissette, eller som det ikke kan anses som hensiktsmessig å verdsette i kroner. Virkninger på naturmangfold kan være et eksempel på slike virkninger, da det ofte er vanskelig å anslå betalingsvilligheten for både nåværende og framtidige generasjoner ved å bevare ulike typer natur og arter. En vanlig metode for å kvalitativt vurdere ikke-prissatte virkninger er pluss-minusmetoden, som er anbefalt i DFØs veileder i samfunnsøkonomiske analyser. Ved bruk av denne metoden vurderer man ikke-prissatte virkninger ut fra betydning og

omfang, som samlet gir en konsekvens. Vurderingene av betydning og omfang gjøres med utgangspunkt i hvordan situasjonen ville vært uten tiltaket som utredes (nullalternativet), slik at konsekvensen beskriver endringen. Konsekvensene framstilles i form av en skala basert på plusser og minuser, for eksempel fra meget stor negativ konsekvens (- - -) til meget stor positiv konsekvens (+ + +). Det er viktig at informasjonen om ikke-prissatte virkninger presenteres slik at det gir et best mulig beslutningsgrunnlag for beslutningstakeren. DFØs veileder i samfunnsøkonomiske analyser er under oppdatering, og bedre veiledning for å vurdere ikke-prissatte virkninger er ett av temaene det jobbes med.

Det pågår metodeutviklingsarbeid på flere fronter, både nasjonalt og internasjonalt, som kan bidra til bedre synliggjøring av virkninger for naturen og andre ikke-prissatte virkninger. Internasjonalt jobber Naturpanelet (IPBES) med en tematisk rapport om verdier og verdsettning av naturmangfold som skal ferdigstilles i juli 2022. Videre arbeider mange land, inkludert Norge, med å legge grunnlaget for utvikling av nasjonale økosystemregnskap i henhold til FN's statistiske standard som ble vedtatt i 2021. Et økosystemregnskap bygger på biofysiske data om økosystemenes arealutbredelse, tilstand og forsyning og bruk av økosystemtjenester. Ved å kombinere data om fysisk forsyning og bruk av økosystemtjenester med transaksjonspriser (observerte priser eller estimer) vil det på sikt kunne utvikles monetære regnskaper for økosystemtjenester og beholdning av naturkapital som er konsistente med regnskapsprinsipper som benyttes i nasjonalregnskapet. Nasjonalt har Concept-programmet, et forskningsprogram ved NTNU knyttet til statens prosjektmodell for store investeringer, satt søkelyset på at det er behov for en bedre metode for vurdering av ikke-prissatte virkninger. På oppdrag fra Concept-programmet har Menon Economics utarbeidet rapporten *Forbedring av metode for vurdering av ikke-prissatte virkninger i samfunnsøkonomiske analyser* (2020), hvor de foreslår en ny framgangsmåte for håndtering av ikke-prissatte virkninger.

I samfunnsøkonomiske analyser blir (prissatte) nytte- og kostnadsvirkninger som kommer på ulike tidspunkt gjort sammenlignbare gjennom neddiskontering, med en reell kalkulasjonsrente som er fastsatt til 4 pst. for statlige tiltak. Dette innebærer at en gitt virkning har høyere verdi hvis den skjer i dag enn i framtiden. Tilsvarende kan man i vurderingene av ikke-prissatte virkninger gjøre kvalitative vurderinger av vekten som

bør tillegges virkninger ut fra når de inntreffer. Dette er imidlertid krevende i praksis, noe som kan vanskeliggjøre sammenligning av virkninger.

En naturavgift er et virkemiddel som i større grad ville stille forbruksaktører overfor de fulle samfunnsøkonomiske kostnadene ved naturinngrep. Blant annet mente Grønn skattekommisjon at all bruk av naturens ressurser og økosystemtjenester bør ha en pris og at det bør innføres en naturavgift på alle naturinngrep som reduserer verdien av økosystemtjenester og biologisk mangfold, se NOU 2015: 15 Sett pris på miljøet. Innføring av en eventuell naturavgift bør vurderes samlet på tvers av næringer.

6.3.4 Prissignaler

For å oppnå en samfunnsmessig rasjonell nettutvikling er det også nødvendig med gode prissignaler. Kostnadene ved nettet betales av brukerne i sin helhet. Det er viktig at prisene gjenspeiler kostnadene i nettet, og at de gir insentiver til god utnyttelse av nettet. Det vises til omtale av prissignaler i kapittel 4 og i vedlegg 1.

6.4 Om usikkerhet i samfunnsøkonomiske analyser

Utvalget er i mandatet bedt om å se på hvordan den store usikkerheten knyttet til framtidig forbruksutvikling kan håndteres i nettselskapenes nettplanlegging for å sikre en mest mulig samfunnsøkonomisk riktig utvikling av overføringsnett. Usikkerhet i nettplanleggingen er også omtalt i kapittel 5. I dette kapitlet omtales usikkerhet i samfunnsøkonomiske analyser.

I alle sektorer vil det være usikkerhet. For å redusere usikkerheten i beslutningene er gode analyser svært viktig.

Metode og regelverk for samfunnsøkonomiske analyser av statlige tiltak gir noen føringer for hvordan usikkerhet bør håndteres på generelt grunnlag. Det framgår av Finansdepartementets rundskriv R-109/2021 at usikkerheten rundt forutsetningene som er lagt til grunn, bør belyses og at:

«Det forutsettes at den samfunnsøkonomiske analysen bygger på forventningsrette estimater. Analyser av usikkerhet må derfor vurdere variasjon både over og under de forutsetningene som er lagt til grunn. Følsomhetsanalyser kan benyttes for å belyse betydningen av ulike utfall. Når et tiltak kan føre til eller forebygge særlig alvor-

lige virkninger skal det redegjøres spesielt for dette, dersom sannsynligheten for slike virkninger ikke er neglisjerbar. Tiltak kan ha virkninger som er forbigående, reversible og irreversible. Når tiltak har irreversible virkninger, vil usikkerheten kunne gjelde virkningene i seg selv og framtidige vurderinger av disse. Det skal gis en særskilt vurdering av hvilke virkninger som er irreversible, og om eventuelle irreversible virkninger påvirker vurderingene av samfunnsøkonomisk lønnsomhet.»

Kilde: Finansdepartementets rundskriv R-109/2021

I DFØs veileder i samfunnsøkonomiske analyser (Direktoratet for økonomistyring, 2018) anbefales det at man starter med å kartlegge og klassifisere usikkerhetsfaktorene. Videre bør man vurdere utslaget på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten dersom de mest kritiske usikkerhetsfaktorene slår inn. Til sist skal man vurdere om det finnes aktiviteter som kan iverksettes for å redusere usikkerheten. For tiltak som medfører irreversible virkninger, og der det er særlig stor usikkerhet knyttet til lønnsomheten, bør det vurderes å utsette oppstarten eller å iverksette aktiviteter som kan øke fleksibiliteten, det vil si å sikre realopsjoner i tiltaket. For investeringsforslag med stor usikkerhet, vil slike analyser kunne vise om det er mest verdifullt for samfunnet i dag å gjennomføre investeringen nå på tross av usikkerheten, eller om fordelene med økt kunnskap som man vil få ved å avvende utviklingen i sentrale markeder eller trender er høyere enn ulempene ved å vente. Realopsjoner er omtalt i kapittel 6.4.2.

6.4.1 Hvordan hensynta usikkerhet

Det tas hensyn til usikkerhet i flere steg i prosessen for en samfunnsøkonomisk analyse. For eksempel kan tiltak med høy risiko forkastes når relevante tiltak velges ut til den videre analysen. Tiltak med høy risiko vil dermed ikke tas videre.

En samfunnsøkonomisk analyse bygger på forventningsrette estimater. Usikkerhet i fremtidige tallfestede størrelser og verdsatte framtidige hensyntas gjennom forventningsverdier. Forventningsverdien til en virkning er definert som en veid sum der hvert enkelt mulige utfall for virkningen vektet med den tilhørende sannsynligheten for dette utfallet. Det er forskjell på forventningsverdi og den mest sannsynlige verdien. Hvis en unnlater å beregne den forventningsrette størrelsen, vil en systematisk over- eller undervurdere verdien av virkningene i analysen. Videre er kal-

Boks 6.2 Eksempel på vurdering av usikkerhet

Statnett omtaler i sin veileder for samfunnsøkonomiske analyser at det er særlig fire momenter de ser hen til i vurdering av usikkerhet:

1. Stresstest av forbruksprognoser: Statnett legger alltid inn et scenario med høy forbruksvekst i usikkerhetsanalysen.
2. Store konsekvenser, men lav sannsynlighet: For saker som i stor grad handler om forsyningssikkerhet og avbruddskostnader, kan den samlede risikoen være krevende å vurdere. Dette gjelder særlig dersom det finnes hendelser med store konsekvenser, men lav sannsynlighet, som er relevante å vurdere i saken. Eksempler kan være feil som mørk-

legger hele byer eller større geografiske områder. Forventningsverdier for avbruddskostnader for slike hendelser vil være lav.

3. Verdien av å ligge i forkant: Statnett peker her på mulighetene for å redusere beslutningsproblemet knyttet til forskjellige ledetider for nett og forbruk, ved å vurdere om det er aktuelt å opprette prosjekter, gå videre med tiltak eller søke konsesjon selv om etterspørselssiden er usikker.
4. Vurdering av fleksibilitet, framtidige muligheter og realopsjoner: De fire gruppene av realopsjoner er «vente-og-se», «trinnsvis utbygging», «vekstoppsjon» og «reduksjonsopsjon».

Kilde: Statnett (2020)

kulasjonsrenten korrigert for ulempen av å sitte med systematisk risiko, altså den risikoen som ikke forsvinner ved diversifisering.

Verdsetting av virkninger bygger på et sett av til dels usikre forutsetninger. Disse forutsetningene kan ha stor innvirkning på resultatet av analysen. I en usikkerhetsanalyse undersøkes det hvordan endringer i sentrale forutsetninger påvirker lønnsomheten av tiltaket. En usikkerhetsanalyse belyser dermed hvilke faktorer som kan endre behovet for tiltaket eller rangering av alternativene.

Eksempler på dette er omtalt i Statnetts veileder for samfunnsøkonomiske analyser av tiltak i kraftnettet (Statnett, 2020). Her er det vist til at en viktig del av analysearbeidet derfor er å synliggjøre usikkerhet og vise til mulige aktiviteter for å redusere eller håndtere usikkerhet, jf. boks 6.2.

Det er ulik usikkerhet forbundet med ulike nettinvesteringer. Når det gjelder for eksempel generell forbruksvekst i byer, vil usikkerheten i framskrivningene kunne være lavere, noe som bidrar til at det kan være lavere risiko ved å ligge noe i forkant med utredning, planlegging, og ev. konsesjonssøknader for nettanlegg begrunnet i generell forbruksvekst. Risikoen ved å ligge noe i forkant også med investeringer knyttet til generell forbruksvekst vil avhenge av en rekke forhold.

Når det gjelder forbruksvekst utover generell forbruksvekst, for eksempel industriutvikling, kan det være høyere usikkerhet og risiko etter som nettinvesteringene i større grad vil være

knyttet til enkeltaktørers behov for økt nettkapasitet. Grunnen til at det er høyere risiko knyttet til nettinvesteringene her, er fordi hvis enkeltaktørene da uteblir, er det ikke sikkert det er andre aktører som vil stå klare til å utnytte kapasiteten. I slike tilfeller vil et risikoreduserende tiltak være forpliktende avtaler som sikrer begge parter.

6.4.2 Realopsjoner

For tiltak som medfører irreversible virkninger, og der det er særlig stor usikkerhet knyttet til lønnsomheten, er det viktig å vurdere om oppstarten kan utsettes eller å iverksette aktiviteter som kan øke fleksibiliteten, det vil si å sikre realopsjoner i tiltaket.

Som eksempel, er det i Statnetts veileder vist til at bruk av realopsjoner kan redusere sannsynligheten for feilinvesteringer og slik sett redusere nedsiderisikoen i mange av Statnetts prosjekter. Noen ganger innebærer dette å vente med hele eller deler av investeringen. Andre ganger innebærer det å fortsette utredningen, men beholde muligheten til å ikke investere dersom for eksempel nytt forbruk eller ny produksjon ikke realiseres. På den måten kan en forebygge at tiltak som senere viser seg å være lønnsomme, skrinlegges for tidlig. En annen mulighet er å bygge inn fleksibilitet, slik at anlegget tåler ulik samfunnsutvikling uten at det medfører omfattende nye kostnader senere i livsløpet. Statnett viser til at

Boks 6.3 Investeringskostnader i transmisjonsnettet

Det er nyttig å illustrere størrelsesorden på investeringskostnadene med ulike nettanlegg. Investeringskostnadene varierer mye. For kostnadsestimering i en tidlig utredningsfase opererer Statnett med følgende kostnadsintervaller for typiske investeringer i transmisjonsnettet:

- Mindre stasjonsprosjekt 50–300 mill. kroner:
Typisk utvidelse av eksisterende stasjon
- Stort stasjonsprosjekt 300–600 mill. kroner:
Typisk ny stasjon
- Ledningsprosjekt 300–1000 mill. kroner:
Spenningsoppgraderinger eller kortere ledninger
- Stort ledningsprosjekt 1000–3000 mill. kroner:
Typisk ny lengre transmisjonsnettleddning.

Mindre stasjonsprosjekter handler typisk om utvidelser av eksisterende stasjoner og har som oftest lite nye naturinngrep eller andre kostnader utover investeringskostnaden. Det er hovedsakelig ifm. store stasjonsprosjekter og ledningsprosjekter at det er snakk om irreversible naturvirkninger i form av planeringer, anleggsveier ol. Det er også slike nettanlegg som tar lengst tid å planlegge/utrede, konsekjonsbehandle og bygge.

Kilde: Statnett (2021)

dersom det er usikkerhet om det framtidige behovet, bør en ha en kritisk holdning til om og eventuelt når det er lønnsomt å gjennomføre et prosjekt. En *venteopsjon* innebærer å avvente beslutning til det kommer ny informasjon om markedsutviklingen eller andre sentrale forhold som påvirker lønnsomheten til tiltaket.

Verdien av å vente på ny informasjon kan være stor. Statnetts investeringer har lav annenhåndsverdi og kan innebære store naturinngrep, noe som gjør at investeringene ofte innehar en betydelig grad av irreversibilitet. I tillegg er det ofte høye investeringskostnader.

Verdien av å vente på ny informasjon må veies opp mot ulempene det innebærer. Opsjonsprisen er de direkte kostnadene ved å vente eller utrede prosjektet, og kan for eksempel være svært høye avbruddskostnader eller redusert utnyttelse av ny produksjon eller forbruk.

6.4.3 Ekstern utredning

Oslo Economics (heretter OE) har på oppdrag fra utvalget utarbeidet en utredning om prissignaler, som er omtalt i kapittel 4.3.2 (Oslo Economics, 2022). Her har de også sett på hvordan usikkerhet om framtidig forbruksutvikling håndteres i Sve- rige, Danmark, Finland og Storbritannia. OE peker på at landene har flere av de samme utfordringene som Norge og bruker ulike virkemidler for å håndtere usikkerhet rundt framtidig forbruksutvikling. De fleste land er opptatt av gode

planprosesser. For eksempel utgir ENTSO-E³ hvert annet år en nettutviklingsplan. Den skisserer hvordan nettutviklingen i Europa kan skje de neste 10–20 årene. I tillegg opererer 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.

OE peker også på at det å utarbeide en samfunnsøkonomisk analyse (konseptvalgutredning) er en god måte å håndtere usikkerhet på. Dette er også nærmere omtalt i kapittel 11. Som eksempel håndteres usikkerhet i behovsanalysen gjennom bruk av forventningsverdier, utfallsrom og eventuelt scenarioer for å fange den mest relevante usikkerheten i behovet. Etter mulighetsstudien, der ulike konsepter identifiseres, vurderer man i alternativ- og usikkerhetsanalysen de viktigste driverne for usikkerheten og hva det betyr for konseptvalget. OE peker på at ofte er ikke usikkerhet i behovet av en slik karakter at det påvirker konseptvalget i nevneverdig grad.

OE peker på at det er viktig å vurdere tilhørende realopsjoner, ettersom klassiske verdsettelsesteknikker for lønnsomhet har en svakhet når usikkerheten er stor, og nåverdimetoden ikke alltid fanger opp verdien av usikkerhet.

Den samlede lønnsomheten av et tiltak vil være summen av nåverdi og eventuelle realop-

³ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Boks 6.4 Håndtering av usikkerhet

Eksempel på forhold som bidrar til å håndtere usikkerhet i nettutviklingen:

- Nettutredninger: Bedre og tidligere utredninger med involvering av interessenter for å avdekke etterspørsel etter nettkapasitet, og mulige løsninger for å etablere tilstrekkelig nettkapasitet, vil bidra positivt til å redusere usikkerheten i forbruksutviklingen. Se mer om dette i kapittel 5.
- Bedre oversikt over tilknytninger og pris-signaler. Se mer om dette i kapittel 4 og 7.
- Konkrete tiltak som bidrar til å redusere beslutnings-/koordineringsproblemet (for eksempel krav til avtaler). Se mer om dette i kapittel 7.

Generelt vil tiltak som reduserer gapet i ledetid mellom nettanlegg og produksjon/forbruksanlegg redusere usikkerheten. Se mer om dette i kapittel 13.

sjoner. Når usikkerheten i forbruksutvikling er stor og ledetider er lange, kan verdien av å starte planleggingen tidligere være positiv for samfunnet. Se mer om dette i kapittel 6.5.2.

6.5 Utredning, konsesjonsbehandling og bygging av nettanlegg

De tre viktigste driverne for å identifisere mulige behov for tiltak i nettet er prognoser for utvikling i framtidig kraftforbruk, kraftproduksjon, samt informasjon om nettets tilstand. Områder i nettet med mange eller store nye tilknytningsforespørsler, steder hvor anleggene som utgjør eksisterende nett er modent for utskifting (reinvestering), eller hvor driftssituasjonen i dag er utfordrende, er det som gjør det nødvendig å analysere nettområdene for å finne egnede tiltak for å møte utfordringene. Mulig egnede tiltak omfatter både tiltak i nettdriften, markedstiltak og investeringer i nettet. Markedstiltak er tiltak som direkte påvirker produksjon og etterspørsel etter kraft, for eksempel endring i budområder. Tiltak i nettdriften kan for eksempel være endring av koblingsbilder, installasjon av systemvern og/eller andre avtaler som innebærer utkobling av strømforbruk eller produksjon.

6.5.1 Dagens praksis

Statnett og de andre nettselskapene gjør utredninger av nettet for spesifikke kundeforhold, men de gjør også mer generelle områdestudier. Områdestudiene undersøker behovene for å gjøre tiltak i nettet basert på flere forhold enn bare enkelthenvendelser fra kunder. I tillegg gjøres konseptvalgutredninger, hvor det utredes hvilke konseptuelle løsninger som er best for å løse de identifiserte behovene.

En utfordring flere nettselskaper opplever nå er at det innenfor de ulike nettområdene er raske endringer i både omfang av planer og status på planer som innebærer nytt og større kraftbehov. De opplever å starte på en utredning av nettet med utgangspunkt i en eller flere innmeldte planer, men før de har fått ferdigstilt utredningen kommer det inn ytterligere planer eller endringer i eksisterende planer slik at omfanget av utredningen må endres. Dette fører til økt tidsbruk til å gjennomføre analyser av hvilke tiltak i nettet de nye kraftbehovene utløser.

Nettselskapenes utredninger er omtalt i kapittel 5, se særlig kapittel 5.1 og 5.7. Tilknytningsprosessen er omtalt i kapittel 7.

6.5.2 Igangsette utredninger tidligere

OE beskriver i rapporten *Prosessanalyse: Utvikling av strømmettanlegg* at nettselskapene i stor grad har prosesser som er tilpasset vurdering av en kunde av gangen (Oslo Economics, 2022).⁴ De beskriver også at tilknytningsplikten innebærer at nettselskapene i utgangspunktet velger å vente på beslutninger hos kundene før de går videre med egen planlegging eller prosjektutvikling. OE konkluderer med at en slik tilnærming fortsatt vil være viktig for å sikre at nettutbyggingen er samfunnsmessig rasjonell i mange saker hvor enkeltkunder er utløsende, men ikke i alle.

I noen tilfeller er behovet mer usikkert og nettselskapene kan ha mer informasjon om framtidig forbruk enn kundene har hver for seg. I slike tilfeller mener OE at nettselskapet bør starte sine prosesser før de har inngått avtaler om utredning med kundene. En videreutvikling av nettselskapenes planprosesser bør innebære at kapasitetsvurdering blir gjort for større områder og for større volum, enn for enkeltkunder. Dette mener OE vil kunne ta ned mye av arbeidsmengden hos nettselskapene i tilknytningsprosessen.

⁴ Denne er nærmere omtalt i kapittel 12.4.1.

OE beskriver også at flere nettselskap opplever at behovet som utløser tiltak i deres nett, må være relativt sikkert før de kan begynne prosjektutvikling og søke konsesjon (Oslo Economics, 2022). Når nettselskapenes prosjektutvikling og tillatelser tar lengre tid enn kundenes prosjektutvikling, må kundene som ønsker tilknytning vente.

Et mulig tiltak OE anbefaler er at nettselskapene i større grad benytter seg av tilgjengelige beslutningsteknikker fra planlegging og beslutninger under usikkerhet. Dette innebærer at de kan utvikle nettanleggsprosjekt basert på en forventningsverdi eller noen scenarier, men avvende selve byggingen til de er mer sikre på hvordan utviklingen blir. Dermed er tiltaket helt, eller delvis, ferdig utviklet før forbruket ber om tilknytning.

Tidlig planlegging og utredning er også omtalt i kapittel 4.4.3 og 5.7, og i kapittel 13.6.3 omtales fordeler og ulemper med å behandle og gi konsesjoner til nettiltak hvor det fortsatt er usikkerhet om behovet, inkludert anbefaling om bruk av betingede anleggskonsesjoner.

6.5.3 Konsesjonsbehandling: Nettselskapene må sannsynliggjøre behovet for tiltak

For tiltak som vil kreve konsesjonsbehandling etter energiloven må nettselskapene sannsynliggjøre at det de søker om er samfunnsmessig rasjonelt, ref. kravene som stilles til søknader som er beskrevet i kapittel 10.5. Behovet for tiltak må sannsynliggjøres og det må begrunnes at omsøkt tiltak er det rette. Dette kan være utfordrende når utfallsrommet for forbruksutvikling i et gitt område er stort og planene for nytt større kraftbehov har varierende modenhet. Hva NVE krever for at det er sannsynliggjort at utviklingen i kraftbehov vil føre til at en omsøkt nettinvestering er samfunnsøkonomisk lønnsom, vil avhenge av flere elementer. Blant annet nettiltakets kostnader, både i form av for eksempel økonomiske kostnader og miljø- og arealvirkninger, og av nettiltakets øvrige nyttevirkninger, for eksempel forbedret leveringspålitelighet for eksisterende kunder. For et nettiltak som har lave kostnader eller store andre nyttevirkninger sammenlignet med kostnadene, vil det være lavere krav til modenhet i planer om nytt kraftbehov, enn om nettiltaket har høye kostnader og liten annen nyttevirkning.

I en del tilfeller vil det være mulig å velge en trinnvis utbygging av nettet i takt med at man får mer informasjon om utviklingen i kraftbehov. Dette praktiseres i ulik grad av de fleste nett-

selskapene. Et eksempel på dette er at det for nye transformatorstasjoner enten settes av areal til, eller også gjøres grunnarbeider for framtidige utvidelser, men at stasjonene i første omgang kun bestykkes med de transformatorer og bryterfelt som er nødvendig for den forbruksutviklingen som har størst modenhet. Et annet eksempel på trinnvis utvikling er omtalt i boks 6.5.

Gitt at det viser seg at det blir behov for å realisere alle trinnene i en utbygging, kan en trinnvis utbygging totalt sett gi lengre ledetider. Valg av trinnvis utbygging må derfor avstemmes mot usikkerheten i behovet for nytt nett.

Når det først skal bygges et nettanlegg, kan det i flere tilfeller være at kostnaden med å bygge nettanlegget med litt høyere kapasitet enn det som er etterspurt, er liten sammenlignet med den mulige nytten. Bygges anlegget litt for stort er det som oftest kun de ekstra investeringskostnadene som tilkommer. Dette er et eksempel på en vekstposisjon.

Statnett skriver i sin veileder (Statnett, 2020) at:

«Strømnettet har betydelige skalafordeler, hvilket betyr at når man først investerer (eller reinvesterer) i en kraftlinje, vil merkostnadene ved å velge største mulige kapasitet ofte være liten. Små merkostnader og minimale ekstra naturinngrep, betyr at det i mange tilfeller vil være samfunnsøkonomisk effektivt å velge en kapasitet som er vesentlig større enn det som trengs for det kjente behovet på investerings-tidspunktet.»

Informasjon fra Statnett tilsier at en kapasitetsøkning på 40 pst. som følge av spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV kan medføre en kostnadsøkning på om lag 5–15 pst. Et annet eksempel gjelder transformatorer. En kapasitetsøkning på 50 pst. ved å velge å installere en 300 MVA transformator istedenfor 200 MVA vil gi en kostnadsøkning på om lag 30–40 pst.

6.5.4 Bygging av nettanlegg

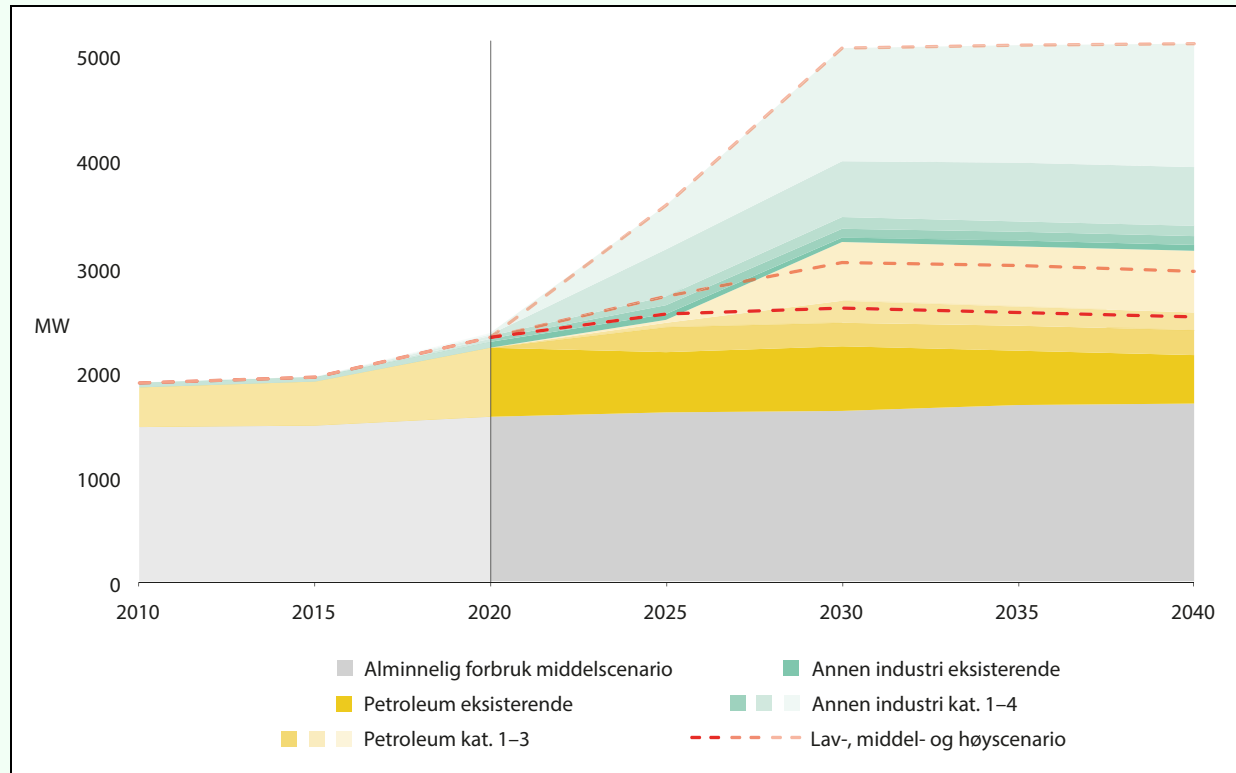
OE har i prosessanalysen omtalt i kapittel 6.5.2 vurdert en rekke tiltak som kan bidra til å redusere gapet i ledetid. Dette er i hovedsak omtalt og vurdert i kapittel 13.

Blant annet mener OE at å starte prosjektutvikling under usikkerhet er et tiltak som sannsynligvis kan ta ned ledetider en god del, jf. kapittel 6.5.2. OE vurderer også hvorvidt det er hensiktsmessig at nettselskapene *både* utvikler og bygger nettanlegg uten at det foreligger noen

Boks 6.5 Eksempel på trinnvis utvikling

På bakgrunn av mange planer for nytt kraftbehov i Bergen og omland har Statnett utført en konseptvalgutredning for framtidig nettutvikling i området. På bakgrunn av kjente planer har

Statnett laget tre scenarioer for forbruksutviklingen, høy, middel og lav. Se figur 6.1.



Figur 6.1 Scenarioer for forbruksutviklingen i Bergensområdet

Kilde: Konseptvalgutredning Bergen og omland (Statnett, 2020)

Alle konseptene Statnett har vurdert i denne utredningen innebærer et felles første trinn for å øke kapasiteten internt i området: Spenningsheve Modalen–Kollsnes fra 300 til 420 kV og å øke kapasiteten på kabelstrekningen mellom Lille Sotra og Kollsnes (Øygardskabelen). I utredningen går det fram at ved lav forbruksvekst kan det være tilstrekkelig å gjennomføre disse tiltakene. På sikt vil et lavt scenario også innebære å oppgradere eksisterende nett fra 300 kV til 420 kV i takt med reinvesteringsbehovet.

Ved høyere forbruksvekst peker utredningen på at det er behov for ytterligere investeringer i nettet. Som trinn 2 anbefaler Statnett et konsept som innebærer en tredje forbindelse til Kollsnes, hvor Samnanger som startpunkt er rangert foran Modalen. Konseptet innebærer også oppgradering av eksisterende nett fra 300 til 420 kV på et tidspunkt som er avhengig av forbruksvekst og reinvesteringsbehov. Hvis forbruksveksten blir stor, vil oppgradering av eksisterende nett fra 300 til 420 kV gjøres før reinvesteringsbehovet tilsier det, og utgjøre et trinn 3 i nettutviklingen.

kjente konkrete planer om nytt forbruk. OE peker her på at kostnadene ved en slik tilnærming kan bli store, med uheldige konsekvenser for dagens nettkunder. Det kan gi risiko for investeringer i nett som det ikke er behov for, og gir også natur-

inngrep. OE peker også på at det er en risiko for at netttiltakene som gjennomføres ikke er de riktige tiltakene for å møte den faktiske forbruksutviklingen. OE mener samlet sett de samfunnsøkonomiske kostnadene og risikoen ved å bygge

nettanlegg uten at det foreligger konkrete forbruksplaner er så høyt at det ikke bør innføres for å redusere forskjeller i ledetid.

Derimot er det en rekke andre tiltak som foreslås i analysen for å redusere forskjellen, blant annet tidligere og bedre planlegging, og tiltak i konsesjonsprosessen.

Et annet element er at de fleste nettinvesteringer vil i større eller mindre grad kreve utkoblinger av eksisterende nettanlegg i byggefasen. I en tid med omfattende porteføljer av nettinvesteringer, kan det derfor i enkelte tilfeller være samfunnsmessig rasjonelt å gjøre enkelte investeringer før behovet er presserende. Relevante vurderingsmomenter kan være å ha tilstrekkelig leveringspålitelighet i byggefasen og muligheten for å kunne gjennomføre totalporteføljen.

Et eksempel på tiltak der det kan være samfunnsmessig rasjonelt å gjøre investeringer før behovet er presserende, kan være spenningsoppgraderinger av 300 kV ledninger i transportkorridorene i transmisjonsnettet. Dette er ledninger som uansett på et tidspunkt må reinvesteres. En spenningsheving av disse gir betydelig økt nettkapasitet. Slike tiltak må uansett konsesjonsbehandles, og konsesjon kan gis dersom tiltaket anses å være samfunnsmessig rasjonelt.

Innspill

Et innspill utvalget har fått fra flere angående å utvikle nett i forkant, er forslaget om å utnevne et statlig selskap, for eksempel Siva – Selskapet for industrivekst SF, til å gjennomføre tidlig koordinering av nasjonale satsingsområder for såkalt «grønne industritomter». Det vil si at Siva som byggherre og hel- eller deleier av industritomter utvikler områder der alt legges til rette for næringsutvikling og annet, inkludert logistikk-løsninger, veiinfrastruktur, avløp, nettkapasitet som kan håndtere nytt stort kraftforbruk, samt vurdere grunnforhold, miljøforhold, regulering og arbeidsmarked, i tillegg til å gjennomføre nødvendige søknadsprosesser med kommuner mv. Formålet med tiltaket oppgis å være å styrke Norge som vertskapsnasjon for grønn industri, gjennom ev. å selge tomtene til industrien når de er ferdig opparbeidet. Forslaget ble opprinnelig sendt fra en rekke aktører til næringskomiteen på Stortinget den 14. juni 2021.

Forslaget berører i tillegg til mye annet også forhold knyttet til nettutvikling. Prinsippene i energiloven omhandler blant annet nøytralitet og likebehandling. Dette innebærer at alle aktører som ber om tilknytning til nettet skal behandles

på lik linje av nettselskapene og konsesjonsmyndighetene, inkludert betale anleggsbidrag og nødvendige utredningskostnader.

6.6 Nyttevirkning av tilknytning av forbruk

Som beskrevet i kapittel 6.2.4 er det flere kostnads- og nyttevirksomheter av nettanlegg som er utfordrende å verdsette, der nytten av nytt kraftforbruk er en av dem. Samfunnsøkonomiske vurderinger av nytten av nytt forbruk henger sammen med utvalgets vurderinger av anleggsbidrag, se kapittel 4, og vurderinger av dispensasjon fra tilknytningsplikten for forbruk, se kapittel 8.9. Dette kapittelet vil derfor gå inn på vurdering av nyttevirksomheter av nytt kraftforbruk.

6.6.1 Utfordringer med å avdekke nytten av nytt forbruk

Selv om det generelt kan legges til grunn at bedrifter selv best vurderer lønnsomhet av egne prosjekter, må nettselskap og konsesjonsmyndigheten i konsesjonssaker likevel gjøre noen vurderinger av det mulige forbruket. Dette henger sammen med at forbrukskunder ikke stilles overfor de fulle samfunnsøkonomiske kostnadene ved nettutbygging, herunder kostnader ved naturinngrep. De betaler ikke nødvendigvis hele investeringskostnaden med nettanlegget heller på grunn av reduksjonsfaktor i anleggsbidrag på regional- og transmisjonsnett, jf. kapittel 4.2.2. Det kan dermed være avvik mellom forbruksprosjekter som er bedriftsøkonomisk lønnsomme og prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Det er utfordrende å verdsette nytten av nytt forbruk i vurderingene av hvorvidt ett nettanlegg er samfunnsmessig rasjonelt. Dette er blant annet på grunn av asymmetrisk informasjon mellom nettselskapet og forbrukskunden. Det ville derfor ha vært svært krevende for nettselskapet å ev. gjøre vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet i prosjektet som ønsker tilknytning. Det bør likevel gjøres en tilnærming til dette.

Det er i denne forbindelsen svært viktig at forbrukskundene møter riktige prissignaler, som reflekterer kostnadene med nettanlegg. Reglene om anleggsbidrag, inkludert utredningskostnader, er helt sentrale i dette. Dette påfører imidlertid ikke forbrukskunden de fulle kostnadene, jf. for eksempel naturkostnader nevnt over, men det stiller kundene overfor en andel av investeringskostnadene med nettanlegget. En naturavgift

ville synliggjort kostnader knyttet til naturinngrep. Se mer om anleggsbidrag og utredningskostnader i kapittel 4.2.2.

Når kostnadene ved naturinngrep ikke er internalisert for forbrukskunden gjennom for eksempel en naturavgift, er det særlig viktig at de samfunnsøkonomiske analysene som ligger til grunn for konsesjonsbehandlingen er så fullstendige som mulig.

6.6.2 Mulige tilnærminger til å vurdere nytten av nytt forbruk

Det er i dag ingen klar, ensartet praksis for hvordan nytten av å tilknytte forbruk vurderes i de samfunnsøkonomiske analysene av nettanlegg. Det kan derfor være grunn til å vurdere om det er behov for en ensartet praksis for å vurdere nytten av nytt forbruk i samfunnsøkonomiske analyser av nettanlegg.

Prinsipielt sett burde nytten av nytt forbruk blitt funnet ved å anslå nåverdien av relevante kostnader og inntekter knyttet til forbrukskunden som ønsker tilknytning. I praksis vil dette i de fleste tilfeller være svært vanskelig for nettselskapet eller konsesjonsmyndighetene å gjennomføre. Det er flere grunner til dette. Blant annet kan ikke nettselskapet eller konsesjonsmyndighetene ha kjennskap til alle bransjer og teknologier, og det er dermed vanskelig å vurdere forretningsmulighetene, eller lønnsomheten. Risikovurderingen av investeringen og avkastningskrav som investoren bak prosjektet som vil knytte seg til nettet har, kan også ha stor betydning for om en vurderer investeringen som lønnsom eller ikke.

I enkelte tilfeller kan det imidlertid være overkommelig å beregne netto nåverdi av kost- og nyttevirksomheter knyttet til forbruket som ønsker tilknytning. Dette kan for eksempel være rene klimatiltak der både investerings- og driftskostnader, samt redusert klimagassutslipp er kjente størrelser. I de fleste andre tilfeller må en bruke andre tilnærminger til å beregne nytten av nytt forbruk. Noen omtaler dette som en ikke-prissatt virkning, noen gjør «break-even-analyser» og andre beregner avbruddskostnader for det nye forbruket gitt at det tilknyttes eksisterende nett.

I henhold til Finansdepartementets rundskriv R-109/2021 om *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser* skal alle nytte- og kostnadsvirkninger verdsettes i kroner så langt det er mulig og hensiktsmessig. Som oftest vil det

være mulig å verdsette, i alle fall deler av, nytten av nytt forbruk. Å kun omtale dette som en ikke-prissatt virkning bør derfor unngås.

«Break-even-analyser» sier noe om hvor stor verdi nytt forbruk må ha for at summen av kostnadsvirkningene og nyttevirksomheten av nettinvesteringen skal gå i null. Brukt alene gir det imidlertid ingen beslutningsrelevant informasjon. For at dette skal gi beslutningsrelevant informasjon, må det kombineres med informasjon som kan underbygge om det er realistisk at nytt forbruk vil ha en verdi som overstiger «break-even»-verdien.

En annen metode som er brukt er å anslå de samfunnsøkonomiske konsekvensene av å tilknytte det nye forbruket til eksisterende nett. Dette kan gjøres ved å beregne kostnaden forbrukeren vil stå overfor dersom det blir avbrudd i strømforsyningen. Denne kostnaden kan enten beregnes ved hjelp av standardsatser (KILE-satser) eller spesifikk informasjon om det konkrete forbruket. For eksempel kan en se for seg at tilknytning til eksisterende nett vil gi behov for utkobling av kunden i 50 timer i året ved intakt nett. I tillegg kommer konsekvensene av avbrudd i strømforsyningen ved feil i nettet. Kostnadene ved slike avbrudd kan enten legges inn som en kostnad i nullalternativet som investeringsalternativet sammenlignes med, eller som en reduksjon i kostnader og dermed en nyttevirksomhet i investeringsalternativet.

Metoden med å beregne avbruddskostnader har noen svakheter. Etableringer som er bedriftsøkonomisk marginalt lønnsomme, men har høye avbruddskostnader, vil trolig få for høy nytte i en slik samfunnsøkonomisk analyse. Videre er det vanskelig å anslå hva de rette avbruddskostnadene er. Disse kan både over- og underestimeres.

En måte å avbøte dette problemet på er ved bruk av priser som skal reflektere kostnadene ved å etablere seg, og bidrar til å avsløre betalingsvilligheten for tilknytning til nettet. Betalingsvilligheten indikerer et minimumsnivå på netto nytte av forbruket. Anleggsbidrag har blant annet en slik funksjon. Det er uklart på hvilket tidspunkt nettselskapene gir et forpliktende anslag på anleggsbidraget, men det kan se ut til at det først skjer etter at konsesjonen foreligger. Hvis nettselskapene kan inngå forpliktende avtaler (ev. gi forpliktende tilbud) om anleggsbidrag i forkant av konsesjonssøknaden, kan dette benyttes som et minimumsanslag for nytten av forbruket.

6.7 Utvalgets anbefalinger

Utvalget mener det ofte kan være hensiktsmessig å starte utredning selv om det fortsatt er usikkerhet rundt utviklingen i etterspørsel etter kapasitet. Dette kan gjøres innenfor dagens regelverk. I kapittel 4.4.3 omtales nettselskapenes insentiver til dette, inkludert forslag om at nettselskapene gis kostnadsdekning for tidlig utredning.

Ulike politikkområder har forskjellige og til dels motstridende målsetninger, noe som bidrar til økt usikkerhet. Utvalget mener det bør være et mål å redusere den politiske usikkerheten.

Utvalget foreslår at energimyndighetene, innenfor rammene gitt av Finansdepartementets rundskriv, utarbeider en sektorveileder for samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak. Det er naturlig å se hen til Statnetts veileder i dette arbeidet.

Eksempler på temaer som bør inngå i en veileder, vil være at det utarbeides en omforent praksis/metode for hvordan nettselskapene på en systematisk måte kan vurdere nyttevirkninger av tilknytning av nytt og usikkert kraftforbruk, og at vurderinger rundt eventuell over-/underkapasitet må begrunnes med beregninger. Denne anbefalingen må sees i sammenheng med anbefaling i kapittel 11.8.3 om oppdatering av departementets veileder til KVVU. Se også anbefaling i kapittel 5.9 om metode for framskrivninger av etterspørsel etter nettkapasitet.

Utvalget mener også at det i veilederen bør beskrives hvordan både prissatte og ikke-prissatte virkninger kan synliggjøres både i konsesjonsøknader og vedtak.

Siden de samfunnsøkonomiske analysene er fundamentale i vurdering av nettiltak, anbefaler utvalget at det også settes av ressurser til å forbedre kommunikasjonen av teorien bak analysene, samt selve resultatet av analysene. Forståelighet skaper tillit, som igjen er viktig for hastighet.

Samfunnsøkonomisk analyse er viktig og kompleks, og utvalget mener derfor at samfunnsøkonomiske analyser for utvikling av kraftnett bør være et tema for kontinuerlig forskning, og at det bør etableres et metodeutvalg for å ta i bruk resultater fra forskningen i nettbransjen. Særskilte eksempler kan være natur og miljø, håndtering av usikkerhet i etterspørselen mv.

Statnett forventer store investeringer framover, og for å påse at det er de riktige investeringene som gjennomføres, mener utvalget det er svært viktig at Statnett fortsatt gjennomfører grundige samfunnsøkonomiske analyser av tiltak i kraftnettet. Dette er særlig viktig i en tid hvor det er stor usikkerhet i forbruks- og produksjonsutviklingen og mange henvendelser om tilknytninger. Ved å sørge for at investeringene er samfunnsøkonomisk lønnsomme, vil nettinvesteringene være på et riktig nivå.

Virkninger av utvalgets anbefalinger

Utvalgets anbefalinger vil medføre ressursbruk knyttet til å utvikle en veileder. Deretter vil veilederen få virkning for nettselskaper som tar dem i bruk, ved at det kan medføre noe økt ressursbruk. Det kan også bli behov for opplæring og veiledning i bruk av veilederen, som kan oppta noe ressurser. Det vil også få virkninger for konsesjonsmyndighetene, ved at bruk av veileder kan bidra til bedre konsesjonsøknader og redusert behov for tilleggsopplysninger.

På sikt forventes det at utvikling av en slik veileder og bruken av denne, vil kunne bidra til å forbedre beslutningsgrunnlaget for konsesjonsmyndighetene, og dermed bidra til en mer samfunnsmessig rasjonell nettutvikling. En veileder vil også på sikt kunne bidra til at saksbehandlingen kan gå raskere, ettersom prinsipielle og/eller metodiske avklaringer vil være avklart på forhånd, slik at en da unngår å håndtere slike spørsmål i enkelt saker.

Å starte utredning av nettløsninger selv om det er usikkerhet rundt etterspørselen, kan bidra til å redusere gapet i ledetid mellom nettkundene og nettselskapene.

Bedre kommunikasjon av teorien bak og resultater fra, samfunnsøkonomisk analyse, samt kontinuerlig forskning vil medføre at vurderingene som gjøres vil framkomme tydeligere, øke kvaliteten på utredningene og dermed bidra til samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling. Etablering av et metodeutvalg for å ta i bruk resultater fra forskningen i nettbransjen, vil innebære ressursbruk, men også gjøre at nettbransjen kan bruke oppdatert forskning i sitt arbeid med å utarbeide gode analyser som grunnlag for konsesjonsøknader.

Kapittel 7

Tilknytningsprosessen

Dette kapitlet omhandler prosessen for tilknytning til nettet og peker på ulike utfordringer med dagens prosess. Kapitlet inneholder en rekke forslag fra utvalget til forbedringer av tilknytningsprosessen.

7.1 Nettselskap plikter å gi tilknytning

Nettvirksomhet er et naturlig monopol. Nettselskapenes plikter og rettigheter er derfor nærmere regulert i energiloven¹ med tilhørende forskrifter. En sentral plikt for nettselskapene er plikten til å gi nye kunder tilknytning, og til å legge til rette for produksjons- og forbruksøkninger for eksisterende kunder. Nettselskap kan derfor ikke velge sine kunder, eller hvor mye effekt kundene skal ha.

Nettselskapets plikt til å sørge for nettilgang er betinget av at kunden er villig til å betale de nødvendige kostnadene for tilknytning til og bruk av nettet. Ulike prismekanismer er nærmere drøftet i kapittel 4.

Antall og volum (MW) av henvendelser om tilknytning har økt betydelig de siste årene. Fra en situasjon der forespørsler i stor grad har blitt svart ut enkeltvis og fortløpende, er det i dag mange steder kø av henvendelser. Det er særlig for forbruk at det har vært stor vekst i forespørsler om tilknytning. Problembeskrivelsen og vurderingene som beskrevet i dette kapitlet er gjort primært med hensyn til tilknytning av forbruk, men gjelder i stor grad også for tilknytning av produksjon.

Utvalget er bedt om å se på mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt.

Behovet for å se nærmere på tilknytningsplikten kan deles i to deler. Den første delen er oppfølging, presiseringer og justeringer av dagens regelverk. Dette omtales i dette kapitlet. Den andre delen gjelder eventuelle endringer i hvem

som skal være pliktsubjektet for *tilknytningsplikten*, og dermed hvem som har ansvar for å eie, bygge og drive nettanlegg som ikke bygges under områdekonsesjonen («utvidet tilknytningsplikt»). Dette omtales i kapittel 8. Utvidet tilknytningsplikt ble foreslått av Reiten-utvalget i 2014.

7.1.1 Tilknytningsplikt og leveringsplikt

Rett til tilknytning til strømmettet er regulert gjennom leveringsplikten, tilknytningsplikten for uttak og tilknytningsplikten for produksjon jf. hhv. energiloven §§ 3-3, 3-4 og 3-4a. Dette kapitlet fokuserer på tilknytningsplikten for uttak.

- Leveringsplikten etter energiloven § 3-3 gjelder for *områdekonsesjonærer*.² Den krever at områdekonsesjonæren skal gjøre nødvendige tiltak for å tilknytte nye uttakskunder, og håndtere forbruksøkninger hos eksisterende kunder. Plikten innebærer at områdekonsesjonæren må forsterke nettet om nødvendig. Den tidligere oppdekningsplikten ble omgjort til en leveringsplikt ved innføringen av energiloven i 1990. Det var kun leveringsplikt jf. § 3-3, samt § 4-1 andre punkt om markedsadgang som sikret tilgang til eksisterende nett *der det var ledig kapasitet*, som ble etablert i 1990.
- Tilknytningsplikten etter energiloven § 3-4 ble innført i 2010. Innføringen var en lovfesting av eksisterende praksis, og sikret at kraftprodusenter på alle nettnivå og forbruk i regionalnettet og transmisjonsnett, som ikke var omfattet av leveringsplikten, fikk rett til tilknytning *også når det ikke var ledig kapasitet i eksisterende nett*. Tilknytningsplikten gjelder for alle med anleggskonsesjon for elektriske anlegg, og pålegger disse aktørene å søke konsesjon for, og investere i nettanlegg for å tilknytte nye kunder med den kapasiteten de ønsker.

¹ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

² Områdekonsesjon gjelder fordelingsnett med spenning fra 230 V til og med 22 kV innenfor et avgrenset geografisk område, jf. kapittel 10.2.2.

Leveringsplikten gjelder fram til tilknytningspunkt som i forarbeidene til energiloven er omtalt som til «klemme på husvegg, eller ved innføring gjennom grunnmur» (Olje- og energidepartementet, 2009). I dag benyttes gjerne metodene beskrevet i standarden NEK 399 eller lignende. Etter leveringsplikten eier, bygger og driver områdekonsesjonær alle nødvendige nettanlegg fram til uttakskunden, og leveringsplikten inneholder dermed en plikt til å bygge seg fram til nye nettkunder. Områdekonsesjonsordningen innebærer at anlegg som bygges under områdekonsesjonen, er fritatt for konsesjonsbehandling.

Tilknytningsplikten inneholder ikke en plikt til å bygge seg fram til nye nettkunder. Forbrukerkunder i regional- og transmisjonsnett må selv sørge for de nødvendige nettanleggene fram til eksisterende nett. Normalt innebærer det at forbrukerkunden selv har konsesjon for å eie, bygge og drive tilknytningsledning fram til eksisterende nett. Dette vil være konsesjonspliktige anlegg, og som anleggskonsesjonær vil nettkunden selv ha tilknytningsplikt til sine anlegg.

7.1.2 Tilknytning med vilkår

Dersom nettselskapet ikke vurderer det som driftsmessig forsvarlig å tilknytte en ny uttakskunde til eksisterende nett, skal nettselskapet som hovedregel investere i ny nettkapasitet for å kunne håndtere uttaket til kunden i alle tilfeller. Dette gjaldt tidligere også dersom behovet for økt nettkapasitet kun oppstår i et begrenset antall timer eller i spesifikke situasjoner. Med virkning fra 15. april 2021 ble det gjennom NEM-forskriften³ §§ 3-1 tredje ledd og 3-2 tredje ledd åpnet for at nettselskap og uttakskunde kan inngå avtale om tilknytning med vilkår om utkobling eller redusert forsyning som et permanent alternativ til nettinvesteringer. Tidligere var det kun tillatt å avtale tilknytning på vilkår midlertidig fram til nødvendige nettinvesteringer var gjennomført, og tilknytningen med det var driftsmessig forsvarlig.

En forutsetning for at nettselskap og uttakskunde skal kunne inngå en avtale om tilknytning med vilkår om utkobling eller reduksjon som et alternativ til nettinvesteringer, er at begge parter er enige. Nettselskapet skal i tilfeller der slike avtaler er aktuelt, informere uttakskunden om muligheten til å inngå avtale om tilknytning med vilkår om begrensning i forbruket, men verken

nettselskapet eller uttakskunden kan ensidig kreve at det inngås en slik avtale. Nettselskapet må til enhver tid sikre at selskapet vil være i stand til å ivareta driften av nettet på en tilfredsstillende måte. Dersom uttakskunden ønsker tilknytning uten vilkår og er villig til å betale anleggsbidrag, kan ikke nettselskapet nekte å tilknytte kunden og gjennomføre nødvendige nettinvesteringer. Tilknytning med vilkår kan være hensiktsmessig for kunder som ikke er avhengig av kontinuerlig forsyning fra strømnettet.

7.1.3 Dispensasjon fra tilknytningsplikten

Energilovens bestemmelser åpner for å dispensere fra tilknytningsplikten dersom tilknytning ikke er samfunnsmessig rasjonelt (for produksjon) eller i ekstraordinære tilfeller (for forbruk).

Utvalget er bedt om å utrede om adgangen til å dispensere fra tilknytningsplikten for forbruk kan og bør utvides, og hvilke kriterier som kan legges til grunn for en eventuell dispensasjon. Dette er omtalt i kapittel 8.

7.2 utfordringer med tilknytningsprosessen

Plikten til å gi tilknytning er i utgangspunktet absolutt i den forstand at enhver forespørsel om tilknytning utløser en plikt til enten å gi tilknytning eller søke om dispensasjon. Prosessen fra kunden ber om tilknytning og fram til kunden er på nett, inneholder imidlertid mange steg som alle gir nettselskapet rom for skjønnsutøvelse. Dette gjelder særlig med hensyn til tidsbruk («uten ugrunnet opphold»), vurdering av ledig kapasitet («driftsmessig forsvarlig») og køordning/tildeling av kapasitet («førstemann til mølla»). Ulik forståelse og praktisering av disse begrepene mellom nettselskap, kombinert med lite tilgjengelig informasjon, bidrar til økt usikkerhet for kundene i tilknytningsprosessen.

Innenfor rammene gitt av leverings- og tilknytningsplikten og krav til nøytral og ikke-diskriminerende oppførsel, bestemmer det enkelte nettselskap i stor grad selv hvordan tilknytningsprosessen håndteres.

Det innebærer at det enkelte nettselskap selv avgjør hvilken informasjon de krever fra en aktør som ønsker tilknytning for reelt sett å ta en forespørsel til behandling. Videre er det ulik praksis blant nettselskap for hvordan tilknytningsprosessen håndteres mht. til framdrift, vurdering av driftsmessig forsvarlighet, køhåndtering og å til-

³ Forskrift 24. oktober 2019 nr. 1413 om nettregulering og energimarkedet.

late reservasjon av kapasitet i eksisterende og framtidig nett, samt tildeling av kapasitet. Dette, sammenholdt med at det ikke gis innsyn i lister med køplass og reservasjon av kapasitet, gjør at hele tilknytningsprosessen er lite transparent og etterprøvbart.

7.2.1 Bedre informasjon i tilknytningsprosessen kan redusere usikkerhet

Både nettselskap og nettkunder må håndtere usikkerhet i tilknytningsprosessen. For nettkunden kan en del av usikkerheten være knyttet til nødvendige kostnader og tidsbruk for å få tilknytning til strømmettet, samt mangelfull informasjon om gjeldende regulering og rettigheter.

Nettselskapet skal på sin side drifte og utvikle sine nettanlegg for å møte dagens og framtidig etterspørsel etter kapasitet. Sikrere prognoser for forventet forbruksutvikling kan gi nettselskapet bedre forutsetninger og større trygghet for at de riktige nettanleggene utredes og blir bygget.

Mer tilgjengelig informasjon om tilknytningsprosessen og kapasitetsforhold, vil kunne redusere en del av nettkundenes usikkerhet rundt kostnader og tidsbruk for tilknytning. Samtidig vil tydeligere rammer for å bestille og reservere kapasitet, bidra til at nettselskapene får mer informasjon om de enkelte tilknytningshenvendelsene og grunnlag for å lage bedre prognoser for forventet forbruksutvikling.

Informasjon om tilgjengelig kapasitet

Det er ønskelig at tilgjengelig kapasitet i kraftnettet blir utnyttet. Anleggsbidrag gir et prissignal om hvor det er nettmessig gunstig å tilknytte nytt eller økt forbruk. Ved ledig kapasitet skal det ikke tas anleggsbidrag, mens størrelsen på anleggsbidraget øker jo større de nødvendige kostnadene for tilknytningen er.

For å få informasjon om hvor det er ledig kapasitet i nettet og dermed gunstig å tilknyttes, må nettkundene i de fleste tilfeller henvende seg til et eller flere nettselskap. Dette gjelder både informasjon om punkter i nettet med ledig kapasitet i dag og informasjon om planlagte utvidelser og dermed ledig kapasitet i framtiden. Mangel på denne informasjonen kan gjøre at forbruk som ikke er stedbundet – eksempelvis ladestasjoner for elbiler – henvender seg om tilknytning på flere lokasjoner og hos flere selskaper på samme tid for å avdekke hvor tilknytning kan skje raskt, eventuelt også med lave kostnader. Dette er en uønsket situ-

asjon for både nettselskap og nettkunder. Det gir økt ressursbruk for nettkunden, samtidig som nettselskapene må bruke mer tid på å svare og veilede kundene. I de tilfellene nettkunden henvender seg til flere nettselskap samtidig, gir det også økt usikkerhet i hva den reelle etterspørselen for ny kapasitet er, ettersom det per i dag ikke finnes systemer som fanger opp om det samme forbruket har sendt forespørsler til flere nettselskap samtidig.

For fullt ut å dra nytte av anleggsbidrag som lokaliseringssignal og redusere saksspesifikt veiledningsbehov for nettselskap, bør informasjon om nåværende og framtidig kapasitet for tilknytning tilgjengeliggjøres i større grad enn hva som er tilfelle i dag. En kartløsning tilsvarende det BKK Nett har publisert på sine nettsider (se boks 7.1) kan være godt egnet for dette formålet.

Konseptuelt er et kapasitetskart en enkel idé. Et 100 pst. korrekt og oppdatert kapasitetskart vil kreve at ulike netteiere effektivt kan dele både nettinformasjon og kriterier for å vurdere kapasitet samt fortløpende oppdatere med nye tilknytinger og reservasjoner. I praksis innebærer det at det i større grad må gjøres vurderinger av driftsmessig forsvarlighet i forkant og for større områder. For at dette skal fungere, er det trolig nødvendig med tydeligere retningslinjer og bedre verktøy for å gjøre vurderingen av driftsmessig forsvarlighet. I en enklere form kan et kapasitetskart områdevis indikere med fargekoder sannsynligheten for ledig kapasitet på ulike nettnivå.

Ved utarbeidelse av et kapasitetskart må hensynet til skjerming av ev. kraftsensitiv informasjon ivaretas mht. hvilken informasjon som tilgjengeliggjøres og ev. tilgangsstyring.

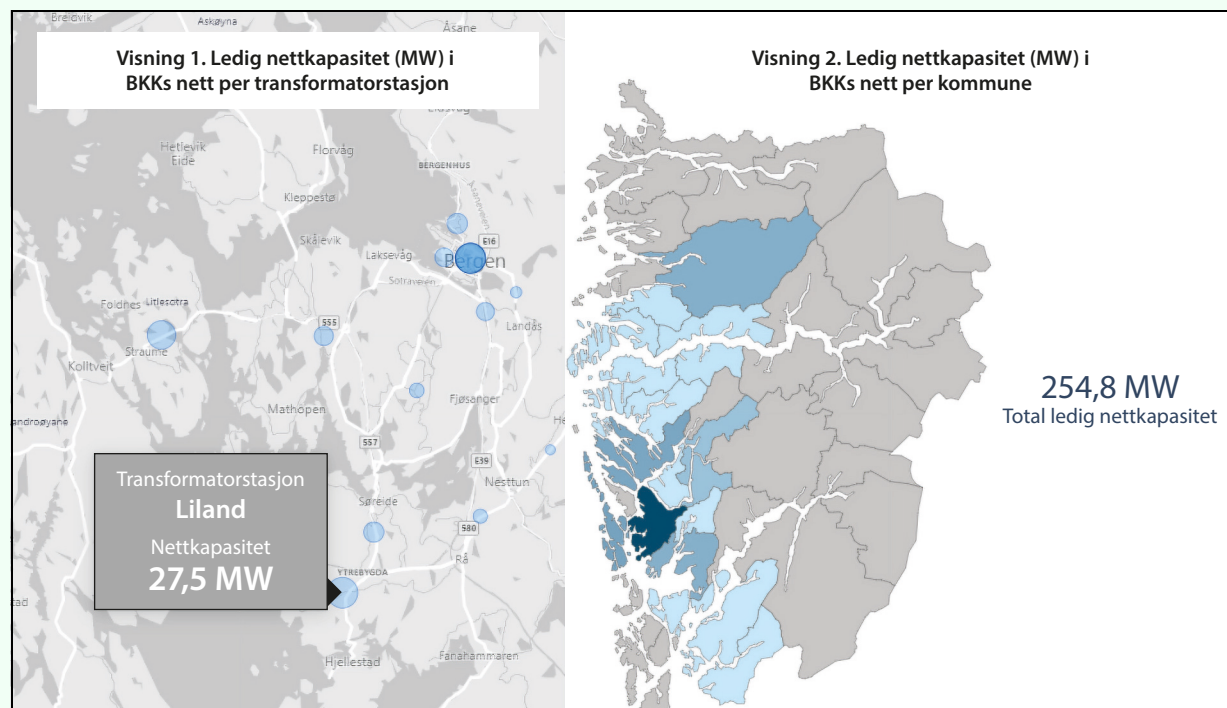
Informasjon om gjeldende regulering, rettigheter og plikter

Elektrifisering innebærer at tidligere adskilte sektorer møtes. Et godt eksempel på dette er elektrifiseringen av samferdsel. Reguleringen av energisektoren er omfattende, og kan være uoversiktlig for nye aktører som skal ha tilknytning til strømmettet. God og tilgjengelig informasjon om det til enhver tid gjeldende regelverk er viktig for å unngå at det oppstår uenighet mellom aktørene om faktiske rettigheter og plikter. Det er viktig at Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har enkel tilgjengelig og oppdatert informasjon om det til enhver tid gjeldende regelverk og praksis.

Nye aktører kan også representere nye behov mht. utforming av anlegg, tekniske spesifikasjo-

Boks 7.1 Kapasitetskart

Kartet viser hvor det er ledig kapasitet i BKK Nett sitt nett. Om det er mulig å tilknyttes, må alltid avklares med BKK Nett.



Figur 7.1 Eksempel på kapasitetskart tilgjengelig fra BKK Nett sine nettsider

Kilde: BKK Nett (2022)

ner, brukstid mm., som ikke direkte er tatt høyde for i dagens regelverk. Et eksempel på dette er tilknytning av ladestasjoner for elbiler og ferger. Disse kundene etterspør i mange tilfeller andre spenningsnivå enn det nettselskap tradisjonelt har levert, og det har vært usikkerhet knyttet til hvilke spenningsnivå nettselskapet er pliktig å levere. Et annet eksempel er forsyning av fiskeoppdrettsanlegg, der det har vært spørsmål om nettselskapet plikter å eie, bygge og drive nettanlegg helt ut til merdene / flytende installasjoner. Tidlige avklaringer fra myndighetene av slike forhold er viktig.

7.2.2 Tydeligere rammer for tilknytningsprosessen

Forskriftsbestemmelsene om tilknytningsplikt etterlater mye rom for skjønnsutøvelse, noe som kan gi mindre forutsigbarhet for nettkundene. Tydeligere rammer for tilknytningsprosessen kan gi større forutsigbarhet for nettkundene enn det

som er tilfellet i dag. Dette gjelder både med hensyn til hvilken framdrift nettselskapet skal ha samt hvilken informasjon nettselskapet trenger fra nettkunden i de ulike stegene i prosessen.

Tydeligere rammer kan gis på forskjellige måter, med ulik grad av forpliktelse. I dag har det enkelte nettselskap stort spillerom til å fastsette rammene for sin egen tilknytningsprosess. Dette gir stor grad av fleksibilitet, men mangel på forhåndsdefinerte kriterier og ulik praktisering mellom nettselskap gir samtidig uforutsigbarhet for kundene. Et annet alternativ kan være fastsetting av detaljerte direkte krav i forskrift. Det gir stor grad av forpliktelse og forutsigbarhet om hva som gjelder, men kan samtidig legge opp til en rigid og lite fleksibel prosess. En mellomløsning er en bransjenorm – som foreslått av DNV på oppdrag fra Energi Norge – der nettselskapene enes om noen felles prinsipper for blant annet tidspunkt og varighet på reservasjon av kapasitet, tidsbruk, og hvilken informasjon som kreves fra kunden.

Nærmere om tilknytningsprosessen

Tilknytningsprosessen er i prinsippet lik for alle tilknytninger, men er ikke regulert. Større og mer komplekse tilknytninger vil ha flere steg enn mindre og enklere tilknytninger. De ekstra stegene er særlig knyttet til å avklare nettsituasjonen i overliggende nett og ev. konsesjonsbehandling av nettanleggene, i tillegg til at nettanalysene generelt er mer kompliserte og dermed tar lengre tid. I det følgende gis en oversikt over noen forenklete steg i tilknytningsprosessen basert på DNV (2021) og EY (2021).

1. *Forespørsel om tilknytning.* Mindre/enkle tilknytninger kommer typisk inn til nettselskapet som installatørmelding. For større og mer komplekse tilknytninger er det ofte en mer uformell prosess innledningsvis, som gjerne starter med dialog via telefon, e-post eller møter. Typiske utfordringer knyttet til første forespørsel sett fra nettselskapets side, kan for eksempel være at henvendelse om tilknytning kommer sent i kundens utbyggingsfase, innholdet i første henvendelse kan være mangelfull, kunder etter spør mer kapasitet enn nødvendig, eller etter spør «all kapasitet», for å sikre seg.
2. *Vurdering av kapasitet og grovestimat av anleggsbidrag.* Når nettselskapet har fått inn en søknad om nettilknytning, undersøkes tilgjengelig kapasitet i nettet, det vurderes om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig, om det er nødvendig med utbygging og eventuelt hva det kan koste kunden i form av anleggsbidrag, eller om kunden kan tilknyttes på vilkår, jf. NEM-forskriften § 3-2 tredje ledd. Etter kontrollforskriften⁴ § 16-2 bokstav c, plikter nettselskap vederlagsfritt og uten ugrunnet opphold å gi informasjon om uforpliktende estimert anleggsbidrag for tilknytningen.
3. *Utredning og beregning av anleggsbidrag.* Når nettkunden har akseptert det vederlagsfrie uforpliktende estimatet og ønsker å gå videre i prosessen, er det kunden som må betale for de videre utredningene nettselskapet må gjøre. For de større tilknytningssakene inngår partene normalt avtale om nettoutredning for å utrede riktig nettløsning, avtale om koordinert prosjektutvikling for å gå videre etter utredningsstadiet og avtale om anleggsbidrag når anleggsbidraget er endelig fastsatt. Det er vanlig at den enkelte kunde må inngå slike avtaler

med alle berørte netteiere. Nødvendig tidsbruk for utredning av tilknytningssaken og beregning av forpliktende anleggsbidrag, kan variere betydelig avhengig av tilknytningens kompleksitet og størrelse.

4. *Utbygging og idriftsettelse.* Denne fasen i prosessen inkluderer både bestilling av utstyr, utbygging, ferdigstilling, idriftsettelse og etterberegning av anleggsbidrag. Majoriteten av disse aktivitetene er nettselskapsinterne, noe som gjør at behovet for samordning og forbedring kan være mindre enn i de øvrige prosessene.

De ulike stegene i tilknytningsprosessen er ikke nærmere regulert utover at nettselskapet må opp tre nøytralt og ikke-diskriminerende, og gjennomføre tilknytningene uten ugrunnet opphold.

7.2.3 Krav til kundene

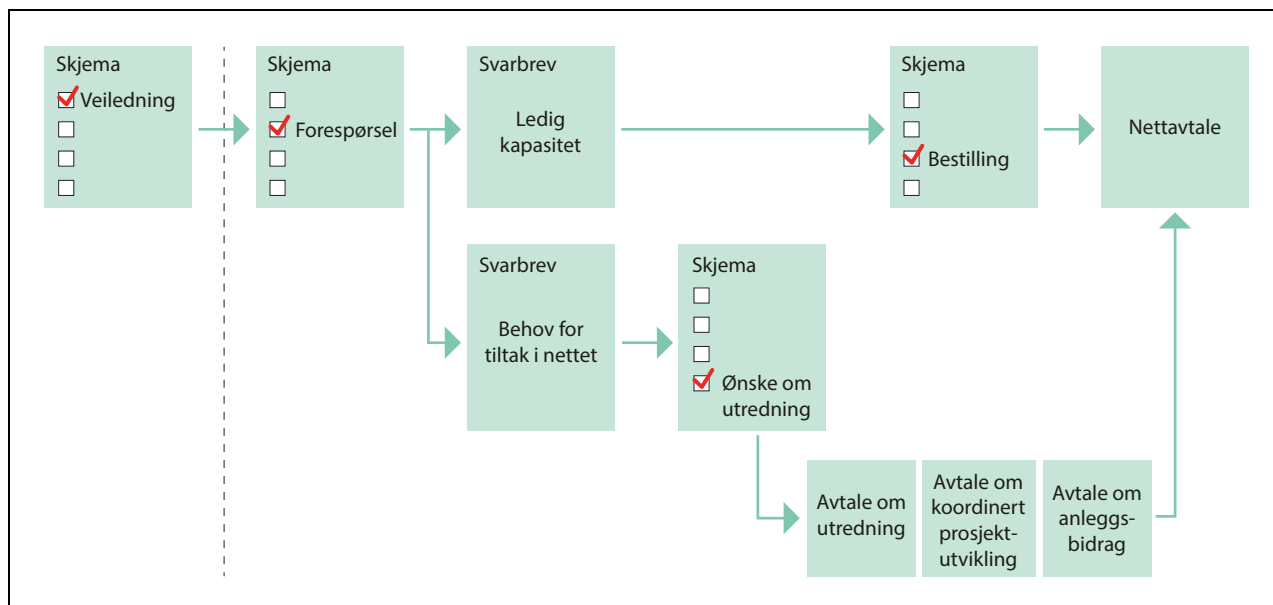
Krav til aktørene i tilknytningsprosessen kan bidra til at nettselskapenes behandlings- og utredningsressurser blir allokert til prosjekter med størst sannsynlighet for gjennomføring. Samtidig er det viktig at krav til aktørene ikke er så rigide at ellers gode prosjekter faller fra.

Oslo Economics viser til at det i varierende grad blir stilt krav til kundene som ønsker tilknytning (Oslo Economics, 2022). I takt med økende etterspørsel etter kapasitet, vurderer flere nettselskap å sikre større grad av forpliktelse fra de større kundene før de utreder kapasitet eller tiltak. I Oslo Economics sin analyse vises det også til at i tillegg til prissignaler, kan krav til modenhet, garantier og konkrete milepælsplaner kunne bidra til å skille mer og mindre realistiske forbruksprosjekter.

I dag er det nettselskapene selv som bestemmer hvilken informasjon de krever fra kunder som ønsker tilknytning for reelt sett å ta en sak til behandling. Enkelte nettselskap har utviklet web-skjema for forespørsler om tilknytning. Dette bidrar til at nettselskapet får inn den nødvendige informasjonen for å kunne behandle forespørselen. Hvor mye og hvilken type informasjon nettselskapet krever for å behandle saken, vil kunne påvirke hvor modne prosjektene som kommer inn til nettselskapet er.

I forslag til bransjenorm for tilknytning (DNV, 2021) blir et standard skjema for første kunde-henvendelse trukket fram som en god løsning. Dette kan bidra til at kundene opplever en lik prosess med samme krav til informasjon, og at nettselskap får inn nødvendig informasjon for å

⁴ Forskrift 11. mars 1990 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff.



Figur 7.2 Eksempel fra Statnett – prosess for tilknytning (Statnett, 2022)

kunne behandle forespørselen. DNV viser til at følgende hovedmomenter bør inngå:

- Type henvendelse (tidligfase veiledning, forespørsel, bestilling, ønske om utredning)
- Energi- og effektbehov, ventet brukstid
- Ønsket tidspunkt for tilknytning
- Plassering, spesifikk lokasjon, områder og ev. åpenhet for andre lokasjoner.

En del av dagens usikkerhet i framtidig etterspørsel etter kapasitet, skyldes at det ikke finnes oversikt over prosjekter som er registrert hos flere nettselskap samtidig. Informasjonen som kreves for å ta en sak til behandling bør kunne sammenstilles til en «unik ID» for å kunne identifisere om samme prosjekt henvender seg til flere nettselskap på samme tid.

7.2.4 Krav til nettselskapene

For tilknytning av forbruk er det i NEM-forskriften § 3-2 fjerde ledd presisert at «*Tilknytningsplikten omfatter om nødvendig en plikt til å planlegge, søke konsesjon for og investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold.*»

For at retten til tilknytning skal ha en realitet for nettkunden, bør det være koordinert framdrift i sakene. På den ene siden bør kunden bli tilknyttet når de ønsker det. På den andre siden bør nettselskapet unngå å bygge nett som ikke tas i bruk fordi kundens prosjekt ikke realiseres. En lang behandlingstid hos nettselskap kan gi tap for kunden, og i verste fall føre til at ellers samfunns-

økonomisk lønnsomme prosjekter ikke gjennomføres. Det kan også være brudd på vilkåret om «uten ugrunnet opphold». Dette vilkåret må forstås å gjelde for alle aktiviteter som er nødvendig for å sikre tilknytning av kunden. Foruten aktivitetene nevnt i NEM-forskriften § 3-2, omfatter det også å svare på henvendelser fra kunder og underliggende nett, utrede og gi svar på om tilknytning er driftsmessig forsvarlig, samt søke dispensasjon i tilfeller der nettselskap mener det er grunnlag for unntak.

For å kunne oppfylle kravet om uten ugrunnet opphold, må nettselskap ha oversikt over pågående saker og status på sakene til enhver tid. Nettselskap har også ansvar for å gi god informasjon underveis i prosessen, slik at det ikke oppstår misforståelser med hensyn til hvem som har ansvar for neste steg i prosessen. De må også ha tilstrekkelige ressurser til å behandle, og svare ut, tilknytningsforespørsler uten ugrunnet opphold.

