



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Meld. St. 14

(2011–2012)

Melding til Stortinget

Vi bygger Norge
– om utbygging av strømmettet





DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Meld. St. 14

(2011–2012)

Melding til Stortinget

Vi bygger Norge
– om utbygging av strømmettet

Innhold

1	Innledning og sammendrag	5	3	Kraftbalansen og nettutvikling	28
1.1	Et sterkere overføringsnett for strøm	5	3.1	Innledning	28
1.2	Formålet med meldingen	6	3.2	Kraftbalansen	28
1.3	Nett og nettutvikling	6	3.3	Nærmere om regionale nettbehov	29
1.4	Avgrensing av meldingen	6	3.3.1	Øst-Norge	29
1.5	Sammendrag	7	3.3.2	Sørlandet	30
			3.3.3	Vest-Norge	30
2	Noen tekniske og økonomiske forhold ved overføring av strøm	10	3.3.4	Midt-Norge	31
2.1	Nettet som kritisk infrastruktur ..	10	3.3.5	Nord-Norge	32
2.1.1	Samfunnsmessige konsekvenser ved strømavbrudd	10	3.4	Vurderinger av behovet for investeringer i nett	33
2.1.2	Verdien av sikker strømforsyning	11	3.4.1	Innledning	33
2.2	Overføring av strøm	13	3.4.2	Utviklingen i forbruk og produksjon på effekt- og kraftbalansen.	33
2.2.1	Hvordan strøm overføres	13	3.4.3	Nettets alder og tekniske tilstand .	37
2.2.2	Hva det vil si å ha tilstrekkelig kapasitet i nettet	14	3.5	Nettselskapenes prosjekter for sentralnettet	37
2.3	Organisering og finansiering av nettet	15	3.6	Nærmere om enkelte elementer i kraftbalansene	38
2.3.1	Myndigheter, nettselskap og andre aktørers roller og ansvar	15	3.6.1	Store forbrukere	38
2.3.2	Regulering av nettselskapene og finansiering av nettinvesteringer ..	15	3.6.2	Utenlandshandel	40
2.4	Beskrivelse av kraftnettet	15	3.6.3	Energiomlegging og økt forbrukerfleksibilitet	40
2.4.1	Nettet i Norge	15			
2.4.2	Forbindelser til Norden og andre land	16	4	Nettutvikling i andre land	44
2.5	Effektiv utnyttelse av strømmettet	17	4.1	Innledning	44
2.5.1	Utnyttelse av den eksisterende infrastrukturen	18	4.2	Energi og nett internasjonalt	44
2.5.2	Tiltak for å øke kapasiteten i den eksisterende infrastrukturen	21	4.3	Rammene for nettutvikling i EU ..	45
2.5.3	Utnyttelsen av nettkapasiteten i dag	21	4.4	Andre internasjonale forpliktelser av betydning for nettutviklingen ...	46
2.6	Delene nettet består av	21	4.5	Sentralnettsinvesteringer i Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland og Storbritannia	46
2.6.1	Liner og mastetyper	21	4.5.1	Kriterier for når nettforsterkninger er nødvendig ..	46
2.6.2	Transformatorstasjoner	22	4.5.2	Planleggings- og konsesjonsprosess	48
2.6.3	Jord- og sjøkabler	23			
2.7	Virkninger av kraftoverføringsanlegg for natur, lokalsamfunn og andre arealinteresser	24	5	Regjeringens strategi for utbygging av strømmettet	50
2.8	Kostnader for nett	25	5.1	Mål for nettutvikling	50
2.8.1	Ledninger og kabler	26	5.2	Behovet for nettutvikling i Norge	50
2.8.2	Transformatorstasjoner	26	5.3	Tiltak og virkemidler	51
2.9	Smart grids – intelligente nett	26	5.4	Prosess for å ta beslutninger om nettinvesteringer	52
2.9.1	Bruk av intelligente nett i det norske sentralnettet i dag	26			
2.9.2	Utviklingen fremover	27			

6	Tiltak og virkemidler for å gjennomføre regjeringens strategi for nettutbygging	54	6.7	Virkninger av kraftoverføringsanlegg for natur- og arealinteresser og regjeringens politikk for avbøtende tiltak	75
6.1	Innledning	54	6.7.1	Innledning	75
6.2	Organisering og finansiering	54	6.7.2	Visuelle virkninger	75
6.3	Kapasitet i og omfang av strømmettet	55	6.7.3	Naturmangfold	83
6.3.1	Innledning	55	6.7.4	Verneområder	85
6.3.2	Nærmere om koordinering av investeringer i nett, produksjon og forbruk	55	6.7.5	Kulturminner og kulturmiljø	85
6.4	Kriterier for samfunnsmessig fornuftige nettinvesteringer	56	6.7.6	Reindrift	86
6.4.1	Vurderinger	56	7	Planlegging og konsesjon	87
6.4.2	Prioriteringen mellom nettprosjektene	60	7.1	Innledning og bakgrunn for endringer	87
6.5	Nærmere om noen elementer i vurderingen av prosjektene	62	7.2	Planlegging	88
6.5.1	Tilstrekkelig sikkerhetsmargin	62	7.2.1	Behovet for god planlegging av nettprosjekter	88
6.5.2	Hensyn til miljø og lokalsamfunn .	63	7.2.2	Regionale kraftsystemutredninger styrkes	89
6.5.3	Tilrettelegging for ny fornybar kraftproduksjon og store endringer i forbruk	66	7.2.3	Statnetts planlegging	89
6.5.4	Økt overføringskapasitet og reduserte prisforskjeller	67	7.2.4	Nettselskapets konseptvalg og innholdet i en konseptvalgutredning	91
6.5.5	Samlet vurdering av kraftsystem regionalt; tilknytningspunkter og sanering	68	7.2.5	Innføring av ekstern kvalitets sikring	92
6.5.6	Oppgradering av eksisterende nett og effektiv bruk av eksisterende traséer	70	7.2.6	Innføring av tidlig politisk involvering	93
6.5.7	Bevissthet om å holde kostnadene nede	70	7.3	Konsesjonsbehandlingen	94
6.6	Nettforbindelser med Norden og andre land	70	7.3.1	Innledning	94
6.6.1	Norden	70	7.3.2	Melding, høring og fastsettelse av konsekvensutredningsprogram	95
6.6.2	Norge og Sverige	71	7.3.3	Konsesjonssøknad, høring og vedtak	98
6.6.3	Land utenfor Norden	72	7.3.4	Endring av vedtaksmyndighet	99
6.6.4	Eierskap av utenlandsforbindelser	74	7.3.5	Felles ansvar for sentralnettet	99
6.6.5	På lenger sikt	74	7.3.6	Forholdet til samiske interesser ...	100
			7.4	Oppsummering	100
			8	Økonomiske og administrative konsekvenser	102



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Meld. St. 14

(2011–2012)

Melding til Stortinget

Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet 2. mars 2012,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Stoltenberg II)*

1 Innledning og sammendrag

1.1 Et sterkere overføringsnett for strøm

I denne meldingen legger regjeringen fram politikken for utbygging og reinvesteringer i det sentrale overføringsnettet for strøm.

Etter mange år med effektivisering og moderate investeringer i det sentrale overføringsnettet er det nå stort behov for å øke kapasiteten og bygge om deler av nettet. Utbyggingsbehovet skyldes nødvendigheten av bedre sikkerhet for strømløpene i noen områder, mer fornybar kraftproduksjon, forbruksvekst blant annet i petroleumssektoren, industrien og områder med befolkningsøkning og ønsket om å utjevne regionale ubalanser og kraftpriser. Mesteparten av dagens nett ble bygget fra 1950-tallet og fram til 1980-tallet, det er derfor behov for betydelige reinvesteringer. Investeringene må komme på plass i tide.

Det er Statnett og de større regionale nettselskapene som er ansvarlige for byggingen og driften av det sentrale strømmettet. Nettbrukerne finansierer driften av nettet og investeringer når de betaler nettleie. Energimyndighetene har en rekke tiltak og virkemidler som påvirker investe-

ringene, og utbyggingsprosjektene må ha konsekvens etter energiloven. Nettinvesteringene har imidlertid bare indirekte virkninger for statens inntekter og utgifter.

Nettet har en sentral rolle som bindeledd mellom produksjon og forbruk av strøm. Viktige grep for koordinering av utbygging av nett, produksjon og forbruk ble tatt med Ot.prp. nr. 62 (2008-2009). Det ble blant annet innført tilknytningsplikt for produksjon og forbruk. Videre slo regjeringen fast enkelte prinsipper for organisering av energisektoren og regulering av nettselskapene. I proposisjonen ble det også lagt fram en strategi for hvordan det skal tas økt hensyn til miljø, estetikk og lokalsamfunn ved planlegging av nettinvesteringer. Denne meldingen viderefører nettpolitikken i Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) og behandler politikken for utbyggingen av strømmettet 10 til 15 år framover.

For å bestemme om og hvordan et nettprosjekt skal gjennomføres, må ulike hensyn avveies. Forsyningssikkerhet, tilknytning av nytt forbruk, ny kraftproduksjon og en overføringskapasitet som ikke gir regionale ubalanser i kraftsystemet er faktorer som taler for å bygge ut nettet. Kostna-

der og ulemper for natur og andre arealinteresser taler i mot. Politikken for reduksjon av klimagasser kommer inn i vurderingene av nettprosjekter gjennom rammene for kraftproduksjon og kraftforbruk. Det bærende prinsippet er at avveiningen skal gjøres slik at samfunnets fordeler av utbyggingen er større enn samfunnets kostnader. Virkemidler, regulering og konsesjonsbehandling baseres på dette prinsippet.

Det lar seg ikke gjøre på en allment akseptert og effektiv måte å gi alle hensynene en verdi i kroner. Det er sentralt at vi har et robust og moderne nett med en tilstrekkelig sikkerhetsmargin for sjeldne og negative hendelser i driften av kraftsystemet. De negative virkninger av å være for sent ute med investeringer i det sentrale overføringsnettet er store. Normalt vil konsekvensene av å investere for lite eller for sent være større enn konsekvensene av å investere for mye. Nettet skal bygges ut på en skånsom måte som tar hensyn til natur, andre allmenne interesser og tredjeparter. Regjeringen redegjør i denne meldingen for sin politikk for avbøtende tiltak. Hovedprinsippet for bruk av jord- eller sjøkabel videreføres, men tydeliggjøres. Sentralnettet skal fortsatt som hovedregel bygges som luftledning. Valg av ledningstrasé og et helhetlig syn på kraftsystemet i området er ofte det viktigste for å redusere ulempene av en kraftledning. Muligheter for tilknytningspunkter, sanering og omstrukturering av nettet skal alltid vurderes ved utbygging av ny kapasitet.

Kraftsystemet i Norge henger nært sammen med Sverige og resten av Norden. Et tett samarbeid om nettutvikling med disse landene er viktig. Nye nettforbindelser til andre land skal etableres i den grad de er samfunnsøkonomisk lønnsomme. De eksisterende forbindelsene er viktige for forsyningssikkerheten i Norge, og når nye forbindelser vurderes vil bidraget til å styrke forsyningssikkerheten i Norge være et viktig hensyn i analysene.

Nettinvesteringer er nødvendige og viktige. Det er mange som påvirkes av slike tiltak. Store kraftledningssaker krever en grundig behandling. Så mange som mulig av de som kan bli berørt bør involveres. I konsesjonsbehandlingen vurderer myndighetene prosjektene, og kan sette vilkår for å gi tillatelse til utbyggingen. Behovet for nettinvesteringer framover gjør at denne behandlingen må være effektiv, og at den ikke tar for lang tid. Det er viktig at nettselskapene involverer interessenter og potensielt berørte tidlig, og at disse deltar i de prosessene som nettselskapene og myndighetene legger til rette for. Regjeringen mener planleggingen og konsesjonsbehandlingen derfor er godt egnet for å avveie de ulike hensynene og å

finne gode løsninger. Regjeringen foreslår i denne meldingen noen endringer for å styrke tidlig involvering av interessenter og for å tydeliggjøre de politiske valgene som må tas knyttet til beslutninger om store nettprosjekter.

Med denne stortingsmeldingen klargjør regjeringen politikken for utbygging av strømmettet. Med klarhet rundt målene og virkemidlene bør det ligge til rette for at stegene i planlegging og konsesjonsbehandling kan gjennomføres effektivt.

1.2 Formålet med meldingen

Det er omfattende planer om nettinvesteringer i årene framover. Nettutvikling får betydelig politisk oppmerksomhet, både lokalt og nasjonalt. Konsesjons-saken for å gi Statnett tillatelse til å bygge en ledning fra Sima til Sannanger illustrerer dette.

Dette gjør at det nå er et godt tidspunkt for regjeringen å gå gjennom politikken for utviklingen av det sentrale overføringsnettet for de neste 10 til 15 årene. En god politisk forankring av rammene er nødvendig for å få gode beslutninger og framdrift i prosjektene.

1.3 Nett og nettutvikling

Denne meldingen omfatter i hovedsak sentralnettet, i tillegg inkluderes den delen av regionalnettet som har til formål å transportere strømmen over lengre avstander, for eksempel fra et område med mye kraftproduksjon til et område med høyt forbruk. Når begrepet nett brukes i denne meldingen gjelder det disse nevnte deler av nettet og, med mindre annet er presisert, ikke distribusjonsnettet.

Ulike typer behov kan gjøre det nødvendig med investeringer i nettet. Investeringene kan enten være i form av nye kraftledninger eller oppgradering av eksisterende kraftledninger, i transformatorstasjoner eller i andre installasjoner i nettet som gir økt kapasitet eller bedre kvalitet. Nettutvikling er planlegging og gjennomføring av slike investeringer.

1.4 Avgrensning av meldingen

Meldingen behandler politikken for utbygging av strømmettet. Utviklingen i kraftproduksjon og -forbruk er helt sentralt for nettutviklingen. Gjeldende energipolitikk, som fornybarsatsning, satsning på energiomlegging, kraft fra land til petroleumssektoren mv., legges til grunn; det er ikke en energimelding som legges fram. Tidshorizonten for mel-

dingen, blant annet i omtalen av regionale kraftbalanser, er 10 til 15 år. Meldingen konsentreres om utbygging av nettet og kommer ikke inn på vurderinger rundt driften. Fordeling av nettleien på kundegrupper, tariffing, er ikke berørt, med unntak av noen vurderinger av anleggsbidrag for nye brukere av nettet.

1.5 Sammendrag

I *kapittel 2* gis en oversikt over noen tekniske og økonomiske forhold ved overføring av strøm. I dagens samfunn er elektrisitet en nødvendighet og nesten alle viktige samfunnsoppgaver og -funksjoner er kritisk avhengig av et velfungerende kraftsystem med pålitelig strømforsyning. Strømauvarudd har store samfunnsmessige konsekvenser. Strømmettet er et naturlig monopol og er sterkt regulert. Nettselskapene er ansvarlige for å planlegge og gjennomføre de nødvendige investeringene i sitt nett. Statnett er systemansvarlig og har den overordnede fysiske styring og kontroll med kraftsystemet. Nettet i Norge deles inn i tre nivåer: distribusjonsnett, regionalnett og sentralnett. Sentralnettet består i hovedsak av kraftledninger med 300 eller 420 kV spenning. Sentralnettet omfatter også utenlandsforbindelse til Danmark, Finland, Nederland, Sverige og Russland. Statnett eier om lag 90 prosent av sentralnettet.

Det har de siste 20 årene vært fokus på å utnytte eksisterende nett mer effektivt og å gjøre investeringer i eksisterende nett og traséer. Mye av dette potensialet er nå utnyttet og i noen områder er overføringskapasiteten blitt for liten. Etablering av kraftoverføringsanlegg vil, selv om de utformes skånsomt, medføre inngrep i natur og ha virkninger for lokalsamfunn og andre arealinteresser. Aktuelle konsekvenser er påvirkning av arters leveområder, fragmentering av naturområder, påvirkning på reindrift, elektrokusjon - og kollisjonsfare for fugl og visuelle virkninger på landskapet.

I *kapittel 3* gis en omtale av kraftbalansen og dens betydning for nettutvikling. Overføringsnettet må kunne håndtere mulige variasjoner i forbruk og produksjon av kraft som kan forekomme på kort og lang sikt. Regionene i Norge har ulike karakteristika og svært forskjellige behov for nettinvesteringer. Betydelige deler av kraftproduksjonen finnes på Vestlandet og i Nordland, mens Østlandet har høyest forbruk. Kraften må derfor transporteres fra vest til øst og fra nord til syd. Noen områder som Midt-Norge og Bergensregionen har hatt stor forbruksvekst og har nå ikke til-

strekkelig overføringskapasitet. Flere av nettanleggene vil de nærmeste årene nærme seg forventet teknisk levetid. Det vil ofte være fornuftig at nødvendige reinvesteringer gjøres samtidig som planlagte kapasitetsøkninger.

Store forbruksetableringer i områder med stram kraftbalanse er særlig utfordrende for overføringsnettet, og kan utløse behov for store nettinvesteringer. Kraft fra land vurderes for alle nye utbygginger og større ombygginger på kontinentalsokkelen. Forbruket i petroleumsindustrien av kraft fra land har økt fra under 1 TWh/år i 1995 til om lag 6 TWh/år i 2010. Kraftintensiv industri er en annen stor kraftbruker. Av strømbroken i alminnelig forsyning går en stor del av forbruket av elektrisitet til oppvarming, særlig i husholdningene. Økonomisk vekst og befolkningsvekst trekker i retning av økt strømforbruk. Arbeidet med energiomlegging vil på lang sikt trekke i retning av lavere forbruk av elektrisitet enn om utviklingen overlates til seg selv. Det vil imidlertid variere mellom geografiske områder hvor stor betydning denne satsingen har. Regjeringen legger vekt på at nettselskapene tar hensyn til virkningen av energiomlegging og økt forbrukerfleksibilitet i prosjekt hvor dette vil kunne ha betydning.

Vannkraften har betydelige variasjoner i magasinifilling og kraftproduksjon mellom sesonger og år. De store variasjonene i produksjonsmulighetene innenlands gjør det nødvendig å ha tilstrekkelig overføringskapasitet mellom ulike landsdeler og mellom Norge og utlandet. Det er flere forhold, særlig etablering av det norsk-svenske elsertifikatmarkedet og innlemmelsen av fornybardirektivet i norsk energipolitikk, som trekker i retning av økte investeringer i kraftproduksjon sammenliknet med tidligere. De fornybare energiressursene i Norge er store, men ujevnt fordelt i landet og ofte langt fra de store forbrukssentrene. Strømproduksjon basert på fornybare energikilder, som vann og vind, kan ikke dekke forbruket uten et omfattende overføringsnett.

I *kapittel 4* omtales nettutvikling i andre land. Det er store behov for nettinvesteringer i mange land, blant annet som følge av reinvesteringsbehov, forbruksutvikling og økt satsning på fornybar energi. EUs energipolitikk legger føringer også for nettutvikling i Norge, og en rekke andre internasjonale forpliktelser har også betydning.

I *kapittel 5* legges regjeringens strategi for utvikling av strømmettet fram. Dette utdypes videre i de to påfølgende kapitlene. Overordnet er målet at planlegging og utbygging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven. Regjeringens mål som har konsekvenser for

modernisering og utbygging av strømmettet stilles opp i kapittelet.

I *kapittel 6* redegjøres for tiltak og virkemidler for å gjennomføre regjeringens strategi for nettutvikling. Beslutningene om å investere i nettutbygging baseres på en samfunnsøkonomisk vurdering av fordeler og ulemper. Kostnadene for det maskede sentralnettet skal fortsatt fordeles på alle kundene i sentralnettet. Det er en krevende oppgave å nå målet om at investeringer i kraftproduksjon, nett og forbruk balanseres slik at en samlet sett får en god samfunnsøkonomisk løsning. En vil neppe klare å løse balanseringen på en slik måte at det aldri forekommer tidvis knapphet eller overinvestering. Det er derfor viktig å ha et energisystem som er tilstrekkelig fleksibelt. Den kritiske betydningen av strøm tilsier, etter regjeringens vurdering, at konsekvensene ved å bygge for lite nett er større enn konsekvensene ved å overinvestere. På den andre siden vil det være kostbart og gi for store ulemper dersom en i alle sammenhenger skulle ha tilstrekkelig ledig kapasitet til å møte alle tenkelige omstendigheter.

Det varierer mye fra prosjekt til prosjekt hva som er de viktigste fordelene og ulempene. Ikke alle virkningene kan prissettes på en allment akseptert og meningsfylt måte. Blant faktorene som er vanskelig å verdsette fullt ut er forsyningsikkerhet og negative virkninger for natur, landskap, kulturminner og -miljø og lokalsamfunn. Når nettselskapene og energimyndighetene skal avveie samfunnsmessig nytte og kostnader, må det tas hensyn til både kostnader og nytte som prissettes og de virkninger som vurderes på andre måter. Ofte vil det være virkningene som ikke prissettes som er avgjørende i vurderingen av prosjektet.

Konsekvensene av utfall av sentralnettsledninger er store og ofte helt uakseptable. 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.

Kraftledninger har både positive og negative virkninger for miljø, andre brukerinteresser og lokalsamfunn. Positive virkninger er blant annet økt forsyningsikkerhet og muligheter til næringsutvikling gjennom både produksjon og forbruk. Selv om kraftledninger blir utformet så skånsomt som mulig, er det ofte ikke til å unngå at de medfører naturinngrep og påvirker landskap og lokalsamfunn. Visuelle virkninger og påvirkning på naturmangfold, friluftsliv og reindrift tas med i vurderingene uten å prissettes. Det er sentralt at fakta og vurderinger som gjøres fremstilles

på en oversiktlig og systematisk måte og at dokumentasjon det vises til er etterprøvbart.

Et prosjekts betydning for å tilrettelegge for ny fornybar kraftproduksjon og store endringer i forbruk er sentralt i vurderingene. I den samfunnsøkonomiske analysen skal verdien av å knytte til den nye kraftproduksjonen eller det nye forbruket tas med. I den samlede vurderingen av et nettprosjekt skal myndighetenes rammer legges til grunn.

Hvis det er begrensninger i overføringskapasiteten, flaskehals, vil økt overføringskapasitet bidra til en mer effektiv ressursutnyttelse. Pris er et tydelig og viktig signal om knappheten på energiresursene i et område. Ved å øke overføringskapasiteten mellom områdene vil prisforskjellene reduseres. Regjeringens mål er at det skal være tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder. Prisområder skal ikke erstatte tiltak i nettet som utbedrer en for svak overføringskapasitet. Blant annet skal nettinvesteringer gjøres i tide, slik at forskjeller i pris ikke hindrer en forbruksutvikling som samlet sett er til nytte for samfunnet. Det er likevel nødvendig i driften av nettet å benytte prisområder som virkemiddel for å sikre at produksjon og forbruk tilpasser seg gjeldende nettforhold.