En kartlegging av nettselskapenes tilknytningsprosess (EY, 2021) viser at det er store variasjoner i prosess for tilknytning hos nettselskapene. Det er få nettselskap som har informasjon om tidsbruk for tilknytning tilgjengelig på sine nettsider. Dette fører til at nettselskapet i mange tilfeller ikke klarer å forventningsstyre sluttkunden vedrørende tidsbruk. Videre viste kartleggingen at en sluttkunde kan forvente en tidsbruk opp mot omtrent 14 dager for å få tilbud om tilknytning til nettet dersom det er en liten og enkel tilknytning. Er tilknytningen definert som mer kompleks, vil det i de fleste tilfeller ta mer enn 20 dager. Kunden må også forvente flere dagers svartid på tilgjenge-

Tabell 7.1 Eksempel på angivelse av tid for tilknytning (Statnett)

| Tiltak | Konseptvalgutredning | Utrede og gjennomføre tiltak |
|---------------------------------------|---|------------------------------|
| Behov for økt transformator kapasitet | 1–4 måneder | 3–4 år |
| Ny transformatorstasjon | 6–12 måneder | 4–7 år |
| Ny kraftledning | 6–12 måneder (+12–18 måneder eksternt kvalitetssikring og myndighetsbehandling) | 5–10 år |

Kilde: Statnett (2022)

lig kapasitet i nettet, selv om selve jobben for å sjekke tilgjengeligheten tar fra 30 til 40 minutter. Selv om tidsbruken i flere tilknytninger er lang, legger nettselskapene vekt på at det ofte skyldes manglende informasjon fra sluttkunde/installatør.

Kartleggingen viser at nettselskapene i større grad bør tilgjengeliggjøre informasjon til kundene om forventede saksbehandlingstider, samt utarbeide interne rutiner for håndtering av henvendelser. Se eksempel på angivelse av tid for tilknytning i tabell 7.1.

7.2.5 Tildeling av kapasitet og køordning

NEM-forskriften § 4-14 første ledd omhandler krav om likebehandling, og pålegger nettselskapene å opptre nøytralt og ikke-diskriminerende. Dette gjelder også i tilknytningssaker, og som utgangspunkt skal tilknytningssaker dermed behandles i den rekkefølgen de kommer inn til nettselskap. Erfaringer fra RMEs tilsyn og klagesaksbehandling omtalt i boks 7.2 indikerer at det er ulik praksis hos nettselskap rundt hva som faktisk er kriteriene for at tilknytningssaken formelt sett har kommet inn, og hvor i prosessen kapasitet blir reservert til kunden. Det kan være første henvendelse, signert avtale om nettutredning, investeringsbeslutning for eget prosjekt, signert avtale om anleggsbidrag mv.

I tilfeller der flere aktører ønsker tilknytning og det ikke er tilstrekkelig kapasitet til alle, skal fordeling av ledig kapasitet skje på nøytrale og ikke-diskriminerende vilkår, jf. NEM-forskriften § 4-14. Det skal framgå klart av nettselskapenes praksis hvilke kriterier som gjelder for fordeling av ledig kapasitet. Tildelingen av ledig kapasitet skal være tidsavgrenset, og betinget av at aktøren benytter seg av denne innen fristen som er fastsatt av nettselskapet. Tidsavgrensningen skal normalt ikke fastsettes for lengre tid enn hva som vil være nødvendig for at aktøren kan ta sin investerings-

beslutning, og at det gis en ytterligere tidsfrist for selve utbyggingen. Vilårene for tildeling og tidsavgrensning skal gjøres kjent for aktørene og følges opp av nettselskapet.

Prinsippet om først i tid, best i rett⁵ er dagens kriterium for tildeling av *ledig* kapasitet, og for organisering av kø ved *manglende* kapasitet. Som beskrevet over er det imidlertid ikke alltid tydelig hva som faktisk er kriteriet for å være først i tid. I tillegg gjør geografisk betingete flaskehals, og fordeling av kapasitet fra overliggende nett til underliggende nett, at køordningen kan framstå som uoversiktlig.

Av hensyn til forutsigbarhet for kunder som ønsker tilknytning og som står i kø, bør det være tydelige og transparente kriterier for tildeling av kapasitet. Kriterier for tildeling av kapasitet ved tilknytningskø vil også kunne legge til rette for at nettselskapenes håndtering av tilknytningskøen er i tråd med NEM-forskriften § 4-14 om nøytral og ikke-diskriminerende opptreden.

7.2.6 Offentliggjøring av reservasjonslister

I dag er det kun nettselskap som har full informasjon om hvilke aktører som har bedt om tilknytning, på hvilket tidspunkt og hvilken plass de ulike aktørene har i køen for å bli tilknyttet strømmettet. Hensynet til transparens i fordelingen av kapasitet og kjøplasser tilsier at denne informasjonen bør være offentlig tilgjengelig. Samtidig kan denne type reservasjonslister hevdes å være underlagt taushetsplikt da den kan inneholde informasjon om hvordan bedrifter planlegger å utvikle virksomheten sin og at opplysninger om reservasjonslister kan være av konkurransemessig betydning. Flere nettselskap har etter ønske fra den enkelte industriaktør, inngått konfidensialitetsavtaler ved reserva-

⁵ Også omtalt som «førstemann til mølla».

Boks 7.2 Tilsyn med tilknytningsplikten og uenighetssak om reservasjon av kapasitet

Gjennom tilsyn og i enkeltsaker er det avdekket at nettselskap har hatt uklare kriterier for å fordele kapasitet til kundene sine. Nettselskapene praktiserer prinsippet om først i tid, best i rett, men det er i mange tilfeller uklart hva som skal til for at en aktør anses som å være først.

Uenighetssak om reservasjon av kapasitet

Som eksempel fattet RME 9. november 2020 vedtak i uenighetssak mellom Statens Vegvesen og et nettselskap, der partene var uenige om Statens Vegvesen faktisk hadde reservert kapasitet. RME vurderte at nettselskapet hadde en praksis for fordeling av ledig kapasitet som var i strid med regelverket. Nettselskapet måtte endre sin praksis for fordeling av ledig kapasitet ved tilknytning av nye kunder slik at kriteriene for tildeling av kapasitet er gjort tydelig kjent for aktørene på forhånd. Nettselskapet må til enhver tid sørge for at fordeling av ledig kapasitet skjer på bakgrunn av entydig og objektive

kriterier. Kriteriene skal være kommunisert til alle aktører i forkant.

Tilsyn med tilknytningsplikten

RME fører tilsyn med tilknytnings- og leveringsplikten. Dette innebærer å følge opp nettselskapenes praksis for å gi tilknytning til nytt forbruk og ny produksjon, samt legge til rette for forbruks- og produksjonsøkninger. RME gjennomførte tilsyn med tre regionalnettselskap i tillegg til Statnett i 2020. Det ble ikke gjennomført tilsyn i 2021. Tilsynene med de tre regionalnettselskapene avdekket ni avvik og seks anmerkninger. Samtlige selskap fikk avvik for ikke å ha entydige kriterier for å fordele ledig kapasitet. RME gjennomførte tilsyn med Statnetts praktisering av tilknytningsplikten i 2018. RME fant seks avvik. Ved et oppfølgende kontrolltilsyn med Statnett i 2020 ble det ikke funnet noen avvik.

Kilde: RME (2022)

sjon av kapasitet for å sikre utvikling av forretningsideer uten at disse gjøres offentlig kjent.

På RMEs nettsider framgår det at RME legger til grunn at nettselskapene bør «praktisere mest mulig åpenhet med hensyn til ledig kapasitet i nettet» og videre at «nettselskap [...] også [bør] praktisere mest mulig åpenhet knyttet til eventuelle reservasjoner av kapasitet til vanlige strømkunder» (RME, 2022). Formålet er å sikre et transparent og nøytralt marked på ikke-diskriminerende vilkår. Disse hensynene taler for at reservasjonskøen ikke skal anses som en hemmelighet.

Det er imidlertid ingen lov- eller forskriftshjemmel i energilovgivningen som direkte pålegger nettselskapene å utgi informasjonen om hvilke selskaper som har reservert kapasitet. NEM-forskriften §§ 4-6 og 4-14 stadfester kun plikten til å sørge for markedsadgang på objektive og nøytrale vilkår. Nettselskap som er offentlig eid, er underlagt offentlighetsloven.⁶ Dette innebærer at dokumenter som hovedregel er åpne for innsyn dersom annet ikke følger av lov eller forskrift.

Krav om offentlighet i reservasjonslister, vil underbygge transparens og tillit til at køen håndteres korrekt ved at den enkelte aktør selv kan drive kontroll av nettselskapets rangering av reservasjonskøen, og at ev. feil oppdages. Mulige negative konsekvenser ved å kreve offentlighet kan blant annet være omgåelsesproblematikk som opprettelse av skallselskaper og eller tåkelegging i form av mange forespørsler til flere steder for å skjule strategi. Dette kan være ressurskrevende og uoversiktlig å følge opp.

7.2.7 Alle tilknytninger må være driftsmessig forsvarlige

Før en kunde tilknyttes nettet må nettselskapet vurdere at tilknytningen er *driftsmessig forsvarlig* jf. NEM-forskriften § 3-2 annet ledd. Begrepet er først omtalt i høringsnotatet som blant annet omhandlet innføring av tilknytningsplikten:

«Driftsmessig forsvarlig er relatert til at driften kan videreføres i henhold til gjeldende bestemmelser om leveringskvalitet og krav til forsyningssikkerhet. Etter departementets syn vil hva som er driftsmessig forsvarlig måtte

⁶ Lov 19. mai 2006 nr. 16 om rett til innsyn i dokument i offentlig verksemd.

bestemmes ut fra en konkret vurdering i hvert enkelt tilfelle.»

Kilde: Olje- og energidepartementet (2008)

I Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) er høringen oppsummert, og her framkommer det blant annet at Norsk Hydro og Norsk Industri

«mener at det er behov for en nærmere presisering av hva departementet har ment med driftsmessig forsvarlig, hvorvidt det med begrepet er ment en teknisk driftsmessig vurdering eller også en vurdering av økonomiske forhold.»

Kilde: Olje- og energidepartementet (2009)

Til dette skrev departementet blant annet:

«Med driftsmessig forsvarlig forstår departementet at tilknytningen gir akseptable virkninger ut fra en teknisk faglig vurdering av nettet.»

Kilde: Olje- og energidepartementet (2009)

NVE har senere utdypet dette med at med driftsmessig forsvarlig forstås at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder og at strøm- og spenningsgrenser overholdes i alle deler av nettet.

I tillegg er det vanlig at konsesjonær legger til grunn en egen driftspolicy som i prinsippet reflekterer hvilken risiko for utfall nettselskapet er villig til å ta.

I vurderingen av om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig har konsesjonæren som gir tilknytning i tillegg til å vurdere situasjonen i eget nett, også et ansvar for å avklare forholdene i overliggende/tilgrensende nett med respektive netteiere. Det er den samlede vurderingen som må legges til grunn. Dersom det er kapasitetsproblemer i overliggende nett, er det ikke driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning før nødvendige tiltak er gjennomført.

Nettselskapets vurderinger av driftsmessig forsvarlighet, er svært viktig for nettkunden. Dersom nettselskapet vurderer at det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte kunden i eksisterende nett, vil kunden måtte betale anleggsbidrag samtidig som tidspunkt for tilknytning forskyves i tid. Dette tilsier at det bør være høy grad av transparens rundt hvilke vurderinger nettselskapet gjør, og at det er behov for en tydeliggjøring av hva som inngår i nettselskapets analyser og hvilken driftspolicy de operer med. I dag er situasjonen ikke nødvendigvis slik.

Vurderingen av om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig er en vurdering av om det er plass til tilknytningen i eksisterende nett. I sin enkleste form sammenlignes eksisterende kapasitet i nettet, med det forespurte effektuttaket til kunden som skal tilknyttes. Dersom den ledige kapasiteten er større enn kundens forespurte effektuttak, er tilknytningen driftsmessig forsvarlig.

Flere faktorer kan være begrensende for om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig. Alle elektriske komponenter har en termisk overføringsgrense som angir øvre grense for hvor mye effekt komponenten fysisk er i stand til å overføre. Varig overskridelse av termisk kapasitetsgrense, gir havari på komponenten.

Både kapasiteten i eksisterende nett og effektuttaket til kunder som skal tilknyttes, er dynamiske størrelser. Den enkelte kundes effektbruk varierer innad i timen, over døgnet og mellom årstider. Tilsvarende vil ledig kapasitet i et gitt punkt i nettet variere med eksisterende kunder under samme punkt sin bruk av nettet, og ev. sammenlagrings- og samtidighetsfaktorer mellom dem.⁷

I tillegg til termisk kapasitet må krav til spenningskvalitet være oppfylt for at en tilknytning skal være driftsmessig forsvarlig. Spenningskvalitet vil eksempelvis kunne utgjøre en begrensning på lavere nettnivå der spenningsfall langs en radial kan gjøre at nettet må forsterkes før lasten kan økes, eller der enkeltkunder har en type effekttrekk som kan gi forstyrrelser for andre. Dette kan gi utslag i at eksempelvis større ferge- og elbilladere blir tilknyttet «elektrisk langt unna» annet forbruk, for å unngå at spenningskvalitetsforstyrrelser fra omformeranleggene forplanter seg til andre kunder. For å unngå at enkeltkunder bruker opp hele «kapasiteten for støy», kan nettselskap ved tilknytning tildele såkalte «støykvoter» (RME, 2022). Krav til spenningskvalitet er gitt i leveringskvalitetsforskriften.⁸

Videre vil nettselskapet sikre en tilstrekkelig god leveringspålitelighet til eksisterende og nye kunder. Kraftsystemet er eksponert for omgivelsene, og det er nødvendig å ta høyde for at ekstern påvirkning – eksempelvis trefall – kan og vil inntreffe, samt at det fra tid til annen er behov for å koble ut nettanlegg for å drive vedlikehold. Det er ikke kvantifisert krav til verken antall eller varighet av avbrudd. Derimot er leveringspålitelighet insentivregulert gjennom ordningen med kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikke-

⁷ Begrepene er forklart i boks 5.3.

⁸ Forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet.

levert energi (KILE). KILE-elementet representerer kundenes kostnader ved avbrudd, og ordningen innebærer at kundenes avbruddskostnader tas med i nettselskapenes bedriftsøkonomiske vurderinger. KILE-ordningen har som formål å gi nettselskapene insentiv til å planlegge og drifte nettet med en samfunnsøkonomisk optimal leveringspålidelighet. Ordningen er basert på standardsatser for seks ulike kundegrupper, og sier noe om de ulike gruppenes kostnader forbundet med avbrudd. Innad i gruppen vil det være kunder som har både høyere og lavere faktiske avbruddskostnader. Ordningen gir dermed kun en tilnærming til de faktiske samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd. Satsene reflekterer også bare kostnadene til enkeltbrukere av nettet ved avbrudd. Ved ev. store og langvarige avbrudd, vil kostnadene for samfunnet kunne være større enn summen av kostnadene for enkeltbrukere av nettet, fordi følgevirkningene på tvers av ulike sektorer og enkeltbrukere ikke hensyntas. Særlig kan de faktiske samfunnsøkonomiske kostnadene ved utfall i regional- og transmissjonsnett være vanskelig å fastslå.

I regional- og transmissjonsnett er N-1-kriteriet («N minus 1») et utbredt prinsipp. N-1 innebærer at utfall av en komponent (eksempelvis en transformator eller en ledning) ikke skal føre til at forbruk kobles ut. Statnett har også fastsatt en driftspolicy som angir et «mulighetsrom» for akseptable konsekvenser som følge av ikke-planlagte hendelser i driften av kraftsystemet. Statnetts driftspolicy er omtalt i kapittel 5, boks 5.2.

Hva som vurderes som tilstrekkelig leveringspålidelighet kan variere mellom nettselskap, og vil avhenge av ulike risikovurderinger i de forskjellige selskapene. Både N-1, tommelfingerregler som i Statnetts driftspolicy og konkrete KILE-vurderinger benyttes i vurderingen av om tilknytning er driftsmessig forsvarlig. I sistnevnte sammenlignes forventede avbruddskostnader med merkostnaden ved redundant forsyning. Dersom de ventede avbruddskostnadene er høyere, signaliserer det behov for redundant forsyning enten i strømmettet eller backupløsninger hos kunden selv.

Ved bruk av tilknytning med vilkår, tillater nettselskapet at det tilknyttes mer forbruk i eksisterende nett enn det nettselskapet ellers ville vurdert som driftsmessig forsvarlig. Dette er en frivillig ordning, og kunden godtar å kunne kobles ut ved gitte hendelser mot at nettselskapet ikke gjør nettførsterkninger som ellers ville være nødvendige for å tillate tilknytning.

Siden kraftnettet henger elektrisk sammen, vil tiltak én netteier gjør i sitt nett kunne påvirke

nettet til andre netteiere. Vurderinger av om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig, må derfor koordineres mellom netteiere. Per i dag har netteiere begrenset innsyn i data og forhold i andre tilgrensende nett. Dette gjør denne koordineringen utfordrende. Dersom de berørte netteierne i tillegg hver for seg legger på sikkerhetsmarginer for å ta høyde for mangel på innsyn i tilgrensende nett, kan de samlede sikkerhetsmarginene bli høyere enn det som ellers ville vært nødvendig. Hvis det legges til rette for digital samhandling mellom nettselskapene, og utvidelse av observerbarhetsområdet til det enkelte nettselskap utover egne nettanlegg, vil det bidra til å lette koordineringen, øke transparens og kvalitet i kapasitetsvurderinger.

Generelt er det et problem at forutsetningene og kriteriene for nettselskapenes vurderinger i liten grad er gjort kjent, og at de i liten grad kan etterprøves. Dette kan svekke tilliten til at vurderingene som gjøres er nøytrale, og at like tilfeller blir behandlet likt.

I et større perspektiv vil mer åpenhet og transparens rundt hvordan nettselskapene og Statnett vurderer driftsmessig forsvarlighet, kunne danne grunnlag for en mer opplyst diskusjon om hvilken risiko kraftsystemet driftes med veid opp mot behovet for å tilrettelegge for nye tilknytninger.

7.2.8 Tilknytning med vilkår bør operasjonaliseres

Tilknytning med vilkår kan være et godt alternativ for kunder som ikke har samme behov for leveringspålidelighet som nettet normalt bygges og driftes for, eller for kunder som kan akseptere redusert leveringspålidelighet i påvente av at framtidige nettinvesteringer gjennomføres.

Nettselskapene opplever stor pågang fra aktører som ønsker tilknytning på vilkår. Dersom det er kapasitetsbegrensning i overliggende nett, må berørte nettselskap koordinere dette på en måte som sikrer at forsvarlig drift opprettholdes på alle nettnivå. Statnett og nettselskapene er i prosess med å utforme avtaleverk for håndteringen av dette.

Motivasjonen for nettkunder for å inngå slike avtaler kan være å unngå anleggsbidrag og/eller tidligere tilknytning enn det som ellers ville vært mulig. På den måten kan tilknytning med vilkår i prinsippet ses på som en anleggsbidragsrabatt, mot at kunden aksepterer en noe redusert forsyningsikkerhet. En svakhet ved ordningen er at det kun er de nye kundenes villighet til å kobles

ut som avdekkes, selv om eksisterende kunder vil kunne ha en lavere avbruddskostnader enn den nye kunden. I et fungerende marked for fleksibilitet vil også de eksisterende kunders villighet til å kobles ut blitt synliggjort, og en mer effektiv løsning på beskrankningen kunne blitt realisert. Tilknytning med vilkår er en ordning som er enklere å etablere og håndtere enn et fullverdig fleksibilitetsmarked, og som gir nettselskapet sikkerhet for at nødvendig volum av utkobling er tilgjengelig når det trengs ved at dette er bilateralt avtalt mellom nettselskap og en enkelt kunde.

7.3 Innspill

7.3.1 Eksterne innspill

Utvalget har fått en rekke innspill om tilknytningsprosessen. Det er særlig knyttet til kriterier for reservasjon og tildeling av kapasitet. Flere peker på at andre kriterier enn først i tid, best i rett bør gjelde. Blant annet blir verdiskapning, sysselsetting, miljø- og klimapåvirkning og modenhet nevnt som alternative kriterier. Andre er opptatt av at det må være tydelige, transparente og forutsigbare kriterier.

Diverse tiltak for å sikre at køen består av mest mulig reelle prosjekter, blir også trukket fram. Flere peker på behov for å begrense omfanget av reservasjoner ved å kreve en viss modenhet på kundens side, i tillegg til en form for betaling for reservasjon. Flere trekker fram at reservasjon av kapasitet må være tidsavgrenset, og at den som reserverer må ha en realistisk framdriftsplan. Det er pekt på at det bør være strengere krav til tilknytningssøknader og at mangelfulle søknader havner bakerst i køen. Behov for å identifisere enkeltprosjekter med en unik ID på tvers av nettområder blir trukket fram som et tiltak for å unngå at det samme forbruket telles flere ganger.

Flere peker på at tidsfrister for nettselskaperes saksbehandling kan bidra til å redusere tiden det tar å få svar fra nettselskapet.

Det blir trukket fram at nettselskaperes analyse i størst mulig grad bør være tilgjengelig for aktører, eksempelvis vurderingen av om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig. Det blir påpekt at mangel på innsyn av de konkrete vurderingene av driftsmessig forsvarlighet, gjør at det oppleves ulikt fra selskap til selskap, selv om det ikke nødvendigvis er så stor forskjell.

Flere innspill er positive til ordningen med tilknytning på vilkår, men etterlyser at nettselskap-

ene setter vilkår som synliggjør industriens muligheter. Videre bør kundene få bedre informasjon om hvor hyppig og hvor lenge det er sannsynlig å kobles ut for å være villige til å inngå slike avtaler. Det blir uttrykt bekymring for at kundene ikke vil få et reelt valg mellom N-1 eller tilknytning med vilkår grunnet dagens nettsituasjon, og at kundene i stedet tvinges inn i slike avtaler fordi nettselskapet vurderer dette som måten å gi kunden en driftsmessig forsvarlig tilknytning på.

Mange tar til orde for at det bør innføres en form for betaling/avgift/tariff for reservasjon av kapasitet som kan være et supplement til, eller istedenfor, anleggsbidrag.

7.3.2 Ekstern utredning

Oslo Economics har i en prosessanalyse sett på årsaker til tidsbruk i nettselskaperes tilknytningsprosess (Oslo Economics, 2022). De påpeker at årsakene til ledetid er sammensatt for nettselskaperne. For det første bidrar ikke kraftsystemutredningene tilstrekkelig til en tidlig og god start på nettutviklingen. Videre er det lite publisert informasjon til aktørene som ønsker tilknytning, noe som gir nettselskaperne mye arbeid knyttet til veiledning. I tillegg opplever nettselskaperne at det er målkonflikt i tilknytnings-sakene. Prosessene deres er heller ikke rigget for så mange saker som de opplever nå, og de har kø på både svar på tilknytning, utredning og å starte prosjekt. I tillegg har noen nettselskap tunge beslutningsprosesser, og opplever at de må vente på et tydelig definert og sikkert behov før de utreder prosjektene sine videre.

Før en tilknytning kan tillates må nettselskaperne, i henhold til utredningsplikten, vurdere om det er driftsmessig forsvarlig å knytte til kunden, jf. NEM-forskriften § 3-2. Det er imidlertid ikke entydig definert hva som menes med en driftsmessig forsvarlig tilknytning. Nettselskaperne forteller at praksisen varierer og at de i flere saker må avveie hensynet mellom å gi markedsadgang til nye kunder og akseptere svekket forsynings-sikkerhet til eksisterende kunder.

Flere forbrukskunder opplever at det tar lang tid å få svar på om det er driftsmessig forsvarlig å knytte dem til eller ikke. En av årsakene til at dette tar lang tid hos nettselskaperne, er at de ikke har vært rigget for å håndtere antallet kunder, med tilhørende volum, som ønsker tilknytning til nettet. Tilknytningsprosessene til nettselskaperne er laget for å håndtere én og én større kunde av gangen, som har vært det de historisk sett har måttet forholde seg til. Når mange kunder søker

tilknytning på samme tid, oppstår det derfor kø. Dette kan også ha ført til at vurderingene som gjøres av enkeltkunder i liten grad kan gjenbrukes når det kommer en ny henvendelse i samme området kort tid etterpå. Dermed må det gjøres en ny analyse for hver kunde som tar kontakt, noe som er tid- og ressurskrevende.

7.4 Utvalgets vurderinger

Å tilknytte nye kunder er blant kjerneoppgavene til et nettselskap. De siste årene har det vært en stor økning i etterspurt kapasitet hos nettselskapene. For å møte denne etterspørselen på en effektiv måte, mener utvalget det bør gjøres en rekke større og mindre tiltak for å forbedre tilknytningsprosessen. De foreslåtte tiltakene har til hensikt å gjøre tilknytningsprosessen mer transparent og forutsigbar for kundene, gi bedre oversikt over tilfanget av tilknytningssaker, bedre oversikt over realismen i planene, tydeligere kriterier for å reservere kapasitet og på den måten redusere behovet for prioriteringskriterier.

Utvalget registrerer at det allerede pågår arbeid blant nettselskapene for å forbedre tilknytningsprosessen. Utvalget viser eksempelvis til forslag til bransjenorm for nettilknytning utarbeidet av DNV for Energi Norge (DNV, 2021) og Digin sitt prosjekt om digitalt støtteverktøy til tilknytningssaker, og mener disse er gode utgangspunkt for å forbedre tilknytningsprosessen.

7.4.1 Bedre informasjon gir bedre ressursutnyttelse

Tilgjengelig informasjon til omverden om nåværende og framtidig ledig kapasitet i nettet, vil redusere nettselskapets behov for å veilede enkeltkunder. Sammen med tydelig spesifisering av hvilken informasjon nettselskapet trenger fra kunden kan tilgjengeliggjøring av informasjon bidra til at nettselskapene bruker ressurser på å utrede tilknytningssaker med større sannsynlighet for realisering enn det som er tilfelle i dag. For å redusere usikkerheten i faktisk etterspørsel, er det videre viktig at enkeltprosjekter som søker kapasitet på flere lokasjoner samtidig blir identifisert på tvers av nettområder.

Utvalget anbefaler at det opprettes et tilknytningsregister. En del av dagens usikkerhet i framtidig etterspørsel etter kapasitet, skyldes at det ikke finnes oversikt over prosjekter som er registrert hos flere nettselskap samtidig. Utvalget anbefaler at Statnett holder et nasjonalt register

for tilknytningssaker over 1 MW, og der tilknytningssaker blir identifisert på tvers av nettområder.

Utvalget anbefaler at RME gjennom arbeidet med digital samhandling adresserer utarbeidelse av et nasjonalt kapasitetskart. Dette bør gis prioritet med sikte på rask tilgjengeliggjøring av en enkel førsteversjon.

På bakgrunn av stor etterspørsel etter kapasitet og kø flere steder, er det viktig at behandlings- og utredningsressurser hos nettselskapene blir allokert effektivt. Et web-/søknadskjema med bestemte parametere som må fylles ut for å be om tilknytning, kan fjerne de minst håndfaste henvendelsene om tilknytning, samtidig som det enkelte nettselskap kan bruke mindre tid på veiledning og innhenting av informasjon. Utvalget anbefaler at nettselskapene enes om hvilken informasjon som skal kreves i tilknytningsprosessen gjennom en bransjenorm.

Med dagens høye etterspørsel etter tilknytning og knapphet på kapasitet, er det viktig at køen blir håndtert riktig, og at aktørene har tillit til at den blir håndtert riktig. I dag gis det i mange tilfeller ikke innsyn i det enkelte nettselskaps tilknytningskø. Dette kan svekke aktørenes tillit til at kapasiteten blir tildelt på like vilkår. Utvalget anbefaler at lister med oversikt over reservert kapasitet ikke skal være konfidensielle. Det innebærer at aktører som skal reservere kapasitet i eksisterende eller framtidig nett, må akseptere at reservasjonen deres kan gjøres offentlig kjent.

God informasjon om gjeldende regelverk og praksis vil gjøre kundene bedre i stand til å forstå tilknytningsprosessen. Utvalget anbefaler at NVE og RME vedlikeholder nettsider med informasjon om til enhver tid gjeldende regelverk og praksis for tilknytning til strømmettet.

Informasjon om og selve prosessen for hvordan kunden skal få nettilknytning har vært for lite standardisert og transparent. Utvalget mener den foreslåtte bransjenormen for nettilknytning (DNV, 2021) er et godt utgangspunkt, og anbefaler at denne benyttes som utgangspunkt for beskrivelse av tilknytningsprosessen. Utvalget mener nettselskapene bør legge mer ressurser i å utarbeide og vedlikeholde nettsider som forventningsstyrer og gir kundene informasjon om tilknytningsprosessen. Kundene bør få informasjon om de ulike stegene i prosessen, hvor lang tid de vil ta, hvilken informasjon kunden selv må komme med og hvilke rettigheter kunden har. RME bør gis ressurser og hjemmel til å kunne følge opp at nettselskapene gir god informasjon til kundene.

Utvalget anbefaler en ny bestemmelse i NEM-forskriften (forslag til ny § 3-4) som vil utfylle anleggskonsesjonærens plikter til å tilknytte nettkunder etter NEM-forskriftens §§ 3-2 og 3-3. Denne bestemmelsen vil tydeliggjøre anleggskonsesjonærens plikter.

Bestemmelsen vil pålegge anleggskonsesjonæren å gi svar uten ugrunnet opphold på om det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte omsøkt uttak eller produksjonsanlegg til eksisterende nett. Svaret skal gis uten ugrunnet opphold fra tidspunktet uttakskunden bestiller tilknytning. Hvis svaret er avhengig av forhold hos andre konsesjonærer, gjelder plikten til å svare uten ugrunnet opphold også de andre konsesjonærene. Videre vil bestemmelsen pålegge at konsesjonæren med tilknytningsplikt, skal innhente svar fra andre konsesjonærer. Bestemmelsen vil også regulere at anleggskonsesjonærens vurdering av om det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte omsøkt uttak, skal dokumenteres og på forespørsel gjøres tilgjengelig.

Bestemmelsen vil regulere nettkundens rett til tilbud om nettavtale uten ugrunnet opphold, dersom tilknytningen er driftsmessig forsvarlig.

Videre vil bestemmelsen regulere at dersom tilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig og det må gjennomføres videre utredninger og søkes konsesjon for nettiltak, skal nettkunden, uten ugrunnet opphold, få tilbud om utredningsavtale. Se omtalen i kapittel 15.2 og 15.4.2.

7.4.2 Kriterier for tildeling av kapasitet

Mange nettselskap har allerede kø av tilknytningshenvendelser. I flere områder er det flaskehals mot transmisjonsnettet som det vil ta lang tid å utbedre. Etter dagens praksis skal tilknytningshenvendelsene behandles uten ugrunnet opphold etter prinsippet om først i tid, best i rett (førstemann til mølla).

Reservasjonstidspunkt og -varighet

Prinsippet om først i tid, best i rett er et objektivt og ikke-diskriminerende kriterium som har fungert godt i lang tid. Imidlertid har det vært ulik praksis mellom nettselskap rundt hvilket tidspunkt kapasitet kan reserveres og hvor lenge kapasiteten kan reserveres uten å ta den i bruk. Dersom det ikke er knapphet på kapasitet, behøver ikke dette være et problem, så lenge nettselskapet har entydige og objektive kriterier for kapasitetstildeling som er gjort kjent for aktørene på forhånd.

Hvor tidlig i tilknytningsprosessen det bør tiltales å reservere kapasitet i eksisterende nett er en avveining av å sikre tilstrekkelig forutsigbarhet versus å unngå at for tidlige reserverasjoner ikke realiseres og utgjør en markedsbarriere for andre kunder. Som følge av stor variasjon i ledetider for kundenes egne prosjekter, er det vanskelig å fastsette én reservasjonsvarighet som skal gjelde for alle. En kort frist vil favorisere prosjekter med kort utbyggingstid, mens en lang frist i mange tilfeller aldri vil bli bindende. Som et alternativ til dette kan det være hensiktsmessig å kreve at kunden må framlegge en realistisk framdriftsplan for eget prosjekt, som blir førende for når kapasiteten må tas i bruk. Kombinert med en reservasjonspris (som omtalt i kapittel 4.5.1) kan dette bidra til å avdekke etterspørselen.

Dersom det er knapphet på kapasitet, må nettselskapet utrede nødvendige løsninger for å kunne tilknytte mer. En nettutredning kan avdekke at det er nødvendig å gjennomføre flere nettinvesteringer på ulike nettnivå for å dekke den samlede etterspørselen etter ny kapasitet. Eksempelvis kan utvidelse av en eksisterende transformator dekke deler av etterspørselen, mens det resterende krever en ny ledning. Disse tiltakene vil ha ulike ledetider, med det resultat at kundene vil måtte tilknyttes på ulike tidspunkt. Hvem av aktørene som har betalt utredningskostnader og står i kø for tilknytning til nytt nett, og som får tilknytning først, bør være med utgangspunkt i først i tid, best i rett.

Utvalget mener dette taler for at nettselskapene bør ha felles retningslinjer for reservasjon av kapasitet og køordning. Dette vil bidra til at alle kunder blir behandlet likt, uavhengig av hvor i landet kunden ønsker tilknytning. Utvalget mener den foreslåtte bransjenormen for nettilknytning er et godt utgangspunkt for felles retningslinjer for dette.

Vurdering av andre prioriteringskriterier enn først i tid, best i rett

Utvalget er bedt om å vurdere om det er hensiktsmessig å innføre kriterier for hvordan Statnett og de øvrige nettselskapene kan prioritere nye tilknytninger i tilfeller der det oppstår kø av aktører som ønsker nettilknytning, og eventuelt foreslå slike kriterier. Kriteriene må være robuste over tid, objektive, ikke-diskriminerende og transparente, og kunne anvendes i praksis av nettselskapene og i behandlingen av eventuelle klager vedrørende tilknytningsplikten.

Innspill knyttet til behov for prioritering av ulike forbruksgrupper er et signal om at dagens

kapasitet ikke er tilstrekkelig og at det er knapphet på kapasitet. Samtidig er dette et midlertidig problem, som avtar når kapasiteten økes. Utfordringen i dag er at slik kapasitetsøkning tar for lang tid.

Forslagene i kapittel 4 om prising av reservasjon vil også bidra til å redusere behovet for ekstra kriterier for tildeling av kapasitet (prioritering).

- *Prioritering av bestemte forbruksgrupper eller politiske målsetninger.* Prioritering av enkelte forbruksgrupper, vil bryte med prinsippet om nøytralitet og ikke-diskriminering, og dermed ikke være i tråd med energilovens prinsipper. Slike kriterier vil heller ikke være robuste over tid. Når enkelte næringer eller forbruksgrupper prioriteres framfor andre, kan det føre til at ulønnsomme eller mindre lønnsomme virksomheter gis tilgang til nettet på bekostning av mer lønnsomme virksomheter. Dermed blir den samlede verdiskapingen i samfunnet lavere enn den kunne vært. En eventuell prioritering av enkelte forbruksgrupper vil være en politisk vurdering.
- *Prising / betalingsvillighet.* Samfunnsøkonomisk sett er betalingsvillighet et tilstrekkelig kriterium for tildeling av kapasitet, gitt at tiltakshaver stilles overfor de fulle samfunnsøkonomiske kostnadene ved prosjektet. Ulike former for betaling for reservasjon av kapasitet blir drøftet i kapittel 4. I kapittel 4.5.1 anbefaler utvalget at ubrukt og reservert kapasitet i eksisterende regional- og transmisjonsnett skal prises med et ledd for abonnert effekt. Dette vil også bidra til å redusere behovet for prioriteringskriterier. Der det er nødvendig å gjennomføre nettinvesteringer blir de som etterspør kapasitetsøkningen etter dagens regelverk, stilt overfor kostnadene for dette gjennom betaling for nettutredninger og anleggsbidrag. Som omtalt i kapittel 4.5.3 mener utvalget at summen av kostnader for nettutredninger og anleggsbidrag, bør utgjøre øvre grense for hva en nettilknytning bør koste. Det innebærer at alle som er villig til å betale for nettutredninger og anleggsbidrag stiller likt – alt annet likt. Gitt at en nettutredning resulterer i flere netttiltak med ulik ledetid, vil det i et slikt tilfelle være prinsippet om først i tid, best i rett som avgjør hvem som får tilknytning først. Et viktig moment er at prisignalene gjennom betaling for nettutredninger og anleggsbidrag kommer tidligere enn det som er tilfelle i dag, jf. anbefaling om dette i kapittel 4.5.2.

- *Modenhet.* Eventuelle kriterier om modenhet må utformes på en måte som ikke favoriserer bestemte typer næring eller industri. Enkle modenhetskriterier som allerede benyttes i dag, er om kunden har gitt nettselskapet tilstrekkelig informasjon til at saken tas til behandling og aksept for å betale for ev. nettutredninger og anleggsbidrag. Andre kriterier kan eksempelvis være tilgang til areal, konkret plan for bruk av hele den etterspurte kapasiteten, tidligere involvering i kraftsystemutredninger mv. Vurdering av modenhet vil i mange tilfeller innebære at det må foretas skjønnsmessige vurderinger. Dersom modenhet skal brukes som prioriteringsmekanisme, må dette være basert på entydige og objektive kriterier som i liten grad etterlater rom for skjønnsutøvelse.

Gitt dagens store etterspørsel mener utvalget det kan være nødvendig med enkle og entydige modenhetskrav. Krav til modenhet bør differensieres avhengig av om det gjelder tildeling av kapasitet i eksisterende nett eller for nettforsterkninger som er under utredning. For framtidige anlegg bør det være tilstrekkelig med betaling av utredningskostnader og anleggsbidrag, mens det for tildeling av kapasitet i eksisterende nett kan være nødvendig med krav som konkret bruk av omsøkt kapasitet. Dette kommer i tillegg til betaling av abonnert effekt, jf. anbefaling i kapittel 4.5.1.

Utvalget anbefaler å videreføre prinsippet om nøytral og ikke-diskriminerende opptreden ved tildeling av kapasitet. Dette er i dag praktisert som først i tid, best i rett. Utvalget anbefaler at gjeldende praksis i større grad formaliseres mht. hva kundene skal være først i tid til og hva som kreves av kunden for å kunne reservere kapasitet, samt betaling for reservasjon jf. omtale i kapittel 4. Der ellers like kunder stiller likt, mener utvalget det i siste instans er prinsippet om er først i tid, best i rett som gjelder. Krav til kundene må være objektive og ikke-diskriminerende, eksempelvis konkret plan for bruk av den etterspurte kapasiteten og aksept for at reservasjonen kan gjøres offentlig. Utvalget anbefaler ikke prioriteringskriterier basert på spesifikke kundegrupper eller bestemte politiske målsetninger.

7.4.3 Økt tilsyn med tilknytningsplikten

Den store økningen i etterspørsel etter tilknytning kan gi nettselskapene en utfordring med å håndtere alle deler av tilknytningsprosessen uten ugrunnet opphold.

Et virkemiddel for å sikre at nettselskapenes praksis er i tråd med regelverket, er gjennomføring av tilsyn, jf. kapittel 7.2.5 og boks 7.2. Utvalget anbefaler at RME øker tilsynsvirkosomheten knyttet til oppfølging av tilknytningsplikten, og tilføres ressurser for å gjøre dette. Økt tilsynsvirkosomhet kan bidra til økt oppmerksomhet i nettselskapene på å håndtere tilknytninger uten ugrunnet opphold.

Tilknytningssaker kan variere mye i omfang og kompleksitet. Det er derfor vanskelig å fastsette ett sett med tidsfrister som skal gjelde for alle tilknytningssaker. Samtidig kan nettselskapets tidsbruk ha stor betydning for kundene, og det er viktig at kundene har tillit til at nettselskapet faktisk utfører tilknytninger uten ugrunnet opphold. Som alternativ til direkte krav kan nettselskapenes tidsbruk måles og synliggjøres eller premieres. Utvalget anbefaler at RME følger opp anbefalinger i RME ekstern rapport nr. 4/2021 om kartlegging og anbefalt regulering av nettselskapenes tidsbruk ved tilknytning av nye kunder.

7.4.4 Vurdering av driftsmessig forsvarlig og bruk av tilknytning med vilkår

I kapittel 7.2.7 er det pekt på at det er ulik praksis hos nettselskapene knyttet til hva som inngår i vurderingen av hvorvidt tilknytning er driftsmessig forsvarlig.

Utvalget anbefaler at nettselskapene i samråd utarbeider kriterier som skal brukes for å vurdere driftsmessig forsvarlighet. Kriteriene må være nøytrale, objektive og ikke-diskriminerende. Utvalget anbefaler at kundene på forespørsel skal få innsyn i den konkrete vurderingen av sin tilknytningssak.

Dagens etterspørsel etter kapasitet overstiger det som er mulig å tilknytte med ordinære vilkår på kort sikt. Med bruk av tilknytning på vilkår kan nytt forbruk likevel tilknyttes i eksisterende nett, enten med permanente vilkår eller i påvente av en nettførsterkning. Omfattende bruk av tilknytning på vilkår vil gi en mer komplisert systemdrift, og det er viktig at dette håndteres på en god måte. Statnett har som systemansvarlig et ansvar for å håndtere flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettet, og blir dermed berørt av avtaler om tilknytning på vilkår i eget og underliggende nett. Utvalget anbefaler at Statnett i samarbeid med underliggende nettselskap prioriterer å operasjonalisere bruk av tilknytning på vilkår. Dette innebærer at nettselskapene enes om hvordan vilkår kan utformes, og avklarer seg imellom ansvar for overvåking, oppfølging av at vilkårene etterleves og faktisk utkobling eller reduksjon dersom vilkårene er

oppfylt. Nettkundene bør involveres i arbeidet med å fastsette vilkår.

En svakhet ved ordningen med tilknytning på vilkår er at den ikke inkluderer eksisterende nettkunder. Siden det kun er nye kunder som møter ev. vilkår om utkobling, kan ordningen gjøre at det ikke er det forbruket med lavest avbruddskostnad som blir koblet ut. Utvalget anbefaler derfor at departementet utreder bruk av vilkår om utkobling eller redusert forsyning også for eksisterende kunder.

7.5 Oppsummering av utvalgets anbefalinger

Utvalget anbefaler at Statnett holder et nasjonalt register for tilknytningssaker over 1 MW, og der tilknytningssaker blir identifisert på tvers av nettområder.

Utvalget anbefaler at RME gjennom arbeidet med digital samhandling adresserer utarbeidelse av et nasjonalt kapasitetskart.

Utvalget anbefaler at nettselskapene enes om hvilken informasjon som skal kreves i tilknytningsprosessen gjennom en bransjenorm.

Utvalget anbefaler at lister med oversikt over reservert kapasitet ikke skal være konfidensielle.

Utvalget anbefaler at NVE og RME holder vedlike nettsider med informasjon om til enhver tid gjeldende regelverk og praksis for tilknytning til strømnettet.

Informasjon om og selve prosessen for hvordan kunden skal få nettilknytning har vært for lite standardisert og transparent. Utvalget mener den foreslåtte bransjenormen for nettilknytning er godt utgangspunkt, og anbefaler at denne benyttes som utgangspunkt for beskrivelse av tilknytningsprosessen. Utvalget mener nettselskapene bør legge mer ressurser i å utarbeide og vedlikeholde nettsider som forventningsstyrer og gir kundene informasjon om tilknytningsprosessen.

Utvalget anbefaler også endringer i NEM-forskriften for å tydeliggjøre anleggskonsesjonærens plikter.

Utvalget mener nettselskapene bør ha felles retningslinjer for reservasjon av kapasitet og køordning. Dette vil bidra til at alle kunder blir behandlet likt, uavhengig av hvor i landet kunden ønsker tilknytning. Utvalget mener den foreslåtte bransjenormen for nettilknytning er et godt utgangspunkt for felles retningslinjer for dette.

Gitt dagens store etterspørsel mener utvalget det kan være nødvendig med enkle og entydige

modenhetskrav. Krav til modenhet bør differensieres avhengig av om det gjelder tildeling av kapasitet i eksisterende nett eller for nettforsterkninger som er under utredning. For framtidige anlegg bør det være tilstrekkelig med betaling av utredningskostnader og anleggsbidrag, mens det for tildeling av kapasitet i eksisterende nett kan være nødvendig med krav som konkret bruk av omsøkt kapasitet. Dette kommer i tillegg til betaling av abonnert effekt, jf. anbefaling i kapittel 4.5.1.

Utvalget anbefaler å videreføre prinsippet om nøytral og ikke-diskriminerende opptreden ved tildeling av kapasitet. Dette er i dag praktisert som først i tid, best i rett. Utvalget anbefaler at gjeldende praksis i større grad formaliseres mht. hva kundene skal være først i tid til, og hva som kreves av kunden for å kunne reservere kapasitet, samt betaling for reservasjon jf. omtale i kapittel 4.

Utvalget anbefaler ikke prioriteringskriterier basert på spesifikke kundegrupper eller bestemte politiske målsetninger.

Utvalget anbefaler at RME øker tilsynsvirksomheten knyttet til oppfølging av tilknytningsplikten, og tilføres ressurser for å gjøre dette.

Utvalget anbefaler at RME følger opp anbefalinger i RME ekstern rapport nr. 4/2021 om kartlegging og anbefalt regulering av nettselskapenes tidsbruk ved tilknytning av nye kunder.

Utvalget anbefaler at nettselskapene i samråd utarbeider kriterier som skal brukes for å vurdere driftsmessig forsvarlighet.

Utvalget anbefaler at kundene på forespørsel skal få innsyn i den konkrete vurderingen av sin tilknytningssak.

Utvalget anbefaler at Statnett i samarbeid med underliggende nettselskap prioriterer å operasjonalisere bruk av tilknytning på vilkår.

Utvalget anbefaler at departementet utreder bruk av vilkår om utkobling eller redusert forsyning også for eksisterende kunder.

Virkninger av utvalgets anbefalinger

Tiltakene forventes å gi en betydelig bedre og mer forutsigbar tilknytningsprosess både for nettselskap og nettkunde, og at tilknytningsprosessen nettkundene møter, blir mer standardisert. Det vil bli tydelig når, hvor lenge, og på hvilke vilkår kundene har fått tildelt kapasitet i eksisterende nett, og gjøre køen betydelig mer oversiktlig. Tilsyn og måling av tidsbruk vil kunne bidra til at nettselskapene håndterer tilknytningsaker uten ugrunnet opphold. Tiltakene vil virke positivt også for å redusere usikkerheten i den framtidige etterspørselen etter nettkapasitet. Tiltakene innebærer behov for ressurser til RME for tilsyn og oppfølging av tilknytningsplikten.

Kapittel 8

Utvidet tilknytningsplikt, planrolle og dispensasjon

Utvalget er i mandatet under hovedpunktet «mulige forbedringer i systemet med tilknytningsplikt», blant annet bedt om å vurdere utvidet tilknytningsplikt, Statnetts forslag om en utvidet «planrolle», samt adgangen til å dispensere fra tilknytningsplikten for forbruk. I dette kapitlet vurderes om utvidet tilknytningsplikt er hensiktsmessig, og hvordan en eventuell planrolle kan utformes. Utvidelse av adgangen til å dispensere fra tilknytningsplikten for forbruk vurderes også.

8.1 Bygging og drift av nett er et naturlig monopol

Som beskrevet i kapittel 3.1 er strømmettet et naturlig monopol. For å sikre at netteiere ikke utnytter sin monopolstilling overfor nettkundene, er sektoren underlagt en omfattende regulering.

For å bygge, eie og drive nettanlegg er det krav om konsesjon. Det er lovbestemt¹ at kun Statnett kan eie, bygge og drive nettanlegg som inngår i transmisjonsnettet, og det gis derfor ikke konsesjon til andre enn Statnett i transmisjonsnettet.²

For distribusjonsnett er utvalgte selskap gjennom områdekonsesjon gitt rett til å bygge, eie og drive fordelingsanlegg opp til og med 22 kV i spesifikke geografiske områder. Områdekonsesjonær skal etter leveringsplikten eie, bygge og drive nettanleggene helt fram til alle forbrukskunder i området som ønsker tilknytning til strømmettet. Selv om Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har gitt denne retten til ett selskap innenfor et spesifisert geografisk område, er det åpning i regelverket for at NVE kan gi anleggskonsesjoner til andre aktører innenfor områdekonsesjonens gyldighetsområde.

¹ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. § 4-8.

² Energiloven § 1-5 omfatter transmisjonsnettet anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV, og anlegg på 132 kV som er av vesentlig betydning for driften av disse anleggene.

Boks 8.1 Leverings- og tilknytningsplikt

Leveringsplikt i distribusjonsnettet (til og med 22 kV) innebærer en plikt for områdekonsesjonæren til å bygge nett helt fram til kunden og tilknytte denne ved etterspørsel.

På regional- og transmisjonsnettnivå er det en annen regulering. Tilknytningsplikt på regional- og transmisjonsnettnivå innebærer en plikt for anleggskonsesjonærer å knytte til, og om nødvendig omsøke og investere i nye nettanlegg. Tilknytningsplikten gjelder imidlertid kun til eksisterende nett, det vil si at kunden som ønsker tilknytning, selv må bygge seg fram til eksisterende punkt i nettet.

NVE har imidlertid en restriktiv praksis med å gi anleggskonsesjon til fordelingsnett til andre aktører innenfor en områdekonsesjonærs område, fordi det er vurdert å være mest hensiktsmessig at én aktør står for den overordnede planleggingen, driften og utviklingen av fordelingsnettet i et område. Dagens regelverk og praktiseringen av det, innebærer at det i all hovedsak er områdekonsesjonærene som eier, bygger og driver fordelingsnettet opp til og med 22 kV.

I regionalnettet (33–132 kV) er det, i tillegg til de regionale nettselskapene, flere større industribedrifter og kraftprodusenter som har, og kan tildeles, konsesjon for nettanlegg. Dette er blant annet som følge av at tilknytningsplikten bare gjelder til eksisterende punkt i nettet og ikke helt fram til kunden. Dette bidrar til at roller og ansvar i regionalnettet ikke er like tydelig definert som på de andre nettnivåene.

Som anleggskonsesjonærer i regionalnett har også industribedriftene og kraftprodusentene tilknytningsplikt, da tilknytningsplikten gjelder for alle med anleggskonsesjon etter energiloven, se

boks 8.1. Det innebærer at de må la andre aktører tilknyttes sine nettanlegg, og om nødvendig forsterke egne nettanlegg for å tilrettelegge for dette. Dagens bestemmelse om tilknytningsplikt innebærer at det stadig oppstår nye eiere av enkeltledninger i regionalnettet. Dette gir et fragmentert eierskap i regionalnettet, som kan bidra til reduserte skalafordeler. Aktører som ikke har strømmnett som sin kjernevirksomhet, bygger og driver strømmnett og overordnet planlegging/utvikling av strømmettet, kan dermed bli mangelfull. Det kan også resultere i unødig mye ressursbruk hos konsesjonsmyndighetene for å sikre at de beste løsningene velges.

8.2 Bakgrunn for å vurdere utvidet tilknytningsplikt

Effektiv nettutvikling handler både om å gjennomføre riktige tiltak til rett tid og om effektive prosesser. Tydelig definerte roller og ansvar er viktige suksesskriterier for effektive prosesser.

I 2014 foreslo Reiten-utvalget at regelverket skulle endres slik at det ble innført en tilknytningsplikt for alle konsesjonærer som svarer til dagens regel om leveringsplikt (utvidet tilknytningsplikt). Dette vil innebære at anleggskonsesjonæren får plikt til å bygge helt fram til nettkunden, og at nettkunden ikke lenger vil måtte eie, bygge og drive egen tilknytningsledning. På den måten vil ikke lenger nye nettkunder bli anleggskonsesjonærer selv, med tilknytningsplikten det innebærer.

Elektrifiseringen underbygger behovet for en gjennomgang av problemstillingen. Tilknytningsplikten har vært lovregulert i om lag 10 år, og det kan være grunn til å se på dette.

Departementet presiserte ved innføring av tilknytningsplikten at

«ved tilknytning til regional- og sentralnettet vil det som i dag være den enkelte forbruksenhets ansvar å sørge for nettanlegg fra forbruksenheten til det punkt i nettet som nettselskapet anviser.»

Kilde: Ot.prp. nr. 62 (2008–2009)

I den senere tid er det flere aktører som ikke er nettselskaper,³ som ønsker å søke konsesjon, bygge og drive større nettanlegg som ikke nødvendigvis er kundespesifikke.⁴ Noen av disse pro-

sjektene er konkrete tiltak NVE har mottatt melding eller søknad om. Andre har vært uformelle henvendelser til NVE. Eksempler kan være næringsparker. Flere av eksemplene handler om ledninger på mange kilometer som går parallelt med eksisterende nett.

Søknadene eller henvendelsene er hovedsakelig begrunnet i at aktørene tror det vil gå raskere å utvikle nettanlegg selv enn at nettselskapet gjør det, at de ønsker en annen nettløsning og drift enn nettselskapet tilbyr, eller at de får en annen tariff ved å bygge seg fram til et høyere nettnivå. Det er også begrunnet i at dagens regelverk ikke pålegger nettselskapene å bygge dette nettet.

For anlegg opp til og med 22 kV (distribusjonsnett) er det i dag et stort antall selskaper som ikke er nettselskaper som eier, bygger og driver nett. Dette er i all hovedsak 22 kV-ledninger for tilknytning av småkraftverk. Det finnes om lag 108 selskaper som har konsesjon for ledninger med spenning 66 og 132 kV (regionalnettet). Av disse er det 47 som er kraftprodusenter, 45 som er nettselskaper og 16 som er uttakskunder. Anlegg med spenning 300 og 420 kV tilhører i hovedsak Statnett, men det er flere produksjonsselskaper som har korte 300 kV-ledninger for tilknytning av store vannkraftverk til transmisijsnettet. Av anlegg tilhørende uttakskunder finnes blant annet 9 km lange 420 kV Fræna–Nyhamna, tilhørende AS Norske Shell.

Tallene over viser at det i dag er 63 anleggskonsesjonærer i regionalnettet som ikke er nettselskaper. Alle disse har også tilknytningsplikt, og 7–9⁵ av dem har inntektsramme. Anleggskonsesjonærer uten inntektsramme kan også ta betalt fra ev. tilknyttede kunder. Dette forutsetter at nettvirksomheten er av begrenset omfang, i tillegg til at utformingen og nivået på nettleien kan påklages til RME. Med den store økningen i antall tilknytningssøknader, er det grunn til å forvente at antallet anleggskonsesjonærer vil øke dersom dagens tilknytningsplikt opprettholdes. Dette vil forsterke utfordringene som pekes på i neste kapittel.

³ Et nettselskap i denne sammenhengen er et selskap som har inntektsramme og nettvirksomhet som sin kjernevirksomhet.

⁴ Kundespesifikke anlegg er anlegg som bare betjener en enkelt eller et fåtall kunder.

⁵ Avhenger av om en kun regner med de med ordinær benchmarking eller også tar med selskaper med alternativ benchmarking.

8.3 Konsekvenser av dagens tilknytningsplikt

Konsekvenser av dagens tilknytningsplikt er særlig knyttet til fragmentert utvikling av regionalnettet og utfordringer med tilknytning av nye kunder i eget nett. Det er også noen andre virkninger.

8.3.1 Fragmentert utvikling av regionalnettet

Nettselskap har som oppgave å utrede, søke konsesjon for, og bygge ut samfunnsmessig rasjonelle tiltak. Utvalgte større, regionale nettselskap har ansvaret for kraftsystemutredningene for regionalnett og skal vurdere netttiltak i en større sammenheng, mens Statnett har tilsvarende ansvar for transmisjonsnettet. Konsesjonsmyndighetene vurderer og etterprøver nettselskapenes utredninger og søknader, for å sikre at de samfunnsmessige beste løsningene blir valgt.

Dagens tilknytningsplikt innebærer at nye kunder i regional- og transmisjonsnettet må bygge sine egne ledninger fram til eksisterende nett. Det betyr også at kunden blir en ny anleggskonsesjonær. Dagens tilknytningsplikt gir dermed stadig flere konsesjonærer ansvar for små deler av nettet, uten ansvar og hensyn til nettet som helhet. Aktører som skal bygge eget nett fram til et eksisterende punkt, vil være interessert i å etablere en løsning kun for å dekke sitt eget behov. På den andre siden, vil et nettselskap ha oversikt over det samlede nettet i et gitt område, og kan dermed i større grad se ulike behov i sammenheng og ta hensyn til det overordnede kraftsystemet. På den måten vil et nettselskap ha mer informasjon enn en gitt forbruksaktør eller produsent, som kan gjøre nettselskapet bedre i stand til å velge nettløsninger som samlet sett kan være bedre for samfunnet.

For konsesjonsmyndighetene blir det i en situasjon som i dag, vanskeligere å avdekke hvorvidt en aktør har valgt en nettløsning som også er god for samfunnet, eller om det finnes andre og bedre løsninger for samfunnet som helhet. Det gir konsesjonsmyndighetene i flere tilfeller merarbeid og mindre effektiv tidsbruk, ved at det er nødvendig å koordinere med det regionale nettselskapet og andre aktører i forbindelse med behandling av søknaden. I noen tilfeller ser NVE behov for å kreve at nettselskapene gjennomfører nettutredninger knyttet til konkrete konsesjonssaker som er sendt inn av enkelte forbruksaktører, jf. forskrift om energiutredninger⁶ § 22 a. Dette

kan bøte på utfordringen med manglende overordnet nettplanlegging og usikkerhet ved om løsningene det søkes om er de beste for samfunnet. Alternativet er å sende aktørens søknad på høring for å få innspill fra nettselskapene på den måten. Å høre løsninger som viser seg ikke å være samfunnsmessig rasjonelle, kan imidlertid føre til unødvendig uro blant berørte interessenter, og konflikter som kunne ha vært unngått ved bedre utredninger i forkant av konsesjonssøknad.

Dette er en problemstilling som er særlig aktuell der andre aktører enn nettselskaper ønsker å utvikle egne nettløsninger i et område med flere kunder.

8.3.2 Utfordring med tilknytninger av nye kunder i eget nett

Aktører med anleggskonsesjon uten å ha nettvirksomhet som sin kjernevirksomhet kan ha flere utfordringer forbundet med tilknytning av nye kunder, sammenlignet med et nettselskap.

Dette skyldes både at nettutbygging ikke er del av deres kjernevirksomhet, og at de derfor ikke ønsker eller har mulighet til å bruke ressurser på tilknytning av nye kunder. Det kan også skyldes at tilknytning av nye kunder kan utløse behov for en sterkere myndighetskontroll med nettvirksomheten deres i form av rapporteringskrav, inntektsramme mv. Reguleringsmyndigheten for energi (RME) avgjør i hvilke tilfeller anleggskonsesjonærer blir underlagt blant annet inntektsregulering. Dette er særlig relevant for anleggskonsesjonærer med «mer enn et fåtall kunder».

Det kan også være at kompetansen om tilknytningsplikten ikke er tilstrekkelig, for eksempel dersom nye konsesjonærer ikke er klar over at en anleggskonsesjon også innebærer at de får tilknytningsplikt.

Dersom anleggskonsesjonærene ikke har tilstrekkelig kompetanse til å håndtere tilknytningshenvendelser, kan det bidra til forsinkelser i tilknytningsprosessen når nye kunder ønsker å tilknytte seg deres nett, og usikkerhet for dem som ønsker å tilknytte seg. Forsinkelser kan for eksempel skje ved at anleggskonsesjonæren ikke har kompetanse eller rutiner for å håndtere tilknytningssaker, eller at anleggskonsesjonæren starter prosesser for å forsøke å overdra anleggene til et nettselskap i stedet for å håndtere tilknytningen. Andre kilder til forsinkelse kan være at anleggskonsesjonæren sår tvil om hvem som

⁶ Forskrift 7. desember 2012 nr. 1158 om energiutredninger.

har tilknytningsplikt, altså om det er dem selv eller andre netteiere i området.

En annen utfordring som oppstår når virksomheter som ikke har nettvirksomhet som sin kjernevirksomhet blir anleggskonsesjonærer, er at skillet mellom monopolaktivitet og konkurranseutsatt virksomhet blir mindre. Kravene til selskapsmessig og funksjonelt⁷ skille kan føre til at selskapet må organisere virksomheten annerledes, dvs. skille ut den delen som blir nettselskap for å sikre tilstrekkelig nøytralitet.

Utfordringene omtalt her oppstår som en direkte konsekvens av dagens tilknytningsplikt, særlig der forbrukere eller produsenter ikke har noe annet valg enn å bygge egen radial til nærmeste punkt i eksisterende nett, eller der de ser en kortsiktig gevinst ved raskere realisering eller gunstigere tariff, jf. kapittel 8.3.3.

8.3.3 Andre virkninger

I tillegg til de beskrevne konsekvensene som følger direkte av tilknytningspliktens innretning, kan den bidra til å forsterke negative virkninger av andre ordninger og regelverk, knyttet til økonomisk tilpasning eller valg av løsninger som ikke ivaretar samlede samfunnsmessige hensyn.

Økonomiske insentiver

Punkttariffsystemet innebærer at det for forbruksaktører kan ligge en tariffmessig gevinst ved å tilknyttes på høyere nettnivå, ettersom det er lavere tariff på høyere nettnivåer. Det finnes eksempler på at aktører som i utgangspunktet kunne fått levert strøm på 22 kV, søker om konsesjon for å bygge seg fram til 132 kV fordi de kan få en lavere tariff. Det betyr at aktørene kan ha økonomiske insentiver til å eie og drive egne nettanlegg for å knytte seg til høyere spenningsnivå. Dette er en utfordring som handler om tariffsystemet, og ikke tilknytningsplikten, men dagens tilknytningsplikt åpner for tariffmessige tilpasninger.

På den annen side kan det også være tilfeller der nettselskap ønsker at kunden selv skal bygge

større nettanlegg. Årsaken til dette er at dersom kunden selv bygger et slikt anlegg, unngår nettselskapet en økning i sin anleggskapital, noe som medfører en økning i tillatt inntekt, som igjen kan gi økning i tariff for de øvrige kundene. Dette er en utfordring som spesielt gjør seg gjeldende når de aktuelle nettanleggene ikke er kundespesifikke og nettselskapet ikke kan henføre alle kostnadene til nye kunder.

Behov for overdragelse av nettanlegg på senere tidspunkt

I noen tilfeller kan det bli aktuelt at et nettselskap overtar eierskap og ansvar for et nettanlegg i det øyeblikk det gis tilknytning til nye kunder og/eller det kreves inntektsramme fordi anlegget blir underlagt inntektsregulering. Det kan skyldes at aktøren ikke ønsker å bli nettselskap med de pliktene og kravene som følger av dette, jf. beskrivelsen i kapittel 8.3.2, eller at nettet blir klassifisert som transmisjonsnett. Ut fra hensynet til nettdriften kan det også være hensiktsmessig at driftsansvaret ligger hos et nettselskap med oversikt over, og ansvar for, det samlede nettet i området.

Om anlegget er 300 eller 420 kV, kan det bli omklassifisert til transmisjonsnett som følge av at konsesjonær har måttet gi tilknytning til mer enn et fåtall kunder. Da krever energiloven § 4-8 at Statnett overtar anlegget.⁸ Statnett vil da kunne stå overfor kjøp av et dyrere anlegg enn de selv ville ha fått konsesjon til å bygge, eller nettanlegg med en annen standard eller risikoprofil enn de selv i utgangspunktet ville bygget.

Et eksempel på dette er når enkeltaktører velger å søke om kabel framfor luftledning der de nasjonale retningslinjene innebærer at luftledning er hovedregelen på høyere spenningsnivåer. Retningslinjene åpner for kabling der det er betalingsvillighet for det. Hensikten med å søke om kabel kan være å oppnå lokal aksept og raskere konsesjonsprosesser, som enkeltaktører kan ha betalingsvillighet for, selv om det som oftest gir betydelig høyere investeringskostnader.

Uansett årsak til overdragelse, kan løsningene en aktør velger, avvike fra nettselskapenes standardiserte materiell og spesifikasjoner i nettet for øvrig. Dette gjør det mer krevende og kostbart å opprettholde en god beredskap dersom nettselskapet overtar anlegget, enn om anlegget i

⁷ Energiloven §§ 4-6 og 4-7: Nye regler om selskapsmessig og funksjonelt skille trådte i kraft 1. januar og 12. mars 2021. Selskapsmessig skille innebærer at nettselskapene skal skilles ut i egne selskaper som ikke driver med annen virksomhet. Videre stilles det krav til at nettselskap ikke kan ha kontroll over enheter som driver med annen virksomhet. Nettselskap kan heller ikke kontrolleres av enheter som driver med produksjon eller omsetning av elektrisk energi og fjernvarme. Funksjonelt skille innebærer at nettselskapet skal driftes uavhengig av annen virksomhet.

⁸ Hvilke anlegg som er definert som transmisjonsnett, er regulert i energiloven § 1-5.

utgangspunktet var bygd innenfor nettselskapets standarder.

Fordeler med dagens løsning

Dersom det ikke er ventet at andre kunder ønsker å knytte seg til anlegget, kan dagens tilknytningsplikt være en hensiktsmessig løsning. Da kan konsesjonæren bygge anlegget på en slik måte som best passer dem (gitt konsesjon). Dette kan være tilfelle både for kraftprodusenter og kraftforbrukere. Statkraft peker i notat til utvalget av 18. mars 2022 på dette forholdet, og skriver at

«[...] dersom det bare antas å være en bruker av nettanlegget vil denne brukeren ha de beste insentiver til å bygge og drifte nettanlegget på en optimal måte i forhold til behovet nettanlegget skal dekke. Derfor kan for eksempel behovet for utrykning for reparasjon av kraftledning innenfor kraftverksområde avhenge av planlagt utnyttelse av kraftverket i nær fremtid.»

8.3.4 Oppsummering

Oppsummert er utfordringene med dagens tilknytningsplikt som følger:

- uklare roller og ansvar i regionalnettet
- manglende overordnet nettplassering og usikkerhet om løsningene er samfunnsmessig rasjonelle
- innebærer at en produsent/forbruksaktør kan måtte opptre som «nettselskap», selv om det er utenfor deres kjerneområde.

I tillegg kan tilknytninger i framtiden ta lengre tid i de tilfeller hvor nye aktører ønsker å tilknytte seg nett som eies av konsesjonærer og som ikke er nettselskap på grunn av:

- at konsesjonær ikke har nettutbygging som kjernevirksomhet og mangler kompetanse
- mer krevende myndighetsprosesser med behov for koordinering mot utredningsansvarlige nettselskaper og ev. andre aktører
- mulige uenigheter om hvem som har tilknytningsplikt eller aktører med tilknytningsplikt som ikke ønsker å tilknytte andre
- mulige tidkrevende prosesser med å overdra nettanlegg til nettselskapet

8.4 Innspill til utvalget

Statkraft har i notat til utvalget av 18. mars 2022 beskrevet sine vurderinger av mulige virkninger av krav om at utpekte nettselskaper skal bygge nett som knytter ny kraftproduksjon til nettet. Statkraft støtter et prinsipp om at utgangspunktet bør være at nærliggende netteier skal ha plikt til å bygge ledning fram til nye kraftanlegg. De legger imidlertid til at kraftutbyggere bør, hvis de selv ønsker det og det i hovedsak er de som vil være bruker av det aktuelle nettanlegget, selv kunne være ansvarlig for utbygging og drift av kraftledninger som er avgjørende for drift av et kraftverk. Videre mener Statkraft at nærliggende netteier/områdekonsesjonær bør være forpliktet til å overta en produksjonsradial dersom det kommer andre brukere som vil knytte seg til, eller dersom ledningen skal inngå som en del av det maskede nettet.

8.5 Utvalgets vurdering av aktuelle løsninger

Det følger av mandatet at utvalget skal vurdere om og hvordan en utvidet tilknytningsplikt kan innføres. Som det framgår av problembeskrivelsen over, er det behov for en tydeligere oppfølging og plassering av plikter for nettutviklingen i regionalnettet. Utvalget har identifisert to mulige løsninger på problemene. Det er sterkere oppfølging av dagens tilknytningsplikt og planleggingen av regionalnettet, og utvidet tilknytningsplikt. Utvidet tilknytningsplikt vil gi en tydelig plassering av ansvar for regionalnettet, som samlet sett vil kunne bidra til en mer effektiv utvikling av dette nettnivået. Samtidig vil innføring av utvidet tilknytningsplikt være et tiltak som vil kreve lovendring, og derfor kunne ta lang tid å gjøre gjeldende. På kort sikt mener derfor utvalget det er viktig med en sterkere oppfølging av dagens tilknytningsplikt mht. utviklingen av regionalnettet. På lengre sikt mener utvalget mye taler for at utvidet tilknytningsplikt bør innføres, der selskap med nettvirksomhet som sin primære virksomhet som hovedregel eier, bygger og driver nettanlegg fram til kundene. En svært viktig forutsetning for dette er fortsatt betaling av anleggsbidrag.

8.5.1 Sterkere oppfølging av tilknytningsplikten og planleggingen av regionalnettet

På kort sikt er det behov for sterkere oppfølging av tilknytningsplikten og planleggingen av regionalnettet. Mye av dagens økte etterspørsel etter nettkapasitet kommer i regionalnettet. Gode utrednings- og koordineringsprosesser er viktig for effektivt å kunne etterkomme denne etterspørselen. Flere tiltak er aktuelle. I forbindelse med omlegging av KSU-ordningen, beskrevet i kapittel 5, vurderer NVE tydeligere og mer formaliserte krav til utredningsprosess i forkant av konsesjonssøknader, inkludert tidlig dialog med nettselskapene om nettløsning. Digitale løsninger for KSU og konsesjonssøknader vil støtte opp om at slike krav formidles og følges. Dette vil bidra til at alle aktører som ønsker å søke anleggskonsesjon må gjennomgå de samme utredningsstegene og krav til involvering før de søker konsesjon, uavhengig av om de er nettselskap eller ikke. Dette vil redusere NVEs behov for koordinering og krav om utredninger i forbindelse med konsesjonsbehandlingen. Dette vil imidlertid ikke stoppe aktører fra å søke om løsninger som ikke er til det beste for samfunnet som helhet.

Uavhengig av hvor gode planprosessene er, kan det bli aktuelt å overføre nettanlegg fra en konsesjonær til en annen. Eksempelvis har flere nettanlegg blitt overført til Statnett som transmisjonsnetteier som følge av at nettanleggene har blitt klassifisert som transmisjonsnettanlegg. I regionalnettet kan tilknytning av nye kunder utløse behov for inntektsregulering som gjør at anleggskonsesjonæren ønsker å overdra de aktuelle nettanleggene. I slike tilfeller er det uheldig dersom anleggenes tilstand eller tekniske utførelse utgjør en barriere for å overføre anleggene til en annen eier. Det kan derfor være aktuelt å stille krav til bruk av standardløsninger for å gjøre en eventuell overføring av nettanlegg på et senere tidspunkt enklere.

Mange ulike anleggskonsesjonærer innebærer også flere aktører RME må føre tilsyn med at oppfyller tilknytningsplikten. Som beskrevet i kapittel 7, boks 7.2, har RME siden 2018 kun ført tilsyn med tre regionalnettselskaps og Statnetts praktisering av tilknytningsplikten. I kapittel 7.4.3 anbefaler utvalget økt tilsyn med tilknytningsplikten.

Både krav til utredningsprosess, tidlig dialog og bruk av standardløsninger kan bidra til en mer effektiv utvikling av regionalnettet og bør gjennomføres på kort sikt. Det vil imidlertid ikke nød-

vendigvis løse problemstillingen knyttet til uklare roller og ansvarsforhold. Videre vil problemstillingen knyttet til fragmentert eierskap og anleggskonsesjonærer som ikke ønsker ansvar for andres nettilknytning fortsatt være til stede, og etter all sannsynlighet øke.

8.5.2 Utvidet tilknytningsplikt på lengre sikt

En utvidet tilknytningsplikt kan i praksis utformes identisk som dagens leveringsplikt, og vil dermed innebære at utpekte nettselskaper i et spesifisert geografisk område får plikt til å investere helt fram til nettkunden. Dette innebærer også at nettselskapet avgjør hvordan og på hvilket nettnivå kunden tilknyttes, slik at det ikke blir mulig for nettkunden å gjøre tariffmessige tilpasninger. Utvalget har ikke gjort en nærmere vurdering av hvilke anleggskonsesjonærer som bør ha denne plikten. Sammenlignet med tidligere har det også skjedd en større konsolidering av de rene nettvirkksomhetene på regionalnettnivå. Dette gjør det lettere enn tidligere å identifisere hvilke aktører som ev. bør gis en utvidet tilknytningsplikt.

Overføring av ansvar for utvikling og drift av regionalnett til utvalgte selskap vil ikke påvirke den samlede etterspørselen etter kapasitet, men endrer ansvaret for hvilken aktør det er som skal bygge, eie og drive nettet.

Ved at nettselskaper får plikt til å bygge nett helt fram til kundene, løses mange av utfordringene med dagens ordning knyttet til uklare roller og ansvarsforhold, og helhetlig nettplanlegging. Nettselskapene er regulert til å planlegge samfunnsmessig rasjonelle løsninger, og en utvidet tilknytningsplikt vil bidra til rendyrking av monopolvirkksomheten som er underlagt inntektsregulering. Det vil også være enklere å gjøre sammenlignende analyser av disse nettselskapene, sammenlignet med dagens situasjon med anleggskonsesjonærer med få kunder. Dette kan bidra til å fremme effektivitet.

Under følger en vurdering av noen virkninger for nettselskaper og nettkunder knyttet til en eventuell innføring av utvidet tilknytningsplikt.

Virkninger for nettkunder og nettselskaper

En utvidet tilknytningsplikt vil for utpekte nettselskaper medføre at deres plikt til å utrede, omsøke og gjennomføre investeringer i nettanlegg vil kunne øke betydelig i en tid hvor det allerede er svært stor etterspørsel etter utredningskapasitet, og svært mange utbyggingsprosjekter i nettselskapene. På den andre siden vil

nettkunden selv slippe å utrede, omsøke og gjennomføre investeringer i nettet, men de vil fortsatt måtte betale anleggsbidrag.