For å redusere ulemper og øke nytten ved bygging av kraftledninger er det viktig at riktig utforming av nettløsning regionalt velges. God koordinering av nettplanleggingen innen og på tvers av regioner, nettnivå og netteiere er viktig. I alle nye konsekvensutredningsprogram for regional- og sentralnett settes det krav om en vurdering av muligheter og behov for nye tilknytningspunkter i kraftsystemet, sanering og omstrukturering av nett som kan øke nytten eller redusere den totale belastningen regionen påføres av kraftledninger. Det er positivt om nettselskapene finner løsninger som gir økt overføringskapasitet uten vesentlige nye inngrep, slik som spenningsoppgraderinger kan gi. Investeringskostnader gir økte tariffer for nettkundene. Nettselskapene og konsesjonsmyndighetene må derfor legge vekt på at det ikke påløper urimelig høye kostnader.

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked og har nettforbindelser også til land utenfor Norden. Regjeringen legger vekt på et tett samarbeid mellom Norge og Sverige og de andre nordiske landene om nettutvikling. Nordiske nytte- og kostnadsvirkninger ligger til grunn for nettinvesteringer i de nordiske landene. For å ivareta hensynet til samfunnsøkonomisk lønnsomhet for det enkelte land skal nettselskapene forhandle om

inntekts- og kostnadsfordeling. Kraftutveksling er viktig for norsk forsyningssikkerhet og bidrar til en god utnyttelse og å ta vare på verdiene i den norske vannkraften. Nye utenlandsforbindelser skal etableres i den grad de er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Når nye forbindelser vurderes vil bidraget til å styrke forsyningssikkerheten i Norge være et viktig hensyn i analysene.

Et ledd i å fremme de samfunnsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene er å sikre at prosjektene som er nødvendige å bygge ut utformes skånsomt for naturmangfold, landskap, lokalsamfunn og andre arealinteresser. Generelt kan det slås fast at riktig valg og justeringer av trasé er det viktigste tiltaket for å redusere negative virkninger av kraftledninger. Det innebærer ofte avveininger mellom hensynet til ulike natur- og samfunnshensyn som berøres, og det er den totalt sett beste løsningen for samfunnet som må etterstrebes. Sentrale tema er visuelle virkninger, naturmangfold, verneområder, kulturminner og -miljø og reindrift. I tillegg til alternative trasévalg og traséjusteringer, er kamouflasjetiltak, tiltak av hensyn til fugl, tilpasninger av anleggsperioden og bruk av jord- og sjøkabel eksempler på avbøtende tiltak som vurderes.

Regjeringen opprettholder hovedprinsippet om at bruken av kabel skal økes på lavere spenningsnivå, men være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå, slik det ble lagt til grunn ved Stortingets behandling av Ot.prp. nr. 62 (2008-2009). Kriteriene for når unntak er aktuelt tydeliggjøres. For nett inntil 22 kV skal kabel være hovedregelen. Sentralnettet skal fortsatt som hovedregel bygges som luftledning. Bruk av kabel skal alltid gis en overordnet omtale, men hvor grundig kabling utredes skal tilpasses hva som kan være beslutningsrelevant og i tråd med gjeldende prinsipper for bruk av kabling.

I *kapittel 7* gis en gjennomgang av planleggingen og konsesjonsbehandlingen for store kraftledninger. Planleggingen foregår i nettselskapene og består i at nettselskapene identifiserer behov for tiltak og velger hovedløsning eller konsept. Nettselskapene må søke om konsesjon for å bygge store kraftledninger. Konsesjonsbehandlingen består i dag av melding av prosjektet med fastsettelse av konsekvensutredningsprogram, NVEs behandling av søknad og en eventuell klagebehandling i departementet. I konsesjonsbehandlingen

gen belyses alle sider av saken, blant annet gjennom flere høringsrunder, folkemøter og befaringer. Lokalbefolkning og interessegrupper høres og gis anledning til å gi innspill i de ulike fasene i utviklingen av prosjektet.

Planlegging og konsesjonsbehandling av kraftledninger er og skal fortsatt være omfattende og grundige prosesser, men tidsbruken må reduseres. Det skal legges vekt på at beslutningsrelevant informasjon kommer fram gjennom innspill og høringsuttalelser fra berørte og andre interessenter, konsekvensutredninger og fra nettselskapet. Selv om et tilstrekkelig antall alternative løsninger må utredes for å gi et godt beslutningsgrunnlag for konsesjonsbehandlingen, er det også viktig at det ikke utredes løsninger som det ikke kan være aktuelt å gjennomføre. Regjeringen vektlegger at nettselskapene tidlig involverer interessenter og berørte, og at interessentene og berørte deltar i de prosessene nettselskap og myndigheter legger opp til. NVE skal revidere kravene til kraftsystemutredningene, blant annet for å legge til rette for deltagelse av ulike interessenter.

Nettselskapets begrunnelse for behovet for nye nettprosjekter og vurderingen av hovedalternativer, bør være systematisk og lett tilgjengelig. Utbygging av store kraftledninger er sentrale energipolitiske beslutninger, og er også viktig for andre politikkområder som naturforvaltning, klima og næringsutvikling. Regjeringen foreslår derfor å innføre en tidlig politisk involvering og å heve vedtaksmyndigheten til Kongen i statsråd. NVE skal fortsatt være den sentrale energimyndigheten i konsesjonsbehandlingen og fastsette konsekvensutredningsprogram, vurdere om prosjektet er samfunnsmessig rasjonelt, vurdere traséer og utarbeide innstilling til vedtak til departementet. Det innføres ekstern kvalitetssikring, slik at en ekstern tredjepart går gjennom prosjektet før det sendes til myndighetene.

Regjeringen mener at de endringer som foreslås vil bidra til å tydeliggjøre de politiske valgene som må tas i forbindelse med beslutninger om store nettprosjekter og hvilken informasjon og hvilke vurderinger som er relevante på de ulike stadiene i beslutningsprosessen. At prinsipielle spørsmål om behov og konseptvalg løstes tidligere i prosessen, bør bidra til at den etterfølgende behandlingstiden kan reduseres.

2 Noen tekniske og økonomiske forhold ved overføring av strøm

2.1 Nettet som kritisk infrastruktur

2.1.1 Samfunnsmessige konsekvenser ved strømavbrudd

I dagens samfunn er elektrisitet en nødvendighet. Nesten alle viktige samfunnsoppgaver og -funksjoner er kritisk avhengige av et velfungerende kraftsystem med pålitelig strømforsyning. Svikt i strømforsyningen som gir omfattende og langvarige strømavbrudd skjer sjelden i det norske kraftsystemet. Imidlertid vil konsekvensene av slike avbrudd være store. Nettet ivaretar en av de grunnleggende funksjonene i kraftforsyningen, og er en helt sentral infrastruktur i ethvert moderne samfunn.

I Norge er elektrisitetens andel av energibruken betydelig høyere enn i andre land, delvis som en følge av en stor kraftintensiv industri, men også fordi elektrisitet i større grad enn i andre land brukes til oppvarming. Dette bidrar til å gjøre oss spesielt sårbare for avbrudd. Ettersom elektrisitet utgjør storparten av vår energibruk, og det også er høy grad av gjensidig avhengighet mellom kraftforsyning og andre viktige samfunnsfunksjoner, vil et omfattende strømbrudd ramme de fleste sektorer og samfunnsoppgaver.

De samfunnsmessige konsekvensene ved strømbrudd øker jo lenger strømmen er borte. Et kort strømbrudd (inntil 4 timer) vil sjelden utgjøre noen direkte fare for liv og helse, men kan øke sannsynligheten for ulykker og dødsfall. Renseanlegg for drikkevann kan slutte å fungere, gater uten lys øker sannsynligheten for trafikkulykker, overfall og hærverk, og manglende telefondekning kan blant annet føre til at nødmeldinger ikke kommer fram. Generelt vil funksjonaliteten til vanlige kommunikasjonsmidler som telefon og internett, samt tilgangen til informasjonskanaler som radio og TV berøres. For industrien kan selv kortere strømbrudd føre til full stans i produksjon med påfølgende store økonomiske tap. Eksempelvis vil et strømavbrudd på over noen timer bli svært kostbart for aluminiumsproduksjon, da det

flytende metallet i elektrolysecellene vil bli nedkjølt og størkne og produksjonen vil måtte innstilles i lang tid etterpå.

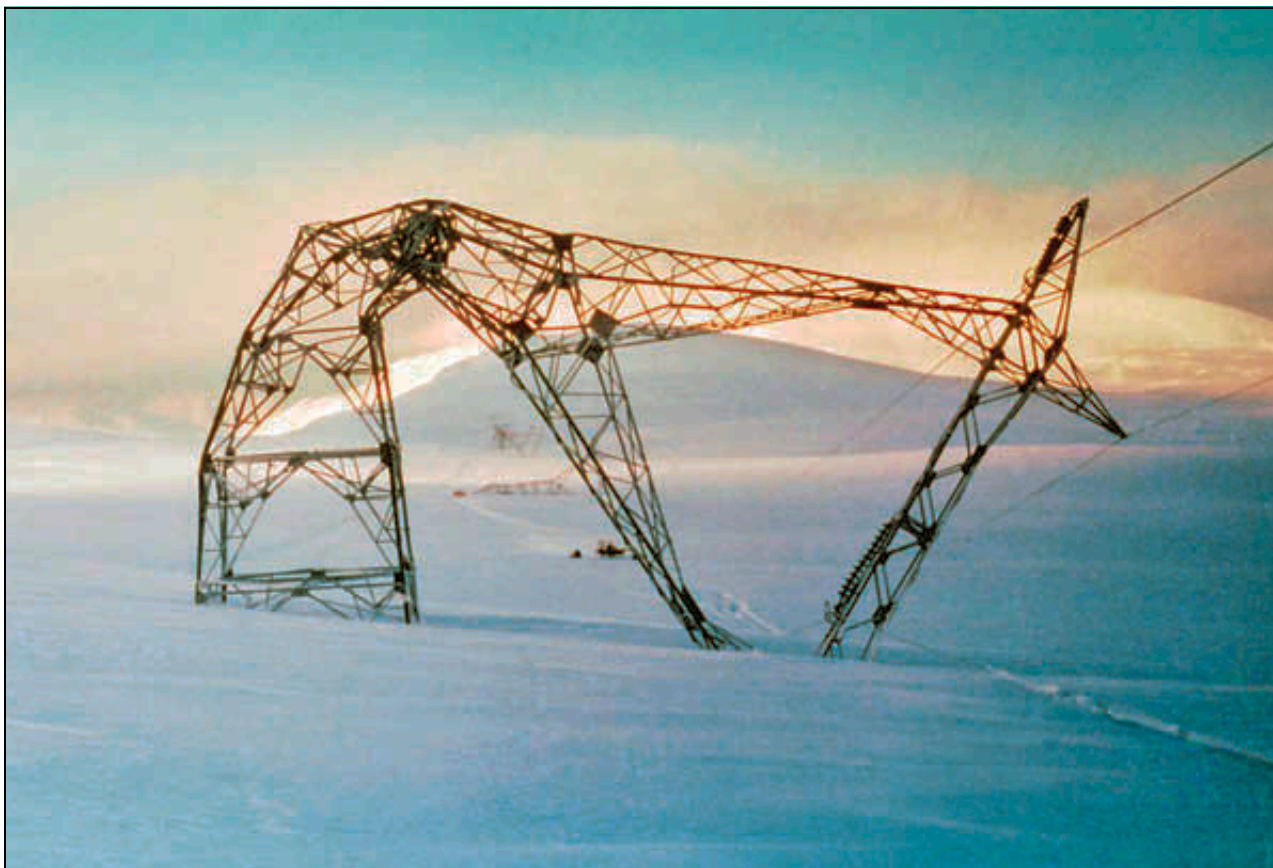
Et lengre strømbrudd vil skape betydelige problemer både for husholdninger, næringsliv og industri, samt for vitale samfunnsfunksjoner som helsetjenester, vannforsyning og transport. Apparater og hjelpemidler vi omgir oss med til daglig og som vi er avhengige av vil ikke fungere. Dette inkluderer blant annet trygghetsalarmer og medisinsk utstyr hos pleietrengende som bor hjemme, elektriske dører, heiser og kjølesystemer i næringsbygg og bensinpumper på bensinstasjonene. Spesielt vanskelig kan det være hvis et lengre strømbrudd rammer et stort geografisk område. Det kan for eksempel bli for langt til nærmeste fungerende bensinpumpe, noe som kan skape forsinkelser. Vi er også sårbare for redusert tilgang på egne midler ettersom betalingsterminaler og nettbanker ikke fungerer uten strøm.

Vinterstid vil et strømbrudd raskt føre til bortfall av varme. Spesielt utsatt er de som bor i bolli-

Boks 2.1 Ekstremværet «Dagmar»

Ekstremværet «Dagmar» rammet store deler av landet 1. juledag 2011. I løpet av romjulen opplevde over 570.000 kunder korte eller langvarige strømavbrudd. Hardest rammet var Sogn og Fjordane, Sunnmøre og enkelte områder på Østlandet. Mange av avbruddene skyldtes trær som falt over linjenettet.

Det var hovedsakelig feil på lavere spenningsnivå (distribusjonsnettet og regionalnettet) som førte til at abonnenter var uten strøm. Omfanget av situasjonen kunne fort vært større dersom sentralnettet hadde blitt hardere rammet. Sentralnettet er i stor grad bygget ut som masket nett, og enkeltfeil vil derfor vanligvis ikke føre til brudd på leveringen. Et masket sentralnett reduserer konsekvensene av feil og er viktig for forsyningssikkerheten.



Figur 2.1 Norge er et land hvor været kan skape utfordringer for kraftoverføringen

Foto: Oslo Byarkiv

ger eller på sykehjem uten annen oppvarmingskilde enn elektrisitet, noe som er vanlig i byer og tettsteder. Et strømbrudd med lengre varighet vil da kunne føre til helsefare og dødsfall for syke og eldre. I en slik situasjon vil også skoler og barnehager stenge.

Den absolutte sikkerhet mot strømavbrudd kan ikke oppnås. En garantert uavbrutt strømfor- syning ville blitt veldig kostbart for samfunnet, ført til store miljøinngrep og det ville knapt være teknisk mulig å oppnå. Virksomheter som er kritisk avhengig av strømforsyning vil ofte ha krav om nødstrøm eller bør vurdere et slikt tiltak for å redusere egen sårbarhet.

2.1.2 Verdien av sikker strømforsyning

Det er svært krevende å anslå de totale kostnadene som er knyttet til strømbrudd for ulike sluttbrukere. Dette gjelder spesielt alle de indirekte kostnadene som oppstår som følge av ringvirkningene av et strømbrudd, slik som stans i transport-systemer, IT-systemer, kommunikasjonsmidler og betalingssystemer.

Tapte salgsinntekter for næringsliv og industri som følge av at produksjonen stopper opp er eksempler på direkte kostnader som det kan være mulig å anslå gjennom undersøkelser av strømkundens betalingsvilje for sikker strømforsyning. Derimot er det vanskeligere å tallfeste indirekte kostnader som for eksempel forbrukeres nyttetap eller ulempe knyttet til at tjenesten eller produktet de ønsker å kjøpe ikke er tilgjengelig. De indirekte kostnadene ved et strømbrudd kan være mer omfattende enn de direkte kostnadene. For eksempel vil de indirekte kostnadene ved et strømbrudd på en jernbanestasjon, i form av de reisendes kostnader og ulemper ved forsinkelser og kanselleringer, være mye større enn de direkte kostnadene, som i første omgang er tapte billettinntekter.

Et annet kompliserende element er å ta hensyn til at konsekvensene øker med varigheten av strømbruddet og størrelsen på det berørte området. Det er vanskelig å tallfeste både hvor raskt og hvor mye kostnadene stiger med strømbruddets varighet og geografiske omfang. For eksempel vil det være tidspunkter hvor strømbruddet går fra å medføre moderate konsekvenser, slik som vente-

Boks 2.2 Noen sentrale begreper

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. Spenningen i en strømkrets kan sammenliknes med trykket i en vannslange. 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. Elektrisk effekt overført i en leder er proporsjonal med både strømsstyrke og spenningsnivå. For å overføre en gitt elektrisk effekt kan man, ved å øke spenningsnivået, redusere nødvendig strømstyrke. 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 elek-

trisitet som strømmer gjennom et målt punkt for en gitt periode. Elektrisk energi måles vanligvis i måleenhetene wattime (Wh), kilowattime (kWh, det vil si 1000 Wh) og megawattime (MWh, det vil si 1000 kWh) som er lik energien som overføres i løpet av en time. Kraftforbruket for en gjennomsnittlig husstand anslås til å være om lag 20 000 kWh i året. Kraftverket i Norge som produserer mest har en årlig produksjon på rundt 4 100 GWh/år (4 100 000 MWh/år). Kraftproduksjonen i Norge vil i et normalår være om lag 125 TWh (125 000 GWh/år).

Vekselstrøm er en elektrisk strøm som varierer periodisk, det vil si at elektronene skifter retning mange ganger i sekundet. Det er vekselstrøm som benyttes i de fleste nett, eksempelvis i hus. I motsetning er likestrøm en elektrisk strøm der elektronene kontinuerlig beveger seg i samme retning. For å koble et likestrømsanlegg til et vekselstrømssystem må et omformeranlegg benyttes.

Kraftledning er samlebetegnelsen for et komplett overføringsanlegg bestående av liner, master osv.

Overføringskapasitet angir hvor mye strøm som kan overføres over en enkelt overføringsledning eller et overføringssnitt, som er summen av kraftflyt på to eller flere ledninger.

tid og tapte salgsinntekter, til også å resultere i store samfunnsmessige ringvirkninger og i ytterste konsekvens tap av menneskeliv. Hvor disse kritiske tidspunktene befinner seg på tidsaksen vil variere med omstendighetene, slik som temperatur, strømbruddets utbredelse og befolkningssammensetning i de berørte områdene.

Den store usikkerheten knyttet til de totale kostnadene ved strømbrudd, gir en tilsvarende usikkerhet også ved beregninger av den faktiske verdien av sikker strømforsyning. Uten et godt estimat på verdien av sikker strømforsyning, er det vanskelig å bestemme hva som er samfunnsøkonomisk riktig nivå på investeringer i forsynings-sikkerhet.

Spørsmål omkring forsynings-sikkerhet for elektrisitet har i det siste vært gjenstand for atskillig oppmerksomhet og diskusjon. Enkelte trender kan tyde på at toleransen for avbrudd har blitt

mindre og tilsvarende at verdien av sikker strømforsyning har blitt større de seneste årene. En årsak til det økte fokuset på forsynings-sikkerhet er trolig at samfunnets og den enkeltes avhengighet av strøm har økt. Velstandsøkning og teknologisk utvikling er to grunner til dette. Økonomisk vekst har bidratt til økt energibehov som følge av større produksjon av varer og tjenester. Veksten i disponibel inntekt har delvis blitt benyttet til å øke forbruket og dermed også etterspørselen etter produkter som krever elektrisk energi. Den teknologiske utviklingen har ført til at elektriske produkter stadig har blitt rimeligere og lettere tilgjengelige for vanlige husholdninger og bedrifter. Utvikling av sofistikerte produkter og produksjonsprosesser, som er mer avhengig av stabil strømforsyning og god spenningskvalitet, har også økt kravene til leveringskvaliteten for strøm. Det å etablere en mer robust strømforsyning vil

medføre kostnader og miljøinngrep. Ved vurdering av nye nettprosjekter avveies samfunnets fordeler og kostnader, jf. kapittel 6.

2.2 Overføring av strøm

Kraftnettets funksjon er å transportere elektrisk kraft fra produsenter til forbrukere, i de mengder og på de tidspunkter forbrukerne ønsker. I kraftsystemet må strøm produseres i det øyeblikket den skal forbrukes. Derfor er en sentral egenskap ved kraftsystemet at det hvert øyeblikk må være balanse mellom samlet produksjon og samlet bruk av kraft, såkalt momentan balanse. Dette stiller høye krav til kapasiteten i nettet.

2.2.1 Hvordan strøm overføres

Sentralnettet er i all hovedsak masket, det vil si at strømmen kan gå flere veier for å komme til et punkt. Nettkundene, produsenter og forbrukere, er i nesten alle tilfeller knyttet til det maskede nettet via radialer (en enkelt ledning mellom forbruket/produksjonen og et punkt i det maskede nettet).

I et kraftsystem vil strømmen flyte dit hvor det er minst motstand, i henhold til fysikkens lover. Et kraftsystem som henger sammen og har lik frekvens kalles et synkront system.

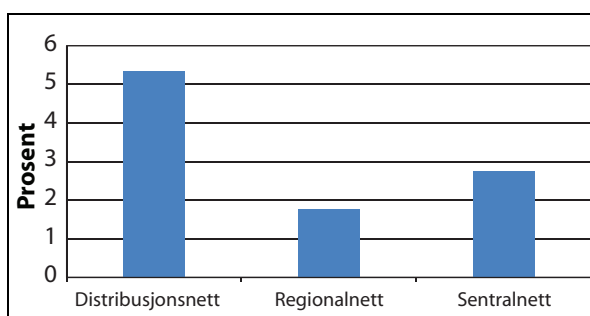
Kraftsystemet er basert på vekselstrøm. For enkelte forbindelser benyttes høyspenning likestrøm. Før disse kobles til vekselestrømssystemet må det omformes mellom vekselstrøm og likestrøm, i en omformerstasjon. I motsetning til i et

Boks 2.3 Overføringstap

Energitapet beregnes som den momentane forskjellen mellom elektrisitet som produseres og forbrukes. Tapet for de ulike nettnivåene måles som energi matet inn i det aktuelle nettet minus den energien som er tatt ut. Det prosentvise tapet beregnes i forhold til det innmatede volumet i det aktuelle nettet.

Den elektriske energien som går tapt i det samlede kraftnettet i Norge ligger nå normalt på ca 10 TWh/år. Dette utgjør om lag 8 prosent av normal årsproduksjon.

Figuren under viser at de største tapene er i distribusjonsnettet.



Figur 2.2 Tap per nettnivå i 2010¹, prosent

¹ Tapstallene per nettnivå er hentet fra nettselskapenes årlige tekniske og økonomiske innrapportering til NVE og omfatter derfor bare tap i nett som har inntektsramme. Figuren viser ikke det samlede tapet i kraftnettet. Blant annet inngår ikke tap i en del produksjonsrelaterede nett.