Utvidet tilknytningsplikt vil medføre at aktører som i dag ufrivillig blir anleggskonsesjonær, vil slippe dette ansvaret. Det kan også bidra til at kunder som ønsker tilknytning, møter en konsesjonær som sannsynligvis vil inneha mer erfaring og kompetanse med å håndtere tilknytningshenvendelser.

Utvidet tilknytningsplikt kan imidlertid føre til at netteiers bygging av tilknytningsledning er dårligere koordinert med utbygging av kraftverket eller -forbruket som følge av at de to prosjektene gjøres i to ulike organisasjoner underlagt ulik regulering og økonomiske insentiver. Dette kan delvis løses gjennom bruk av avtaler der kunden bistår med å utarbeide konsesjonssøknad og prosjektering av anleggene på nettselskapets spesifikasjoner.

En streng praktisering av utvidet tilknytningsplikt, der det er ingen eller svært liten adgang for forbruks- eller produksjonskunder til å bygge og drifte sin egen ledning, kan også ha noen ulemper, som for eksempel at tilknytningsledningen i noen tilfeller blir dyrere enn om kunden fikk bygge og eie ledningen selv. Det bør derfor være anledning for konsesjonsmyndigheten å gi anleggskonsesjon til rene tilknytningsledninger til andre enn nettselskapene der det vurderes som mest fornuftig, slik det også praktiseres innenfor områdekonsesjonene. Det kan for eksempel være tilfeller der det er svært lite sannsynlig at det i ettertid kommer nye kunder som ønsker tilknytning og/eller at tilknytningsledninger er tett integrert i driften av kundens egne anlegg.

En utvidet tilknytningsplikt kan potensielt også føre til at vedlikehold, reparasjoner og utkoblinger av tilknytningsledninger i mindre grad blir koordinert med driften av kraftverket. Statnett som systemansvarlig har her en viktig rolle i å koordinere driftsstanser i regional og transmisjonsnett.

Utvidet tilknytningsplikt vil kunne gi omfordelingsvirkninger mht. kostnadsdekning for anleggene. Kunder som i dag bygger egen tilknytningsledning vil i alle tilfeller dekke hele kostnaden for sin ledning. Kontrollforskriften⁹ §§ 16-8 og 16-9 innebærer at en eller flere kunder kan pålegges å betale hele kostnaden med nettanlegget i anleggsbidrag, men dersom andre kunder likevel blir tilknyttet nettanlegget innen ti år, skal nettselskapet betale tilbake til kunden den delen av anleggs-

bidraget som overstiger den forholdsmessige andelen. Nettselskapet mottar dette beløpet fra de andre kundene, jf. 10-årsregelen. Det er begrenset erfaring med anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnettet, ettersom det er et relativt nytt system, og derfor krevende å vurdere de praktiske virkningene for kostnadsfordelingen, gitt en eventuell innføring av utvidet tilknytningsplikt.

Utvidet tilknytningsplikt og rollen som utredningsansvarlig selskap

Det følger også av mandatet at utvalget bør

«vurdere hvordan deres anbefalinger vil virke inn på behovet for utredningsansvarlige selskaper i regionalnettet slik at planleggingsprosessen blir effektiv og av så god kvalitet som mulig.»

NVE har etter forskrift om energiutredninger utpekt 15 regionalnettselskaper til å være utredningsansvarlige selskaper i til sammen 17 spesifiserte geografiske områder. Disse har ansvaret for å koordinere utarbeidelsen av en langsiktig regional kraftsystemutredning for sitt utredningsområde.

En eventuell utvidet tilknytningsplikt til utpekte nettselskaper bidrar til at det blir færre anleggskonsesjonærer i regionalnettet enn det ellers ville vært. Slik sett blir koordineringsrollen til de utredningsansvarlige selskapene noe mindre. Utvalget har ikke i detalj vurdert hvem som bør bli utpekt til å ha utvidet tilknytningsplikt, og har derfor ikke vurdert alle konsekvenser, deriblant behovet for utredningsansvarlige selskaper i regionalnettet.

I kapittel 5 er NVEs arbeid med å endre forskrift om energiutredninger beskrevet. Utvalget legger til grunn at oppgavene til utredningsansvarlig selskap vil bli vurdert i dette arbeidet.

8.6 Utvalgets anbefaling – utvidet tilknytningsplikt

Kraftnettet er et naturlig monopol og nettselskapene er regulert for å ta hensyn til dette. Utvalget mener derfor at et overordnet mål bør være at det i all hovedsak er nettselskaper som eier og driver regionalnettet i Norge. Det er mye som taler for at en utvidet tilknytningsplikt bør innføres.

Utvalget anbefaler å innføre utvidet tilknytningsplikt, dvs. en plikt for utvalgte anleggskonsesjonærer til å investere helt fram til kunden som

⁹ Forskrift 11. mars 1990 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.

ønsker tilknytning. Dette bør gjennomføres med mindre ulempene viser seg å være større enn antatt. Departementet bør utrede nærmere hvordan utvidet tilknytningsplikt kan gjennomføres. I dette arbeidet ligger det også en nærmere utredning av hvilke anleggskonsesjonærer med nettvirksomhet som sin kjernevirksomhet som bør bli utpekt, og hvilke fordelingsvirkninger det vil ha. Utvalget mener videre at det fortsatt bør være mulig for både forbruk og produksjon å få konsesjon til å bygge egne nettanlegg der det åpenbart er samfunnsmessig rasjonelt.

Utvalget mener NVE i arbeidet med å endre forskrift om energiutredninger, omtalt i kapittel 5, i større grad enn i dag bør stille minimumskrav til hva som skal foreligge av utredninger, og involvering og koordinering med øvrige netteiere før en kan søke konsesjon. Utvalget legger til grunn at oppgavene til utredningsansvarlig selskap også vil bli ytterligere beskrevet i forbindelse med endringene i forskrift om energiutredninger.

Utvalget anbefaler at det utarbeides en felles bransjestandard for anlegg i regional- og transmisjonsnett, og at konsesjoner til anlegg på disse spenningsnivåene som hovedregel skal være i tråd med disse standardene.

8.7 Planrollen

Utvalget skal også vurdere Statnetts forslag om en tydeligere planrolle, og innenfor hvilke rammer en slik rolle eventuelt bør utøves. Statnett har pekt på en planrolle «der nettselskapene i større grad peker på det mest rasjonelle stedet for nettilknytning selv om det medfører økte kostnader for kunden.»

Statnett omtaler det slik i sitt brev til Olje- og energidepartementet av 5. mars 2021:

«Forbruk er ikke underlagt samme konsesjonskrav som produksjon og nettanlegg. Dette gjør at aktører står friere til å søke om å knytte til store mengder økt forbruk. Aktører får prissignaler til lokalisering gjennom områdepriser samt anleggsbidrag. Vi erfarer ofte at dette ikke er tilstrekkelig til at aktører får insentiver til å etablere seg eller knytte seg til nettet på steder som ikke frembringer høye nettinvesteringer. Det er hensiktsmessig at nettselskapene blir tydeligere i sin planrolle, der nettselskapene i større grad peker på det mest rasjonelle stedet for nettilknytning. Nettselskapene bør i fellesskap kunne plassere en kunde i nettet på det stedet som er mest rasjo-

nelt samfunnsmessig, selv om det medfører økte kostnader for kunden.»

Statnett har i innspill til utvalget av 26. november 2021 også tatt til orde for en mer aktiv planrolle, og mener at

«Nettselskapene og Statnett må kunne ta en mer aktiv planrolle for å styre tilknytninger til områder med ledig kapasitet. Det vil sikre en samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av kapasiteten og utvikling av nettet, og sikre bedre informasjon til aktørene.»

Statnett legger videre vekt på at en tydelig planrolle også betyr at kundene skal få god informasjon om hvor det er ledig kapasitet, om nettinvesteringer og et grovt estimat på hva tilknytning vil koste.

Statnetts brev omhandler i stor grad tilknytning av forbruk. Utvalget vil avgrense denne vurderingen til å omhandle forbruk, ettersom kraftproduksjon gjennomgår en konsesjonsprosess der en vurderer kraftproduksjonen sammen med behov for ny nettkapasitet og tilhørende samfunnsøkonomiske virkninger.

8.7.1 Anvise punkt i nettet

Gjennom Ot. Prop. 62 (2008–2009) ble eksisterende praksis med tilknytningsplikt i regional- og transmisjonsnett lovfestet. På side 37 skriver departementet (vår utheving):

«Departementet presiserer at ved tilknytning til regional- og sentralnettet vil det som i dag være den enkelte forbruksenhets ansvar å sørge for nettanlegg fra forbruksenheten til det punkt i nettet som nettselskapet anviser.»

I merknad til lovforslaget (ny § 3-4 tilknytningsplikt) i proposisjonen kom det også fram at

«Målsettingen er bedret koordinering mellom nett, produksjon og forbruk. Investeringer i nett skal komme som en følge av konkrete produksjonsprosjekter eller forbruksetableringer.»

Ved lovfestingen av tilknytningsplikten i regional- og transmisjonsnettet i 2010 var det i utgangspunktet ikke anledning til å ta anleggsbidrag. På den måten ble nettkundene i perioden fra 2010 til innføringen av anleggsbidrag i 2019 ikke stilt overfor kostnadene forbundet med tilknytning i ulike tilknytningspunkt. I en slik situasjon var det der-

med viktig at nettselskapet hadde anledning til å anviser et tilknytningspunkt, for på den måten i større grad kunne bidra til å redusere de samlede kostnadene.

Innføringen av anleggsbidrag på disse nettnivåene i 2019 gjør at nettkundene nå i større grad stilles overfor de faktiske kostnadene ved valg av ulike tilknytningspunkt. Anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnettet er derfor viktig for at tilknytningsplikten skal balanseres. En plikt for nettselskapene til å investere, som tilknytningsplikten er, må derfor henge sammen med muligheten til å få dekket hele eller deler av investeringen. Slik vil aktørene se de faktiske kostnadene knyttet til lokaliseringen. Samtidig kan dette gjøre at behovet for at nettselskapene skal kunne anviser et sted i nettet, blir mindre enn tidligere.

I siste instans er det gjennom konsesjonsbehandlingen endelig løsning og spesifikt tilknytningspunkt avklares, i de tilfellene det handler om punkter i nettet som ligger geografisk nær hverandre. Et eksempel kan være der det ligger en transmisjonsnettstasjon nær en regionalnettstasjon, og det er uenighet mellom kunde og nettselskap. Nettselskap har tilknytningsplikt og kunden har rett til å bli tilknyttet, men konsesjonsmyndigheten skal sikre at en samfunnsmessig rasjonell løsning velges. Om kunde og nettselskap ikke er enig om hvilket punkt det er rasjonelt å tilknytte kunden i, kan NVE be om utredninger av ulike alternativer for å avdekke hva som er beste løsning. Om kunden insisterer på et punkt som ikke er rasjonelt for nettet, uten en god begrunnelse, kan NVE si nei. Det betyr ikke at kunden ikke kan få tilknytning, men må velge en annen løsning som tilfredsstillende samme behov.

8.7.2 Utvalgets vurderinger

En kunde som sender forespørsel om ledig kapasitet bør kunne forvente å få svar på slike forhold som Statnett peker på i sitt innspill (hvor det er ledig kapasitet, informasjon om kostnader mv.). Da vil kunden ha mer informasjon som grunnlag for vurdering av lokalisering. Statnett peker samtidig også på at de ønsker å ta en mer aktiv rolle for å «styre tilknytninger til områder med ledig kapasitet.» Det vises her til anbefalingen i kapittel 7.4.1 om et kapasitetskart, som vil gi nettkundene mer informasjon om mulige lokaliteter for tilknytning.

Av hensyn til god utnyttelse av det eksisterende strømmettet, kan det være hensiktsmessig at nettselskapene er tydeligere på hvilke steder som er nettmessig gunstig for tilknytning av kunder. Da kan forbruksaktørene i større grad få nød-

vendig informasjon for å kunne tilknytte seg steder med ledig kapasitet i nettet. Samtidig er det flere forhold enn nett som påvirker hvor en aktør ønsker å etablere sin virksomhet. Nettmessige hensyn kan ikke forventes å være det eneste, eller det viktigste, kriteriet for lokalisering og tilhørende investeringsbeslutninger. For eksempel vil geografisk nærhet til markeder, annen infrastruktur, eiendomsrett, virkninger for natur, tilgjengelig areal og ikke minst nærhet til kompetanse også være viktig for lokalisering av forbruk.

Dersom nettkunden ønsker å lokalisere seg et sted som er lite hensiktsmessig for kraftnettet, vil dette medføre høyere kostnader enn hvis lokaliseringen er et sted som er nettmessig gunstig. Dersom kunden er villig til å betale anleggsbidrag for en gitt tilknytning og vente til nødvendige forsterkninger er gjennomført, bør ikke nettselskapets planrolle kunne forhindre det.

8.8 Utvalgets anbefalinger – planrolle

Reglene om anleggsbidrag gir prissignal til nye kunder om hvor det er nettmessig gunstig å tilknyttes. Samtidig vil også andre forhold enn nettkapasitet være relevant for lokalisering av næringsvirksomhet.

Utvalget mener at nettselskapets planrolle bør være avgrenset til rent nettmessige vurderinger, og vurderinger som er basert på objektive, transparente og ikke-diskriminerende kriterier.

Utvalget mener at dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig med tilknytning der kunden ønsker tilknytning, bør nettselskapet gi nødvendig informasjon til nettkunden om alternative tilknytningspunkt, herunder informasjon om tilgjengelig kapasitet, og om eventuell prosess knyttet til nettutbygging, inkludert kostnader for anleggsbidrag. Dersom en kunde er villig til å betale for tilknytning i et gitt punkt, og vente til nødvendige nettinvesteringer er gjennomført, skal ikke en planrolle være til hinder for dette.

Utvalget viser også til anbefalingen om innføring av et kapasitetskart i kapittel 7.4.1 og utvidet tilknytningsplikt i kapittel 8.6. Utvalget mener et kapasitetskart vil bidra til at nettkundene får bedre beslutningsgrunnlag for å lokalisere seg der det er nettmessig gunstig, og videre vil en utvidet tilknytningsplikt medføre at det er nettselskapet med utvidet tilknytningsplikt sin oppgave å utrede beste nettløsning fram til kunden. Utvalget mener derfor at betydningen av en planrolle vil være betydelig mindre i en situasjon der disse to tiltakene er innført.

Utvalget mener at nettselskapene må opptre forutsigbart i disse prosessene, og dokumentere hvilke vurderinger som gjøres, og hvilke kriterier som vektlegges.

8.9 Utvide dispensasjonsadgangen for forbruk

Mandatet sier at utvalget skal utrede om adgangen til å dispensere fra tilknytningsplikten for forbruk kan og bør utvides, og hvilke kriterier som kan legges til grunn for eventuell dispensasjon.

Dagens regulering av tilknytningsplikten for forbruk følger av energiloven § 3-4 annet ledd, hvor det framgår at departementet i ekstraordinære tilfeller kan gi dispensasjon fra tilknytnings- og investeringsplikten for uttakskunder.

Myndigheten er ikke delegert fra departementet. Ekstraordinære tilfeller er i Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) utdypet som

«Dispensasjon for tilknytning av nytt eller økt forbruk gjelder kun i ekstraordinære tilfeller. Med ekstraordinære tilfeller mener departementet de tilfellene der tilknytning av forbruk vil være ekstremt krevende for kraftsystemet, med hensyn til kostnader og tid eller kraftbalansen regionalt eller nasjonalt.»

Til sammenligning er det en større adgang til unntak fra tilknytningsplikten for produksjon. Her framkommer det av energiloven § 3-4 a, annet ledd at departementet kan gi dispensasjon fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon dersom tiltaket ikke er samfunnsmessig rasjonelt. Denne myndigheten er delegert fra departementet til NVE.

Siden tilknytningsplikten for forbruk i regional- og transmisjonsnettet ble innført i 2010, er det ikke behandlet en eneste søknad om dispensasjon fra tilknytningsplikten for forbruk. Sett i lys av at konsesjoner skal gis til netttiltak som er samfunnsmessig rasjonelle, kan dette tolkes som om det implisitt har blitt vurdert at det kun i ekstraordinære tilfeller ikke vil være samfunnsmessig rasjonelt å tilknytte forbruk.

Tilknytningsplikten for forbruk i regional- og transmisjonsnettet innebærer en plikt for nettselskapet til å tilknytte en kunde til nettet. Om nødvendig må nettselskapet også utrede, konsesjonssøke og investere i nye nettanlegg for å tilknytte kunden. Bakgrunnen for en slik plikt, er at tilgang til strømmettet er en forutsetning for at nettkunden skal kunne realisere sitt prosjekt.

Ettersom strømmettet er et naturlig monopol, er det nødvendig å regulere dette for å gi nettselskapene plikt til å gi tilknytning.

Etter 1. januar 2019 ble det innført anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnettet. Innføringen av dette er viktig for å balansere nettselskapenes investeringsplikt (som del av tilknytningsplikten). Anleggsbidrag medfører at forbrukerkundene som tilknytter seg nettet, i større grad enn tidligere må vurdere om de har betalingsvillighet for nettilknytningen. Dette bidrar til å redusere behovet for dispensasjon fra tilknytningsplikten.

Dersom en aktør utløser behov for nettinvesteringer, men ikke godtar anleggsbidraget som oppstår, faller tilknytningsplikten bort. Det samme er tilfellet dersom en aktør ikke vil dekke utredningskostnader. Dette balanserer nettselskapenes tilknytningsplikt med en plikt for forbrukerkunden.

Når kostnadene ved naturinngrep ikke er internalisert for forbrukerkunden gjennom for eksempel en naturavgift, vil det være avvik mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

Et eventuelt unntak fra tilknytningsplikten for tilknytning av forbruk i de tilfeller investering i nettanlegg ikke er samfunnsmessig rasjonelt, vil være i tråd med energilovens formål. I denne forbindelse er det viktig å peke på at forbruk som sådan ikke konsesjonsbehandles, det er kun nettløsningen for tilknytningen som er gjenstand for konsesjonsbehandling.

I kapittel 6.6.2 er det pekt på at det ikke er en enhetlig praksis i samfunnsøkonomiske analyser av nye nettanlegg når det gjelder å vurdere nytten av tilknytning av forbruk, og utvalget har foreslått at det bør utarbeides en veileder for samfunnsøkonomiske analyser av nettanlegg.

8.10 Utvalgets anbefaling – dispensasjon

Utvalget konstaterer at det er en klar kobling mellom adgangen til å dispensere fra tilknytningsplikten for forbruk og konsesjon til samfunnsmessig rasjonelle tiltak i nettet.

Utvalget mener prinsipielt sett at dispensasjonsadgangen for tilknytningsplikten for forbruk i regional- og transmisjonsnettet bør utvides. Utvalget mener at ordlyden i energiloven § 3-4 annet ledd bør endres fra å gjelde i «ekstraordinære tilfeller» til i «særlige tilfeller,» slik at departementet i særlige tilfeller kan gi dispensa-

sjon fra tilknytnings- og investeringsplikten for uttakskunder.

Med denne endringen vil dispensasjonsadgangen utvides fra å være en svært snever unntaksregel ved ekstraordinære tilfeller, til å være anvendelig i flere tilfeller. Spørsmålet om tiltaket er samfunnsmessig rasjonelt vil være sentralt i vurderingen av om det foreligger et særlig tilfelle. Dispensasjon kan særlig være aktuelt i situasjoner hvor samfunnets samlede kostnader klart overstiger samfunnets samlede nytte ved netttiltaket. I denne vurderingen inngår også ikke-prissatte virkninger, herunder natur- og miljøverdier. Endringen vil medføre at departementet i større grad enn i dag kan vektlegge blant annet hensynet til natur og miljø i dispensasjonsvurderingen.

8.11 Oppsummering av utvalgets anbefalinger

Kraftnettet er et naturlig monopol og nettselskapene er regulert for å ta hensyn til dette. Utvalget mener derfor at et overordnet mål bør være at det i all hovedsak er nettselskaper som eier og driver regionalnettet i Norge. Det er mye som taler for at en utvidet tilknytningsplikt bør innføres.

Utvalget anbefaler å innføre utvidet tilknytningsplikt, dvs. en plikt for utvalgte anleggskonsesjonærer til å investere helt fram til kunden som ønsker tilknytning. Dette bør gjennomføres med mindre ulempene viser seg å være større enn antatt. Departementet bør utrede nærmere hvordan utvidet tilknytningsplikt kan gjennomføres. I dette arbeidet ligger det også en nærmere utredning av hvilke anleggskonsesjonærer med nettvirksomhet som sin kjernevirksomhet som bør bli utpekt, og hvilke fordelingsvirkninger det vil ha. Utvalget mener videre at det fortsatt bør være mulig for både forbruk og produksjon å få konsesjon til å bygge egne nettanlegg der det åpenbart er samfunnsmessig rasjonelt.

Utvalget mener NVE i arbeidet med å endre forskrift om energiutredninger, omtalt i kapittel 5, i større grad enn i dag bør stille minimumskrav til hva som skal foreligge av utredninger, og involvering og koordinering med øvrige netteiere før en kan søke konsesjon. Utvalget legger til grunn at oppgavene til utredningsansvarlig selskap også vil bli ytterligere beskrevet i forbindelse med endringene i forskrift om energiutredninger.

Utvalget anbefaler at det utarbeides en felles bransjestandard for anlegg i regional- og trans-

misjonsnett, og at konsesjoner til anlegg på disse spenningsnivåene som hovedregel skal være i tråd med disse standardene.

Det er viktig at prissignalene er gode slik at forbruk har insentiv til å lokalisere seg der det er nettmessig gunstig. Samtidig vil også andre forhold enn nettkapasitet være relevant for lokalisering av næringsvirksomhet.

Utvalget mener at nettselskapets planrolle bør være avgrenset til rent nettmessige vurderinger, og vurderinger som er basert på objektive, transparente og ikke-diskriminerende kriterier.

Utvalget mener at dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig med tilknytning der kunden ønsker tilknytning, bør nettselskapet gi nødvendig informasjon til nettkunden om alternative tilknytningspunkt, herunder informasjon om tilgjengelig kapasitet, og om eventuell prosess knyttet til nettutbygging, inkludert kostnader for anleggsbidrag. Dersom en kunde er villig til å betale for tilknytning i et gitt punkt, og vente til nødvendige nettinvesteringer er gjennomført, skal ikke en planrolle være til hinder for dette.

Utvalget viser også til anbefalingen om innføring av et kapasitetskart i kapittel 7.4 og utvidet tilknytningsplikt i kapittel 8.6. Utvalget mener et kapasitetskart vil bidra til at nettkundene får bedre beslutningsgrunnlag for å lokalisere seg der det er nettmessig gunstig. Videre vil en utvidet tilknytningsplikt medføre at det er nettselskapet med utvidet tilknytningsplikt sin oppgave å utrede beste nettløsning fram til kunden. Utvalget mener derfor at betydningen av en planrolle vil være betydelig mindre i en situasjon der disse to tiltakene er innført.

Utvalget mener at nettselskapene må opptre forutsigbart i disse prosessene, og dokumentere hvilke vurderinger som gjøres, og hvilke kriterier som vektlegges.

Utvalget konstaterer at det er en klar kobling mellom adgangen til å dispensere fra tilknytningsplikten for forbruk og konsesjon til samfunnsmessig rasjonelle tiltak i nettet.

Utvalget mener prinsipielt sett at dispensasjonsadgangen for tilknytningsplikten for forbruk i regional- og transmisjonsnettet bør utvides. Utvalget mener at ordlyden i energiloven § 3-4 annet ledd bør endres fra å gjelde i «ekstraordinære tilfeller» til i «særlige tilfeller,» slik at departementet i særlige tilfeller kan gi dispensasjon fra tilknytnings- og investeringsplikten for uttakskunder.

Virkninger av utvalgets anbefalinger

Utvalgets anbefaling om å innføre utvidet tilknytningsplikt for utvalgte anleggskonsesjonærer er forventet å føre til en klarere definering av roller og ansvar i regionalnettet, som igjen forventes å gi en mer helhetlig utvikling av regionalnettet og mindre behov for at NVE koordinerer nettutviklingen i forbindelse med konsesjonsbehandlingen. Sistnevnte er ventet å gi redusert ledetid i de sakene det gjelder. Tiltaket vil også bidra til at det i større grad er løsningene som er til det beste for samfunnet som helhet som konsesjonssøkes og eventuelt bygges.

Utvidet tilknytningsplikt vil medføre at aktører som i dag ufrivillig blir anleggskonsesjonær, vil slippe dette ansvaret. Det kan også bidra til at kunder som ønsker tilknytning, møter en konsesjonær som sannsynligvis vil inneha mer erfaring og kompetanse med å håndtere tilknytningshenvendelser. Dette forventes å føre til at en unngår forsinkelser som skyldes at anleggskonsesjonæren ikke har tilstrekkelig kompetanse eller rutiner til å håndtere slike henvendelser, eller at anleggskonsesjonæren starter prosesser for å forsøke å overdra anleggene til et nettselskap i stedet for å håndtere tilknytningen. Andre kilder til forsinkelse som unngås er at anleggskonsesjonæren sår tvil om hvem som har tilknytningsplikt, de selv eller andre netteiere i området.

En utvidet tilknytningsplikt kan imidlertid føre til at vedlikehold og reparasjoner av tilknytningsledning(er) i mindre grad er tilpasset behovene til kraftverkseiere, hvis det gjøres av netteier uten

ansvar for behov og nytte av kraftverket. Statnett som systemansvarlig har her en viktig rolle i å koordinere driftsstanser i regional- og transmissjonsnett.

Tiltaket forventes å føre til økt ressursbruk for anleggskonsesjonærene som blir utpekt til å ha plikten, men omtrent tilsvarende redusert ressursbruk for andre konsesjonærer som slipper denne oppgaven. I forbindelse med at departementet utreder nærmere hvordan utvidet tilknytningsplikt kan gjennomføres, er det forventet økt ressursbruk i departementet og NVE, inkludert RME. På sikt kan imidlertid ressursbruken i konsesjonsbehandlingen bli noe redusert ved at søkere på nye tilknytningsledninger er mer profesjonelle på prosesser og utredninger for nettanlegg.

Med forutsetning om at anlegg som i dag ville vært anleggsbidragspliktige, fortsatt vil være det med utvidet tilknytningsplikt, vil det ikke bli endring på dette området.

Utvalgets anbefalinger knyttet til nettselskaperes planrolle er ikke forventet å gi store endringer, men vil bidra til en tydeliggjøring av dagens praksis.

En utvidelse av adgangen til å dispensere fra tilknytning av forbruk til regional- og transmissjonsnett vil føre til et større rom for konsesjonsmyndighetene til å vurdere totale kostnads- og nyttevirkninger av nettiltak som er begrunnet i nytt forbruk. Endringen er ikke forventet å gi en nevneverdig økning i antall søknader om dispensasjon fra tilknytningsplikten.

Kapittel 9

Juridisk rammeverk

En rekke lover og forskrifter er relevante for investeringer i nettanlegg. Offentlig forhåndskontroll i form av konsesjonsplikt, sikrer individuell vurdering av et tiltaks lovmessighet og konsekvenser. Nedenfor omtales de mest relevante lover og forskrifter som direkte og indirekte har betydning for konsesjonsbehandlingen av kraftledninger. Andre relevante lover og forskrifter vil omtales i de ulike kapitlene.

9.1 Formålet med regelverket

Formålet med regelverket er blant annet å sikre at samfunnsmessig rasjonelle prosjekter blir gjennomført, at de ulike interessene blir hørt og vurdert, at tiltakene settes under offentlig kontroll og at det settes nødvendige vilkår for å ivareta ulike interesser.

Både ved planlegging, bygging og drift av et overføringsanlegg for elektrisk energi, kan det oppstå konflikter mellom en rekke ulike bruker- og miljøinteresser. For eksempel kan naturmangfold, landskap og friluftsliv, fiske, turisme, kulturmiljø, lokalsamfunn og reindrift berøres. Slike interesser betegnes ofte som «allmenne interesser» i lovverket. Overføringsanlegg påvirker også en rekke private interesser.

Lovgivningen skal sørge for en effektiv forvaltning av ressursene. Hensynet til en sikker energiforsyning og et velfungerende kraftmarked står sentralt.

9.2 Energiloven¹

Formålet med energiloven er at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det skal tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt, jf. energiloven

¹ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

§ 1-2. Med samfunnsmessig rasjonell og samfunnsøkonomisk lønnsomhet legger man til grunn det samme. Det betyr at en må vurdere både de kostnads- og nytteelementer som kan verdsettes i kroner, og de elementer som i dag ikke kan verdsettes på en effektiv og allment akseptert måte, se Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) s. 25.

Bygging, drift og eierskap av blant annet kraftledninger, herunder jord- og sjøkabler, transformatorstasjoner og elektriske anlegg i kraftverk, er omfattet av energiloven § 1-1. Anlegg for produksjon, omforming, overføring og distribusjon av elektrisk energi kan ikke bygges, drives eller eies uten konsesjon, jf. energiloven § 3-1. Konsesjonsordningen omfatter ikke bare nye anlegg, men også ombygging eller utvidelse av bestående anlegg. I konsesjonsbehandlingen etter energiloven skal alle fordeler og ulemper ved tiltaket veies mot hverandre, og kun nettanlegg som totalt sett vurderes som samfunnsmessig rasjonelle gis konsesjon.

Utbygging og drift av nett er et naturlig monopol og kontrollen med nettselskapenes inntekter er hjemlet i energiloven. I medhold av energiloven reguleres også markedsplass for omsetning av elektrisk energi, overføringsforbindelser til utlandet, fjernvarmeanlegg, systemansvar, leveringskvalitet, energiplanlegging og kraftforsyningsberedskap.

Energiloven representerer et tidsskille i norsk kraftforsyning. Før energiloven hadde energiverkene som områdekonsesjonærer, monopol i sluttbrukermarkedet. Til gjengjeld hadde de en plikt til å dekke sluttbrukerens etterspørsel etter kraft til enhver tid. Med energiloven ble det organisert et fritt marked for handel med elektrisitet.

9.3 Forskrifter til energiloven

9.3.1 Energilovforskriften

Energilovforskriften² utdyper energilovens formål. Formålsangivelsen i loven er ordrett gjentatt i energilovforskriften § 1-2. Forskriften definerer

blant annet hva som gjør elektriske anlegg konsekvenspliktige og presiserer hva en søknad om konsesjon skal inneholde.

9.3.2 Andre relevante forskrifter under energiloven

Kontrollforskriften³ skal legge grunnlag for et effektivt kraftmarked og kontroll av nettvirksomhet som et naturlig monopol.

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet⁴ skal legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet.

Forskrift om energiutredninger⁵ regulerer blant annet at koordinerte kraftsystemutredninger 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.

Forskrift om ekstern kvalitetssikring⁶ krever blant annet at planlegger av nye store kraftledningsanlegg skal utarbeide en konseptvalgutredning som redegjør for behov og alternative konsepter. Videre definerer forskriften vedtaksmyndighet etter energiloven.

NEM-forskriften⁷ skal legge til rette for et effektivt energimarked, der omsetning av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, og sikre en effektiv markedsovervåking.

9.4 Ekspropriasjonsloven

Ved bygging av energianlegg som krever anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1, må tiltakshaver ha adgang til nødvendig grunn og rettigheter for anleggene. Dette kan enten skje gjennom frivillige avtaler eller ved ekspropriasjon. Når tiltakshaver søker anleggskonsesjon, søkes det også om ekspropriasjonstillatelse i tilfelle slike frivillige avtaler ikke oppnås med

² Forskrift 7. desember 1990 nr. 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

³ Forskrift 11. mars 1990 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier.

⁴ Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet.

⁵ Forskrift 7. desember 2012 nr. 1158 om energiutredninger.

⁶ Forskrift 21. juni 2013 nr. 681 om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven.

⁷ Forskrift 24. oktober 2019 nr. 1413 om nettregulering og energimarkedet.

berørte grunneiere og rettighetshavere. Søknaden rettes til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som fatter eget ekspropriasjonsvedtak. For områdekonsesjon sendes søknad om ekspropriasjon til statsforvalteren ved uenighet om erstatning, og til NVE ved uenighet om teknisk løsning eller arealbruk. Regler om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse er hjemlet i ekspropriasjonsloven.⁸ Det kan bare gis samtykke til ekspropriasjon dersom inngrepet uten tvil er til mer nytte enn skade. Dersom tiltakshaver ikke kommer frem til minnelige avtaler med berørte grunneiere og rettighetshavere, iverksettes ekspropriasjonen ved en etterfølgende skjønnssak for domstolene for utmåling av eventuell erstatning for ekspropriasjonsinngrepet. Dersom det er behov for å sette i gang byggearbeidene før skjønn er avholdt, kan tiltakshaver søke om forhåndstiltredelse.

9.5 Plan- og bygningsloven⁹ og konsekvensutredningsforskriften¹⁰

Regional- og transmisjonsnett, transformatorstasjoner og andre større kraftledninger som krever anleggskonsesjon etter energiloven, er unntatt fra plan- og bygningsloven, jf. § 1-3. Det er kun bestemmelsene om konsekvensutredning i kapittel 14 og om stedfestet informasjon i kapittel 2 som gjelder for slike anlegg. Dette betyr at det kan gis konsesjon og bygges anlegg uavhengig av planstatus, at det ikke skal lages reguleringsplan eller gis dispensasjon for slike anlegg, og at det ikke kan vedtas planbestemmelser for dem. Nybygging innenfor områdekonsesjonene av mindre kraftledninger omfattes imidlertid fortsatt av plan- og bygningsloven. Dette betyr at kommunene i slike saker bestemmer hvilken behandling de ønsker for det enkelte nye anlegget.

I energiloven § 2-1 annet ledd heter det at for søknader som omfattes av plan- og bygningsloven kapittel 14 skal konsekvensutredninger vedlegges søknaden. Konsekvensutredningsplikten gjelder for alle konsesjonspliktige nettanlegg, jf. konsekvensutredningsforskriften § 7 og vedlegg II, mens plikten til å konsekvensutrede og sende melding med forslag til utredningsprogram etter § 6 jf. vedlegg I, inntreffer for kraftledninger og jord- og sjøkabler med spenning 132

⁸ Lov 23. oktober 1959 nr. 3 om oreigning av fast eiendom.

⁹ Lov 27. juni 2008 nr. 71 om planlegging og byggesaksbehandling.

¹⁰ Forskrift 21. juni 2017 nr. 854 om konsekvensutredninger.

kV eller høyere og en lengde på mer enn 15 km. I konsekvensutredningsforskriften heter det at meldingen blant annet skal beskrive relevante og realistiske alternativer, og hvordan disse skal vurderes i konsekvensutredningen. Beskrivelsen vil typisk omfatte alternative traseer og til dels alternative framføringsmetoder (luftledning eller jord-/sjøkabel). Formålet med konsekvensutredningsforskriften er å sikre at hensynet til miljø og samfunn blir tatt i betraktning under forberedelsen av planer og tiltak, og når det tas stilling til om og på hvilke vilkår planer eller tiltak kan gjennomføres.

9.6 Forvaltningsloven¹¹

Forvaltningsloven gir rammer for hvordan myndighetenes saksbehandling skal foregå. Loven inneholder generelle regler om saksbehandlingen ved enkeltvedtak, klage m.m. og utfyller de spesielle saksbehandlingsreglene i særlovene, for eksempel i energiloven og ekspropriasjonsloven.

9.7 Offentlighetsloven¹²

Offentlighetsloven legger til rette for at offentlig myndighet er åpen og transparent. Slik styrker den informasjon- og ytringsfriheten for den enkelte, og tillitten til det offentlige og kontrollen fra allmenheten. I konsesjonsbehandlingen av kraftledninger, er alle dokumentene som sendes til energimyndighetene i all hovedsak offentlige. Alle kan søke om innsyn i dokumentene og energimyndighetene må gi innsyn uten ugrunnet opphold.

9.8 Naturmangfoldloven¹³

I energimyndighetens vurdering av om konsesjon etter energiloven skal gis, veies fordeler og ulemper ved den omsøkte kraftledningen opp mot hverandre. Hensynet til naturmangfold inngår i skjønnsutøvingen ved saksbehandlingen etter energiloven, og eventuelle konsekvenser for

naturmangfold må vurderes i et helhetlig og langsiktig perspektiv. Naturmangfoldloven har som formål å ivareta naturen, med blant annet dens biologiske mangfold og økologiske prosesser, ved bærekraftig bruk og vern, nå og i framtiden. Lovens § 7 fastslår at prinsippene i §§ 8-12 skal legges til grunn som retningslinjer ved utøving av offentlig myndighet. Dette gjelder for eksempel ved vedtak etter energiloven. Disse prinsippene omhandler kunnskapsgrunnlaget, føre-var-prinsippet, økosystemtilnærming og samlet belastning, at kostnadene ved miljøforingelse skal bæres av tiltakshaver og miljøforsvarlige teknikker og driftsmetoder. Naturmangfoldloven § 8 medfører at beslutning om konsesjon så langt det er rimelig skal bygge på kunnskap om naturmangfoldet på stedet, og effektene tiltaket vil ha på dette naturmangfoldet. I konsesjonsbehandlingen av større kraftledninger skal konsesjonsmyndigheten foreta vurderinger av samlet belastning jf. naturmangfoldloven § 10. Konsesjonsmyndigheten skal ved vurderingen i hver enkelt sak vurdere den samlede belastningen for økosystemer, naturtyper og arter, slik at det så langt som mulig unngås resultater som strider mot forvaltningsmålene i naturmangfoldloven §§ 4-5. I vurderingen av samlet belastning skal det både tas hensyn til allerede eksisterende inngrep samt relevante og dokumenterte forventede framtidige inngrep. Vurderingene etter disse prinsippene skal fremgå av beslutningen. Konsesjon etter energiloven skal ikke gis dersom det vurderes at tiltakets nytte ikke står i et rimelig forhold til kostnadene og ulempene tiltaket medfører, herunder skade på naturmangfoldet. Utredninger, registreringer og faktainnsamling som skal foretas i tråd med naturmangfoldlovens kapittel II, må tilpasses omfanget og betydningen av det tiltaket som skal vurderes og avveies etter energiloven.

9.9 Annet relevant regelverk

Under følger eksempler på regelverk som ikke direkte berører konsesjonsbehandlingen, men som er relevante for behandlingen av enkeltsaker:

Kulturminneloven¹⁴

Kulturminneloven har til formål å sikre vern av kulturminner og kulturmiljø. Loven slår fast et automatisk vern for en nærmere angitt liste med eldre kulturminner (inntil år 1537) og samiske

¹¹ Lov 10. februar 1967 om behandlingsmåten i forvaltningsaker.

¹² Lov 19. mai 2006 nr. 16 om rett til innsyn i dokument i offentlig verksemd.

¹³ Lov 19. juni 2009 nr. 100 om forvaltning av naturens mangfold.

¹⁴ Lov 9. juni 1978 nr. 50 om kulturminner.

kulturminner eldre enn fra år 1917. Loven oppstiller også undersøkelsesplikt ved planlegging av offentlige og større private tiltak, såkalte § 9-undersøkelser. Formålet med undersøkelsene er å avdekke om tiltaket kan virke inn på automatisk fredede kulturminner.

Reindriftsloven¹⁵

Etter reindriftsloven § 22 er det forbudt å stenge flyttleier¹⁶. Ikke bare en fullstendig blokkering av leien omfattes, også innsnevring av og bygging like ved leien, samt forstyrrelser som bygging av tiltaket medfører, kan etter omstendighetene omfattes av bestemmelsen dersom det er til hinder for at flyttleien kan benyttes. Dette må vurderes i det konkrete tilfellet. Kongen har adgang til å samtykke til omlegging av flyttlei og i åpning av ny flyttlei. Flyttleier kan imidlertid bli berørt, og eventuelt stengt, i forbindelse med mer omfattende tiltak når forutsetningene for ekspropriasjon foreligger. Dersom reinen i praksis ikke lar seg drive under en kraftledning som krysser en flyttlei, må konsesjonsmyndighetene fastsette vilkår om avbøtende tiltak av hensyn til reindriften, etter forutgående konsultasjoner med de berørte reinbeitedistriktene og eventuelt også Sametinget.

Sameloven¹⁷

Lov om Sametinget og andre samiske rettsforhold hjemler hva slags saker som er gjenstand for

¹⁵ Lov 15. juni 2007 nr. 40 om reindrift.

¹⁶ Reindriftsloven: Reindriftsutøvere har adgang til fritt og uhindret å drive og forflytte rein i de deler av reinbeiteområdet hvor reinen lovlig kan ferdes og adgang til flytting med rein etter tradisjonelle flyttleier. Med til flyttlei regnes også faste inn- og avlastingsplasser for transport av reinen.

¹⁷ Lov 12. juni 1987 nr. 56 om Sametinget og andre samiske rettsforhold.

konsultasjoner. Bestemmelsene om konsultasjon gjelder for lovgivning, forskrifter og andre beslutninger eller tiltak som vil kunne påvirke samiske interesser direkte. Hvis utbygging av kraftledninger berører samiske interesser, har Sametinget og andre representanter for berørte samiske interesser, rett til å bli konsultert.

Konvensjonen om sivile og politiske rettigheter

Etter menneskerettsloven¹⁸ § 2 nr. 3 gjelder FNs internasjonale konvensjon om sivile og politiske rettigheter (SP-konvensjonen) som norsk lov og er derfor en skranke for forvaltningsskjønnet, også i kraftledningssaker. Artikkel 27 i SP-konvensjonen stiller et forbud mot å nekte etniske, religiøse eller språklige minoriteter å dyrke sin egen kultur, bekjenne seg til og utøve sin egen religion, eller bruke sitt eget språk. Bestemmelsen må ses i sammenheng med Grunnloven¹⁹ § 108, som pålegger statens myndigheter å «leggje til rette for at den samiske folkegruppa kan tryggje og utvikle samisk språk, kultur og samfunnsliv». Ved myndighetsbehandling av søknader om å bygge, drive og eie kraftledninger, må konsesjonsmyndighetene vurdere SP-konvensjonen artikkel 27 der bestemmelsen er relevant.

Oppsummering

Dette kapitlet har gitt en oversikt over de mest relevante lover og forskrifter som direkte og indirekte har betydning for konsesjonsbehandlingen for kraftledninger. Disse bestemmelsene er også omtalt mer detaljert i de ulike kapitlene i utredningen. Også andre relevante lover og forskrifter blir omtalt i de ulike kapitlene.

¹⁸ Lov 21. mai 1999 nr. 30 om styrking av menneskerettighetenes stilling i norsk rett.

¹⁹ Lov 17. mai 1914 om Kongeriket Noregs grunnlov.

Kapittel 10

Konsesjonsprosessen

10.1 Innledning

Dette kapittelet beskriver konsesjonsprosessen for kraftledningsnett, herunder rammene som stiller krav til prosessen og hvilke vurderinger som inngår i konsesjonsbehandlingen. Faktorer som påvirker tidsbruken i konsesjonsbehandlingen omtales også. Prosessbeskrivelsen spenner fra en sak sendes til konsesjonsmyndigheten til endelig vedtak. Se kapittel 11 for omtale av ordningen med konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring (KVU-ordningen).

Storstilte planer om økt elektrifisering av samfunnet og utbygging av kraftkrevende næring, i tillegg til en forventning om styrket forsyningsikkerhet, har de siste årene ført til et stort antall konsesjonssaker hos Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Sakene gjelder både oppgradering og fornyelser av eksisterende anlegg, og nye anlegg.

Etter energiloven¹ kreves det konsesjon for å bygge, eie og drive elektriske anlegg, og NVE er delegert myndighet til å behandle søknader om konsesjon for elektriske anlegg.

10.2 Konsesjonstyper

Etter energiloven kan elektriske anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi med spenning over 1000 volt vekselstrøm eller 1500 volt likestrøm, ikke bygges, eies eller drives uten konsesjon. Fordelingsanlegg med lavere spenning er konsesjonspliktige fram til tilknytningspunkt hos kunde. Her omtales anleggskonsesjon og deretter områdekonsesjon.

10.2.1 Anleggskonsesjon

Anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1 kan gis til nærmere spesifiserte og kartfestede anlegg på alle spenningsnivå, med en varighet som etter energiloven er begrenset til 30 år. Både nybygging og oppgraderinger/endringer av eksisterende anlegg krever anleggskonsesjon. Behandlingsprosessen avhenger av tiltakets omfang og beskrives i kapittel 10.6. Anlegg med anleggskonsesjon etter energiloven er unntatt fra plan- og bygningsloven.² Kun bestemmelsene om stedfestet informasjon i plan- og bygningslovens kapittel 2 og om konsekvensutredning i kapittel 14 gjelder for slike anlegg. Det betyr at de ikke krever kommunal behandling, verken reguleringsplan, byggesaksbehandling eller dispensasjon fra gjeldende arealplan. Kommunene er høringsparter i saker som behandles etter energiloven § 3-1.

Anleggskonsesjon gis til ett selskap for enkeltanlegg med tekniske/fysiske spesifikasjoner, for eksempel en kraftledning med trasé, spenningsnivå og mastetype, eller en transformatorstasjon med antall transformatorer med ytelse og omsetning og annen teknisk og fysisk utrustning. Konsesjonær kan ikke bygge anlegg som avviker fra spesifikasjonene i konsesjonsdokumentet, uten å søke om konsesjonsendring og få ny konsesjon. NVE bestemmer hvilke anleggsdeler som spesifiseres i anleggskonsesjonene, og vurderer hva slags typer inngrep som krever konsesjonsbehandling i tilstilfeller. Anleggskonsesjon gis også til planlegg som er nødvendige for bygging og/eller drift av de elektriske anleggene, som bygninger, anleggsveier, riggplasser, masselager, skredvoller o.l.

Alle som har anleggskonsesjon har også tilknytningsplikt, jf. energiloven § 3-4. Dette innebærer en plikt for konsesjonær til å gi nye forbrukerkunder som ønsker tilknytning på spenning over 22 kV eller kraftprodusenter, tilknytning i

¹ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

² Lov 27. juni 2008 nr. 71 om planlegging og byggesaksbehandling.

sine anlegg. Om nødvendig skal anleggskonsesjonær investere i nettanlegg for å kunne gi tilknytning. Plikten gjelder også for forbruks- eller produksjonsøkninger. De som ønsker tilknytning, må selv søke om anleggskonsesjon og bygge nettet fram til det aktuelle tilknytningspunktet i eksisterende nett. Anleggskonsesjon gis dermed både til tradisjonelle nettselskaper og til kraftprodusenter og større industribedrifter.

Tilknytningsplikten er nærmere beskrevet i kapittel 7 og 8.

10.2.2 Områdekonsesjon

Områdekonsesjon gjelder *fordelingsnett* med spenning fra 230 V til og med 22 kV innenfor et avgrenset geografisk område, men ikke ledninger som har som formål å tilknytte produksjonsanlegg³. Fordelingsnettet blir som regel omtalt som distribusjonsnettet. Landet er geografisk dekket av områdekonsesjoner, der ett nettselskap har rett og plikt til å bygge og drive fordelingsnettet i hvert enkelt konsesjonsområde. Plikten følger av energiloven § 3-3, som pålegger områdekonsesjonærer å tilknytte og levere strøm til alle kunder i sitt konsesjonsområde (leveringsplikt). Plikten gjelder fram til kundens husvegg eller annet naturlig grensesnitt.

Områdekonsesjoner gis blant annet med vilkår om at konsesjonær selv skal forelegge hvert enkelt nettiltak for berørte interesser, som kommune, fylkeskommune, statsforvalter, grunneiere/rettighetshavere og andre relevante interesser. Tiltak som bygges i medhold av områdekonsesjoner er ikke unntatt fra plan- og bygningsloven, og behandlingen etter plan- og bygningsloven bestemmes av den berørte kommunen.

NVE gir områdekonsesjoner med varighet på 30 år, som fornyes rutinemessig og uten omfattende vurderinger. Ellers gis det også nye områdekonsesjoner ved omorganiseringer/oppkjøp og ved avtalte endringer av konsesjonsgrenser mellom områder. Områdekonsesjoner gis også med vilkår om at saken skal forelegges NVE ved vesentlige innvendinger mot de enkelte tiltakene, for eksempel fra kommunen eller grunneier. NVE fatter i slike tvistesaker vedtak om hvilken løsning som skal velges og gir ekspropriasjonstillatelse ved behov. NVE har behandlet to til fem slike tvistesaker per år. Utover dette behandler ikke

NVE tiltak som bygges i medhold av områdekonsesjonene.

Grensen for ordinære områdekonsesjoner er satt ved 22 kV spenning, som omfatter distribusjonsnettet fram til sluttbrukerne. Dette utgjør størsteparten av nettet i Norge, med til sammen 300 000 km luftledninger og kabler. På disse spenningsnivåene er virkningene for omgivelsene mer begrenset enn med de større lednings- og stasjonsanleggene. Kostnadsforskjellen mellom kabel og luftledning er dessuten langt mindre ved disse spenningsnivåene, noe som også har medført at det i nyere områdekonsesjoner er satt vilkår om at fordelingsnettet *i hovedsak* skal bygges som kabel. Dette bidrar til å redusere konfliktnivået betydelig. Områdekonsesjonsordningen er svært tidsbesparende for energimyndighetene og nettselskapene.

Områdekonsesjon gis hovedsakelig bare til nettselskaper. Per i dag er det 85 områdekonsesjonærer som deler landet mellom seg. Enkelte industriselskaper og bedrifter, som for eksempel Equinor og Avinor, har også områdekonsesjon på definerte industriområder der dette er hensiktsmessig på grunn av mengden elektriske installasjoner og behov for fleksibilitet innenfor industrien.

Utvidet områdekonsesjon

De seks regionale nettselskapene Elvia, BKK Nett, Glitre Energi Nett, Lnett, Tensio TS og Arva, samt industriaktørene Equinor, Herøya Nett og Norske Shell har områdekonsesjon for avgrensede områder innenfor større byer eller industriområder. De utvidede områdekonsesjonene gjelder for kablede ledningsanlegg og utvidelser av eksisterende transformatorstasjoner med spenning til og med 132 kV. I by- og industriområder er det sjelden plass til å bygge noe annet enn jordkabel og kompakte transformatorstasjoner, og behovet for at nasjonale energimyndigheter skal kontrollere at anleggene bygges i tråd med nasjonale retningslinjer for kabling er mindre. Disse utvidede områdekonsesjonene gir også aktørene selv ansvaret for å klarere anleggene med berørte interesser og avklare forholdet til plan- og bygningsloven.

10.3 Rammer for konsesjonsbehandling og -vedtak

Lovverk og andre rammer for konsesjonsbehandling stiller krav til både hvilke løsninger som

³ Et unntak gjelder tilknytning av små vannkraftverk (der spenningen i kraftverket og anlegg for nettilknytning ikke overstiger 22 kV). Dette kan gjøres i medhold av områdekonsesjon. Denne ordningen er frivillig for områdekonsesjonær og kraftverkseier.

kan gis konsesjon og til hvordan prosessen skal foregå, med involvering, frister osv. Energiloven krever at tiltak skal være samfunnsmessig rasjonelle, dvs. at samlede fordeler må være større enn samlede ulemper, basert på en vurdering av både prissatte og ikke-prissatte virkninger.

Det er i saker som gjelder lengre kraftledninger vanlig å søke om ekspropriasjonstillatelse samtidig med konsesjonsøknaden. Ekspropriasjonsloven⁴ krever i likhet med energiloven at inngrepet uten tvil skal være til mer nytte enn skade for at det skal kunne gis samtykke til ekspropriasjon.

Naturmangfoldlovens⁵ bestemmelser stiller krav til hvordan hensynet til naturmangfold skal inngå i den helhetlige vurderingen. De nevnte lovverkene stiller krav til prosessene.

Videre gir forskrift om konsekvensutredninger⁶ føringer for hvilke stadier en sak skal gjennomgå, herunder frister og involvering, og den stiller krav til tilstrekkelig utredning av konsekvenser. Sameloven⁷ krever at det gjennomføres konsultasjoner med samiske interesser. Ellers gjelder andre forvaltningsrettslige krav etter forvaltningsloven⁸, som klagefrister, habilitet osv., og offentlighetsloven⁹ med krav om innsyn i offentlige dokumenter.

Meld. St. 14 (2011–2012) *Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet* (Nettmeldingen) legger føringer for hvordan utbygging av kraftnettet skal foregå, blant annet hvilke løsninger som kan vurderes og velges på ulike spenningsnivå. Nettmeldingens kriterier for å vurdere kabel som alternativ til luftledning gir retningslinjer for utredningskrav og hvilke løsninger som kan gis konsesjon.

På spenningsnivåene 300 og 420 kV er det bare i sjeldne unntakstilfeller at jord- eller sjøkabel vurderes, i all hovedsak der det er tilnærmet teknisk umulig å bygge luftledning, som gjennom byområder eller ved lengre kryssinger av fjord og sjø. Det kan også vurderes på begrensede strekninger der det gir særlig miljøgevinst eller en vesentlig bedre totalløsning.

Kraftledninger med spenningsnivåer fra 66 til 132 kV skal også i hovedsak bygges som luft-

ledning, men på disse spenningsnivåene er det noen flere kriterier enn de tidligere nevnte som kan føre til at kabel vurderes, som tilfeller der

- luftledning vil gi særlig store ulemper for bomiljø og nærfriluftsområder der det er knapphet på slikt areal
- kabling av eksisterende regionalnett kan frigjøre traseer til ledninger på høyere spenningsnivå
- kablingen er finansiert av nyttehavere.

Samtidig legger Nettmeldingen opp til mer bruk av kabel på lavere spenningsnivå. Nett med inntil 22 kV spenning skal derfor som hovedregel bygges som jordkabel, med mindre naturgitte forhold tilsier at kabling gir betydelige naturinngrep og/eller betydelige ekstrakostnader. Dette er et vilkår som er inkludert i alle områdekonsesjoner som er gitt etter at Nettmeldingen kom i 2012.

Årsaken til de strenge retningslinjene for kabling på høye spenningsnivå er at med høyere spenningsnivå øker både omfanget av naturinngrep, kostnadene og usikkerheten knyttet til teknologi og forsyningssikkerhet ved kabling. Nettmeldingen sier også at kravene som stilles til utredning av kabelløsninger skal tilpasses det som er beslutningsrelevant og i tråd med de gitte kriteriene.

Videre omtaler Nettmeldingen andre aktuelle tiltak for å redusere negative virkninger av nettutbygging. Valg av best mulig trasé er et viktig tiltak i nettplanleggingen og vurderes alltid i konsesjonsbehandlingen, blant annet for å minimere visuelle virkninger og virkninger for miljøverdier og annen arealbruk.

Andre eksempler på føringer for konsesjonsbehandlingen er klagevedtak som fattes av Olje- og energidepartementet, stortingsvedtak, instruksjoner fra Olje- og energidepartementet og ulike internasjonale konvensjoner.

10.4 Krav til utredninger og involvering av berørte interesser

Flere lovverk stiller krav til at saker skal være tilstrekkelig opplyst. Dette innebærer at beskrivelser av alle vesentlige konsekvenser av tiltaket som er relevant for vedtaket og fastsettelse av vilkår, må foreligge. Det krever blant annet gode utredninger og involvering av berørte interesser gjennom offentlige høringer og møter. Forskrift om konsekvensutredninger stiller både utrednings- og prosesskrav. I tillegg stiller både forvaltningsloven og energiloven krav til at saker

⁴ Lov 23. oktober 1959 nr. 3 om overføring av fast eiendom.

⁵ Lov 19. juni 2009 nr. 100 om forvaltning av naturens mangfold.

⁶ Forskrift 21. juni 2017 nr. 854 om konsekvensutredninger.

⁷ Lov 12. juni 1987 nr. 56 om Sametinget og andre samiske rettsforhold.

⁸ Lov 10. februar 1967 om behandlingsmåten i forvaltningsaker.

⁹ Lov 19. mai 2006 nr. 16 om rett til innsyn i dokument i offentlig verksemd.

skal være tilstrekkelig opplyst og til høring av berørte interesser.

10.4.1 Konsekvensutredninger og krav om involvering

Som beskrevet i kapittel 9.5 gir forskrift om konsekvensutredninger føringer for hvilke tiltak som skal konsekvensutredes samt hvilke tiltak som i tillegg skal meldes. At et tiltak skal meldes, innebærer at et forslag til utredningsprogram sendes på høring til berørte interesser før det fastsettes. Forskriften stiller også krav til innholdet i konsekvensutredninger og til framgangsmåten, som blant annet forutsetter bruk av anerkjent metodikk. Konsekvensutredninger skal tilpasses det aktuelle tiltaket og være relevant for beslutningene som skal tas. For tiltak som krever melding, jf. beskrivelse i kapittel 10.6, fastsettes utredningskrav på bakgrunn av offentlig høring, der berørte interesser på et tidlig stadium gis anledning til å påvirke hvilke utredninger som må gjennomføres før det kan fattes vedtak om det spesifikke tiltaket. Involvering av berørte interesser sikres også gjennom krav til hvordan prosessen skal gjennomføres, for eksempel krav om høringer og fastsatte frister.

10.4.2 Høringer

NVE har lister over instanser som skal eller bør høres i konsesjonssaker, og foretar i tillegg konkrete vurderinger i hver enkelt sak av hvilke

instanser som får meldinger og søknader direkte tilsendt. Alle saker som sendes på offentlig høring blir også kunngjort i lokal- og regionpressen. Geografisk avgrenset annonsering på Facebook blir også benyttet og NVE ber om at kommunene bidrar til å gjøre saker kjent i lokalmiljøet via sine kanaler. Offentlige høringer kan gjennomføres flere ganger i løpet av en konsesjonsprosess. Alle høringsuttalelser, der antallet kan variere fra noen få til flere hundre, registreres og innspill vurderes og drøftes før det fattes konsesjonsvedtak.

Gjennom høringer mottar NVE innspill fra andre myndigheter med sektoransvar, fra planmyndigheter, interesseorganisasjoner, grunneiere og andre.

10.4.3 Møter og befaringer

I forbindelse med offentlige høringer, er det i saker der NVE forventer en viss interesse, vanlig å avholde møter med berørte kommuner, fylkeskommuner, statsforvaltere og eventuelt Sametinget i områder med samiske interesser. NVE arrangerer også offentlige møter i nærområdet til tiltaket. Disse møtene er åpne for alle. Møtene har til hensikt å informere berørte interesser om NVEs behandling og hva de som lokalkjente kan bidra med, i tillegg til å gi dem anledning til å stille spørsmål og gi informasjon til NVE. Møter i nærområdene til tiltaket kombineres med befaringer for at NVEs saksbehandlere skal få oversikt over tiltakets virkninger. Mer formelle befaringer med deltakelse fra NVEs ledelse og berørte interesser gjennomføres i de største sakene. Noen aktører har en lovfestet rett til møter med NVE i behandlingsprosessen, se underkapittel 10.4.4 og 10.4.5.

10.4.4 Konsultasjoner med samiske interesser

Sameloven kapittel 4 gir Sametinget og andre representanter for berørte samiske interesser rett til å bli konsultert i saker som gjelder tiltak som planlegges i samiske områder. Plikten innebærer at NVE gjennomfører konsultasjonsmøter med samiske interesser, som reinbeitedistrikter og eventuelt siidaer¹⁰ som ønsker det i løpet av konsesjonsprosessen. Formålet med konsultasjonene er å forsøke å oppnå enighet og skal ikke avsluttes så lenge partene antar det er mulig å oppnå enighet.

Boks 10.1 Typiske høringsinstanser i konsesjonssaker for nettanlegg:

- Kommuner – lokal planmyndighet, lokale interesser og ev. grunneiere.
- Fylkeskommuner – regional planmyndighet, kulturmiljømyndighet m.m.
- Statsforvaltere – ansvarlig for miljø, landbruk, sikkerhet og beredskap mv.
- Sametinget og reindriftsforvaltningen.
- Andre sektormyndigheter, som Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet, Miljødirektoratet, Luftfartstilsynet m.fl.
- Interesseorganisasjoner innenfor natur og miljø, jord- og skogbruk, fiskeri og annet næringsliv, grunneierorganisasjoner mv.
- Grunneiere og rettighetshavere.

¹⁰ En gruppe av reineiere som utøver reindrift i fellesskap på bestemte arealer. Se lov om reindrift av 15. juni 2007 nr. 40 § 51.

10.4.5 Innsigelsesmøter

Ettersom anlegg som gis anleggskonsesjon etter energiloven er unntatt fra plan- og bygningsloven, er lokale, regionale og statlige forvaltningsorganer, i tillegg til klagerett, gitt innsigelsesrett til søknader om anleggskonsesjon. Ved innsigelser plikter NVE å tilby og arrangere innsigelsesmøter med formål å diskutere hvorvidt det er mulig med plantilpasninger eller avbøtende tiltak som kan føre til at innsigelser trekkes. En innsigelse forutsetter ikke at man kommer til enighet, men gir innsigelsesmyndighetene en mulighet til å komme i diskusjon med konsesjonsmyndigheten. Dersom konsesjonsmyndigheten ikke imøtekommer innsigelsen og den ikke trekkes, blir den stående som en klage på vedtaket eller innstillingen fra NVE. Saken sendes da til Olje- og energidepartementet for avgjørelse, sammen med eventuelle andre klager som fremmes innen klagefristen. Olje- og energidepartementet behandler innsigelsene på samme måte som klager.

10.5 Konsesjonsbehandlingen

Etter energiloven kan det gis konsesjon til samfunnsmessig rasjonelle tiltak, dvs. at de samlede fordelene må overstige de samlede ulempene. Det er en forutsetning at kraftnettet bygges og driftes forsvarlig, og viktige hensyn som forsynings-sikkerhet, verdien av ny kraftproduksjon og et vel-fungerende kraftmarked er sentrale i de vurderingene energimyndighetene gjør. Samtidig kan de nevnte hensynene trekke i motsatt retning enn andre viktige samfunnshensyn, som annen arealbruk, naturmangfold, landskap og friluftsliv, for å nevne noen vanlige vurderingstemaer i konsesjonssaker.

En anleggskonsesjon som gis av energimyndighetene gir tillatelse til å bygge, eie og drive et nettanlegg. Det betyr at det ikke er nødvendig å søke andre myndigheter om tillatelse til samme anlegg. Ved behov for ekspropriasjon gis også denne tillatelsen av konsesjonsmyndighetene. Samtidig stiller en rekke andre sektorlover krav til tiltakene, for eksempel kulturminneloven¹¹, havne- og farvannsloven¹², forskrift om merking av luftfartshinder¹³, vegloven¹⁴ m.m. Nettselska-

pene må selv sørge for å avklare at slike krav blir oppfylt, eller om nødvendig søke om dispensasjon fra krav de ikke kan oppfylle. Hensynet til øvrige lovverk inngår også i konsesjonsavveiningene.

Konsesjonssøknaden skal beskrive tiltaket og fordeler og ulemper med tiltaket, både for å gi myndighetene tilstrekkelig informasjon til å foreta konsesjonsavveiningene, og for å opplyse høringsinstansene tilstrekkelig til å gjøre sine vurderinger. Målgruppene har vidt forskjellige forkunnskaper og konsesjonssøknaden må på best mulig måte tilrettelegges for at alle skal kunne sette seg inn i saken.

10.5.1 Vurdering av behovet for tiltak

Behovet for et tiltak må begrunnes i konsesjonssøknadene. Det stilles også noen absolutte krav blant annet til leveringskvalitet¹⁵. I en del tilfeller planlegges nettet på en slik måte at det finnes tilstrekkelig reserve til å tåle utfall av én komponent, såkalt N-1-forsyning. Kraftnettet skal kunne driftes forsvarlig, og anleggene skal oppfylle kravene i kraftberedskapsforskriften¹⁶ om sikring og redundans. Tilknytningsplikten¹⁷ tilsier at ny produksjon eller nytt forbruk skal tilknyttes *uten ugrunnet opphold*, og det innebærer at netteier må utrede, søke og eventuelt bygge nødvendige anlegg for å oppfylle denne plikten.

For tiltak som har gjennomgått en konseptvalgutredning med ekstern kvalitetssikring¹⁸ og myndighetsbehandling, jf. omtale i kapittel 11, vil behovet allerede være avklart før konsesjonsbehandlingen starter. I konsesjonssøknadene må behovet gjengis, i tillegg til at eventuelle endringer i forutsetninger og behovsvurdering må omtales.

10.5.2 Vurdering av fordeler og ulemper med et tiltak

I søknader beskrives konkrete anlegg, med fysisk og teknisk utførelse, en oppstilling av prissatte (tallfestede) gevinster og kostnader, sammen med ikke-prissatte konsekvenser for miljø og samfunn. Ikke-prissatte virkninger for miljø og samfunn kan være vanskeligere å vurdere enn prissatte virkninger. Det finnes veiledning på hvordan ikke-

¹¹ Lov 9. juni 1978 nr. 50 om kulturminner.

¹² Lov 21. juni 2019 nr. 70 om havner og farvann.

¹³ Forskrift 15. juli 2014 nr. 980 om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder.

¹⁴ Lov 21. juni 1963 nr. 23 om vegar.

¹⁵ Forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet.

¹⁶ Forskrift 7. desember 2012 nr. 1157 om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen.

¹⁷ Energiloven §§ 3-4 og 3-4 a.

¹⁸ Forskrift 21. juni 2013 nr. 681 om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven.

prissatte virkninger skal vurderes, for eksempel fra Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ). I tillegg har Miljødirektoratet en sektor-nøytral veileder for konsekvensutredninger for klima og miljø¹⁹ som er utformet slik at konsekvensvurderinger for miljø kan suppleres med prissetting og/eller inngå i en samfunns-økonomisk analyse.

Typiske temaer som inngår i de samfunns-økonomiske vurderingene, er:

- Tekniske og økonomiske vurderinger
 - Relevante systemløsninger og rangering av disse
 - Valgt systemløsning og andre tekniske og økonomiske forhold, som
 - investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader
 - reduserte avbruddskostnader (KILE²⁰), nettap, flaskehalskostnader og systemdriftkostnader
 - verdien av ny kraftproduksjon
 - vurdering av tekniske spesifikasjoner for omsøkt løsning
- Virkninger for miljø og samfunn
 - forsyningssikkerhet ut over prissatte avbruddskostnader, herunder anleggenes sikkerhet mot naturfare og utilsiktede eller utilsiktede hendelser
 - visuelle virkninger for bomiljø, natur- og kulturlandskap, friluftsliv mv.
 - virkninger for kulturmiljø, naturmangfold, reindrift, arealbruk, næring og bebyggelse.

Beregninger av reduserte avbruddskostnader, nettap, flaskehalskostnader og systemdriftskostnader gjøres på bakgrunn av forventninger om framtidig forbruk. Det betyr at prognoser for framtidig forbruk er viktige forutsetninger for analysene i konsesjonsbehandlingen.

Den samfunnsøkonomiske nytten eller kostnaden av selve forbruket som utløser investeringer i nettanlegg vurderes ikke eksplisitt i konsesjonsbehandlingen. Implisitt vurderes nytten til dels gjennom prognoser for etterspørsel, som legger grunnlag for beregninger av avbruddskostnader. Dette temaet er nærmere omtalt i kapittel 6.7, der utvalget blant annet foreslår at det utarbeides en sektorveileder for samfunnsøkon-

omiske analyser av nettiltak. Det vises videre til at tilknytningsplikten for forbruk står svært sterkt, og at etter energiloven kan departementet i *ekstraordinære tilfeller gi dispensasjon fra tilknytnings- og investeringsplikten for uttakskunder*²¹. Det vises også til forslag om endring i dispensasjonsadgangen for tilknytning av forbruk, jf. kapittel 8.10.

Anleggets overordnede fysiske utforming og avbøtende tiltak vurderes med hensyn til kostnader og reduserte negative virkninger, og inngår i den helhetlige vurderingen. For kraftledninger kan dette for eksempel være valg av trasé, mastetyper og -farge, merking av liner for å unngå at fugl kolliderer og skånsom skogrydding. For transformatorstasjoner er plassering, skjerming og fasadematerialer/-farger aktuelle temaer.

De fleste søknader om nettanlegg gis konsesjon siden nettselskaper normalt har gode begrunnelser for sine søknader og kan vise at de samlede fordelene overstiger de samlede ulemmene, altså at tiltaket er samfunnsmessig rasjonelt, jf. energiloven. Unntakene er der nettanleggene er begrunnet i tilknytning av kraftproduksjonsanlegg som ikke får konsesjon. Selv om de fleste søknader om nettanlegg gis konsesjon, er det ikke nødvendigvis opprinnelig omsøkt løsning som får konsesjon. NVE gjennomgår søknadens begrunnelser og nytte-/kostnadsvurderinger og stiller nødvendige kontrollspørsmål, i tillegg til selvstendige vurderinger av virkninger for miljø og samfunn. Konsesjonsvurderingene dreier seg til slutt om hvilke løsninger som skal få konsesjon og på hvilke vilkår.

NVEs vurderinger av løsningen som det gis konsesjon til, oppsummeres i en tabell, som gjengir de viktigste hensynene i den konkrete saken, inkludert effekten av pålagte avbøtende tiltak, og NVEs vektning av de ulike hensynene. Det kan variere noe fra sak til sak hvilke virkninger som er relevante å trekke fram. Noen virkninger er prissatte, og andre er ikke-prissatte. Hensikten med en slik oppsummering er å synliggjøre hvilke vurderinger som ligger til grunn for vedtaket. Se figur 10.1.

10.5.3 Konsesjonsvedtak

NVE eller Olje- og energidepartementet gir tilatelse etter energiloven § 3-1 til å bygge, eie og drive elektriske anlegg og nødvendige baneanlegg, som er kartfestet og spesifisert med teknisk/fysisk utførelse. Etter energiloven § 3-5 andre ledd kan energimyndighetene i konsesjoner sette nød-

¹⁹ Miljødirektorates veileder M-1941 *Konsekvensutredninger for klima og miljø*

²⁰ Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi: representerer kundenens kostnader ved avbrudd som tas med i nettselskapenes bedriftsøkonomiske vurderinger. Beregnes ofte etter faste KILE-satser for ulike kundegrupper, men er i noen tilfeller individuelt beregnet.

²¹ Energiloven § 3-4 annet ledd.

| Prissatte virkninger | | | |
|---|--|--|--|
| Investerings-, drifts-, avbrudds, tapskostnader mv. | | Oppgitt i nåverdi NOK | |
| Ikke-prissatte virkninger | | | |
| Tema | NVEs vektlegging | NVEs vurdering | Avbøtende tiltak |
| Forsyningsikkerhet, visuelle virkninger, naturmangfold, arealbruk mv. | Beskrivelse av NVEs vektlegging av temaene | Kort beskrivelse av NVEs vurdering av vektlagte fordeler og ulemper med tiltaket | Beskrivelse av pålagte avbøtende tiltak med betydning for NVEs vurdering og vedtak |
| Andre vektlagte forhold i saken | | | |
| NVEs samlede vurdering/konklusjon kort beskrevet | | | |

Figur 10.1 Eksempel på tabell som oppsummerer NVEs konsesjonsvurdering

vendige vilkår for å ivareta allmenne eller private interesser. Vanlige vilkår i anleggskonsesjoner er frist for idriftsettelse, vilkår om ulike avbøtende tiltak og vilkår om miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan). I mange saker gir konsesjonsmyndigheten samtidig samtykke til ekspropriasjon etter ekspropriasjonsloven.

10.6 Ulike saker – ulik behandling

NVE behandler en stor variasjon av konsesjons-søknader for nettanlegg, både når det gjelder omfang og størrelse på anleggene og formål. Tiltak som ikke krever melding etter forskrift om konsekvensutredninger, vist i figur 10.2, starter med konsesjonssøknad. Kravene til konsesjonssøknaden og konsekvensutredningene som må følge søknaden er gitt i NVEs veileder for utforming av søknader om konsesjon for nettanlegg.²² Utredningskravene i veilederen er i store trekk de samme som fastsettes i utredningsprogrammer, med unntak av at det ikke er saksspesifikke krav.

Det er også eksempler på saker som begynner med en søknad, der virkningene av anleggene enten er så ubetydelige at høring ikke er nødvendig, eller kun en enkel høring gjennomføres, før

²² NVE veileder nr. 2/2020.

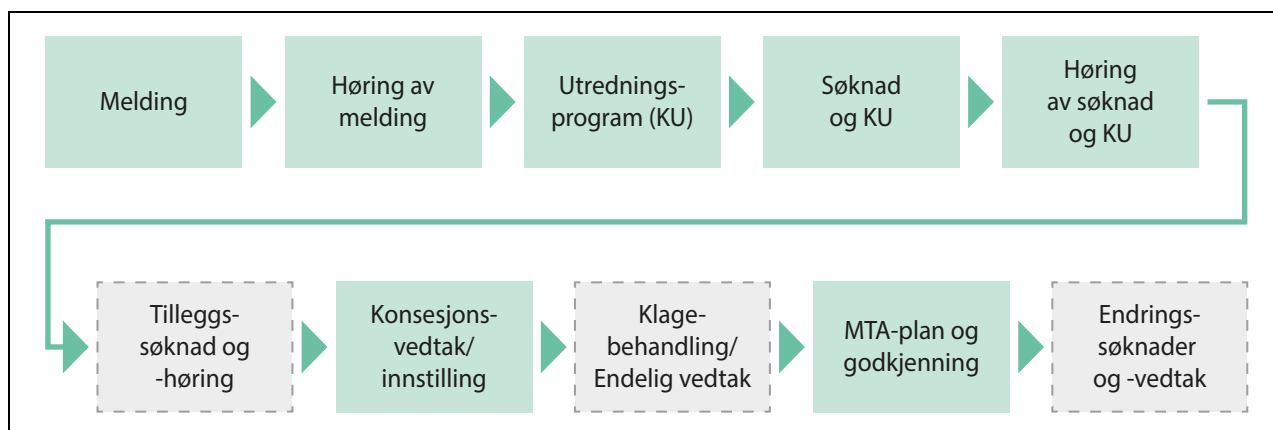
vedtak fattes. Alle vedtak som er fattet av NVE kan påklages, men mange små saker avsluttes med NVEs konsesjonsvedtak, eventuelt med en påfølgende MTA-planprosess og -vedtak.