Kilde: NVE

Elektriske tap er en uunngåelig fysisk egenskap ved transport av elektrisk energi. Størrelsen på energitapet avhenger av mengde energi som overføres relativt til ledningens kapasitet. Tapene øker når overføringslengde eller mengde overført energi øker, mens de synker med høyere spenningsnivå. De seneste årene har tapene i det norske sentralnettet vært økende – en utvikling som er koblet til økt forbruk og produksjon og større belastning på nettet.

Ulike tiltak kan benyttes for å redusere tapene. Nye kraftledninger bidrar i de aller fleste tilfeller til at tapene totalt sett reduseres, ved at kraften som skal transporteres fordeler seg på flere ledninger. Spenningsoppgradering i sentralnettet, fra 300 kV til 420 kV, innebærer grovt sett at tapene i den aktuelle ledningen halveres, gitt ellers like forutsetninger. På den annen side vil nye og oppgraderte ledninger tilrettelegge for økt overføring av strøm, noe som også kan trekke i retning av økte tap totalt sett, men lavere tap i prosent.

Ved bruk av kabel som alternativ til luftledninger over lengre avstander i sentralnettet øker tapene betydelig. Utvalg I, nedsatt av regjeringen for å vurdere sjøkabelalternativet for kraftledning mellom Sima og Samnanger, gjorde en vurdering som viste at luftledningsalternativet ville ha gitt et tap på om lag 25 GWh/år mens kabling ville gi energitap på om lag 60-175 GWh/år, avhengig av valgte kabelalternativ. Det presiseres at det her var snakk om en lang sjøkabel. Utvalget bestod av Roland Eriksson, Inga Bruteig, Kari Sletten og Vigeir Bunæs.

vekselstrømsystem kan kraftflyten i et likestrømsystem enkelt styres. I tillegg vil det være lavere nettap på likestrømsforbindelser enn på vekselstrømsforbindelser. Likestrøm benyttes som oftest der hvor det er behov for styrt overføring av kraft over lange avstander og for forbindelser mellom land eller områder som ikke er synkrone.

Over lange avstander transporteres strøm ved høye spenninger. Før strømmen distribueres til brukere, nedtransformeres den til lavere spenningsnivåer. I nettet finnes en rekke transformatorstasjoner som endrer spenning fra et nivå til et annet og binder de ulike nettnivåene sammen.

2.2.1.1 Overføringstap

Strømovertøring innebærer at noe energi går tapt på veien. Det er lavere prosentvise tap ved overføring på høye spenningsnivå enn på lavere nettnivåer. Det er noe av grunnen til at overføring over avstander, som er hovedoppgaven til sentralnettet, skjer ved høy spenning. Se boks 2.3 for mer om tap i nettet.

2.2.1.2 Elektromagnetisme

En kraftledning avgir elektriske og magnetiske felt. Elektromagnetiske felt oppstår rundt alle elektriske apparater, og kan inndeles i elektriske felt og magnetfelt.

Elektriske felt omgir elektriske apparater som er tilkoblet strømmettet, og kan eksistere selv om apparatet er slått av. Elektriske felt øker med spenningen og kan forårsake oppladning av metallgjenstander som ikke er jordet. Elektriske felt kan avskjermes av de fleste materialer.

En strøm som går gjennom en ledning setter opp et magnetisk felt rundt lederen. Størrelsen på magnetfeltet er avhengig av hvor mye strøm som går gjennom lederen, avstand til ledningen og hvordan flere magnetfeltkilder virker sammen. Feltet øker med økt strømstyrke og avtar når avstanden til kilden øker. Spenningen på kraftledningen i seg selv er ikke avgjørende for styrken på magnetfeltet, men ledninger med høyere spenning overfører ofte mer strøm enn ledninger med lavere spenning og vil derfor ofte gi et sterkere magnetfelt. Magnetfelt kan vanskelig avskjermes.

Statens Strålevern er ansvarlig myndighet for elektromagnetiske felt og helse. Magnetfelt måles vanligvis i enheten mikrotesla (μT). Strålevernsforskriften har fastsatt grenseverdien for befolkningen til $200 \mu\text{T}$. Ved oppføring av nye elektriske anlegg eller oppgradering av eksisterende anlegg,

skal det utredes om magnetfelt i nærliggende bygg kan bli høyere enn $0,4 \mu\text{T}$.

2.2.2 Hva det vil si å ha tilstrekkelig kapasitet i nettet

Som nevnt er momentan balanse en sentral egenskap ved kraftsystemet. Et annet viktig trekk ved kraftsystemet er at kraftforbruket og -produksjonen varierer betydelig over året og over døgnet. Det er ikke uvanlig at det høyeste momentane forbruket i Norge i løpet av et år er tre-fire ganger høyere enn det laveste.

Ved analyser av forsyningssikkerheten i et kraftsystem, og behovet for investeringer i overføringsforbindelser, er både kraftbalansen og effektbalansen relevante størrelser. Kraftbalansen forteller om kraftsystemet har kapasitet til å dekke etterspørselen over tid. Kraftbalansen innenlands i Norge er definert som forholdet mellom samlet produksjon og samlet forbruk av kraft i et år med normal nedbør.

Det er imidlertid effektbalansen som legger sterkeste føringer på dimensjoneringen av strømmettet. Effektbalansen er forholdet mellom tilgang og bruk av kraft på ett bestemt tidspunkt. Kraftnettet har begrenset effektkapasitet, blant annet fordi komponentene i systemet har en termisk grense som angir hvor mye elektrisk effekt som kan overføres uten at tapet øker betraktelig og i ytterste konsekvens at komponenten ødelegges eller utgjør en fare for omgivelsene. Ulike typer vern og brytere (systemvern) sørger for at komponenter frakobles før de ødelegges. For å utøve sin funksjon må strømmettet altså være sterkt nok til å håndtere det løpende forbruket – også i det øyeblikket forbruket er høyest. Disse effekttoppene, som gir nettet maksimal belastning, oppstår i Norge vanligvis i løpet av morgentimene på årets kaldeste dager.

Selv om rene energibetraktninger gir lite informasjon om den momentane driftssikkerheten i systemet, henger utviklingen i kraft- og effektbalansen sammen. En gradvis strammere kraftbalanse som følge av økt forbruk og/eller liten tilgang på ny produksjonskapasitet, øker kravene til overføringskapasitet inn til underskuddsområder. Strømmettet må være dimensjonert for å tåle effekttoppene som kan oppstå, også i et tørrår hvor tilgjengelig produksjonskapasitet i enkelte områder kan være liten som følge av lav vannstand i magasinene. I kapittel 3 gis en gjennomgang av dagens kraftbalanse og behovet for investeringer i overføringskapasitet.

2.3 Organisering og finansiering av nettet

Energiloven legger rammene for reguleringen av kraftsektoren, herunder nettvirksomheten.

Strømmettet er et naturlig monopol. Gjennomsnittskostnadene per transportert enhet 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. Dette er en av grunnene til at nettvirksomheten er sterkt regulert og ansvaret er fordelt mellom energimyndighetene, systemansvarlig og nettselskap.

2.3.1 Myndigheter, nettselskap og andre aktørers roller og ansvar

Energimyndighetene er ansvarlige for å legge det overordnede rammeverket for reguleringen av nettsektoren. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er reguleringsmyndighet for sektoren.

I lys av at nettet er et naturlig monopol er sektoren organisert slik at alle brukere 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 for å bygge og drive nettet. I de tre nettnivåene er det i dag 156 nettselskap i Norge. Statnett er systemansvarlig og den største eieren i sentralnettet. Dette gir Statnett en sentral rolle i det norske kraftsystemet.

2.3.2 Regulering av nettselskapene og finansiering av nettinvesteringer

Nettselskapene får sine inntekter ved at kundene betaler tariffen. Det er dermed nettkundene som finansierer investeringer i nettet. Myndighetene setter maksimalt tillatte inntekt som oppad begrenser tariffene. Overordnede prinsipper for tariffing er regulert av myndighetene.

Nettet er underlagt omfattende offentlig regulering. Formålet med reguleringen er å sikre at brukerne ikke betaler for mye for nettet, samtidig som investeringene i nettet er tilstrekkelige til å sikre kapasitet og kvalitet. Nettreguleringen er en kombinasjon av direkte og indirekte virkemidler. Tilsynsvirksomhet er også sentralt. Direkte reguleringer setter opp eksplisitte krav eller påbud for nettvirksomhet. Indirekte regulering av nettvirksomhet er basert på økonomiske insentiver. Samlet sett sikrer reguleringen av nettvirksomheten

de nødvendige investeringer samtidig som den gir insentiver til rasjonell og effektiv drift.

Det er i hovedsak de direkte reguleringene av nettselskapene som skal sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres og at nettet vedlikeholdes på en tilfredsstillende måte. Eksempler på direkte reguleringer er leveringsplikten, tilknytningsplikten og plikten til å holde anlegg i tilfredsstillende driftsikker stand til enhver tid, herunder sørge for vedlikehold og modernisering som sikrer en tilfredsstillende leveringskvalitet. NVE har mulighet til å pålegge nettselskapene å gjennomføre tiltak for å redusere omfanget eller konsekvensene av kortvarige og langvarige avbrudd.

Den indirekte reguleringen (insentivreguleringen) utfyller den direkte reguleringen av nettselskapene og skal stimulere nettselskapene til å drive og utvikle nettet effektivt. Reguleringen er utformet slik at NVE fastsetter en årlig maksimal tillatt inntekt, inntektsramme, for det enkelte nettselskap. I fastsettelsen av inntektsrammene benytter NVE seg blant annet av sammenlignende effektivitetsanalyser som tar hensyn til at selskapene opererer under ulike rammebetingelser. Inntektsrammereguleringen skal sikre selskapene en rimelig avkastning på investert kapital over tid, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Et gjennomsnittlig effektivt selskap vil vanligvis ha både bedriftsøkonomisk lønnsomme og ulønnsomme investeringsprosjekter i sin portefølje.

2.4 Beskrivelse av kraftnettet

2.4.1 Nettet i Norge

Nettet i Norge deles inn i tre nivåer: distribusjonsnett, regionalnett og sentralnett.

Distribusjonsnett er de lokale nettene som vanligvis sørger for distribusjon av kraft til sluttbrukerne, som husholdninger, tjenesteyting og industri. Distribusjonsnettene har normalt spenning opp til 22 kV, men spenningen transformeres ned til 230 volt for levering til vanlige strømbbrukere.

Regionalnettene er bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettene, og består i hovedsak av kraftledninger med 66 kV og 132 kV spenning. Regionalnettet er om lag 19 000 km. De største regionalnettseierne er Hafslund Nett AS, Eidsiva Nett AS og Skagerak Nett AS med over 1000 km hver. 12 selskaper eier mer enn 500 km.

Sentralnettet binder sammen produksjon og forbruk i ulike landsdeler, gir aktørene i alle landsdeler adgang til en markeds plass og sørger for sentrale utvekslingspunkt i alle regioner. Sentralnettet omfatter også utenlandsforbindelsene. Sen-



Figur 2.3 Kart over sentralnettene i Norge

Kilde: NVE

tralnettene består i hovedsak av kraftledninger med 300 eller 420 kV spenning, men i enkelte deler av landet inngår også kraftledninger med 132 kV spenning. Dette gjelder blant annet nord for Balsfjord i Troms hvor det kun er sentralnettsledninger med 132 kV spenning.

Store kraftproduksjonsanlegg knyttes til sentralnettene, mens mindre produksjonsenheter kan knyttes til enten regionalnettet (mindre vindkraftanlegg og småkraft) eller distribusjonsnettet (mindre småkraft). Små forbrukere er tilknyttet distribusjonsnettet mens store forbrukere som kraftin-

tensiv industri kan være knyttet direkte til regional- eller sentralnettene.

Sentralnettene er ca 11.000 km. Statnett eier om lag 90 prosent av sentralnettene. Andre eiere av sentralnett er blant annet BKK Nett AS (ledninger og stasjoner inn mot og i Bergens-området), SKL Nett AS (ledninger og stasjoner i Sunnhordland), Lyse Elnett AS (ledninger og stasjoner inn mot og i Stavanger-området) og Hafslund Nett AS (kabler i Oslo).

Nettet i Norden er preget av hvilke energikilder de ulike land har hatt tilgjengelig. Både det norske og svenske nettet er bygget opp for å transportere elektrisitet fra vannkraftverk i områder med lite forbruk til områder hvor forbruket er større enn produksjonsressursene. Sentralnettene i Sør-Norge har derfor mange overføringsledninger som går mellom produksjonsressurser i vest og forbruksområder i øst.

I Sverige er det store produksjonsressurser nord i landet, og det er derfor også åtte ledninger som går i nord-sør retning. I motsetning er det generelt få forbindelser som går nord-sør i Norge. På Vestlandet mellom Boknafjorden og Sognefjorden er det én gjennomgående sentralnettsledning fra nord til sør. Mellom Sør-Norge og Midt-Norge er det i dag en 300 kV-ledning mens det fra Midt-Norge til Nordland er to 300 kV-ledninger som i Nordland går over til én 420 kV-ledning.

2.4.2 Forbindelser til Norden og andre land

Den første utenlandsforbindelsen, Nea – Järpstrømmen mellom Norge og Sverige, ble opprettet i 1960, se også boks 6.9. Fortsatt er den største utvekslingskapasiteten med Sverige. I tillegg er det forbindelser til Danmark, Nederland, Finland og Russland. Overføringsforbindelsene til Sverige, Finland og Russland er vekselstrømforbindelser over land mens forbindelsene til Danmark og Nederland er undersjøiske likestrømskabler. Det er flere forbindelser mellom Norden og andre

Tabell 2.1 Utstrekningen av det innenlandske nettet

Nettnivå	Spenningsnivå (kV)	Uttrekning (km)
Distribusjonsnett høyspent	over 1 - 22	98 842
Regionalnett	22 - 132	18 687
Sentralnett	132 - 420	11 062
Totalt		128 591

Kilde: NVE

Tabell 2.2 Import- og eksportkapasitet mellom Norge og andre land

Land	Importkapasitet (MW)	Eksportkapasitet (MW)	Type
Sverige	3 695	3 545	Vekselstrøm
Danmark	1 000	1 000	Likestrøm
Nederland	700	700	Likestrøm
Finland	80	120	Vekselstrøm
Russland	56	–	Vekselstrøm

land, først og fremst Russland, Estland, Polen og Tyskland.

Den samlede utvekslingskapasiteten (5.400 MW), se tabell 2.2, er relativt lav sammenliknet med samlet produksjonskapasitet i Norge (ca 31.000 MW). I de fleste år er Norge nettoeksportør, men også relativt ofte nettoimportør, slik tilfellet har vært i 2010 og første halvdel av 2011. Kraftflyten går likevel begge veier i ulike perioder i løpet av året, jf. figur 2.4.

Danmark, Finland, Norge og Sverige er koblet sammen i ett felles kraftsystem. Driften av kraftsystemet i Norge henger derfor tett sammen med forhold i våre naboland. I dette felles systemet går kraftflyten minste motstands vei og eksempelvis transporteres periodevis en del av kraftproduksjonen nord i Norge gjennom det sterke nord-sør nettet i Sverige.

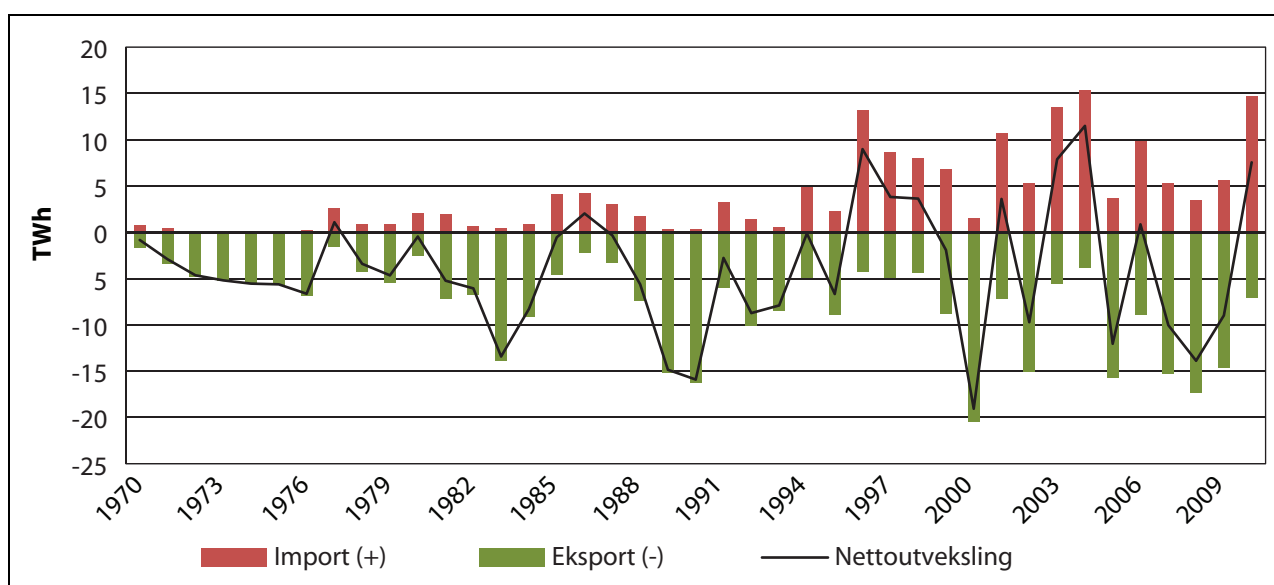
Kraftutvekslingen innad i Norden og med land utenfor Norden er i hovedsak organisert med det

formål at kraften til enhver tid flyter dit hvor det er størst energiknapphet, det vil si høyest pris. Det er lagt opp til at kapasiteten på forbindelsene skal være tilgjengelig for alle produsenter og forbrukere. De systemansvarlige tilrettelegger derfor for handelen gjennom såkalt implisitt auksjon og børs-til-børshandel. Handelen mellom Norden og kraftmarkedet i det sentrale Vest Europa¹ er nå organisert slik. I de fleste tilfeller deler de systemansvarlige på hver side av forbindelsen flaskehalsinntektene mellom seg og det betales ikke for selve kraftoverføringen, jf. også 2.5.1.

2.5 Effektiv utnyttelse av strømmettet

Hvor mye strøm et kraftsystem kan overføre, kan økes ved mer effektiv utnyttelse av den eksiste-

¹ Belgia, Frankrike, Luxembourg, Nederland og Tyskland



Figur 2.4 Årlig import, eksport og nettoutveksling av kraft fra 1970 til 2010, TWh

Kilde: SSB

rende infrastrukturen, investeringer som forbedrer den eksisterende infrastrukturen og nye overføringsforbindelser. Denne meldingen handler i hovedsak om det siste og delvis om investeringer som forbedrer den eksisterende infrastrukturen. Dette delkapitlet ser imidlertid på hvordan eksisterende infrastruktur utnyttes effektivt i dag og deretter på investeringer som forbedrer den eksisterende infrastrukturen.

2.5.1 Utnyttelse av den eksisterende infrastrukturen

I Norge er det Statnett SF som er systemansvarlig nettselskap og som har den overordnede fysiske styring og kontroll med landets kraftsystem. Kraftmarkedet er et viktig verktøy for å sikre en økonomisk effektiv utnyttelse av kraftressursene og nettet.

Det er en tett sammenheng mellom driften og utviklingen av nettet. I Norge har vi derfor valgt at det er samme foretak, Statnett, som skal drifte nettet og som skal eie og utvikle hoveddelen av sentralnettet. Statnett er et statsforetak eid av Olje- og energidepartementet.

2.5.1.1 Systemansvaret og fastsettelse av overføringsgrenser

Systemansvaret er regulert i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet.

Som systemansvarlig selskap har Statnett ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av det sentrale nettet.

Statnett driver kontinuerlig driftsplanlegging, både på årlig og ukentlig basis og for kommende driftsdøgn. For systemansvarlig består en viktig del av driftsplanleggingen i å fastsette overføringskapasiteter.

Overføringskapasitetene angir hvor mye strøm som kan overføres over en enkelt overføringsledning eller et overføringssnitt². Statnett fastsetter overføringsgrensene basert på blant annet vurderinger av effektkapasiteten til de ulike anleggsdelene, samt krav til spenning og stabilitet i kraftnettet. I tillegg tas det hensyn til forsynings-sikkerhetskriterier og anlegg som er ute av drift på grunn av revisjoner eller feil. I tilfeller der ønsket kraftoverføring på en ledning eller et snitt overstiger de fastsatte overføringsgrensene, oppstår det en flaskehals.

Statnett håndterer flaskehalsen gjennom etablering av prisområder (elspotområder) eller

spesialregulering. Ved større flaskehalsen av en viss varighet oppretter Statnett prisområder som åpner for ulike kraftpriser på hver side av flaskehalsen. Inndeling i prisområder betyr ikke at det automatisk oppstår ulike priser, men det vil være tilfelle i perioder der overføringskapasiteten reelt sett begrenser flyten mellom områdene. Midlertidige flaskehalsen, for eksempel som følge av utfall eller revisjoner, skal i henhold til forskriften om systemansvaret håndteres ved hjelp av spesialregulering. Spesialregulering innebærer blant annet at systemansvarlig betaler produsenter for å regulere opp eller ned sin kraftproduksjon.

2.5.1.2 Kraftmarkedet og driftstimen

Dagens markedsbaserte organisering av den nordiske kraftomsetningen har bidratt til en effektiv prisdannelse på elektrisk kraft og en best mulig utnyttelse av kraftsystemet. Effektiv utnyttelse av ressursene i kraftsystemet har i sin tur bidratt til å redusere behovet for kostbare investeringer i nett og kraftproduksjon.

Mens overføring av strøm er regulert monopolvirksomhet, er det konkurranse om kjøp og salg av kraft. Kraftprisen avgjøres av tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet. Det meste av omsetningen skjer på Nord Pool Spot. Elspot er det felles nordiske markedet for levering av kraft neste døgn, time for time.

Nord Pool Spot legger informasjon fra de systemansvarlige om gjeldende overføringsgrenser til grunn. Beliggenheten til produksjons- og forbruksaktørene avgjør hvilket prisområde de tilhører, og dermed hvilket område deres bud om kjøp og salg av kraft faller inn under. Hver dag beregner Nord Pool Spot både systempris og områdepriser for hver time det kommende døgnet. Systemprisen, som er felles for hele markedet, gjenspeiler de samlede produksjons- og forbruksforholdene i Norden, men tar ikke hensyn til eventuelle flaskehalsen i nettet. Områdeprisene tar derimot hensyn til flaskehalsene i nettet og skaper balanse mellom kjøps- og salgsanmeldingen fra aktørene innenfor hvert område.