I saker som gjelder ledninger med spenning på minst 132 kV og mer enn 15 km ny trasé, starter myndighetsbehandling av saken med melding og forslag til utredningsprogram. Denne saksgangen er vist i figur 10.3. NVE gjennomfører høring av meldingen, fastsetter utredningsprogrammet, og sender søknaden og konsekvensutredningen på høring før de fatter konsesjonsvedtak. Deretter følger eventuell klagebehandling hos Olje- og energidepartementet og til slutt behandling av MTA-plan. Prosessen innebærer dermed minst to offentlige høringer og omfattende involvering av ulike berørte interesser. Utredningskravene som stilles er i stor grad like for denne typen anlegg, da det normalt er de samme temaene som berøres. Spesielle krav i den enkelte sak kan for eksempel være hvilke traseer som skal utredes, basert på høringsuttalelser.

De aller største ledningene, med minst 300 kV spenning og lengde på over 20 km, er underlagt krav om konseptvalgutredning (KVU) med ekstern kvalitetssikring og myndighetsbehandling, vist som utsnitt av saksgang C i figur 10.4. Deretter følges saksgang B, som vist i figur 10.3, med unntak av at NVE i saksgang C istedenfor å fatte ved-

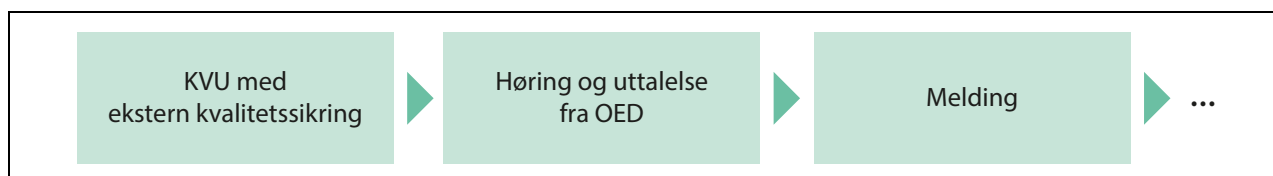


Figur 10.2 Saksgang A: Enkel konsesjonssak der myndighetsbehandlingen starter med søknad



Figur 10.3 Saksgang B: Sak som krever melding etter forskrift om konsekvensutredninger.

Grønne bokser er trinn som alltid følges, og grå bokser er trinn som ofte forekommer.



Figur 10.4 Saksgang C: Sak som krever konseptvalgutredning mv.

Figuren viser de første trinnene i prosessen, som deretter følger saksgangen vist i figur 10.3.

tak, sender innstilling til Olje- og energidepartementet før vedtak til slutt fattes hos Kongen i statsråd, et vedtak som ikke kan påklages.

I de fleste større sakstypene, som nye ledninger i transmisjons- og regionalnettet, er det vanlig at NVE stiller krav om tilleggsutredninger. Krav om tilleggsutredninger kommer ofte som resultat av innspill fra høringsinstanser, for eksempel konkrete forslag om traséjusteringer o.l. Dette er noe NVE oppfordrer spesifikt til i høringene av konsesjonssaker. Det er ikke uvanlig at krav om tilleggsutredninger resulterer i endrings- eller tilleggs-søknader, vist i figur 10.3. Tilleggsutredninger bidrar til å opplyse saken og til å finne den beste løsningen. Før saken har vært på bred høring, er det vanskelig å fange opp alle forslag til justeringer av planene. Krav om tilleggsutredninger kan også skyldes mangelfulle utredninger fra tiltakshavers side, der det under myndighetsbehandlingen avdekkes behov for suppleringer. I noen saker gjennomføres høringer flere ganger, da nye traseer kan berøre nye interessenter som ikke har vært involvert tidligere.

I en del større saker vil det også være behov for behandling av tilleggs- eller endrings-søknader etter endelig vedtak, og mens anlegget er under

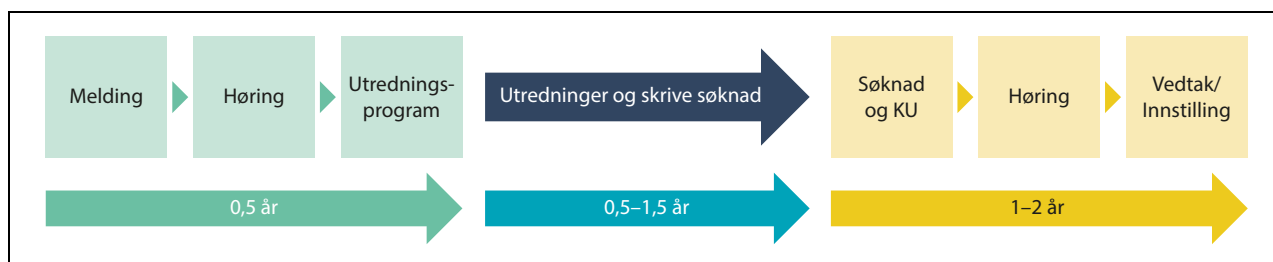
bygging, fordi detaljprosjekteringen avdekker nye eller endrede behov. Dette dreier seg normalt om mindre endringer som krever begrenset høring, også vist i figur 10.2.

10.7 Tidsbruk i konsesjonsprosessen

Konsesjonsmyndighetenes behandlingsprosess starter med melding eller søknad, og inkluderer i en del saker klagebehandling og godkjenning av MTA-planer, før tiltakshaver kan starte byggingen av et nettanlegg.

10.7.1 NVEs konsesjonsbehandling

Figur 10.5 skisserer konsesjonsprosessen fra melding (grønne bokser) eller søknad (gule bokser) fram til vedtak eller innstilling. Tidsbruken inkluderer ikke tiden en sak ligger i kø eller liggetid hos energimyndighetene eller nettselskapene. Som beskrevet i kapittel 10.6, er det i forkant av melding krav om konseptvalgutredning for de største sakene. Statnett skriver i innspill til utvalget av 26. november 2021 at de som oftest bruker om lag ett år i etterkant av departementets



Figur 10.5 Anslag på tidsbruk i saksgang B

Tid der saken ligger i kø før tildeling av saksbehandler, eventuell klagebehandling, samt behandling av MTA-plan er ikke inkludert i figuren.

uttalelse til konseptvalgutredningen, til de har modnet fram mulige løsninger som er klare for en meldingsprosess. Departementets klagebehandling eller behandling av NVEs innstillinger er ikke tatt med i figuren, men beskrives nedenfor. Det er under gitt tidsanslag på de delene av prosessen som NVE har ansvaret for, mens tiden søkere bruker på utredninger og søknader varierer en god del. Dette er tidsbruk som er utenfor konsesjonsmyndighetens kontroll. Eksempelvis har tiltakshavere de senere årene brukt fra ett til om lag to år på å gjennomføre konsekvensutredninger i saker med melding. Unntaket er saken som gjelder kraftkabel fra land til de nye oljefeltene Noa og Krafla, der tiltakshaverne leverte konsekvensutredningene tre dager etter fastsatt utredningsprogram.²³

Tidsanslagene for meldinger og søknader omfatter offentlige høringer, som erfaringsvis tar fra seks uker til tre måneder. Det er flere lovbestemte frister som bidrar til tidsbruken. For saker som må på høring, er det krav om at det settes en rimelig frist, i de fleste tilfeller minimum tre uker. Samtidige søknader om ekspropriasjonstillatelse, der det er usikkert om alle grunneiere og rettighetshavere kan nå direkte, må kunngjøres. Høringsfristen skal da settes til minimum seks uker fra kunngjøringsdato. Etter forskrift om konsekvensutredninger skal det settes en rimelig frist for å uttale seg til melding med forslag til utredningsprogram, og det er krav om frist på minst seks uker. Etter forskrift om konsekvensutredninger skal NVE normalt fastsette utrednings-

program innen ti uker fra høringsfristens utløp. Det er også krav om minst seks ukers høring for søknad inkludert konsekvensutredning.

Lengst tid tar det når høringer går over ferieperioder, der høringsperioden normalt forlenges med den antatte tiden høringsinstansene har ferie. I tilfeller hvor berørte kommuner eller fylkeskommuner ønsker politisk behandling av saken, kan det være behov for å vente på politiske vedtak. Kommunene og fylkeskommunene har sine saksforberedende rutiner med frister for innstillinger til fastsatte politiske møter, som normalt ikke er satt opp i sommerferien. Det er også vanlig å forelegge høringsuttalelsene for tiltakshaver for kommentar, som normalt tar mellom én og fire uker.

NVE har på sine nettsider og i veileder for utforming av søknader om anleggskonsesjon for nettanlegg, gitt anslag over saksbehandlingstid for ulike søknader fra tidspunktet de tas til behandling. Disse anslagene er omtrentlige og er ment å gi aktørene en pekepinn på hvilken framdrift de kan forvente. Det er ikke lagt inn eksplisitt anslag på tidsbruk for anlegg etter saksgang C. Tiden som saken ligger i kø er ikke inkludert i dette anslaget, men tiden tiltakshaver bruker på utredninger mv. er inkludert:

- Mindre konsesjonssøknader uten behov for høring: 3–6 måneder
- Mindre konsesjonssøknader med høring: 6–12 måneder
- Større kraftledningsprosjekter (kun søknad): 1–2 år (saksgang A, jf. figur 10.2)
- Saker med melding etter forskrift om konsekvensutredninger: 2–4 år (saksgang B, jf. figur 10.3)

Det er imidlertid en stor mengde andre variabler som kan påvirke tidsbruken, som for eksempel hvor lang tid tiltakshaver bruker på tilleggsutredninger eller hvilke innspill som kommer inn under høringen og som påvirker saken. Ved behov for

²³ I denne saken valgte tiltakshaverne å ta risikoen med å gjennomføre konsekvensutredningene parallelt med NVEs behandling av meldingen og fastsetting av utredningsprogram. Ved å ta høyde for alle standard utredningskrav og innspill fra høringsinstansene, og muligens påta seg noe høyere utredningskostnader, kunne søknad og konsekvensutredning leveres så snart kravene var formelt fastsatt.

ekstra runder med utredninger eller nye alternativer med tilhørende høringer, kan saksbehandlingstiden øke ut over disse anslagene.

Samtidig behandling av søknader om ekspropriasjonstillatelse i større saker øker ikke nødvendigvis tidsbruken, da vurderingene er tilnærmet de samme og vedtakene fattes samtidig. Eventuelle vedtak om forhåndstiltredelse²⁴, dvs. samtykke til å iverksette ekspropriasjonsinngrep før det foreligger rettskraftig skjønn, kommer normalt senere i egne vedtak, etter at skjønn er begjært. Vedtaket fattes enten av NVE eller departementet.²⁵

I tillegg til anslagene nevnt over, kommer eventuell klagebehandling i Olje- og energidepartementet. Hvorvidt et vedtak fra NVE påklages, påvirker tidsbruken vesentlig. Klager skal i henhold til forvaltningsloven sendes til motparten, oftest nettselskapet, for kommentarer. Deretter vurderer NVE om klagen oppfyller vilkårene for klagerett, eventuelt avviser klageren som ikke har klagerett, før NVE vurderer om klagen gir grunnlag for opphevelse eller endring av vedtaket. Hvis ikke, sendes saken til departementet for endelig avgjørelse. Departementets klagebehandling er beskrevet i kapittel 10.7.2.

10.7.2 Olje- og energidepartementets rolle i konsesjonsbehandlingen

Departementet er klageinstans for vedtak fattet av NVE og behandler NVEs innstilling i saker som avgjøres av Kongen i statsråd.

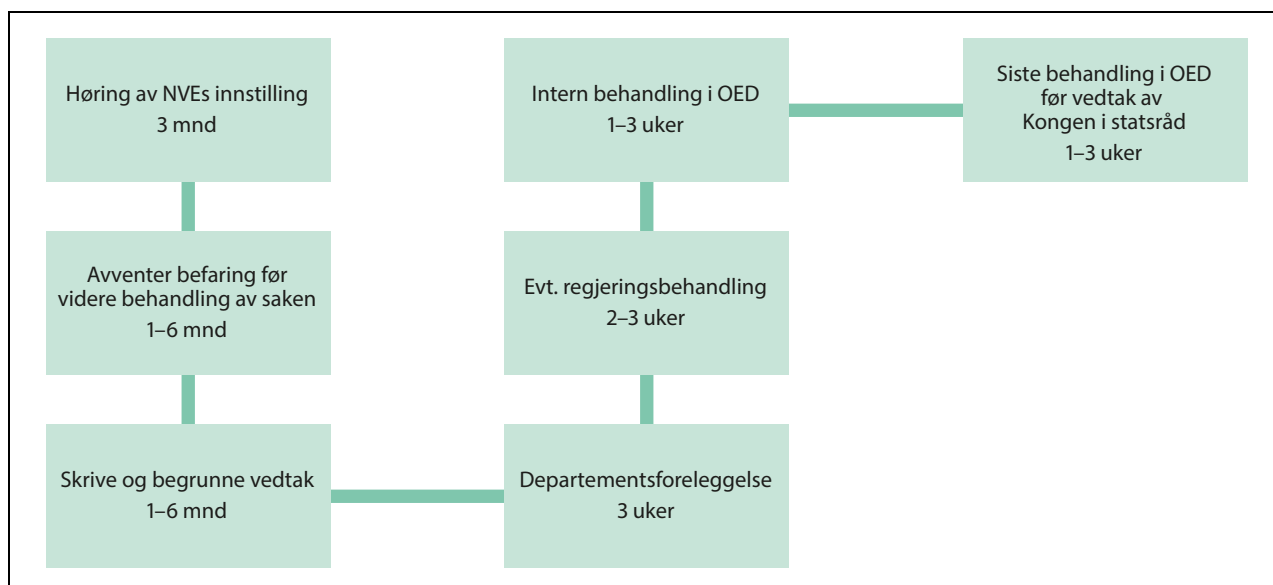
Myndigheten til å fatte vedtak om anleggskonsesjon er delegert til NVE, unntatt for nye store kraftledninger lengre enn 20 kilometer på spenningsnivå fra og med 300 kV, hvor vedtak fattes av Kongen i statsråd. For disse store sakene følger NVE de samme saksbehandlingsprosedurene som i de mindre sakene, men fremmer en innstilling til departementet i stedet for å fatte vedtak.

Departementet sender NVEs innstilling på høring med seks til tolv uker høringsfrist, og forbereder saker for Kongen i statsråd, som fatter endelig vedtak. Disse vedtakene kan ikke påklages.

I saker der vedtak fattes av NVE er departementet klageorgan. Som en del av klagebehandlingen gjennomfører departementet en klagebefaring hvor berørte interesser og offentlige myndigheter, som for eksempel kommunene, blir invitert til å delta. Klagebefaringen gjennomføres når forholdene tillater det. Det må blant annet være framkommelighet i terrenget. Hvis utbyggingen påvirker samiske interesser, tilbyr departementet konsultasjoner med Sametinget og/eller reinbeitedistriktene/driftsenheter som blir berørt. Etter endringen av sameloven i 2021, følger konsultasjoner med Sametinget systemet for innsigelse etter plan- og bygningsloven.

²⁴ Lov 23. oktober 1959 nr. 3 om oreigning av fast eiendom § 25 første ledd.

²⁵ Olje- og energidepartementet fatter vedtak om forhåndstiltredelse der endelig ekspropriasjonsvedtak er fattet av departementet etter klagebehandling.



Figur 10.6 Anslag på saksbehandlingstid for saker som vedtas av Kongen i statsråd

Det er mange faktorer som påvirker tidsbruken for konsesjonsbehandlingen i departementet, blant annet konfliktgrad og kompleksitet i det enkelte prosjekt, jf. tidligere beskrivelser av saksbehandlingen i NVE. De samme komplekse vurderingstemaene som er gjort i NVE, følger saken gjennom klagebehandlingen eller behandlingen av NVEs innstilling. I klagebehandlingen i departementet kan det i noen saker være behov for ytterligere utfyllende informasjon fra tiltakshaver eller andre berørte parter.

Saksbehandlingen kan ta fra flere måneder til om lag to år i store saker.

I figur 10.6 er en illustrasjon på omtrentlig saksbehandlingstid (liggetid er ekskludert) av saker som vedtas av Kongen i statsråd.

10.7.3 Miljø-, transport- og anleggsplaner (MTA-planer)

De fleste anleggskonsesjoner til nye større anlegg, gis med vilkår om MTA-plan som skal godkjennes av NVE før anleggsstart. Denne planen skal blant annet beskrive anleggene mer detaljert enn i konsesjonen, hvordan anleggsarbeid og transport skal gjennomføres, hvordan hensynet til miljø og omgivelser skal ivaretas under bygging, og hvordan berørte arealer skal istandsettes etter bygging. Utbygger sender inn MTA-planer til NVE til godkjenning etter endelig konsesjonsvedtak. NVE sender MTA-planer på høring til kommuner, fylkeskommuner, statsforvaltere, berørte grunneiere og eventuelle andre berørte interesser, før godkjenning. NVEs behandlingstid for godkjenning av MTA-planer varierer fra tre til seks måneder og innebærer i

mange saker befaringer og tilsyn før og under bygging.

Vedtak om godkjenning av MTA-planer kan påklages og klagebehandlingen i Olje- og energidepartementet kan ta fra noen uker til flere måneder.

10.8 Ulike faktorer påvirker tidsbruken i konsesjonsbehandlingen

Det er en rekke faktorer som kan bidra til at saker tar mer tid enn den skisserte prosessen i kapittel 10.7 skulle tilsi. Under følger noen eksempler.

10.8.1 Tiltakshavers ansvar

Manglende forarbeid og dårlig kvalitet på søknader
Dersom tiltakshaver har brukt lite tid på forarbeidet, og det for eksempel er dårlig kvalitet på søknader og utredninger og/eller at det har vært ingen eller lite kontakt med kommune og berørte interesser i forkant av en søknad, kan det få konsekvenser for den videre prosessen. Det kan både resultere i krav om tilleggsutredninger og økt lokal motstand. Manglende forarbeid hos tiltakshaver har også ført til at NVE har brukt mye tid på å kvalitetssikre søknader før saker sendes på offentlig høring.

Enkelte forslag til ytterligere utredninger, ofte knyttet til traséalternativer for kraftledninger, kan skyldes at søker i for liten grad har vurdert og utredet alternativer tidligere i prosessen. Dette påvirker omfanget av tilleggsutredninger og tilleggs-søknader, som både skal utarbeides og sendes på offentlig høring i tråd med lovbestemte krav.

Boks 10.2 Antall vedtak

NVE har de siste fem årene fattet mellom 166 og 247 årlige vedtak om anleggskonsesjon til nettanlegg, og mellom 4 og 12 av disse er blitt påklaget per år. Det er som oftest de større sakene med omfattende behandling som påklages. Olje- og energidepartementets klagebehandling kan ta fra noen uker til 1–2 år, avhengig av sakens omfang og departementets kapasitet. NVE har sendt til sammen 10 innstillinger til departementet de siste fem årene. I tillegg har NVE de siste fem årene behandlet mellom null og fem

meldinger per år, og fattet fra 16 til 25 andre vedtak i året knyttet til konsesjonssaker. Eksempler på andre vedtak kan være samtykke til forhåndstiltredelse og vilkårsendringer. Fra 2018 til utgangen av 2021 har NVE fattet om lag 260 vedtak om godkjenning av MTA-planer for kraftledninger og transformatorstasjoner. Omtrent ti av disse vedtakene har blitt påklaget til Olje- og energidepartementet.

Kilde: NVEs konsesjonsdatabase

Tiltakshavers tidsbruk

Som nevnt tidligere vil tiltakshavers varierende tidsbruk på arbeidet med utredninger, tilleggsutredninger og svar på spørsmål fra NVE, være en faktor som har betydning for den samlede tidsbruken fra en sak oppstår til konsesjonsspørsmålet er avgjort. På flere tidspunkt under konsesjonsbehandlingen ligger saken hos tiltakshaver, der konsesjonsmyndigheten er avhengig av svar før saken kan behandles. Et eksempel på dette er etter at utredningsprogram er fastsatt og fram til utredninger og konsesjonssøknad er ferdige. Samtidig er det viktig at utredninger gjennomføres på en slik måte at de gir pålitelige resultater, noe som kan kreve at for eksempel feltundersøkelser gjøres en bestemt årstid. Dette kan dermed føre til økt tidsbruk.

10.8.2 Konsesjonsmyndighetenes ansvar

Ressurser hos konsesjonsmyndighetene

Et annet element som påvirker tidsbruken, er hvor lenge saker *ligger i kø* før de tas til behandling på grunn av manglende saksbehandlerkapasitet. Tiden saker ligger i kø kommer i tillegg til anslagene ovenfor. Videre har saksbehandlere hos NVE og Olje- og energidepartementet til enhver tid mange saker til behandling og kan

flytte ressursbruk mellom sakene for eksempel avhengig av hvor aktive de enkelte sakene er. Dette henger sammen med at det varierer hvor mye ressurser en sak krever. Det er også relevant hvor i prosessen saken befinner seg. Dette kan også bidra til varierende saksbehandlingstid. Antall saksbehandlere er også relevant. I departementet er antallet saksbehandlere som jobber med konsesjonssaker for nettet i dag anslagsvis 7–8 saksbehandlere. I NVE jobber om lag 16 saksbehandlere med konsesjonsbehandling av nettanlegg som hovedoppgave, og omtrent 6 andre bidrar med innspill til konsesjonssaker, men ingen av disse jobber kun med nettsaker.

10.8.3 Andre faktorer

Demokratiske prosesser og medvirkning

Hensikten med offentlige høringer er å gi berørte interesser mulighet til å opplyse saken og påvirke endelig vedtak. I høringer kommer ofte nyttig informasjon om lokale og regionale virkninger, og forslag til justering av planer eller avbøtende tiltak. Mange av disse forslagene er det grunnlag for å vurdere nærmere, konsekvensutrede og eventuelt omsøke. Slike forslag kan komme fra alle typer høringsparter, også inkludert enkeltpersoner som ønsker mindre tilpasninger for å redusere ulemper lokalt. Det er vanskelig for tiltaks-

Boks 10.3 SusGrid-prosjektet

SusGrid (Sustainable Grid Development) var et tverrfaglig forskningsprosjekt under CEDREN (Senter for miljødesign av fornybar energi), som så på hvordan kunnskap om økonomiske, sosiale og miljømessige interesser kan bidra til en god og forutsigbar prosess i nettutviklingsprosjekter. Prosjektet ble avsluttet i 2015 og resulterte i en rekke publikasjoner, herunder en sammenligning av erfaringer fra Norge, Sverige og Storbritannia, med fokus på transmisjonsnett. En oppsummering av prosjektets resultater er publisert i form av et populærvitenskapelig hefte (Ruud, 2015), der det gis tre overordnede råd for en mer bærekraftig nettutvikling:

- gjennomføre mer helhetlig planlegging
- styrke strategisk kommunikasjon
- søke sterkere lokal forankring

Prosjektet trekker fram at det er viktig at nettplanlegging og annen samfunns- og arealplanlegging kobles tettere sammen gjennom styrket dialog mellom nettselskapene og lokale og regionale myndigheter tidlig i planleggingen. Kunnskapen om kraftnettet og behov for nettforklaringer er liten i befolkningen, og kunnskapsformidling og tidlig avklaring av mulighetsrom er viktig. Her nevnes muligheter for å ta i bruk nye og flere kommunikasjonskanaler og tilrettelagt informasjon som treffer målgruppene på en god måte. Tidlig og bred involvering som gir berørte interesser opplevd reell innflytelse på løsningsvalg, er viktig for å oppnå sosial aksept og forutsigbare prosesser og utfall. Økonomisk kompensasjon og avbøtende tiltak kan vurderes for å styrke lokal aksept der den lokale nytten av tiltak er begrenset.

Kilde: Ruud (2015)

Boks 10.4 Riksrevisjonens undersøkelse av effektivitet i konsesjonsbehandlingen av fornybar energi 2013–2014

En viktig bakgrunn for undersøkelsen var Norges forpliktelse gjennom EUs fornybardirektiv til å øke andelen fornybar energi til 67,5 pst. i 2020 og opprettelsen av felles elsertifikatmarked med Sverige som et virkemiddel for å nå dette målet. Stortingets energi- og miljøkomité understreket at det måtte legges til rette for at halvparten av den nye produksjonen kunne realiseres i Norge. Målet med undersøkelsen var derfor å vurdere i hvilken grad departementet legger til rette for en effektiv konsesjons- og klagesaksbehandling som ivaretar målet om økt fornybar energiproduksjon. Undersøkelsen omfattet perioden fra 2009 til 2013 og gikk gjennom både NVEs og departementets behandlingsprosesser og tidsbruk for vind- og vannkraft. Det var på denne tiden lang saksbehandlingstid for vind- og vannkraftsøknader, hvor søknader lå i kø hos NVE før de ble tatt til behandling, slik situasjonen for søknader om nettanlegg er i dag.

Et av de seks hovedfunnene i Riksrevisjonens undersøkelse omhandlet nett. Her kom det fram at manglende nettkapasitet forsinket saksbehandling og realisering av konsesjonene til fornybar kraftproduksjon. Riksrevisjonen pekte på at manglende strategier for kraftproduksjon gjorde det vanskelig å samordne satsingen på fornybar energi med nettutviklingsplaner. Det ble omtalt som positivt at NVE samordnet konsesjonsbehandlingen av nett og kraftproduksjon, og at det ble tilrettelagt for økt utbygging av nettkapasitet.

Riksrevisjonen pekte på andre tiltak for å øke effektiviteten, som blant annet tydeligere sentrale styringssignaler og -verktøy, økt saksbehandlerkapasitet og tydelig definerte og avklarte utredningskrav.

Kilde: Riksrevisjonen (2014)

haver å fange opp alle tenkelige alternativer i forarbeidet med konsesjonsutredninger og konsesjonssøknad. Dette fører til at det blir nødvendig å bruke tid til utredning og behandling av fornuftige forbedringer av tiltaket. Dette kan bidra til samfunnsmessig bedre løsninger og viser at det i større saker skjer en modning/utvikling i saken gjennom prosessen. En viktig tilleggsverdi er at grundige prosesser skaper tillit til konsesjonssystemet, som gjør det mulig å oppnå folks aksept for nødvendigheten av nettiltak.

Høyt konfliktnivå

Det eksterne konfliktnivået varierer mye fra sak til sak og kan skyldes mange faktorer, noen ganger tilfeldigheter og initiativer fra enkeltpersoner eller -grupper, som igjen kan utvikle seg til aksjonsgrupper. Mangelfulle søknader og varierende innsats i forarbeid og tidlig involvering av berørte aktører kan også utløse misnøye i starten av en prosess som vedvarer gjennom hele konsesjonsbehandlingen. Motstand mot et tiltak kan også utløses pga. misnøye med de valgte løsningene, der krav om kabel istedenfor luftledning er svært vanlig i kraftledningssaker. Konfliktnivået får ofte betydning for tidsbruken både for tiltakshavere og konsesjonsmyndighetene. Det fører til merarbeid knyttet til mange krav om til-

leggsutredninger, betydelig flere høringsuttaler enn normalt, håndtering av henvendelser fra media og møter med aksjonsgrupper og andre motstandere av tiltaket.

Manglende samordning av tiltak

Riksrevisjonens undersøkelse av effektivitet i konsesjonsbehandlingen av fornybar energi 2013–2014 er omtalt i boks 10.4. NVE og departementet er konsesjonsmyndighet for både kraftproduksjon og -nett, og kan derfor i større grad ta grep for å samordne disse konsesjonsprosessene for produksjons- og nettutbygging. Dette lar seg ikke i samme grad gjøre ved større forbruksøkninger. Årsaken til dette er at forbruk som sådan ikke konsesjonsbehandles etter energiloven. Det er kommunene som er planmyndighet og behandler nyetableringer av industri, boligområder mv. etter plan- og bygningsloven. Det er dermed mer krevende å koordinere nettutviklingen med forbruk, enn med kraftproduksjon. Dette kan bidra til ulik tidsbruk for nettanlegg og forbruksanlegg.

10.8.4 Dagens situasjon – kø hos NVE

Med dagens saksomfang og NVEs bemanning, vil det til enhver tid ligge saker i kø, som prioriteres

Boks 10.5 Utvikling i antall konsesjonssaker

Fra 2018 til 2019 økte antallet mottatte søknader per år med 12 pst. fra 225 til 252. Fra 2019 til 2020 økte det med ytterligere 10 pst. til 277, mens antallet i 2021 var 256, en reduksjon på om lag 8 pst. Søknadene inkluderer også tilknytning av anlegg for kraftproduksjon, og søknader om endringer og fornyelser i eksisterende anlegg og konsesjoner, og viser dermed den samlede mengde konsesjonssaker. Antallet søknader fra Statnett har vært på et stabilt nivå fra 2016 og fram til i dag.

Fram til 2019 hadde NVE ingen kø og tok saker til behandling fortløpende. En økning i antall større saker de siste to-tre årene har resultert i dagens kø. Antallet gitte konsesjoner gjenspeiler ikke omfanget av saker, men heller sakenes størrelse og kompleksitet. Tidligere var for eksempel en stor andel saker knyttet til overføring av konsesjon til anlegg i forbindelse med

omorganiseringer av selskaper og andre mindre, ukontroversielle vedtak.

I dag mottar NVE mange større saker, særlig fra regionalnettselskaper. Dette er saker som krever omfattende prosesser, i tillegg til at de kan skape lokale konflikter som tar tid å håndtere. I tillegg til dette har det de siste årene vært en økning i nye sakstyper, som forsyning til lade-stasjoner, landstrømanlegg for skip/ferger og oppdrettsanlegg osv. Dette har medført mye arbeid med å avklare prinsipielle spørsmål og utarbeide veiledere, i tillegg til utfordringer med uerfarne aktører som har behov for mer direkte veiledning. Det er en rekke temaer som det er relevant å vurdere i konsesjonssaker, for eksempel knyttet til klimaendringer/-virkninger, naturfare og naturmangfold. Dette krever mer utredninger og saksbehandling.

Kilde: NVE (2022)

etter førstemann til mølla-prinsippet som hovedregel, men med noen unntak. Saker som er viktig for forsyningssikkerheten til alminnelig forbruk og eksisterende forbrukere prioriteres opp, sammen med akutte beredskapstiltak og konsesjonspliktige endringer for anlegg under bygging. Søknader som har vesentlige mangler, eller tiltak som mangler avklaringer knyttet til kapasitet i overliggende nett eller kommunal arealavklaring, prioriteres ned. For noen saker betyr dette at de vil ligge i flere måneder før de får tildelt saksbehandler og tas til behandling. NVE hadde per 1. mai 2022 om lag 120 saker i kø, og noen saker hadde ligget ti måneder i kø.

10.9 Oppsummering

I dette kapitlet er dagens konsesjonsprosess fram til endelig vedtak beskrevet, med henvisning til regelverket som setter rammene og prosesskravene, og hvilke viktige hensyn som inngår i konsesjonsavveiningen. Faktorer som påvirker tiden det tar å konsesjonsbehandle nettanlegg er også beskrevet og danner grunnlaget for vurderingene av hvilke tiltak som kan iverksettes for å redusere tidsbruken. Utvalgets vurderinger og anbefalte tiltak beskrives i kapittel 13.

Kapittel 11

Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring

Utvalget er i mandatet bedt om å vurdere om ordningen med konseptvalgutredning (KVU) og ekstern kvalitetssikring for nye store kraftledningsanlegg har fungert etter hensikten, og om det finnes muligheter for å redusere ledetiden for slike anlegg som samtidig ivaretar målene om tidlig politisk involvering, et faglig godt beslutningsgrunnlag og hensynet til berørte interesser.

Med KVU-ordningen menes selve konseptvalgutredningen, ekstern kvalitetssikring og departementets uttalelse.

Dette kapitlet handler om den spesifikke KVU-ordningen som reguleres av forskrift om ekstern kvalitetssikring.¹

11.1 Innledning

Ordnings med konseptvalgutredning (KVU) og ekstern kvalitetssikring (heretter «KVU-ordningen») for nye, store kraftledningsanlegg ble innført i 2013. Ordningen innebærer at den som planlegger nye, store kraftledningsanlegg skal utarbeide en konseptvalgutredning som redegjør for behov, alternative konsepter og konseptvalg, og i tillegg selv sørge for en ekstern kvalitetssikring av dette.² Deretter skal Olje- og energidepartementet avgi en uttalelse om behov og konseptvalg.

Formålet med KVU-ordningen er å styrke energimyndighetenes styring med konseptvalget, synliggjøre behov for tiltak i strømmettet og valg av konsept samt å sikre at den faglige kvaliteten

på de underliggende dokumenter i beslutningsunderlaget er god. I tillegg skal ordningen sikre tidlig politisk involvering i konseptvalgfase.

Et konsept er i forskrift om ekstern kvalitetssikring definert som *en prinsippløsning som ivaretar et behov i kraftsystemet*.

I en KVU vurderes altså behovet og ulike konsepter for å møte et behov. Et konsept kan for eksempel være mer effektiv utnyttelse av eksisterende nett, spenningsoppgradering av en eksisterende kraftledning, en ny kraftledning fra A til B, eller fra C til B, eller andre tiltak. I KVU-fasen tas det *ikke* stilling til konkrete traseer, teknologi/komponenter (luftledning vs. sjøkabel), konkrete miljøvirkninger mv. Dette kommer først senere, i selve konsesjonsprosessen, som er omtalt i kapittel 10.

KVUen kommer altså på et tidlig stadium, og gjennom behandling av denne gir departementet en uttalelse til behov og konseptvalg. Dersom sentrale forutsetninger for behandlingen av KVUen endrer seg i perioden fram mot konsesjonsbehandlingen, vil disse kunne bli gjenstand for nye vurderinger i konsesjonsbehandlingen. Alle netttiltak skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme, som også omtalt i kapittel 6 og kapittel 10.

Dette kapitlet har fokus på KVU-ordningen for store kraftledningsanlegg, og ikke den generelle KVU-ordningen som inngår i statens prosjektmodell. Statens prosjektmodell er likevel omtalt i kapittel 11.6.

11.2 Bakgrunn og mål med ordningen

KVU-ordningen gjelder tidlig i prosjektutviklingsfasen, før det konkrete prosjektet er utviklet og konsesjonsbehandlet, og før nettselskapet har fattet investeringsbeslutning. Ordningen ble innført i forbindelse med Meld. St. 14 (2011–2012) *Vi bygger Norge – om utbyggingen av strømmettet* (Nettmeldingen). Meldingen beskriver blant annet behovet for å gjøre enkelte endringer i plan-

¹ Forskrift 21. juni 2013 om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven.

² Krav om KVU gjelder ledninger på 300 kV og 420 kV, og dette defineres som transmisjonsnett. Endringene i energiloven i 2018 i forbindelse med gjennomføring av tredje energimarkedspakke innebærer at det kun er Statnett som kan eie transmisjonsnett. Dersom det aktuelle anlegget kun betjener en enkelt eller et fåtall brukere, inngår det ikke i transmisjonsnettet, og skal heller ikke eies av Statnett. Det vil imidlertid kun være helt unntaksvis at slike forbruks- og produksjonsradialer er av en lengde som utløser krav om KVU med ekstern kvalitetssikring.

leggingen og konsesjonsbehandlingen av nye, store kraftledningsanlegg. Gjennom Innst. 287 S (2011–2012) ga energi- og miljøkomiteen sin tilslutning til de foreslått endringene.

Bakgrunnen for at det ble foreslått endringer var blant annet erfaringer fra departementets klagebehandling av NVEs vedtak om å gi Statnett konsesjon til å bygge en ny 420 kV-ledning fra Sima til Samnanger («Hardanger-saken»).

Før KVU-ordningen ble innført, startet myndighetsbehandlingen av nye store kraftledningsanlegg ved at Statnett sendte melding og deretter konsesjonssøknad til NVE. Valg av overordnet konsept ble tatt av Statnett, før melding ble sendt til NVE. Departementet ble først involvert i en eventuell klagerunde dersom NVEs vedtak ble påklaget. Dette var på et stadium der prosjektet hadde modnet og handlingsrommet for eventuelle tilpasninger i prosjektet var mer begrenset. Den daværende ordningen gjorde at myndighetene kom inn i prosessen relativt sent, og la ikke til rette for en åpen prosess rundt den innledende vurderingen av behovet for ledningen, og ulike alternativer for hvordan behovet kunne dekkes.

Ved innføringen av KVU-ordningen ble det lagt til grunn at prosessen ikke skulle forårsake unødige forsinkelser. Departementets behandling og tidlig forankring av konseptvalg ble ansett som viktig for at den etterfølgende planleggings- og konsesjonsprosessen skulle bli effektiv og ryddig for både myndigheter og interessenter.

Samtidig som KVU-ordningen ble innført, ble også vedtaksmyndighet for anlegg som er omfattet av ordningen, lagt til Kongen i statsråd. Det betyr at konsesjon til slike tiltak vedtas ved kongelig resolusjon. Vedtak fattet av Kongen kan ikke påklages. I slike saker utarbeider NVE en innstilling til departementet, som forbereder saken for Kongen i statsråd.

11.3 Krav til innhold i KVU og ekstern kvalitetssikring

KVU-ordningen reguleres av forskrift om ekstern kvalitetssikring. Store kraftledningsanlegg er her definert som ett eller flere anlegg som krever konsesjon etter energiloven³ § 3-1, med spenningsnivå på minst 300 kV og lengde på minst 20 km. Utenlandsforbindelser og oppgraderinger av

eksisterende anlegg er ikke omfattet av KVU-ordningen, men departementet kan i særlige tilfeller bestemme at en oppgradering skal omfattes av kravet til konseptvalgutredning. KVU-ordningen gjelder først og fremst enkelte anlegg som utvikles av Statnett. Det har sammenheng med at overføringsanlegg på det aktuelle spenningsnivået som hovedregel inngår i transmisjonsnettet, som eies av Statnett, og at Statnett vil stå for utviklingen av nye transmisjonsnettanlegg.

En KVU skal bestå av følgende deler:

- *Behovsanalyse* som redegjør for behovet for nettinvesteringer, basert på en vurdering av utvikling i forbruk og produksjon.
- *Mål og rammer for tiltaket*, der målet for tiltaket konkretiseres.
- *Mulighetsstudie* av relevante konsepter som i større eller mindre grad kan oppfylle behovet, skal beskrives og undersøkes.
- *Alternativanalyse* der nullalternativ og minst to andre konsepter analyseres og rangeres med bakgrunn i en samfunnsøkonomisk analyse og en usikkerhetsvurdering.
- *Føring for prosjektfasen* og en beskrivelse av videre prosess for et anbefalt konsept.

Etter forskriften er det ikke satt noen tidsfrister, verken for utarbeidelsen av KVUen, ekstern kvalitetssikring, eller departementets uttalelse. Departementet har publisert en egen veileder som utdyper kravene til innhold i KVU og spesifiserer kravene til innhold i den eksterne kvalitetssikringen. Beskrivelsen under er basert på departementets veileder om Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningsaker (Olje- og energidepartementet, 2013).

Behovsanalyse

KVUen skal inkludere en analyse og vurdering av behovet som kan utløse et eventuelt tiltak, det vil si det prosjektutløsende behovet. Analysen skal inkludere en kartlegging og vurdering av forbruk, produksjon og tilstanden i nettet, som har betydning for behovet. Behovet for et tiltak vil for eksempel kunne oppstå som et resultat av planer om økt forbruk eller produksjon, erfaringer fra driften av kraftsystemet eller endringer i generelle rammebetingelser. Det skal framgå tydelig hva som er eksisterende behov, i form av begrensninger i dagens overføringskapasitet, og hva som er forventet behov basert på vurdering av sannsynlig utvikling.

³ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

Mål og rammer

KVUen skal omtale hvilke mål tiltaket skal oppfylle og hvilke rammer tiltaket må være innenfor. Behovet identifisert i behovsanalysen skal være utgangspunktet for effektmålene. De konkrete effektmålene skal gi en presis beskrivelse av ønsket tilstand etter at tiltaket er gjennomført. Det skal tas hensyn til at bygging av nytt nett ikke er det eneste konseptet som kan bidra til måloppnåelse. Rammer som vil ha innvirkning i vurderingen av tiltaket skal beskrives. Dette kan for eksempel være juridiske, tekniske, finansielle, miljømessige eller beredskapsmessige krav og andre myndighetssatte rammebetingelser.

Mulighetsstudie

I mulighetsstudien skal alternative konsepter for å løse behovet kartlegges, beskrives og vurderes. Mulighetsstudien skal belyse valgmulighetene. Konseptene som vurderes i mulighetsstudien skal ikke begrenses til nettløsninger, men inkluderer også tiltak på forbruks- og produksjonssiden. På bakgrunn av det identifiserte behovet, samt mål og rammer, skal nettselskapet identifisere hvilke konsepter som skal tas med videre i alternativanalysen.

Alternativanalyse

Formålet med alternativanalysen er å rangere alternative konsepter gjennom en samfunnsøkonomisk analyse. Hensikten er å synliggjøre samfunnets kostnader og nytte ved de ulike alternativene. Det er kun de mest aktuelle konseptene fra mulighetsstudien som analyseres mer detaljert i alternativanalysen, minimum et nullalternativ og to andre konsepter.

Alle prissatte og ikke-prissatte virkninger av et konsept skal tas med i analysen. Den samfunnsøkonomiske analysen skal inkludere en vurdering av ikke-prissatte virkninger slik som miljø, velfungerende kraftmarked og de deler av forsyningssikkerheten som ikke er inkludert i avbruddskostnadene.

Som et ledd i alternativanalysen skal det gjennomføres en usikkerhetsanalyse hvor faktorer som det hersker usikkerhet ved, og som kan endre behovet for tiltaket eller rangering av tiltakene, skal belyses. Usikkerhet rundt det identifiserte behovet skal vurderes og gjøres rede for. Spredningene i utfall for de ulike alternativene skal belyses. Basert på vurderinger av alternativene og usikkerhetsanalysen, skal nettselskapet

rangere alternativene og begrunne hvilket konsept det mener er best. Vurderingen av de ulike alternativene skal stilles opp på en oversiktlig og sammenlignbar måte, og det skal redegjøres for hvilke hensyn som har veid tyngst. Det skal vurderes i hvilken grad de ulike alternativene tilfredsstiller mål og rammebetingelser.

Føringer for prosjektfasen

KVUen skal gi en oversikt over planlagt prosess med tidsplan fram til gjennomføring av nettutbyggingen. Fordi ny informasjon vil bli tilgjengelig i perioden etter at KVUen er gjennomført, vil det kunne oppstå behov for å revurdere synspunkter og forutsetninger fra KVU-fasen.

Ekstern kvalitetssikring

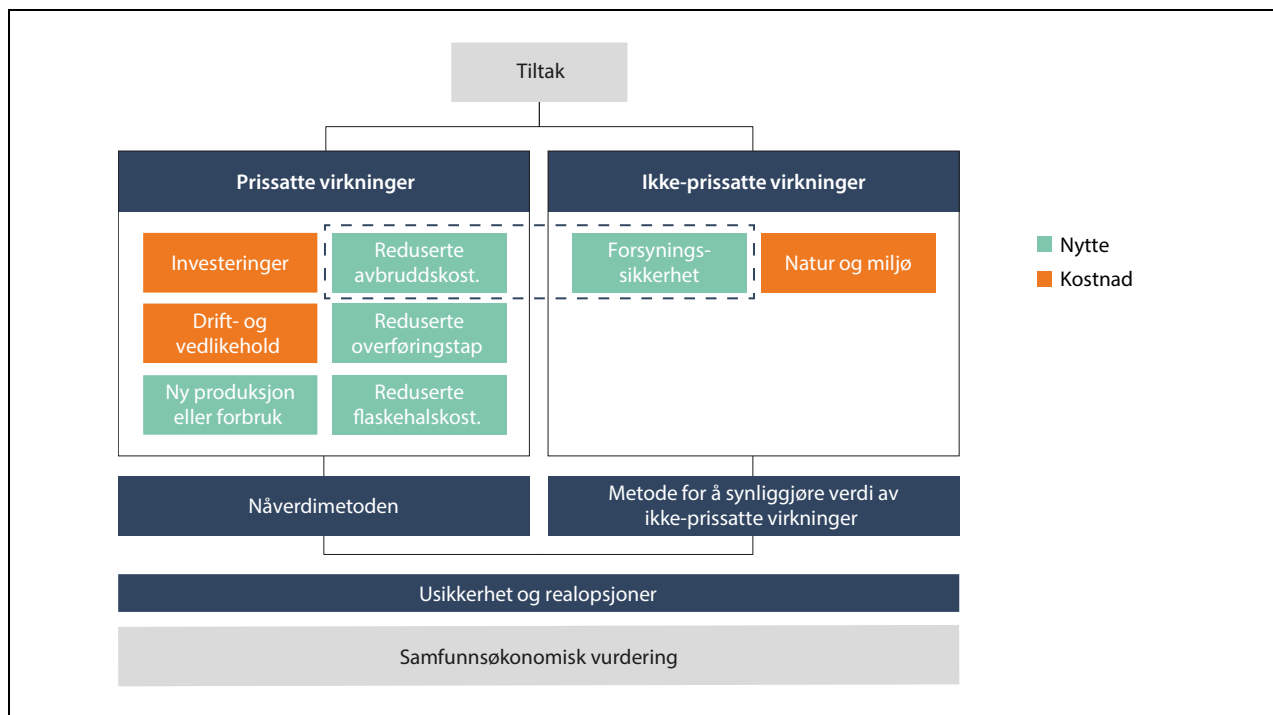
I departementets veileder er det konkrete krav til ekstern kvalitetssikring som gjelder gjennomgang av alle de ulike delene av KVUen. Statnett er ansvarlig for å få gjennomført en ekstern kvalitetssikring av KVUen de utarbeider. Den eksterne kvalitetssikringen skal kontrollere at Statnetts KVU, inklusive begrunnelser, er i tråd med god praksis samt myndighetenes øvrige krav. Videre skal kvalitetssikrer gjennomgå Statnetts KVU og foreta en egen vurdering av konseptene. På bakgrunn av analysen skal kvalitetssikrer komme med sin vurdering av hvilket konsept som synes å være totalt sett best for samfunnet og som Statnett derfor anbefales å gå videre med. Statnetts skal ha mulighet til å gjøre endringer i sin KVU underveis. Departementet skal deretter utarbeide en uttalelse til KVUen.

11.3.1 Samfunnsøkonomisk analyse

En KVU er en overordnet samfunnsøkonomisk analyse jf. departementets veileder. Statnett er i praksis det eneste nettselskapet som utarbeider KVUer med ekstern kvalitetssikring.

Statnett har i presentasjon for utvalget 17. november 2021 omtalt at metoden de bruker i KVUer som sendes til departementet, også brukes i planlegging av de fleste av Statnetts nettanlegg. Statnett har utarbeidet en intern veileder i samfunnsøkonomisk analyse, i tillegg til veileder i samfunnsøkonomiske analyser fra Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ).

Figur 11.1 illustrerer elementer i samfunnsøkonomisk analyse av nettanlegg, inkludert eksempler på hva som inngår av både prissatte og ikke-prissatte virkninger. Prissatte virkninger er investere-



Figur 11.1 Elementer i samfunnsøkonomisk analyse av nettanlegg (Statnett)

Kilde: Statnetts presentasjon for utvalget 17. november 2021

ringskostnadene, samt kostnader til drift og vedlikehold. Nyten er særlig relatert til tilknytning av forbruk/produksjon, samt reduksjon i avbruddskostnader, overføringstap og flaskehalskostnader. Disse verdsettes ved hjelp av nåverdimetoden.

Når det gjelder ikke-prissatte virkninger er nytten særlig knyttet til forsyningssikkerhet, mens kostnadene omhandler virkningene for natur og miljø. Her tar Statnett utgangspunkt i metodikken for økosystemtjenester, og tilstreber en mest mulig konsistent bruk av «pluss-minus-metoden» på tvers av ulike analyser og mellom virkningene i den enkelte analyse.

11.4 Departementets uttalelse

Etter at den eksterne kvalitetssikringen av KVUen er gjennomført, skal nettselskapet oversende sin KVU til departementet. Den eksterne kvalitetssikringen vedlegges og eventuelle endringer gjennomført som følge av denne, kommenteres av nettselskapet. Departementet sender KVUen og rapporten fra den eksterne kvalitetssikringen ut på offentlig høring, og varsler aktuelle lokale og regionale myndigheter, statlige sektormyndigheter og relevante selskap og interesseorganisasjoner om høringen. I tillegg gir departementet NVE et oppdrag om å vurdere KVUen. Departementet

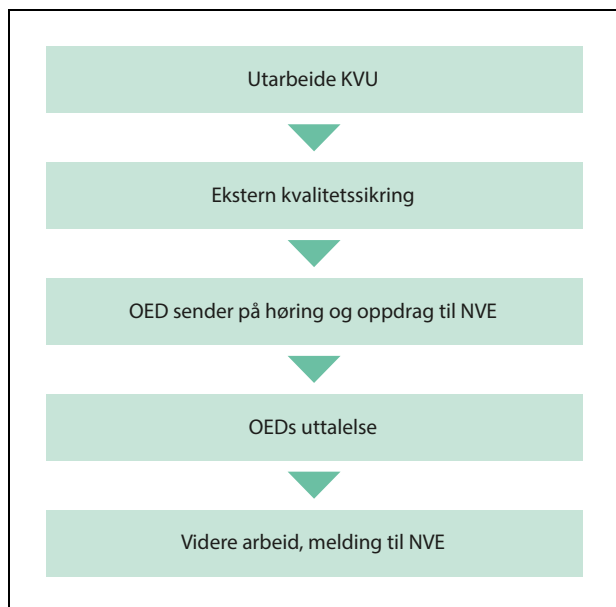
avholder i tillegg normalt høringsmøte, der blant annet nettselskapet og ekstern kvalitetssikrer presenterer sine planer og vurderinger.

På bakgrunn av nettselskapets konseptvalg-utredning, ekstern kvalitetssikring, innspillene fra høringen og egne vurderinger, gir departementet en offentlig uttalelse til behovet for ledningen, det valgte konseptet og eventuelle andre politisk viktige spørsmål. Hvilke spørsmål det er oppmerksomhet rundt, vil variere fra sak til sak. I noen tilfeller kan departementet i tillegg til å uttale seg om konseptvalget, også peke på tema det er særskilt viktig å belyse i den videre behandlingen.

Utkast til uttalelse forankres med politisk ledelse i departementet, og forelegges berørte departementer på ordinær måte. Berørte departementer i denne type saker inkluderer som minimum Klima- og miljødepartementet, Kommunal- og distriktsdepartementet og Finansdepartementet. Avhengig av hvilke interesser som er berørt, kan det være aktuelt å også involvere andre departementer. Berørte departementer får anledning til å gi innspill til departementets uttalelse.

Alle viktige saker skal som hovedregel behandles i en regjeringskonferanse⁴. Hvorvidt

⁴ Jf. retningslinjer fra Statsministerens kontor «Om r-konferanser».



Figur 11.2 Illustrasjon av KVU-prosessen

regjeringen vil få forelagt departementets uttalelse til en KVU, vil bero på en skjønnsmessig vurdering, der det blant annet sees hen til sakens kompleksitet, hvilke politiske og økonomiske sider den har ved seg, samt eventuelle forhold i departementsforeleggelsen.

Departementets uttalelse er ikke et enkeltvedtak, og kan derfor ikke påklages. Når departementet har uttalt seg til KVUen, kan Statnett gå videre med prosjektet og deretter sende melding med utkast til konsekvensutredningsprogram for konkrete nettprosjekt til NVE.

11.5 Erfaringer med KVU-ordningen

Til nå har Statnett utarbeidet fire KVUer med ekstern kvalitetssikring, som departementet har gitt uttalelse til. Dette er Nettplan Stor-Oslo (2013⁵), Forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet (2015), Bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna (2015) og Konseptvalgutredning Bergen og omland (2020).

11.5.1 Hensikten

Utvalget er blant annet bedt om å vurdere om KVU-ordningen har fungert etter hensikten. Hensikten med KVU-ordningen er knyttet til å styrke energimyndighetenes styring med konseptvalget,

⁵ Årstallene henviser til når KVUene er oversendt til departementet.

og synliggjøre behov for tiltak i strømmettet og valg av konsept. Videre er det også viktig å sikre at den faglige kvaliteten på de underliggende dokumenter i beslutningsunderlaget er god samt å sikre tidlig politisk involvering.

KVUer skal blant annet inneholde en behovsanalyse og en mulighetsstudie der forskjellige konsepter for å møte behovet gjennomgås. Dette sørger for at ulike konsepter vurderes. En grundig vurdering av behov og åpenhet rundt vurderinger av ulike konsepter på et tidlig tidspunkt, er i seg selv viktig. Samtidig er det også viktig for den videre prosessen. Gjennom kvalitetssikringen gjøres det en ekstern vurdering av konseptvalgutredningen, og i tillegg bes NVE særskilt om å gjøre en vurdering av KVUen. Disse elementene bidrar til å sikre at den faglige kvaliteten på KVUen er god. Departementet sender også KVU på høring for å bidra til å involvere berørte interesser i en tidlig fase. Gjennom departementets uttalelse sikres tidlig politisk involvering og forankring.

Ved innføring av KVU-ordningen ble det lagt til grunn at den ikke skulle forårsake unødige forsinkelser, og at den skulle bidra til at etterfølgende prosess ble mer effektiv og ryddig. Antallet konsesjonssaker i kjølvannet av KVU er så langt begrenset, og det er derfor utfordrende å si noe om hvorvidt den etterfølgende prosessen har blitt mer effektiv.

Departementet har så langt kun hatt til behandling enkelte tiltak under Nettplan Stor-Oslo fra 2013 (Smestad–Sogn og Sogn–Ulven). I disse sakene fant ikke departementet det nødvendig å gjøre en omfattende vurdering av behov og konsept. For Smestad–Sogn, der endelig konsesjon ble stadfestet i 2017, skrev departementet:

«Konseptvalgutredningen (KVU) for Nettplan Stor-Oslo har vært behandlet i Olje- og energidepartementet. Departementet konstaterer at Statnetts søknad om oppgradering av forbindelsen mellom Smestad og Sogn er i samsvar med KVU.

Videre konstaterer departementet at ingen klageparter har stilt spørsmål ved behovet for nettanlegget. Det er heller ikke stilt spørsmål ved de systemtekniske og konseptuelle vurderingene. Departementet slutter seg derfor uten videre drøftelser til NVEs vurdering av at det er riktig å oppgradere forbindelsen mellom Smestad og Sogn transformatorstasjoner og at den beste løsningen er at dette gjøres ved å føre kabler fram gjennom en tunnelloesning.»

Kilde: Departementets vedtak av 19. april 2017.

Hvor lang tid departementet har brukt fra KVU-ene er mottatt, til uttalelsen er utarbeidet, har variert. For Nettplan Stor-Oslo gikk det om lag 7 måneder, for KVU Haugalandet gikk det om lag 11 måneder, for KVU Nyhamna gikk det om lag 18 måneder og KVU Bergen om lag 15 måneder. Hvor lang tid som har gått med til å utarbeide uttalelsene, har blant annet sammenheng med sakenes kompleksitet, men også ressursituasjonen og prioritering i departementet.

Et annet element er hvorvidt KVU-ordningen bidrar til større enighet eller omforent forståelse om behov og konsept som kan lette den etterfølgende konsesjonsbehandlingen. Blant annet på grunn av den lange tiden som går fra KVUene utarbeides og behandles, til konsesjonssakene avgjøres, er det ikke klart om KVU-ordningen bidrar til større enighet eller omforent forståelse av behov og konsept. I tillegg utarbeides KVUen på et så tidlig stadium at det i liten grad er mulig å identifisere hvilke aktører som vil bli direkte berørt, samt at de konkrete løsningene også først kommer i konsesjonsprosessen.

Et eksempel er Nettplan Stor-Oslo fra 2013, der det ble det slått fast at en løsning med spenningsoppgradering av eksisterende eldre 300 kV-ledninger inn mot Oslo-regionen, var det beste konseptet. I etterkant av KVU-behandlingen er det konsesjonsbehandlet enkelte netttiltak, jf. over. Aktuelt nå, er spenningsoppgradering av ledningen Hamang–Bærum–Smestad, der NVE ga Statnett konsesjon den 30. august 2021.⁶ En ny luftledning til erstatning for dagens, er i tråd med konseptvalget som ble framlagt i KVUen, men har møtt svært store protester, særlig i Bærum kommune. Det er ikke behovet for ledningen som utløser protester, men ønsket om jordkabel framfor luftledning. Protestene gjelder med andre ord løsningsvalg og ikke konseptvalg.

Et annet eksempel er KVU Haugalandet, hvor flere alternativer ble vurdert. Departementet sluttet seg til at alternativet med en ny ledning fra øst, til dels i eksisterende ledningstraseer, var det beste alternativet. En ny ledning er nå til behandling i NVE (ny 420 kV-ledning fra Blåfalli til Gismarvik), og innspill så langt er at en rekke private og offentlige aktører motsetter seg planene og peker på alternative løsninger. Her trekker aktørene fram at KVUen er fra 2015 og departementets uttalelse fra 2016, og dermed at begge dokumentene er gamle og utdaterte, og har liten verdi

nå 5-6 år senere. Mange av høringsuttalelsene og engasjementet rundt saken er knyttet til et ønske om sjøkabel, enten mellom Blåfalli og Gismarvik eller Sauda og Gismarvik. I KVUen ble sjøkabel på disse strekkene lite omtalt. På grunn av høye kostnader og med henvisning til gjeldende retningslinjer fra Stortinget om at transmisjonsnettet som hovedregel skal bygges som luftledning, ble ikke sjøkabel vurdert i alternativanalysen. Departementet omtalte ikke sjøkabel på disse strekningene i sin uttalelse til KVUen.

Eksempelet fra KVU Haugalandet viser at det kan ta noe tid fra KVUen behandles og departementet gir uttalelse, til NVE mottar konsesjonsøknad for konkrete prosjekter. Samtidig er det ulike grunner til at det har tatt tid, blant annet at utløsende behov har endret seg. I denne saken var departementets uttalelse fra 2016, og Statnett sendte melding for Blåfalli–Gismarvik i august 2017. NVE fastsatte utredningsprogram i februar 2018, og Statnett sendte så inn konsesjonsøknad i april 2020.

11.5.2 Prinsipielle spørsmål

Utover målene med ordningen omtalt over, gir også KVU-ordningen departementet en viktig mulighet til å avklare prinsipielle spørsmål. På tidspunktet for utarbeidelse av uttalelsene til KVU Haugalandet og KVU Nyhamna, var det som hovedregel ikke anledning til å ta anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnettet.

I behandlingen av KVU Haugalandet avklarte departementet viktige prinsipielle spørsmål. KVU Haugalandet omhandlet økt forbruk på Haugalandet. Det var usikkerhet knyttet til en betydelig andel av den forventede forbruksveksten. Departementet påpekte viktigheten av samtidighet i investeringsbeslutningene for nett og forbruksetableringene, og uttalte at:

«Departementet legger til grunn at det inngås forpliktende samarbeidsavtaler mellom Statnett og aktørene som ber om tilknytning, før det foretas investeringer i en ny ledning inn til SKL-området.»

Departementet påpekte mer detaljert at:

«Statnett må inngå forpliktete avtaler med aktørene som ber om tilknytning før det kan søkes konsesjon for tiltak [...]»

Kilde: Departementets uttalelse til KVU Haugalandet av 28. juni 2016.

⁶ NVE mottok 360 klager på vedtaket. NVE fant ikke grunn til å omgjøre vedtaket. Saken ble oversendt til departementet den 24. mars 2022.

Denne prinsipielle avklaringen bidrar til fokus på koordinering av utviklingen av nett- og forbruksanlegg. Pålegg om å inngå forpliktende avtaler er en måte å håndtere usikkerhet rundt forbruksutvikling, inkludert hvordan usikkerheten påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i tiltakene. Dette var særlig viktig ettersom det på den tiden som hovedregel ikke var anledning til å ta anleggsbidrag.

I departementets behandling av KVV Nyhamna ble det også avklart viktige prinsipielle forhold. KVV-en omhandlet tosidig forsyning til gassprosesseringsanlegget på Nyhamna. Departementet fastslo her at Statnett ikke hadde plikt til å gjennomføre tiltak for å oppnå N-1-forsyning av anlegget, men at det ikke var noe hinder for at Statnett likevel kunne gjennomføre slike tiltak, gitt at de er samfunnsmessig rasjonelle. Departementet påpekte at:

«forskrift om leveringskvalitet legger til rette for at kunder, som ønsker en bedre leveringskvalitet enn det som følger av kravene i forskriften, kan inngå avtale med nettselskapet. Dette fremgår også av Statnetts standardavtale om tilknytning og bruk av sentralnettet. Videre følger det av forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen, at avtalt betaling for slike tjenester skal begrenses til merkostnaden forbundet med å levere en kvalitet eller tjeneste som normalt ikke kan forventes levert. Det er opp til nettselskap og kunde å komme til enighet om vilkårene for en slik avtale, herunder om betaling eventuelt skal fordeles over tid, slik at kostnadene kan bli dekket av både nåværende og fremtidige brukere av Nyhamna-anlegget. En avtale mellom Statnett og brukerne om betaling vil kunne vise at tiltaket er samfunnsmessig rasjonelt i den påfølgende konsesjonsbehandlingen.»

Kilde: Departementets uttalelse til KVV Nyhamna av 13. mars 2017.

Denne prinsipielle avklaringen innebærer at en aktør som vil ha bedre leveringspålidelighet, også må betale for det. Avklaringen innebærer at N-1-forsyningssikkerhet ikke er et absolutt kriterium, men at tiltak som bidrar til N-1 fortsatt må være samfunnsmessig rasjonelle.

I departementets prosessledende uttalelse til KVV Bergen ble det blant annet lagt som føring for prosjektfasen at en eventuell konsesjonsøknad må inneholde oppdaterte forbruksanslag og at Statnett bør oppdatere forbruksanslagene ved alle beslutningspunkter. Det var en prinsipiell

avklaring av hvordan Statnett bør forholde seg til usikkerhet knyttet til forbruksutvikling.

11.6 Tilsvarende ordninger i andre sektorer

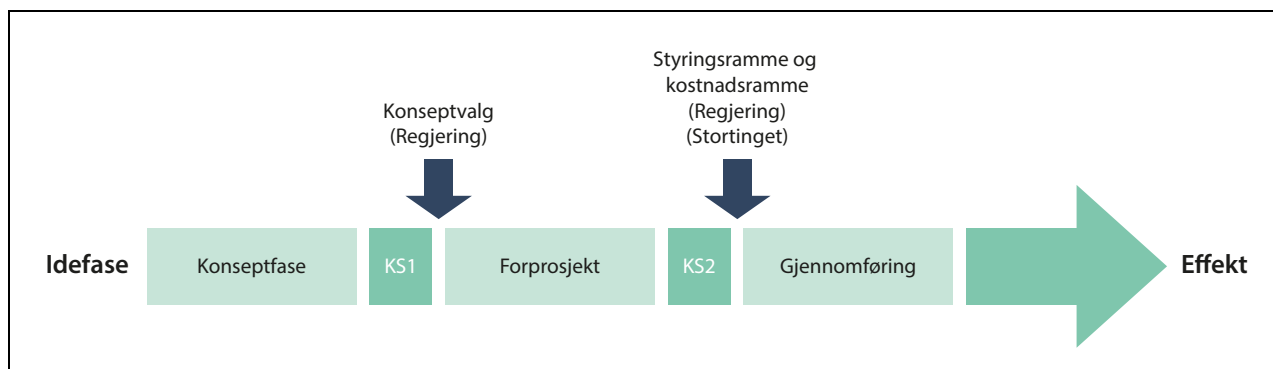
En rekke sektorer, i tillegg til kraftsektoren, har krav om gjennomføring av konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring.

Staten investerer hvert år flere titalls milliarder kroner i store offentlige prosjekter. Det dreier seg om veier og jernbaneanlegg, og andre formålsbygg for statlig tjenesteproduksjon, forsvarsmateriell, IKT-prosjekter og mye annet. For å redusere framtidige problemer med store kostnadsoverskridelser, forsinkelser og rene feilinvesteringer, etablerte Finansdepartementet i år 2000 en ordning med ekstern kvalitetssikring av beslutningsunderlaget for de aller største investeringsprosjektene, i dag kjent som statens prosjektmodell.

11.6.1 Statens prosjektmodell

En overordnet inndeling i fire prosjektfaser legges til grunn: idfase, konseptfase, forprosjekt og gjennomføring. Ordningen omfatter i begynnelsen en kvalitetssikring av forprosjektets styringsunderlag og kostnadsoverslag som gjennomføres før investeringsbeslutning, det som i dag omtales som KS2. I 2005 ble ordningen utvidet med et nytt kontrollpunkt, kvalitetssikring av konseptvalgutredningen (KVV), det vil si KS1. Kravene innebærer at prosjektene skal gjennomgå ekstern kvalitetssikring før beslutningsunderlaget legges fram for regjeringen og Stortinget. Ordningen legger til rette for god metodisk utredning før det fattes beslutninger om statlige investeringer. Målet er å unngå feilinvesteringer og holde god kontroll med kostnader og nytte gjennom planlegging og gjennomføring av prosjektene og på den måten sørge for en mest mulig effektiv bruk av fellesskapets ressurser. Prosessen for statens prosjektmodell er illustrert i figur 11.3.

De samlede kravene til utredning, planlegging og kvalitetssikring av store investeringsprosjekter i staten er beskrevet i et eget rundskriv (Finansdepartementet, 2019). Finansdepartementet har inngått rammeavtale med for tiden syv konsulentkonstellasjoner som gjennomfører kvalitetssikringene. Ordningen gjelder i dag for de største statlige investeringsprosjektene med antatt investeringskostnad over 1 mrd. kroner (300 mill. kroner for digitaliseringsprosjekter).



Figur 11.3 Prosessen for statens prosjektmodell

Kilde: Finansdepartementet (2019).

Rundskrivnet gjelder i utgangspunktet alle typer statlige investeringsprosjekter med anslått samlet kostnadsramme for investeringskostnadene over fastsatt terskelverdi. Men prosjekter i regi av statlige foretak og aksjeselskaper, som er egne juridiske enheter, er i en annen kategori enn de som blir gjennomført av statsforvaltningen og som den enkelte statsråd i ytterste konsekvens er ansvarlig for. Rundskrivnet nevner eksplisitt at regionale helseforetak, Statnett SF, Nye Veier AS og Bane NOR SF er unntatt fra statens modell.

Fram til konseptvalg er det Jernbanedirektoratet og Statens Vegvesen som har ansvar for alle prosjekter innenfor jernbane og vei. Det er først etter konseptvalg at prosjekter overføres til Bane Nor SF og Nye Veier AS. Krav til KVVU og KS1 gjelder derfor også for disse prosjektene. Disse selskapene har også krav om å gjennomføre en egen kvalitetssikring tilsvarende kravene til en KS2 i statens prosjektmodell før investeringsbeslutning. For investeringer i strømmettet, enten de skjer i regi av Statnett eller regionale nettselskaper, er det selskapene, og ikke staten som tar investeringsbeslutningen. Staten er derfor ikke prosjekteier, men forvalter statens eierskap i Statnett og er gjennom NVE og departementet konsesjonsmyndighet.

11.6.2 KVVU-ordningen og statens prosjektmodell

Det er mange likhetstrekk mellom KVVU-ordningen for nye store kraftledningsanlegg og KS1-systemet som inngår i statens prosjektmodell. Begge ordningene omhandler krav til konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring. Kravet til innhold i en KVVU er svært likt det som gjelder i KS1 i statens prosjektmodell, og Olje- og energidepartementets veileder til KVVU-ordningen viser også til veiledere tilhørende statens prosjekt-

modell og generelle veiledere for samfunnsøkonomisk analyse.

Det er imidlertid også forskjeller mellom systemene. I KVVU-ordningen er det nettselskapet som tar investeringsbeslutning for store kraftledninger og som er ansvarlig for investeringene, i motsetning til KS1-systemet, der det er staten som gjør dette. I KVVU-ordningen er det dermed også nettselskapet som selv er ansvarlig for å anskaffe den eksterne kvalitetssikringen, mens det for KS1-systemet, jf. over, er Finansdepartementet sammen med ansvarlig fagdepartement som er oppdragsgiver for de eksterne kvalitetssikringene.

KS1-systemet er knyttet opp til terskelverdier for investeringskostnader. Til sammenligning er virkeområdet for KVVU-ordningen knyttet til den *fysiske størrelsen* på anleggene (spenningsnivå på minst 300 kV og lengde på minst 20 km), ikke investeringskostnadene.

I statens prosjektmodell er det også krav om ekstern kvalitetssikring gjennom KS2 etter fullført forprosjekt før investeringsbeslutning og fastsettelse av kostnadsrammen fremmes for Stortinget. I nettprosjekter er det ikke et slikt krav til ekstern kvalitetssikring før investeringsbeslutning, men utbygging kan ikke skje uten en gyldig konsesjon, som først gis etter en grundig og omfattende konsesjonsbehandling.

11.6.3 Evalueringer av statens prosjektmodell

Finansdepartementet finansierer forskningsprogrammet Concept for å bidra til faglig utvikling av KS-ordningen og beholde ordningens relevans for styringen av offentlige investeringsprosjekter. I forbindelse med Concept-programmet, gikk Samset & Volden (2013) i Concept-rapport nr. 35 gjennom erfaringer med de første investeringstiltak-

ene som var gjennom ekstern kvalitetssikring i statens prosjektmodell. Hensikten med KS2 er å forbedre kostnadsstyringen og sikre operasjonell vellykkethet mer generelt. Resultatene fra de 40 første prosjektene som hadde gjennomgått KS2 viste at 80 pst. av prosjektene nå holder seg innenfor eller på Stortingets vedtatte kostnadsramme. Samset & Volden (2013) viste til at dette er et meget godt resultat sammenlignet med hva en kunne forvente tidligere. Mye tyder på at KS2-ordningen og den metodikken som benyttes for kostnadsestimering har hatt positiv effekt.

Når det gjelder erfaringer med KS1, var det i 2013 fortsatt begrenset hvor mye en kunne si om effektene av ordningen. Det man imidlertid kunne si noe om er omfanget og kvaliteten på de utredningene som er utarbeidet som grunnlag for kvalitetssikring, og de vedtak som er gjort av regjeringen i etterkant på grunnlag av utredningene og kvalitetssikringen av disse. Samset & Volden (2013) finner at ordningen har ført til at det i de store prosjektene legges ned et betydelig arbeid i konseptvalg-utredninger etter det formatet som er fastsatt av Finansdepartementet. En får derved et standardisert opplegg som sikrer en forholdsvis enhetlig behandling der de mest sentrale spørsmålene blir utredet. Erfaringen er at kvaliteten på disse dokumentene er gjennomgående tilfredsstillende og under kontinuerlig forbedring.

Politiske beslutningstakere står fritt til å velge det konseptet de mener er best. En finner at i hele 2/3 av tilfellene hadde regjeringen fulgt KS1-rapportens anbefaling. Noe av årsaken kan være at de politiske myndighetene fikk saken til behandling på et tidligere tidspunkt enn før, hvor presset fra ulike interessentgrupper om å velge bestemte løsninger ennå ikke har satt inn for fullt. Det kan også tenkes at en uavhengig kvalitetssikringsrapport gir mer tyngde og kan være avgjørende for at regjeringen kan ta en beslutning.

Av de prosjektene som i 2013 hadde vært igjennom KS1, ble to avvist (estimert samlet kostnad 36 mrd. kroner, og nettonytte minus 17 mrd. kroner). Det er blitt et økt fokus på samfunnsøkonomisk lønnsomhet i beslutningsprosessen. En ser også at ordningen har fått betydelige ringvirkninger i form av bevisstgjøring, endret praksis, forskning, kompetanseutvikling og undervisning om tilrettelegging og overordnet styring av store prosjekter, og at lignende ordninger er tatt i bruk også for mindre prosjekter og i andre sektorer.

Gjennom en arbeidsrapport ved Concept i 2015 «Hva har skjedd med KS1 prosjektene? Status per mars 2015» viste Grindvoll (2015) at den

som utarbeider KVVU og ekstern kvalitetssikrer ofte er uenige om anbefalingen, og at det gir trygghet for departementet å få en uavhengig vurdering, selv om de i mange tilfeller ender opp med å følge KVVUens råd om et større prosjekt framfor ekstern kvalitetssikrer sin anbefaling av nullalternativet.

I arbeidsrapporten «Har regjeringen fått et bedre beslutningsgrunnlag» (Kvalheim, Christensen, Samset, & Volden, 2015) intervjuet forskere i forbindelse med Concept-programmet departementene om erfaringer med KS1-ordningen. Tilbakemeldingene var i all hovedsak veldig positive, og gjennomgangen peker på at sammenlignet med situasjonen før innføring av KS-ordningen, har beslutningsgrunnlaget blitt vesentlig bedre. Grundigere analyser som omhandler sentrale forhold, og vurdering av ulike alternativer mot hverandre, bidrar til dette.

11.6.4 Gjennomgang av ordninger med ekstern kvalitetssikring

Forskningsprogrammet Concept publiserte i 2019 en kartlegging av ulike prosjektmodeller med ekstern kvalitetssikring i statlige foretak og statsaksjeselskap som jevnlig gjennomfører store investeringer, men som ikke er underlagt statens prosjektmodell (Volden & Andresen, 2019). KVVU-ordningen for nye, store nettanlegg var en av flere modeller som ble omtalt i denne rapporten. Bakgrunnen for kartleggingen var at Finansdepartementet ønsket en gjennomgang av ordningene for å se på likheter og forskjeller, og om det var rom for læring mellom ordningene og dermed potensial for forbedringer, både i statens og selskape-nes modeller.

Volden & Andresen (2019) skriver i sin rapport at de ser et betydelig potensial for læring og erfaringsutveksling mellom de undersøkte ordningene, både hva gjelder kvalitetssikringens innhold, omfang og de involverte aktørenes roller. Forskerne anbefaler at en følger utviklingen i de ulike ordningene videre. Videre skriver forskerne at man forhåpentligvis kan lære mer om hva som er det optimale omfanget av ekstern kvalitetssikring, balansen mellom intern og ekstern kvalitetssikring, hva som bør vektlegges i en kvalitetssikringsrapport, hvordan prosessen best bør organiseres og hvordan balansen mellom rollene som rådgiver og kvalitetssikrer bør være. Rapporten viser til at gjennomgangen har pekt på at statens ordning kanskje har et potensial for effektivisering og/eller forenkling, i hvert fall der prosjektets størrelse og kompleksitet tilsier at det holder

med en enklere gjennomgang. På den annen side antydes det at flere av selskapene bør gi kvalitetssikrer noe mer tid, rom, og kanskje en styrket rolle, til å gjøre en god jobb.

Forskerne viste til at en sentral forskjell mellom statens modell og de andre ulike prosjektmodellene med ekstern kvalitetssikring, er aktørbildet og rollene til de som er involvert i KS-prosessene. I statens modell er det underliggende etat som utarbeider underlaget for kvalitetssikring, mens Finansdepartementet og fagdepartementet kontraherer kvalitetssikrer. I de øvrige ordningene er det selskapet selv som både utarbeider underlaget for kvalitetssikring og kontraherer kvalitetssikrer. Dette gir kortere avstand mellom kvalitetssikrer og prosjektet enn i statens modell. Det kan gjøre at de faglige rådene lettere når fram til de som skal implementere dem. Samtidig kan det potensielt gjøre det vanskelig for kvalitetssikrer å være tilstrekkelig kritisk og uavhengig.

Flere av de undersøkte ordningene benytter såkalt parallell kvalitetssikring, som de har positive erfaringer med. Det innebærer at kvalitetssikrer er med underveis og kvalitetssikrer dokumentene etter hvert som de ferdigstilles, framfor å vente til alt er klart. Dette omtales som tidseffektivt, idet selskapene har et sterkt fokus på å unngå stans i prosjektet mens kvalitetssikringen pågår. Flere mener også at den parallelle tilnærmingen er kostnadsbesparende, dog avhenger dette av kvaliteten på underlaget. I rapporten løftes imidlertid dette opp som en risikofaktor. Nærhet mellom kvalitetssikrer og prosjektet gjør at graden av uavhengighet svekkes.

11.7 Innspill til utvalget

Utvalget har fått ulike innspill knyttet til KVVU-ordningen. Flere mener at KVVU-ordningen gjør at den samlede ledetiden for store nettanlegg blir lang. Andre peker på at behandlingstiden i departementet er lang, eller foreslår å fjerne ordningen og erstatte den med andre elementer, for eksempel veiledning eller annet. Flere foreslår at departementet bør ha en frist for behandling av KVVUen.

Statnett skriver i innspill til utvalget av 26. november 2021 at KVVU-ordningen bør erstattes med områdeplaner. Statnett uttaler i innspill til utvalget av 3. februar 2022 at de mener dagens KVVU-ordning ikke fungerer etter hensikten, og derfor kan erstattes av vanlig saksgang med melding og konsesjonsbehandling. Statnett mener at hensikten med KVVU-ordningen var å redusere

total tidsbruk. Videre spiller de inn at de gjerne diskuterer hvordan regional forankring av behov for nytt nett kan gjøres gjennom deres arbeid med områdeplaner. For å sikre involvering og tidlig forankring av behovene for nytt nett, foreslår Statnett at de, samtidig med melding, sender myndighetene områdeplanen for området sammen med en beskrivelse av prosess for ekstern involvering.

11.7.1 Ekstern rapport

Oslo Economics (heretter OE) har i en prosessanalyse utført på oppdrag fra utvalget vurdert tiltak for å redusere ledetider i nettviklingen (Oslo Economics, 2022). Dette er omtalt i kapittel 12.4.1, og utvalgets vurderinger av blant annet disse forslagene, er omtalt i kapittel 13.

Noen av forslagene omhandler endringer i KVVU-ordningen. OE har blant annet vurdert ulike endringer knyttet til hvilke anlegg som skal være KVVU-pliktige. Her peker de på at grensen på 20 km, med spenning over 300 kV, ble satt likt det som var grensen for melding og konsekvensutredningsprogram da KVVU-ordningen ble innført i 2013⁷ og sammenligner det med grensen for ekstern kvalitetssikring i statens prosjektmodell på 1 mrd. kroner.

Et innslagspunkt for KVVU på 1 mrd. kroner vil ifølge OE bidra til at færre tiltak vil ha krav om ekstern kvalitetssikring, ettersom OE anslår at 20 km med 420 kV kraftledning (dagens grense) kan koste om lag 200 mill. kroner. En slik grense vil dermed medføre at flere tiltak med stor påvirkning på areal og miljø ikke omfattes av ordningen. OE mener en avgrensning på 1 mrd. kroner er lite hensiktsmessig for kraftledninger.

OE vurderer også grensen for hvor mange kilometer en ledning må være før kravet om ekstern kvalitetssikring blir gjeldende. De peker på at en høyere grense trolig ikke vil medføre en stor endring i antall saker, ettersom de KVVUene som har blitt gjennomført så langt, er godt over 20 km (med unntak av Nettplass Stor-Oslo som omhandlet spenningsoppgradering). En nedjustering av grensen til det som tilsvarer dagens krav til melding og utredningsprogram (15 km og 132 kV) vil føre til en stor økning i KVVUer som skal ha ekstern kvalitetssikring og behandling hos departementet.

OE peker på at effekten på ledetider av ev. færre KVVUer med ekstern kvalitetssikring er usikker. Det er ikke sikkert at prosessen som helhet

⁷ Denne grensen er endret, og er nå ved spenning på minst 132 kV, og lengde over 15 km, se kapittel 10.6.

går raskere. Samtidig peker OE på at departementet selv mener de har fått riktige saker til behandling, og at det ikke er de store effektiviseringsgevinstene å hente på å endre hvilke tiltak som er KVVU-pliktige.

OE har også vurdert Statnetts forslag om å erstatte KVVU-ordningen med områdeplaner, men peker på at konseptvalgutredninger er svært beslutningsrelevant, og dermed en god metode for å gjennomføre analyser. OE peker samtidig på at selv om områdeplanene ikke er en god erstatning for KVVU-ordningen, er det positivt med samordning av planer med regionale selskaper. De peker også på NVEs arbeid med digital KSU.

OE vurderer fjerning av ekstern kvalitetssikring, men peker på at dette er viktig for legitimiteten og effektiv myndighetsbehandling. Det ser heller ikke ut til å være spesielle effekter på reduksjon i ledetiden av et slikt tiltak. OE vurderer hvem som bør være oppdragsgiver for den eksterne kvalitetssikringen. I dag er dette Statnett. OE mener at den bør flyttes til departementet, med begrunnelse at dette vil sikre at departementet er tidligere og mer løpende involvert i utredningen. Dette vil bidra til at departementets saksbehandlingstid går raskere. OE peker også på at det er positivt at den eksterne kvalitetssikringen oppleves som mer uavhengig, og at det i seg selv kan effektivisere myndighetsbehandlingen. OE peker videre på at kvalitetssikringen fortsatt skal skje parallelt med utredninger og i dialog med Statnett. Dette fordrer dialog mellom Statnett og departementet, slik at departementet vet når Statnett utreder store kraftledninger.

OE vurderer også et tiltak som omhandler oppdatering av departementets veileder til KVVU-ordningen. Veilederen ble laget før KVVUer ble gjennomført, og det kan derfor være nyttig å oppdatere veilederen basert på erfaringer så langt, for å få bedre fram hva som er viktig i de ulike delene av prosessen.

Av de vurderte tiltakene foreslår OE en oppdatering av veilederen for KVVUer, og at ansvaret for ekstern kvalitetssikring flyttes fra Statnett til departementet. De anslår at disse tiltakene isolert sett vil bidra til å redusere behandlingstid for KVVUer i departementet med 3-9 måneder. Samtidig foreslår OE at departementet får en frist på 6 måneder etter høring, det vil si 9 måneder inkludert høring, for behandling av KVVUen. I prosessanalysen foreslår også OE på generelt grunnlag innføring av framdriftsplaner og dette vil også gjelde for arbeid med KVVUen.

Etter OEs vurdering vil ikke en frist for departementets saksbehandling endre departementets

samlede ressursbruk på KVVUen vesentlig, men bidra til at behandlingen av KVVU prioriteres høyere. OE legger til grunn at det samtidig med innføring av tidsfrister også bevilges flere ressurser til saksbehandling, for at det skal være mulig å holde fristene uten at det går ut over andre oppgaver i departementet.

11.8 Utvalgets vurderinger

Utvalget er i mandatet bedt om å vurdere om ordningen med konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring for nye store kraftledningsanlegg har fungert etter hensikten, og om det finnes muligheter for å redusere ledetiden for slike anlegg som samtidig ivaretar målene om tidlig politisk involvering, et faglig godt beslutningsgrunnlag og hensynet til berørte interesser. Det vises også til kapittel 13 for utvalgets vurderinger av tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nettanlegg.

11.8.1 KVVU-ordningen bør i hovedtrekk beholdes

Utvalget vurderer det slik at KVVU-ordningen i stor grad har fungert etter hensikten, som blant annet var å få tidlig vurdering av behov og alternativer, et godt faglig grunnlag og tidlig politisk involvering, men at det er rom for forbedringer. Det var, etter utvalgets forståelse, ikke slik at redusert tidsbruk var et av hovedargumentene for å innføre KVVU-ordningen, men at det ble lagt til grunn at prosessen ikke skulle forårsake unødig forsinkelser. Departementets behandling ble ansett som viktig for at den etterfølgende planleggings- og konsesjonsprosessen skulle bli effektiv og ryddig for både myndigheter og interessenter. Når det gjelder ekstern kvalitetssikring og samlet tidsbruk, mener utvalget at det er rom for forbedringer, jf. kapittel 11.8.5 og 11.8.6.

Basert på evalueringene av statens prosjektmodell omtalt i kapittel 11.6.3 framgår det at beslutningsgrunnlaget har blitt vesentlig bedre sammenlignet med situasjonen før innføring av KS-ordningen. Det er ikke foretatt en generell evaluering av KVVU-ordningen for store kraftledningssaker, men det kan være grunn til å anta at beslutningsgrunnlaget også for slike saker har blitt bedre gjennom krav til utarbeidelse av KVVU og ekstern kvalitetssikring av denne.

Uten KVVU-ordningen vil det ikke være en tidlig politisk involvering, og en vurdering av behov og ulike konsepter tidlig. Konseptvalget vil allerede

flere måneder i forveien være tatt av nettselskapet, eller være begrenset med tanke på alternativer, når saken kommer til NVE gjennom innsending av melding med forslag til utredningsprogram. Dette ville ha gitt myndighetene mindre anledning til å vurdere ulike konsepter, og ekstern kvalitetssikring ville bortfalle. Etter at Statnett har tatt et konseptvalg bruker de ressurser på å modne det valgte konseptet fram til meldingen sendes, for eksempel brukes det ressurser på overordnede vurderinger av mulige traseer. Det vil derfor være en høyere kostnad forbundet med å endre konsept i forbindelse med behandling av melding.

Det er gode grunner til å opprettholde ordningen med KVVU og ekstern kvalitetssikring for store nettanlegg. Ordningen gjelder for anlegg som kan ha betydelige virkninger for miljø og samfunn, og investeringskostnadene ved slike prosjekter er store. Det er viktig at behovsvurderinger og vurderinger av ulike alternativer for å møte behovet er gode og at de er godt forankret.

De fleste andre store infrastrukturprosjekter er omfattet av tilsvarende ordninger og det er naturlig at også nettanlegg omfattes av en slik ordning med myndighetsbehandling. Mulighet for avklaring av prinsipielle spørsmål tidlig i prosessen er viktig, og utvalget viser til omtale under kapittel 11.5.2 der departementet ved flere anledninger har brukt uttalelsen til å komme med viktige prinsipielle vurderinger. Utvalget mener derfor at ordningen i hovedtrekk bør beholdes.

Det er samtidig viktig å se på om det er mulig å gjøre forbedringer med dagens ordning for å redusere tidsbruken uten at det går på bekostning av arbeidet som gjennomføres. Utvalget har derfor flere forslag til forbedringer under.

11.8.2 KVVU-ordningen og områdeplaner

Som også omtalt i kapittel 5.9 mener utvalget at Statnetts områdeplaner kan være en del av en positiv videreutvikling av ordningen med kraftsystemutredninger. I forbindelse med utarbeidelsen av områdeplanen gjennomfører Statnett regionale dialogmøter. Utvalget mener regionale dialogmøter kan bidra positivt til tidlig forankring hos interessenter, slik som for eksempel lokale og regionale myndigheter, av behov for å gjøre tiltak i strømmettet. Som omtalt i kapittel 11.5.1 har KVVU-ordningen en bredere hensikt enn dette.

11.8.3 Veileder

Som omtalt i kapittel 11.7.1 har OE pekt på at departementet bør oppdatere sin veileder for

KVVU-ordningen. Departementets veileder for KVVU ble utarbeidet i 2013, og er relativt overordnet. Nettselskapet kan derfor ha behov for å vurdere metodespørsmål, innslagspunkt, mv. fra sak til sak, noe som kan være tidkrevende. Samtidig har det også vært flere KVVUer til behandling i departementet siden veilederen ble utarbeidet.

I prosessanalysen fra OE omtales det at Statnett peker på at KVVU bidrar til dobbeltarbeid, ved at blant annet behov vurderes flere ganger.

Det er behov og konseptvalg som vurderes i KVVUen, mens konkret systemløsning, trasévalg, teknologi mv. vurderes i konsesjonsbehandlingen. Samtidig kommer KVVUen på et tidlig tidspunkt, og mer kunnskap kan bety at det er både naturlig og svært viktig å oppdatere for eksempel behovsanalysene. Dette gjelder særlig i en situasjon med stor usikkerhet om forbruksutviklingen, for å unngå overinvestering i nettet. I departementets uttalelse til KVVU Bergen og omland ble det blant annet lagt som føring for prosjektfasen at en eventuell konsesjonssøknad må inneholde oppdaterte forbruksanslag og fremmet at Statnett bør oppdatere forbruksanslagene ved alle beslutningspunkter.

Utvalget vil vektlegge at det ikke bør være dobbeltarbeid i KVVU og konsesjonsbehandlingen, men at det er naturlig med behov for oppdatering av for eksempel prognoser for forbruksutvikling og kostnader når det går flere år mellom analysene. Dette peker også OE på i sin prosessanalyse.

Utvalget mener oppdatering av departementets veileder er et godt tiltak, som også kan bidra til å tydeliggjøre hva som avklares og ikke avklares i behandlingen av KVVU, og på den måten også unngå eventuelt dobbeltarbeid. Det vil kreve noe ressurser i departementet å gjennomføre en slik oppdatering.

Oppdatering av veilederen kan gi rom for å vurdere innholdet og detaljeringsgraden i KVVUen basert på erfaring med hva som har vært relevant og nyttig informasjon i tidligere KVVUer. Det er også gjort endringer i rundskriv om statens prosjektmodell for store statlige investeringer og krav til innhold i KVVUer som det kan være relevant å vurdere i forbindelse med oppdatering av departementets veileder.

Det bør også gis føringer for når utredningsarbeidet bør starte. Det bør også i veilederen komme fram at Statnett skal informere NVE, jf. kapittel 11.8.4. Utvalget mener også at det bør framkomme at Statnett må involvere berørte aktører og vurdere virkninger for dem. Oppdatering av veilederen bør sees i sammenheng med anbefalingen om

utarbeidelse av en sektorveileder for samfunnsøkonomisk analyse av nettanlegg, jf. kapittel 6.7.

11.8.4 NVEs rolle

NVEs rolle i KVU-prosessen er ikke regulert eller omtalt eksplisitt. Departementets praksis har imidlertid vært å sende et oppdrag til NVE samtidig med høringen, der NVE bes om å vurdere KVUen mv. NVE har svært viktig kompetanse og forutsetninger for å gi en kvalifisert uttalelse til KVUen, og departementet vektlegger NVEs vurderinger.

NVEs ledetidsprosjekt er omtalt i kapittel 12.2. Statnett har i innspill til dette prosjektet pekt på at markedet for kvalitetssikring er lite og det kan være vanskelig å finne kvalitetssikrere med riktig sammensetning av kompetanse (det tekniske, økonomiske og regulatoriske).

Å informere NVE underveis i utarbeidelsen av KVUen vil derfor kunne ha en positiv virkning for dette, samtidig som det vil være en fordel for NVE å være informert tidligere. Utvalget mener derfor at Statnett må informere NVE ved oppstart og underveis i arbeidet med utredningen. Utvalget mener det er viktig å opprettholde NVEs rolle i å vurdere endelig KVU, og legger til grunn at ev. innspill fra NVE i informasjonsperioden ikke er førende for NVEs vurdering av endelig KVU.

Det vil være en fordel både for Statnett, NVE, og ekstern kvalitetssikrer at NVE informeres om KVU-arbeidet tidligere. I de tilfeller der NVE har vært tidlig informert, og har hatt ressurser til det, har de utført egne modellanalyser i forkant av at de har mottatt KVUen til uttalelse. Det gjør at NVE i større grad er i stand til å utfordre Statnetts vurdering av alternative konsepter.

NVEs arbeid med å digitalisere og standardisere informasjonsflyten i forbindelse med kraftsystemutredninger, kan legge til rette for at NVE i større grad enn i dag får informasjon om oppstart av utredninger som kan lede til konseptvalgutredninger som krever ekstern kvalitetssikring og myndighetsbehandling.

11.8.5 Ekstern kvalitetssikring

I dag er det Statnett som har ansvaret for den eksterne kvalitetssikringen. Denne gjennomføres før saken sendes til departementet. I prosessanalysen omtalt i kapittel 11.7.1 påpekes det at den eksterne kvalitetssikringen tar tre til seks måneder, men at det i stor grad skjer parallelt med utredningen, og at det bidrar til å løfte kvaliteten på KVUen.

OE foreslår at ansvaret for den eksterne kvalitetssikringen flyttes fra Statnett til departementet. De peker på at kvalitetssikringen fortsatt bør skje parallelt med utredningen, og i dialog med Statnett, men at dette vil bidra til at departementet blir tidligere og mer løpende involvert og dermed bruker kortere tid på behandlingen. I tillegg vil dette gjøre at ekstern kvalitetssikrer vil få en mer uavhengig rolle. På den andre siden bidrar dette til at departementet må bruke ressurser på å anskaffe og følge opp kvalitetssikringen.

Det framgår av Volden & Andresen (2019) sin gjennomgang omtalt i kapittel 11.6.4 at i de undersøkte ordningene som har ekstern kvalitetssikring, er det selskapene selv som både utarbeider underlaget for kvalitetssikring og anskaffer kvalitetssikringen. Slik er det også for Statnett. Det pekes på at dette både kan gjøre at de faglige rådene lettere når fram, samtidig som det potensielt kan gjøre det utfordrende å ha tilstrekkelig uavhengighet for kvalitetssikrerene.

Utvalget mener at mulighet til parallell kvalitetssikring er viktig både for å spare tidsbruk, og for å bidra til at den endelige utredningen som departementet får, blir god. Samtidig er spørsmålet om kvalitetssikrers uavhengighet svært viktig, slik både OE og Volden & Andresen (2019) i forskningsprogrammet Concept peker på. Der som andre enn Statnett er oppdragsgiver for den eksterne kvalitetssikringen, vil kvalitetssikrers uavhengighet styrkes. Dette kan bidra til å tydeliggjøre kvalitetssikrers rolle og til å forbedre kvaliteten på kvalitetssikringen.

Utvalget mener derfor at departementet bør være oppdragsgiver for den eksterne kvalitetssikringen. Det bør fortsatt være muligheter for parallell kvalitetssikring for å unngå at dette grepet bidrar til økt saksbehandlingstid.

En slik endring vil kreve mer saksbehandlingsressurser fra departementet tidligere i prosessen. Samtidig vil endringen gjøre at departementet bærer kostnaden med å anskaffe kvalitetssikringen. I Volden & Andresen (2019) er Statnetts kostnader for kvalitetssikring av en konseptvalgutredning, anslått å være mellom om lag 1 mill. kroner og 1,5 mill. kroner.

Endring i hvem som skal være oppdragsgiver medfører behov for endring i forskrift om ekstern kvalitetssikring § 2 første ledd annet punktum. Se forslag til forskriftsendring i kapittel 15.3.

Utvalget mener at bedre involvering av departementet og NVE i kvalitetssikringen vil være et viktig forbedringspunkt med dagens ordning. Endring av hvem som er oppdragsgiver for den eksterne kvalitetssikringen kan bidra til dette. I

tillegg til dette kan også for eksempel orienteringsmøter knyttet til de ulike delene av KVUen være et alternativ.

11.8.6 Frist for departementets uttalelse og evaluering

I Meld. St. 14 (2011–2012) *Vi bygger Norge – om utbyggingen av strømmettet* (Nettmeldingen) ble det pekt på at det å løfte prinsipielle spørsmål om behov og konseptvalg tidligere i prosessen, burde bidra til at den etterfølgende behandlingstiden kunne reduseres. Det er lite datagrunnlag for å si noe om dette, da det kun er to konsesjonssaker som har vært gjennom hele løpet med KVU.

I KVU-prosessen er det mange aktører involvert, som bruker mye tid på å utarbeide, gjennomgå og kvalitetssikre materialet. Dette i seg selv kan gi behov for tidsfrister. Departementet har brukt fra 7 måneder til 18 måneder på behandling av KVU.

Utvalget mener saksbehandlingen i departementet kan effektiviseres, og viser til forslag fra OE om en tidsfrist på 9 måneder, inkludert høring. I OEs rapport er det pekt på at begrenset kapasitet og prioritering av andre saker som hastet, bidrar til den lange behandlingstiden. Etter OEs vurdering vil ikke en frist endre departements samlede ressursbruk vesentlig, men bidra til at behandling av KVU prioriteres høyere. Utvalget legger til grunn at ettersom samlet ressursbruk ikke endres vesentlig, vil kvaliteten heller ikke endres vesentlig, og at dette tiltaket dermed i stor grad bidrar til å fjerne liggetid.

OE peker også på at tidsfrister for behandling finnes i andre myndighetsorganer, for eksempel er det i statens prosjektmodell krav til at konseptvalg tas innen 6 måneder etter at ferdig rapport legges fram for regjeringen. Overnevnte forslag om at departementet og NVE involveres tidligere vil også bidra til at både departementet og NVE har bedre kjennskap om at dette vil komme, og dermed i større grad får anledning til å planlegge ressursbruk noe i forkant.

Utvalget foreslår en frist på 9 måneder (inkludert høring) for departementets behandling av KVU. Det vil gi Statnett og andre aktører forutsigbarhet og bidra til å redusere den samlede ledetiden for KVU-pliktige anlegg. Utvalget legger til grunn at kvaliteten på vurderingene av KVUen kan opprettholdes med en frist på 9 måneder. Utvalget viser for øvrig til sine vurderinger av

behov for flere ressurser til saksbehandling, omtalt i kapittel 13.7.1.

I tillegg til innføring av en frist for departementets saksbehandling, mener utvalget at departementet når erfaringsgrunnlaget har blitt noe større, bør ta initiativ til en evaluering av KVU-ordningen, for å se om det er ytterligere potensial for redusert tidsbruk.

11.8.7 Høring

Det framgår av departementets veileder at departementet skal sende KVU og ekstern kvalitetssikring på høring. Høringsfristen er normalt 2 måneder. En offentlig høring sikrer åpenhet, og gir mulighet for berørte aktører å komme med innspill til KVUen og den eksterne kvalitetssikringen. Det gir også påvirkningsmuligheter på konseptvalget.

Samtidig må dette veies opp mot at gjennomføring av høring opptar ressurser, og bidrar til at prosessen tar noe mer tid. Til sammenligning er det ingen høring på KS1-stadiet i statens prosjektmodell. Det er også slik at det er en rekke høringer senere i prosessen, jf. kapittel 10.6. Disse høringene kan i større grad være egnet til å ivareta hensynet til berørte interesser, ettersom det er lettere å identifisere konkrete berørte aktører etter at konseptvalget er fattet. OE vurderer for øvrig også fjerning av høringen, men kommer fram til at dette ikke er hensiktsmessig.

Uavhengig av om det gjennomføres høring eller ikke, er det viktig at Statnett involverer aktører som berøres av et slikt tiltak. Eksempler på dette kan være bransjeforeninger/næringsforeninger, interesseorganisasjoner, produsenter, og industri. Disse vil ha informasjon som er nødvendig for Statnett i vurderingene av behov for nye nettanlegg, for eksempel om planlagt forbruk.

Utvalget mener primært at høringen av KVUen bør bestå, men *dersom* en av høringsrundene i nettutviklingen skal avvikles av tidshensyn, kan fjerning av høringen av KVUen være et alternativ. I et slikt tilfelle bør det da stilles krav i departementets veileder til at nettselskapet dokumenterer hvordan involveringen er gjort og hvordan innspill fra aktørene er vurdert og/eller hensyntatt. Samtidig er det viktig at selve KVUen, relevante underlagsdokumenter og departementets uttalelse fortsatt skal være offentlige. Konkrete netttiltak vil fortsatt være gjenstand for høringer i løpet av den påfølgende meldings- og konsesjonsfasen.

11.9 Oppsummering av utvalgets anbefalinger

Utvalget vurderer det slik at KVVU-ordningen i stor grad har fungert etter hensikten, som blant annet var å få tidlig vurdering av behov og alternative konsepter, et godt faglig grunnlag og tidlig politisk involvering, men at det er rom for forbedringer.

Utvalget mener regionale dialogmøter kan bidra positivt til tidlig forankring hos interessenter, slik som lokale og regionale myndigheter, av behov for å gjøre tiltak i strømmettet.

Utvalget vil vektlegge at det ikke bør være dobbeltarbeid i KVVU og konsesjonsbehandlingen, men at det er naturlig med behov for oppdatering av for eksempel prognoser for forbruksutvikling og kostnader når det går flere år mellom analysene.

Utvalget mener oppdatering av departementets veileder er et godt tiltak, som også kan bidra til å tydeliggjøre hva som avklares og ikke avklares i behandlingen av KVVU, og på den måten også unngå eventuelt dobbeltarbeid.

Utvalget mener også at det bør framkomme at Statnett må involvere berørte aktører og vurdere virkninger for dem. Oppdatering av veilederen bør sees i sammenheng med anbefalingen om utarbeidelse av en sektorveileder for samfunnsøkonomisk analyse av nettanlegg, jf. kapittel 6.7.

Utvalget mener Statnett må informere NVE ved oppstart og underveis i arbeidet med utredningen. Utvalget mener at bedre involvering av departementet og NVE i kvalitetssikringen vil være et viktig forbedringspunkt med dagens ordning.

Utvalget mener at departementet bør være oppdragsgiver for den eksterne kvalitetssikringen. Utvalget mener at mulighet til parallell kvalitetssikring er viktig både for å spare tidsbruk, og

for å bidra til at den endelige utredningen som departementet får, blir god.

Utvalget foreslår en frist på 9 måneder (inkludert høring) for departementets behandling av KVVU. I tillegg til innføring av en frist for departementets saksbehandling, mener utvalget at departementet, når erfaringsgrunnlaget har blitt noe større, bør ta initiativ til en evaluering av KVVU-ordningen, for å se om det er ytterligere potensial for redusert tidsbruk.

Utvalget mener primært at høringen av KVVUen bør bestå, men *dersom* en av høringsrundene skal avvikles av tidshensyn, kan fjerning av høringen av KVVUen være et alternativ.

Virkninger av utvalgets anbefalinger

Det vil kreve noe ressurser i departementet å gjennomføre en oppdatering av veilederen til KVVU-ordningen, men vil trolig gjøre arbeidet lettere på sikt. At departementet, istedenfor nettselskapet, skal være oppdragsgiver for den eksterne kvalitetssikringen av KVVUen vil kreve mer saksbehandlingsressurser fra departementet tidligere i prosessen. Samtidig vil endringen gjøre at departementet bærer kostnaden med å anskaffe kvalitetssikringen, anslått til mellom om lag 1 mill. kroner og 1,5 mill. kroner. Videre anbefaler utvalget at departementet får en frist for behandling av KVVU på 9 måneder. Alt annet likt vil dette føre til omprioritering av interne ressurser i departementet.

Samlet sett kan tiltakene bidra til en bedre prosess, bedre beslutningsgrunnlag og tidsbesparelse for ledetiden for KVVU-pliktige anlegg, og til mer forutsigbarhet i tidsbruken. Med en frist på 9 måneder for behandling av KVVUen, vil dette sette den øvre grensen for departementets saksbehandling.

Kapittel 12

Innspill og utredninger om tiltak som kan redusere tidsbruk

Dette kapittelet gir først en oversikt over tiltak Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har iverksatt for å effektivisere konsesjonsbehandlingen innenfor gjeldende regelverk. Deretter oppsummeres innspill utvalget har mottatt fra en rekke aktører underveis i arbeidet og konklusjoner fra eksterne rapporter utarbeidet for utvalget.

12.1 Innledning

Tiden det tar å planlegge, konsesjonssøke og bygge store, nye nettanlegg er lang. I noen tilfeller kan det ta opptil 14 år. Konsesjonsprosessen er nærmere beskrevet i kapittel 10. Aktørene som har behov for nett for å sikre kraftforsyning til nytt forbruk, har ledetider som er langt kortere enn dette. Anslag fra forbruksaktører tilsier at ledetidene deres er tre til fem år. Oslo Economics har i en utredning for utvalget anslått tre til sju år, jf. kapittel 12.4.1. Utvalget har også fått innspill gjennom referansegruppen om at det er avgjørende for forbruksaktørene at de på et tidlig tidspunkt får avklart hvorvidt de kan få tilknytning ved en gitt lokalisering. De kan da planlegge ut i fra dette og tåle å vente litt lenger på selve tilknytningen.

I lys av forbrukskundenes ønske om tidlige avklaringer og en utvikling med elektrifisering av samfunnet og grønn industri som trenger tilgang til nettet, blir forskjellen i ledetider for etablering av forbruk og nytt nett en utfordring. Det er nødvendig å vurdere hvordan konsesjonssystemet kan ivareta aktørenes behov for redusert tidsbruk, samtidig som gode, demokratiske prosesser, rettssikkerhet for berørte interesser og hensynet til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet ivaretas.

Strømnettutvalget har fått en rekke innspill fra ulike aktører til arbeidet med å vurdere effektiviseringstiltak for bygging av nettanlegg. I tillegg har utvalget fått utarbeidet flere utredninger. Det er en prosessanalyse, en gjennomgang av konsesjonsprosessene i utvalgte naboland og en gjennomgang av kunnskapsgrunnlaget for kabel som

alternativ til luftledning. Utredningene er gjennomført av Oslo Economics.

I dette kapittelet omtales innspillene utvalget har fått. Utvalgets vurderinger av tiltakene er behandlet i kapittel 13.

12.2 NVEs tiltak for å effektivisere konsesjonsbehandlingen innenfor gjeldende regelverk

I forbindelse med at Solberg-regjeringen i juni 2021 oppnevnte Strømnettutvalget, ba Olje- og energidepartementet NVE, i samråd med Statnett og andre relevante ressurser, om å foreslå tiltak innenfor gjeldende regelverk som på kort sikt kan redusere tiden det tar å konsesjonsbehandle nettanlegg. NVEs svar på oppdraget er blant annet underlag for Strømnettutvalgets arbeid. NVE, arrangerte i forbindelse med prosjektet workshop med Statnett og utvalgte nettselskaper, og mottok innspill til arbeidet.

Tiltakene som NVE foreslo i sin rapport krever ingen endringer i dagens regelverk (NVE, 2021). Arbeidet med å iverksette tiltakene i konsesjonsbehandlingen ble derfor igangsatt umiddelbart, altså ved årsskiftet 2021/2022. Tiltakene vil særlig effektivisere behandlingen av mindre saker, og kan bidra til raske gevinster i form av forenklinger for mindre tiltak og lette noe av arbeidsmengden for saksbehandlerne. Hensynet til rettssikkerhet, demokratiske prosesser og en samfunnsmessig rasjonell nettutbygging har ligget til grunn for de vurderte tiltakene.

NVE har iverksatt følgende tiltak for å effektivisere konsesjonsbehandlingen for nettanlegg:

- Krav til god kvalitet på søknader og utredninger gjennom aktiv bruk av veiledere og fagkompetanse for å sikre riktig omfang av utredninger og dermed unngå krav om tilleggsutredninger. NVEs ressurser vil i mindre grad brukes til veiledning av enkeltaktører, men hel-

- ler på å holde veiledere oppdaterte og tydeliggjøre kravene til søknader og utredninger.
- Dialog mellom nettselskaper/tiltakshavere og NVE om en realistisk framdriftsplan fra sakens begynnelse for å avklare forventninger og oppnå god ressursstyring hos begge parter.
 - Utvikle digitaliseringsverktøy som støtte i NVEs egne prosesser og til bruk i samhandling med aktørene, gjennom bedre informasjonsflyt, standardiserte innsendingsløsninger og digitale veiledere.
 - Mer fleksibilitet til endringer i transformator- og koblingsstasjoner ved at det for eksempel ikke må søkes om konsesjon for å skifte transformatorer i eksisterende celler eller utvide koblingsanlegg med nye bryterfelt. Enkle bygningsmessige tiltak innenfor etablert stasjonsområde kan også gjennomføres uten konsesjonsøknad, i lys av hva som tillates etter plan- og bygningslovens bestemmelser. Dette tiltaket krever oppdatering av eksisterende anleggskonsesjoner og innebærer at konsesjonsmyndigheten oppgir en viss kontroll av samfunnsøkonomien i enkelte tiltak som utføres av nettselskapene.
 - Tidlig avklaring av om NVE vil stille krav om utarbeidelse av miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan). I mindre saker vil det stilles spesifikke vilkår og krav om sluttrapport i stedet for krav om MTA-plan. Behandling av midlertidige anleggsveier og -plasser, sammen med eventuell søknad om ekspropriasjonstillatelse til midlertidige anlegg, flyttes til behandlingen av MTA-planen. I MTA-planene kan kjørespor i terrenget vises med et felt på 100 meters bredde for å unngå unødvendig behandling av små endringer.
 - I saker med få grunneiere og rettighetshavere skal forsøk på å inngå minnelige avtaler dokumenteres i konsesjons- og ekspropriasjonssøknaden. NVE peker på at dette er i tråd med ekspropriasjonslovens hensikt og kan bidra til bedre løsninger, mer effektive prosesser og færre klager. Denne praksisendringen gjelder ikke lange ledninger med mange grunneiere og flere traséalternativer.

NVE skriver i rapporten at de mottok innspill som gikk ut over det som ble besluttet iverksatt. Disse ville ifølge NVE enten kreve regelverksendringer eller ikke være forsvarlig ut fra hensynet til medvirkning og rettssikkerhet for involverte parter. Andre forslag, som forenklede prosesser for enkle tiltak, mener NVE er ivaretatt gjennom dagens praksis. Regelverket og praksis for behandling av sakene er gradert ut fra størrelsen på tiltaket, i til-

legg til at NVE i hver konkret sak vurderer behovet for høring, høringsfrister, behov for tilleggsutredninger osv.

12.3 Innspill fra nettselskaper og andre aktører

Utvalget har mottatt en rekke forslag om tiltak for å redusere ledetiden fra de ulike aktørene i referansegruppen og andre som har benyttet seg av muligheten til å komme med innspill til utvalgets arbeid, muntlig og skriftlig.

Det er bred enighet om at det er viktig å bevare gode demokratiske prosesser for nye, store netttiltak. Tidlig involvering av interessenter og tid til å utføre gode konsekvensutredninger, er viktige suksessfaktorer for gode prosesser. Endringer i konsesjonsprosessene må ivareta hensynet til berørte interesser på en god måte.

Forslagene som utvalget har mottatt knyttet til planlegging/utredning og konsesjonsbehandlingen omhandler blant annet:

- Det foreslås at det bør etableres bredere rammekonsesjoner for nettanlegg. Eksempler som nevnes er «områdekonsesjon» eller «rammekonsesjon» for kraftledninger og kabler med spenning til og med 132 kV, transformatorstasjoner og for industriområder. Ved å redusere antall enkeltsøknader kan saksbehandlerkapasitet frigjøres til gjenstående søknader.
- Det bør etableres en mer opsjonsbasert tilnærming til anleggskonsesjoner. Det foreslås at SIVA kan få en større rolle i å tilrettelegge for ny industri gjennom å klargjøre tomter, inkludert bestilling av nettkapasitet.
- Det bør innføres forenklede prosesser og reduserte krav til innhold i søknader og utredninger for mindre tiltak eller tiltak som har små virkninger for natur og miljø, eksempelvis fornyelser/oppgradering i eksisterende trasé.
- Muligheten for å gjennomføre trinn i konsesjonsprosessen parallelt i stedet for sekvensielt bør vurderes nærmere, og dobbeltarbeid bør unngås.
- Terskelen for å kreve tilleggsutredninger må heves, og konsesjonene bør gis med større fleksibilitet i løsningsvalg, for å unngå tilleggsrunder i prosessen.
- Terskelen for å behandle klager på vedtak bør vurderes å strammes inn ut fra gitte kriterier, slik at færre saker ender hos departementet. Dette gjelder særlig muligheten for å klage på samme vedtak i flere omganger og det som omtales som *usaklige* klager.

- Det foreslås å øke bemanningen hos NVE og Olje- og energidepartementet for å øke kapasiteten til å håndtere økende saksmengde på en effektiv måte.
- Det foreslås å sette tidsfrister for saksbehandlingen hos konsesjonsmyndighetene.
- Det bør innføres og håndheves strengere tidsfrister for alle involverte aktører, slik at liggetiden for saker reduseres.
- Gi nettselskapene økte muligheter til å planlegge i forkant av nettutviklingen, for eksempel gjennom endringer i inntektsrammereguleringen.
- Nettselskapene kan bidra til bedre konsesjonsprosesser gjennom forbedring av egne interne prosesser og tidlig involvering av interessenter.
- Nasjonale og regionale/lokale myndigheter bør koordineres bedre, slik at alle bidrar effektivt til ønsket samfunnsutvikling.
- Saker av stor betydning for forsyningssikkerheten må prioriteres, og deretter bør saker prioriteres etter hvor stor samfunnsnytte eller sannsynlighet for gjennomføring de forventes å ha.
- Retningslinjene for kabling bør oppdateres. Flere peker også på at de bør gjøres mindre restriktive for å redusere konfliktnivået. Det bør vurderes å åpne for økt bruk av kabel i regionalnettet, for eksempel der det er betalingsvillighet hos andre aktører for å redusere ledetiden.
- Miljømyndighetene bør overta ansvaret for å bestille og følge opp konsekvensutredninger for å sikre tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag om natur- og miljøverdier.
- Kraftledningstraseer bør også behandles etter plan- og bygningsloven gjennom forutsigbare kommunale prosesser som sikrer lokal medvirkning og følger de samme prosedyrene som annen arealplanlegging.
- Kommunene bør, som planmyndighet, tidlig tas inn i dialogen rundt utbyggingsområder og nettkapasitet for å redusere kostnader og tidsforsinkelser. Kommuner og nettselskaper bør veilede kundene til tilrettelagte utbyggingsområder med nettkapasitet.
- Raskere og mer transparent klagebehandling i Olje- og energidepartementet. Raskere behandling av klager som åpenbart ikke vil føre fram og at departementet setter opp en forpliktende framdriftsplan for klagehåndteringen.

12.3.1 Statnetts innspill

Statnett har i flere innspill, datert 22. september 2021, 26. november 2021 og 4. februar 2022, foreslått tiltak selskapet mener vil bidra til å effektivisere prosessene. Statnett ønsker blant annet et tydelig mandat for å være i forkant med tilstrekkelig kapasitet. Tiltak som har mulighet til fleksibilitet i gjennomføringen, også kjent som trinnsvis utbygging, vil ha økt verdi i dagens situasjon. Statnett ønsker å legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskapning. For å møte de kommende utfordringene, har Statnett lansert *områdeplaner* som en løsning blant annet for å effektivisere prosessene, der enkeltanlegg settes inn i en større sammenheng. Statnett mener at det må sikres tidlig og tydelig avklaring av hva som skal utredes, og fokus må være på beslutningsrelevante forhold i den aktuelle sak. Statnett nevner også at standardiserte tiltakspakker, i stedet for skreddersøm for det konkrete behovet, vil tas i bruk i analysene for de enkelte områdene, da det tillater raskere nettutbygging til reduserte kostnader. Statnett opplyser at de har besluttet nye prinsipper i planleggingen av nettiltak:

- Minst to transformatorer som hovedregel i nye stasjoner
- Nye tilknytninger skal som hovedregel skje på 132 kV i regionalnettet, men for volum på 200–300 MW og oppover vil Statnett vurdere tilknytning til transmisjonsnettet
- Åpner for å basere seg på analyser fra regionale nettselskaper.

12.3.2 Ekstern rapport bestilt av Energi Norge

Strømnettutvalget har mottatt Thema Consultings (2022) rapport *Forenklinger i konsesjonsprosessen ved små eksterne effekter*, bestilt av Energi Norge som underlag til deres innspill. Oppdraget i rapporten var å identifisere og beskrive enkle tiltak med mindre konsekvenser for omverdenen som kan redusere behandlingstiden for konsesjonsøknader. Hovedfunnene i rapporten peker på noen tiltak som de mener kan iverksettes uten å forringe kvaliteten på konsesjonsprosessen:

- Gi rammekonsesjoner med lavere detaljeringsgrad for nettanlegg, slik at mindre justeringer kan gjøres innenfor gitt konsesjon. Det foreslås å gå lenger enn NVEs praksisendring for transformatorstasjoner, slik at for eksempel bygg større enn 50 m² (som kan gi plass til en ekstra transformator) og andre komponenter kan oppføres innenfor stasjonsgjerdet uten søknad. Det forutsetter at naboer/gjenboere blir infor-

- mert og hørt, at støygrenser overholdes og at tiltaket meldes inn til NVE og Fosweb.¹
- Gi rammekonsesjoner til luftledninger og kabler, der virkningene for omgivelsene er små.
 - Innføre «fast-track», og slippe kø for enkle søknader der nettselskapene selv har innhentet nødvendige uttalelser og avklaringer før oversendelse til NVE.
 - Redusere utredningskravene, slik at det for eksempel ikke må utredes luftledning ved oppgradering av eksisterende kabelanlegg, eller der ekstern finansiering fra nyttehaber er avklart.
 - Erstatte melding med tidlig høring for alle 132 kV ledninger. Utredningsprogram må da gå fram av NVEs veileder for konsesjonssøknader.
 - Utvidet områdekonsesjon etter søknad for kablet 132 kV nett, men samtidig åpne for å kunne søke om konsesjon for enkelttiltak i konfliktfylte områder. Områdekonsesjon for industriområder.
 - Inkludere MTA-plan og ekspropriasjonssøknad til midlertidige anlegg i konsesjonssøknaden eller kjøre parallelle prosesser for konsesjonssøknad og MTA-plan.
 - Raskere klagebehandling av klager som åpenbart ikke vil føre fram, inkludert forpliktende framdriftsplan, dialog og mer ressurser til Olje- og energidepartementet.

¹ Fosweb er kontaktpunktet mellom konsesjonærer og systemansvarlig (Statnett) og brukes til rapportering av data og tilgjengeliggjøring av informasjon.

Estimert reduksjon av ledetid ved de foreslåtte tiltakene er 6–36 måneder for ulike netttiltak, gjennom å redusere tidsbruken for de enkle tiltakene og frigjøre mer ressurser til mer komplekse tiltak. Nettselskapene kan selv bidra ved å holde tidsfrister satt av NVE, utføre godt grunnarbeid og levere gode konsesjonssøknader og utredninger.

12.4 Eksterne utredninger bestilt av utvalget

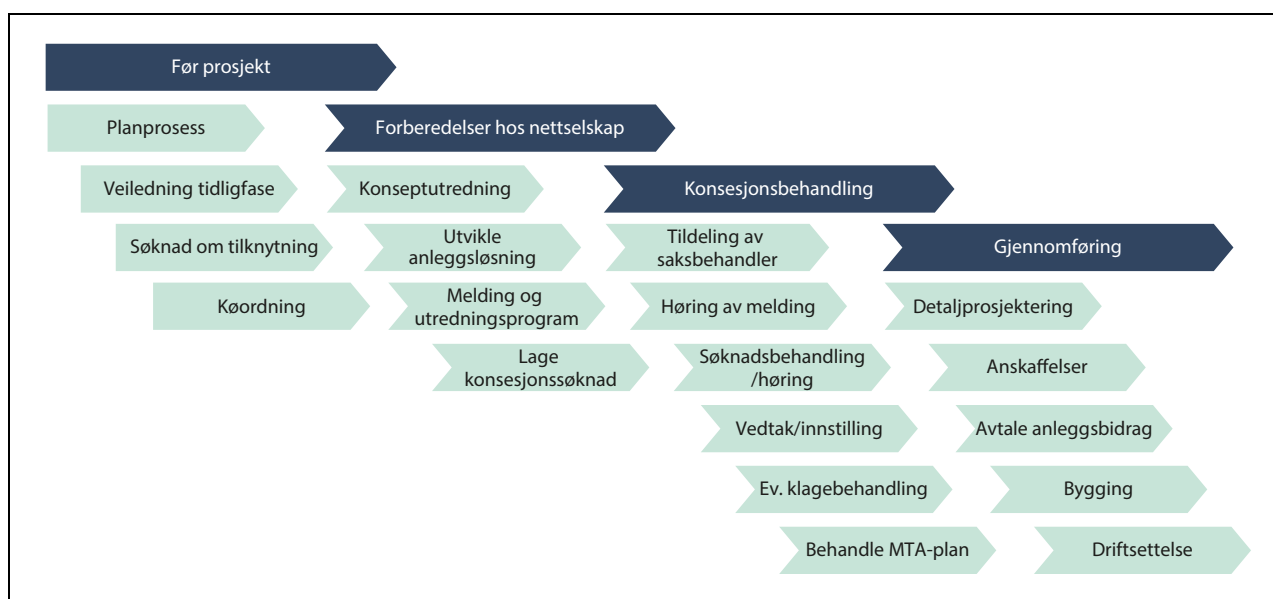
Oslo Economics fikk i oppdrag fra Strømnettutvalget å gjennomføre følgende utredninger knyttet til mandatets punkt om å foreslå tiltak som kan redusere ledetiden for nettanlegg, som de har levert i tre separate rapporter:

- Prosessanalyse: Utvikling av strømmettanlegg
- Kartlegging av konsesjonsprosesser i utvalgte land
- Kabel som alternativ til luftledning.

I tillegg har de også utarbeidet en rapport om pris-signaler for effektiv utnyttelse og utvikling av strømmettet, som er omtalt i kapittel 4. Alle rapportene ligger som digitale vedlegg til denne NOUen.

12.4.1 Prosessanalyse: Utvikling av strømmettanlegg

I prosessanalysen har Oslo Economics (2022) kartlagt nettutviklingsprosessen og foreslått tiltak som kan gi redusert ledetid, uten at det går på



Figur 12.1 Faser i nettutviklingsprosessen (forenklet framstilling).

Kilde: Oslo Economics (2022)

Tabell 12.1 Tiltak som kan gjennomføres og ha effekt på ledetider relativt raskt

| Formål/hovedtiltak | Anbefalt tiltak | Effekt på ledetid | Involvering av berørte |
|--|--|--------------------|------------------------|
| Økt nettutnyttelse | Styre forbrukslokalisering | Kan fjerne ledetid | Uendret |
| | Prinsipper for kapasitetsfastsettelse og – forvaltning | Kan fjerne ledetid | Uendret |
| | Større forpliktelse fra kundene | 0–3 mnd. | Uendret |
| | Tilknytning på vilkår | Kan fjerne ledetid | Uendret |
| Tidligere nettutvikling | Bedre planprosesser | 3–9 mnd. | Bedre enn i dag |
| | Prosjektutvikling under usikkerhet | 0,5–2 år | Noe dårligere |
| Effektivisere KVVU-prosessen | Endre ansvar for ekstern kvalitetssikring | 3–9 mnd. | Bedre enn i dag |
| | Tydeliggjøre veileder | 3–9 mnd. | Bedre enn i dag |
| Mer ressurser til NVE og OED | Ressurser til saksbehandling | 3–9 mnd. | Uendret |
| Bedre styringsverktøy hos myndighetene | Interne styringssystemer | 0–3 mnd. | Bedre enn i dag |
| | Tidsfrister | 0,5–2 år | Uendret |
| | Framdriftsplaner | 3–9 mnd. | Bedre enn i dag |
| Andre formål | Mer utsetting av oppdrag | 0,5–2 år | Uendret |
| | Enklere prosjektmodeller | 3–9 mnd. | Uendret |

Samlede tidsbesparelse er lavere enn summen av hvert enkelt tiltak, jf. tabell 12.2.

Kilde: Oslo Economics (2022)

bekostning av demokratisk involvering og hensynet til en samfunnsøkonomisk rasjonell nettutvikling. Utredningen har delt nettutviklingsprosessen inn i ulike faser fra behovet oppstår til nettanlegget settes i drift, vist i figur 12.1.

Kartleggingen viser at ledetider for nettanlegg som krever anleggskonsesjon varierer fra to til tolv år, mens det for industrikunder eller annet stort forbruk som ønsker nettilknytning normalt tar mellom ett og syv år å planlegge og bygge deres prosjekt. Dette viser at det er tydelige differanser i ledetid, noe som utgjør en betydelig risiko for forbrukerkundene. Den største potensielle differansen mellom ledetid, er ved større netttiltak som følger saksgang C (se kapittel 10.6).

Årsakene til tidsbruken er fordelt på ulike aktører gjennom hele prosessen. Utredningen peker blant annet på utfordringer med lite tilgjengelig informasjon til kundene og tidsbruk i tilknytningsprosessen hos nettselskapene. Det pekes på at nettselskapene mener at inntektsrammereguleringen i kombinasjon med utforming og praksis

for tilknytningsplikten, bidrar til at nettselskapene blir reaktive og avventende til egen prosjektutvikling.

Videre tar konsesjonsprosessen tid på grunn av behov for og krav til involvering av berørte interesser, og ufullstendige søknader og utredninger, som igjen fører til krav om tilleggsutredninger og ekstra høringsrunder. Dessuten er det ikke samsvar mellom saksbehandlingsressursene og saksmengden, i tillegg til at myndighetene har mangelfulle styringssystemer. I utredningen pekes det også på at departementet bruker lang tid på behandling av konseptvalgutredninger (KVU) i de største sakene.

Nettutviklingsprosessen er utviklet over år, og de fleste kildene til utredningen mener den er god, men at den kan gjennomføres mer effektivt. Utredningen har systematisk gjennomgått mulige tiltak og sortert dem i overordnede kategorier. Deretter peker den på 14 prioriterte tiltak, beskrevet i tabell 12.1. Disse tiltakene antas å ha god effekt og kan innføres raskt uten vesentlige ulemper.

Tabell 12.2 Virkninger av prioriterte tiltak, som kan innføres og gi effekt raskt

| Type prosjekt | Samlet ledetid per jan./feb. 2022 | Ledetider for forbrukskunde | Gap per jan./feb. 2022 | Mulig reduksjon av gap som følge av tiltak | Gjenstående gap |
|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|------------------------|--|-----------------|
| Ny stasjon (A) | 2,5–6 år | 1–5 år | 0–5 år | 3 år | 0–2 år |
| Ny lang regionalnettledning (B) | 5–10 år | 3–7 år | 0–7 år | 2 år | 0–5 år |
| Ny lang transmisjonsnettledning (C) | 7–12 år | 3–7 år | 0–9 år | 4 år | 0–5 år |

Kilde: Oslo Economics (2022)

Det er utfordrende å anslå effekt på ledetid på grunn av lite tilgjengelig informasjon om tidsbruken i dag. Effekten på ledetid er derfor anslått i tre kategorier, 0–3 måneder, 3–9 måneder og 0,5–2 år. Effekten er også anslått ved innføring av tiltak enkeltvis. De samlede tidsbesparelsene er lavere enn summen av hvert enkelt tiltak. Effekten kan derfor ikke summeres opp.

I utredningen er effekten på ledetid samlet sett fordelt slik:

- Bedre planprosesser: 3–18 måneder
- Redusert saksbehandlingstid i departementet for KVVU: 3–9 måneder
- Prosjektutvikling hos nettselskapene: 9–18 måneder
- Redusert tidsbruk i NVE: 9–12 måneder.

De prioriterte tiltakene anslås til sammen å kunne redusere ledetidene med to til fire år, avhengig av tiltakstype og saksgang, og vil dermed kunne redusere gapet i ledetid sammenlignet med forbrukskunder. Det anslås en reduksjon i ledetiden på rundt to år for mindre anlegg, og rundt fire år på store ledninger. Basert på kartleggingen er dette en reduksjon på 20–60 pst. og det påpekes at den nederste delen av intervallet kanskje er mest rimelig. I noen tilfeller vil gapet i ledetid mellom forbruksprosjekt og nettutbygging trolig fjernes helt. De skisserte gevinstene i tabell 12.2 er imidlertid usikre.

Ytterligere reduksjoner i ledetider er mulig, men kan ta lengre tid å gjennomføre og ha mer begrenset effekt på ledetiden. Noen tiltak vil dessuten innebære uønskede effekter som svært høye kostnader og føre til dårligere involvering av berørte parter. Vurderte tiltak er:

- Økt nettutnyttelse gjennom energieffektivisering, alternativer til nett og større forpliktelse fra kundene
- Styrke økonomiske insentiver

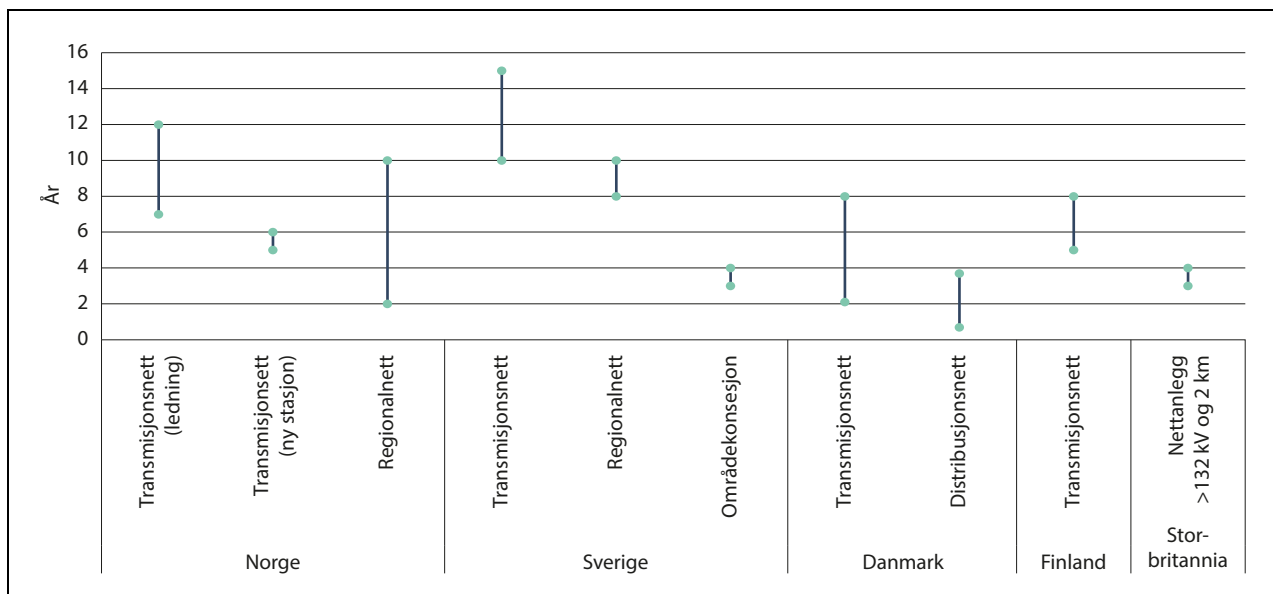
- Tydeligere retningslinjer for konsesjon, som forutsigbar kabelpolicy og bedre og enklere veiledning
- Mer ansvar for areal og miljø til nettselskapene med bedre utredninger før melding
- Effektivisere høringsprosessen med bedre informasjon og transparens gjennom IT-utvikling
- Redusere antall vedtak og klagemuligheter ved vilkår i konsesjon i stedet for MTA-plan
- Utvide anleggskonsesjonene
- Tydeliggjøre ansvarsfordeling mellom myndigheter med mindre samfunnsøkonomiske vurderinger i konsesjonssøknaden
- Mer ressurser til NVE.

Noen av disse tiltakene kan gi god effekt på ledetidene, men må utredes nærmere, fordi de kan gi dårligere involvering av berørte parter med risiko for høyere konfliktnivå med mulig negativ effekt på ledetidene.

12.4.2 Kartlegging av konsesjonsprosesser i utvalgte land

Oslo Economics (2022) kartla på oppdrag fra Strømnettutvalget konsesjonsprosessene i Sverige, Danmark, Finland og Storbritannia, som et underlag for å vurdere effektiviserende tiltak i Norge. Oppsummert viser utredningen at formålet med konsesjonsprosessen har store likhetstrekk i de ulike landene, men at den praktiske innretningen varierer. Prosessene i Sverige og Danmark har flest fellestrekk med prosessen i Norge.

Alle landene har både område- og anleggskonsesjoner, som differensierer prosessene etter prinsippet om at antatte miljøvirkninger får betydning for omfanget av prosessene og myndighetsinvolveringen. Landene bruker imidlertid ulike terskelverdier, som spenningsnivå, lengde, installert



Figur 12.2 Anslag på ledetider, dvs. tiden det tar fra et behov oppstår til anlegget er satt i drift, for ulike typer nettiltak i kartlagte land.

Tall for Storbritannia er frister og ikke faktisk tidsbruk. Se beskrivelse i kapittel 12.4.2 for opplysninger om anslagene, inkludert usikkerhet.

Kilde: Oslo Economics (2022)

ytelse og andre hensyn. Noen land har noe romsligere anleggskonsesjoner, som for eksempel Finland, der nettselskapet står fritt til å justere ledningstraseen etter at energimyndigheten har gitt tillatelse. I Sverige er transformatorstasjoner unntatt anleggskonsesjon, men må til gjengjeld få byggetillatelse fra kommunene.

I de andre landene har regionale og nasjonale miljømyndigheter større ansvar for myndighetsbehandlingen av nettanlegg, men i ulik grad. Rapporten peker på at dette kan gi mindre kontinuitet og mulighet til å vurdere summen av fordeler og ulemper ved tiltak. I tillegg kan det føre til dobbeltarbeid og økt ressurs- og tidsbruk i konsesjonsbehandlingen. Ulik praksis i myndighetsbehandlingen på tvers av regioner pekes på som en utfordring i Sverige.

Hensynet til medvirkning og demokratiske prosesser er et viktig formål med konsesjonsbehandlingen, og omfanget av høringsprosessene er i alle land knyttet til tiltakets antatte miljøkonsekvenser. Her ser Norge ut til å ha flere høringsrunder enn de øvrige landene for de aller største kraftledningene. Storbritannia skiller seg fra de andre landene ved at berørte parter tidlig i konsesjonsbehandlingen må melde seg som interessent for å kunne påvirke den videre prosessen.

Med KVVU-ordningen har Norge de mest omfattende vurderingene av samfunnsøkonomisk

lønnsomhet. I utredningen pekes det på at etter som kvalitetssikrer og myndigheter er involvert på ulike tidspunkt i saksgangen, kan det medføre gjentakende prosesser for eksempel ved at kvalitetssikrer, NVE og Olje- og energidepartementet stiller mange av de samme spørsmålene knyttet til behov, konseptvalg mv. I de andre landene er konsesjonsbehandlingen mer delt mellom involverte myndigheter etter ansvarsområder, blant annet ved at ulike myndigheter har ansvar for å vurdere kostnader, forsyningssikkerhet og miljøkonsekvenser. Dette kan samtidig også gi gjentakende prosesser og økt ressursbruk.

I Danmark, Finland og Storbritannia finansieres konsesjonsbehandlingen helt eller delvis av nettselskapene gjennom gebyrer. I Norge dekker Statnett kostnadene med ekstern kvalitetssikring av store kraftledninger, og det er gebyr for godkjenning av miljø-, transport- og anleggsplanen og oppfølging i anleggsfasen. Utover dette er det ikke gebyr for konsesjonsbehandlingen, men tiltakshavere dekker alle kostnader forbundet med utarbeidelse av konsesjonssøknader og utredninger.

I alle de kartlagte landene tar det lang tid å bygge nett, og de største anleggene tar lengst tid å realisere. Sverige og Norge synes å ha de lengste ledetidene i transmisjonsnettet. Dette er vist i figur 12.2, gjengitt fra rapporten fra Oslo Economics (2022).

Utredningens informasjonsgrunnlag er usikkert med hensyn til om de oppgitte ledetidene i figur 12.2 dekker de samme delene av prosessen ved planlegging og bygging i alle landene, og særlig til om ledetiden også omfatter den interne ressursbruken i nettselskapet før konsesjonsøknaden sendes til regulerende myndigheter. Usikkerheten er minst for Norge, Sverige og Danmark, der ledetidene dekker tiden fra nettselskapet identifiserer et behov for netttiltak til anlegget er satt i drift.

For Danmark og Finland inkluderer behandlingstiden i figur 12.2 den delen av saksbehandlingen som skjer hos miljømyndighetene. Flere forhold skiller Danmark fra Norge og Sverige. I Danmark eier Energinet alt nett over 100 kV, og kategorien transmisjonsnettet omfatter derfor mer nett på lavere spenningsnivå i Danmark (nett som i Norge omtales som regionalnett). Geografiske forhold i Danmark gjør det dessuten langt enklere og billigere å kable kraftnettet, og det er politisk enighet om at kabel skal være hovedregelen. Dette fører til lavere konfliktnivå i konsesjonsbehandlingen. I tillegg skiller Danmark mellom behovsvurderingen av et tiltak, som skjer uten involvering av berørte parter, og vurderingen av miljøkonsekvensene og løsningsvalg. Her har imidlertid Danmark innført regelendringer som går mer i retning av prosessene i Sverige og Norge, med mer involvering i tidligere faser.

I Finland er den nasjonale energimyndighetens vurdering avgrenset til konsekvensene for forsyningssikkerheten, uten mulighet til å påvirke andre forhold ved nettutviklingen. Regionale miljømyndigheter har ansvaret for å vurdere både miljøkonsekvenser og vedta løsningsvalg. Ingen myndighet synes å ha ansvaret for å vurdere de samlede fordelene og ulempene ved nettutbygginger i Finland. I Sverige og Danmark er ansvaret mellom energi- og miljømyndighetene mer overlappende.

Sverige og Norge er de landene som har rapportert om manglende saksbehandlingskapasitet som en flaskehals, og det har vært nødvendig å prioritere mellom saker.

Storbritannia er det eneste landet med formelle frister for myndighetsbehandlingen. Tidsbruken som er skissert i figur 12.2 er minimum behandlingstid, basert på gitte frister. Imidlertid er deler av prosessen uten fastsatte frister, og det kan gi betydelig lengre behandlingstid i saker med mange innsigelser. Skissert ledetid for Storbritannia er dermed ikke direkte sammenlignbar med de andre landene.

Alle de kartlagte landene, unntatt Finland, arbeider med å identifisere tiltak som kan redusere ledetidene for å fremme grønn omstilling og utvikle kraftsystemet. Involvering av berørte interessenter og vektlegging av miljøvirkninger videreføres som førende prinsipper for nettutviklingen i alle land. Foreslåtte endringer omfatter først og fremst forenklet konsesjonsbehandling for tiltak med liten påvirkning på omgivelsene eller miljø, og har mange likhetstrekk med tiltakene NVE innførte i 2021, og tiltak som ble spilt inn fra nettselskaper til Meld. St. 36 (2020–2021) *Energi til arbeid – langsiktig verdiskapning fra norske energiresurser*. I tillegg ser landene på harmonisering og tydeliggjøring av regelverk og å utarbeide klarere retningslinjer.

12.4.3 Kabel som alternativ til luftledning

Oslo Economics (2022) foretok en sammenligning av investerings- og driftskostnader, driftsmessige forskjeller og areal- og miljøvirkninger for kabel og luftledning. Funnene fra utredningen viser at forskjellen i investeringskostnad mellom kabel og luftledning er blitt noe mindre på alle spenningsnivå siden 2003, men at kostnadsdifferansen er minst på de laveste spenningsnivåene (distribusjonsnettet). Det skyldes i hovedsak at prisen på luftledning har gått mer opp enn kabelprisen. Det har blant annet ført til at gravekostnaden for kabel, særlig i regionalnettet, har større betydning for investeringskostnaden enn tidligere. I middels terreng² anslås kostnadene for jordkabel å være 1,6 ganger så høye som for luftledning på 132 kV spenning, og 4 ganger så høye på 420 kV spenning, forutsatt samme trasélengde. Normalt er imidlertid jordkabeltraseer vesentlig lengre enn luftledningstraseer, som medfører større kostnadsforskjell, henholdsvis 2 ganger og 5 ganger luftledningskostnaden på 132 og 420 kV.

Hovedkonklusjonen er at kostnadsforskjellen på de høye spenningsnivåene fortsatt er stor i de fleste tilfeller, med unntak for 132 kV jordkabler i *lett terreng*, som defineres som terreng utenfor bynære områder og uten nevneverdig fjellmengde. Samtidig understrekes det at andre kostnadsdrivere som trasélengde, overføringskapasitet og behov for kompenseringer vil påvirke

² Rapporten skiller mellom krevende, middels og lett terreng. Middels terreng for kabel er traseer som går gjennom mindre boligområder og mindre mengder fjell. For luftledning er middels terreng traseer som har normal adkomst, gjennomsnittlig antall master per kilometer og gjennomsnittlig fundamenteringsforhold. Dette er typisk terreng på Østlandet.

kostnadene. I tillegg har kabel kortere levetid, og hensynet til forsyningssikkerhet kan ha betydning for løsningsvalget. Rapporten peker også på at både kabel og luftledning begge har negative, men ulike miljøvirkninger. Kabel gir mer direkte inngrep i grunnen og naturmangfoldet i vegetasjonen, og gir store terrenginngrep om det blir nødvendig å sprengte grøft. Luftledning gir større negative visuelle virkninger og utgjør kollisjonsfare for fugl. Miljøhensyn vil også kunne påvirke vurderingen av hvilke løsninger som skal velges.

Ellers viser utredningen at lite har endret seg fra tidligere erfaringsgjennomganger. Noe ny teknologi er tatt i bruk eller blitt mer vanlig, slik som plastisolerte kabler på alle spenningsnivå. Utredningen foreslår ingen større endringer i de nasjonale retningslinjene på bakgrunn av denne kunnskapsgjennomgangen, ut over unntakstilfellet med 132 kV jordkabel i *lett terreng* på grunn av lav kostnadsforskjell i forhold til tilsvarende luftledning.

12.5 Oppsummering

Utvalget har mottatt en lang rekke innspill og bestilt eksterne utredninger som gir et solid grunnlag for å vurdere tiltak som kan bidra til å redusere ledetidene for nettanlegg. Det vises også til at NVE har innført flere endringer i konsesjonsbehandlingen fra årsskiftet 2021/2022, som forventes å gi reduksjon i ledetidene når endringene er innarbeidet. Innspillene som går på endringer og forbedringer av utrednings- og tilknytningsprosessene og behandling av konseptvalg-utredninger, omtales og drøftes i henholdsvis kapittel 5, 7 og 11. Innspillene fra ulike aktører relatert til konsesjonsprosessen handler blant annet om økte ressurser til konsesjonsmyndighetene, forenklede prosesser og konsesjoner, arbeidsdeling mellom myndigheter, tiltakshavere og andre, og tidlig involvering av berørte interesser. En del innspill peker i retning av enda mer forenkling enn det NVE allerede har iverksatt. I kapittel 13 vil innspill og underlag drøftes, og utvalget vil gi sine anbefalinger til tiltak.

Kapittel 13

Utvalgets vurdering av tiltak for å redusere ledetiden

13.1 Innledning

Utvalgets mandat er å foreslå tiltak for å redusere tiden det tar å planlegge og konsesjonsbehandle nettanlegg. Det utdypes i mandatet at hensynet til effektivitet må balanseres mot hensynet til et tilstrekkelig godt kunnskapsgrunnlag, gode miljøutredninger samt god forankring og involvering av berørte interesser.

Prosessanalysen beskrevet i kapittel 12.4.1 synliggjør hvilke deler av prosessene som tar mye tid fra et behov oppstår til et nettanlegg er satt i drift. Basert på innspill og faglige diskusjoner drøftes her de ulike tiltakene som kan bidra til mer effektive konsesjonsprosesser og raskere realisering av nettanlegg.

I dette kapitlet diskuteres først forskjeller i ledetid etterfulgt av verdien av demokratiske prosesser og et godt kunnskapsgrunnlag, og mulighetene for tidlig involvering og grundig forarbeid i planleggingen av nye netttiltak. Videre vurderes ulike tiltak som reduserte krav til og omfang av prosesser, slik som mindre krav til søknader og utredninger og utvidede rammer eller større fleksibilitet innenfor konsesjonene. Tiltak for å effektivisere eksisterende prosesser, som muligheten for parallelle prosesser, mer bruk av tidsfrister, betingede konsesjoner mv., vurderes deretter. Økte ressurser til konsesjonsmyndighetene, digitalisering og interne styringssystemer er tiltak som enten er nødvendige for, eller bidrar til at de foreslåtte tiltakene gir reelle tidsbesparelser, og omtales før andre foreslåtte tiltak vurderes. Kapitlet avsluttes med en oppsummering av tiltakene, sammen med anslag på reduserte ledetider, og virkninger av utvalgets anbefalinger.

13.2 Forskjeller i ledetid

Utfordringen med ulik ledetid for forbruk/produksjon og nettanlegg ble påpekt i Meld. St. 14 (2011–2012) *Vi bygger Norge – om utbyggingen av strømmettet* (Nettmeldingen)¹, og i Meld. St. 25

(2015–2016) *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030* (Energimeldingen)². I begge stortingsmeldingene er bedre koordinering av nett, forbruk og produksjon påpekt, og i Energimeldingen ble det påpekt at forpliktende avtaler mellom aktørene vil bidra til å redusere risiko.

Prosessanalysen utført av Oslo Economics foreslår blant annet følgende prioriterte tiltak for å effektivisere konsesjonsprosessene:

- innføring av tidsfrister (jf. 13.6.2)
- omforente framdriftsplaner (jf. 13.6.2)
- økte ressurser til saksbehandling i Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og departementet (jf. 13.7.1)
- bedre interne styringssystemer hos konsesjonsmyndighetene (jf. 13.7.4)

I tillegg har de forslag om økt utnyttelse av eksisterende nett og tidligere nettutvikling, som er vurdert i kapittel 5, samt forslag til KVVU-prosessen, som er vurdert i kapittel 11. I tillegg er det i prosessanalysen vurdert noen flere tiltak som kan effektivisere konsesjonsprosessene. Det tas imidlertid forbehold om at disse tiltakene kan ta lengre tid å iverksette, gi begrenset tidsbesparelse eller ha utilsiktede ulemper eller kostnader som må utredes nærmere.

Oslo Economics har i prosessanalysen sett på hele prosessen fra behov for et nettanlegg oppstår til anlegget er satt i drift. Her framkommer det at utfordringene med stor forskjell i ledetid framstår å være størst på de høyeste nettnivåene (regional- og transmisjonsnett), jf. tabell 12.2. Som det pekes på i kapittel 13.9 anser imidlertid utvalget at ledetidene Oslo Economics oppgir er for lave.

Det er særlig når det er behov for større ledninger i regional- og transmisjonsnettet at nettutbyggingen tar lengre tid å bygge ut enn nytt kraftforbruk eller -produksjon. Ettersom konsesjonsprosessen er differensiert, vil store anlegg ha en mer omfattende prosess. Se mer om dette i kapittel 10.6.

¹ Se kapittel 5.3 og kapittel 6.3.2 i Nettmeldingen.

² Se side 183 i Energimeldingen.

Forskjellen i ledetid mellom utviklingen av forbruksanlegg og større nettanlegg skyldes blant annet at mange aktører er involvert i en omfattende, detaljert og kompleks planlegging og grunnlagsarbeid i forkant av beslutningen (utredning og konsesjonsbehandling). I tillegg vil større anlegg være mer teknisk komplekse i gjennomføringen.

Slike nettanlegg er store og kostbare, og har ofte store virkninger for natur og miljø. Det er naturlig at det er noe forskjell i ledetid og prosess for forbruksanlegg som ofte vil være relativt små og berører et begrenset område, sammenlignet med store kraftledninger på mange kilometer, som krysser flere kommuner, flere berørte interesser og har større virkninger for miljø mv.

Samtidig er det viktig å se på muligheter for å redusere dette gapet. Dette kan gjøres gjennom forbedringer i flere deler av prosessen. I kapittel 5 og 6 er det pekt på at det kan være hensiktsmessig med tidligere planlegging. Dette kan bidra til å redusere gapet i ledetid. I dette kapittelet er en rekke tiltak for å redusere tidsbruken vurdert og foreslått, et eksempel er betinget anleggskonsesjon, jf. kapittel 13.6.3.