Elspotmarkedet danner et godt utgangspunkt for Statnett i arbeidet med planlegging av selve driftstimen. Likevel vil ulike forhold, slik som uventede temperaturendringer eller utfall av produksjon eller ledninger, føre til at faktisk forbruk og produksjon i driftstimen avviker fra tilpasningen som fremkom dagen før i elspotmarkedet. For å opprettholde balanse i systemet kan det være nødvendig for systemansvarlig å sørge for

² Summen av kraftflyt på to eller flere ledninger

Boks 2.4 Historisk utvikling av strømmettet

På slutten av 1800-tallet gjorde elektrisitet for alvor sitt inntog i Norge og verden for øvrig. I starten var de fleste elektriske anlegg bedriftsinterne og produksjon og forbruk skjedde innenfor et svært begrenset geografisk område. Det ble etter hvert mulig å overføre kraft på lave spenningsnivåer fra 1 til 10 kV, men dette ga svært begrensede muligheter for å overføre kraft over store avstander.

Ut over 1900-tallet ble vannkraft bygget ut i nærheten av byene i Norge til bruk for lys,

transport og industri. I 1903 ble Kykkelsrud kraftverk i Glomma satt i drift og i forbindelse med utbyggingen ble det også bygget en kraftoverføring via Oslo til Slemmestad den klart største i landet. Kraften på den 84 km lange ledningen ble overført med det på den tiden uvanlig høye spenningsnivået 20 kV. Epoken fram mot 1920 ble preget av stadig økende kraftmengder og spenningsnivåer samtidig med en sterk utvikling i industri basert på vannkraft.



Figur 2.5 Kykkelsrud kraftverk

Foto: Statnett

På 1920-tallet kom det større vannkraftutbygginger lengre fra byer og forbrukere og følgelig et stort behov for nett. Dette medførte betydelige utfordringer i form av naturhindringer som fjell og fjorder og klimatiske påkjenninger. En gikk også over til å benytte spenninger fra 110 til 132 kV på 1920-tallet.

De ulike overføringene fra kraftverk til forbrukere, og mindre samkjøringsområder, ble driftet separat fram til 1930-1940. Først da begynte en større grad av samkjøring av kraftoverføringsanlegg, noe som raskt viste seg å ha mange fordeler. Sikrere forsyning til forbrukerne, og mer hensiktsmessig disponering av vannressursene var blant de primære fordelene.

Produksjonskapasiteten ble mer enn tredoblet i årene fra 1945 til 1965. Flere store kraftintensive industriprosjekter ble også etablert. Teknologisk utvikling gjorde det også mulig å ta i bruk det til da rekordhøye spenningsnivået 220 kV på kraftledningene.

Først tidlig på 1960-tallet ble første ledning med 300 kV satt i drift i Norge. Ved valg av 300

kV ledninger kunne systemene som ble driftet med 220 kV ombygges til drift på 300 kV. 300 kV som systemspenning fikk derfor relativt raskt stor utbredelse. I samme periode som 300 kV ble etablert som det høyeste spenningsnivået i Norge, valgte Sverige 400 kV.

I perioden fra 1945 til tidlig på 1960-tallet var hovedfokus på å bygge ut regionale samkjøringsnett, som blant annet samkjøringen på Østlandet. Til sammen var det fem regionale samkjøringsområder tidlig på 1960-årene. På midten av 60-tallet var nesten samtlige kraftverk av størrelse med i en eller annen form for organisert samkjøringssamarbeid. I løpet av 1960-årene ble det stadig viktigere å integrere disse samkjøringsområdene via landsdelsforbindelser.

På 60-tallet ble også de første overføringsforbindelsene til utlandet etablert. Første forbindelse var Nea-Järpströmmen og i årene som fulgte ble det bygget flere ledninger til Sverige. Norge var fra denne perioden en del av et internasjonalt kraftmarked.

Boks 2.4 (forts.)

Det ble et tettere internasjonalt samarbeid utover på 1970-tallet. Bygging av kabel til Danmark fra Kristiansand gav muligheter til å utnytte fordelene ved samkjøring av norsk vannkraft og dansk kullkraft.

På 1980-tallet ble kraftoverføringen mellom Vestlandet og Østlandet kraftig styrket. I dette

tiåret ble også 420 kV tatt i bruk til kraftoverføring internt i Norge og Norge sør for Dovre ble i denne perioden et tett integrert kraftsystem. Først tidlig på 90-tallet ble Nord-Norge også elektrisk knyttet sammen via ledninger internt i Norge. Tidligere hang disse områdene kun sammen ved at de var koblet til det sterke nord-sør nettet i Sverige.



Figur 2.6 Utviklingen av sentralnettet og samkjøring. Illustrasjonen viser hvordan vi gikk fra et begrenset samkjøringsområde i 1932 til et sammenhengende nasjonalt sentralnett

Kilde: Basert på illustrasjon i Skjold og Thue

Energiloven kom tidlig på 90-tallet, og medførte store endringer for hele elektrisitetsektoren, blant annet ved å fjerne oppdekningsplikten. Fokus ble skiftet fra å være svært utbyggingsrettet til å gå mer i retning av bedret utnyttelse av etablert infrastruktur, og utnyttelse av utbygd overkapasitet i produksjonssystemet. I 1992 ble den statlige forvaltningsbedriften Statkraftverkene delt i det konkurransebaserte produksjonsselskapet Statkraft SF, og den monopolbaserte sentralnettseieren og systemansvarlige Statnett SF. Det ble etablert systemer som gjorde det mulig å utnytte landets samlede kraft-

ressurser på en mer effektiv måte, uten at det krevdes nyinvesteringer i strømmettet.

Et sentralnett dominert av 300 kV, med innslag av 420 kV ble fram mot årtusenskiftet og langt ut på 2000-tallet stadig bedre utnyttet, uten særlige nyetableringer. I dag har vi et sentralnett som er godt utnyttet. For å tilrettelegge for ny produksjon og forbruk og samtidig sørge for en sikker kraftforsyning står vi foran en ny epoke med nyutbygginger.

Kilde: Statens nett (2007), Universitetsforlaget og Kraftoverføringens kulturminner (2010), NVE

opp- eller nedregulering av produksjon og/eller forbruk tett opptil eller i driftstimen.

I tillegg til elspotmarkedet er det derfor utviklet markeder som aktiveres etter at handelen i elspotmarkedet er avsluttet. Dette inkluderer Elbasmarkedet, som er et fysisk justermarked der aktørene kan handle inntil to timer før driftstimen, og Regulerkraftmarkedet der systemansvarlig betaler aktørene for å justere opp eller ned produksjonen på femten minutters varsel. I tillegg er det et Regulerkraftopsjonsmarked som sikrer nok kapasitet i Regulerkraftmarkedet. Det finnes også marked for primærreserver og system- og balansejenester med enda kortere aktiveringstid som

Statnett benytter i driftstimen for å opprettholde momentan balanse mellom forbruk og produksjon.

Bruk av systemvern er også blant virkemidlene som kan tas i bruk for å sikre at overføringskapasiteten ikke overskrides. Systemvern innebærer utkobling av produksjon eller forbruk. Systemvern der produksjon kobles ut gir relativt små ulemper i forhold til nytten. For store forbrukere, herunder industri, kan det også være lønnsomt å inngå frivillige avtaler om systemvern. For alminnelig forbruk kan utkobling imidlertid få store konsekvenser. Slik automatisk utkobling kan derfor kortvarig avlaste en kritisk situasjon, men for

Boks 2.5 Statnetts strategi for spenningsoppgradering

Statnett vil de kommende årene satse stort på oppgradering av 300 kV ledninger og stasjoner til 420 kV standard. På lengre sikt vil de fleste av dagens 300 kV anlegg bli bygget om og drevet med 420 kV spenning. Spenningsoppgradering av ledninger innebærer at eksisterende 300 kV ledninger enten bygges om for å kunne drives med 420 kV spenning, eller byttes ut med en helt ny 420 kV ledning. For at en ledning skal drives med 420 kV kreves det blant annet duplex ledninger. Hoveddelen av 300 kV ledningene i dag er simplex ledninger mens noen er duplex.

Statnett har lagt følgende strategi for å lette gjennomføringen:

- Øke kapasiteten i sentralnettet først, ved å oppgradere duplex-ledninger fra 300 kV til 420 kV. Mye av arbeidet vil gjøres med drift på ledningen.
- Utnytte den økte kapasiteten som oppstår når nye ledninger idriftsettes til å bygge om de gamle 300 kV simplex ledningene til 420 kV.
- Kritiske simplex-ledninger bygges om før ny produksjon, nytt forbruk og nye utenlandsforbindelser knyttes til nettet.

almennelig forbruk er det ikke en langsiktig akseptabel løsning for å utnytte nettet bedre.

2.5.2 Tiltak for å øke kapasiteten i den eksisterende infrastrukturen

Kapasiteten i nettet kan økes gjennom tiltak i et eksisterende nett. Dette kan være tiltak som temperaturoppgraderinger, kondensatorbatteri og bruk av andre reaktive komponenter som SVC³ anlegg. I Norge har slike tiltak vært benyttet lenge. Statnett har i mange år hatt en strategi om å gjennomføre tiltak som øker overføringskapasiteten uten at de innebærer vesentlige nettinvesteringer. Denne typen tiltak sammen med en effektiv utnyttelse av nettet har redusert behovet for store nettinvesteringer.

Et alternativ til helt nye nettinvesteringer er å utføre spenningsoppgraderinger. Spenningsoppgradering med økt overføringskapasitet skjer ved forsterkninger eller utskiftninger av eksisterende liner, master og stasjoner hvor eksisterende traséer i størst mulig grad anvendes. Statnett har hatt en strategisk satsing på å øke spenningen fra 300 kV til 420 kV. På lengre sikt jobbes det for at alle dagens 300 kV anlegg vil bli bygget om til å tåle 420 kV spenning.

Fordi spenningsoppgradering innebærer at eksisterende ledninger og stasjoner bygges om vil de også kunne gi driftsmessige utfordringer i ombygningsperioden. Dette innebærer at det resterende strømmettet må ha nok kapasitet i

ombygningsperioden. For at spenningsoppgraderinger skal være et alternativ til nyinvesteringer må derfor oppgraderingsarbeidet starte på et tidlig tidspunkt. I noen tilfeller er det mulig å arbeide med spenning på ledningen for å redusere behovet for utkobling.

Spenningsoppgraderinger er tid- og kostnadskrevende tiltak. Den store fordelene er at endringen i miljøpåvirkning ofte blir liten sammenlignet med bygging i nye traseer.

2.5.3 Utnyttelsen av nettkapasiteten i dag

De siste 20 årene har det vært relativt små investeringer i sentralnettet. Samtidig har mengden overført strøm økt betydelig.

Som det framgår av 2.5.1 og 2.5.2 har det vært fokus på å utnytte eksisterende nett mer effektivt og gjøre investeringer i eksisterende nett og traseer. Innføring av markedsmekanismer har vært et nyttig verktøy. Mye av dette potensialet er nå utnyttet og i noen områder er overføringskapasiteten blitt for liten. Det er derfor nødvendig med større investeringer i eksisterende traseer og i nye overføringsledninger for å heve overføringskapasiteten betydelig. Utnyttelsen av nettkapasiteten virker også inn på driften av kraftsystemet.

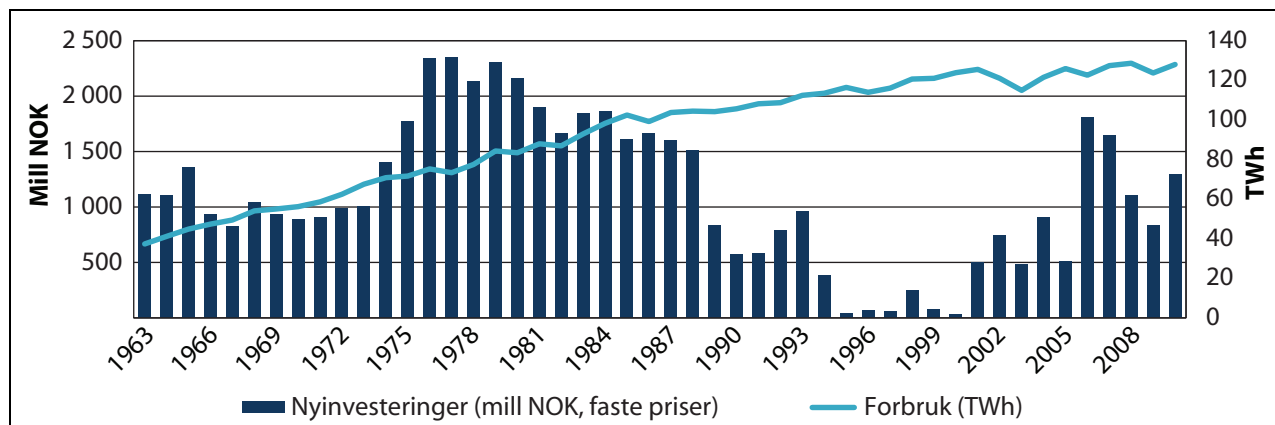
2.6 Delene nettet består av

2.6.1 Liner og mastetyper

Sentralnettet består hovedsakelig av ledninger med spenningsnivåene 300 og 420 kV.

Det er stor variasjon i hvordan master på ulike spenningsnivå og innenfor samme spenningsnivå

³ SVC (Static Var Compensator) bidrar med spenningsstøtte til nettet og kan raskt både heve og senke spenningen etter behov. Den kan også bidra til å dempe svingninger og pendlinger i kraftsystemet.



Figur 2.7 Nyinvesteringer i statlig eid sentralnett fra 1963 til 2010

Kilde: Statnett

ser ut. Mange av egenskapene avhenger av line-konfigurasjon og mastetype. Spesielt er det stor variasjon i mastene i distribusjons- og regionalnettet.

Tabell 2.3 viser karakteristika for kraftledninger på ulike spenningsnivå. Tallene er hentet fra konkrete konsesjonssøknader, men det er som nevnt store variasjoner. Figur 2.9 viser illustrasjoner av master i regional- og sentralnettet.

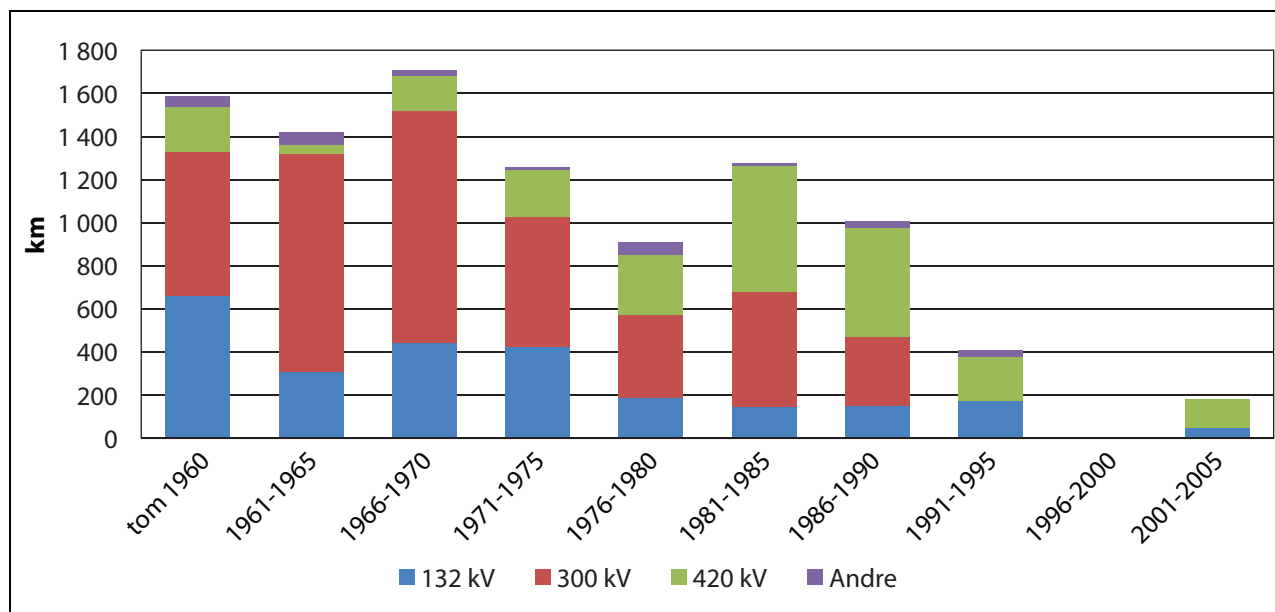
2.6.2 Transformatorstasjoner

Transformatorstasjonene endrer spenning fra et nivå til et annet og binder de ulike nettnivåene

sammen. I transformatorstasjonene kobles nettet sammen og danner et kraftsystem med produksjon og forbruk.

En transformatorstasjon består av transformatorer og bryterfelt. Bryterfeltene inneholder komponenter som gjør det mulig å koble anlegg sammen eller fra hverandre avhengig av driftsbilde. Koblingene kan skje både manuelt eller automatisk, eksempelvis som følge av at et vern utløses etter feil på et anlegg.

Arealbehov avhenger av spenning og antall ledninger som er tilknyttet transformatorstasjonen. I en transformatorstasjon brukes ofte utendørs bryterfelt. Disse bryterfeltene vil være de



Figur 2.8 Total lengde på ledninger og kabelanlegg i statlig eid sentralnett etter idriftsettelsesperiode, km

Kilde: Statnett

Tabell 2.3 Karakteristika for kraftledninger på ulike spenningsnivå

Mastetype	Mastehøyde ¹	Rydde- og byggeforbudsbelte ²	Antall master pr. km
22 kV	8-13 m	24 m	6-16
66 kV – tremast	12-15 m	22 m	5-8
66 kV – enkelkurs stålmaster	16-22 m	16-21 m	5-8
66 kV – dobbelkurs stålmaster	20-25 m	22 m	5-8
132 kV – tremast	15-20 m	30 m	4-10
132 kV – enkelkurs stålmaster	18-23 m	28 m	3-7
132 kV – dobbelkurs stålmaster	21-28 m	32 m	4-6
300 kV	25-40 m	40 m	3-4
420 kV	25-40 m	40 m	3-4

¹ Mastehøyden er oppgitt uten toppline. For master med toppline vil derfor mastehøyden kunne være noe høyere enn oppgitt.

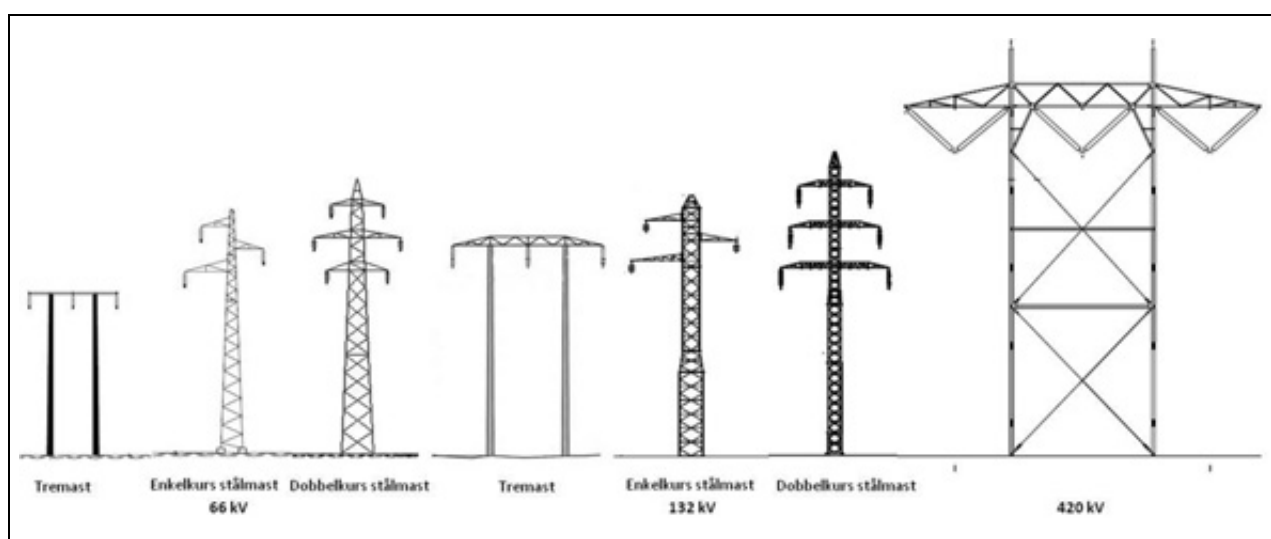
² Ryddebeltet angir den samlede distansen fra ytterpunkt til ytterpunkt for beltet. Ryddebeltet kan variere noe fra prosjekt til prosjekt.

mest arealkrevende komponentene i en stasjon. Eksempelvis anser Statnett arealbehovet fra 50 til 80 dekar for etablering av nye transformatorstasjoner i sentralnettet. Det totale arealet som erverves er større for å ta hensyn til eventuelle fremtidige utvidelser, buffersoner og arrondering.

2.6.3 Jord- og sjøkabler

Jord- og sjøkabler er i liten grad brukt i sentralnettet. Kablene kan enten overføre likestrøm eller

vekselstrøm. Kraftsystemet er i all hovedsak basert på vekselstrøm. For overføring av store mengder kraft over lange avstander fra et punkt til et annet kan en i enkelte tilfeller benytte likestrømsteknologi. Både vekselstrøm- og likestrømsteknologi kan bygges som luftledning eller jord-/sjøkabler, men med ulike tekniske begrensninger. Ved lange avstander uten behov for tilkoblingspunkter underveis er likestrømkabler med høy spenning (HVDC) det mest kostnadseffektive og gir lavest nettap. Likestrømkabler krever imidler-



Figur 2.9 Illustrasjon av master i regional- og sentralnettet

Illustrasjonene er ikke i målestokk.

Kilde: NVE

tid store kost- og arealkrevende omformeranlegg, såkalte likerettere. Ved kabling på kortere avstander i sentralnettet der kabelen er nærmere integrert med kraftsystemet for øvrig er vekselstrømkabler best egnet.

Det finnes to hovedtyper av HVDC kabelteknologi⁴. CSC teknologien krever et sterkt vekselstrømmett i begge ender av kabelen, mens VSC-teknologi kan benyttes til å styrke et svakt nett. Tendensen i dag er at det er VSC-teknologi som benyttes i de fleste nye prosjekter, men så langt kun på lavere spennings- og kapasitetsnivå enn det som normalt kreves i sentralnettet. Statnett og Energinet.dk planlegger imidlertid å bruke VSC-teknologi for Skagerrak 4. Dette vil i tilfelle bli den første kabelen som bruker denne teknologien på så høy spenning som 500 kV.