I tillegg vil flere av tiltakene i kapittel 4, 5, 6, 7 og 11 bidra til en bedre og mer effektiv prosess, som også forventes å redusere gapet i ledetid mellom nettanlegg og større forbruksanlegg.

13.3 Verdien av demokratiske prosesser og godt kunnskapsgrunnlag

Utvalget legger til grunn at tiltak som innføres for å redusere tiden det tar å planlegge, konsesjonsbehandle og bygge nettanlegg, ikke må gå på bekostning av viktige demokratiske prinsipper. Bygging av nett legger til rette for økonomisk aktivitet, men har samtidig negative virkninger for blant annet natur og miljø, som avveies og ivaretas gjennom gode demokratiske prosesser. Involvement av berørte interesser, beslutninger som er fattet på et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag og respekt for forvaltningsrettslige prinsipper som for eksempel klagerett, skal være minimumskrav. Det er helt nødvendig for å skape legitime prosesser. Disse prinsippene er også trukket fram som viktige i innspillene Strømnettutvalget har mottatt. De foreslåtte tiltakene må derfor vurderes i lys av hensynet til å opprettholde viktige demokratiske spilleregler. Gode prosesser i tidlige stadier kan

også bidra til god framdrift og raskere avklaringer i etterfølgende stadier.

Forslag om å innskrenke muligheter til å gi uttalelse eller begrense klageretten er enten i strid med hensynet til involvering eller grunnleggende forvaltningsrettslige prinsipper, og vurderes ikke nærmere.

Forvaltningsloven³ § 17 setter krav om at forvaltningsorganet skal påse at saken er så godt opplyst som mulig. Dette er forvaltningsorganenes utredningsplikt. Konsesjonsmyndighetenes saksbehandling må effektiviseres på en måte som er akseptabel for allmenne interesser, som for eksempel miljøverdier. Naturmangfoldloven⁴ har som formål at naturen med dens biologiske, landskapsmessige og geologiske mangfold og økologiske prosesser tas vare på ved bærekraftig bruk og vern, også slik at den gir grunnlag for menneskenes virksomhet, kultur, helse og trivsel, nå og i framtiden, også som grunnlag for samisk kultur, jf. naturmangfoldloven § 1. Loven er sektorovergripende, og er en viktig lov for å ta vare på naturmangfoldet i en tid hvor naturen er under press. Naturmangfoldloven §§ 8-12, jf. § 7 setter blant annet krav til kunnskapsgrunnlag, føre-var-prinsippet, økosystemtilnærming, og samlet belastning. De miljørettslige prinsippene skal legges til grunn av offentlige organer både ved saksforberedelse og når man treffer beslutninger, og gjelder både ved myndighetsutøvelse etter naturmangfoldloven og andre lover, som for eksempel energiloven.⁵ Også andre regler setter rammer for energimyndighetenes saksbehandling, med for eksempel krav om høringer, klagerett m.m. De samlede kravene i lovverket bidrar til veloverveide beslutninger og involvering, men påvirker også energimyndighetenes arbeidsmengde og tidsbruk, for eksempel gjennom å sikre gode nok kunnskapsgrunnlag, høringer, grundige begrunnelser, klagebehandling og eventuelle rettstvister.

Tendensene til lang tidsbruk er relativt lik ved andre store utbyggingsprosjekter i samfunnet, hvor offentlige myndigheter har en sentral rolle, for eksempel gjennom å påse at nytten for samfunnet er større enn kostnadene. Se eksempel på dette i boks 13.1.

³ Lov 10. februar 1967 om behandlingsmåten i forvaltningsaker.

⁴ Lov 19. juni 2009 nr. 100 om forvaltning av naturens mangfold.

⁵ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

Boks 13.1 Planleggingstider i samferdselssektoren

Samferdselsdepartementet anslo i 2012 at den totale *planleggingstiden* for et samferdselsprosjekt var om lag på 10 år. Det er et uttalt mål om halvering av planleggingstid for store samferdselsprosjekter, jf. Nasjonal transportplan 2018–2029. Riksrevisjonen undersøkte i 2018 myndighetenes arbeid med å redusere planleggingstiden for store samferdselsprosjekter og konkluderte i Dokument 3:4 (2018–2019) med at det er lite trolig at planleggingstiden for store samferdselsprosjekter vil bli vesentlig redusert med dagens virkemidler og plansystem. Gjeldende plansystem forutsetter omfattende utredning og tydelige krav til medvirkning. Det er målkonflikt mellom målet om raske planprosesser og å gjennomføre planprosesser i hen-

hold til krav og intensjoner i regelverket. Undersøkelsen av et utvalg samferdselsprosjekter på veg og bane viser at det er fire sentrale årsaker til at prosjektene tar lang tid å planlegge. Det er innsigelser, omfattende utredningsarbeid, prosjektets prioritering i nasjonal transportplan og nye behandlingsrunder fordi interesse-motsetninger ikke løses gjennom kommunens planbehandling. Riksrevisjonen fant at et stort samferdselsprosjekt, dersom det gjennomgår alle faser av en planprosess og bruker gjennomsnittlig tid, estimeres til om lag 11 år og 5 måneder fra konseptvalgutredning bestilles, til Stortinget vedtar bevilgning.

Kilde: Riksrevisjonen (2018)

13.4 Tidlig involvering og grundig forarbeid

Mange har spilt inn at tidlig involvering av berørte interesser, som kommuner, fylkeskommuner, andre regionale og statlige myndigheter, grunneiere og sivilsamfunn er viktig for å oppnå gode og effektive prosesser.

Det er ingen krav i lovverket om tidlig dialog og tidlige utredninger av antatte virkninger, men det er heller ingenting som hindrer slike tiltak. Noen av innspillene peker på at kommunene bør involveres i arealplanleggingen så tidlig som mulig, slik at det ikke senere i prosessen oppstår konflikter med kommunale arealplaner som kunne ha vært unngått.

Ved å ha tidlig dialog, foreta utredninger og diskutere alternativer med berørte kommuner, grunneiere og andre, vil det bli lettere for søker å utarbeide gode løsninger i konsesjonssøknaden. Dette gir mindre risiko for at konsesjonsmyndighetene stiller krav om tilleggsutredninger senere i prosessen på bakgrunn av manglende utredninger og/eller innspill gjennom høringsuttalelser. Tilleggsutredninger kan føre til krav om ekstra høringer og behov for å søke om endringer i planene, som igjen vil øke saksbehandlingstiden. Dårlig kvalitet på utredninger og manglende dialog med berørte aktører, vil oppfattes negativt av berørte interesser og kan i større grad føre til innsigelser og klager som også gir lengre behandlingstid.

Hvordan involvering skal foregå kan variere, men konsesjonsmyndighetene kan bidra ved å utarbeide gode veiledere som gir råd til nettselskaper og andre som planlegger nye nettanlegg. Om veiledere tas i bruk i den tidlige planleggingen, kan det legge grunnlaget for gode konsesjonssøknader og -prosesser helt til anlegget settes i drift.

Ved å stille strengere krav til forarbeid eller anbefalinger om involvering av interessenter før konsesjonssøknader tas til behandling, gir konsesjonsmyndigheten mer ansvar for å oppnå effektive prosesser til søkerne.

Et eksempel er at tidlig dialog med grunneiere kan gjøre det mulig å oppnå minnelige avtaler om rettigheter til grunn, og i mindre saker kan det føre til at ekspropriasjonssøknad ikke blir nødvendig. Dette er positivt, ettersom søknad om ekspropriasjon kan bidra til økt konfliktnivå. Nettselskapet bør så langt som praktisk mulig forberede grunneiere på at en ekspropriasjonssøknad vil bli sendt til NVE, og opplyse grunneiere om at minnelige avtaler er det søker ønsker å oppnå.

Eksempelvis kan godt forarbeid i små konsesjonssaker gjøre høring overflødig og dermed gi en tidsbesparelse på én til to måneder. I større saker kan gode utredninger og tidlig involvering føre til redusert behov for tilleggsutredninger, med tidsbesparelser som kan spenne fra et par måneder til ett år eller mer. Å unngå klager og innsigelser på vedtak fører normalt til en redusert samlet behandlingstid på et halvt til ett år, og i store saker inntil to år.

Generelt er dialog og samarbeid et godt utgangspunkt for å i større grad oppnå lokal aksept for nettanlegg som kan gi lokalsamfunn og enkeltpersoner uønskede virkninger.

Involvering av berørte interesser under den tidlige nettplanleggingen og kraftsystemutredningene er også noe utvalget har vurdert i kapittel 5.9.

Utvalgets anbefaling

Tidlig involvering av berørte parter i regi av nettselskapene legger grunnlaget for gode søknader og utredninger, raskere framdrift og økt lokal aksept for nye nettanlegg. Utvalget mener at NVE i veileder bør stille krav til nettselskapenes forarbeid og kontakt med berørte interesser i forkant av innsendelse av meldinger og konsesjons-søknader. Grundig forarbeid, gode utredninger og involvering kan redusere behovet for tilleggs-utredninger og tilleggssøknader, og føre til færre klager på konsesjonsvedtak. Gjennom dialog skapes tillit til at prosessen fører til de beste løsningene for samfunnet som helhet, selv om ikke alle parter nødvendigvis vinner fram med sine innspill. Utvalget mener at kommunene bør informeres av nettselskapene om saker som berører dem, før de mottar saken på høring fra konsesjonsmyndighetene. Utvalget anbefaler at nettselskapene ser sine planer opp mot kommunenes arealplaner så tidlig som mulig, og vurderer eventuelle tilpasninger før konsesjonssøknad sendes.

Utvalget mener dette forslaget tar kort tid å innføre, krever ingen regelverksendringer og forventes å bidra til redusert konflikt og tidsbruk i den senere prosessen. Samlet redusert tidsbruk forventes av utvalget å kunne bli opptil 2 år i større saker.

13.5 Reduserte krav til prosess

Det er kommet flere innspill til utvalget, særlig fra nettselskapene, til hvordan reduserte prosesskrav kan gi kortere tidsbruk. Konsesjonsprosesser tar tid, og noe av tidsbruken kan fra søkerens side oppleves som lite effektiv. Her gjennomgås noen av de konkrete forslagene som utvalget har mottatt. KVVU-prosessen er omtalt i kapittel 11.

13.5.1 Fjerne krav om melding for regionalnettanlegg

Utvalget har mottatt forslag om at kravet til melding og full konsekvensutredning bør fjernes for

alle 132 kV-ledninger, men at nettselskapet isteden selv kan høre sine traséforslag gjennom et varsel om oppstart av konsesjonsarbeid. Tidsbesparelsen anslås, ifølge forslaget, til omtrent seks måneder. Det er også et forslag om at krav om melding fjernes for spenningsoppgradering av ledninger og for sjøkabler.

Forskrift om konsekvensutredninger (KU-forskriften)⁶ stiller krav til melding av nye kraftledninger med spenning 132 kV eller høyere og en lengde på mer enn 15 km, jf. KU-forskriften § 6, vedlegg 1, pkt. 20. Dette gjelder både luftledninger og jord-/sjøkabler. Spenningsoppgraderinger er kun meldepliktige dersom spenningsøkningen i seg selv er minst 132 kV, dvs. i praksis kun oppgraderinger fra 132 kV (eller lavere) til 420 kV, eller det planlegges mer enn 15 km i ny trasé. Det regnes etter dagens praksis ikke som ny trasé om ny ledning bygges rett ved siden av eksisterende, og sistnevnte rives etterpå.

Selv om enkelte nettsaker ikke omfattes av kravet om melding, skal de likevel konsekvensutredes. Dette følger blant annet av at en sak for forvaltningen skal være tilstrekkelig opplyst, før vedtak kan fattes. Hva som er tilstrekkelig opplyst, avhenger av sakens omfang og konsekvenser, og vil derfor variere fra sak til sak. Dette gjelder også kraftledningssaker, der NVEs veiledere danner utgangspunkt for hvilke utredninger som skal gjennomføres, så langt de er beslutningsrelevante. En *full konsekvensutredning* vil dermed inneholde all relevant informasjon for å kunne fatte et godt fundert vedtak. Hvis det ikke kreves full konsekvensutredning av denne type anlegg, vil det være i strid med blant annet forvaltningslovens krav om at saken skal være tilstrekkelig opplyst.

Utvalget mener at en samlet tidsbesparelse som anslått i innspillet på seks måneder som følge av at den innledende prosessen med melding/varsel flyttes fra konsesjonsmyndigheten til nettselskapet selv, virker ambisiøst. Tidsbruken hos NVE er normalt inntil seks måneder for behandling av melding, da KU-forskriften setter frister for denne delen av prosessen. Som beskrevet i kapittel 10.7.1 setter KU-forskriften minimumsfrister for høring på seks uker, men også frist for NVE til å fastsette utredningsprogram på ti uker. Tidsbruken vil bestå selv om prosessen flyttes over til nettselskapet, da dette er en viktig del av forberedelsene til søknad og konsekvensutredning. Det vises til kapittel 13.4 om tidlig involvering og grundig forarbeid.

⁶ Forskrift 21. juni 2017 nr. 854 om konsekvensutredninger.

En melding skal være en *tidlig* varslingsmelding om igangsatt planlegging av et tiltak. Kravene til melding er forholdsvis enkle, med skisserte løsninger og en tidlig vurdering av antatte konsekvenser, sammen med forslag til utredningsprogram, som for nettsaker har en standard utforming. Dersom nettselskapet på det tidspunktet melding sendes, har kommet så langt i prosessen at de er klar til å sende konsesjonssøknad med tilhørende konsekvensutredninger, kan det tyde på at melding kunne vært sendt på et tidligere tidspunkt.

Verdien av myndighetsstyrt høring av melding bør ikke undervurderes. I forankringen av hvilke utredningskrav som stilles er det positivt at berørte interesser opplever reell medvirkning, og at de forholder seg til en nøytral instans og ikke til en part i saken. Gjennom høring av melding vil det også kunne være mulig å motta innspill om utredningstemaer tidlig i prosessen og dermed minimere risikoen for senere krav om tilleggsutredninger.

En fjerning av meldekravet for alle 132 kV-ledninger, inkludert sjøkabler, krever endringer i forskrift om konsekvensutredninger. Denne forskriften er hjemlet i plan- og bygningsloven⁷ og er utformet slik at den implementerer EU-direktiver om konsekvensutredninger.

Utvalgets anbefaling

Utvalget forventer ikke at det vil bli en vesentlig redusert samlet tidsbruk ved å fjerne kravet om melding for alle 132 kV-ledninger, da det i hovedsak betyr å flytte tidlig forankring av konsekvensutredningene fra konsesjonsmyndighetene til nettselskapene. Utvalget vil derfor ikke anbefale endringer i forskrift om konsekvensutredninger med dette som formål.

Utvalget anbefaler derimot at nettselskapene vurderer hvorvidt det er mulig å sende melding med forslag til konsekvensutredningsprogram på et tidligere tidspunkt i planleggingsprosessen enn de gjøres i dag.

13.5.2 Unngå krav om tilleggsutredninger etter at konsesjonssøknad er sendt

Utvalget har mottatt forslag om at myndighetene må bli mer restriktive med å kreve tilleggsutredninger underveis i konsesjonsprosessen og at utredningskravene skal være oppfylt når konsesjonssøknad sendes til NVE. Det blir pekt på at

det er mye tid å spare på å unngå å bruke tid på ytterligere utredninger og eventuelle nye høringer.

Utvalget mener at det trolig er en del tid å spare på å unngå ekstra runder med tilleggsutredninger og høringer av tilleggsøknader. Samtidig kan det innebære en stor kostnad å la være å stille krav om tilleggsutredninger i saker som ikke er tilstrekkelig opplyst. Dette kan gå på bekostning av de demokratiske prosessene, lokal aksept og tilstrekkelig beslutningsgrunnlag, se omtale i kapittel 13.3.

Det er stor variasjon i kvaliteten på konsesjonssøknader og konsekvensutredninger. Kvaliteten på og utformingen av søknader og utredninger, er søkerens eget ansvar. Enkelte søknader mangler tilstrekkelig forarbeid og involvering, eller mangler utredninger av viktige tema. Videre kan søknadene mangle gode begrunnelser for omsøkte løsninger. En del av disse manglene kommer først fram etter høring av søknadene, og det er ikke nødvendigvis mulig for konsesjonsmyndigheten å oppdage alle slike mangler før høring er gjennomført. Konsesjonsmyndigheten har plikt til å påse at saken er tilstrekkelig opplyst, og må derfor i slike tilfeller ofte kreve tilleggsutredninger. Det er videre svært tidkrevende for konsesjonsmyndigheten å kontrollere søknader før høring. NVE har i sine tiltak for å redusere saksbehandlingstiden omtalt i kapittel 12.2 signalisert at de ikke lenger vil bruke saksbehandlerens tid på å kontrollere søknadene før den sendes på høring. Det er derfor viktig at nettselskapene selv innhenter eksterne ressurser til å gjennomføre utredninger de selv ikke har kompetanse til å utføre. Søkere kan i en del tilfeller selv bidra til å unngå krav om tilleggsutredninger ved å levere gode og velbegrunnede konsesjonssøknader.

I tillegg til behovet for tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag, har myndighetenes høring av konsesjonssøknadene en involveringsfunksjon, der berørte parter overfor en nøytral myndighet kan fremme forslag og bli hørt. Både reell og opplevd medvirkning i en sak som berører folks liv direkte, er en viktig del av det å forankre tiltaket lokalt. Et godt arbeid i konsesjonsprosessen kan bidra til en mer effektiv videreføring av prosjektet, helt fram til det settes i drift.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener at tilleggsutredninger forlenger konsesjonsprosessen, og det bør gjennomføres tiltak for å redusere behovet for tilleggsutredninger. Utvalget mener at nettselskapene kan bidra til

⁷ Lov 27. juni 2008 nr. 71 om planlegging og byggesaksbehandling.

at det kommer færre krav om tilleggsutredninger underveis i konsesjonsprosessen, ved å gjøre et godt forarbeid med tidlig involvering av berørte interesser og ved å utarbeide gode søknader og konsekvensutredninger, jf. kapittel 13.4. Konsesjonsmyndighetene bør bidra med å utarbeide gode veiledere for konsesjonssøknader og -prosess, og påse at utredningskravene som stilles begrenses til det som er beslutningsrelevant. Det bør fortsatt være anledning til å stille krav om tilleggsutredninger for å sikre et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag for konsesjonsvedtakene, og fordi berørte interesser skal ha reell medvirkning.

13.5.3 Forenklete prosesser ved enkle tiltak og fornyelser av anlegg

Utvalget har mottatt innspill fra en rekke aktører om å vurdere differensierte konsesjonsprosesser og forenkling av prosessene for nettiltak som har små virkninger for omgivelsene. Et moment er hvorvidt endringer og fornyelser av ledninger i eksisterende traseer trenger like omfattende behandling som helt nye anlegg. I en situasjon med kø foreslår en del aktører at det opprettes en «fast-track» for de aller enkleste sakene, for å ta unna disse raskere.

Konsesjonsprosessen er differensiert i dag

I dag er konsesjonsprosessen differensiert for ulike typer anlegg med ulikt omfang av virkninger. Lovverket stiller større krav til prosess i de store kraftledningssakene, der nye ledninger av en viss størrelse utløser krav om melding. Dette er beskrevet nærmere i kapittel 10. For de aller største ledningene er det også krav om ekstern kvalitetssikring og myndighetsbehandling, se omtalen i kapittel 11.

Tiltak som er mindre enn dette, som for eksempel kortere ledningstraseer, spenningsoppgraderinger/fornyelser i eksisterende trasé og alle transformatorstasjoner, starter med konsesjonssøknad. Krav til konsekvensutredningene tilpasses sakens omfang og antatte virkninger. Konsesjonsmyndigheten foretar i de enkelte sakene en vurdering av hvor omfattende høringsprosessen skal være for de mindre sakene. Vurderingen vil være avhengig av konsekvenser for natur og miljø, omgivelser, og hvilket forarbeid nettselskapene selv har gjort. Tidlig involvering og tilpasning av løsninger i dialog med berørte interesser kan påvirke omfanget av behandlingsprosessen, og gjøre den kortere. Det er for eksempel aktuelt å la være å gjennomføre møter

og befaringer i høringsprosessen for en del saker av mindre omfang og med antatt små virkninger for omgivelsene.

Samtidig vil det i enkelte saker med små virkninger for omgivelsene, være snakk om betydelige investeringer, ofte flere titalls millioner. Energi-loven og den økonomiske reguleringen av nettselskapene legger opp til at konsesjonsbehandlingen skal avgjøre hvorvidt tiltak er samfunnsmessig rasjonelle. Det betyr at konsesjonsmyndighetene skal vurdere behovet for tiltak og hvorvidt det omsøkte tiltaket er det som best løser et gitt behov. Forenklete prosesser kan gi nettselskapene større frihet til å gjennomføre tiltak uten konsesjonssøknad, men dette ville samtidig innebære at mer ansvar for hva som er samfunnsmessig rasjonelt, overlates til nettselskapene. Dette må avveies mot behovet for å kontrollere kostnadsbruken, ut over det som følger av den økonomiske reguleringen.

I den perioden det har oppstått behandlingsskø hos NVE, har mange saker blitt liggende en tid før de er tatt til behandling. Forsinkelsen har blitt mest merkbar i de små og enkle sakene, som normalt behandles raskt. NVE har imidlertid praktisert et raskere behandlingssløp for mindre saker som er tilstrekkelig opplyst, slik at en del av de minste sakene ikke har blitt liggende like lenge som større og mer komplekse saker. Saksbehandlere kan ha kortere perioder med noe ledig kapasitet, som kan fylles med for eksempel saker som ikke krever høring.

En del små saker blir likevel liggende lenger i kø enn de kunne ha gjort fordi søknadene ikke oppfyller kravene til søknader og av den grunn krever mer oppfølging fra saksbehandler slik at NVEs raskere behandlingssløp ikke kan benyttes. For å unngå dette er det viktig at søkerne leverer søknader med god kvalitet og har gjort de nødvendige avklaringene på forhånd. Godt forarbeid og tidlig involvering er også i slike tilfeller en suksessfaktor, som omtalt i kapittel 13.4.

Forenklet behandling for oppgraderinger i eksisterende trasé

Når det gjelder forslagene om forenklet prosess for kraftledninger som fornyes og oppgraderes i eksisterende trasé, er det viktig å presisere at disse sakene i utgangspunktet ikke er meldepliktige, med mindre endringen gir mer enn 15 km ny trasé. Dette innebærer at saksbehandlingsprosessen allerede er relativt kort, sammenlignet med nye anlegg som krever nye traseer.

Boks 13.2 Eksempler på konsesjonssaker som er behandlet raskt

- Søknad om utvidelse av Lora transformatorstasjon i Lesja kommune og ny 66 kV kabel til ny mast utenfor stasjonen ble sendt til NVE 2. oktober 2020. Eidefoss Nett ga i konsesjons-søknaden en utfyllende beskrivelse av tiltaket og hadde vedlagt signert avtale med grunneier om plassering av ny mast og kabeltrasé. Søknaden fikk saksbehandler i NVE 12. november 2020, og etter noen formelle avklaringer, ble konsesjon gitt 17. desember 2020, en aktiv behandlingstid på om lag én måned.
- Kystnett søkte om innvendige endringer i Drag transformatorstasjon i Hamarøy kommune 29. november 2021, og fikk konsesjon fra NVE 2. desember 2021, en behandlingstid på tre dager.
- Ionity GmbH søkte 14. februar 2022 om hurtigladere ved Esso Øran i Rauma kommune.

Vedlagt søknaden var bekreftelse på nettkapasitet fra nettselskapet og avtale med berørt grunneier. Søknaden fikk saksbehandler i NVE 1. mars 2022 og konsesjonsvedtak 3. mars 2022, en aktiv behandlingstid på to dager.

Dette er tre av mange saker som er behandlet raskt i perioden med kø hos NVE. Behandlingstiden inkluderer saksbehandlers tidsbruk og nødvendig godkjenning hos mellomleder og direktør. En del enkle saker blir likevel liggende uten saksbehandler en tid på grunn av manglende saksbehandlingskapasitet hos NVE.

Kilde: NVEs konsesjonsdatabase

Noen saker som gjelder spenningsoppgradering kan behandles raskt, særlig der endringene er små, for eksempel ved at det ikke er behov for utvidet rettighetsbelte eller særlig endret mastebilde. Om anlegget i tillegg går langt fra områder med bebyggelse eller mye ferdsel, og har begrenset påvirkning på miljø og omgivelser, kan prosessen gå raskt.

Det har en verdi å kunne vurdere mindre endringer i trasé der det åpenbart har positive virkninger. Det er for eksempel ikke gitt at en trasé som ble valgt for mange år tilbake, er like gunstig i dag. Eventuelle forslag til endringer av trasé vil ofte kunne komme som et ønske fra omgivelsene der det i løpet av ledningens levetid er etablert bebyggelse langs traseen, eller området er viktig for kommunens utviklingsplaner. En del av disse hensynene har netteier god mulighet til å selv fange opp, jf. omtalen i kapittel 13.4 om tidlig involvering og dialog med interessenter i forkant av konsesjonssøknaden.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener at det allerede i dag er betydelig differensiering av konsesjonsprosessene for ulike type netttiltak, både gjennom lovverket og i forvaltningens praksis. Saker med store virkninger for miljø og samfunn har en mer omfattende og tidkrevende prosess enn saker med

små virkninger. Utvalget mener derfor at det ikke er behov for ytterligere formalisering av differensierte prosesser.

Samtidig anbefaler utvalget at myndighetene kontinuerlig vurderer og eventuelt innfører forenklinger av prosessene der nytten overstiger ulempene, og foreslår praksis- og regelverkendringer når det tjener formålet.

Utvalget foreslår samtidig at NVE videreutvikler en «fast-track», dvs. et raskere behandlingssløp for behandling av mindre saker med små virkninger for miljø og samfunn. At konsesjonssøknadene kan behandles raskt dersom de er godt forberedt, begrunnet og nødvendig aktører er involvert, kan gi nettselskapene enda større insentiver til bedre forarbeid, jf. eksempler i boks 13.2.

13.5.4 Øke spenningsgrensen for områdekonsesjon

Flere aktører har gitt innspill som gjelder økt utbygging innenfor områdekonsesjonene, for eksempel ved å utvide spenningsgrensen for områdekonsesjoner i tettbygde strøk eller i industriområder.

Ordinære områdekonsesjoner gjelder bygging og drift av fordelingsnett med spenning til og med 22 kV. Noen nettselskaper og industrianlegg har områdekonsesjoner som også gjelder for utvidelser

i eksisterende transformatorstasjoner og kabler med spenning til og med 132 kV. Dette gjelder områder med bymessig preg eller industriområder. Se beskrivelse i kapittel 10.2.2.

Øvre spenningsgrense for ordinære områdekonsesjoner kan begrunnes i at det opp til og med 22 kV er inngrep av forholdsvis beskjedent omfang, uten det samme behovet for kontroll med verken virkninger for omgivelsene eller kostnader som det er for større anlegg. Nye ledninger innenfor områdekonsesjonene skal etter dagens retningslinjer for kabling hovedsakelig bygges som jordkabler. De utvidede områdekonsesjonene gjelder kun i bymessig strøk, der det er liten mulighet til å bygge luftledninger, og inngrepene i hovedsak er vurdert som beskjedne. Det finnes også eksempler på utvidet områdekonsesjon til industriområder, som enten er gitt til en større industribedrift eller til et nettselskap.

Ved vesentlige innvendinger til tiltakene som bygges i medhold av områdekonsesjonene, skal sakene uansett forelegges NVE for avgjørelse, jf. omtale i kapittel 10.2.2. Tiltak som bygges i medhold av områdekonsesjon er ikke unntatt fra plan- og bygningsloven.

Ytterligere utvidelse av områdekonsesjonsordningen til generelt å gjelde anlegg med spenning til og med 132 kV i områder der det normalt ville bygges luftledninger, kan føre til økt bruk av kabel og dermed langt høyere investeringskostnader for kraftnettet. En årsak til dette, kan være at nettselskap i større grad vil velge å bygge kabel istedenfor luftledning for å imøtekomme lokal motstand mot luftledninger, selv om dette ikke er i tråd med den nasjonale kablingspolitikken.

Det vil heller ikke unnta anleggene fra myndighetsbehandling. Årsaken til det, er at tiltak som bygges i medhold av områdekonsesjonene ikke er unntatt behandling etter plan- og bygningsloven, slik tiltak med anleggskonsesjon er. Det betyr at kabler på 132 kV dermed ville ha vært underlagt den behandlingen den berørte kommunen velger. Basert på Oslo Economics' prosesanalyse ser det ut til at saksbehandling etter energiloven tar kortere tid enn en prosess etter plan- og bygningsloven. I tillegg vil en utvidelse av områdekonsesjonsordningen gjøre at konsesjonsmyndighetene mister mer kontroll over kostnadsnivået og for nettløsningene som blir valgt, som vil kunne variere betydelig fra kommune til kommune.

Det er en restriktiv praksis med å gi industribedrifter områdekonsesjon eller utvidet områdekonsesjon, da det følger en forskriftsfestet leveringsplikt med områdekonsesjonen. Om det i større grad gis

områdekonsesjoner til industribedrifter innenfor nettselskapenes områdekonsesjoner, og andre kunder etablerer seg innenfor industriområdene, skal disse forsynes av industribedriften. Det er i utgangspunktet ønskelig at nettselskapene har denne rollen, og det kan i noen industriområder være aktuelt å gi utvidet områdekonsesjon til nettselskapet for et industriområde.

Utvalgets vurdering

Utvalget mener at en generell utvidelse av øvre spenningsnivå for områdekonsesjonene ikke er hensiktsmessig og har usikker effekt på ledetidene, da dette vil medføre at anleggene i stedet vil måtte behandles etter plan- og bygningsloven. Det kan også bidra til at nettselskapene og kommunene i større grad vil velge kabel i stedet for luftledning på de høyere spenningsnivåene, som vil øke utbyggingskostnadene i regionalnettet vesentlig. Dette kan gi høyere nettleie og uthule den nasjonale kablingspolitikken.

13.5.5 Rammekonsesjon

Nettselskapene har også foreslått at de bør få større fleksibilitet og fritas for søknadsplikt for endringer og utvidelser i eksisterende transformatorstasjoner, for eksempel ved at det gis romligere *rammekonsesjoner*.

Anleggskonsesjoner med større grad av fleksibilitet er et godt tiltak, som allerede er besluttet gjennomført. NVE har innført nye typer konsesjoner med mer fleksibilitet i eksisterende transformator- og koblingsstasjoner, som unntar en del endringer fra søknadsplikten. Dette er beskrevet i kapittel 12.2. Endringene gjelder utskifting av transformatorer, bygging av nye bryterfelt og bygningsmessige endringer som ikke overstiger et visst omfang. Etter at eksisterende anleggskonsesjoner er oppdatert, er det dermed mulig for nettselskaper å foreta en del endringer uten å søke om konsesjon.

Selv om det betyr at en viss kontroll over de samfunnsøkonomiske vurderingene oppgis, har NVE begrunnet endringene med at risikoen er liten for at nettselskapene velger løsninger som ikke er samfunnsmessig rasjonelle. Fordelen med å øke fleksibiliteten vurderes i disse tilfellene som større enn ulempene. Endringene NVE har gjennomført er innenfor gjeldende regelverk.

Anlegg med anleggskonsesjon etter energiloven er unntatt fra behandling etter plan- og bygningsloven. Det innebærer at avklaringer som ellers ville blitt gjort i en plan- eller byggesaks-

behandling, skal gjøres etter energiloven. Det innebærer for eksempel at all permanent arealbruk og anleggs- og bygningsmessige dimensjoner, må konsesjonsbehandles etter energiloven, for ikke å avvike for mye fra regelverket (plan- og bygningsloven) som andre tiltak behandles etter. Eventuelle behov for vesentlige avvik fra opprinnelig konsesjon, må derfor også konsesjonsbehandles på nytt.

Ytterligere forenklinger for transformatorstasjoner

Et av innspillene utvalget har fått anbefaler tiltak som går lengre enn NVEs innførte endringer i transformatorstasjoner. Et eksempel er at det bør åpnes for ny- eller tilbygg på inntil 100 m², slik at for eksempel en ekstra transformator kan installeres uten at det må søkes om konsesjon. Det foreslås også at flere typer elektriske anlegg, som for eksempel reaktorer, kan installeres uten å søke, men kun meldes inn til NVE og Fosweb i etterkant.

I NVEs vurderinger, omtalt i kapittel 12.2, ble også størrelsen på bygg vurdert i lys av plan- og bygningslovens regler for hva som er søknadspliktige tiltak på egen tomt, slik at unntaket energianlegg har fra plan- og bygningsloven ikke skal føre til vesentlig forskjellsbehandling av energianlegg og andre arealinngrep. NVEs endringer til 50 m² gjør at energianlegg behandles tilnærmet slik bygg behandles etter plan og bygningsloven. Det var samtidig et viktig hensyn at nye, kostbare komponenter i stasjoner krever en viss grad av kostnadskontroll hos konsesjonsmyndigheten.

Det kan vurderes om kraftnettanlegg bør behandles annerledes enn arealinngrep med mindre samfunnskritisk funksjon. Dersom det tillates økt fleksibilitet innenfor anleggskonsesjonene og fortsatt unntak fra plan- og bygningsloven, vil nettanlegg få ytterligere særbehandling sammenlignet med annen arealbruk. Dette vil utfordre unntaksbestemmelsen (at anlegg behandlet etter energiloven har unntak fra behandling etter plan- og bygningsloven), noe som vil være uheldig. Likebehandling av tilsvarende saker etter de to regelverkene tilsier derfor at det ikke er ønskelig med ytterligere forenklinger.

I områder med lite bebyggelse og ferdsel, er det mulig å vurdere at nettselskapene selv foretar nødvendige avklaringer ved utvidelser og endringer. I tettbygde strøk er det derimot mange flere hensyn å ta, som bør ivaretas gjennom en myndighetsbehandling. Samtidig er det andre grunner enn hensynet til bebyggelse og visuelle ulemper som kan være viktige i en konsesjonssak. Et eksempel er naturfarehensyn, både det å gi

anlegget tilstrekkelig sikring mot naturfare, og å sikre at tiltaket ikke påvirker for eksempel faren for skred, som også tilsier at anleggene bør behandles av konsesjonsmyndighetene.

En utfordring kan være å fastslå hvor skillet skal gå mellom områder med eller uten vesentlige virkninger for omgivelsene, slik at det allikevel blir en konkret vurdering fra sak til sak. Det er videre usikkert om det gir vesentlig tidsbesparelse, da det normalt vil gå like lang tid om nettselskapet selv foretar nødvendige avklaringer eller om konsesjonsmyndighetene gjennomfører høring. En søknad om endring eller utvidelse av en transformatorstasjon, der nettselskapet selv har utført nødvendig forarbeid og dokumenterer dette, kan konsesjonsmyndigheten dessuten behandle på få dager, forutsatt tilstrekkelige saksbehandlingsressurser. Det vises her til kapittel 13.5.3 om forenklete prosesser ved enkle tiltak eller fornyelse av anlegg.

Rammekonsesjoner for kraftledninger

Flere har i innspill til utvalget foreslått at det kan gis *rammekonsesjoner* for kabler og luftledninger, som for eksempel gir rom for teknologiendringer, spenningsoppgraderinger og mindre traséjusteringer uten konsesjonssøknad. Det forutsettes da at virkningene for omverdenen er ubetydelige og at netteier selv foretar avklaringer med berørte interesser.

Dagens anleggskonsesjoner gis allerede med noe fleksibilitet, for eksempel ved at de kun spesifiserer minimumstverrsnitt for kabler og strømførende liner. Slike enkeltkomponenter kan dermed skiftes ut som del av ordinært vedlikehold, før konsesjonens utløp. Det gis allerede i dagens konsesjoner tillatelse til tilrettelegging for høyere spenning enn det luftledninger og kabler skal driftes på, der det kun meldes inn til NVE og systemansvarlig når driftsspenningen økes.

Spenningsoppgraderinger og traséendringer kan derimot ikke gjøres uten å søke om konsesjon etter dagens praksis og regelverk. Behandlingsprosessen er imidlertid en funksjon av tiltakets konsekvenser for omgivelsene. En mindre traséjustering som er avklart med berørte grunneiere og ikke får andre negative virkninger, er en sak som kan avklares raskt hos NVE og normalt ikke påklages til departementet.

Spenningsoppgraderinger i samme trasé gjøres enten ved å rive først og bygge etterpå, slik at gjenbruk av rettighetsbeltet er mulig, eller ved at det bygges parallelt før eksisterende ledning rives. Ofte er det ikke mulig å ta eksisterende led-

ning ut av drift før ny ledning er satt i drift, av hensyn til kraftforsyningen.

Uavhengig av om eksisterende rettighetsbelte og mastepunkter kan gjenbrukes eller ikke, er det ikke en selvfølge at et slikt tiltak er konfliktfritt, som omtalt i kapittel 13.5.3. Områdenes bruk kan ha endret seg siden ledningen først ble oppført, dette kan for eksempel føre til ønsker fra berørte aktører om ny trasé eller kabel. Dersom ny luftledning må bygges ved siden av eksisterende, er det behov for nye rettigheter til rydde- og byggeforbudsbelte og til mastepunkter. Om disse ikke oppnås i minnelighet, må det søkes om ekspropriasjonstillatelse for å gjennomføre tiltaket, som innebærer myndighetsbehandling, høring, klageadgang mv. I tillegg kan en sideforskyvning av traséen gi virkninger for andre interesser, som naturmangfold, kulturminner eller landskap.

Endringer i jord- og sjøkabeltraseer og spenningsoppgraderinger av disse vil ofte være mindre konfliktfylte, men det knytter seg likevel noen ulemper til selve anleggsarbeidene når det legges kabel. Gjennomføringen av anleggsarbeidet er et viktige tema for berørte interesser når kabler byttes eller legges om, og her har NVE en tilsyns- og oppfølgingsoppgave gjennom MTA-planene.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener en differensiert konsesjonsbehandling, der tiltakenes konsekvenser for miljø og samfunn avgjør hvor omfattende prosessene blir, er det som best ivaretar de demokratiske prinsippene. Effektive prosesser sikres gjennom godt forarbeid, tidlig involvering og tilstrekkelige saksbehandlingsressurser hos myndighetene.

Utvalget mener NVEs praksisendring med noe mer fleksibilitet i anleggskonsesjonene til transformatorstasjoner, gir noe forenkling uten at det går på bekostning av samfunnets behov for kostnadskontroll av nettselskapene. Å gå betydelig lenger i å utvide rammene for anleggskonsesjoner til transformatorstasjoner eller kraftledninger, vil utfordre bestemmelsen om anleggenes unntak fra plan- og bygningsloven, som andre arealinngrep avklares etter. Utvalget vil derfor ikke anbefale dette.

13.5.6 Krav til konsesjons- og ekspropriasjonssøknader

Utvalget har fått innspill om at kravene til detaljering i konsesjonssøknadene kan oppleves som for strenge, særlig med hensyn til hvor godt beskrevet anlegg og arealbruk i anleggsfasen må være.

Det gjelder for eksempel midlertidige anleggsveier, riggplasser og massetak, som NVE krever beskrevet og kartfestet i konsesjonssøknaden. Det er også kommet innspill om at det er viktig at det foretas en korrekt juridisk grenseoppgang mellom hva som må være en del av konsesjonsprosessen og hva som kan utsettes til senere detaljplanlegging i MTA-planen, herunder når søknader om ekspropriasjon skal behandles. Utvalget har mottatt innspill fra nettselskaper om at NVEs nye praksis for ekspropriasjonssøknader oppleves som streng og skaper usikker framdrift i noen saker.

Krav til konsesjonssøknader

Utgangspunktet for unntaket fra plan- og bygningsloven for energianlegg, er at de behandles og gis anleggskonsesjon etter energiloven. Det gjelder alle elektriske anlegg og nødvendige bianlegg, som permanente adkomstveier og midlertidige veier og riggplasser. NVE krever i veileder at alle permanente bianlegg skal avklares i konsesjonsprosessen, mens midlertidige anlegg kan beskrives og godkjennes i forbindelse med miljø-, transport- og anleggsplanen (MTA-planen). Dette har sammenheng med at detaljene omkring utføring av anleggsarbeidet gjøres i et samarbeid mellom nettselskapene og deres entreprenører, som først kommer inn i prosjektene etter at konsesjon er gitt. NVE har derimot krevd i veileder at midlertidige anlegg som det søkes om ekspropriasjonstillatelse til, må beskrives i konsesjonssøknadene. En søknad om ekspropriasjon krever en forholdsvis konkret beskrivelse av inngrepet overfor berørte grunneiere, som har rett til å få påvist hvordan de berøres.

Tidligere praksis har vært at søknader om ekspropriasjon alltid behandles sammen med konsesjonssøknaden. I NVEs praksisendring årsskiftet 2021/2022 ble det åpnet for at mer av behandlingen av *midlertidige* anlegg flyttes til MTA-planen, også der det er behov for å søke om ekspropriasjon for de midlertidige anleggene. Det betyr at kravene til beskrivelse av midlertidige anlegg i konsesjonssøknadene ikke blir like strenge som tidligere. Derimot krever endringen en mer omfattende behandling og høring av MTA-planen, når det samtidig søkes om ekspropriasjonstillatelse, jf. omtale av behandlingsmåten for søknader om ekspropriasjonstillatelse under. Dette må også sees i sammenheng med innspill utvalget har fått angående ønsket om å slippe MTA-plan for noen tiltak, noe som er omtalt i kapittel 12.3.2 og 13.5.7.

Krav til ekspropriasjonssøknader

Ekspropriasjon er et alvorlig inngrep i eiendomsretten, og ekspropriasjonsloven har derfor en streng ordlyd når det gjelder framgangsmåte og krav til prosess. Blant annet skal alle ekspropriasjonssøknader sendes på høring til berørte grunneiere, og det skal som hovedregel forsøkes å inngå minnelig avtale.

NVE har i sin praksisendring omtalt i kapittel 12.2 også besluttet å stramme inn på kravene til de som søker om ekspropriasjonstillatelse for avgrensede tiltak uten reelle alternativer, og med et fåtall berørte grunneiere. I tråd med ekspropriasjonslovens formulering om at det skal forsøkes å inngå minnelig avtaler for erverv av grunn og rettigheter, vil NVE kreve at søker har gjort et forsøk på å inngå avtale med grunneiere i slike saker. Det er tilstrekkelig at søker selv bekrefter at de har henvendt seg til grunneier med avtaleforslag. Formålet er å unngå ekspropriasjonssøknader der det er unødvendig, da det blant annet krever mer omfattende høring og kan skape unødvendige konflikter med berørte grunneiere. En ekspropriasjonssøknad kan oppleves og brukes som et pressmiddel overfor grunneiere. NVE skriver i sin praksisendring at de ikke vil kreve at det forsøkes å inngå minnelig avtaler før det søkes om ekspropriasjon i kraftledningstraseer der det foreligger flere alternativer, og det er et stort antall berørte grunneiere.

NVEs praksisendring følger opp lovens intensjon om at ekspropriasjon er siste utvei for å skaffe seg nødvendige rettigheter med tvang. At NVE endrer praksis slik at nettselskapene skal gjøre forsøk på å inngå avtaler med grunneiere, forventes ikke å gi vesentlig økt tidsbruk. Derimot kan klage på ekspropriasjonsvedtaket forårsake betydelig lengre tidsbruk, da slike klager alltid gis utsettende virkning på gjennomføring av tiltaket. Praksisendringen dreier seg i hovedsak seg om tidlig involvering og dialog med berørte parter, som også nettselskapene selv framhever som et godt tiltak.

Krav til utredning av luftledningsalternativ

Utvalget har mottatt innspill på at det stilles unødvendige utredningskrav i noen saker. I søknader om oppgradering av eksisterende kabelanlegg eller nye kabler der det foreligger ekstern betalingsvillighet, mener flere at det ikke bør stilles krav til utredning av luftledningsalternativer.

Dagens praksis er at det ikke stilles krav om utredning av luftledning der kabel er det åpenbare

valget, og der det foreligger dokumentasjon på at nyttehavere betaler merkostnaden.

Utvalgets anbefaling

I lys av NVEs gjennomførte praksisendringer i krav til detaljer om midlertidige anlegg i konsesjonssøknader, forventer utvalget at tidsbruken i utarbeidelse av konsesjonssøknader vil gå ned. Utvalget mener søknader om ekspropriasjon så langt som mulig må gjenspeile et reelt behov, og at det ikke skal være en rutine å sende slike søknader sammen med konsesjonssøknader. Det skal først vurderes om det er mulig å inngå minnelig avtaler med grunneiere og rettighetshavere der tiltaket er begrenset, og det er få berørte parter.

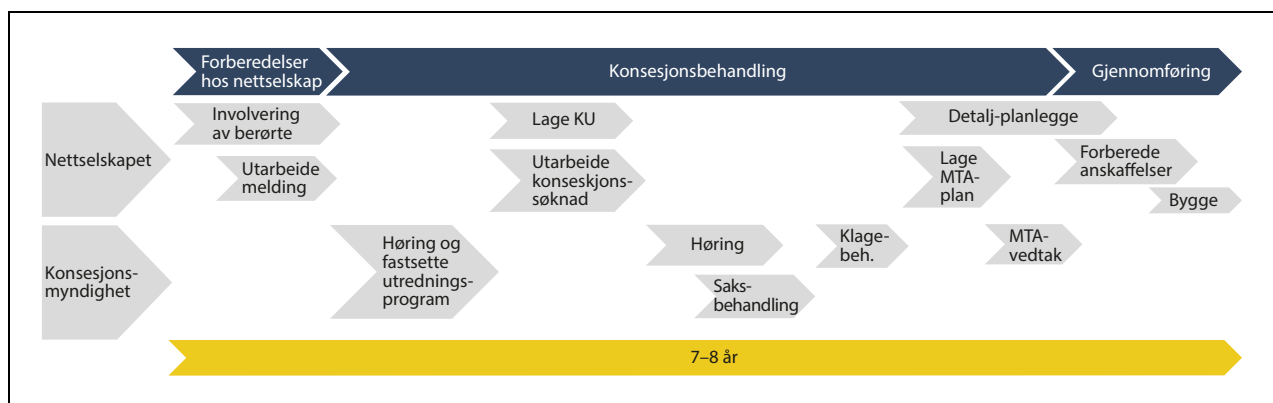
13.5.7 Unngå dobbeltbehandling

Det er kommet flere innspill om å unngå dobbeltbehandling i konsesjonsprosessene. Eksempler som tas opp i innspillene er at de samme vurderingen gjøres både i konsesjonsprosessen og i behandlingen av MTA-planen, blant annet på bakgrunn av de detaljerte kravene til konsesjonssøknaden. I noen saker bør det derfor vurderes å ikke sette krav om MTA-plan, og konkret er dette foreslått for 132 kV transformatorstasjoner. Det er også foreslått at MTA-planen kan leveres som vedlegg til konsesjonssøknaden.

Denne problemstillingen ble vurdert og innført i NVEs praksisendring årsskiftet 2021/2022 som tiltak for å redusere ledetidene i konsesjonsbehandlingen. Det er i noen tilfeller mulig å detaljere konsesjonssøknaden til et nivå med hensyn til gjennomføring av anleggsarbeider, som gjør at det ikke er nødvendig å sette vilkår om utarbeidelse av MTA-plan. Hvorvidt det vil stilles krav om MTA-plan i en sak, vil NVE fortrinnsvis avklare tidlig i konsesjonsprosessen (NVE 2021). Dette vil gi søker forutsigbarhet. Det vil også redusere antallet vedtak og mulige klager på vedtak. Samtidig forutsetter det større krav til detaljering i konsesjonssøknaden, som omtalt i kapittel 13.5.6. Søkerne må derfor foreta en avveining av hva som gir mest effektive prosesser når de utarbeider søknaden.

Utvalgets anbefaling

Utvalget er enig i at dobbeltbehandling av samme forvaltningsorgan i størst mulig grad bør unngås, og mener at endringene NVE har innført kan bidra til å redusere tidsbruk og antall vedtak som



Figur 13.1 Illustrasjon som viser sekvensielle prosesser i planlegging, konsesjonsbehandling og bygging av nettanlegg, inkludert anslått tidsbruk (saksgang B)

kan påklages. Dette berører ikke klageretten. Utvalget anbefaler at NVE evaluerer og vurderer omfanget av praksisen etter hvert som erfaringer gir grunnlag for det, for å oppnå ytterligere tidsbesparelse.

13.6 Mer effektive prosesser

Her har utvalget samlet vurderingene av innspill til hvordan dagens prosesser kan gjennomføres raskere ved å innføre tiltak som retter seg både mot nettselskaper og myndighetene. I det følgende vurderes parallelle prosesser, tidsfrister, betinget anleggskonsesjon, kablingspolitikken, eventuelle endringer i vedtaksmyndigheten samt ansvarsfordelingen mellom konsesjonsmyndighet og kommune og/eller miljømyndighet.

13.6.1 Parallelle prosesser

Utvalget har mottatt mange innspill som etterlyser mulighetene for større grad av parallelle prosesser for å spare tid. Blant annet nevnes at melding kan utarbeides og eventuelt behandles før KVVU med ekstern kvalitetssikring er ferdig behandlet i departementet. KVVU-prosessen omtales i kapittel 11.

Størsteparten av leddene i konsesjonsprosessen skjer i dag sekvensielt, der en først ferdigstiller en del av prosessen før neste del igangsettes, skissert i figur 13.1.

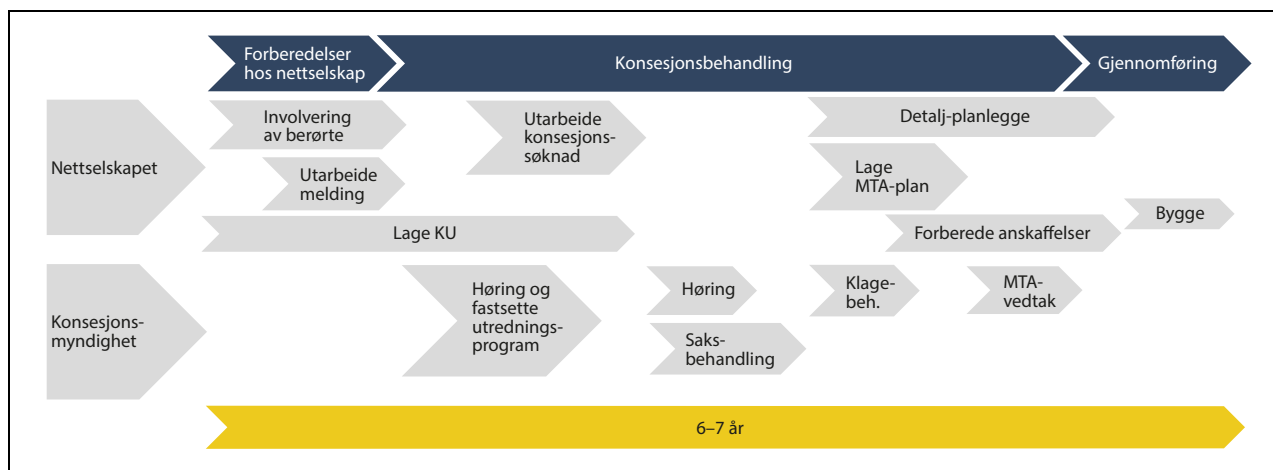
Det er mange deler av prosessen det er mulig å foreta parallelt, jf. figur 13.2. Tidlig involvering av berørte interesser kan, og bør gjøres parallelt med forberedelse av melding eller søknad. Videre kan gjennomføring av konsekvensutredninger og feltundersøkelser gjennomføres samtidig med utarbeidelse av melding og fortsette parallelt med

høring av melding og forslag til utredningsprogram. Det finnes et nylig eksempel på dette, da NVE mottok søknad og konsekvensutredning for elektrifisering av Noa Krafla-anleggene tre dager etter fastsatt utredningsprogram. Tiltakshaver Aker BP gjennomførte utredninger parallelt, basert på forventede utredningskrav for egen regning og risiko. Om det legges til grunn at utredningsarbeidet kan ta opptil ett år, ville det gitt ett års lengre ledetid for prosjektet dersom de ulike prosessdelene ble gjennomført sekvensielt.

Fastsatte utredningsprogram for kraftledninger er i store trekk like, da det i utgangspunktet er de samme temaene som er beslutningsrelevante i alle kraftledningssaker. Det som er unikt fra sak til sak dreier seg først og fremst om hvilke traseer og stasjonsplasseringer som blir pålagt utredet. Derfor er det mulig å på bakgrunn av standard utredningsprogram og gjennomgang av høringsuttalelser til melding, å treffe forholdvis godt med utredningene, før utredningsprogrammet er fastsatt av NVE.

Det som typisk kan ta mye tid å utrede, er virkninger for naturmangfold, da feltundersøkelser må foretas til riktig årstid. Om tidsvinduet ikke nås, er det risiko for at undersøkelser må utsettes et år for å gi tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag. Den største risikoen med å utrede før utredningskravene er fastsatt, er å utelate utredning av noe det stilles krav om, som vil kunne føre til forsinkelser. Alt i alt kan det allikevel forventes at det er mulig med betydelig tidsbesparelse ved å være tidlig ute med å gjennomføre utredninger. Myndighetene kan bidra med å holde løpende dialog med nettselskapet om høringsinnspill til utredningskrav.

Mens saker er på høring, kan deler av konsesjonsvurderingene som ikke er avhengig av



Figur 13.2 Illustrasjon som viser mulige parallelle prosesser i planlegging, konsesjonsbehandling og bygging av nettanlegg, inkludert anslått tidsbruk

høringsinnspillene, igangsettes av myndighetene. Det er mest aktuelt for behandlingen av små og mellomstore kraftledninger, da store ledninger krever full oppmerksomhet fra saksbehandler over tid.

Parallelt med behandlingen av konsesjonssøknaden eller klagebehandling, er det også mulig for nettselskapene å starte med detaljprosjektering og utarbeidelse av MTA-plan. De kan også vurdere å sette i gang andre etterfølgende aktiviteter, som å forberede anskaffelser, avtaleinngåelser osv. Parallele arbeidsprosesser med utredninger, prosjektering osv. i nettselskapene, krever at selskapene tar en noe større risiko, siden det vil ligge en viss usikkerhet i hva myndighetene beslutter. Denne risikoen må oppveies mot ulempen ved å bruke lengre tid på å realisere tiltaket.

Fordelene med parallelle aktiviteter vil være raskere realisering av nettanlegget, noe som innebærer tidligere tilknytning av kunder eller bedre forsyningsikkerhet.

Det er viktig å beholde legitimiteten i prosessene, slik at berørte aktører blir hørt, og kan gi sine innspill til hva som bør utredes. Dette bidrar til at saken blir mer opplyst og gir større muligheter for å finne en bedre løsning for samfunnet.

Mer bruk av parallelle prosesser krever at nettselskapene har løpende og god kontakt med berørte interesser, noe som nesten alltid bidrar til gode prosesser og bedre forståelse for tiltakene.

En ulempe med økt bruk av parallelle prosesser kan være at samfunnet oppfatter prosessene som mindre legitime. Som eksempel kan betydningen av høringsprosesser oppfattes som mindre viktig, dersom søker leverer konsesjonssøknad

med utredningene kort tid etter at NVE har gjennomført høring og fastsatt utredningsprogram.

I slike tilfeller har søker tatt en risiko og gjort utredningene parallelt med høringen av utredningsprogrammet. God dialog med berørte interesser vil være nødvendig for å dra nytte av parallelle prosesser, slik at søker kan treffe godt med utredningene.

Et annet innspill utvalget har mottatt, er at MTA-planer bør kunne leveres og behandles samtidig med at Olje- og energidepartementet klagebehandler konsesjonssaken. Utvalget mener at en slik praksis vil bryte med alminnelige rettsprinsipper, og opplevelsen av dem. Det er fordi en slik praksis vil innebære at konsesjonsmyndighetene behandler detaljer om gjennomføringen av et tiltak som ikke er endelig vedtatt.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener at det ligger et betydelig potensial i å utnytte muligheten for parallelle prosesser både hos tiltakshaver og myndigheter. Større fokus fra nettselskapene på å utrede, prosjektere, og eventuelt forberede anskaffelsesprosesser mv. under usikkerhet kan gi nettselskapene langt kortere responstid etter myndighetsavklaringer. I kapittel 4.5.3 anbefaler utvalget at nettselskapene gis kostnadsdekning for tidlig utredning. Å starte utredning under usikkerhet omtales også i kapittel 6.7.

Myndighetene kan også i større grad behandle saker samtidig som de venter på avklaringer fra nettselskapene og andre. Utvalget mener at kostnaden forbundet med å ta noe mer risiko med å gjennomføre parallelle prosesser

sannsynligvis vil være lavere enn nytten ved å realisere nettiltak raskere.

13.6.2 Tidsfrister for konsesjonsbehandling

Utvalget har mottatt mange innspill på at det bør innføres tidsfrister for konsesjonsbehandlingen. Det er spilt inn at tidsfrister kan redusere tidsbruken i konsesjonsprosessene, ved at saker ikke blir liggende. For eksempel er det kommet forslag om at det bør settes mål for tildeling av saksbehandler for eksempel innen 14 dager for alle saker.

Det er samtidig mange som understreker viktigheten av demokratiske prosesser med involvering og muligheter til medvirkning, blant annet for å oppnå aksept og gode løsninger. Store saker trenger en viss modning hos nettselskaper, myndigheter og berørte interesser. Dette skjer gjennom høringer og konstruktive innspill som tas videre til vurdering og eventuelle utredninger.

Tidsfrister for gjennomføring av prosessene må derfor ikke være til hinder for de nødvendige involveringsrundene, da det kan medføre at prosessene oppfattes som mindre legitime. Manglende involvering kan gi forsinkelser senere i prosessen.

Ut over minimumsfrister for varighet av ulike typer høringer, og frist for å fastsette utredningsprogram, er det få lovpålagte tidsfrister for ulike milepæler i saksgangene som forplikter konsesjonsmyndigheten og søkere. Høringsinstanser må forholde seg til fastsatte høringsfrister satt av konsesjonsmyndighetene, og parter må klage innen den lovfestede treukersfristen.

En strengere praktisering av for eksempel høringsfrister kan disiplinere partene i større grad, men samtidig skape misnøye om det oppleves som en prioritering av effektivitet framfor kvalitet og nødvendig forankring. Et eksempel kan være politiske organer i kommuner og fylker som i mange tilfeller har møteplaner som ofte ikke er forenlige med minimumsfristene for høringer. Dette kan bidra til å forlenge høringsprosessen, noe som kan påvirke framdriften i konsesjons-sakene.

Dersom tidsfrister skal innføres, bør det gjelde konkrete delprosesser. I forskrift om konsekvensutredninger er det allerede en bestemmelse som sier at utredningsprogram *normalt* skal fastsettes innen ti uker fra høringsfristens utløp. Andre frister som bør vurderes er for eksempel krav om at saker skal tas til behandling innen en gitt frist, noe som forutsetter at det følges opp med tilstrekke-

Boks 13.3 EUs fornybardirektiv og frister for behandling

Direktivet har som mål å etablere et felles rammeverk for å fremme fornybare energikilder, og fastsetter blant annet krav om forenkling og effektivisering av konsesjonsprosesser for fornybar energiproduksjon. Medlemslandene skal etablere eller tilordne en eller flere administrative kontaktpunkter som skal koordinere hele konsesjonsprosessen for søknader om utbygging av kraftanlegg, som også inkluderer overføringsnett (one-stop-shop). Det skal blant annet fastsettes krav om at konsesjonsprosessen ikke skal overskride to til tre år. Oppgradering og utvidelse som ikke antas å ha negative miljømessige eller samfunnsmessige virkninger skal tillates kun etter notifikasjon.

lige ressurser til NVE eller departementet, jf. forslag omtalt i kapittel 13.7.1.

NVE har i sin praksisendring innført at det utarbeides en omforent, tentativ framdriftsplan for konsesjonsprosessen for større saker, som forplikter både myndigheten og nettselskapet. Det kan sette begge parter i stand til å sette av nødvendige ressurser til riktige tidspunkt i prosessen, slik at det lettere kan settes frister for delprosessene som lar seg overholde av begge parter. Ved å redusere tiden der saker ligger inaktive hos den ene eller andre parten, vil den samlede tidsbruken reduseres. Prosessanalysen peker på at innføring av omforente framdriftsplaner også kan innføres i andre deler av prosessene for å redusere ledetidene.

Å innføre frister som gjelder for hele prosessen, for eksempel at det skal fattes vedtak i en konsesjonssak innen ett år fra søknaden mottas, vil kunne være til hinder for å finne de gode løsningene for samfunnet.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener at det ikke bør settes tidsfrister som hindrer at nødvendige utredninger kan gjennomføres, og som dermed fører til at saken ikke blir tilstrekkelig opplyst. Samtidig vil det alltid være en avveining mellom tidsbruk og tilstrekkelig opplysning av saken, og frister kan bidra til at saker gis nødvendig prioritet hos alle parter, både

hos myndigheter, nettselskaper og høringsinstanser. Innføring av frister vil videre føre til en mer aktiv avveining mellom tidsbruk og kvalitet, som kan disiplinere partene i prosessen. Det kan også gi tiltakshaverne noe større insentiver til å ta risiko, for eksempel ved å gjennomføre parallelle prosesser for å levere god kvalitet innen fastsatte frister. Samtidig er det avgjørende at lovverkets krav til forsvarlig behandling ivaretas, og det er konsesjonsmyndighetenes ansvar. Utvalget mener det er mulig å oppnå betydelig tidsbesparelse ved å sette tidsfrister, og uten endringer i prosesskrav i for eksempel forvaltningsloven eller forskrift om konsekvensutredninger. Utvalget anbefaler at det settes frister som ikke er til hinder for nødvendig forankring, involvering og utredning av konsekvenser. Utvalget anbefaler derfor ikke at det settes én frist for hele konsesjonsprosessen, men at det i større grad enn i dag benyttes frister for delprosesser, som også inkluderer klagebehandlingen. Frister vil kunne bidra til å forplikte aktørene til å sette inn nødvendige ressurser til riktig tid, og stimulere til kontinuerlig prosess.

Utvalget mener at innføring av frister for delprosesser kan redusere den samlede prosesstiden hos myndighetene. Innføring av frister har særlig potensial for betydelig reduksjon i behandlingstiden for store saker med mange delprosesser, og i kombinasjon med andre foreslåtte tiltak for å redusere tidsbruken.

Eksempler på dette kan være frister for tildelegning av saksbehandler hos myndighetene på to uker, og frist for å fastsette utredningsprogram på seks måneder, inkludert høring. Det kan også settes frist for nettselskapene til å svare på eventuelle spørsmål fra konsesjonsmyndighetene på eksempelvis én til tre måneder, avhengig av oppgavens omfang. Frister for å besvare krav om utredninger må også settes i henhold til omfanget av kravene. Myndighetene bør håndheve høringsfristene strengere, som forutsetter at det settes frister som er realistiske å etterleve. Fastsatte frister må respekteres av alle partene i konsesjonsprosessen, inkludert alle høringsinstanser.

Myndighetene bør i samarbeid med tiltakshavere legge omforente framdriftsplaner for behandlingen av saker og fastsette hensiktsmessig frister, blant annet ut fra sakens omfang. Utvalget understreker at etterlevelsen av fastsatte frister forutsetter tilstrekkelige ressurser, jf. omtalen i kapittel 13.7.1.

13.6.3 Betinget anleggskonsesjon

Det har kommet innspill fra nettselskaper og andre at det i den situasjonen som nå er, kan være behov for å være mer i forkant med å utrede og med å konsesjonsbehandle nettanlegg. Dette kan for eksempel innebære at det må være mulig for nettselskapene å søke om konsesjon til anlegg som ikke per i dag har tilstrekkelig kundegrunnlag, slik at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er usikker. Nettselskapene ønsker at det vurderes å gi konsesjoner som de kan ta i bruk når behovet blir mer sikkert, eller at det gis fleksible konsesjoner som tillater trinnvis utbygging i takt med behovet.

Dette er videre omtalt som betinget anleggskonsesjon og med betinget anleggskonsesjon menes her konsesjoner som er betinget i en framtidig forventet utvikling, eller at et gitt hendelsesforløp inntreffer i driverne for behovet for nettanlegget.

I utgangspunktet er alle konsesjoner opsjoner, det vil si at de gir rett, men ikke plikt til å bygge et nettanlegg. Etter energiloven kan det gis konsesjon til tiltak som anses som samfunnsøkonomisk lønnsomme, for eksempel på bakgrunn av en forventet etterspørsel etter nettkapasitet eller at lønnsomheten kan knyttes til at spesifikke vilkår inntreffer. Konsesjonsmyndighetene forutsetter at nettselskapene foretar en fortløpende vurdering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til et tiltak fram mot investeringsbeslutning, og ikke bygger nettanlegg det ikke er behov for. I konsesjoner til nettanlegg hvor nytten avhenger av tilknytning av kraftproduksjon, har konsesjonsmyndighetene i noen tilfeller satt vilkår om at realisering av nettanlegget krever en viss mengde besluttet produksjonsutbygging. Dette er gjort for å sikre at de samlede fordelene overstiger samlede ulemper for samfunnet. Å gi konsesjon fører dermed ikke nødvendigvis til bygging av et anlegg.

Det vil alltid være usikkerhet knyttet til etterspørselen etter nettkapasitet. Det er flere eksempler på at det gis konsesjoner til anlegg selv om etterspørselen etter nettkapasitet er usikker. Nettselskapene trenger dessuten å planlegge under noe usikkerhet for å ivareta forsynings sikkerheten til eksisterende kunder. Framskrivninger av forbruk og produksjon, og tilknytningsforespørsler fra kunder som ikke ennå er sikre, legges da til grunn for konsesjonsvedtakene. Konsesjon kan gis på bakgrunn av at behovet er sannsynliggjort, og tiltak vil ofte være beskrevet i langsiktige planer for nettutviklingen, jf. kapittel 5 om

nettplanlegging og forbruksutvikling og kapittel 6.4 om usikkerhet i samfunnsøkonomiske analyser. Et eksempel på dette er langsiktige planer om spenningsoppgradering av eksisterende nett, da dette ofte er det enkleste og mest rasjonelle tiltaket for å øke nettkapasiteten når det er behov for det, særlig i transmisjonsnettet. Endrede virkninger for omgivelsene av slike tiltak er vanligvis mindre enn ved nye ledninger, ettersom dette vanligvis handler om å gjenbruke samme trasékorridor.

Det er utbyggingen av selve nettanlegget som utgjør de store kostnadene i et prosjekt, og mye høyere enn kostnadene knyttet til utredning og konsesjonsbehandling. Å være i forkant både med å *utrede* og *konsesjonsbehandle* nettanlegg kan bidra til å ytterligere redusere forskjellen i ledetid, slik at man i større grad kan bygge ut nett med en framdrift som kan nærme seg nye kraftkrevende forbrukskunders ledetider. På den andre siden vil det å være i forkant med å *konsesjonsbehandle* innebære høyere risiko enn kun å være i forkant med å *utrede* nye nettanlegg.

Det kan derfor være relevant i slike konsesjonsvedtak å sette vilkår om at en gitt situasjon inntreffer, for eksempel at et gitt forbruksvolum inngår anleggsbidragsavtale eller annet, for på den måten å redusere risikoen for feilinvesteringer, og ikke minst sørge for at anlegget ikke bygges før det er samfunnsmessig rasjonelt. Se kapittel 6.5.4 for omtale av tidlig utbygging.

Det er mulig innenfor dagens rammer å få konsesjon til tiltak som er i forkant av utviklingen, eventuelt med vilkår. Ved nyinvesteringer hvor nytten av nettanlegget er knyttet til spesifikke nettkunders etableringer, kan risikoen for å overinvestere reduseres ved at det settes vilkår i konsesjonen om at byggingen av nettanlegget ikke kan starte før det er inngått avtale om anleggsbidrag. Dette forutsetter at anleggsbidraget er basert på nettanleggenes faktiske kostnader, jf. utvalgets anbefalinger i kapittel 4.5.2.

Ved å sette en frist for idriftsettelse på for eksempel maksimalt 10 år, i stedet for de vanlige 3-5 årene, gir det en større fleksibilitet for nettselskapet. Det forutsetter at nettselskapet kan sannsynliggjøre at tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt innenfor tidsrammen. Eksempler på konsesjoner der det allerede ligger en viss fleksibilitet til trinnvis utbygging, er der det kan sannsynliggjøres at utviklingen går i retning av behov for utvidelse innen et rimelig tidsperspektiv, og der de negative virkningene for omgivelsene er beskjedne. I transformatorstasjoner kan det være tilfeller der nettselskapet får tillatelse til å sette av

plass til senere installasjon av ytterligere elektriske komponenter. Det kan vurderes å gi konsesjon til installasjon av anlegg i transformatorstasjoner som det ikke er behov for før lenger fram i tid, hvis nytten ved å samkjøre investeringene er stor. Det er også gitt konsesjoner der det gis tillatelse til å forberede plass til et ekstra kabelsett i grunn eller sjø. Dette gjør senere konsesjonsbehandling vesentlig enklere. I et lengre perspektiv kan det også være hensiktsmessig å for eksempel vurdere å gi fleksible konsesjoner med mulighet for trinnvis utbygging, i tråd med behovsøkning vurdert i en større områdeplan.

En utfordring med å planlegge, søke om og å få konsesjon til anlegg lenge før de realiseres er at det ofte oppstår behov for endringer i løsningene etter hvert som prosjektet modnes. Dette kan blant annet medføre endret arealbruk og endrede konsekvenser for omgivelsene. Større arealavklaringer krever konsesjonsbehandling, jf. beskrivelser av forholdet til plan- og bygningsloven i kapittel 13.5.4 og 13.5.5. Det kan forventes at behovet for å endre planer øker med tiden som går fra konsesjon ble gitt til investeringsbeslutning tas. Det innebærer ny myndighetsbehandling med ekstra tidsbruk både hos nettselskap, NVE og eventuelt departementet.

Om det planlegges en lengre kraftledning er det dessuten vanlig at nettselskapet har behov for og får samtykke til ekspropriasjon samtidig med at konsesjon gis. Et viktig moment er at en ekspropriasjonstillatelse bortfaller dersom skjønn ikke begjæres innen ett år etter endelig vedtak, og ekspropriasjonsloven gir ingen muligheter for utsatt frist.

Dersom nettselskapet ikke beslutter bygging og begjærer skjønn innen ett år, bortfaller altså ekspropriasjonstillatelsen. Det betyr at om nettselskapet beslutter bygging for eksempel etter fem år, vil nettselskapet måtte forsøke å inngå minnelige avtaler om rettigheter til grunn. Dersom det ikke lar seg gjøre med samtlige grunneiere og rettighetshavere, må nettselskapet søke om ny ekspropriasjonstillatelse. Dette medfører behov for ny behandling, med høring, nytt vedtak og klageadgang, som kan ta fra noen måneder til et år.

En annen innvending til dette forslaget er at kapasiteten hos nettselskaper, myndigheter, konsulenter mv. allerede er presset som følge av stor saksmengde av tiltak det sannsynligvis er behov for tidligere enn betingede konsesjoner. Den pressede kapasiteten vil på kort sikt føre til at betingede konsesjoner for tiltak som det per i dag ikke er behov for, ikke kan prioriteres.

NVE er i ferd med å bygge opp saksbehandlingskapasiteten. Om en tar i betraktning at noe av saksbehandlingen vil måtte gjøres flere ganger, vil betingede konsesjoner kunne kreve mer saksbehandlingsressurser enn tiltak som er mer sannsynlige og som realiseres raskere. På samme måten vil en eventuell økning i antall konsesjonsøknader fra denne typen tiltak, også beslaglegge større saksbehandlingsressurser. Dersom dette medfører at konsesjonsmyndighetene bruker mer saksbehandlingsressurser på tiltak som viser seg å være samfunnsøkonomisk ulønnsomme, vil det være en uønsket bruk av ressurser.

På lengre sikt, og gitt at konsesjonsmyndigheter, nettselskaper og andre har tilstrekkelig kapasitet, kan betingede anleggskonsesjoner være en del av løsningen for å redusere forskjellene i ledetid for nettutbygging og utbygging av ny kraftkrevende næring.

For berørte parter, som grunneiere, rettighetshavere, kommuner mv. er det svært viktig å få endelig avklaring på om et tiltak realiseres eller ikke, da det legger begrensninger på annen utnyttelse av arealene som berøres. Fristen for å bygge anlegget bør derfor ikke settes lengre enn maksimalt 10 år. Muligheten for å søke om utsatt frist for idriftssettelse for slike anlegg bør være begrenset, blant annet fordi kunnskapsgrunnlaget for vedtaket i løpet av en slik tidsperiode kan bli utdatert, og arealbruken i nærliggende områder kan endre seg.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener det er hensiktsmessig å utrede og konsesjonsbehandle netttiltak tidligere, for å redusere forskjeller i ledetid for nye nettanlegg og ledetider for etablering av nye forbrukskunder. Det forutsetter at det kan sannsynliggjøres at tiltaket er samfunnsmessig rasjonelt, eventuelt med vilkår. Utvalget er av den oppfatning at det er mulig innenfor dagens rammer å gi konsesjoner under usikkerhet basert på framskrivninger mv., og anbefaler at nettselskapene utnytter denne muligheten i større grad.

Utvalget mener risikoen for overinvestering i nettanlegg kan reduseres ved å sette vilkår i konsesjonen for eksempel om at det skal være inngått avtaler om anleggsbidrag, besluttet utbygging av forbruk eller besluttet utbygging av en gitt mengde kraftproduksjon før byggingen av nettanlegget kan starte. Utvalget viser her til omtalen i kapittel 6 om nettutvikling under usikkerhet og viktigheten av realopsjoner.