Det finnes flere ulike kabelteknologier for vekselstrøm, for eksempel oljekabel og PEX-kabel. En begrensende faktor ved bruk av vekselstrømkabler er at reaktiv effektproduksjon binder opp kabelens termiske kapasitet og begrenser overføringskapasiteten. Denne reaktive effektproduksjonen øker med lengde. For å begrense dette fenomenet er det vanlig å installere reaktiv effektkompensering i endene av kabelen. Ofte kan det også være behov for kompensering ved kabelens midtpunkt. Vekselstrømkabler er lite egnet for overføring over lange avstander.

Når det gjelder jord- og sjøkabler i sentralnettet er de ulike teknologienes modenhet og kvalifisering et viktig tema av hensyn til forsyningssikkerhet. Internasjonalt er det mer begrenset erfaring med kabling på høyere spenningsnivå enn på de spenningsnivå som benyttes i distribusjons- og regionalnettet. De teknologiske utfordringene kabling kan innebære ble belyst av Utvalg I, nedsett av regjeringen for å vurdere sjøkabelalternativet for kraftledning mellom Sima og Samnanger. Utvalget vurderte fire ulike typer overføringssystemer for en eventuell sjøkabel. De vurderte vekselstrøm med henholdsvis PEX- eller oljekabel og likestrøm med henholdsvis masseimpregnert kabel og polymer kabel. De konkluderte med at alle systemene representerte mulige tekniske løsninger for strekningen Simadalen–Kvam, men at en sjøkabel i Hardangerfjorden i så fall måtte imøtekomme flere krav til kapasitet, dybde og lengde som i kombinasjon savner motstykke i verden. Uansett valgt teknologi ville mulig løsning for prosjektet være utfordrende og kreve mer eller mindre omfattende teknologikvalifisering.

Statnett og øvrige nettselskaper bør være pådrivere for utvikling og kvalifisering av ny teknologi. Utvikling av ny overføringsteknologi inngår også i forskningsprogrammet RENERGI under Norges forskningsråd, (NFR) som blant annet finansieres av Olje- og energidepartementet. Per desember 2011 hadde det under RENERGI-programmet blitt bevilget til sammen om lag 125 millioner kroner til 20 ulike prosjekter innen kabelrelatert FoU for perioden 2004-2013. NFR rapporterer i 2010 om viktige resultater innen blant annet måling av vanninnhold i isolasjonsmaterialer og kabelendeavslutninger og systemer for kontroll av stabiliteten i transmisjonsnettet. Slike forskningsaktiviteter gir energi- og miljømyndighetene, nettselskaper og andre god anledning til å være oppdatert på kunnskapsstatus om nye muligheter for å redusere miljøvirkninger knyttet til overføringsanlegg, herunder om kabling på høye spenningsnivå.

2.7 Virkninger av kraftoverføringsanlegg for natur, lokalsamfunn og andre arealinteresser

Kapittel 2.6 beskriver den fysiske utformingen til delene kraftnettet består av. Selv om kraftoverføringsanlegg blir utformet skånsomt, vil etablering av både luftledninger og jord- eller sjøkabel medføre inngrep i naturen. Aktuelle konsekvenser er påvirkning på arters leveområder, fragmentering av naturområder, påvirkning på reindrift, elektrokusjons- og kollisjonsfare for fugl og visuelle virkninger for landskapet. Lokalsamfunn og andre arealinteresser som friluftsliv, reiseliv, landbruk og kulturminner og -miljøer vil også kunne berøres av kraftoverføringsanlegg. Hvordan hensyn til miljø, lokalsamfunn og andre arealinteresser inngår som kriterier for samfunnsmessig fornuftige nettinvesteringer er beskrevet i 6.5.2. Under gis det et overblikk over virkninger kraftoverføringsanlegg kan ha for natur, lokalsamfunn og andre arealinteresser, men en nærmere redegjørelse er lagt til kapittel 6.7. Der redegjøres det mer utførende om slike virkninger av kraftoverføringsanlegg på ulike spenningsnivå og ved valg av henholdsvis luftledning og sjø- eller jordkabel. Videre omtaler kapittel 6.7 hvordan regjeringens politikk for avbøtende tiltak kan redusere slike negative virkninger.

Ofte er det de visuelle virkningene for bebygelse, naturlandskap, kulturmiljø, friluftsliv og turisme som skaper størst engasjement ved spørsmål om etablering eller ombygging av en kraftled-

⁴ Current Source Converter (CSC) og Voltage Source Converter (VSC)

ning. Kraftoverføringsanlegg medfører visuelle virkninger på landskapet. Anleggenes synlighet og virkninger på naturmangfoldet avhenger blant annet av type anlegg (spenning, mastetype og linekonfigurasjon for luftledninger, arealbehov for endepunktsinstallasjoner og langs jord- eller sjøkabler), hvilken landskapstype den går gjennom, i hvilken grad omgivelsene (topografi og vegetasjon) kan skjule den og hvorvidt den er eksponert fra områder hvor mennesker ferdes. Kraftledninger kan også påvirke andre arealbruksinteresser som landbruk og utmarksnæringer, herunder reindrift. Reinen flyttes mellom vår-, sommer-, høst- og vinterbeiter og er derfor avhengig av store områder. Barriereeffekter og økt menneskelig aktivitet kan påvirke reinen. Videre kan kraftledninger få direkte virkninger for kulturminner dersom mastene, vei eller riggplasser plasseres i selve kulturminnet. Mer indirekte virkninger for kulturminner kan være visuelle virkninger sett fra kulturminnet eller sett ut i fra hvordan kraftledningen og kulturminnet sees i sammenheng i landskapet.

Hensynet til virkninger for naturmangfoldet er et viktig tema for konsekvensutredning og konsekvensbehandling av kraftoverføringsanlegg som innebærer arealinngrep. Det er derfor viktig at konsekvensene av tiltaket for naturmangfoldet er tilstrekkelig utredet, slik at man har et godt grunnlag for vurderingen og vektleggingene av naturmangfold opp mot andre samfunnsinteresser. Naturmangfoldloven og konsekvensutredningssystemet stiller krav som samlet skal tilrettelegge for godt beslutningsgrunnlag om dette temaet. I konsesjonsvedtak etter energiloven om kraftoverføringsanlegg inngår vurderinger basert på prinsippene for offentlig beslutningstaking i naturmangfoldloven kapittel II, herunder vurderinger av samlet belastning. En generell omtale av hvordan disse bestemmelsene skal anvendes er gitt i boks 7.3. Den viktigste trusselen mot mange rødlistede arter og naturtyper er arealbruksendringer og fysiske inngrep.

I likhet med andre arealinngrep kan både luftledninger og kabelanlegg med tilhørende endepunktsinstallasjoner påvirke naturmangfold gjennom direkte arealbeslag og barriereeffekter i områder med truet, nær truet eller verdifulle naturtyper eller arter. I anleggsfasen vil aktivitet og terrenginngrep kunne forstyrre dyre- og fuglelivet og medføre at vilt og fugl trekker bort fra områdene hvor aktiviteten foregår. Dersom sammenhengende naturområder fragmenteres eller reduseres kan dette påvirke arter som er trekende eller er avhengig av store habitater. Eventuell virkning for verneområder er avhengig av

omfanget av inngrepet (antall mastefester og nødvendig anleggsarbeid), hvilken andel av verneområdet som berøres og områdets verneformål.

Fugl er den artsgruppen som gjennom kollisjoner eller strømovertføring (elektrokusjon) er mest utsatt for påvirkning fra luftledninger. Risiko avhenger av mange faktorer, men er størst i distribusjonsnett. I noen saker har det vært vurdert om luftledninger med tilhørende ryddegater vil kunne påvirke arealbruken til vilt som villrein. På den annen side kan ryddegater ha en positiv virkning på annet hjortevilt på grunn av lauvoppslag i ryddebeltet som gir godt beite.

Visuelle virkninger og virkninger på naturmangfold av jord- og sjøkabelanlegg avhenger av terreng og topografi, valg av kabelteknologi og spenningsnivå. Ved legging av jordkabel må vegetasjonen fjernes over grøftetraseen i anleggsfasen. Eventuell sprengning av fjell medfører permanente spor i landskapet. For jordkabelanlegg på høyere spenningsnivå er det nødvendig med kjørbare adkomst langs kabeltraséen også i driftsfasen. På høyere spenningsnivå krever både jord- og sjøkabelanlegg store installasjoner i endepunktene samt eventuelle kompenseringer underveis. Avhengig av topografi kan jordkabeltrasé ned til vannkanten medføre inngrep i forbindelse med legging av sjøkabel. For sjøkabler må også mulig påvirkning på naturmangfoldet under vann vurderes.

Det er et sentralt hensyn ved planlegging og konsesjonsbehandling å søke å finne fram til de løsninger som totalt sett er gunstigst for samfunnet. Valg av trasé og utforming av kraftledninger innebærer ofte avveininger mellom hensynet til ulike natur- og samfunnsinteresser som berøres. Eksempelvis kan hensyn til visuelle virkninger i et lokalsamfunns nærmiljø eller hensynet til sikker bygging og drift av anleggene i mange tilfeller være i motstrid med hensyn til naturmangfold og utmarksinteresser som reindrift og hensynet til å unngå fragmentering av urørt natur. Konsesjon gis ikke dersom det vurderes at tiltakets nytte ikke veier opp for de kostnader og ulemper det medfører. Avveininger må gjøres og den totalt sett beste løsningen for samfunnet må etterstrebes.

2.8 Kostnader for nett

Kostnadene for nett varierer betydelig mellom prosjekter. Omfang, materialer, spenningsnivå, anleggstype, topografi, klimatiske forhold som vind- og islaster, tekniske løsninger, tilgjengelig

Boks 2.6 Kostnader for nett

Sentralnett (420 kV)

Luftledning: 5 til 6 mill kroner/km

Vekselstrøm sjøkabel: 50 til 80 mill kroner/km

Transformatorstasjon: 200 til 300 millioner kr

Regionalnett (66-132 kV)

Luftledning: 0,5 til 2 mill kroner/km

Jordkabel: 1 til 12 mill kroner/km

Sjøkabel: 6-15 mill kroner/km

Transformatorstasjon: 5-40 millioner kr

Kilde: Statnett kostnadsbok og SINTEF Energis «Planleggingsbok for kraftnett»

het, grunnforhold og avbøtende tiltak er faktorer som vesentlig påvirker de endelige kostnader for prosjektene. Det er derfor vanskelig å si noe helt generelt om kostnadsnivået for nettinvesteringer. Hensikten med tallene som presenteres her er å illustrere størrelsesorden.

2.8.1 Ledninger og kabler

Kostnadene ved å bygge luftledninger synes å ha økt betydelig de senere år, blant annet som følge av høyere materialkostnader og råvarepriser.

En typisk kostnadsfordeling for luftledning på ulike nettnivå er: 20 prosent til planlegging, prosjektering, erstatninger og avbøtende tiltak, 45 prosent til rigging, linestrekking og byggarbeider inkludert betong og 35 prosent til mastestål, armatur og line. Boks 2.6 angir kostnadsintervaller for ledninger i sentral- og regionalnettet.

Også for kabelprosjekter er det store forskjeller i kostnader mellom prosjekter. Installasjonene vil variere med lokale forhold som vannedybde og jordsmonn og konstruksjonsvalg vil avhenge av faktorer som overføringsevne, termiske forhold, spenningsnivå og mekaniske påkjenninger. Høyere materialpriser de siste årene har bidratt til økte kostnader. Det har betydning for kostnadene om det benyttes vekselstrøm- eller likestrømsteknologi.

2.8.2 Transformatorstasjoner

Kostnadene for nye stasjoner består av kostnader til bygningsmasse eller fundamentering ved uten-

dørsanlegg, feltkostnader og selve krafttransformatoren.

En ny transformatorstasjon i sentralnettet anslås å koste mellom 200 til 300 millioner, typisk rundt 270 millioner kr. En vanlig fordeling av kostnadene er rundt 50 prosent til høyspennings- og kontrollanlegg, rundt 35 prosent til grunnarbeider, betong og bygg og rundt 15 prosent til planlegging, administrasjon, ledelse og HMS.

Typiske kostnader for en ny stasjon i regionalnett vil kunne ligge på alt fra 5-60 mill kroner. Utvidelse av transformeringskapasitet vil kunne gjennomføres for mellom tre og ti mill kroner i mange av de mindre punktene.

2.9 Smart grids – intelligente nett

Smart grids, eller intelligente nett, er en betegnelse som brukes for å beskrive hvordan elektrisk infrastruktur kan utformes, utvikles og driftes for å oppnå et mer effektivt kraftsystem. Ved utforming av intelligente nett tar man i bruk teknologi, særlig IKT-basert, og markedsbaserte løsninger. Ulike land og regioner har ulike kraftsystemer og står overfor ulike utfordringer. Dette innebærer at valget av løsninger ikke vil være likt overalt, men vil avhenge av lokale og regionale forhold.

De viktigste teknologiene knyttet til intelligente nett er knyttet til:

- Overvåking, styring og vern lokalt i nettet.
- Kommunikasjonsinfrastruktur for automatiserte måle- og styringssignaler, samt data til kontrollvirksomhet.
- Automatiske kontrollsystemer for både nett-komponenter, produksjonskilder og kundebelastninger.

Mer intelligente nett kan bidra til balansering av kraftsystemet og øker den systemansvarliges fleksibilitet i valg av produksjonskilder så vel som laststyring. Slike løsninger kan muliggjøre blant annet automatisk tilpasning av småforbruk til markedsutviklingen, storskala hurtigladning av elbiler og løsninger for å tillate lokal innmating av egenprodusert strøm.

2.9.1 Bruk av intelligente nett i det norske sentralnettet i dag

IKT og avanserte kontrollsystemer er i stor grad tatt i bruk i driften av det norske sentralnettet. Statnett har i lang tid brukt systemvern og avanserte komponenter for å styre spenningen og reaktiv effekt, jf. 2.5, for å kunne øke overførings-

Boks 2.7 Eksempel på kostnader for et ledningsprosjekt – Skåreheia-Holen

Kostnader for ledningsprosjekter varierer som nevnt mye fra prosjekt til prosjekt. Det er derfor lite hensiktsmessig å trekke direkte paralleller fra kostnadsnivået i et prosjekt til et annet. Det kan likevel være illustrativt å se på kostnadene for et ledningsprosjekt.

En ny 420 kV-ledning fra Skåreheia til Holen, gjennom Setesdal ble idriftssatt 21. august 2009. Det nye anlegget består av en 103 km lang ledning fra Skåreheia til Holen, samt utvidelse av transformatorstasjonene i Kristiansand og Brokke. Totale kostnader for anlegget var 882 millioner kroner, se tabell 2.4.

Ledningskostnadene tilsvarte rundt 5 millioner kr/km. Dette er lavere enn hva et gjennomsnittlig ledningsprosjekt forventes å koste i årene fremover.

I arbeidet med stasjonene i Kristiansand og Brokke kunne en benytte seg av en del av de allerede eksisterende anleggene. Dette reduserte stasjonskostnadene sammenlignet med å bygge helt nytt.

Tabell 2.4 Lednings- og stasjonskostnader for ny ledning fra Skåreheia-Holen

Aktivitet	kostnad i millioner kroner
Konsesjon	21
Erstatninger	60
Prosjektledelse og byggekontroll	43
Prosjektering	12
Materiell	154
Bygging	185
<i>Sum ledningskostnader</i>	<i>475</i>
Stasjonskostnader Kristiansand	198
Stasjonskostnader Brokke	160
Byggelånsrenter	49
Totalsum	882

Kilde: Statnett

kapasiteten uten å foreta større nettinvesteringer. Statnett benytter et avansert driftsentralsystem med innsamling og presentasjon av kontinuerlige målinger som sikrer oversikt over tilstanden i kraftsystemet til enhver tid.

2.9.2 Utviklingen fremover

En rekke forskningsmiljø og energibransjen, både i Norge og andre land, arbeider med mer intelligente nett. Spesielt har EU, USA og Sør-Korea fokus på temaet. Mye av teknologien knyttet til intelligente nett er umoden og det er behov for omfattende forsknings- og utviklingsarbeid.

Viktige drivere internasjonalt for intelligente nett er behov for å redusere utslippene av CO₂ gjennom overgang til mer fornybar energi. Inte-

grering av store mengder uregulerbar kraft gir nye utfordringer når det gjelder drift og utvikling av nettet. I tillegg er det i en rekke land behov for å modernisere eksisterende elektrisk infrastruktur og få på plass et mer effektivt og integrert kraftsystem. Forsyningssikkerhet er en annen viktig driver for intelligente nett. Økt energiforbruk og eksisterende begrensninger og flaskehalsar i og mellom nasjonale kraftsystemer er en annen driver.

Implementering av avanserte måle- og styringssystemer er en byggekloss for å kunne automatisere kraftsystemet, men utgjør kun én bestanddel av begrepet intelligente nett. Investeringene i slike målesystemer vil skje i distribusjonsnettet.

3 Kraftbalansen og nettutvikling

3.1 Innledning

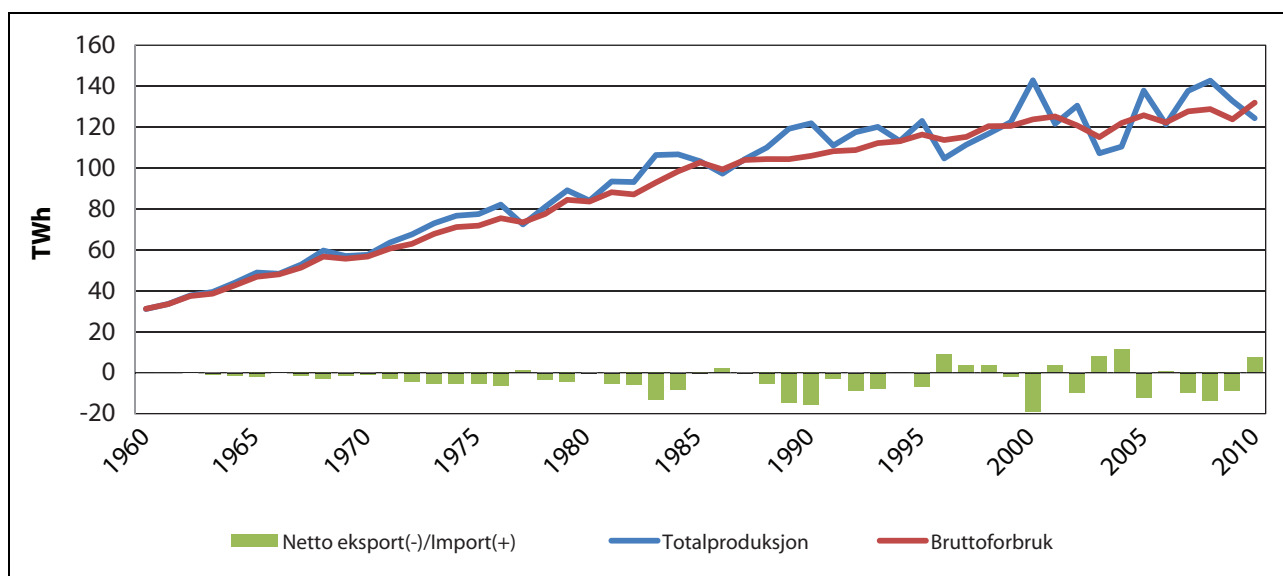
Et godt utbygd overføringsnett er nødvendig for å få produksjon og forbruk til å være i balanse i alle deler av landet. I dette kapitlet blir det gitt en omtale av kraftbalansen med landet inndelt i fem regioner; Øst-Norge, Sørlandet, Vest-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge. Det blir videre gitt en omtale av grunnlaget for å planlegge nettet. Det blir også gitt en omtale av noen viktige elementer for kraftbalansen: store forbrukere, utenlandshandel, energiomlegging og forbrukerfleksibilitet.

3.2 Kraftbalansen

I Norge er betydelige deler av kraftproduksjonen lokalisert på Vestlandet og i Nordland. Østlandet har derimot høyest forbruk av kraft i landet, det overstiger langt det som kan produseres i området. Det er derfor nødvendig å transportere kraften fra vest til øst og fra nord til sør. Kraftflyten mellom landsdelene påvirkes også av handelen med Danmark, Sverige, Finland, Nederland og Russland.

Den norske kraftforsyningen har andre særtrekk som forsterker behovet for nett. Vannkraften har betydelige variasjoner i magasinifilling og kraftproduksjon mellom sesonger og år. I år med høyt tilsig til vannkraftverkene vil Norge gjerne ha større innenlandsk produksjon enn bruk av kraft, noe som medfører eksport fra Norge, jf. figur 3.1. I år med lavt tilsig vil situasjonen være motsatt og Norge er avhengig av import. Historiske data viser årlige variasjoner i tilsig på så mye som 60 TWh, noe som tilsvarer halvparten av det norske strømforbruket. Samtidig vil tilsig og produksjonsevne være ulikt fordelt mellom regioner. De store variasjonene i produksjonsmulighetene innenlands gjør det nødvendig å ha tilstrekkelig overføringskapasitet mellom ulike landsdeler og mellom Norge og utlandet.

Et annet viktig trekk ved den norske energiforsyningen er at elektrisitet står for en stor andel av energien benyttet til oppvarming. Det er betydelige forskjeller i oppvarmingsbehovet mellom sommer og vinter, og mellom ulike år. Sammen med svingningene i kraftproduksjonen innebærer dette at balansen mellom forbruk og produksjon, og dermed behovet for overføring av kraft, varierer betydelig.



Figur 3.1 Utviklingen i norsk kraftbalanse fra 1970 til 2010, TWh

Kilde: SSB

For å sikre kraftforsyningen i alle situasjoner må overføringsnettene kunne håndtere mulige variasjoner i forbruk og produksjon av kraft som kan forekomme på kort og lang sikt. Dette innebærer at nettet må dimensjoneres både for å håndtere toppene i kraftforbruket, som typisk forekommer på de kaldeste dagene i det kaldeste året (effektbalansen), og for å kunne importere tilstrekkelig kraft gjennom en lengre periode, for eksempel i en tørrårssituasjon der produksjonen er kraftig redusert (kraftbalansen).

Strømproduksjon basert på fornybare energikilder, som vann og vind, kan ikke dekke forbruket uten et omfattende og godt utnyttet overføringsnett. I land som nå skal gjennomføre betydelig omlegging til fornybar strømproduksjon er det en meget stor oppgave å bygge nettet, jf. kapittel 4.

3.3 Nærmere om regionale nettbehov

Vekst og endringer i sammensetningen av produksjon og forbruk fører til at det blir et økende behov for å overføre kraft innad i og mellom regioner fremover. Behovet for nettinvesteringer i de ulike områdene er imidlertid svært forskjellig. I omtalen av regionene er det oppgitt tall for kraft-



Figur 3.2 Kart over den geografiske inndelingen av nettområder

Kilde: NVE og Statnett

balansen i normalår. Det er viktig å understreke at det er usikkerhet knyttet til den faktiske kraftbalansen da det er betydelig variasjoner i tilsig og kraftforbruk over sesonger og år, jf. 3.2.

Den geografiske inndelingen som benyttes i dette kapitlet er i samsvar med regioninndelingen i Nettutviklingsplanen til Statnett. Det er imidlertid ikke nødvendigvis samsvar mellom den regionale inndelingen under og fordelingen av prisområder. Den geografiske inndelingen under er naturlig ut fra nettmessige forhold, også ved planleggingen av ny nettkapasitet, mens inndelingen i prisområder følger flaskehalser i nettet som vil variere ut fra de løpende forholdene i kraftmarkedet.

3.3.1 Øst-Norge

Nettområdet Øst-Norge består av Oslofjordområdet, definert som Oslo, Akershus, Vestfold og Østfold, og den største delen av fylkene Hedmark, Oppland, Buskerud og Telemark. Øst-Norge er den mest folkerike regionen i Norge.

Øst-Norge er både Norges største forbruksområde og produksjonsområde av kraft. Alminnelig forsyning utgjør over 80 prosent av samlet forbruk i regionen.

Øst-Norge er i tillegg kjennetegnet ved å være et stort transittområde for kraft som utveksles med Sverige. En betydelig del av kraftutvekslingen med Sverige skjer i denne regionen. Kraft flyter mellom Vestlandet, utenlandsforbindelsene tilkoblet Sør-Norge og Sverige via Øst-Norge.

Øst-Norge har et samlet kraftforbruk på om lag 49 TWh per år og en beregnet kraftproduksjon i et normalår på om lag 41 TWh. Øst-Norge som helhet har derfor et kraftunderskudd i overkant av 8 TWh i et normalår. Dette innebærer at regionen i dag er avhengig av kraftutveksling med resten av landet og Sverige.

Det er store forskjeller i de lokale kraftbalansene innad i regionen. Oslofjordområdet har et relativt høyt forbruk men liten tilgang på regulerbar kraftproduksjon. I dette området utgjør kraftunderskuddet i et normalår om lag 20 TWh. Kraftunderskuddet må dekkes med import fra andre områder i regionen samt Vestlandet, Sørlandet og Sverige. I perioder med kulde og høyt forbruk er spesielt Oslo-området sårbart for feil i overføringsforbindelsene. Indre del av Telemark og Buskerud er derimot et overskuddsområde med høyere produksjonskapasitet enn forbruk. I dette området utgjør kraftoverskuddet om lag 13 TWh i et normalår.

Alminnelig forsyning står for mer enn 80 prosent av det samlede kraftforbruket i Øst-Norge. En stor del av forbruket i alminnelig forsyning er knyttet til oppvarming. Fordi oppvarmingsbehovet svinger betydelig over døgnet og gjennom året er det store variasjoner i forbruket i regionen. Som følge av dette vil det også være store variasjoner i behovet for kraftoverføring til denne regionen.

Nettutviklingen i Øst-Norge de nærmeste årene fokuserer på å bedre forsyningssikkerheten gjennom å etablere tilstrekkelig overføringskapasitet mot de andre regionene og Sverige. Graden av forbruksvekst innad i regionen og det framtidige mønsteret i kraftflyten til og fra Sverige vil være viktige faktorer i vurderingen av behovet for framtidig nettutvikling. Som et transittområde vil økt fornybar produksjon i andre deler av landet også påvirke utviklingen av nettet i Øst-Norge. Blant annet vil det være viktig med forsterkninger i overføringsforbindelsene for å håndtere endringer i kraftflyten den økte uregulerbare kraftproduksjonen kan medføre. Deler av overføringsnettet i Øst-Norge skriver seg fra 1950- og 1960-tallet. Området har derfor behov for oppgradering og utskifting av dette utstyret i relativ nær fremtid. Statnett er, i samarbeid med blant andre Hafslund og Enova, i gang med å utarbeide en helhetlig plan for Oslo-området (Nettplan Stor-Oslo), med en langsiktig strategi for reinvesteringer og tiltak i området.

3.3.2 Sørlandet

Nettområde Sørlandet omfatter Sør-Rogaland og de to Agder-fylkene.

En stor del av Norges regulerbare vannkraftproduksjon er lokalisert på Sørlandet og i nærliggende områder. Sørlandet er også det sentrale området for kraftutveksling med kontinentet gjennom overføringsforbindelsene til Nederland og Danmark.

Sørlandet har et samlet kraftforbruk på om lag 13 TWh per år og en beregnet kraftproduksjon i et normalår på om lag 18 TWh. Sørlandet som helhet har derfor et kraftoverskudd på om lag 5-6 TWh i et normalår.

Innad i regionen er det imidlertid lokale ubalanser. På Nord-Jæren, inklusiv Stavanger-området, er det liten lokal produksjon og høyt forbruk. Det er dermed et stort behov for overføring av kraft inn til området. Kraftsituasjonen i området har i flere år vært preget av at dagens overføringskapasitet til området er begrenset av eksisterende linjekapasitet og av spenningsforholdene i nettet. Som følge av dette har nettet i perioder vært dre-

vet uten tilstrekkelige reserver for eventuelle feilhendelser. I følge Statnett hadde Stavanger i 2010 1170 timer (13 prosent av året) med redusert driftssikkerhet i nettet. Forbruksvekst som følge av tilflytting til Nord-Jæren vil kunne svekke den lokale kraftbalansen ytterligere.

Kraftproduksjonen i region Sørlandet består i hovedsak av vannkraft spredt lokalisert i regionen. Det forventes en økning av fornybar produksjon i området. Det er et stort potensial for utbygging av vindkraft på Sørlandet. De fleste vindkraftplanene er lokalisert vest og syd i regionen. De planlagte småkraftprosjektene ligger mer spredt, men flere utbyggingsplaner er lokalisert mellom Feda og Kristiansand.

Sørlandet har en stor del industrielt forbruk, men også i denne regionen utgjør alminnelig forsyning den dominerende andelen av det totale forbruket. Forbruket varierer over døgnet og over året. Sørlandet er et viktig transittområde for kraftutveksling med utlandet. Forbindelsene til Danmark og Nederland på til sammen 1700 MW er tilknyttet denne regionen. Normalt er det nettoflyt igjennom regionen sørover på dagtid og nordover på nattetid.

I perioder med høy kraftutveksling er det utfordringer knyttet til flaskehals og overbelastning på det innenlandske nettet. Tekniske egenskaper ved overføringsforbindelsene og behovet for tilgjengelig regulerkraft krever også at det i perioder er lokal produksjon i drift i området. Store deler av den regulerbare vannkraftproduksjonen i Norge er lokalisert på Sørlandet og i nærliggende områder. Her er det dermed størst potensial for den type produksjonstilpasning som er nødvendig for systemdriften av overføringskablene til utlandet.

Nettutviklingen i regionen i årene fremover har fokus på å redusere flaskehalsene som i dag periodevis eksisterer inn og ut av området, å sikre forsyningen på Nord-Jæren og å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon. Eventuelle nye overføringsforbindelser til kontinentet vil medføre et økt behov for å styrke forbindelsene som går inn til og gjennom området, både østover (Østre korridor) og vestover (Vestre korridor). Statnett ferdigstilte en studie høsten 2011 der utfordringene knyttet til ytterligere utenlandsforbindelser blir analysert i nærmere detalj, jf. 3.6.2.

3.3.3 Vest-Norge

Nettområdet Vest-Norge består av Rogaland nord for Boknafjorden, Hordaland og Sogn og Fjordane.

Vestlandet utgjør Norges nest største produksjonsområde av kraft, med mye uregulerbar vannkraftproduksjon. Regionen er også en av de best egnede i Norge for ytterligere utbygging av fornybar kraftproduksjon, særlig småkraft, men også noe vindkraft. Vestlandsområdet har store forbruksuttak gjennom forbruket i Bergensområdet og forbruk i aluminiumsindustrien og petroleumsvirksomheten.

Vest-Norge har et samlet kraftforbruk på om lag 26 TWh per år og en beregnet kraftproduksjon i et normalår på om lag 34 TWh. Vest-Norge som helhet har derfor et kraftoverskudd i størrelsesorden 8-9 TWh i et normalår.

Det er betydelige forskjeller i status for kraftforsyningen innad i regionen. I området nord for Sognefjorden er det normalt balanse eller overskudd. Overskuddet er størst om sommeren. Det er begrensninger i nettet nordover og det meste av kraftflyten går derfor sørover. I vintersituasjoner med høyt forbruk og lite vann i magasinene kan imidlertid flyten snu og kraften gå nordover. Hordaland og Nord-Rogaland er underskuddsområder i normalår. Importbehovet til området varierer med tilgangen på lokal produksjon over året, men dagens overføringsnett har under normal drift ikke kapasitet til å forsyne området i perioder med høyt forbruk og/eller svikt i vannkraftproduksjonen. Særlig utsatt er BKK-området, som omfatter kraftsystemet i Hordaland nord for Hardangerfjorden. Området har hatt en sterk forbruksvekst de siste 15 årene. Samtidig har tilskuddet av ny produksjons- og overføringskapasitet vært moderat. Som følge av dette har BKK-området i dag et betydelig kraftunderskudd, også i normalår. Kraftforsyningen i denne delen av Vest-Norge er derfor særlig sårbar for vinterperioder med lave temperaturer og tørt vær, som kan innebære høy forbruksbelastning og redusert produksjonstilgang. Økt overføringskapasitet fra produksjonskildene lenger øst i Vest-Norge er nødvendig for å sikre kraftforsyningen inn til BKK-området.

Det er et stort potensial for ny fornybar kraftproduksjon i region Vest-Norge, spesielt innen vannkraft. Men grunnet den allerede høye vannkraftsproduksjonen, særlig uregulerbar, og full eksport i sommerhalvåret er det satt en stopp for tilkobling av ny fornybar produksjon i nesten hele Sogn og Fjordane. Flere regionalnett i regionen er også fullt utnyttet. Det er derfor begrensede muligheter til å bygge ut småkraftproduksjon i deler av regionen inntil nye overføringsforbindelser er på plass.

Vest-Norge er den regionen der industrielle formål utgjør størst andel av totalforbruket, om

lag 50 prosent. Regionen har store forbruksuttak som blant annet forbruk i aluminiumsindustrien og petroleumsvirksomheten. Denne typen forbruk er mer konjunktursensitivt og ikke like temperatursensitivt som alminnelig forbruk. I tillegg til det industrielle forbruket i Vest-Norge er det alminnelige forbruket i Bergensområdet et stort forbruksuttak i regionen, og dette forbruket er høyere på vinteren enn om sommeren.

Fokuset for nettutviklingen i regionen på kort sikt er å få på plass tilstrekkelig overføringskapasitet til å sikre forsyningen inn og ut av BKK-området. På lengre sikt vil fortsatt forbruksvekst sammen med økt grad av uregulerbar kraftproduksjon kreve en styrking av overføringskapasiteten i Vest-Norge, både innad i regionen og mot andre områder.

Statnett har, i samarbeid med BKK, Sogn og Fjordane Energi, Tafjord og Sunnhordland Kraftlag, nylig avsluttet en studie av behovet for nettutbygging på Vestlandet fram mot 2025. Studien fokuserer særlig på potensialet for ny fornybar kraftproduksjon sammenstilt med mulighetene for utvikling av overføringsnett i området.

3.3.4 Midt-Norge

Nettområde Midt-Norge omfatter Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag samt mesteparten av Nord-Trøndelag.

Midt-Norge har en liten andel av den regulerte vannkraftproduksjonen i Norge, om lag 8 prosent av landets magasinkapasitet er lokalisert i regionen. Regionen har vært preget av et betydelig kraftunderskudd i de senere årene. Det er potensial i regionen for ny fornybar kraftproduksjon, særlig i form av småkraft og vindkraft. Midt-Norge er også et transittområde for kraftflyten fra nord til sør i landet.

Midt-Norge har et samlet kraftforbruk på om lag 21 TWh per år og en beregnet kraftproduksjon i et normalår i underkant av 14 TWh. Midt-Norge som helhet har derfor et kraftunderskudd på nærmere 8 TWh i et normalår, tilsvarende om lag halvparten av egenproduksjonen i regionen. Midt-Norge er den regionen med størst kraftunderskudd relativt til eget forbruk i Norge. Om lag 35 prosent av forbruket i denne regionen dekkes av import i et normalår.

Midt-Norge er en region med store forbruksuttak fra petroleumsvirksomhet og kraftintensiv industri. Industrien i regionen har et samlet årlig normalforbruk på om lag 10 TWh, nær 50 prosent av det totale forbruket. Som helhet har regionen et kraftunderskudd, med visse lokale forskjeller.

Sør-Trøndelag og store deler av Nord-Trøndelag er i dag et svakt underskuddsområde. Møre og Romsdal derimot er et område med et betydelig kraftunderskudd.

Kraftsituasjonen i regionen ble betydelig forverret på 2000-tallet som følge av en rask og betydelig økning i forbruket fra petroleumsvirksomhet og kraftintensiv industri. Et moderat tilskudd av ny produksjons- og overføringskapasitet i samme periode har gitt en gradvis strammere effekt- og kraftbalanse i området og et økende importbehov. Magasinkapasiteten i Midt-Norge utgjør 48 prosent av normalproduksjonen i området, mot en magasinkapasitet på 66 prosent av normalproduksjon på landsbasis. Med mindre lagringsmuligheter for vann er regionen også mer sårbar for varierende tilsig over året og fra år til år. Midt-Norge er derfor i stor grad avhengig av tilstrekkelig importkapasitet for å dekke opp forbruket i regionen i ulike situasjoner. Overføringskapasiteten inn til området er ikke tilstrekkelig til å håndtere dette i alle situasjoner. utfordringene er først og fremst knyttet til vinter- og vårperioder i tørre år. I 2010 ble overføringsforbindelsen mellom Midt-Norge og Sverige, Nea-Järpstrømmen, oppgradert og det har bedret situasjonen.

Det planlegges mye ny vind- og småkraftproduksjon i Midt-Norge. Omfanget av denne produksjonen, og tidspunktet den kommer, vil påvirke den langsiktige kraftsituasjonen i området. Det er også muligheter for større forbruksvekst i regionen, spesielt i tilknytning petroleumsvirksomheten.

Nettutviklingen i regionen den nærmeste tiden har, som i de senere årene, fokus på å styrke forsyningssikkerheten ved å etablere økt overføringskapasitet mot andre regioner med overskudd på kraft, som mot Sogn og nordover til Nordland. Dersom planlagt ny vindkraftproduksjon i Trøndelags-fylkene realiseres, medfører dette et behov for også å forsterke nettet nord-sør gjennom Midt-Norge. Midt-Norge er i tillegg et transittområde for kraftflyten fra nord til sør i landet. Kraftsituasjonen i Nord-Norge vil dermed også få betydning for nettutviklingen i regionen på lengre sikt. Økt fornybar kraftproduksjon i Nord-Norge, med korresponderende økning i kraftoverskuddet, vil kunne medføre økt kraftflyt fra nord til sør i landet, noe som også vil belaste nettet nord-sør i Midt-Norge ytterligere.

3.3.5 Nord-Norge

Nord-Norge består i denne sammenheng av Finnmark, Troms og Nordland samt Nord-Trøndelag, nord for Tunnsjødal.

Nord-Norge har et stort potensial for fornybar kraftproduksjon, i hovedsak småkraft og vindkraft, i regionen. Regionen har overføringsforbindelser til både Sverige, Finland og Russland samt Midt-Norge.

Nord-Norge har et samlet kraftforbruk på om lag 19 TWh per år og en beregnet kraftproduksjon i et normalår i overkant av 24 TWh. Nord-Norge som helhet har derfor et kraftoverskudd på om lag 5 TWh i et normalår.

Nord-Norge er arealmessig en stor region og har ulike utfordringer i de ulike områdene i regionen. I Finnmark og Nord-Troms er det i normalår kraftoverskudd over året, men med store sesongvariasjoner, mens det i Sør-Troms i normalår er et vesentlig kraftunderskudd. I normalår har Finnmark et overskudd på 0,6 TWh. For Nordland og Troms er det samlet sett et kraftoverskudd på om lag 4,2 TWh i et normalår. Det er et potensial for utbygging av småkraft, særlig i Nordland, og vindkraft ellers i regionen.

Kraftproduksjonen nord for Ofoten kommer i hovedsak fra vannkraftanlegg med store magasin, spesielt i Nordland. I Finnmark er det mest uregulerbar elvekraft som medfører vesentlig større sommerkraftproduksjon enn vinterkraftproduksjon. Når det gjelder kraftforbruket er situasjonen motsatt. Alminnelig forbruk står for om lag 60 prosent av forbruket i regionen. Dette forbruket er svært temperaturavhengig og er dermed klart større om vinteren enn om sommeren. For området nord for Ofoten gir denne sammensetningen av produksjon og forbruk i et normalår en situasjon med stor flyt av kraft ut av regionen i sommermånedene og en betydelig import av kraft i vintermånedene. For resten av Nordland er det overskudd hele året. Det er også stor forskjell mellom kraftsituasjonen i regionen i år med mye nedbør og i år med lite nedbør. Den sterke sesongvariasjonen i både forbruk og produksjon gjør at overføringskapasiteten i deler av nettet i perioder blir begrenset.

For området nord for Ofoten, kan kraftsituasjonen med dagens produksjonskapasitet og forbruk på vinterstid bli utfordrende i år med lite nedbør. Ved feil i nettet forsterkes dette ytterligere. Dette innebærer at kraftforsyningen i regionen er avhengig av kraftutveksling med resten av landet og Sverige. I tillegg er det en viss kraftimport fra Russland og kraftutveksling med Finland.

Flere forhold vil være viktig for den fremtidige utviklingen av kraftsituasjonen i Nord-Norge. På forbrukssiden kan økt petroleumsvirksomhet i nordområdene skape et behov for å benytte kraft fra land. I tillegg vil eventuell økning i gruvedrif-

ten i Finnmark øke forbruket. Det er også et stort potensial for mer fornybar produksjon i regionen. Store deler av dette potensialet er uregulerbar vindkraft og småkraft. En situasjon med økt kraftforbruk og en større andel uregulerbar kraftproduksjon vil kunne gi et økt behov for overføringskapasitet innad i regionen og sørover til Midt-Norge, og over til Sverige. Statnett har igangsatt en studie, Arctic Circle, som vurderer hvor mye nytt forbruk og ny produksjon som kan realiseres med en eventuell 420 kV-ring på Nordkalotten.

3.4 Vurderinger av behovet for investeringer i nett

3.4.1 Innledning

Investeringene i overføringsnett vil være drevet av behovet for transport av kraft for å utlikne de løpende forskjellene i tilgang og bruk av kraft. I tillegg skal investeringene sørge for en sikker og forsvarlig drift av nettet og tilrettelegge for et vel-fungerende kraftmarked.

Det finnes tre særlig relevante kilder for kunnskap om behovet for nettutbygging; planer og vurdering for utviklingen i forbruk og produksjon de neste 10-15 årene, indikatorer for driften av kraftsystemet og tekniske og økonomiske vurderinger av tilstanden til overføringsnett.

3.4.2 Utviklingen i forbruk og produksjon på effekt- og kraftbalansen.

Store deler av overføringsnett kan ha en levetid på opp til 50 – 70 år. I vurderingene av det fremtidige behovet for nettinvesteringer må det derfor gjøres anslag på usikre faktorer langt fram i tid. Utviklingen i både produksjon og forbruk av kraft avhenger av en rekke ulike variabler, som for eksempel konjunkturer, næringssammensetning, teknologisk utvikling, demografiske forhold, klimautvikling og energi- og kraftpriser.

Kraftforbruket i Norge fordeles gjerne på forbruk i alminnelig forsyning og forbruk i den kraftintensive industrien. Husholdninger, tjenesteytende sektor og annen industri enn den kraftintensive står for det meste av forbruket innenfor alminnelig forsyning. I denne forbrukskategorien går en stor del av forbruket av elektrisitet til oppvarming, særlig i husholdningene. Arbeidet med energiomlegging vil på lang sikt trekke i retning av lavere forbruk av elektrisitet enn om utviklingen overlates til seg selv. Det er grunn til å tro at bygningsmassen vil bli stadig mer energieffektiv, og at varmebehovet i økende grad dekkes på

annen måte enn gjennom direkte elektrisk oppvarming, jf. 3.6.3. Også i industrien skjer det betydelig energieffektivisering. Det er imidlertid andre forhold som trekker i retning av økt strømforbruk. Befolkningsveksten bidrar over tid til at det må bygges flere boliger, skoler og forretningsbygg. Denne veksten fordeler seg ulikt mellom regioner. Endringer i disponibel inntekt påvirker også forbruket i alminnelig forsyning både til oppvarming og til kjøp av varer og tjenester som bruker energi. Siden det er flere effekter med ulik fortegn er det usikkert hvordan utviklingen i kraftforbruket innenfor alminnelig forsyning vil bli, og det må legges til grunn at det vil være forskjeller mellom regionene. Utviklingen skjer gradvis, men i løpet av 10-15 år kan det bli betydelige regionale endringer sammenliknet med dagens situasjon.

Forbruksøkninger kan komme fra økt bruk av kraft fra land i petroleumssektoren og etablering av kraftintensiv industri, jf. 3.6.1, i tillegg til vekst i alminnelig forsyning. Fordi produksjonen i disse sektorene krever mye energi, vil de fleste utvidelser eller nyinvesteringer være forbundet med en betydelig vekst i kraftforbruket i løpet av kort tid. For enkelte regioner kan dette gi store utslag på balansen mellom forbruk og produksjon av kraft, og dermed behovet for kapasitet i overføringsnett i eller inn til det aktuelle området. Det er større usikkerhet knyttet til den langsiktige utviklingen i industriens kraftbehov enn for de øvrige forbrukskategorier. Endringer kan påvirke kraftforbruket betydelig i løpet av kort tid. Dette skyldes at industriaktiviteten er nært knyttet til utviklingen i konjunkturer og råvarepriser, som kan variere betydelig over en lengre tidsperiode. I tillegg vil forbruket i petroleumsvirksomheten på lang sikt avhenge av omfanget av nye funn på norsk sokkel og mulighetene for utnyttelse av disse, samt muligheten disse har til å benytte seg av kraft fra land. Fordi økning i aktivitetsnivået i industrien representerer store forbruksuttak av kraft innebærer disse usikkerhetsfaktorene en betydelig utfordring i nettplanleggingen. Tiltak for energieffektivisering og økt forbrukerfleksibilitet vil kunne påvirke utviklingen i kraftforbruket, både når det gjelder nivå, sammensetning og profil på forbruksuttaket, jf. 3.6.3.