13.6.4 Retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning

Utvalget har mottatt flere innspill på at kabelpolitikken bør endres, både at det bør tillates mer kabling på høyere spenningsnivå og at de nasjonale retningslinjene bør få fornyet politisk tilslutning. Innspill om å tillate kabling der det er ekstern betalingsvillighet for dette, er i tråd med dagens praksis.

Hovedprinsippet er bruk av luftledning på høyere spenningsnivå. I konsesjonsbehandlingen av nettanlegg vil det være effektiviserende å bruke tiden på beslutningsrelevante diskusjoner. Et tema som kommer opp i de fleste større kraftledningssaker er jord- eller sjøkabel som alternativ til luftledning for å spare naturen og landskapet for skjemmende inngrep. Diskusjonene omkring kabel som alternativ til luftledning er i enkelte konsesjonssaker altoverskyggende og tar oppmerksomheten bort fra viktige diskusjonstema, som trasévalg og aktuelle avbøtende tiltak. Innspill fra nettselskapene tyder på at gjeldende retningslinjer for når kabel kan velges, ikke aksepteres av mange interessenter, og det pekes på at det blant annet kan være fordi retningslinjene baserer seg på et gammelt vedtak og et utdatert kunnskapsgrunnlag.

Kunnskapsgrunnlaget er gammelt

På oppdrag fra Olje- og energidepartementet i 2003 gjennomgikk NVE kostnadsforholdet mellom luftledning og kabel på ulike spenningsnivå. Resultatet er beskrevet i notatet *Kabel som alternativ til luftledning* (NVE, 2003). I utredningsarbeidet innhentet NVE underlagsinformasjon fra en rekke nettselskaper og én kabelprodusent.

Hovedkonklusjonene var at kostnadsforholdet mellom luftledning og kabel på de høye spenningsnivåene ikke var vesentlig endret fra tidligere. Gjennomgangen viste at kabel var flere ganger dyrere enn luftledning, og at kostnadsforskjellen øker med økende spenningsnivå. Den viste også at det var mest å vinne på kabling av distribusjonsnettet fra 22 kV og ned, der kostnadsforskjellen var liten. Det ble på bakgrunn av denne gjennomgangen ikke anbefalt å endre etablert forvaltningspraksis, den gangen beskrevet i St.prp. nr. 19 (2000–2001), som innebar en restriktiv praksis for bruk av kabel på høye spenningsnivåer. Neste politiske behandling av forvaltningspraksisen ble omtalt i Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) om lov om endringer i energiloven, der praksisen

med restriktiv bruk av kabel på høye spenningsnivåer ble videreført uten vesentlige endringer.

Gjeldende nasjonale retningslinjer er 10 år gamle

Gjeldende retningslinjer for utbygging av kraftnettet, herunder når det kan være aktuelt å vurdere kabel som alternativ til luftledning, er beskrevet i Nettmeldingen. Her videreføres i all hovedsak den etablerte forvaltningspraksisen, med den endringen at kabel i distribusjonsnettet skulle være hovedregelen, dvs. anlegg som bygges i medhold av områdekonsesjonene. Samtidig ble alternative avbøtende tiltak gjennomgått, slik som gode trasévalg, kamuflering av kraftledningskomponenter, omstrukturering av eksisterende nett mv. Slike tiltak ble anbefalt vurdert før kabel, da de oftest innebærer langt lavere kostnader og samtidig kan gi vesentlig reduserte virkninger for natur og miljø av luftledningene.

Vurderingene baserte seg på eksisterende informasjon om kostnader, teknologi, leveringspålitelighet, utetid og miljøvirkninger. Prinsippene fra Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) ble videreført og presisert for de høyere spenningsnivåene. Begrunnelsen for prinsippet om at bruk av kabel skulle være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå, var at med høyere spenningsnivå øker både omfanget av naturinngrepet, kostnadene og usikkerheten knyttet til teknologi og forsyningssikkerhet ved kabling.

Ledninger i regionalnettet, dvs. på spenningsnivå fra 22 til 132 kV, skal som hovedprinsipp bygges som luftledning, men kabel kan vurderes på begrensede delstrekninger i gitte tilfeller, jf. vedlegg 2. Transmisjonsnettet (300 og 420 kV) skal bygges som luftledning, bortsett fra noen unntakstilfeller, jf. vedlegg 2.

Nettmeldingen slår også fast at utredninger av alternativer med kabling skal tilpasses hva som kan være beslutningsrelevant og i tråd med de beskrevne prinsippene for bruk av kabling.

Selv om Nettmeldingen presiserer hvilke unntakstilfeller som kan utløse utredning og ev. pålegg om kabling, er det fortsatt stort rom for skjønnsutøvelse innenfor disse rammene. Forvaltningen har etablert en praksis gjennom konkrete vurderinger fra sak til sak, der fordeler og ulemper avveies, samtidig som prinsippet om likebehandling ivaretas best mulig. De nasjonale retningslinjene har vært nyttige for å avklare de tilfellene der kabling åpenbart ikke faller inn under noen av kriteriene, for eksempel ved krav om kabling av lange strekninger av transmisjonsnettet.

Tiden som har gått siden kunnskapsgrunnlaget ble oppdatert og retningslinjene ble politisk behandlet, blir nå i større grad brukt som argument for at praksisen må endres. Det sås blant annet tvil om kostnadsforholdet mellom ulike teknologier, og argumenteres for at verdien av natur og miljø bør vektlegges sterkere.

Oppdatert kunnskapsgrunnlag

Oslo Economics gjennomførte på oppdrag fra Strømnettutvalget en utredning av kabel som alternativ til luftledning, der de sammenlignet investerings- og driftskostnader, driftsmessige forskjeller og areal- og miljøvirkninger (Oslo Economics, 2022). Se omtale av dette i kapittel 12.4.3.

Utredningen foreslår, på bakgrunn av denne kunnskapsgjennomgangen, ingen større endringer i nasjonale retningslinjer for kabling, ut over at 132 kV jordkabel i *lett terreng* kan være et unntakstilfelle på grunn av små kostnadsforskjeller, underforstått gravekostnadene.

Utredningen drøfter i liten grad om forskjellen på kabelteknologier bør ha betydning for hvilke anbefalinger som gis. Utredningen peker allikevel på en del forskjeller i egenskaper for kabel og luftledning. Hensyn som ulik feilsannsynlighet og utetid ved feil, som i noen områder kan gi vesentlig redusert forsyningssikkerhet, kan få betydning for vurderingene i enkeltsaker. En annen viktig observasjon er at med større kabelandel i nettet, vil kompleksiteten i kraftsystemet øke, da det innføres flere komponenter som gir økt sårbarhet.

I de fleste deler av regionalnettet benyttes det spolejordet systemjording. I spolejordet nett brukes spoler til å «slukke» feilstømmer ved jordfeil. Kabler bidrar til høyere feilstøm enn luftledninger og krever derfor høyere spolekapasitet. Dette gir økte investerings- og driftskostnader. Hvis et spolejordet nett samlet har for høy feilstøm, kan det bli behov for å endre til en annen systemjording for hele det sammenhengende nettet. Endring i systemjording kan ha betydelige merkostnader i nettområder hvor dagens anleggsmasse ikke er tilrettelagt for annen jordingsform.

Drøfting av utredningens anbefaling

Gjeldende nasjonale retningslinjer for når kabel kan vurderes som alternativ til luftledning, er i hovedsak begrunnet i kostnadsforskjellen mellom de ulike teknologiene samt omfanget av naturinngrepet og usikkerheten knyttet til teknologi og forsyningssikkerhet ved kabling. I regional- og transmisjonsnettet er det gjort en generell vurde-

ring av at de høye kostnadene med kabel i de aller fleste tilfellene ikke kan forsvare de miljøgevinstene det gir å unngå luftledninger. Vurderingen er motsatt i distribusjonsnettet, der kabel skal være hovedregelen.

En rekke nettselskaper har spilt inn til utvalget at det bør vurderes å åpne opp for større kabelandel i regionalnettet. Antakelsen er at mindre restriktive retningslinjer for kabling kan redusere ledetiden for nettanlegg fordi det vil åpne for økt bruk av kabling. Dette kan gi økt folkelig aksept for nye nettanlegg. Nettselskapene opplever at de presses fra lokale aktører og fra sine eierkommuner til å utrede og søke om kabel, selv om dette ikke er innenfor gjeldende retningslinjer. Samtidig plikter de å utrede og søke om aktuelle luftledningsalternativer og kan ikke få konsesjon til kabel i de fleste tilfellene, jf. retningslinjene. Dette setter nettselskapene i et vanskelig forhold til sine kunder, og de kan oppleve mangel på tillit og vanskeligere prosesser når de planlegger nye tiltak.

Nettløsningene som velges skal være samfunnsmessig rasjonelle. Et viktig forvaltningsprinsipp er også lik behandling av like saker. For mest mulig forutsigbarhet i forvaltningens praksis, og for å unngå unødvendige diskusjoner om hvilke løsninger som er aktuelle, bør det være en jevnlig oppdatering av kunnskapsgrunnlaget, og politisk forankring av kriterier for når kabel bør vurderes som alternativ til luftledning. Samtidig er det en klar fordel at kriteriene er så tydelige som mulig, uten for mye rom for tolkning, slik at uaktuelle kabelløsninger kan legges bort tidlig i prosessene. Dette kan bidra til raskere konsesjonsprosesser.

Det nye kunnskapsgrunnlaget alene gir ikke grunnlag for å endre de nasjonale retningslinjene. Dagens retningslinjer åpner allerede for konkret vurdering av kabel i regionalnettet der kostnadsforskjellen mellom luftledning og kabel forventes å være liten, jf. Oslo Economics' omtale av 132 kV kabling i *lett terreng*. På bakgrunn av at de høye kostnadene med kabel er en hovedbegrunnelse for å velge luftledning, vil en reduksjon i kostnadsforskjellen føre til at kabel oftere velges.

På de høyeste spenningsnivåene vil det eventuelt være en vesentlig økt verdsetting av natur og miljø, for eksempel som følge av at det er større knapphet på disse ressursene i dag, som tilsier at kabel i større grad bør velges. Her er det også viktig å merke seg at det ikke er gitt at jordkabel gir mindre, samlede negative miljøvirkninger enn luftledning. Jordkabel i grøft gir for eksempel mer omfattende inngrep i grunnen og vegetasjonen enn det luftledning gjør, der kun mastene gir

direkte, varige inngrep. Typen vegetasjon (myr, skog, jordbruksareal mv.) har betydning for hvor negative virkningene blir. Om det er behov for å sprengte grøft gjennom fjell, blir inngrepet enda større og synligere, samtidig som anleggsarbeidet kan gi store negative virkninger for natur og omgivelser, i form av støv, støv og andre forstyrrelser.

Luftledning kan på den andre siden gi kollisjonsrisiko for fugl, noe jordkabel ikke gjør. Luftledning krever også normalt et bredere ryddebelt i skog enn jordkabel gjør, som vil kunne ha landskapsvirkninger og føre til større inngrep i vegetasjonen. Det er dermed ulike, men negative miljøvirkninger fra både jordkabel og luftledning.

Oppdaterte nasjonale retningslinjer som er tydelige vil bidra til å effektivisere konsesjonsprosessene. Både for forvaltningen, nettselskapene og berørte interesser er det positivt med tidlige avklaringer av hvilke løsninger som faktisk er aktuelle i de konkrete sakene, slik at alle ressurser kan bli brukt på best mulig måte. Stor og vedvarende oppmerksomhet rundt ønske om kabeløsninger der dette ikke vil være i tråd med retningslinjene, kan hindre diskusjoner omkring reelle trasévurderinger og redusere muligheten til å finne de gode løsningene i en konkret sak.

Økt bruk av kabel kan bidra til mindre lokal og regional motstand mot nye kraftledninger, men det er også eksempler på at kabel ikke nødvendigvis blir godt mottatt. Det er som nevnt ikke alltid mindre miljøvirkninger av kabel enn av luftledninger. Det kan skyldes at kabler legges langs veier, gang- og sykkelveier og langs boligbebyggelse, der naboer er bekymret for helsevirkninger fra elektromagnetiske felt. I noen tilfeller flytter diskusjonen seg fra spørsmålet om luftledning vs. jordkabel, til spørsmål om kabel i grøft vs. kabel i boret/sprenget tunnel eller sjøkabel der det er mulig.

Det er nødvendig å skille tydelig mellom jord- og sjøkabel når det vurderes alternativer til luftledning. Svært ulik utetid ved feil og betydelig høyere kostnader med sjøkabel tilsier at sjøkabel på forbindelser som er viktige for forsynings-sikkerheten kun bør velges når det ikke eksisterer reelle alternativer.

Som utredningen fra Oslo Economics også peker på, vil større andel kabel i kraftnettet øke kompleksiteten i kraftsystemet, da det fører til behov for flere komponenter som gir økte sårbarheter. I regionalnett som i dag har spolejordet nett, kan økt andel kabel føre til behov for endret systemjording med tilhørende kostnader. Før en eventuelt vurderer å anbefale retningslinjer som øker kabelandelen langt ut over det som foreslås i

utredningen, er det viktig å vurdere hvordan en slik endring vil påvirke det samlede kraftsystemet og forsyningssikkerheten i regioner og landet som helhet. I tillegg bør det utføres beregninger av hvordan vesentlig økte utbyggingskostnader vil påvirke nivået på de samlede nettinvesteringene og hva dette vil bety for nettleien, og eventuelle ringvirkninger av økt nettleie for ulike kundegrupper. I en slik vurdering må det skilles mellom virkninger av økte utbyggingskostnader i transmissjonsnettet og regionalnettet, og beskrives forskjeller mellom regioner som kan oppstå som følge av ulikt investeringsbehov.

Valget mellom kabel eller luftledning tas som følge av en konkret vurdering i den enkelte sak, men kriteriene er også førende for når det skal kreves omfattende utredninger av kabelalternativer. Oppdaterte retningslinjer bør formuleres på en slik måte at det er lett å forstå når det skal kreves nærmere utredninger og vurderinger av et kabelalternativ. Det kan heller ikke være ensbetydende med at kabel skal velges i disse konkrete unntakstilfellene. I konsesjonsvurderingene må andre hensyn også tas inn, for eksempel forsyningssikkerhet, miljøvirkninger og kompleksiteten det påfører nettet i en region. Det er fortsatt viktig at kriteriene for når kabel kan vurderes formuleres så tydelig som mulig. Det er blant annet viktig at det slås fast at hovedregelen er luftledning på høyere spenningsnivå. I tillegg kan det være hensiktsmessig med et klarere skille mellom jord- og sjøkabel.

Utvalgets anbefaling

Utvalget foreslår ingen vesentlige endringer i de nasjonale retningslinjene for kabling, da det oppdaterte kunnskapsgrunnlaget ikke konkluderer med nye funn som gir grunnlag for dette. Reduksjon i kostnadsforskjellen mellom luftledning og jordkabel i lett terreng gir ikke behov for noe nytt kriterium for når kabel skal vurderes, da kostnaden vurdert mot nytten er en av hovedbegrunnelsene for dagens retningslinjer. Det er derfor viktig at denne begrunnelsen er tydeliggjort også i de oppdaterte retningslinjene. Samtidig vil det være nyttig å skille tydelig mellom jord- og sjøkabel, som har vesentlige ulikheter i utetid ved feil, og dermed stor betydning for forsyningssikkerheten i noen områder.

Det er fortsatt viktig at berørte interesser gis realistiske forventninger til hvilke løsninger som kan bli valgt, slik at de ser seg tjent med å bidra til å finne de beste løsningene innenfor disse rammene, for eksempel ved å foreslå og diskutere andre avbøtende tiltak. Retningslinjene bør derfor

være tydelige på at unntakene er tilfeller der kabel *kan vurderes*, dvs. at konkrete kabelløsninger utredes, men at det ikke innebærer at kabel nødvendigvis *velges* i disse tilfellene.

Utvalget foreslår at gjeldende retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning i all hovedsak videreføres, og viser til forslag til konkret utforming av retningslinje i vedlegg 2.

13.6.5 Vedtaksmyndighet i store saker

Utvalget har mottatt innspill om at departementets behandling av NVEs innstilling før vedtak hos Kongen i statsråd, er tidkrevende. Det påpekes at det innebærer en full behandling og vurdering av alle sider av saken to ganger, uten at det så langt har ført til vesentlige endringer i endelig løsning. Det fremheves at en klagebehandling i departementet kan avgrenses til de konkrete klagegrunnene og dermed gjør departementets saksbehandling enklere og mer effektiv.

Myndigheten til å fatte vedtak om anleggskonsesjon er delegert fra departementet til NVE. Unntaket er nye store kraftledninger lenger enn 20 kilometer på spenningsnivå fra og med 300 kV og oppover. Dette sammenfaller med anlegg som er KVU-pliktige, jf. kapittel 11. Da fattes det vedtak av Kongen i statsråd. I sakene hvor Kongen i statsråd fatter vedtak, følger NVE de samme saksbehandlingsprosedyrene som i de mindre sakene, inkludert konsekvensutredninger, men fremmer en innstilling til departementet i stedet for å fatte vedtak. NVEs innstilling er en sentral del av grunnlaget for departementets videre behandling.

Departementet sender NVEs innstilling på høring og avholder møter og foretar befarings. Når saken er tilstrekkelig opplyst, fremmer regjeringen en tilråding for Kongen i statsråd. Etter hensikten som beskrevet i Nettmeldingen, skal departementet begrense seg til å vurdere de sider av sakene hvor politiske avveininger kan gjenstå, og se på eventuelle endrede forutsetninger.

Bakgrunnen for å legge vedtaksmyndigheten av de store kraftledningene til Kongen i statsråd, var blant annet en erkjennelse av at store kraftledningssaker er politiske beslutninger, som nesten uten unntak ble påklaget til Olje- og energidepartementet. I Nettmeldingen ble det vektlagt at å heve vedtaksmyndigheten skulle sikre mer effektive beslutningsprosesser med deltakelse av alle berørte.

Fordelene med dagens ordning sammenlignet med at NVE har vedtaksmyndighet, kan være at Kongen i statsråd lettere kan utforme egne kon-

klusjoner. I disse sakene kan politiske vurderinger og vektlegging av de politiske signalene komme som uttrykk i en kongelig resolusjon i stedet for en eventuell endring av et vedtak fattet av NVE.

En ulempe med at vedtaksmyndigheten ligger hos Kongen i statsråd, er at NVE ikke er involvert i behandlingen av innspillene departementet mottar til NVEs innstilling. Dette gjør at departementet bruker noe mer tid på å få oversikt over innkomne høringsinnspill til innstillingen, sammenlignet med saker der NVE fatter vedtak. Å fjerne dagens ordning med vedtaksmyndighet hos Kongen i statsråd, vil dermed kunne spare noe tid i saksbehandlingstiden i departementet, samtidig som det vil medføre økt saksbehandling i NVE.

Utvalget tviler på om det påvirker saksbehandlingstiden nevneverdig om vedtaksmyndigheten ligger i NVE eller hos Kongen i statsråd. Departementet behandler i praksis høringsinnspill til NVEs innstilling på lik linje som om det skulle vært klager på NVEs vedtak. Dette innebærer at det i praksis ikke vil være stor forskjell for saksbehandlingstiden å tilbakeføre vedtaksmyndigheten til NVE.

Ordringen har eksistert i om lag ti år, og kun to saker har blitt behandlet på denne måten. Det er derfor utfordrende å evaluere den med så lite erfaringsgrunnlag. Departementet har brukt ett år og ni måneder på disse sakene fra mottak av NVEs innstilling til endelig vedtak.

Tabell 13.1 viser tidsbruken i de to sakene sammenlignet med tre sammenlignbare saker før bestemmelsen ble innført.

Utvalgets anbefaling

Utvalget anbefaler ikke endring av vedtaksmyndigheten fra Kongen i statsråd til NVE, da det ikke er grunnlag for å anta at det ville gi vesentlig reduksjon i saksbehandlingstiden. Utvalget mener samtidig at det har en verdi med politisk forankring av vedtak i store kraftledningssaker. Utvalget mener at departementet bør tilstrebe å redusere tiden det tar å behandle disse store sakene.

13.6.6 Overlate deler av ansvaret for behandlingen til kommunene eller miljømyndighetene

Utvalget har mottatt flere innspill på at kommunene, som har ansvaret for å behandle annen arealbruk etter plan- og bygningsloven, også burde ha ansvaret for arealbruken for nettanlegg. Dette begrunnes blant annet med at det gir forutsigbare prosesser som er like for alle arealinngrep.

I Sverige, Danmark og Finland har regionale myndigheter større ansvar for myndighetsbehandlingen, i tillegg til energimyndighetene. Det kan gi noe ulik praksis i myndighetsbehandlingen i ulike regioner, og større utfordringer med å foreta overordnede avveininger. Dette påpekes

Tabell 13.1 Eksempler på saksbehandlingstid i Olje- og energidepartementet

| <i>Saker som er behandlet av Kongen i statsråd etter endring av vedtaksmyndigheten:</i> | | | |
|---|----------------------------|---------------------------------------|------------------------|
| <i>Sak</i> | <i>Innstilling fra NVE</i> | <i>Vedtak ved kongelig resolusjon</i> | <i>Tidsbruk</i> |
| 420 kV kraftledning Modalen-Mongstad | 30. september 2013 | 19. juni 2015 | Ett år og ni måneder |
| 420 kV kraftledning Lyse-Fagrafjell | 18. desember 2017 | 20. september 2019 | Ett år og ni måneder |
| <i>Saker fra før vedtaksmyndigheten ble lagt til Kongen i statsråd</i> | | | |
| <i>Sak</i> | <i>NVEs vedtak</i> | <i>Klagevedtak</i> | <i>Tidsbruk</i> |
| 420 kV kraftledning Sima-Samnanger | 30. mai 2008 | 2. juli 2010 | To år og én måned |
| 420 kV kraftledning Ofoten-Balsfjord | 2. mai 2012 | 28. august 2013 | Ett år og fire måneder |
| 420 kV kraftledning Balsfjord-Skaidi | 2. mai 2012 | 30. april 2015 | Tre år |

også av Oslo Economics (2022) i gjennomgangen av konsesjonssystemene i andre land.

Før den nye plan- og bygningsloven ble innført i 2009, var elektriske anlegg ikke unntatt lovens planbestemmelser. Praksis var likevel at de fleste anlegg ikke ble regulert, men at kommunene dispenserte fra behandlingskravene med begrunnelse i at tiltaket ble behandlet etter energiloven. I noen tilfeller ønsket kommunene en annen løsning enn det søker og konsesjonsmyndighetene anså som best eller i tråd med nasjonale retningslinjer for slike tiltak, og de stilte krav om regulering av en annen løsning. Det var derfor en del utfordringer med dobbeltbehandling av tiltak som til slutt måtte få en omforent løsning. Det var begrunnelsen for at anlegg med anleggskonsesjon etter energiloven ble unntatt plan- og bygningsloven. Det er derfor ikke sannsynlig at å gjeninnføre behandlingen etter plan- og bygningsloven vil redusere behandlingstiden, men heller gi mer kompliserte prosesser med utydelige ansvarsforhold.

Da energianleggene ble unntatt fra behandlingen etter plan- og bygningsloven, fikk kommunene og regionale og statlige myndigheter innsigelsesrett til konsesjonssøknadene. Dette er en rett til et møte for å diskutere muligheter for endring i omsøkte løsninger. Dersom aktørene opprettholder sin innsigelse er ikke NVEs vedtak endelig, og saken blir sendt til departementet for endelig avgjørelse, sammen med eventuelle andre klager. Kommunene har også klagerett på NVEs vedtak, slik at innsigelsesretten ikke endrer saksgangen vesentlig.

En løsning med å behandle konsesjonssøknader for nettanlegg etter plan- og bygningsloven alene, mener utvalget ikke er en god løsning. Kraftnettet er komplekst og krever spesifikk fagkompetanse for å sikre gode tekniske og økonomiske løsninger. Ikke alle kommuner vil ha en realistisk mulighet til å ha denne typen kompetanse og er derfor avhengig av at andre gjør disse vurderingene for å påse at nettselskapene bygger nettanlegg som er til det beste for samfunnet.

Noen foreslår at miljømyndighetene bør få ansvar for sikre kvaliteten på konsekvensutredninger for natur og miljø, for eksempel ved å bestille utredninger og påse at de utføres på en tilfredsstillende måte. I Danmark og Finland har miljømyndighetene en større rolle i godkjennelsesprosessene for nettanlegg, mens i Sverige har de miljødomstoler som behandler klagesaker, noen ganger i to rettsinstanser. Dette kan føre til at det blir vanskelig å få oversikt over samlede for-

delers og ulemper ved tiltak og gi mindre kontinuitet i behandlingen, i tillegg til dobbeltarbeid.

Finland er i sammenligningen som prosesanalysen viser, et eksempel på et land der ledetidene og konsesjonsprosessen for transmisjonsnett er betydelig kortere enn i Norge. Som beskrevet i kapittel 12.4.2, er noe av forklaringen at energimyndigheten i Finland kun vurderer forsyningsikkerhetsspørsmålet ved netttiltak, mens regionale miljømyndigheter vurderer øvrige hensyn. Det kan gjøre vurderingen enklere, ved at beslutningene stykkes opp. Det synes etter utvalgets oppfatning ikke å være én myndighet som vurderer alle hensyn samlet og foretar en samfunnsøkonomisk avveining av tiltakene i Finland.

Med de tiltakene utvalget foreslår vil det være mulig for Norge å komme ned på ledetider som kan sammenlignes med Finlands, uten å endre måten nettutbygginger vurderes på. Dagens forskjeller i ledetider kan også helt eller delvis skyldes andre forhold, for eksempel kulturelle eller geografiske, eller at de kartlagte ledetidene ikke viser alle delene av arbeidet, som beskrevet i kapittel 12.4.2.

I Norge er den samfunnsøkonomiske analysen det grunnleggende prinsippet i konsesjonsbehandlingen, der én myndighet er ansvarlig for beslutningen. Fordi konsesjonsbehandlingen i Norge omfatter vurdering av alle sider av saken, inkludert virkninger for natur og miljø, har konsesjonsmyndighetenes saksbehandlere den nødvendige kompetansen til å foreta alle disse vurderingene og foreta de samlede avveiningene. Sverige, Danmark og Finland har en annen innretning med flere myndigheter som til sammen foretar tilsvarende vurderinger som konsesjonsmyndighetene i Norge gjør. Det er imidlertid ingen grunn til å anta at å involvere flere myndigheter i konsesjonsbehandlingen alene vil føre til kortere behandlingstid.

Både lokale, regionale og statlige myndigheter, herunder miljømyndighetene er viktige høringsparter til energimyndighetenes konsesjonsbehandling. De bidrar med viktig informasjon inn i konsesjonsprosessene, noe som gir et godt beslutningsgrunnlag og velfunderte vedtak. Det er også spilt inn at nasjonale og regionale/lokale myndigheter bør koordineres bedre, slik at alle bidrar effektivt til ønsket samfunnsutvikling. Det er en utfordring at myndigheter på ulike forvaltningsnivå har ulike interesser og ansvarsområder, og at de ulike interessene ikke nødvendigvis er forenlig med nasjonalt vedtatt politikk. Det er også motstrid mellom nasjonale målsettinger innenfor ulike fagområder, som det er nødvendig

å foreta avveininger mellom. Denne oppgaven er tillagt én myndighet for beslutninger som gjelder kraftsystemet.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener beslutninger som gjelder kraftsystemet bør tas av energimyndighetene. Videre mener utvalget at det ikke vil gi tidsbesparelser, bedre prosesser eller kvalitet på konsesjonsvedtakene om myndighetsansvaret fordeles på flere instanser, som kommunene eller miljømyndighetene. Det vil kunne føre til større geografiske ulikheter i prosesser og løsninger, og gjøre det mer utfordrende å avveie de samlede samfunns hensynene. Det er samtidig viktig å peke på at andre instanser har viktige roller som høringsparter i konsesjonsbehandlingen, og bidrar til gode løsninger for samfunnet som helhet.

13.7 Tiltak som bidrar til gevinster av andre anbefalte tiltak

13.7.1 Økte ressurser til konsesjonsmyndighetene

Utvalget har mottatt mange innspill om økte saksbehandlerressurser til NVE og departementet for å håndtere den økende saksmengden. Det er også i prosessanalysen anbefalt økte ressurser til energimyndighetene, se beskrivelsen i kapittel 12.

NVE opplevde i 2019 en økning i antall søknader om nettanlegg, samtidig som sakene de senere årene er blitt mer ressurskrevende, som beskrevet i kapittel 10. Uten en tilsvarende økning i saksbehandlingsressursene for behandling av nettanlegg, har dette resultert i at saker blir liggende i kø før de tas til behandling hos NVE. Tiden saker ligger i kø kommer i tillegg til den ordinære saksbehandlingstiden og forsterker dermed utfordringen med lange ledetider.

På grunn av økning i antall saker, vil trolig også Olje- og energidepartementet få en større saksmengde til klagebehandling, og departementets saksbehandlingskapasitet blir derfor også en viktigere faktor enn tidligere.

Regjeringen har i statsbudsjettet for 2022 økt bevilgningene til NVE med 10 millioner kroner for å håndtere økning i saker om nettanlegg. NVEs saksbehandlingskapasitet kan dermed utvides med syv til ti stillinger. Det tar noe tid å lære opp og gjøre nye saksbehandlere fullt operative, så økningen i antall saksbehandlere vil først få effekt etter noe tid. I en midlertidig periode vil også opplæring beslaglegge en del av ressursene som alle-

rede finnes. Det er imidlertid grunn til å forvente at NVE fra 2023 vil kunne behandle flere saker med de ressursene som tilføres konsesjonsbehandlingen av nettanlegg.

Konsesjonsmyndighetenes saksbehandlere sitter med en variert fagkunnskap innenfor miljø, areal, teknologi, jus og økonomi. Saksbehandlerne opparbeider seg en solid forvaltnings-erfaring innenfor fagfeltet, som det er viktig å videreutvikle og ta vare på. For å oppnå kontinuitet og effektive prosesser er det derfor også svært viktig å sette konsesjonsmyndighetene i stand til å beholde erfarne medarbeidere.

I tillegg til flere saksbehandlere, vil utvikling av digitale løsninger effektivisere prosessene, jf. kapittel 13.7.3. Gjennom økt automatisering av prosessene, kan arbeidsmengden for saksbehandlerne og søkerne lettes. Sammenkobling av relevante databaser vil kunne gi gode arbeidsverktøy i saksbehandlingen, samtidig som dobbeltregistreringer unngås. Gode digitale innsynsløsninger og portaler kan gi bedre informasjonsutveksling og økt transparens i konsesjonsbehandlingen. Utvikling av digitale løsninger krever også midlertidig avsetning av ressurser fra eksisterende saksbehandlerkapasitet, i tillegg til tilgang på IKT-kompetanse.

I prosessanalysens kartlegging av konsesjonsprosessene og myndighetenes tidsbruk, viste det seg vanskelig å få gode og detaljerte oversikter over den reelle tidsbruken i konsesjonssaker, blant annet fordi verken NVE eller departementet registrerer timebruk på de enkelte konsesjonssakene. Det kan dermed være utfordrende å få et godt bilde av hvor stort ressursbehovet er og hvor store gevinster som ligger i å arbeide på andre måter. Når det i tillegg er usikkert hvor stort saksomfanget blir, er det vanskelig å treffe godt i ressurstildelingen. Prosessanalysens anbefalte tiltak om å innføre bedre interne styringssystemer retter seg mot denne utfordringen og kan i framtiden føre til bedre oversikt. Dette omtales ytterligere i kapittel 13.7.4.

NVE har allerede gjennomført ansettelse for å øke sin sakbehandlingskapasitet, og effekten av dette vil være raskere konsesjonsbehandling, gitt at saksmengden ikke øker drastisk. Det er av stor betydning for ledetidene i konsesjonsbehandlingen at saksbehandlingskapasiteten tilpasses saksmengden. Det har en kostnad og kan på sikt gi overkapasitet, om saksmengden går ned. Om det ikke lenger er behov for like stor bemanning, kan det løses ved å la være å erstatte medarbeidere som slutter i stillingene. Oslo Economics har i sin

prosessanalyse anslått en kostnad på 1–1,5 millioner kroner per årsverk.

Gebyrfinansiering av konsesjonsmyndighetenes arbeid kan være en måte å tilpasse ressursene til behovet for behandlingsskapitet. Danmark, Finland og Storbritannia har, som beskrevet i kapittel 12.4.2, hel eller delfinansiering av ressursene som benyttes i konsesjonsbehandlingen fra gebyrer. I lys av at det tar tid å rekruttere og lære opp nye saksbehandlere, tror ikke utvalget at å endre finansieringsmåten vil gi tidsbesparende gevinster i konsesjonsbehandlingen. I tillegg gir gebyr- eller oppdragsfinansiering mindre forutsigbarhet og større utfordringer med å dimensjonere bemanningen.

På oppdrag fra departementet leverte NVE i desember 2021 en vurdering av å innføre behandlingsgebyr for konsesjonssaker (NVE 2021). NVE anbefalte ikke innføring av behandlingsgebyr for konsesjonssaker. Hovedbegrunnelsen var at de administrative kostnadene ved å innføre og administrere et gebyr ville bli høye, uten å gi en vesentlig effekt. Hvis for eksempel en ønsket effekt er å unngå å behandle umodne prosjekter, vil gebyrer sannsynligvis ikke være tilstrekkelig. Problemet med umodne søknader er søkt løst på andre måter, som for eksempel med minimumskrav til søknadene.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener at konsesjonsmyndighetene må få økt bemanning og tilstrekkelige ressurser for å håndtere økende saksmengde og redusere saksbehandlingstiden. Tilstrekkelige saksbehandlingsressurser er en forutsetning for å kunne iverksette og få utbytte av andre effektiviserings tiltak. Konsesjonsmyndighetene må i tillegg fortsette arbeidet med å effektivisere prosessene. Det vil alltid være usikkerhet omkring saksmengden, men bedre informasjonstilgang knyttet til gjennomføring av Digital KSU-prosjektet, jf. utvalgets anbefaling i kapittel 5.9, vil framover gi en viss pekepinn på utviklingen i saksmengden.

13.7.2 Resurser hos nettselskapene og enklere prosjektmodeller

I prosessanalysen foreslår Oslo Economics (2022) de to tiltakene *økt utsetting av oppdrag* og *innføring av enklere prosjektmodeller* i nettselskapene.

Forslaget om utsetting av oppdrag er i prosessanalysen i hovedsak rettet mot tidlig fase, med håndtering av tilknytningsforespørsler, oppstart av utredninger og prosjektutvikling. Nettselskap-

ene har opplevd en stor økning i tilknytningsforespørsler, og det er ikke gitt at de har økt sin kapasitet til å håndtere slike saker. Å sette ut noen typer oppgaver kan frigjøre kapasitet hos nettselskapet til andre oppgaver. På den andre siden kan utsetting av oppdrag også være relevant i senere trinn av prosessene.

Det er avgjørende for å kunne løse oppgavene nettselskapene står overfor at de har tilstrekkelig bemanning og kompetanse i egen virksomhet. I tillegg er det mulig å sette ut oppdrag i ulike deler av prosessene til konsulenter. Det er allerede utbredt bruk av ekstern kompetanse i konsesjonsprosessen hos mange nettselskaper, og reduksjon i ledetider i disse fasene forventes ikke å være så stor for alle selskaper. Likevel er det trolig mulig å sette ut større deler av arbeidet enn i dag.

Innføring av enklere prosjektmodeller i nettselskapene, for eksempel ved å redusere antall beslutningspunkter og skalere kravene til beslutningsunderlag i hvert beslutningspunkt til omfanget av tiltaket, vil kunne spare noe tid ifølge prosessanalysen. Dette kan derfor være et godt forslag.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener nettselskapene ved ressursmangel i større grad enn i dag som et tidsbesparende tiltak bør sette ut oppdrag i forbindelse med planlegging og konsesjonsbehandling, som et tidsbesparende tiltak dersom de har ressursmangel. Kombinert med riktig bemanning i nettselskapene, kan dette være nyttig for at nettselskapene skal kunne håndtere voksende prosjektporteføljer.

13.7.3 Digital støtte til konsesjonsprosessen

Utvalget har mottatt mange innspill på at digitalisering av konsesjonsbehandlingen og -prosessen vil kunne gi redusert saksbehandlingstid.

Utvalget vil peke på at NVE har startet arbeidet med å forbedre sine interne systemer gjennom utvikling av digitaliseringsverktøy som blant annet skal sikre informasjonsflyt og støtte gjennom konsesjonsprosessene. Eksempler på dette er digitale innsendingsløsninger for søknader, selvbetjenings- og innsynsløsninger for konsesjonærer og digitale veiledere. Utvikling av digital KSU, omtalt i kapittel 5, er også et eksempel på et pågående digitaliseringsprosjekt.

Utvalget vurderer at det er et betydelig potensial for forenklete prosesser og redusert ledetid i det igangsatte arbeidet med digitalisering av konsesjonsprosessene og støttesystemer i conse-

sjonsbehandlingen. Det er avgjørende at det tildeles og avsettes tilstrekkelige ressurser og finansiering til å få god framdrift i dette arbeidet. Gevinsten i redusert behandlingstid er ikke tallfestet, men kan på usikkert grunnlag anslås til 3–6 måneder for større saker, for eksempel ved at kvaliteten på søknader og utredninger konsesjonsmyndighetene mottar blir bedre, og at myndighetene dermed slipper å kreve tilleggsopplysninger. Det vil også frigjøre saksbehandlers kapasitet, som kan brukes til å behandle flere saker.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener at ressurser til å utvikle digitale støttesystemer til konsesjonsbehandlingen bør prioriteres, og arbeidet bør sikres finansiering. Utvalget mener at det ligger et betydelig potensial for effektivisering av konsesjonsbehandlingen gjennom integrerte systemer som gir god informasjonsflyt og prosessstøtte og gode saksbehandlingssystemer. Utvalget ser dette i sammenheng med den øvrige satsingen på digitale løsninger hos nettselskapene, prosjektet digital samhandling og digital KSU, jf. omtale i kapittel 5. Samlet innsats innenfor digitalisering gir muligheter for økt integrering av data, bedre informasjonsflyt og transparens gjennom hele prosessen.

13.7.4 Interne styringssystemer

Prosessanalysen peker på at NVE og departementet ikke har oversikter over egen tidsbruk i ulike faser av prosessene. Analysen foreslår at bedre interne styringssystemer hos myndigheten kan gi noe redusert behandlingstid. Bedre interne styringssystemer kan gi bedre oversikt over hva myndighetene jobber med, og hvor lang tid de bruker på ulike aktiviteter. Sammen med mål til framdrift og løpende oppfølging av målene, anslår utredningen at det kan spares tid gjennom å innføre gode styringssystemer. Det kan for eksempel gjøres i form av enkle standardprogrammer som brukes av andre virksomheter, og trenger derfor ikke ta så lang tid å iverksette.

Utvalgets anbefaling

Utvalget anbefaler at konsesjonsmyndighetene anskaffer systemer som i større grad følger opp tidsbruken i ulike faser av konsesjonsbehandlingen. Dette vil gjøre myndighetene i bedre stand til å iverksette tiltak for å evaluere og gjennomføre prosessforbedrende tiltak for å effektivisere tidsbruken ytterligere.

13.8 Andre tiltak

13.8.1 Prioritering av konsesjonssaker

Utvalget har mottatt innspill på at konsesjonsmyndighetene må prioritere mellom konsesjonssaker, for eksempel ved å prioritere opp saker som er viktig for forsyningssikkerheten og deretter saker som har høy samfunnsnytte og en viss realisme i gjennomføringen.

På grunn av kapasitetsproblemene og den store saksmengden, har NVE utarbeidet prioriteringskriterier for saksbehandlingen. Utgangspunktet for prioriteringen er prinsippet førstemann-til-mølla, med noen nærmere konkretiserte unntak. Saker som er viktig for forsyningssikkerheten til eksisterende forbrukskunder, beredskapssaker og endringer i anlegg under bygging prioriteres opp. Saker der søknader og utredninger har for dårlig kvalitet, der det mangler nettkapasitet i overliggende nett eller NVEs krav til industriaktører ikke er oppfylt, prioriteres ned. Disse sakene tas ikke til behandling med mindre noe endrer seg.

Prioritering av saker i konsesjonsbehandlingen slik NVE har gjort, er i hovedsak et grep for å sikre at de mest samfunnskritiske tiltakene behandles tidnok når det er kø før saker tas til behandling. Utvalget mener at dette ikke løser kapasitetsproblemene. Alle saker skal behandles, fortrinnsvis så snart de sendes inn til NVE.

Samtidig er det fortsatt slik at ikke alle saker haster like mye, og nettselskapene oppdaterer fortløpende sine forutsetninger i søknadene. Det fører til at enkelte saker i perioder legges til side fordi behovet har endret seg noe, og det ikke lenger er like presserende å realisere tiltaket. Når dette skjer, prioriterer både myndigheter og nettselskaper ned saken og blir enige om å avvente videre arbeid en tid, til en for eksempel får sikrere informasjon om forventet forbruksutvikling. Der den observerte saksbehandlingstiden i en konsesjonssak har vært lang, kan dette være en forklaring. I dialog med nettselskapene foretar myndighetene en fortløpende prioritering av hvilke saker som har behov for rask avklaring.

Av hensyn til omgivelsene som blir berørt av et tiltak, er det allikevel ikke akseptabelt å la prosessen bli altfor lang.

Utvalgets anbefaling

Utvalget mener NVEs kriterier for prioritering av konsesjonssaker er fornuftige i lys av den presede bemanningssituasjonen. Samtidig mener

utvalget at en streng prioritering av konsesjonsaker på bekostning av andre, ikke vil være nødvendig dersom konsesjonsmyndighetene har tilstrekkelige ressurser til saksbehandlingen. Utvalget mener at myndighetene skal behandle saker på den mest effektive måten, noe som kan bety noe prioritering mellom saker i samråd med tiltakshaverne. Slik utnyttes tilgjengelige ressurser hos tiltakshavere og konsesjonsmyndigheter best mulig til enhver tid.

13.9 Tiltakenes antatte reduksjon i tidsbruken

Alle de foreslåtte effektiviseringstiltakene antas å kunne gi reduserte behandlingstider i seg selv. Det betyr ikke at alle tidsbesparelsene kan summeres opp til en samlet reduksjon i behandlingstid, da tiltakene til dels er avhengig av hverandre. Det er stor usikkerhet i anslagene for tidsbesparelsen, da behandlingstiden for store konsesjonsaker varierer betydelig.

Foreslåtte tiltak vil først og fremst gi gevinster i redusert behandlingstid for mellomstore og store saker med flere delprosesser og lange behandlingstider. Små saker⁸ behandles raskt i dag, med unntak av de som blir liggende i kø og må vente inntil ti måneder på saksbehandler.

Utvalget viser til at Oslo Economics' prosessanalyse har vurdert en rekke tiltak, og anslått mulig effekt på ledetid som følge av tiltakene. Prosessanalysen oppsummerer med en samlet mulig reduksjon i ledetid på 2–4 år, for saker som de anslår i dag tar 7–12 år (totalt for forberedelser, konsesjonsbehandling og gjennomføring). De opplyser at anslagene er usikre. Prosessanalysen antar at potensialet for redusert ledetid er størst for store saker⁹ som allerede har lang ledetid. Dette er basert på reduksjon i tidsbruken til planprosessen, prosjektutviklingen og i behandlingen hos NVE og departementet.

Oslo Economics har delt vurderingene av redusert tidsbruk i fire kategorier. Anslagene er usikre.

- Bedre planprosesser kan spare om lag 3–18 måneder.

⁸ Små saker forstås her som saker som kun krever begrenset eller ingen høring, eksempelvis endringer i transformatorstasjoner, mindre traséomlegginger mv. Dette er saker som ofte ikke påklages.

⁹ Store saker er saker som krever melding, utredningsprogram, konsesjonssøknad, miljø-, transport- og anleggsplan, og som normalt også blir påklaget, som nye 132- eller 420 kV kraftledninger over 15 km.

- Frister til KVVU-prosessen kan redusere saksbehandlingen i Olje- og energidepartementet med 3–9 måneder.
- Prosjektutvikling hos nettselskapene kan reduseres med 9–18 måneder.
- Redusert tidsbruk i NVE er anslått til 9–12 måneder.

Samlet sett peker prosessanalysen på at tiltakene kan redusere ledetiden med rundt 2 år for mindre anlegg og 4 år for store ledninger.

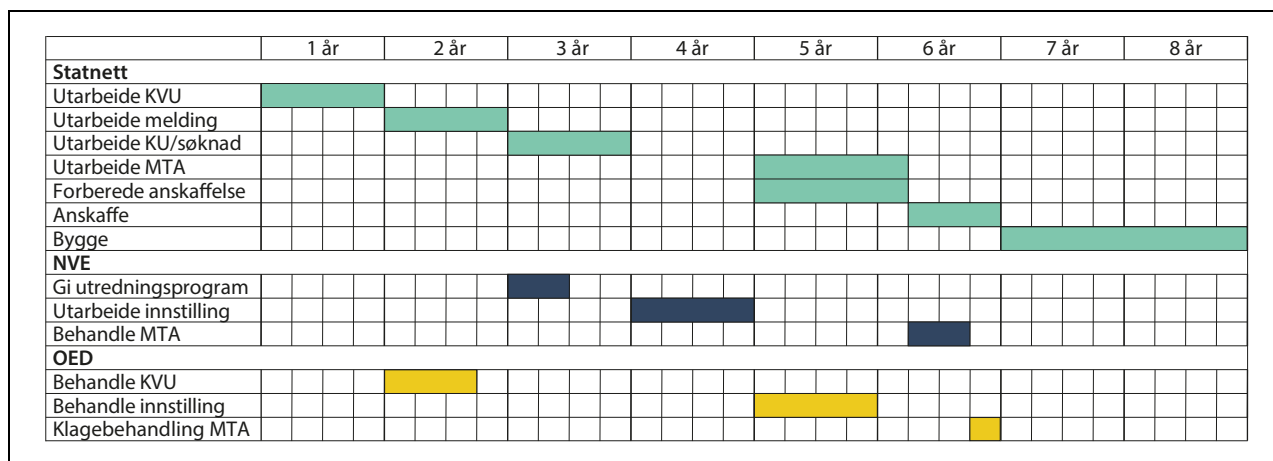
I prosessanalysen er det også gjort en rimelighetsvurdering av forslagene opp imot en konkret konsesjonssak¹⁰. Analysen konkluderer med at anslagene på reduksjon av ledetid i nettutviklingsprosessen kan være rimelige.

Utvalget mener mye tyder på at prosessanalysens anslag på tiden det tar å utvikle store transmisjonsnettledninger i dag er for lavt. Ingen konkrete saker er så langt ferdig behandlet etter å ha fulgt saksgang C, og analyseunderlaget finnes derfor ikke. Den saken som har kommet lengst etter dette behandlingsløpet ligger an til en ledetid på 14 år.

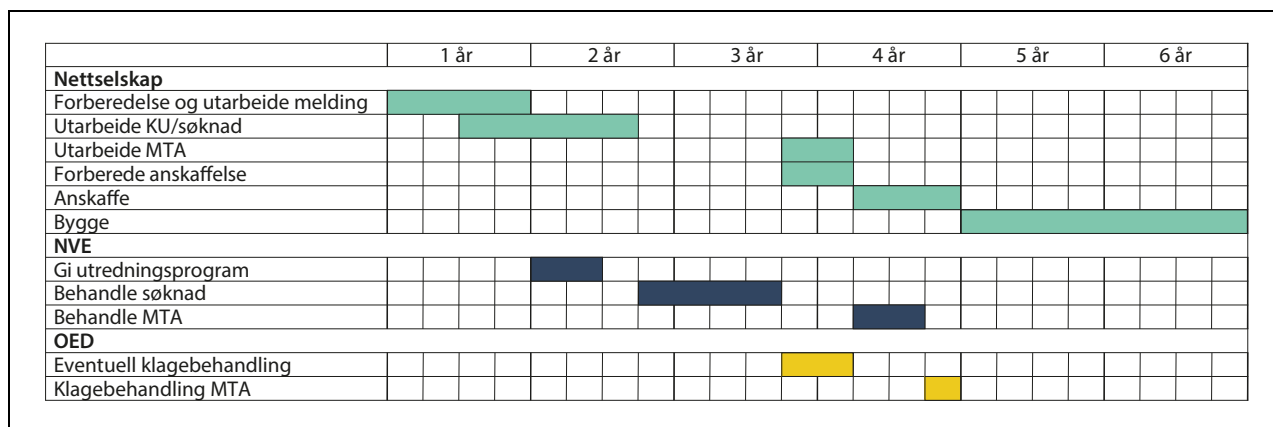
Saksgang C inkluderer behandling av KVVU i departementet, melding og konsekvensutredning, konsesjonsbehandling med innstilling til departementet og vedtak hos Kongen i statsråd. Utvalget mener prosessanalysens nedre anslag på 7 år virker å være urealistisk for saker som krever saksgang C. Prosessanalysens anslag ser ut til å være basert på NVEs veiledende saksbehandlingstid i (NVE, 2020). Dette anslaget gjelder kun NVEs saksbehandling av melding og konsesjonssøknad. Anslaget inkluderer verken tid i kø, behandling i departementet med vedtak hos Kongen i statsråd eller behandling av miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan). Dette vil ta minimum to ekstra år for de aller største transmisjonsnettledningene. Utvalget legger derfor til grunn at et mer realistisk anslag på ledetid i dag for de største transmisjonsnettledningene som behandles etter saksgang C er 10–14 år.

For ledningene som behandles etter saksgang B, som starter med melding, mener utvalget det også må legges til om lag to år for å ta høyde for kø hos NVE, eventuell klagebehandling og behandling av MTA-plan. Vedtak for anlegg etter saksgang B berører mange parter, og må derfor forventes å kunne bli påklaget, slik

¹⁰ Konsesjonsvedtaket i denne saken ble ikke påklaget, og tidsbruken inkluderer derfor ikke behandling i departementet.



Figur 13.3 Anslag på ledetid fra planlegging til idriftsettelse av store transmisjonsnettledninger (saksgang C) etter innføring av utvalgets anbefalte tiltak



Figur 13.4 Anslag på ledetid fra planlegging til idriftsettelse av store kraftledninger (saksgang B) etter innføring av utvalgets anbefalte tiltak

at endelig konsesjonsvedtak først foreligger etter klagebehandling.

Basert på de nevnte forutsetningene og tillegg i tid, anslår utvalget at selve konsesjonsbehandlingen av større nettsaker, dvs. saksgang B og C, i dag tar mellom 4 og 6 år. Dette gir en samlet ledetid for denne typen anlegg på mellom 7 og 14 år, som er utgangspunktet utvalgets tiltak bør vurderes mot.

Utvalget har anbefalt alle de prioriterte tiltakene som Oslo Economics foreslår i prosessanalysen. I tillegg har utvalget anbefalt mer bruk av parallelle prosesser, betinget anleggskonsesjon og digital støtte til konsesjonsbehandlingen. Det er grunn til å anta at dette kan gi ekstra tidsbesparelse.

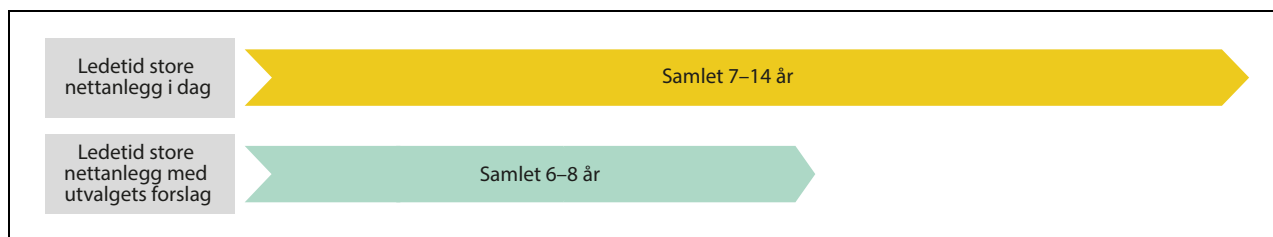
Utvalget vil derfor anslå den samlede virkningen av utvalgets foreslåtte tiltak til å være opp mot seks år for de aller største sakene. Det forutsetter at alle anbefalte tiltak gjennomføres og får tiltenkt virkning. Basert på dette kan tiltakene innebære

en samlet reduksjon på 15–40 pst. av total ledetid for disse sakstypene.

Figur 13.3 og 13.4 illustrerer hvor mye tid utvalget anslår for ulike faser fra utredning til idriftsettelse av henholdsvis store transmisjonsnettledninger (saksgang C) og andre større ledninger (saksgang B). Figurene viser hvordan det å utnytte muligheten for parallelle prosesser særlig kan bidra til å redusere den samlede ledetiden.

Utvalget har ikke sett på tiltak i byggefasen, men har likevel lagt inn reduksjon i gjennomføringsfasen. Dette er på grunn av muligheter for parallelle prosesser og forberedelser samtidig med at konsesjonsbehandlingen pågår. Anslaget for tidsbruk legger til grunn at tiden nettselskaper bruker på forberedelser er betraktelig kortere enn i dag. Dette er på grunn av en forutsetning om gode tidligere analyser slik at konkret planlegging blir betydelig kortere.

Figur 13.5 illustrerer ledetider i nettutviklingen fra behov oppstår til en stor kraftledning er



Figur 13.5 Anslag på ledetid før og etter utvalgets foreslåtte tiltak for store kraftledninger

Med store nettanlegg menes her anlegg over 15 km, samt 132 kV og høyere.

satt i drift, i dag og med utvalgets forslag. Samlet ledetid i dag er anslått til 7–14 år for saker som følger saksgang B og C. Denne kan reduseres med 1–6 år, dvs. en samlet ledetid på 6–8 år etter tiltak, jf. figur 13.3 og 13.4. Fordelingen i tidsbruk er usikre anslag.

Tidligere utredninger og bruk av betingede konsesjoner kan innebære at noe av prosessen kan påbegynnes noe tidligere ved at en del av planlegging og konsesjonsbehandling foregår i forkant av forbruksetableringen. Samtidig vil det være utfordrende med tidlig planlegging knyttet til store enkeltkunder uten koordinering med kunden, jf. omtalen av beslutningsproblem mellom nett og forbruk jf. kapittel 6.3.2.

På generelt grunnlag kan tidligere utredninger og eventuelt bruk av betingede konsesjoner bidra til å redusere forskjeller i ledetid for nye store nettanlegg og ledetider for etablering av nye forbrukskunder. Det er samtidig en forutsetning at det i konsesjonsbehandlingen kan sannsynliggjøres at tiltaket vil være samfunnsmessig rasjonelt, eventuelt at konsesjonen gis på vilkår som sikrer dette.

I mellomstore¹¹ og små saker er tidsbruken mer avhengig av kvaliteten på søknadene og godt forarbeid fra nettselskapenes side, i tillegg til NVEs saksbehandlingskapasitet. Denne typen saker utgjør størsteparten av saksomfanget hos NVE. Tiltakene forventes å gi stor prosentvis reduksjon i ledetider i mange av disse sakene. For eksempel er ledetiden for en ny transformatorstasjon i dag mellom 4,5 og 6 år. Med foreslåtte tiltak kan ledetiden reduseres til 3,5 år, der konsesjonsbehandlingen kan ta under ett år om vedtaket ikke påklages. Dette gir en reduksjon i tidsbruken på omlag 20-40 pst. Dette forutsetter godt forarbeid, parallelle prosesser og tilstrekkelig ressurser hos nettselskaper og myndigheter.

¹¹ Mellomstore saker er saker som ikke krever melding, men full offentlig høring og konsekvensutredninger, som nye transformatorstasjoner, fornyelser/oppgraderinger av eksisterende kraftledninger og nye ledninger under 15 km.

13.10 Oppsummering av utvalgets anbefaling

Utvalget har i dette kapittelet vurdert en rekke foreslåtte tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle og konsesjonsbehandle nettanlegg, med søkelys på sistnevnte prosess. Vurderingen er tematisk oppdelt i tiltakskategorier. I oppsummeringen vil utvalgets anbefalinger deles inn med hensyn til hvor ansvaret for tiltakene plasseres, hos myndighetene eller nettselskaper/tiltakshavere.

Ingen av tiltakene utvalget foreslår i dette kapittelet, krever i utgangspunktet lov- eller forskriftsendringer. Det er i hovedsak endring i forvaltningspraksis som er nødvendig for å iverksette utvalgets forslag. Myndighetene har anledning til å stille strengere krav til søkere, sette frister og disponere sine ressurser optimalt for å løse oppgavene. Om nødvendig for å legge tilstrekkelig press på framdriften i konsesjonssaker, kan for eksempel frister forskriftsfestes. Dette tar noe mer tid, men hindrer ikke at forvaltningen gradvis innfører frister for å øke effektiviteten i saksbehandlingen.

13.10.1 Anbefalte tiltak til tiltakshavere

Utvalget har, blant annet på bakgrunn av innspill fra ulike aktører og utredninger, en rekke anbefalte tiltak som retter seg mot nettselskapene eller tiltakshaverne:

- Tidlig involvering av berørte interesser før meldinger og søknader sendes til NVE, i tillegg til god kvalitet på søknader og konsekvensutredninger vil være svært viktige bidrag for å redusere ledetiden. Det kan legge grunnlaget for en effektiv og tillitsbasert konsesjonsprosess og gi betydelig tidsbesparelse i senere steg av prosessen.
- Muligheten for å gjennomføre parallelle prosesser kan utnyttes bedre enn i dag.

- Nettselskaper bør i større grad enn i dag utrede og søke om anleggskonsesjon under usikkerhet (betinget anleggskonsesjon).
- Nettselskapene bør vurdere om det er mulig å sende melding med forslag til konsekvensutredningsprogram på et tidligere tidspunkt.
- Nettselskapene bør informere kommunene om saker som berører dem, og nettselskapene bør se sine planer opp mot kommunenes arealplaner.
- Nettselskapene bør som et tidsbesparende tiltak dersom de har ressursmangel sette ut oppdrag.

13.10.2 Anbefalte tiltak til konsesjonsmyndighetene

NVE har allerede innført en rekke tiltak innenfor gjeldende regelverk, og utvalget støtter disse. Det er imidlertid andre tiltak som konsesjonsmyndighetene kan og bør gjennomføre for å redusere behandlingstiden:

- Konsesjonsmyndighetene kan gjennom å utarbeide og kontinuerlig oppdatere sine veiledere for søknader om nettanlegg, legge føringer for tidlig involvering, grundig forarbeid og sikre god kvalitet på søknader og konsekvensutredninger.
- Prosessene bør fortsatt tilpasses sakenes omfang, der det kontinuerlig vurderes om det er mulig å forenkle myndighetsbehandlingen, herunder at en fast-track for saksbehandling av små saker videreutvikles.
- Myndighetene kan i større grad gjennomføre parallelle prosesser i konsesjonsbehandlingen.
- Tidsfrister for delprosesser i saksbehandlingen sammen med omforente framdriftsplaner med søkerne, kan gi bedre framdrift og mer kontinuerlige prosesser. Fastsatte frister bør håndheves strengere.
- Myndighetene må prioritere arbeidet med å utvikle digitale løsninger og støttesystemer til konsesjonsbehandlingen, som kan avlaste saksbehandlerne, lette informasjonsflyten internt og eksternt og heve kvaliteten på søknader og utredninger.
- Digitale styringssystemer som synliggjør myndighetenes tidsbruk bør anskaffes og tas i bruk, slik at effekten av effektiviseringstiltak kan måles, evalueres og prosessene kontinuerlig forbedres.
- Myndighetene bør kontinuerlig vurdere, og eventuelt innføre, forenklinger av prosessene der nytten overstiger ulempene.

13.10.3 Andre nødvendige tiltak

Ut over de foreslåtte tiltakene som retter seg direkte mot nettselskapene og konsesjonsmyndighetene, er det noen tiltak som er en forutsetning for å kunne iverksette og få fullt utbytte av tiltakene nevnt i kapittel 13.10.1 og 13.10.2:

- Det må bevilges ressurser til økt bemanning og tilstrekkelige ressurser hos konsesjonsmyndighetene for å håndtere økende saksmengde og redusere saksbehandlingstiden.
- Utvalget foreslår at gjeldende retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning i all hovedsak videreføres, og viser til forslag i vedlegg 2.

13.11 Virkning av utvalgets anbefalinger

Utvalgets anbefalte tiltak innebærer kun endret praksis hos myndigheter og nettselskaper/tiltaks-haver, i tillegg til tilføring av ressurser til økt bemanning hos konsesjonsmyndighetene. Ingen av tiltakene i dette kapittelet krever lov- eller forskriftsendringer, og kan dermed iverksettes raskt. Gjennomføringen av flere av tiltakene krever ressurser, men forventes å gi betydelig netto tidsbesparelser.

Tidlig involvering av berørte interesser og grundig forarbeid hos nettselskapene, sammen med bedre kvalitet på søknader og konsekvensutredninger, vil kreve noe mer arbeid og kostnader i forkant av at saker fremmes for NVE. For konsesjonsmyndighetene vil utarbeidelse og oppdateringer av veiledere ta noen ressurser fra saksbehandlingskapasiteten. Gevinsten antas imidlertid å være betydelig større ressursbesparelse i andre deler av prosessen.

Mer bruk av parallelle prosesser kan gi noe høyere kostnader for nettselskapene i forbindelse med planlegging og utredning under usikkerhet, ved at de for eksempel utreder for mye eller ikke treffer helt med tanke på utfallet av myndighetsbehandlingen. Gevinsten av dette tiltaket anses imidlertid som stor og en viktig del av løsningen for å få ned forskjeller i ledetid mellom nettanlegg og forbruksetableringer.

Å sette tidsfrister for delprosesser vil kreve noe administrasjon og prioritering av oppgaver hos alle parter, og risikoen er at det kan gi noe redusert kvalitet på arbeidet som leveres. Samtidig er det mange store fordeler med å sette frister, som riktig ressursallokering til riktig tid hos alle parter, mer kontinuitet i arbeidet, tydelig prioritering og generelt kortere ledetider.

Å gi betingede anleggskonsesjoner vil kreve ekstra saksbehandlingskapasitet, og bør først prioriteres når det er kapasitet til behandling av slike saker, sett opp mot behandling av saker med større sikkerhet i behovet. Tiltaket kan samtidig gi muligheter for å redusere gapet i ledetid mellom nettanlegg og forbruksanlegg.

Å fastsette oppdaterte retningslinjer for kabling krever noe administrasjon og ressursbruk, men gevinsten antas å være større.

Å utvikle digitale støttesystemer i konsesjonsbehandlingen vil være et stort og ressurskrevende arbeid hos konsesjonsmyndighetene. Det forutsettes også at arbeidet sees i sammenheng med andre pågående digitaliseringsprosjek-

ter for å oppnå samlede effekter gjennom hele prosessen fra behovet kartlegges til anlegget er i drift.

Innføring og bruk av digitale styringssystemer hos myndighetene vil ha en kostnad, men vil også kreve at saksbehandlere bruker tid på å registrere arbeidsoppgaver. Det er viktig at det gir synlig nytte, slik at systemene følges godt opp og dataene blir pålitelige. Det er en forutsetning for å kunne bruke informasjon i prosessevaluering og -forbedring. Evaluering og iverksetting av effektiviseringstiltak vil også kreve ressurser hos myndighetene, men nytten av mer effektive prosesser antas å være større.

Kapittel 14

Økonomiske og administrative konsekvenser

I dette kapitlet omtales de økonomiske og administrative konsekvensene av utvalgets anbefalinger.

Basert på problemstillingene og oppgavene i mandatet, har utvalget en rekke forslag til tiltak. Tiltakene retter seg mot både nettselskapene, nettkundene (særlig større forbruksaktører), departementet og NVE, inkludert Reguleringsmyndigheten for Energi (RME). Tiltakene vil også få virkning for berørte aktører som kommuner, fylkeskommuner, interesseorganisasjoner og sivilsamfunnet. Utvalget har i sin vurdering lagt til grunn at strømmettet fortsatt skal utvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte i tråd med energilovens formål.

De økonomiske og administrative konsekvensene av utvalgets anbefalinger vil avhenge av utforming og omfang av de tiltakene som blir besluttet gjennomført. Noen tiltak innebærer endringer i administrative prosesser uten vesentlige økonomiske merkostnader, andre tiltak forutsettes å kunne iverksettes ved omprioriteringer innenfor gjeldende budsjetter, mens noen tiltak vil kreve økte budsjettammer. Ut fra en faglig vurdering bør tiltakene gjennomføres når den forventede nytten ved tiltak er høyere enn kostnadene.

Utvalget anbefaler flere tiltak som i ulik grad vil medføre økonomiske og administrative konsekvenser. Samtidig vil tiltakene utvalget foreslår, bidra til å redusere tiden det tar å utvikle nettanlegg, at nettet utnyttes og utvikles på en samfunnsøkonomisk lønnsom måte og gi forbedringer i systemet med tilknytningsplikt. Dermed vil samfunnet blant annet kunne spares for kostnader som kan oppstå ved at ledetidene er for lange, eller at det gjøres unødvendige investeringer i nett.

Utvalget legger til grunn at tiltakene vil medføre økte kostnader og flere administrative konsekvenser. Imidlertid mener utvalget at dette vil være fornuftig bruk av ressurser, spesielt fordi det kan være med å redusere de økonomiske og administrative kostnadene på sikt. Tiltakene hen-

ger sammen. Anslag for virkning av tiltakene er basert på en samlet vurdering der tiltakene sees i sammenheng.

14.1 Digital samhandling i kraftbransjen

Økt digital samhandling i kraftbransjen er et tiltak som vil virke på tvers av de tre hovedproblemstillingene og oppgavene i mandatet. Utvalget mener det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å prioritere utvikling av digital samhandling i kraftbransjen høyere enn i dag. Utvalget mener derfor RME bør tilføres midler for å sikre finansieringen av prosjektet digital samhandling. Videre mener utvalget at nettselskapene må gi prosjektet tilstrekkelig prioritet og ressurser. Dette medfører økt ressursbruk. Forslaget om satsing på digital samhandling mellom nettselskaper vil medføre økt ressursbruk, både hos NVE/RME og i nettbransjen som helhet. Se også kapittel 14.2.1 og 14.3.3.

Digital samhandling mellom nettselskaper vil også støtte opp under og bidra til å gi høyere gevinster av digital støtte til både tilknytningsprosess, ordningen med kraftsystemutredninger og konsesjonsbehandling.

14.2 Tiltak for å redusere tiden det tar å konsesjonsbehandle nye nettanlegg

14.2.1 Konsesjonsprosessen

Utvalgets anbefalte tiltak innebærer endret praksis hos myndigheter og nettselskaper/tiltakslever, i tillegg til tilføring av ressurser og økt bemanning hos konsesjonsmyndighetene. Dette vil medføre budsjettmessige konsekvenser. Ingen av tiltakene som gjelder konsesjonsprosessen krever lov- eller forskriftsendringer og kan dermed iverksettes raskt. Gjennomføringen av flere av til-

takene krever ressurser, men forventes å gi betydelig netto tidsbesparelser.

For konsesjonsmyndighetene vil utarbeidelse og oppdateringer av veiledere ta noen ressurser fra saksbehandlingskapasiteten. Gevinsten antas imidlertid å være betydelig større ressursbesparelse i andre deler av prosessen.

Mer bruk av parallelle prosesser kan gi noe høyere kostnader for nettselskapene i forbindelse med planlegging og utredning under usikkerhet, ved at de for eksempel utreder for mye eller ikke treffer helt med tanke på utfallet av myndighetsbehandlingen. Gevinsten av dette tiltaket anses imidlertid som stor og en viktig del av løsningen for å få ned forskjeller i ledetid mellom nettanlegg og forbruksetableringer.

Å sette tidsfrister for delprosesser vil kreve noe administrasjon og prioritering av oppgaver hos alle parter, og risikoen er at det kan gi noe redusert kvalitet på arbeidet som leveres. Samtidig er det mange store fordeler med å sette frister, som riktig ressursallokering til riktig tid hos alle parter, mer kontinuitet i arbeidet, tydelig prioritering og generelt kortere ledetider.

Å gi betingede anleggskonsesjoner vil kreve ekstra saksbehandlingskapasitet, og bør først prioriteres når det er kapasitet til behandling av slike saker, sett opp mot behandling av saker med større sikkerhet i behovet. Tiltaket kan samtidig gi muligheter for å redusere gapet i ledetid mellom nettanlegg og forbruksanlegg.

Å fastsette oppdaterte retningslinjer for kabling krever noe administrasjon og ressursbruk, men gevinsten antas å være større enn administrasjonen og ressursbruken.

Å utvikle digitale støttesystemer i konsesjonsbehandlingen vil være et stort og ressurskrevende arbeid hos konsesjonsmyndighetene. Det forutsettes også at arbeidet sees i sammenheng med andre pågående digitaliseringsprosjekter for å oppnå samlede effekter gjennom hele prosessen fra behovet kartlegges til anlegget er i drift.

Innføring og bruk av digitale styringssystemer hos myndighetene vil ha en kostnad, og vil kreve at saksbehandlere bruker tid på å registrere arbeidsoppgaver. Det er viktig at det gir synlig nytte, slik at systemene følges godt opp og dataene blir pålitelige. Det er en forutsetning for å kunne bruke informasjon i prosessevaluering og -forbedring. Evaluering og iverksetting av effektiviserings tiltak vil også kreve ressurser hos myndighetene, men nytten av mer effektive prosesser antas å være større enn kostnaden.

14.2.2 Tiltak for ordningen med konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring

Det vil kreve noe ressurser i departementet å gjennomføre en oppdatering av veilederen til KVVU-ordningen, men vil trolig gjøre arbeidet lettere på sikt. Det vil også være noe ressursbruk knyttet til gjennomføring av forskriftsendring. Det at departementet, istedenfor nettselskapet, skal være oppdragsgiver for den eksterne kvalitetssikringen av KVVUen, vil kreve mer saksbehandlingsressurser fra departementet tidligere i prosessen. Samtidig vil endringen gjøre at departementet bærer kostnaden med å anskaffe kvalitetssikringen, anslått til mellom om lag 1 mill. kroner til 1,5 mill. kroner. Videre anbefaler utvalget at departementet får en frist for behandling av KVVU på 9 måneder. Alt annet likt, vil dette føre til omprioritering av interne ressurser i departementet.

Samlet sett kan tiltakene bidra til en bedre prosess, bedre beslutningsgrunnlag, og tidsbesparelse for ledetiden for KVVU-pliktige anlegg, og til mer forutsigbarhet i tidsbruken. Med en frist på 9 måneder for behandling av KVVUen, vil dette sette den øvre grensen for departementets saksbehandling.

14.3 Tiltak for samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet

14.3.1 Foreslåtte forbedringer av prissignaler

Utvalget mener de foreslåtte tiltakene vil bidra til bedre utnyttelse av eksisterende nett og redusere usikkerhet rundt behovet for nytt nett.

Endringen i effektledet i nettleien i regional- og transmissjonsnettet slik at det baseres både på målt effekt og avtalt effekt, vil i større grad enn i dag synliggjøre at kapasitet har en verdi.

Innføringen av en tilsvarende pris for å reservere kapasitet i eksisterende nett vil redusere omfanget av kapasitet som reserveres uten å bli bestilt og tatt i bruk.

Forenklinger i fastsettelsen av kostnadsgrunnlag og forholdsmessige andeler for anleggsbidrag vil bidra til at kundene raskere får forpliktende tilbud om anleggsbidrag, og at nettselskapene bruker mindre ressurser på å beregne anleggsbidrag. Dette vil være et viktig tiltak for å tidligere kunne avdekke at kunder har betalingsvillighet for tilknytning, noe som vil redusere usikkerheten i behov for nytt nett.

Forslaget om tidlig utredning av nettanlegg i regional- og transmisjonsnettet vil bidra til å redusere gap i ledetid mellom nettutvikling og kundenes prosjekter. Selv om dette kan føre til at det gjennomføres noen flere utredninger av prosjekter som ikke gjennomføres, vurderer utvalget de økte kostnadene ved dette til å være begrensede, ettersom det legges til grunn at kunder fortsatt skal betale utrednings- og anleggsbidragskostnader.

En eventuell innføring av flere prisområder vil gjøre at begrensninger i overføringsnettet i større grad inngår ved prisdannelsen i kraftmarkedet, og vil føre til bedre utnyttelse av det eksisterende nettanlegg. Det vil også være noe ressursbruk knyttet til gjennomføring av forskriftsendringer.

14.3.2 Tiltak som gir bedre utnyttelse av dagens nett

Utvalgets anbefaling av tiltak som innebærer bedre utnyttelse av dagens nett, vil også innebære redusert behov for nytt nett og raskere tilknytning av nytt forbruk eller produksjon. Tiltakene inkluderer vurdering av endringer i driftspolicy, satsing på digital samhandling mellom nettselskaper, energieffektivisering som reduserer effekttopper, større utnyttelse av fleksibilitet og distribuert produksjon kombinert med energilager. Som omtalt i kapittel 14.1 vil satsing på digital samhandling mellom nettselskaper medføre økt ressursbruk, både hos NVE/RME og i nettbransjen som helhet. Økte ressurser til NVE og RME har budsjettmessige konsekvenser.

Å satse mer på energieffektivisering og bruk av andre energibærere for å redusere behovet for nytt nett når det er samfunnsmessig rasjonelt, og utarbeide en ambisiøs handlingsplan for dette, kan også ha budsjettkonsekvenser og medføre noe ressursbruk.