Vurderinger av nasjonal og regional forbruksvekst i et lengre tidsperspektiv krever derfor omfattende analyser. I arbeidet med Statnetts nettutviklingsplan gjøres det en rekke vurderinger av forbruksutviklingen under ulike forutsetninger om utviklingen på lang sikt. Kraftsystemutredningene som gjennomføres av de regionale netteierne er viktige verktøy i planleggingen av nettutviklingen, jf. kapittel 7.

Utviklingen i ny *kraftproduksjon* påvirker kraftbalansen, og derigjennom behovet for overføringsnett til import og eksport av kraft nasjonalt og mellom regioner. I kraftmarkedet bygges ny kraftproduksjon ut fra aktørenes egne lønnsomhetsvurderinger og myndighetenes vedtak om konsesjon. Lønnsomhetsvurderinger vil avhenge av forventninger om framtidige energi- og kraftpriser, rentenivå og myndighetenes rammebetingelser som påvirker kostnader og inntekter. Anslag på ny produksjonskapasitet nasjonalt og i ulike regioner er derfor et usikkerhetsmoment i planleggingen av ny overføringskapasitet. Også den store ulikheten i type prosjekter, for eksempel når det gjelder geografi, størrelse og regulerbarhet i kraftproduksjonen kan gi opphav til ulike vurderinger av nødvendig overføringskapasitet. Av hensyn til utslipp av klimagasser er det sterke begrensinger i hvilke typer produksjonskapasitet som det er ønskelig å bygge ut, og det begrenser muligheten for kraftproduksjon i visse områder.

Det er flere forhold som trekker i retning av økte investeringer i kraftproduksjon sammenliknet med tidligere. Som en del av den nasjonale klimapolitikken har det vært viktig å legge til rette for ordninger som sikrer fortrinn til fornybar elektrisitet. Det norsk-svenske markedet for elsertifikater har avklart myndighetenes mål og støttesystem for fornybar kraftproduksjon.

NVE har hatt en økende mengde konsesjonsøknader til behandling de senere årene. Søknadene omfatter både vindkraft og vannkraft i ulike kategorier. Særlig har aktiviteten når det gjelder småkraftutbygging vært økende. Det er i dag et produksjonsvolum tilsvarende om lag 5,7 TWh per år som har fått endelig konsesjon, men som foreløpig ikke er bygget ut. I tillegg er ytterligere 12 TWh vannkraft per år og betydelig vindkraft til behandling i NVE eller OED. Elsertifikatordningen som trådte i kraft fra 1.1.2012 innebærer et samlet mål om 26,4 TWh per år ny fornybar elektrisitetsproduksjon for Norge og Sverige i 2020.

Fornybare energiresurser er stedbundne, og kraftproduksjonen er bundet av der hvor ressursene er plassert. De fornybare energiresursene i Norge er store, men ujevnt fordelt i landet. Dette legger føringer for hvordan nettet utvikles. En større utbygging av fornybar energi vil kunne føre til endringer i de regionale kraftbalansene. I områder uten fornybare energiresurser vil eventuelle forbruksøkninger skape et økt importbehov, noe som kan utløse nettinvesteringer. I områder med fornybare ressurser kan det bli behov for å øke nettkapasiteten ut av området.

Mye av den nye kraftproduksjonen fra fornybare ressurser vil komme fra vannkraft uten magasiner og fra vindkraft. Disse krafttypene skiller seg fra mye av vannkraften vi har i Norge i dag ved at den må produsere når det er tilsig til elvene eller tilstrekkelig med vind. Ressursene finnes noen ganger på steder hvor det er begrenset nettkapasitet. Til sammen gjør disse faktorene at fornybarsatsingen må kombineres med økte nettinvesteringer, videreutvikling av markeder og en mer avansert drift av kraftsystemet. Et eksempel på dette er deler av Hordaland. Området er et underskuddsområde og har i lange perioder hatt svekket forsyningssikkerhet. På vintertid har det ofte vært full import til området fra omkringliggende områder. På sommerstid derimot har mye uregulerbar vannkraftproduksjon gjort at det ofte har vært full eksport fra området. Denne produksjonen er lavere på vinteren. Det er begrenset mulighet til å bygge ut småkraftproduksjon i området inntil nye overføringsforbindelser er på plass. Produksjon med store variasjoner over døgnet og sesonger medfører dermed at nettet i større grad må kunne kompensere for under- og overskudd i tilgangen på kraft på kort varsel.

På samme måte som med forbruksvurderingene legges det ned et betydelig arbeid i å analysere konsekvenser for nettutbyggingen av ulike forløp for produksjonsutviklingen. Tilgjengelig nettkapasitet vil også, på den annen side, være bestemmende for muligheten til å etablere ny produksjonskapasitet. Dette samspillet mellom utbygging av nett og produksjon er derfor en sentral del av nettplanleggingen, og skjer blant annet i forbindelse med nettutviklingsplanen og de regionale kraftsystemutredningene. NVEs koordinering av konsesjonsbehandlingen av nett og produksjon er omtalt i 6.5.3.

Nettets utnyttelse

De siste to tiårene har det vært investert lite i sentralnettet, selv om forbruket har steget. Det har vært mulig blant annet fordi det eksisterende nettet er blitt utnyttet mer effektivt gjennom en effektiv organisering av markedet og ved at det er gjennomført tiltak for å oppnå en høyere overføringskapasitet av sentralnettet, jf. 2.5. Slike tiltak omfatter temperaturoppgraderinger av overføringslinjer, investeringer i SVC-anlegg og innføring av systemvern. Gjennom disse tiltakene er mulighetene for å øke overføringskapasiteten i eksisterende nett i mange områder nå i stor grad utnyttet.



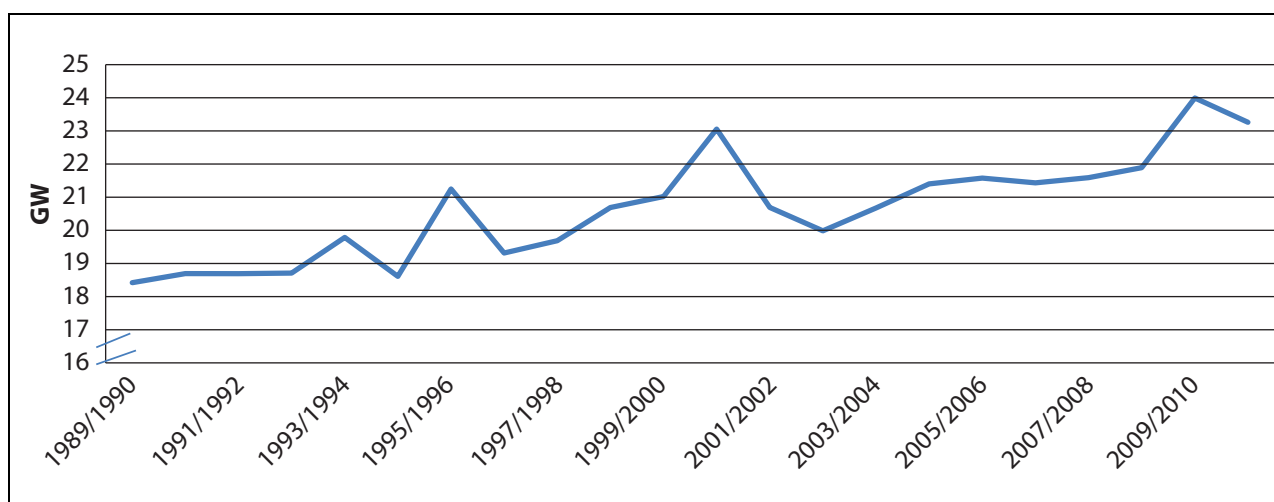
Figur 3.3 Mye av fremtidig kraftproduksjon i Norge vil komme som vindkraft og småskala vannkraft

Foto: Hilde Totland Harket

Driften av kraftsystemet har de senere år gitt flere nye rekorder. Vinteren 2009/2010 ble det registrert ny maksimallast både i det norske og det nordiske kraftsystemet. Maksimallast for Norge er 23 994 MW (6. januar 2010). Den kalde vinteren medførte også rekordhøye kraftpriser og betydelige prisforskjeller mellom et økende antall prisområder i Norge. Også vinteren 2010/2011

var kald, og det ble registrert rekordhøy import i uke 6 i 2011. I løpet av de siste 20 årene har årlig maksimal forbruksbelastning i nettet økt med 26 prosent.

Flere områder i Norge har hatt økende antall timer med drift uten tilfredsstillende reserver for å kunne håndtere feilsituasjoner og utkoblinger i nettet, såkalt N-0-drift, de siste årene. N-1-drift til-



Figur 3.4 Endring i maksimal forbruksbelastning i nettet fra 1998 til 2010, GW

Kilde: Statnett

Boks 3.1 Håndtering av flaskehals gjennom prisområder



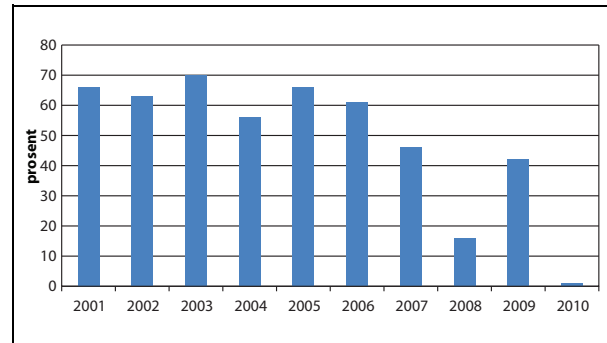
Figur 3.5 Kart over de fem prisområdene i Norge, 5. desember 2011

Kilde: NVE

Fordelingen av prisområder og prisforskjellene mellom disse gir i all hovedsak et speilbilde av de store og langvarige flaskehalsene i det norske overføringsnettet. Når det over lang tid er store prisforskjeller mellom to områder er dette et signal om energiknapphet i området med høy pris. Det kan da være nødvendig med nye nettinvesteringer som øker overføringskapasiteten. Prisområ-

ene er derfor nyttige verktøy for å synliggjøre og verdsette behov for nettinvesteringer. Håndtering av flaskehals er nærmere omtalt i 2.5.1.2.

Flaskehals oppstår når ønsket forbruk i et område overstiger den mulige produksjons- og importkapasiteten eller når produksjon i et område overstiger forbruket og eksportkapasiteten. For å håndtere store og langvarige flaskehals er Norge delt inn i prisområder.

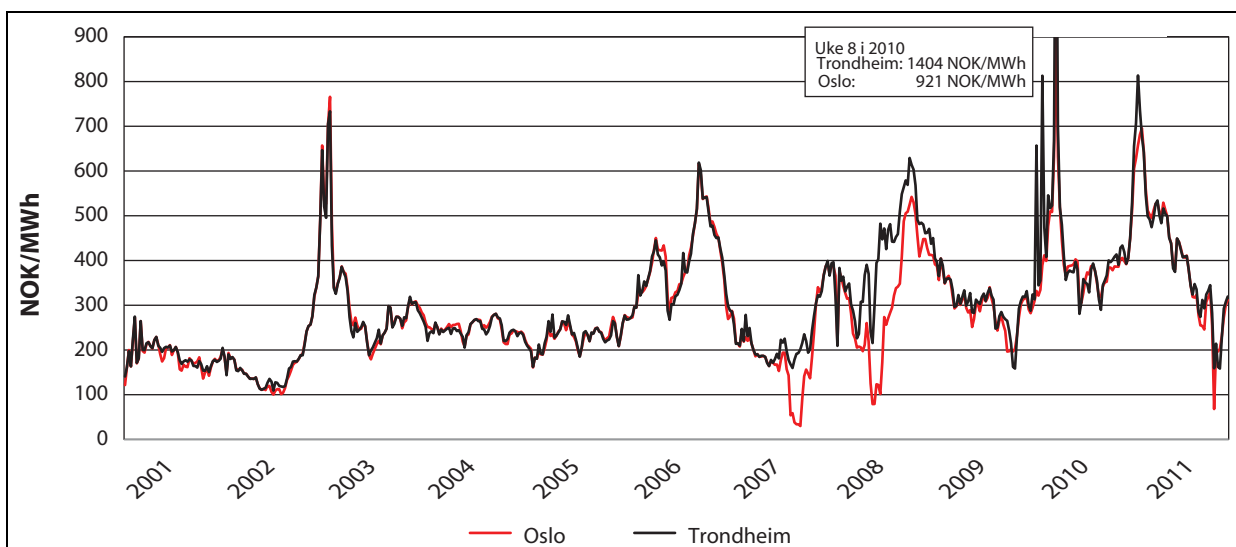


Figur 3.6 Andel av årets timer med lik kraftpris i hele landet, prosent

Kilde: Nord Pool Spot

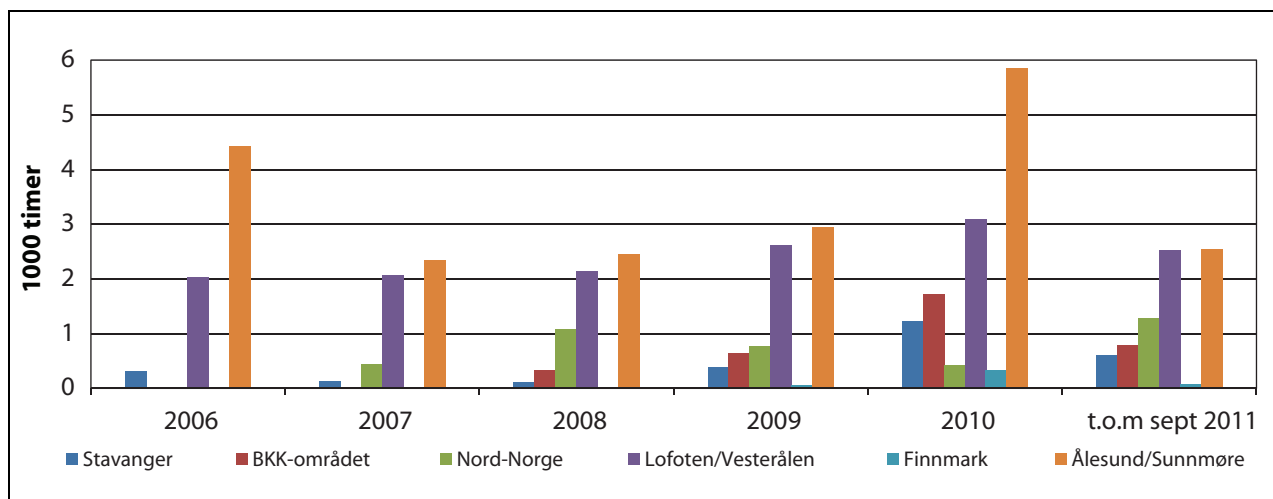
I dagens kraftsystem er det fem prisområder i Norge; NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5, se figur 3.5.

Prisområdene har endret seg over tid, som følge av at flaskehalsene har endret seg. Nye nettinvesteringer kan ofte bidra til at flaskehals forsvinner helt, og at grunnlaget for et eget prisområde dermed bortfaller. Internt i et prisområde håndteres flaskehals gjennom andre virkemidler, omtalt i 2.5.1.2. Prisen vil i slike tilfeller ikke gi signaler om flaskehalsene, men dette utelukker ikke behov for nettinvesteringer.



Figur 3.7 Utviklingen i strømpris i Oslo og Trondheim fra 2001 til og med uke 44 i 2011, NOK/MWh

Kilde: Nord Pool Spot



Figur 3.8 N=0 eller N=1/2- drift for utvalgte snitt, 1000 timer

Kilde: Statnett

sier at én komponent i kraftsystemet skal kunne få én feil uten at forbrukere mister strømmen. N=1/2 drift av nettet i et område innebærer at noen av forbrukerne, men ikke alle, i dette området vil miste strømmen dersom én komponent i kraftsystemet får én feil. Områder som skiller seg ut med stort eller økende antall timer med N=0-drift er BKK/Bergen, Stavanger, Nord-Norge nord for Ofoten, Lofoten/Vesterålen, Finnmark og Kristiansand. Nettene inn mot Sunnmøre og Sunnfjord/Nordfjord har ensidig forsyning av store deler av forbruket. Begge disse har N=0-drift om lag 5000 timer i året.

Systemvern er en måte å håndtere utfordrende drift på. Det er flere typer systemvern. En type er belastningsfrakobling som innebærer automatisk frakobling av bestemte forbrukere hvis feil oppstår i nettet, jf. 2.5.1.2. Tiltaket har vært benyttet av Statnett i mange år overfor industri for å kunne heve overførgrensene på nettanlegget ved å sikre at feil i nettet ikke gir ukontrollert utkopling av et større område. De senere år har kraftsituasjonen i Bergensområdet gjort det nødvendig med belastningsfrakobling også for alminnelig forbruk. Dette er forhold som viser at nettet i deler av Norge har nådd sin kapasitetsgrense.

3.4.3 Nettets alder og tekniske tilstand

Nettets alder og tekniske tilstand er ikke direkte knyttet til vurderinger av den kortsiktige og lang-

siktige kraftbalansen, men har stor betydning for investeringsomfanget.

Flere av nettanleggene vil de nærmeste årene nærme seg forventet teknisk levetid. Om lag 40 prosent¹ av Statnetts ledninger ble bygget før 1970-tallet, og de eldste ledningene ble driftssatt allerede i 1928. Den historiske utviklingen av overførgsnettet er omtalt i boks 2.4. Det vil ofte være fornuftig at nødvendige reinvesteringer gjøres samtidig som planlagte kapasitetsøkninger. Smart grid-teknologi vil også påvirke hvordan overførgsnettet utvikles fremover, jf. 2.9.

3.5 Nettselskapenes prosjekter for sentralnettet

Det er omfattende planer for nettinvesteringer, som vil bidra til at vi har et robust og sterkt nett i hele Norge. Tabell 3.1 viser hvilke prosjekter som i dag er under vurdering i sentralnettet.

Hvert enkelt prosjekt vurderes grundig av myndighetene gjennom konsesjonsbehandlingen. Vurderingene gjøres i tråd med regjeringens nettpolitikk, jf. kapittel 5 og 6. Beslutninger om de enkelte prosjekter gjøres i konsesjonsbehandlingen jf. kapittel 7. Det går derfor ikke nærmere inn på de enkelte prosjektene i denne meldingen.

¹ Målt i prosentandel av antall km lengde.

Tabell 3.1 Liste over større prosjekter i sentralnettet, oppgitt i Statnetts nettutviklingsplan

Nettområde	Beskrivelse av prosjekt	Selskap	Stadium
Nord-Norge	Ny 420 kV-ledning fra Ofoten til Balsfjord	Statnett	Søknad til behandling hos NVE
Nord-Norge	Ny 420 kV-ledning fra Balsfjord til Hammerfest	Statnett	Søknad til behandling hos NVE
Nord-Norge	Ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Varangerbotn	Statnett	Melding sendt NVE
Nord-Norge	Spenningsoppgradering til 420 kV-ledning fra Nedre Røssåga til Namsos	Statnett	Planlegging i nettselskap
Midt-Norge	Ny 420 kV-ledning fra Ørskog til Sogndal	Statnett	Under gjennomføring
Midt-Norge	Ny 420 kV-ledning fra Namsos til Storheia	Statnett	Klage til behandling i OED
Midt-Norge	Ny 420 kV-ledning fra Storheia til Orkdal/Trollheim	Statnett	Søknad til behandling hos NVE
Midt-Norge	Spenningsoppgradering til 420 kV-ledning fra Namsos til Klæbu	Statnett	Søknad til behandling hos NVE
Midt-Norge	Spenningsoppgradering til 420 kV-ledning fra Klæbu til Aura	Statnett	Planlegging i nettselskap
Vest-Norge	Ny 420 kV-ledning fra Sima til Samnanger	Statnett	Under gjennomføring
Vest-Norge	Ny 420 kV-ledning fra Mongstad til Kollsnes	BKK	Klage til behandling i OED
Vest-Norge	Ny 420 kV-ledning fra Kollsnes til Modalen	BKK	Søknad til behandling hos NVE
Vest-Norge	Spenningsoppgradering til 420 kV-ledning fra Aurland til Sogndal	Statnett	Planlegging i nettselskap
Vest-Norge	Spenningsoppgradering til 420 kV-ledning fra Samnanger til Sauda	Statnett	Planlegging i nettselskap
Sørlandet	Spenningsoppgradering til 420 kV-ledning fra Kristiansand til Bamle – Østre korridor	Statnett	Klage til behandling i OED
Sørlandet	Ny 420 kV-ledning fra Bamle til Rød (Skien) – Østre korridor	Statnett	Søknad til behandling hos NVE
Sørlandet	Ny undersjøisk likestrømsforbindelse til Danmark – Skagerrak 4.	Statnett	Under gjennomføring
Sørlandet	Spenningsoppgradering til 420 kV-ledning fra Kristiansand til Saurdal – Vestre korridor	Statnett	Planlegging i nettselskap
Sørlandet	Ny 420 kV-ledning fra Lyse til Stølaheia	Lyse	Planlegging i nettselskap
Øst-Norge	Nye kabler over Oslofjorden til erstatning for eksisterende	Statnett	Under gjennomføring
Øst-Norge	Økt transformator kapasitet i Oslo-området	Statnett	Planlegging i nettselskap
Øst-Norge	Ny likestrømsforbindelse mellom Norge og Sverige – Sydvest-linken	Statnett	Melding sendt NVE

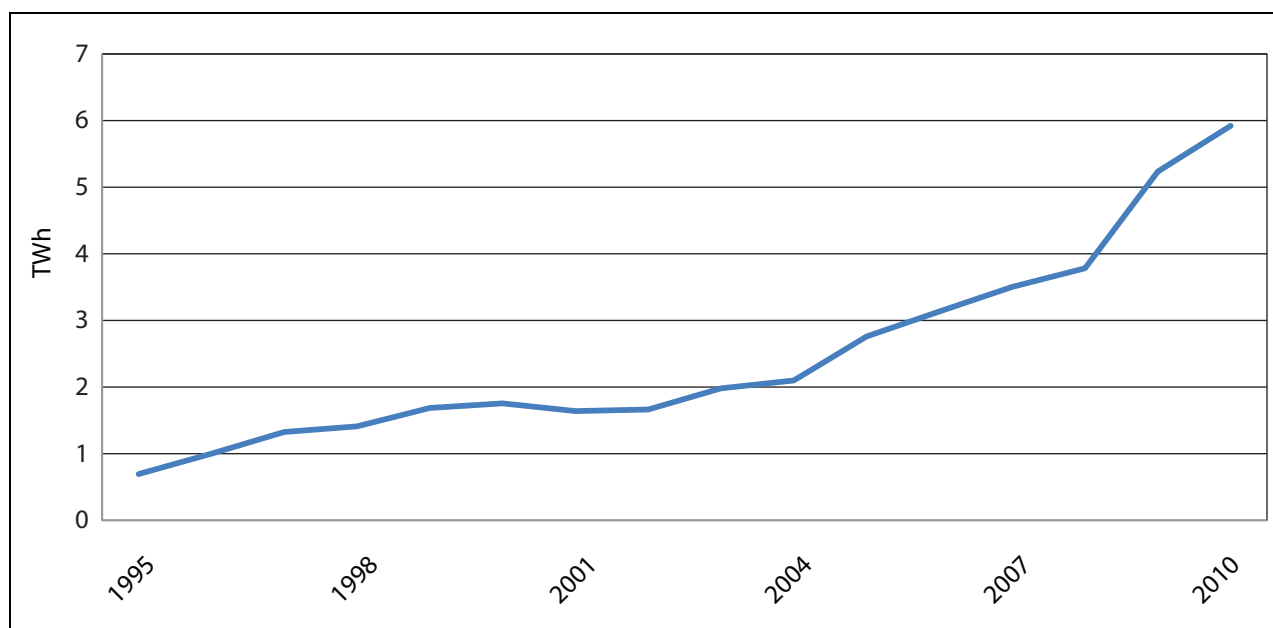
Kilde: Statnett

3.6 Nærmere om enkelte elementer i kraftbalansene

3.6.1 Store forbrukere

Norge har tradisjonelt hatt en stor kraftintensiv industri, og enkelte petroleumsanlegg har de senere årene også blitt tilknyttet kraftnettet på land. Både kraftintensiv industri og petroleumsanlegg er store forbrukere som ved økninger eller nyetableringer skaper andre utfordringer for net-

tet enn ved tilknytning av alminnelig forbruk. Alminnelig forbruk viser over tid en relativt kontinuerlig utvikling som blant annet følger befolkningsveksten. Store forbruksetableringer vil derimot innebære enkeltøkninger med relativt store byks i forbruket. Mellomstore norske byer (for eksempel Drammen) har normalt et effektuttak på om lag 200 MW. Noen store forbrukere kan ha effektuttak som er flere ganger større enn dette og nye store forbruksuttak kan dessuten etable-



Figur 3.9 Kraftforbruk i petroleumsindustrien fra 1995 til 2010, TWh

Kilde: NVE

res langt raskere enn tiden det tar å etablere ny overføringskapasitet. Dette er krevende for utviklingen av kraftsystemet. Store forbruksetableringer i områder med stram kraftbalanse er særlig utfordrende for overføringsnett, og kan utløse behov for store nettinvesteringer. I regioner med stort overskudd kan store forbruk redusere behovet for nett, og nedleggelse vil da gi økt overføringsbehov. Dette stiller store krav til koordinering mellom forbruk og nett, jf. 6.5.3.