14.3.3 Tiltak for bedre nettutredningsprosesser

Utvalget støtter opp under og mener det bør tilføres ytterligere midler til NVEs igangsatte arbeid med videreutvikling av ordningen med kraftsystemutredninger (KSU), herunder etablering av digital KSU, samt krav og føringer til utredningsprosessen. Dette forventes å gi redusert behov for tilleggsutredninger, eller endringer av søknader i forbindelse med konsesjonsbehandlingen, og vil trolig redusere ledetid for nettanlegg. Tiltaket forventes også å bidra til en samfunnsøkonomisk

lønnsom nettutvikling. Digital KSU vil gi støtte til en bedre samordning i nettutviklingen på tvers av eiergrenser, bedre prioritering, og potensielt føre til at noen prosjekter skrinlegges, nedskaleres eller oppskaleres. Videreutvikling av ordningen med kraftsystemutredninger vil medføre økt ressursbruk, hovedsakelig hos NVE, men også hos nettselskapene.

14.3.4 Samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling

Utvalget foreslår at energimyndighetene utarbeider en veileder for samfunnsøkonomiske analyser av netttiltak. Det vil medføre ressursbruk knyttet til å utvikle en veileder. Deretter vil veilederen få virkning for nettselskaper som tar dem i bruk, ved at det kan medføre noe økt ressursbruk. Det kan også bli behov for opplæring og veiledning i bruk av veilederen, som kan oppta noe ressurser. Det vil også få virkninger for konsesjonsmyndighetene, ved at bruk av veileder kan bidra til bedre konsesjonssøknader og redusert behov for tilleggsopplysninger.

På sikt forventes det at utvikling av en slik veileder og bruken av denne, vil kunne bidra til å forbedre beslutningsgrunnlaget for konsesjonsmyndighetene, og dermed bidra til en mer samfunnsmessig rasjonell nettutvikling. En veileder vil også på sikt kunne bidra til at saksbehandlingen kan gå raskere, ettersom prinsipielle og/eller metodiske avklaringer vil være avklart på forhånd, slik at en da unngår å håndtere slike spørsmål i enkeltsaker.

Utvalget anbefaler at det settes av ressurser til å forbedre kommunikasjonen av teorien bak samfunnsøkonomiske analyser av netttiltak, samt selve resultatet av analysene. I tillegg mener utvalget at samfunnsøkonomiske analyser for utvikling av kraftnett bør være et tema for kontinuerlig forskning, og etablering av et metodeutvalg for å ta i bruk resultater fra forskningen i nettbransjen. Bedre kommunikasjon av teorien bak og resultater fra, samfunnsøkonomisk analyse, samt kontinuerlig forskning vil medføre at vurderingene som gjøres vil fremkomme tydeligere, øke kvaliteten på utredningene og dermed bidra til samfunnsøkonomisk lønnsom nettutvikling. Etablering av et metodeutvalg for å ta i bruk resultater fra forskningen i nettbransjen, vil innebære ressursbruk, men også gjøre at nettbransjen kan bruke oppdatert forskning i sitt arbeid med å utarbeide gode analyser som grunnlag for konsesjonssøknader.

14.4 Tiltak for bedre tilknytningsprosess

14.4.1 Tilknytningsprosessen

Tiltakene forventes å gi en betydelig bedre og mer forutsigbar tilknytningsprosess både for nettselskap og nettkunde, og til at tilknytningsprosessen nettkundene møter, blir mer standardisert. Det vil bli tydeliggjort på hvilket tidspunkt, hvor lenge, og på hvilke vilkår kundene har fått tildelt kapasitet i eksisterende nett, og gjøre «køen» betydelig mer oversiktlig. Dette kan potensielt også redusere ressursbruken hos nettselskapene og kundene. Tilsyn og måling av tidsbruk vil kunne bidra til at nettselskapene håndterer tilknytningssaker uten ugrunnet opphold. Tiltakene vil virke positivt også for å redusere usikkerheten i den fremtidige etterspørselen etter nettkapasitet. Økte ressurser til RME både for oppfølging av tilknytningsprosessen og økt tilsyn vil medføre økonomiske konsekvenser. Det vil også være noe ressursbruk knyttet til gjennomføring av forskriftsendringer.

Disse tiltakene vil gi noe økte kostnader og mer administrasjon for myndighetene og for nettselskapene, men vil gi gevinster på sikt.

14.4.2 Utvidet tilknytningsplikt, planrolle og dispensasjon

Utvalgets anbefaling om å innføre utvidet tilknytningsplikt for utvalgte anleggskonsesjonærer, er forventet å føre til en klarere definering av roller og ansvar i regionalnettet. Dette kan igjen gi en mer helhetlig utvikling av regionalnettet og mindre behov for at NVE koordinerer nettutviklingen

i forbindelse med konsesjonsbehandlingen. Tiltaket forventes å føre til økt ressursbruk for anleggskonsesjonærene som blir utpekt til å ha plikten, men omtrent tilsvarende redusert ressursbruk for andre konsesjonærer som slipper denne oppgaven.

I forbindelse med at departementet utreder nærmere hvordan utvidet tilknytningsplikt kan gjennomføres, er det forventet økt ressursbruk i departementet og NVE, inkludert RME. På sikt kan imidlertid ressursbruken i konsesjonsbehandlingen bli noe redusert ved at søkere på nye tilknytningsledninger er mer profesjonelle på prosesser og utredninger for nettanlegg.

14.5 Samlet vurdering

De økonomiske og administrative konsekvensene av utvalgets anbefalinger vil avhenge av utforming og omfang av de tiltakene som blir besluttet gjennomført. Utvalget har ikke tallfestet kostnader eller ressursbruk av tiltakene. Utvalget legger til grunn at tiltakene vil medføre økte kostnader og flere administrative konsekvenser i form av flere oppgaver for regulerings-, energi- og konsesjonsmyndighetene. Imidlertid mener utvalget at dette vil være fornuftig bruk av ressurser, spesielt fordi det kan være med å redusere de økonomiske og administrative kostnadene på sikt.

Utvalget anbefaler flere tiltak som i ulik grad vil medføre økonomiske og administrative konsekvenser. Samtidig vil tiltakene utvalget foreslår ha en stor gevinst ved å bidra til å redusere tiden det tar å utvikle nettanlegg, en samfunnsmessig rasjonell utvikling av strømmettet og en bedre tilknytningsprosess.

Kapittel 15

Lov- og forskriftsforslag

Nedenfor følger lov- og forskriftsendringer som utvalget foreslår. Endringene fra gjeldende rett er markert i kursiv.

15.1 Energiloven¹

I kapittel 8.10 foreslår utvalget endringer i dispensasjonsadgangen for tilknytningsplikten for forbruk.

§ 3-4. (Anleggskonsesjonærens plikt til å tilknytte uttakskunder)

Den som gis anleggskonsesjon etter § 3-1 for nettanlegg, har plikt til å tilknytte nye anlegg for uttak av elektrisk energi og om nødvendig investere i nettanlegg. Den samme plikten gjelder ved forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett. Plikten til å foreta nødvendige investeringer i nettanlegg etter denne bestemmelsen gjelder alle konsesjonærer der tilknytningen utløser et investeringsbehov.

Departementet kan i *særlige tilfeller* gi dispensasjon fra tilknytnings- og investeringsplikten for uttakskunder.

Reguleringsmyndigheten skal ved enkeltvedtak

- a. fastsette eller godkjenne vilkår for tilknytning av anlegg, eller
- b. fastsette eller godkjenne metoder for å fastsette vilkår som nevnt i bokstav a.

15.2 NEM-forskriften²

I kapittel 7.4.1 foreslår utvalget endringer i NEM-forskriften om tilknytningsprosessen.

§ 3-2. Anleggskonsesjonærens plikt til å tilknytte uttakskunder

Tilknytningsplikten etter energiloven § 3-4 gjelder for den som har konsesjon for nettanlegg hvor nye uttakskunder mest rasjonelt kan tilknyttes, eller en forbruksøkning kan gjennomføres. Hvis tilknytningen medfører behov for investeringer i overliggende nettanlegg, gjelder tilknytningsplikten tilsvarende for konsesjonærer for slikt nett.

Tilknytningsplikten gjelder nødvendig nettkapasitet som sikrer at det er driftsmessig forsvarlig å koble til nye uttakskunder eller tillate forbruksøkningen.

Et nettselskap og en uttakskunde kan inngå avtale om tilknytning med vilkår om utkobling eller begrensning i forbruket. Det skal ikke gis kompensasjon til uttakskunden ved inngåelse av slik avtale eller ved utkobling eller begrensning i forbruket i henhold til avtalen.

Tilknytningsplikten omfatter om nødvendig en plikt til å planlegge, søke konsesjon for og investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold. Konsesjonæren plikter å legge frem en forsvarlig og veiledende tidsplan for nettilknytningen. Departementet kan i *særlige tilfeller* gi dispensasjon jf. energiloven § 3-4 annet ledd, fra tilknytnings- og investeringsplikten for uttakskunder.

Konsesjonærer skal forelegge for Reguleringsmyndigheten for energi et utkast til vilkår og metoder for tilknytning til og bruk av nettet til forhåndsgodkjenning. Forhåndsgodkjenning er ikke nødvendig dersom konsesjonæren anvender vilkår og betingelser som er godkjent og publisert av Reguleringsmyndigheten for energi.

Reguleringsmyndigheten for energi skal ved enkeltvedtak jf. energiloven § 3-4 tredje ledd, fastsette eller godkjenne vilkår for tilknytning av anlegg eller metoder for å fastsette slike vilkår.

Ny § 3-4 Utfyllende plikter for anleggskonsesjonæren til å tilknytte nettkunder etter §§ 3-2 og 3-3

Anleggskonsesjonæren som omtalt i §§ 3-2 og 3-3 skal, basert på bestilling fra nettkunde, uten

¹ Lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

² Forskrift 24. oktober 2019 nr. 1413 om nettregulering og energimarkedet.

ugrunnet opphold gi svar på om det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte omsøkt uttak eller anlegg for produksjon av elektrisk energi til eksisterende nett. Hvis svaret er avhengig av forhold hos andre konsesjonærer, gjelder plikten til å svare uten ugrunnet opphold også de andre konsesjonærene. Anleggs-konsesjonæren med tilknytningsplikt skal innhente svar fra andre konsesjonærer. Vurderingen av om det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte omsøkt uttak eller anlegg for produksjonsanlegg av elektrisk energi, skal dokumenteres av konsesjonæren, og gøres tilgjengelig på forespørsel.

Dersom tilknytning er driftsmessig forsvarlig og nettkunden ønsker tilknytning, skal nettkunden, uten ugrunnet opphold, få tilbud om nettavtale.

Dersom tilknytning ikke er driftsmessig forsvarlig og det må gjennomføres videre utredninger og søkes konsesjon for nettiltak, skal nettkunden uten ugrunnet opphold få tilbud om utredningsavtale.

15.3 Forskrift om ekstern kvalitetssikring³

I kapittel 11.8.5 foreslår utvalget at ansvaret for den eksterne kvalitetssikringen skal flyttes fra nettselskapet til departementet.

§ 2. Ekstern kvalitetssikring og departementets uttalelse

Planlegger av nye, store kraftledningsanlegg skal utarbeide en konseptvalgutredning som redegjør for behov og alternative konsepter. *Departementet skal sørge for en ekstern kvalitetssikring av behov og konseptvalg.* Departementet skal avgi en uttalelse om behov og konseptvalg basert på konseptvalgutredningen og den eksterne kvalitetssikringen

15.4 Merknader til bestemmelsene

15.4.1 Energiloven

Til § 3-4 annet ledd

Ved bestemmelsen endres ordlyden i § 3-4 annet ledd, slik at dispensasjon fra tilknytnings- og investeringsplikten for uttakskunder kan gis i særlige tilfeller. Med denne endringen vil dispensasjonsadgangen utvides fra å være en svært snever unntaksregel ved ekstraordinære tilfeller, til å være anvendelig i flere tilfeller. Spørsmålet om tiltaket er sam-

funnmessig rasjonelt vil være sentralt i vurderingen av om det foreligger et særlig tilfelle. Dispensasjon kan særlig være aktuelt i situasjoner hvor samfunnets samlede kostnader klart overstiger samfunnets samlede nytte ved nettiltaket. I denne vurderingen inngår også ikke-prissatte virkninger (herunder natur- og miljøverdier). Endringen vil medføre at departementet i større grad enn i dag kan vektlegge blant annet hensynet til natur og miljø i dispensasjonsvurderingen.

15.4.2 NEM-forskriften

Til § 3-2 fjerde ledd siste punktum

Bestemmelsens nye fjerde ledd, siste punktum regulerer departementets dispensasjonsadgang slik at den tilsvarer ordlyden i forslaget til ny § 3-4 annet ledd. Se merknaden til denne bestemmelsen i kapittel 15.4.1.

Til ny § 3-4

Ved denne nye bestemmelsen blir anleggskonsesjonæren pålagt å gi svar uten ugrunnet opphold på om det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte omsøkt uttak eller produksjonsanlegg til eksisterende nett. Svaret skal gis uten ugrunnet opphold fra tidspunktet uttakskunden bestiller tilknytning. Hvis svaret er avhengig av forhold hos andre konsesjonærer, gjelder plikten til å svare uten ugrunnet opphold også de andre konsesjonærene. Videre pålegger bestemmelsen konsesjonæren med tilknytningsplikt, å innhente svar fra andre konsesjonærer. Bestemmelsen fastslår videre at anleggskonsesjonærens vurdering av driftsmessig forsvarlighet skal dokumenteres og på forespørsel gøres tilgjengelig.

Bestemmelsens andre ledd regulerer nettkundens rett til tilbud om nettavtale uten ugrunnet opphold, dersom tilknytningen er driftsmessig forsvarlig.

Bestemmelsens siste ledd gir nettkunden rett til tilbud om utredningsavtale uten ugrunnet opphold dersom tilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig og det må gjennomføres videre utredninger og søkes konsesjon for nettiltak.

15.4.3 Forskrift om ekstern kvalitetssikring

Til § 2

Med denne bestemmelsen flyttes ansvaret for den eksterne kvalitetssikringen fra nettselskapet til departementet.

³ Forskrift 21. juni 2013 om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven.

Referanseliste

- Adams, S., Diamond, L., Esterl, T., Fröhlich, P., Ghotge, R., Hemm, R., . . . Yilm, S. (2021). *Social License to Automate – Emerging Approaches to Demand Side Management*. The User-Centred Energy Systems Technology Collaboration Programme. Hentet fra <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2982268>
- BKK Nett. (2022, 10. mai). *Tilkoblinger i strømnettet*. Hentet fra <https://nett.bkk.no/produkt-detajler?productId=542931e0-ac89-480c-abd0-40e611d0967d&productTab=1>
- Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G., & Riis, C. (2010). *Flere og riktigere priser – et mer effektivt kraftsystem*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/rapporter/2010_1130_flere_og_riktigere_priser_et_mer_effektivt_kraftsystem.pdf?id=2200911
- Digin. (2022, 10. mai). *Tilknytningssaker*. Hentet fra <https://diginenergi.no/hva-gjor-vi/tilknytningssaker/>
- Direktoratet for økonomistyring. (2018). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra <https://dfo.no/sites/default/files/fag-omr%C3%A5der/Utreddinger/Veileder-i-samfunnsokonomiske-analyser.pdf>
- DNV. (2021). *Branşjenorm for nettilknytning*. Hentet fra <https://www.energinorge.no/contentassets/1ef5761077ac4501b149160896f8f558/branşjenorm-for-nettilknytning.pdf>
- DNV. (2021). *Energy Transition Norway 2021 – A national forecast to 2050*. Hentet fra <https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/energy-transition-norway-2021.pdf>
- Energi Norge. (2021, november). *Investeringer i regionalt og lokalt distribusjonsnett 2020–2029 – Resultater fra spørreundersøkelse utført av Energi Norge*. Upublisert internt dokument.
- EY. (2021). *Kartlegging og anbefalt regulering av nettselskapenes tidsbruk ved tilknytning av nye kunder* (RME ekstern rapport nr. 4/2021). Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2021/rme_eksternrapport2021_04.pdf
- Finansdepartementet. (2019). *Rundskriv R-108/19 Statens prosjektmodell – Krav til utredning, planlegging og kvalitetssikring av store investeringsprosjekter i staten*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_108_2019.pdf
- Finansdepartementet. (2021). *Rundskriv R-109/2021 Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2021.pdf
- Gjerde, O., & Kjølle, G. (2012). Risk of Electricity Supply Interruptions. I P. Hokstad, I. B. Utne, & J. Vatn (Red.), *Risk and Interdependencies in Critical Infrastructures – A guideline for Analysis* (s. 109 – 125). London: Springer.
- Grindvoll, I. T. (2015). *Hva har skjedd med KS1 prosjektene? Status per mars 2015*. Hentet fra https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262021752/Hva+har+skjedd+med+KS1-prosjektene_v5.pdf/dbafa650-5c15-43ab-a65c-c499bb79db3f
- Høiem, K. W., Mathiesen, V., Sperstad, I. B., & Sæle, H. (2021). *Mulighetsstudie om bruk av fleksibilitetsressurser hos nettselskap* (Energi Norge rapport nr. 1/2021). Oslo: Energi Norge.
- Kjølle, G. (2021, 23. september). *Fleksibilitet i strømnettet: Hva er det og hvorfor trenger vi det?* Hentet fra <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/fleksibilitet-i-stromnettet-hva-er-det-og-hvorfor-trenger-vi-det/>
- Kvalheim, E. V., Christensen, T., Samset, K., & Volden, G. H. (2015). *Har regjeringen fått bedre beslutningsgrunnlag? Om effekten av å innføre konseptvalgutredning (KVU) og ekstern kvalitetssikring (KS1 og KS2) for store statlige investeringsprosjekter*. Hentet fra <https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262021752/4200+Regjeringens+beslutnings->

- grunnlag+sluttrapport.pdf/ff529615-f4c4-4b9d-a561-1d4790f7faea
- LO, NHO, Fellesforbundet, IndustriEnergi, EL og IT Forbundet, . . . Nelfo. (2020). *Felles energi- og industripolitisk plattform*. Hentet fra <https://www.nho.no/contentassets/67d09fd17-be24b91be4c05147e8d4d20/rapport-felles-energi-og-industripolitisk-plattform.pdf>
- Menon Economics. (2020). *Forbedring av metode for vurdering av ikke-prissatte virkninger i samfunnsøkonomiske analyser*. (Menon-publikasjon nr. 62/2020). Hentet fra <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2020-62-Metode-ikke-prissatte.pdf>.
- Miljødirektoratet, Statens Vegvesen, Kystverket, NVE og Enova. (2020). *Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030* (M-1625|2020). Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf>
- NOU 2015: 15 (2015). *Sett pris på miljøet – rapport fra grønn skattekommisjon*. Finansdepartementet. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2015-15/id2465882/>
- NVE. (2003). *Kabel som alternativ til luftledning* (KTE-notat nr. 42/03). Hentet fra <https://www.nve.no/media/2079/kabel-som-alternativ-til-luftledning.pdf>
- NVE. (2020). *Norge har et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i sektorene bygg, transport og industri* (Faktaark nr. 7/2020). Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_07.pdf.
- NVE. (2020). *Veileder for utforming av søknader om konsesjon for nettanlegg* (Veileder nr. 2/2020). Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/veileder/2020/veileder2020_02.pdf
- NVE. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040 – Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene* (NVE Rapport nr. 29/2021). Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf.
- NVE. (2021, 15. desember). *Tiltak for å redusere tiden det tar å konsesjonsbehandle nettanlegg*. Upublisert internt dokument.
- NVE. (2021, 15. desember). *Utredning om gebyr for konsesjonsbehandling*. Upublisert internt dokument.
- NVE. (2022). *Norsk og Nordisk effektbalanse fram mot 2030 – Ved økt elektrifisering og øvrige endringer i kraftmarkedet* (NVE Rapport nr. 20/2022). Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf
- NVE. (2022, 7. april). *Forbrukerfleksibilitet og andre energibærere*. Hentet fra www.nve.no/energi/energisystem/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/forbrukerfleksibilitet-og-andre-energibaerere/
- NVE. (2022, 6. mai). *Energieffektiviseringspotensial i bygg*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energieffektivisering/>
- NVE. (2022, 10. mai). *NVE varme*. Hentet fra <https://temakart.nve.no/tema/varme>
- Olje- og energidepartementet. (2008). *Forslag til endringer av lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)* [høringsnotat]. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/horinger/endringer-i-energiloven/horingsnotat-endringer-i-energiloven.pdf
- Olje- og energidepartementet. (2009). *Om lov om endringer i energiloven* (Ot.prp. nr. 62 (2008–2009)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/otprp-nr-62-2008-2009/id554836/>
- Olje- og energidepartementet. (2012). *Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet* (Meld. St. 14 (2011–2012)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/>
- Olje- og energidepartementet. (2013). *Veileder – konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/veileder.pdf>
- Olje- og energidepartementet. (2016). *Kraft til endring – energipolitikken mot 2030* (Meld. St. 25 (2015–2016)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20152016/id2482952/>
- Olje- og energidepartementet. (2021). *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser* (Meld. St. 36 (2021–2021)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-36-20202021/id2860081/>
- Olje- og energidepartementet. (2021, 17. februar). *Høring av energieffektiviseringsdirektivet artikkel 14.5*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-energieffektiviseringsdirektivet-artikkel-14.5/id2835098/?expand=horings svar>
- Olje- og energidepartementet. (2022). *Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020–2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser* (Meld. St. 11 (2021–2022)). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-11-20212022/id2908056/>

- Oslo Economics / Asplan Viak. (2020). *Kartlegging og vurdering av potensial for effektivisering av oppvarming og kjøling i Norge* (NVE Ekstern rapport nr. 8/2020). Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2020/eksternrapport2020_08.pdf
- Oslo Economics. (2022). *Kabel som alternativ til luftledning* (OE-rapport 2022-8). Oslo: Oslo Economics.
- Oslo Economics. (2022). *Konsesjonsprosesser i utvalgte land* (OE-rapport 2022-9). Oslo: Oslo Economics.
- Oslo Economics. (2022). *Prosessanalyse: Utvikling av strømmettanlegg* (OE-rapport 2022-19). Oslo: Oslo Economics.
- Oslo Economics. (2022). *Utredning av prissignaler for effektiv utnyttelse og utvikling av strømmettet*. Oslo: Oslo Economics.
- Prosess21. (2020). *Kraftmarkedet – Prosess21 Ekspertgrupperapport*. Hentet fra https://www.prosess21.no/contentassets/37807b8b744d4675b3cdd6aaf603e08d/nf_prosess21_ekspertgrupperapport_kraftmarked_def_131020.pdf
- Reiten, E., Sørgård, L., & Bjella, K. (2014). *Et bedre organisert strømmett*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/rapport_et_bedre_organisert_stroemnett.pdf
- Riksrevisjonen. (2014). *Riksrevisjonens undersøkelse av effektivitet i konsesjonsbehandlingen av fornybar energi* (Dokument 3:5 (2013–2014)). Oslo: Riksrevisjonen.
- Riksrevisjonen. (2018). *Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid med å redusere planleggingstiden for store samferdselsprosjekter*. (Dokument 3:4 (2018-2019)). Hentet fra <https://www.riksrevisjonen.no/globalassets/rapporter/no-2018-2019/myndighetenes-arbeidredusereplanleggingstidenstoresamferdselsprosjekter.pdf>.
- Ritchie, H. (2021, 30. november). *A number of countries have decoupled economic growth from energy use, even if we take offshored production into account*. Hentet fra <https://ourworldindata.org/energy-gdp-decoupling>
- RME. (2019). *Oppsummeringsrapport: Endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og metode for å fastsette kostnadsnormer* (RME Rapport Nr. 1/2019). Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2019/rme_rapport2019_01.pdf
- RME. (2021). *Oppsummering og vurdering av høringsinnspill om fastsettelse av inntektsrammen til Statnett* (RME Rapport Nr. 2/2021). Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2021/rme_rapport2021_02.pdf
- RME. (2022). *Fordeling av støykvoter gjennom tilknytningsavtaler*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/fordeling-av-stoykvoter-gjennom-tilknytningsavtaler/>
- RME. (2022, 4. mai). *Nøkkeltall for nettselskapene*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/data-og-nokkeltall/nokkeltall-for-nettselskapene/>
- RME. (2022, 10. mai). *Økonomisk og teknisk rapportering*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/%C3%B8konomisk-regulering-av-nettselskap/rapportering-av-data/%C3%B8konomisk-og-teknisk-rapportering/>
- Ruud, Ø. A. (2015). *På nett? Nettpolitikk, planlegging og konflikter om strømmett i Norge, Storbritannia og Sverige – Tiltak og virkemidler for mer bærekraftig nettvikling*. Trondheim: NINA, SINTEF.
- Samset, K., & Volden, G. H. (2013). *Statens prosjektmodell. Bedre kostnadsstyring. Erfaringer med de første investeringstiltakene som har vært gjennom ekstern kvalitetssikring* (Concept rapport nr. 35). Hentet fra https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010703/Concept_rapport_nr_35.pdf
- Skjølvold, T. M. (2022, 18. februar). *Et samfunnsfaglig blikk på norsk smartgridinnovasjon*. Internt upublisert dokument.
- Statistisk sentralbyrå. (2022). *Statistikbanken 12824: Elektrisitetsbalanse (MWh) 2010M01-2022M04*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/12824>.
- Statkraft. (2022, 18. mars). *Mulige virkninger av krav om at netteier skal bygge nett som knytter ny kraftproduksjon til nettet*. Upublisert internt dokument.
- Statnett. (2018, 24. november). *How we quantify power system reliability*. Hentet fra <https://datascience.statnett.no/2018/11/>
- Statnett. (2019, 13. desember). *Statnetts driftspolicy – gjennomgang og presisering*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/samarbeidsforum/2019-12-13---driftspolicy---orientering-til-samarbeidsforum.pdf>
- Statnett. (2020). *Konseptvalgutredning Bergen og omland*. Hentet fra <https://www.statnett.no/contentassets/592897795a7745fda4a5981afcfcb32e/konseptvalgutredning-bergen-og-omland-2020.pdf>

- Statnett. (2020). *Langsiktig markedsanalyse – Norden og Europa 2020–2050*. Oslo: Statnett.
- Statnett. (2020). *Veileder: Samfunnsøkonomisk analyse av tiltak i kraftnettet*. Upublisert internt dokument.
- Statnett. (2021). *Investeringsoversikt for nettviklingsprosjekter 2021*. Hentet fra <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.statnett.no%2Fglobalassets%2Ffor-aktorer-i-kraftsystemet%2Fplaner-og-analyser%2Fnup-2021%2Finvesteringsoversikt-for-nettviklingsprosjekter-2021.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>
- Statnett. (2021). *Nettviklingsplan 2021*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettviklingsplan-2021.pdf>
- Statnett. (2021, 5. mars). *Vedr. nettvikling* [brev til Olje- og energidepartementet]. Upublisert dokument.
- Statnett. (2021, 25. juni). *Eierskap og vedtekter*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/eierskap-og-vedtekter/>.
- Statnett. (2021, 22. september). *Vedrørende nettvikling og strømnettutvalget* [brev til Strømnettutvalget]. Tilgjengelig fra <https://stromnettutvalget.no/innspill/>.
- Statnett. (2021, 26. november). *Statnetts innspill til Strømnettutvalget*. Tilgjengelig fra <https://files.nettsteder.regjeringen.no/wpuploads01/sites/474/2022/02/Statnett-skriftlig-innspill.pdf>.
- Statnett. (2022, 3. februar). *Orientering om status for arbeidet med områdeplaner* [notat til Strømnettutvalget]. Tilgjengelig fra <https://stromnettutvalget.no/innspill/>.
- Statnett. (2022, 4. februar). *Statnetts interne grep for å øke tempoet i nettplanleggingen* [notat til Strømnettutvalget]. Tilgjengelig fra <https://stromnettutvalget.no/innspill/>.
- Statnett. (2022, 11. mai). *Nok en ny forbruksrekord i Norge*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2021/nok-en-ny-forbruksrekord-i-norge/>
- Statnett. (2022, 20. mai). *Hvordan få nettilknytning*. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/dette-er-tilknytningsprosessen/>
- Statnett. (2022, 20. mai). *Retningslinjer for fos § 6 – Fastsettelse av handlingskapasitet*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret-retningslinjer-fos-6.pdf>
- Söder, L., Lund, P. D., Koduvere, H., Bolkesjø, T. F., Rossebø, G. H., Rosenlund-Soysal, E., . . . Blumberga, D. (2018). A review of demand side flexibility potensial in Northern Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 91*, 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.104>
- THEMA Consulting Group (2022). *Forenklinger i konsesjonsprosessen ved små eksterne effekter*. Tilgjengelig fra <https://files.nettsteder.regjeringen.no/wpuploads01/sites/474/2022/02/Energi-Norge-%E2%80%93-Rapport-om-forenklinger-i-konsesjonsprosessen.pdf>
- Volden, G. H., & Andresen, B. (2019). *Ekstern kvalitetssikring av investeringsprosjekter istatlige foretak og statsaksjeselskaper* (Concept arbeidsrapport 2019-7). Hentet fra <https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262021752/Arbeidsrapport+2019-7+Prosjektmodeller+foretak+og+as.pdf/9d58ea7e-d420-042e-680f-9e664042e25a?t=1576505582186>
- von der Ferh, N.-H. M. (2010). *Den økonomiske reguleringen av strømnettet*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/2010-1018_netregulering.pdf
-

Vedlegg 1

Teoretisk grunnlag for en samfunnsmessig rasjonell nettdrift og nettutvikling

I mandatet til Strømnettutvalget heter det blant annet:

«Nettselskapenes virksomhet er underlagt et omfattende regelverk som skal bidra til at strømmettet driftes og utvikles i tråd med samfunnsøkonomiske kriterier. Overføring og distribusjon av elektrisk energi skal ifølge energiloven foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte.»

I dette vedlegget beskriver vi det teoretiske grunnlaget for hva det betyr at strømmettet skal driftes og utvikles i tråd med samfunnsøkonomiske kriterier og at overføring og distribusjon av elektrisk energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte. Vi starter først med å beskrive hva som er en samfunnsøkonomisk riktig tilpasning på kort sikt, før vi går videre og beskriver tilpasningen på lang sikt. Videre beskriver vi utfordringer i å estimere etterspørselen fram i tid, spillet mellom prisdannelsen og investeringer i nettet, og generelle kriterier for samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling.

1 Tilpasning på kort sikt

På kort sikt er målsetningen å utnytte eksisterende ressurser i kraftsystemet best mulig. Dette er formålet med optimal (økonomisk) lastflyt, som er konseptet som ligger til grunn for kortsiktig drift av kraftsystemer. I optimal lastflyt maksimeres samfunnsøkonomisk overskudd av konsum og produksjon av elektrisitet. Det vil si at differansen mellom kundenes betalingsvilje, gitt ved etterspørselskurven, og produsentenes produksjonskostnad, gitt ved tilbudskurven/marginalkostnadskurven maksimeres, samtidig som at kapasitetsbegrensninger i produksjon og overføring oppfylles. Begrensninger knyttet til overføring av elektrisitet består av lastflytbetingelser (som beskriver hvordan last fordeler seg i el-nettet), termiske kapasitetsbegrensninger (som angir maksimal belastning linjene kan tåle

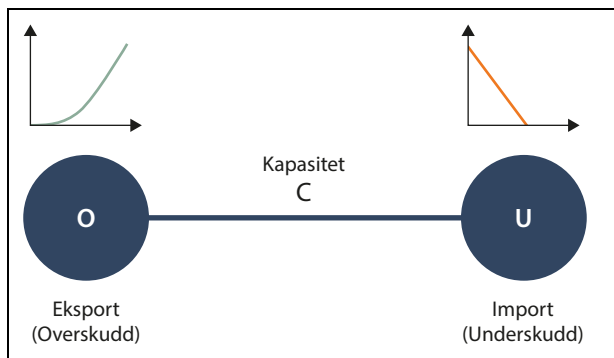
uten å bli skadet) og begrensninger knyttet til driftssikkerhet (for eksempel for å oppnå N-1-kriteriet, som tilsier at feil på en komponent ikke skal gi avbrudd for sluttbrukere).

Relevante nettkostnader på kort sikt består av nett-tap og flaskehalskostnader.¹ Nett-tap skyldes at noe av energien «forsvinner» under transport (kraftlinjene har resistans og noe av energien varmer opp ledningene under transport, ref. også termiske kapasitetsbegrensninger). Nett-tap kan inngå i lastflytbetingelsene og dermed tas hensyn til i beregning av optimal lastflyt. Flaskehalskostnader skyldes at kapasitetsbegrensningene i overføringsnettet gjør at vi ikke kan realisere det høyeste samfunnsøkonomiske overskuddet, for eksempel fordi vi ikke kan velge billigste produsent først for å dekke etterspørselen (produksjonen er «out-of-merit-order»). Begge disse nettkostnadene, og kanskje særlig flaskehalskostnaden, er vanskelige å beregne og prise på forhånd, fordi de er avhengig av lastsituasjonen. I praksis er derfor kraftmarkeder ofte organisert slik at energi og kapasitet prises sammen i en felles auksjon, og dette kalles implisitt auksjon av overføringskapasitet.

I det følgende vil vi illustrere betydningen av flaskehals i et enkelt eksempel. Vi antar at vi har to punkter (eller noder), ett med netto produksjon (O) og ett med netto forbruk (U), og begrenset overføringskapasitet (C) mellom punktene, se figur 1.1. Vi ser for enkelhets skyld bort fra nett-tap.²

¹ Vi ser bort fra systemtjenester og reaktiv kraft.

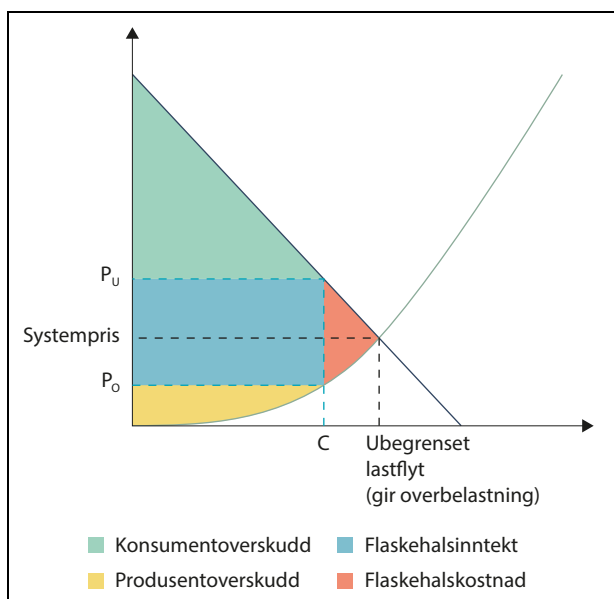
² I praksis kan en rekke andre kompliserende forhold være relevante når man skal finne optimal lastflyt, slik som mange innleverings- og uttakspunkter i nettet og mange overføringsbegrensninger i masket nett, N-1-begrensninger eller andre sikkerhetsbegrensninger («contingency constraints»), faste kostnader ved oppstart av produksjon («unit commitment»), hvilken tidsperiode og tidsoppløsning som velges (kraftsystemet må være i balanse til enhver tid og optimal lastflyt er i prinsippet et øyeblikksbilde), begrensninger på endringer fra en tidsperiode til neste («ramping constraints»), om det skal tas hensyn til usikkerhet, mv. Mange av disse forholdene tas helt eller delvis hensyn til i auksjonene som brukes i elektrisitetsmarkeder rundt om i verden, i tillegg til de grunnleggende elementene i analysen vår.



Figur 1.1 Nettverk med to punkter og begrenset overføringskapasitet mellom punktene.

I figur 1.2 har vi illustrert markedsløsningen i vårt enkle eksempel. Uten nettbegrensninger vil løsningen som gir maksimalt samfunnsøkonomisk overskudd være der tilbud er lik etterspørsel (marginal betalingsvilje i forbruk er lik marginalkostnad i produksjon) og prisen er lik Systempris. I eksempelet vil imidlertid dette resultere i overbelastning av linjen, siden ubegrenset lastflyt er større enn kapasiteten, C . Dette kan løses på (minst) to måter:

For det første kan vi løse kapasitetsproblemet ved å sette ulike priser i punktene, det gir oss nodeprisene P_O i overskuddsområdet og P_U i underskuddsområdet. Disse prisene gir optimal utnyttelse av kapasiteten og dessuten lokaliseringssignaler til produksjon og forbruk (nodepriser kalles gjerne «locational marginal prices»). Nodeprisene fordeler også det samfunnsøkonomiske overskuddet (de grønne, gule og blå områdene i figuren) mellom konsumenter, produsenter



Figur 1.2 Priser og overskudd

og overføringsnett. Flaskehalsinntekten, som er lik prisdifferansen multiplisert med overført kvantum, bidrar til å dekke kostnadene for nettet (jf. at Statnett nylig har redusert nett-tariffene på grunn av store inntekter på handelsforbindelsene), men vil som oftest, i et naturlig monopol, ikke være tilstrekkelige til å dekke totale nettkostnader. Resten av nettkostnadene må dekkes av konsument- og produsentoverskudd gjennom minst mulig vridende tariffer, dvs. tariffer som ivaretar optimal kortsiktig tilpasning og best mulig utnyttelse av kraftsystemet, for eksempel ved en optimal todelt tariff. Den samfunnsøkonomiske flaskehalskostnaden er verdien av forbruk og produksjon som ville vært lønnsomt med større kapasitet, dvs. området som er rødt i figuren. Marginalverdien av kapasitet er lik prisdifferansen ($P_U - P_O$) og kapasitetsøkning er lønnsomt dersom økt samfunnsøkonomisk overskudd er større enn kostnaden for økt kapasitet. Hvis det er optimalt å øke kapasiteten så mye at nettbegrensningen ikke binder, blir prisene like i begge noder og det er ingen flaskehalsinntekt. Da må en større andel av nettkostnadene dekkes av tariffene. Figur 1.2 gir et øyeblikksbilde og i praksis må det gjøres en vurdering av økning i samfunnsøkonomisk overskudd over tid, der lastforholdene varierer og der det kan være stor usikkerhet om tilbuds- og etterspørselsforhold fram i tid. I dagens norske kraftmarked har Statnett fastsatt fem budområder for å håndtere store og langvarige flaskehals i regional- og transmisjonsnett.

Alternativt til områdepriser kan vi beholde samme pris (uniform pris) for de to punktene og løse eventuelle kapasitetsproblemer med mothandel. Hvis vi klarer kraftmarkedet uten å ta hensyn til overføringsbegrensninger, vil vi ofte få overbelastninger i systemet, dvs. at lastflyten som følger av markedsløsningen ikke overholder alle begrensninger i systemet. Vi omtaler dette som «ulovlig» lastflyt. Dette er for øvrig også ofte tilfelle når vi har få og store budområder, med betydelige interne kapasitetsbegrensninger. For å oppnå en lastflyt som ikke overbelaster systemet, må vi gjøre mothandel («countertrade»/«redispatch»), dvs. betale produsenter og konsumenter for oppregulering og/eller nedregulering, slik at vi får en lastflyt som er «lovlig». I eksempelet i figur 1.2 innebærer det at vi må betale konsumenter og produsenter for å redusere forbruk og/eller produksjon. For at konsumentene (produsentene) skal være indifferente, må de kompenseres med differansen mellom betalingsviljen (marginalkostnaden) og den uniforme prisen. Mothandel medfører derfor en kostnad for

systemoperatøren. Med perfekt prisdiskriminering blir mothandelskostnaden lik flaskehalskostnaden (rødt område i figuren). Mothandel gir mindre lokaliseringssignaler til forbruk og produksjon, selv om den marginale enheten prises rett, og kan også gi insentiver til «spill mot systemet», siden aktørene blir betalt for å la være å konsumere/produsere. Mothandelskostnaden gir signal til nettselskapet om verdien av ny kapasitet, men i hvilken grad kostnaden har innvirkning på nettselskapets overskudd, avhenger av nettselskapets regulering. Med avkastningsregulering har mothandelskostnaden ingen betydning for nettselskapet, men nettleien må dekke en større kostnad, siden det ikke er noen flaskehalsinntekt, men heller en ekstra kostnad for mothandel som må dekkes.

I det norske kraftsystemet blir flaskehals i regional- og transmisjonsnettet som ikke løses ved bruk av budområder, normalt håndtert i regulerkraftmarkedet. Av figur 1.2 ser vi at fastsettelsen av overføringskapasiteten C vil påvirke både priser og fordeling av overskudd. C kan for eksempel bestemmes slik at flaskehalsinntekten, heller enn samfunnsøkonomisk overskudd, maksimeres, og dette er en grunn til å regulere nettselskapene slik at flaskehalsinntekten ikke bestemmer nettselskapets overskudd.

Dersom punktene i figur 1.1 er soner heller enn noder, vil det være lokale nettverk internt i sonene, som ikke er godt representert i kraftmarkedsauksjonen. På grunn av spesielle fysiske egenskaper i strømnnett, vil fordelingen av produksjon og forbruk internt i sonene kunne påvirke flyten mellom sonene. Likeledes vil fastsettelsen av kapasiteten C kunne påvirke også nettbegrensninger internt i sonene. I praksis vil man derfor bestemme C ikke bare basert på kapasiteten på ledningen mellom sonene, men også med hensyn til flaskehals internt i sonene. Da kan det være en avveining mellom to forhold. På den ene siden å sette kapasiteten C konservativt, slik at både interne flaskehals og begrensningene mellom sonene nesten alltid er oppfylt, uansett last-situasjon, men også med den konsekvensen at systemet ofte har ledig kapasitet. På den andre siden å sette kapasiteten C høyere, slik at systemet utnyttes bedre, men med den konsekvensen at nettet oftere blir overbelastet.

Statnett har utarbeidet retningslinjer for fastsettelse av handelskapasiteter³, og her framgår det at Statnett tar hensyn til blant annet forventet forbruk, simulering av ulik fordeling av produksjon og konsekvenser av enkeltutfall av anleggsdeler for å bestemme kapasitetene.

Som nevnt opereres det med fem budområder i dagens norske kraftmarked. Det er imidlertid flere flaskehals internt i disse områdene som da løses med mothandel. Det er mye som tyder på at man også i Norge burde operere med flere budområder. I USA opereres det i mange regionale markeder med nodeprising. I Storbritannia er det også nylig kommet forslag om at man bør innføre nodeprising. Etter hvert som utviklingen i etterspørselssiden i Norge kan bli preget av store aktører (batterifabrikker, hydrogenfabrikker, data-sentre mv.) kan man oppleve mer av lokale flaskehals hvor det vil være gunstig med mer detaljert områdeprising. Tilsvarende kan utviklingen på tilbudssiden framover tilsi dette. Det anbefales derfor i kapittel 4.5.4 at Statnett utreder flere budområder, innenfor dagens regelverk.⁴

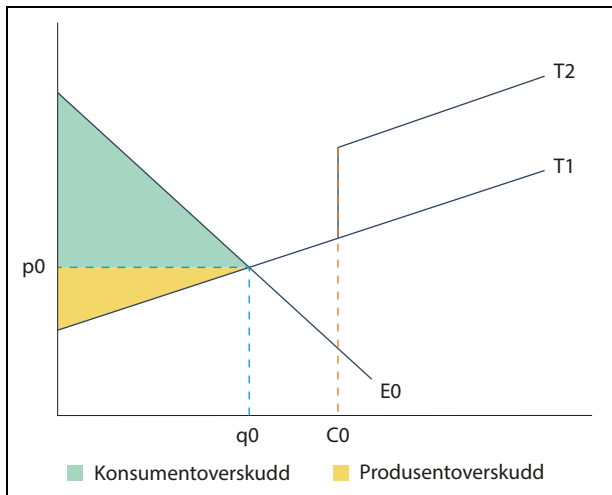
2 Tilpasning på lang sikt

Formålet med å se på tilpasningen på lang sikt er å drøfte når det er fornuftig å øke nettkapasiteten, og hvilke utfordringer samfunnet står overfor når optimal kapasitet skal bestemmes. I den kortsiktige tilpasningen så vi på sammenhengen mellom tilbud og etterspørsel etter kraft, gitt nettets kapasitet. Tilbud og etterspørsel etter kraft omsettes i et marked og kan observeres. For utviklingen av nettet er det i utgangspunktet tilbud og etterspørsel etter nettkapasitet som er relevant. Etterspørselen etter strømnnett kan imidlertid være vanskelig å estimere direkte – særlig på lang sikt. Etterspørselen etter strømnnett blir derfor som oftest avledet på bakgrunn av framskrivninger av forbruk og produksjon av kraft.

I figur 1.3 til 1.5 har vi illustrert overgangen fra den kortsiktige samfunnsøkonomiske tilpasningen til den langsiktige samfunnsøkonomiske til-

³ Statnett reguleres av forskrift 7. mai 2022 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet, og utarbeider retningslinjer for praktisering av de ulike bestemmelsene. Forskriftens § 6 omhandler kapasitetsfastsettelse, og Statnett har utarbeidet retningslinjer for dette (Statnett, 2022).

⁴ I henhold til forskrift om systemansvaret i kraftsystemet § 5 har Statnett som systemansvarlig blant annet ansvar for å inndelegge Norge i budområder for å håndtere store og langvarige flaskehals i regional- og transmisjonsnettet. I tillegg inneholder Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling (CACM), som er gjennomført i norsk rett, krav og prosedyrer for gjennomgang av eksisterende inndeling i budområder, samt utarbeidelse av forslag fra TSO om budområdenes inndeling. Det er en omfattende prosess å endre budområder, og dersom en endring har ikke-uvesentlig innvirkning på områder som hører inn under operatører i naboland, stilles ytterligere krav til prosess.



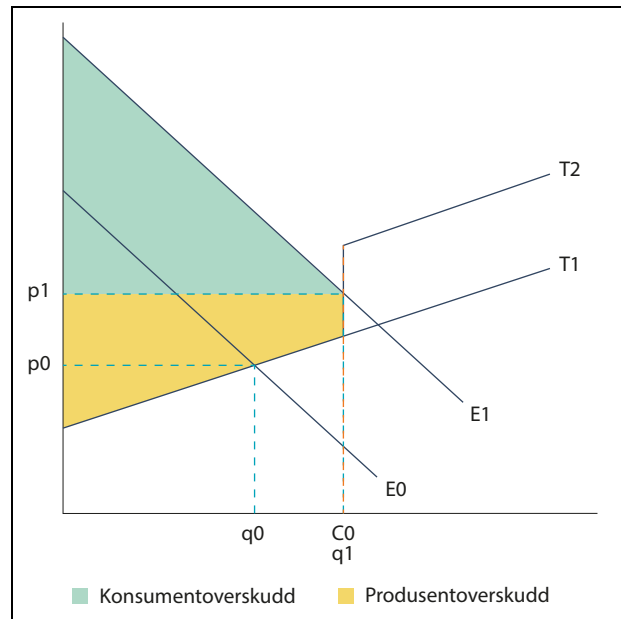
Figur 1.3 Tilbud og etterspørsel etter nettkapasitet når det er ledig kapasitet i nettet

pasningen. Ettersom det for utviklingen av strømforbruket på lang sikt er nødvendig å beskrive kostnadene ved disse utvidelsene, har vi i figurene om tilpasningen på lang sikt antatt at etterspørselen etter strøm kan identifiseres. Vi drøfter deretter i punkt 3 konsekvensene av at det er vanskelig å estimere hvor stor denne etterspørselen blir.

På kort sikt kan det, som drøftet i punkt 1, oppstå kapasitetsbegrensninger. Da vil optimal prising av elektrisitet innebære at det er strømkostnaden i markedet inklusive kapasitetskostnaden som setter prisen. I perioder hvor det ikke er kapasitetsskranke vil det derimot bare være markedsprisen for strøm som er relevant.

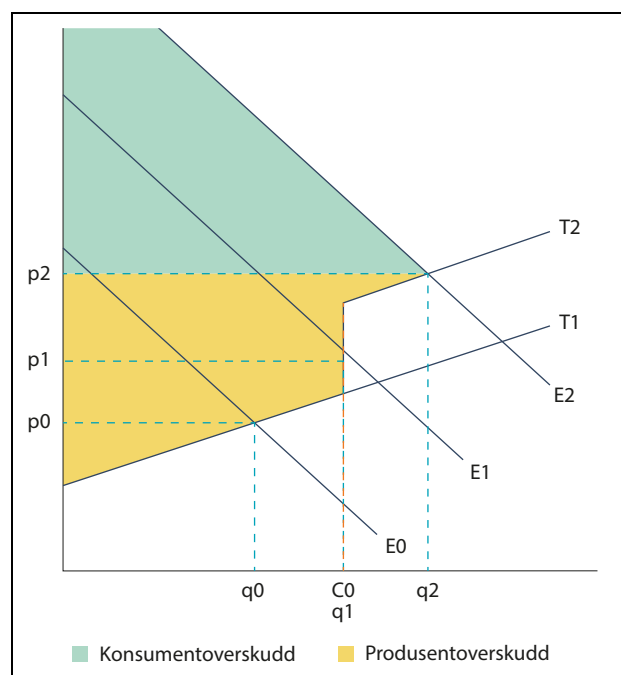
I figur 1.3 er kostnaden av å tilby elektrisitet angitt av T1. Etterspørselen etter strøm er gitt av E0. Fram til kapasitetsgrensen, C_0 , er det T1 som angir tilbyders kostnader ved å tilby elektrisitet. Nye investeringer innebærer imidlertid store faste kostnader, og for å øke forbruket over den eksisterende kapasitetsgrensen C_0 må det gjøres investeringer. Kostnaden ved dette er angitt av differansen mellom T1 og T2. I figuren er det samfunnsøkonomiske overskuddet ved tilpasning under eksisterende kapasitetsgrense summen av produsentoverskuddet og konsumentoverskuddet.

La oss nå anta at etterspørselen skifter fra E0 til E1, som vist i figur 1.4. Forbrukerne av elektrisitet har nå en økt betalingsvillighet. Økningen i etterspørsel gjør at kapasitetsgrensen blir nådd, og prisen må stige til p_1 for å unngå at kapasiteten overskrides. Ettersom betalingsvilligheten ikke er stor nok til å overstige T2, som viser kostnadene av å etablere ny kapasitet, vil det nå være markedsprisen på strøm og kapasitetsgrensen som setter prisen.



Figur 1.4 Tilbud og etterspørsel etter nettkapasitet når nettkapasiteten binder

La oss nå se på en situasjon hvor etterspørselen er forventet å øke ytterligere, til E2. Dette er illustrert i figur 1.5. Vi ser at betalingsvilligheten, gitt av kurven E2, nå er høyere enn kostnaden ved å øke tilbudet noe, gitt av T2. Betalingsvilligheten, p_2 , vil forsvare kostnaden ved en gitt utbygging av



Figur 1.5 Økning av etterspørselen til E2 hvor betalingsvilligheten er høyere enn kostnaden ved å øke kapasiteten

kapasiteten. Dersom strømkunden har denne betalingsvilligheten, vil dermed den samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringen bli utløst. Hvis vi nå har predikert etterspørselen helt korrekt, vil prisen bestå av et kostnadsledd T1 i det nye kapasitetspunktet og et kapasitetsledd. Samlet vil disse to tilsvare p2.

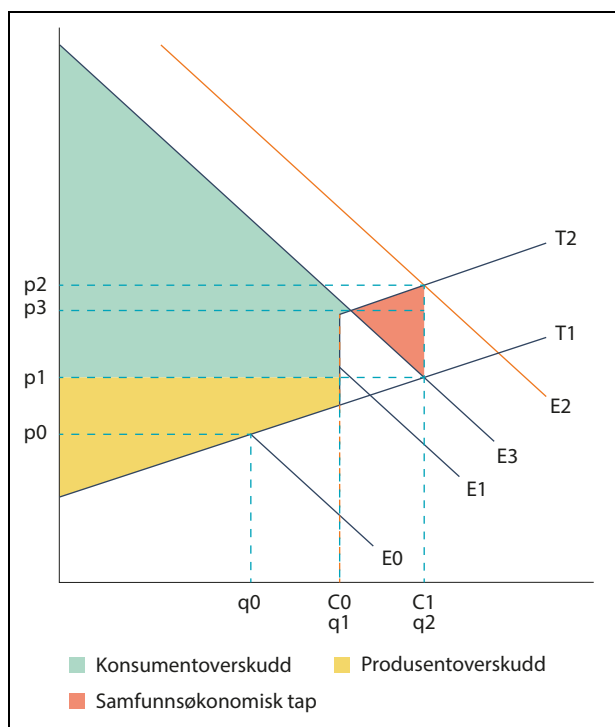
3 Samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer når etterspørselen er usikker

Som vi omtalte innledningsvis, er det vanskelig å predikere den framtidige etterspørselen korrekt. Vi kan da se på to tilfeller: i) utbygging av for stor kapasitet og ii) utbygging av for liten kapasitet:

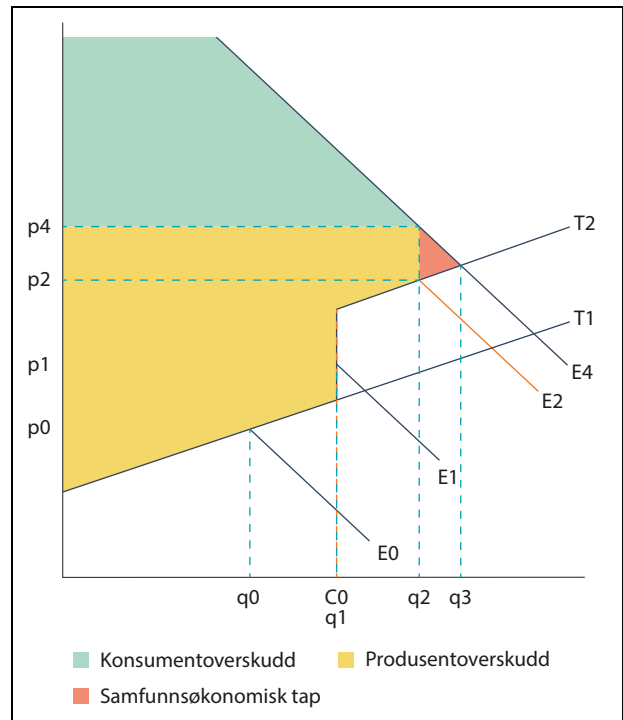
Utbygging av for stor kapasitet

Hvis vi har utløst en investering slik at kapasiteten er q_2 og etterspørselen blir lavere enn E2, for eksempel E3, vil det være riktig å utnytte den eksisterende kapasiteten fullt ut. Det betyr at prisen blir lavere enn p_2 , markert som p_1 i figur 1.6.

Her er etterspørselen etter utbyggingen av kapasitet lik E3. Vi bruker da priskriteriet, den kortsiktige tilpasningen til gitt ny kapasitet, som sier at prisen skal være lik den kortsiktige kostnaden pluss et ev. kapasitetsledd. I figuren er kapasiteten ikke noe problem slik at prisen blir lik p_1 ,



Figur 1.6 Utbygging av for mye kapasitet



Figur 1.7 Utbygging av for lite kapasitet

det vil si krysset mellom den kortsiktige kostnaden T1 og betalingsvilligheten E3. I dette tilfellet har vi bygd ut for stor kapasitet og vi lider et samfunnsøkonomisk tap lik den røde trekanten.

Utbygging av for liten kapasitet

Anta at vi igjen har bygd ut en kapasitet lik q_2 men at etterspørselen nå blir større og lik E4, se figur 1.7. Det ville ha vært lønnsomt å bygge ut kapasiteten q_3 , men siden kapasiteten bare er lik q_2 , må prisen settes lik p_4 . Da ser vi at vi lider et samfunnsøkonomisk tap lik den røde trekanten ved at vi har bygget ut for lite kapasitet.

Usikkerhet om etterspørselen framover

Vi ser altså at usikkerhet ved etterspørselen framover skaper en investeringsutfordring. Hvis det er full sikkerhet, kan man operere med en pris som inneholder et kostnadsledd (den kortsiktige kostnaden) og et kapasitetsledd som bidrar til å dekke total kostnaden. Det er nå to typiske typer usikkerhet. Den ene er usikkerhet om *variasjonen* av etterspørselen mens nivået i gjennomsnitt er riktig predikert. Dette betyr at kapasitetsleddet kan variere over tid, men i gjennomsnitt bidrar til at investeringskostnaden dekkes. Den andre er usikkerhet om *nivået* på etterspørselen som er skissert i figur 1.6 og figur 1.7.

Som også omtalt i kapittel 6.3.2, bør man i utviklingen av nettet gjøre to viktige avveininger: i) Hvilken av de to verdiene a) tapet ved for store investeringer og b) tapet ved for lave investeringer er størst. Dette vil si noe om lønnsomheten ved å ligge i forkant ved nye investeringer i kapasitet kontra å ligge i etterkant av etterspørselsutviklingen.

I diskusjonene omkring usikkerheten i de to tilfellene framstilles det ofte som om det er mer kostbart å bygge ut for lite enn for mye. I den praktiske implementeringen av dette er det viktig at dette kvalifiseres med noen beregninger.

Den andre avveiningen angår den privatøkonomiske beslutningen knyttet til etterspørselsutviklingen kontra den samfunnsøkonomiske beslutningen ved nettinvesteringer. Både innenfor forbruk og produksjon av elektrisitet er mye av utviklingen framover antatt å være større sprangvise investeringer. Eksempler er batterifabrikker, hydrogenfabrikker, datasentre, kryptovalutaminning mv. Tilsvarende eksempel på tilbudssiden er for eksempel havvind. I samfunnsøkonomisk forstand er utvikling av denne typen industri og kraftutbygging inklusive nett samkoblede beslutninger. I praksis er det imidlertid private aktører som utvikler industrien og i stor grad offentlig eide monopoler som utvikler nettet og disse er gjerne heller ikke i fase tidsmessig. Dette skaper stor usikkerhet for begge aktører med stor fare for å foreta feil investeringer i for eksempel kraftnett. Ved for sene investeringer i for eksempel nett, kan dette medføre kostnader for de private aktørene ved at de blir forsinket med sine investeringer, og ved for store nettinvesteringer kan eksisterende kunder bli belastet med ekstra kostnader.

Et hovedspørsmål må derfor være hvordan en kan innføre instrumenter for å bringe de private beslutningstakere og det offentlige nettmonopolet nærmere hverandre i beslutningsprosessene. Risikodeling er her et nøkkelpunkt. En nettutvikler står i fare for å investere for mye om en privat beslutningstaker trekker seg i utviklingsprosessen. Med mange potensielle etterspørrere i en region kan denne usikkerheten reduseres noe ved at det er en pooling-effekt. En nettutvikler står også i fare for å investere for lite hvis hen er for risikoavers i beslutningsprosessen. Dermed blir avveining ii): Hvilken av verdiene a) tapet ved suboptimal prising og b) tapet ved manglende sammenkobling er størst. I kapittel 4.4.1 drøftes derfor abonnert effekt for kunder i eksisterende regional- og transmisjonsnett (for å få en riktig allokering av dagens nettkapasitet), og utredningskostnader

og anleggsbidrag for å gi riktige signaler om kostnaden ved utbygging av nytt nett.

4 Prising av strømmettet og nettinvesteringer

Av figur 1.2 kan vi se at dersom det ble bygget ut nok kapasitet til å gi ubegrenset flyt, ville det ikke lenger vært prisforskjell mellom områdene. Dersom netteier var helt uregulert, ville den etter at investeringen var gjennomført ikke lenger hatt inntekter til nettinvesteringer. Netteier vil dermed ha insentiver til å gi for lav kapasitet i markedet. Flaskehalsinntekter alene ville heller ikke gi nok finansielt bidrag til nyinvesteringer.

I eksemplene og figurene om langsiktig tilpasning har vi vist at dersom kapasiteten utvikles slik at den tilpasses betalingsvilligheten, vil en pris lik kortsiktige kostnader og et kapasitetsledd gi en effektiv utnyttelse av kapasiteten. Av omtalen om usikker etterspørsel ser vi også at det kan oppstå perioder hvor kapasiteten er større enn den faktiske etterspørselen. Dersom en for høy kapasitet er bygget ut, vil en effektiv prising ikke gi tilbyder kostnadsdekning fordi kapasitetsleddet ikke kan reflektere den ubenyttete kapasiteten. Kapasiteten må dermed finansieres på andre måter.

Strømmettet har også noen fysiske egenskaper som skaper stordriftsfordeler og gjør det til et naturlig monopol. Kapasiteten bygges ofte ut i sprang, og det kan også av den grunn oppstå overkapasitet. Også i disse tilfellene vil det være slik at optimal prising vil gi en pris som er lavere enn det som finansierer nettinvesteringene. Videre kan en i disse tilfellene ikke bruke den framtidige prisen til å anslå om investeringen vil være lønnsom, det må gjøres en vurdering av om hele produsent- og konsumentoverskuddet overstiger kostnadene.

I omtalen av tilpasning på kort sikt har vi i tillegg vist at kapasitetsbegrensninger ikke fullt ut reflekteres i prisene, utover mellom de fem budområdene. Det gjør at prisene ikke gir tilstrekkelig informasjon om en investering bør gjennomføres eller ikke, og gir heller ikke aktørene insentiver til å utnytte kapasiteten effektivt.

Disse problemstillingene er imidlertid helt eller delvis løst gjennom ulike type tiltak:

- *Nettselskapene er regulerte monopoler.* Det gjør at de ikke investerer på bakgrunn av mulige flaskehalsinntekter, men på bakgrunn av hvordan de er regulert. Statnett skal blant annet gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer (kost-nytteanalyser av nye nettkapasiteter).

- *Nett-tariffene inneholder bruksuavhengige ledd.* Gjennom bruksuavhengige ledd får netteierne dekket sine kostnader, gitt effektiv drift. Det løser finansieringsproblemet omtalt over.
- *Kost-nytteanalyser.* I myndighetenes behandling av nettsaker er det kost-nytteanalyser som brukes for å avgjøre om nettkapasitet skal utvides eller ikke. I kost-nytteanalysene avgjøres det om betalingsvilligheten overstiger kostnadene ved utbyggingen av kapasiteten. Da tas det hensyn til prissatte virkninger som markedsprisen for strøm, avbruddskostnader, netttap, driftskostnader, investeringskostnader, kapitalkostnader mv. I tillegg tas det hensyn til ikke-prissatte virkninger som miljøpåvirkning og forsyningssikkerhet utover beregnede avbruddskostnader. I utredningens kapittel 6.6 beskrives noen metoder som brukes for å undersøke om betalingsvilligheten for nettkapasiteten overstiger kostnadene.
- *Sammenkobling av privatøkonomiske og samfunnsøkonomiske beslutninger.* Verktøy slik som anleggsbidrag kan sammenkoble den privatøkonomiske og samfunnsøkonomiske beslutningen. Anleggsbidrag bidrar til å avsløre om aktørenes betalingsvillighet overstiger kostnadene ved å etablere ny kapasitet, og gjør det enklere å fastsette hvor mye ny kapasitet samfunnet har bruk for.
- *Budområder.* Budområder gjør at kapasitetsbegrensninger i nettet kommer til syne i prisene. Det er imidlertid bare fem budområder i Norge, og som omtalt i avsnittene om tilpassning på kort sikt vil flere priser enn bare fem bidra til en bedre utnyttelse av nettets kapasitet.

5 Nærmere om estimeringen av etterspørselen

Anleggsbidrag gjør det enklere for nettselskapet å vite om etterspørselskurven ligger over kostnadene ved å etablere ny kapasitet. Det er likevel verdt å merke at et anleggsbidrag i seg selv ikke avslører etterspørselskurven, bare om den ligger over eller under investeringskostnaden. Videre kan anleggsbidrag være vridende, fordi det bare er nye kunder som står overfor prissignalet, ikke alle. Det kan derfor tenkes at andre prisutforminger kan avsløre etterspørselen på en bedre måte enn et anleggsbidrag. Likevel, i fravær av at investeringer i strømmett og bruken av det ikke er sammenkoblet, og i en situasjon hvor etterspørselen utvikler seg sprangvis, bidrar pri-

sing av ny kapasitet til at netteier får informasjon om etterspørselen.

For utviklingen av etterspørselen på lang sikt kan ikke nettselskapene ta nettpriene til hjelp. Som nevnt i punkt 2 blir etterspørselen etter strømmett avledet av etterspørselen etter og tilbudet av kraft. I framskrivningen av forbruket er dagens praksis at nettselskapene kartlegger konkrete planer om nyetablering eller endring av forbruk. Disse vurderes også i lys av ulike politiske drivere, slik som klimapolitiske virkemidler, og i noen grad utvikling i kraftpris, jf. kapittel 5.2.1. Dette gir i stor grad en nedenfra og opp tilnærming til «framskrivning av forbruket». Siden mye av forbruket, særlig innen husholdninger og ikke-kraftintensivt næringsliv, skjer på lavere regionalt nivå, benytter Statnett seg også av regionale framskrivninger. Det er knyttet stor usikkerhet til slike framskrivninger.

I Finansdepartementet framlegges med jevne mellomrom perspektivberegninger, gjerne 30-40 år fram i tid. I disse beregningene studeres mulighetsområdet for økonomisk utvikling gitt tilgangen på primære innsatsfaktorer som arbeidskraft, kapital og teknologi. Beregningene benyttes for å si noe om utviklingstrekk på viktige politikkområder som pensjonsområdet, utdanningsbehovet, finansieringsbehovet generelt for offentlig sektor, men også for områder som er viktige for kraftsektoren og miljøområdet. Selv om Norge, sammen med flere andre rike land jf. blant annet Ritchie (2021), har opplevd en større grad av dekkning av økonomisk vekst og energibruk, har likevel utviklingen i de primære innsatsfaktorene i økonomisk utvikling betydning for framskrivninger innen elektrisitetssektoren. Denne typen beregninger har derfor vært et viktig grunnlag også for framskrivninger av elektrisitetssektoren. Over tid virker det som at dette viktige grunnlaget har blitt mindre brukt i kraftmarkedsanalyser. Det foreslås derfor i kapittel 5.9 at det bør utvikles en omforent metodikk for framskrivning av etterspørsel etter nettkapasitet, spesielt etterspørselen knyttet til nytt forbruk. Det foreslås også at metoden blant annet bør ta inn over seg grunnlaget fra Finansdepartementets perspektivberegninger for å styrke innholdet av viktige elementer i den økonomiske utviklingen som er av betydning også for kraftsektoren.

Etterspørselsanalyser forsøker å kartlegge veksten i elektrisitetsforbruket gitt en underliggende inntekts-/produksjonsvekst, effekten av priser på vridning mellom energibærere og andre innsatsfaktorer samt effektivisering i produksjonsprosesser og i husholdningers bruk av

energi. I tillegg er det viktig å ta hensyn til vridning av næringsstrukturen for eksempel gjennom utvikling av ny industri for å møte det grønne skif-

tet og erstatte eksisterende industri som en over tid tenker vil fases ut av økonomiske grunner og miljøgrunner.

Vedlegg 2

Utvalgets forslag til retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning

I kapittel 13.6.4 har utvalget vurdert det oppdaterte kunnskapsgrunnlaget for kabel som alternativ til luftledning, og anbefaler på bakgrunn av dette ingen vesentlige endringer i de nasjonale retningslinjene for når kabel skal vurderes, utredes og velges. Utvalget foreslår at gjeldende retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning i all hovedsak videreføres, jf. dette vedlegget.

Dette innebærer at prinsippene for bruk av kabel fortsatt bør være gradvis mer restriktive med økende spenningsnivå, fordi både naturinngrep, kostnader og ulemper for kraftsystem og forsyningssikkerhet ved kabling, øker med høyere spenningsnivå.

1 Forslag til retningslinjer

Forslag til språklige og innholdsmessige endringer fra dagens retningslinjer står i kursiv:

- *Ledninger i distribusjonsnettet, med spenning til og med 22 kV skal som hovedregel bygges som jordkabel, unntatt der naturgitte forhold tilsier at kabling gir betydelige naturinngrep og/eller betydelige ekstrakostnader, i tråd med vilkåret i dagens områdekonsesjoner.*
- *Ledninger i regionalnettet, med spenning høyere enn 22 kV til og med 132 kV, skal som hovedregel bygges som luftledning. Jord- eller sjøkabel kan vurderes dersom:*
 - luftledning er teknisk vanskelig eller umulig, som ved kryssing av sjø eller der den kommer nærmere bebyggelse enn tillatt etter gjeldende lover og forskrifter
 - luftledning vil gi særlig store ulemper for bomiljø og nærfriluftsområder der det er knapphet på slikt areal, eller der kabling gir særlige miljøgevinster
 - kabling kan gi en vesentlig bedre totalløsning, alle hensyn tatt i betraktning, for eksempel der alternativet ville vært en innskutt luftledning på en kortere strekning av et kabelanlegg, eller ved at *jordkabel* inn og ut av transformatorstasjoner kan *vesentlig*

redusere samlet belastning for bebyggelse og nærmiljø

- kabling av eksisterende regionalnett kan frigjøre traseer til ledninger på høyere spenningsnivå for å *oppnå en vesentlig bedre trasé med vesentlig mindre negative virkninger for ledningen med høyere spenningsnivå*
- kablingen er finansiert av nyttehavere med det formål å frigjøre arealer til for eksempel boligområder eller næringsutvikling, samtidig som bruk av kabel er akseptabelt ut fra andre hensyn
- *Transmisjonsnettet på 300 og 420 kV spenning skal bygges som luftledning, men kabel kan vurderes i følgende unntakstilfeller:*
 - der luftledning er teknisk vanskelig eller umulig, som for eksempel i byer og ved kryssing av større sjøområder
 - dersom ekstrakostnaden for kabling av en begrenset delstrekning kan forsvares med at det gir særlige miljøgevinster sammenliknet med luftledning, og/eller en begrenset strekning med kabling kan gi en vesentlig bedre totalløsning alle hensyn tatt i betraktning
 - kablingen er finansiert av nyttehavere med det formål å frigjøre arealer til for eksempel boligområder eller næringsutvikling, samtidig som bruk av kabel er akseptabelt ut fra andre hensyn¹

Utredning av jord- og sjøkabel skal gis en overordnet omtale i konseptvalgutredninger, meldinger og søknader om nye kraftledninger i regional- og transmisjonsnettet. Grundigere utredninger av konkrete kabelalternativer skal gjøres der det er grunn til å anta at kabel og luftledning har tilnærmet like investeringskostnader, eller der ett eller flere av unntakene beskrevet ovenfor er til stede.

¹ Dette unntakstilfellet er ikke med i dagens retningslinjer for kabling i transmisjonsnettet, men prinsippet er relevant for begge nettnivåene. NVEs praksis er at dette også vurderes i transmisjonsnettet.

2 Dagens prinsipper for bruk av jord- og sjøkabel:

- *Distribusjonsnettet*: For nett inntil 22 kV skal nettselskap som hovedregel benyttet jordkabel. Unntaket er der naturgitt forhold tilsier at kabling gir betydelige naturinngrep og/eller betydelige ekstrakostnader. Dette blir lagt inn som vilkår i nye og fornyede områdekonsesjoner.
 - *Regionalnettet*: For nett over 22 kV og til og med 132 kV skal luftledningen velges som hovedregel. Jord- og sjøkabel kan velges på begrensede delstrekninger dersom:
 - luftledning er teknisk vanskelig eller umulig, som ved kryssing av sjø eller der den kommer nærmere bebyggelse enn tillatt etter gjeldende lover og forskrifter
 - luftledning vil gi særlig store ulemper for bomiljø og nærfriluftsområder der det er knapphet på slikt areal, eller der kabling gir særlige miljøgevinster
 - kabling kan gi en vesentlig bedre totalløsning alle hensyn tatt i betraktning, for eksempel der alternativet ville vært en innskutt luftledning på en kortere strekning av et kabelanlegg, eller ved at kabling inn og ut av transformatorstasjoner kan avlaste av hensyn til bebyggelse og nærmiljø
 - kabling av eksisterende regionalnett kan frigjøre traséer til ledninger på høyere spenningsnivå og dermed gi en vesentlig reduksjon i negative virkninger av en større ledning, eller oppnå en vesentlig bedre trasé for den større ledningen
 - kablingen er finansiert av nyttehavere med det formål å frigjøre arealer til for eksempel boligområder eller næringsutvikling, samtidig som bruk av kabel for øvrig er akseptabelt ut fra andre hensyn
 - *Sentralnettet*: 300 og 420 kV skal bygges som luftledning, bortsett fra i følgende unntakstilfeller:
 - der luftledning er teknisk vanskelig eller umulig, som for eksempel i byer og ved kryssing av større sjøområder
 - dersom ekstrakostnaden for kabling av en begrenset delstrekning kan forsvares med at det gir særlige miljøgevinster sammenliknet med luftledning og/eller en begrenset strekning med kabling kan gi en vesentlig bedre totalløsning alle hensyn tatt i betraktning.
-
-

Norges offentlige utredninger 2021

Arbeids- og sosialdepartementet:

NOU 2021: 2 Kompetanse, aktivitet og inntektssikring
NOU 2021: 5 Grunnlaget for inntektsoppgjørene 2021
NOU 2021: 8 Trygd over landegrensene
NOU 2021: 9 Den norske modellen og fremtidens arbeidsliv

Finansdepartementet:

NOU 2021: 1 Endringer i verdipapirhandelloven
NOU 2021: 4 Norge mot 2025
NOU 2021: 7 Trygg og enkel eiendomsmegling
NOU 2021: 10 Ny lov om folkefinansiering av næringsvirksomhet

Helse- og omsorgsdepartementet:

NOU 2021: 11 Selvstyrt er velstyrt

Kommunal- og moderniseringsdepartementet:

NOU 2021: 6 Myndighetenes håndtering av koronapandemien

Kulturdepartementet:

NOU 2021: 3 Barneliv foran, bak og i skjermen

Bestilling av publikasjoner

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon
www.publikasjoner.dep.no
Telefon: 22 24 00 00

Publikasjonene er også tilgjengelige på
www.regjeringen.no

Omslagsfoto: Glitre Energi

Trykk: Departementenes sikkerhets- og
serviceorganisasjon – 06/2022