Fra 1997 har kraft fra land vært vurdert for alle nye utbygginger og større ombygginger på kontinentalsokkelen. Troll A-plattformen var den første installasjonen på kontinentalsokkelen som ble drevet med kraft fra land. Felt som Ormen Lange, Snøhvit og Gjøa er senere også forsynt med elektrisitet fra land. Goliat vil få kraft fra land når feltet kommer i produksjon, og Valhall vil få kraft fra land når det nye feltsenteret settes i produksjon. I tillegg får også landanleggene Kårstø, Kollsnes, Tjeldbergodden og Nyhamna helt eller delvis kraft fra nettet. I 2010 brukte petroleumssektoren² om lag 6 TWh.

I den siste tiden har det vært flere nye funn på norsk sokkel blant annet på Utsirahøyden i den midtre delen av Nordsjøen. Eventuell bruk av

kraft fra land i disse tilfellene vil påvirke de regionale kraftbalansene og kan skape økt behov for nettinvesteringer.

Det er et mål for Regjeringen at det skal legges til rette for nytt kraftforbruk, jf. Meld. St. 28 (2010 – 2011). Kraft fra land til petroleumssektoren vil redusere utslippene av CO₂ fra norsk sokkel. Det vil også bidra til en reduksjon av utslipp innenfor Norges grenser så lenge kraftbehovet dekkes opp av utslippsfri kraftproduksjon i Norge eller ved importert kraft. Utslipp fra petroleumssektoren er omfattet av EUs kvotesystem, det betyr at reduserte utslipp fra denne sektoren vil innebære at utslipp i andre sektorer øker. Kraft fra



Figur 3.10 Troll A-plattformen var den første installasjonen på sokkelen som fikk kraft fra land

Foto: Statoil

² Tallene for petroleumsforbruket inkluderer Snøhvit-feltet som har mulighet til å hente ut kraft fra både egenproduksjon og fra nettet. I 2009 ble i underkant av 10 prosent av kraftforbruket tatt ut av nettet.

land kan være en måte å redusere de nasjonale utslippene, og skal fortsatt vurderes som alternativ ved alle nye utbygginger på norsk sokkel. Det er imidlertid en forutsetning at tilknytning av nytt forbruk ikke går på bekostning av forsyningssikkerheten i kraftsystemet regionalt eller nasjonalt.

I september 2011 ga Olje- og energidepartementet Statoil ASA konsesjon etter energiloven til å bygge og drive flere kompressorer på Troll A-plattformen i Nordsjøen med kraft fra land. For å ivareta en krevende forsyningssikkerhet i området, ble Statoil pålagt særlige vilkår for å knytte seg til nettet. Med systemvern og manuell utkobling fant departementet at Troll A-plattformen kan tilknyttes som en midlertidig løsning fram til de nødvendige forsterkninger i nettet er gjennomført. Nettselskapet og systemansvarlige skal heller ikke kompensere Statoil ASA for en eventuell utkobling i denne perioden.

3.6.2 Utenlandshandel

Det har i over 50 år vært overført kraft til og fra utlandet. Den største kapasiteten for overføring er med Sverige, jf. 2.4.

Utenlandshandel forutsetter et robust overføringsnett mellom ilandføringspunktene og til og fra områder hvor produksjon og forbruk er lokalisert i de ulike landene. Utviklingen i overføringskapasitet til utlandet vil dermed påvirke behovet for nasjonale nettinvesteringer. Driftsutfordringer, forsinkelser og uforutsette hendelser i det interne nettet vil kunne påvirke fremdriften i utenlandsprosjekter. Investeringer i utvekslingskapasitet må derfor ses i sammenheng med utviklingen av det innenlandske nettet. Regjeringens politikk for utenlandshandelen er omtalt i 6.6.



Figur 3.11 Likeretteranlegg i forbindelse med NorNed kablen mellom Norge og Nederland

Foto: Statnett

Statnett gjennomførte høsten 2011 en studie hvor de har vurdert nettkapasiteten i region Sørlandet i forbindelse med eventuelle nye utenlandsforbindelser. Et resultat av vurderingene er at Statnett mener at oppgraderinger av overføringsnettet i Sør-Norge vil måtte skje mer stegvis enn tidligere antatt, blant annet for å kunne sikre kraftforsyningen i området i gjennomføringsperioden. En mer gradvis oppgradering av overføringsnettet i region Sørlandet vil innebære at det er større begrensninger på hvor stor utvekslingskapasitet som kan tilknyttes Sørlandet i de nærmeste årene. I studien vurderer Statnett det slik at de først kan ferdigstille en kabel på om lag 1000 MW i 2018 og ytterligere en kabel på om lag 1000 MW i 2021. Forbindelsen til Danmark, SK 4, kommer i tillegg. Forbindelser til Sverige kommer i andre geografiske områder. Denne meldingen går ikke nærmere inn på enkeltprosjekter, jf. 3.5, og det gjelder også gjennomføringen av investeringer i innenlandsnett som er nødvendige for etablering av flere utenlandsforbindelser.

3.6.3 Energiomlegging og økt forbrukerfleksibilitet

Satsingen på energiomlegging og økt forbrukerfleksibilitet er en viktig del av energipolitikken. Over tid har dette trolig bidratt til å utsette og redusere behovet for økt nettkapasitet. Imidlertid vil det ta tid før den økte satsningen de senere årene fanges opp i statistikk og makrobaserte analyser.

Det vil fortsatt være viktig å fremme energiomlegging og forbrukerfleksibilitet også for å redusere behovet for å styrke overføringskapasiteten. Det vil imidlertid være forskjeller mellom geografiske områder hvor stor betydning denne satsingen har.

Regjeringen legger vekt på at nettselskapene tar hensyn til virkningen av energiomlegging og økt forbrukerfleksibilitet i prosjekt hvor dette vil kunne ha betydning. Disse vurderingene må komme inn i tidlig fase, som under kraftsystemutredning og områdestudier, jf. boks 3.3. De lange ledetider ved utbygging av nett og for energiomleggingsprosjekter krever lang planleggingshorisont og god informasjonsutveksling mellom de involverte aktører.

3.6.3.1 Energiomlegging

Gjennom energiomlegging arbeider regjeringen for å effektivisere energiforbruket og erstatte bruken av strøm til oppvarming med andre energikilder. Energiomlegging skal styrke forsyningssikkerheten innenfor rammene av miljøpolitiske mål.

Det er den enkelte forbruker som har ansvaret for sin energibruk. Prisen på ulike energibærere og energikilder, og kostnadene ved ulike teknologier, påvirker energibruken både i husholdninger og næringsliv. Myndighetene påvirker imidlertid utviklingen på ulike måter. Det er en rekke avgifter på bruk av energi som er begrunnet med miljøhensyn. Avgiftene kan påvirke både nivået på energibruken og valg av energibærere. Det er fastsatt krav til energieffektivitet i nye bygg og ved hovedombygging. Det stilles også krav til å ta i bruk andre energibærere enn strøm og olje til oppvarming i nye bygg og ved større rehabiliteringer. Det er innført energistandarder og merkeordninger for teknisk utstyr og energimerkeordning for bygg. Enova og Energifondet stimulerer til en bred og målrettet energiomlegging i industri og bygg gjennom ulike virkemidler, herunder informasjon, rådgivning og tilskuddsordninger.

Behovet for økt nettkapasitet er ofte knyttet til forsyningssituasjonen i et bestemt geografisk område, jf. 3.3. og 3.4. Ofte vil det også haste med å løse forsyningssituasjonen. Satsingen på energiomlegging er imidlertid rettet mot landet som helhet og ikke begrenset til bestemte områder. Det vil normalt ta mange år før innsatsen gir vesentlige resultater på energibruken. Det vises til Prop. 1 S (2010-2011) for nærmere omtale av ledetider for energiomleggingsprosjekter som har fått tilsgagn om støtte fra Enova. For landet samlet kan energieresultatene fra arbeidet med energiomlegging være betydelige på lang sikt, men for en enkelt region vil det gi et begrenset bidrag til den konkrete forsyningssituasjonen på kort og mellomlang sikt. Energiomlegging vil trolig ha betydning for nettprosjekt som er nødvendige for å møte en generell forbruksvekst, men ha mindre å si der nettprosjekt er nødvendige i hovedsak grunnet utvidelser i store forbruk eller for dårlig forsyningssikkerhet.

En viktig årsak til at energiomlegging tar tid er at beslutninger om å effektivisere energibruken ofte blir tatt i forbindelse med at et industrianlegg eller et bygg skal oppgraderes eller utvides. Kostnadene ved energitiltak vil være begrenset når det likevel skal gjøre omfattende tiltak. Tilfanget av gode prosjekter er derfor avhengig av rehabiliteringsrater i bygg og investeringsaktiviteten i industri. Samtidig vil det være opp til den enkelte aktør å prioritere energieffektiviseringstiltak.

Et energiomleggingstiltak vil ofte bidra til å redusere bruk av elektrisitet, men ikke alltid. Rehabilitering av bygg og investeringer i industrianlegg er ofte forbundet med utvidelser og dette

Boks 3.2 Energiomlegging og betydningen for effekt

Det finnes mange tiltak som kan begrense bruken av energi generelt, og elektrisitet spesielt, både i industrien, til oppvarming av bygninger og til drift av teknisk utstyr.

Industribedrifter kan gjøre betydelige effektiviseringstiltak blant annet ved å innføre energiledelse. Industrien kan også utnytte spillvarme til varmemål eller produksjon av elektrisitet. Dette er ofte store enkelttiltak som bidrar til bedre energi- og effektbalanse.

Tiltak som bidrar til å redusere elektrisitetsforbruket til oppvarmingsformål vil som regel også bidra til lavere effektbelastning. Energibruken til oppvarmingsformål kan begrenses gjennom å gjøre tiltak på bygningskroppen, innføre energistyring, eller gjennom installasjon av mer energieffektivt oppvarmingsutstyr. De siste årene har varmpumper, spesielt luft til luft-varmpumper, blitt utbredt. En vanlig enebolig kan redusere energibruken til oppvarming med fem til seks tusen kWh per år ved å installere varmpumpe, men effektbehovet kan øke fordi luft til luft-varmpumper har fallende virkningsgrad med ute-temperaturen.

Det er mulig å konvertere bort fra elektrisitet til oppvarmingsformål. Ved denne typen tiltak reduseres ikke nødvendigvis energi-behovet, men det dekkes av en annen energibærer enn elektrisitet. Dette kan være relevant for både husholdninger, næringsbygg og industri. Fjernvarmeanlegg vil normalt kunne levere varme til kundene uten bruk av elektrisitet, også på de kaldeste vinterdagene. Enkelte typer lokale varmeanlegg i bygg vil imidlertid dimensjoneres etter behovet for grunnlast, slik at elektrisitet dekker effektbehovet utover dette.

Det er et betydelig forbruk av elektrisitet til tekniske formål. Både energibruken og effektbelastningen fra bruk av teknisk utstyr kan begrenses ved å ta i bruk energieffektive løsninger.

trekker i retning av at den samlede energibruken øker. I bygg ser vi for eksempel at forbrukerne øker innetemperaturen eller varmer opp flere rom i forbindelse med at det blir gjort effektiviseringstiltak. Tiltakene vil uansett bidra til å begrense veksten i forbruket på grunn av energieffektivise-

Boks 3.3 Samarbeid mellom Statnett og Enova

Enova og Statnett samarbeider på flere områder. Et område er informasjonsvirksomhet, med kampanjer for å gjøre sluttbrukere mer oppmerksomme på hvordan hver enkelt kan bidra til å redusere effektutfordringene i nettet. Senest vinteren 2011 ble det gjennomført en slik felles kampanje.

I forbindelse med behovet for nyinvesteringer i nettet i Oslo-området har Hafslund og Statnett igangsatt et stort prosjekt som skal se på hvordan dette kan gjøres mest mulig effektivt. En del av dette prosjektet, «Nettplan Stor-Oslo», skal se på om og eventuelt hvordan tiltak på energibrukssiden kan redusere behovet for nettutbygging. Enova og NVE bidrar i dette delprosjektet.

ring. Når det gjelder etablering av fjernvarme og lokale varmesentraler, eller skifte av energibærer vil det i første omgang være aktuelt å nå den delen av markedet som har vannbårne anlegg. Disse anleggene er imidlertid normalt basert på oljefyring og ikke elektrisitet. Nye bygg utgjør en liten del av markedet, og det vil kreve svært høye støttesatser dersom man skal stimulere til å etablere vannbårne anlegg i eksisterende bygg som er basert på strømpoppvarming. Satsingen på oppvarmingsløsninger basert på andre energibærere enn elektrisitet og olje er likevel med på å begrense veksten elektrisitetsforbruket, fordi oljefyringsanlegg er i ferd med å fases ut i Norge. Alternativet ville da ofte ha vært å ta i bruk elektrisitet. Departementet legger til grunn at satsing på fjernvarme og lokale varmesentraler er med på å begrense veksten i strømforbruket.

Energiomleggingstiltak som bidrar til å begrense elektrisitetsbruken vil normalt også være gunstig for effektbalansen. Ved installasjon av luftvarmepumper kan det imidlertid oppstå høyere effektbelastning på kalde vinterdager når virkningsgraden er lav. Varmepumper kan dessuten være ugunstig både for kraft- og effektbalansen i de tilfellene der de erstatter oppvarming basert på andre energikilder enn elektrisitet. Andre energieffektiviseringstiltak som ikke er knyttet til varmebehovet, vil normalt også dempe effektbelastningen, særlig i industrien. I boks 3.2 omtales noen aktuelle energiomleggingstiltak i ulike sektorer.

Det må legges til grunn at nettet må styrkes også på lang sikt for å sikre forsyningen i regioner med generell forbruksvekst i alminnelig forsyning. Energiomlegging vil kunne ha betydning for forbruksveksten. I den langsiktige planleggingen, der analyser av forbruket er helt sentralt, skal det tas hensyn til effekten av energiomlegging. Ved en styrking av energiomleggingspolitikken, slik vi har sett de senere år, vil det ta tid før effekten gir utslag i form av redusert behov for utbygging av nett. Dette vil hensyntas i analysene.

3.6.3.2 Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet er forbrukerens evne og vilje til midlertidig å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellomlang sikt. For at forbrukerne skal ha mulighet til å være fleksible, må de ha mulighet til å skifte mellom ulike energibærere eller flytte forbruk i tid. For å utløse fleksibilitet er det viktig at forbrukerne får prissignaler som forteller når kapasiteten i systemet er presset, både for kraftleveransen og for kapasiteten i nettet. Kundene må også ha informasjon om sitt faktiske forbruk, helst timemåling, og om prisendringer, samt mulighet til å inngå kontrakter som baseres på de løpende prisene (timeavregning).

Et viktig steg for å øke små og mellomstore brukeres forbrukerfleksibilitet er innføring av avanserte målesystemer (AMS). AMS vil gi timemåling av forbruket og bedre sluttbrukerens informasjon om priser og energiforbruk. AMS skal være installert hos alle forbrukere innen 1. januar 2017. For større sluttbrukere har det vært krav om timemåling siden 2006. En del av fleksibiliteten til de større forbrukerne blir også utnyttet ved at nettselskaper inngår avtaler om midlertidig utkobling med sluttbrukere, blant annet i regulerkraftmarkedet, jf. 2.5.1.2. Det er de større forbrukerne som antas å bidra mest med forbrukerfleksibilitet.

Det er vanskelig å vurdere de faktiske virkningene av forbrukerfleksibilitet på behovet for nettkapasitet i dag og i årene fremover. Dette avhenger blant annet av hvor mye tilgjengelig fleksibilitet som finnes på forbrukssiden i dag og hvordan utviklingen blir fremover. Videre avhenger det av hvordan forbrukerfleksibiliteten påvirker effektbruken på konkrete tidspunkter og i ulike situasjoner. Faktisk tilgjengelig forbrukerfleksibilitet er situasjonsavhengig og varierer med blant annet temperatur og substitusjonsmuligheter.

Som følge av regjeringens satsning på avanserte målesystemer er det antatt at den samlede forbrukerfleksibiliteten i markedet vil øke i de

kommande årene. I tillegg til å øke forbrukerens insentiv til på eget initiativ å utvise fleksibilitet, gir AMS anledning for nettselskapet til å inngå avtaler med kunden om automatisk laststyring, for eksempel gjennom midlertidig utkobling av varmtvannsberedere eller varmekabler i høypristimer. Slik utvidet mulighet til å begrense effektuttaket hos kunder, i kortere eller lengre perioder, kan potensielt bidra til å redusere behovet for reserve-

kapasitet i overføringsnettet på sikt, og gjøre det enklere for nettselskapene å håndtere feil i nettet uten å mørklegge større regioner. Selv om det er stor enighet om at satsingen på AMS vil bidra til økt forbrukerfleksibilitet, er det ulike oppfatninger av hvor store utslagene vil være og når de faktisk vil komme til syne i markedet, jf. blant annet Bye-utvalgets utredning og høringsinnspill til denne.

4 Nettutvikling i andre land

4.1 Innledning

Det er store behov for nettutvikling i mange land. I Europa ble nettet i hovedsak bygget ut på 1950-til 1970-tallet, og det er nå nødvendig med reinvesteringer. Det har også etter hvert oppstått bred enighet om at energibruken globalt må bli mer bærekraftig. Det vil blant annet si at den i langt større grad må være basert på fornybar energi.

Mer fornybar kraftproduksjon vil kreve mer av strømmettet. Det skyldes blant annet at kilder til fornybar kraftproduksjon ofte er plassert langt unna forbrukssentrene og at denne produksjonen ofte er mer variabel enn tradisjonelle energikilder. I tillegg er strømmettet i mange land ikke dimensjonert for dagens etterspørsel og i ferd med å eldes. Økningen i strømforbruket og ønsket om bruk av mer bærekraftige energikilder krever utvikling og effektivisering av systemdriften og styrking og utbygging av infrastruktur. Det erfarer imidlertid flere steder en massiv motstand mot nye kraftledninger, og konsesjonsbehandlingen tar mange steder lang tid.

De nevnte utfordringene, samt krav om forsyningssikkerhet, gjør behovet for koordinering og samarbeid større; viktigheten av en god kraftflyt mellom områder øker nødvendigheten av felles regler og felles utvikling av teknologier og løsninger. De senere år har det blitt sterkere og tettere internasjonalt samarbeid innenfor kraftsektoren, også når det gjelder nettutvikling. I Europa har nasjonale markeder blitt knyttet tettere sammen, og gått fra å være rent nasjonale til å omfatte større geografiske regioner.

Norge har i over 50 år vært en del av et internasjonalt kraftmarked. Historisk har Norge vært spesielt tett tilknyttet de andre nordiske landene, og Norden har siden midten av 1990-tallet vært et integrert kraftmarked. Nordisk samarbeid omtales i 6.6.

4.2 Energi og nett internasjonalt

Det internasjonale energibyrådet (IEA) er med sine analyser og rapporter en viktig bidragsyter i dis-

kusjonene om de globale energi- og klimautfordringene. Deres årlige publikasjon World Energy Outlook (WEO) er et viktig referansedokument når verdens energisituasjon drøftes.

I WEO 2011 presenterer IEA tre ulike scenarier for energisektoren fram til 2035: *Current Policy Scenario*, *New Policy Scenario* og *450-Scenario*. Det sentrale scenarioet i publikasjonen er *New Policy Scenario*, som bygger på at landenes ulike nasjonale energi- og klimamål, samt -planer, oppfylles. I dette scenarioet indikerer IEA at det i årene mellom 2011 og 2035 trengs investeringer for 16 883 milliarder US dollar i kraftsektoren. Av dette vil 7 092 milliarder US dollar gå til transmisjon og distribusjon. For Europa er de tilsvarende tallene henholdsvis 2 892 milliarder US dollar og 915 milliarder US dollar.

Investeringer i strømmett har i mange OECD-land ikke holdt følge med veksten i produksjon og etterspørsel. Generelt er både kraftanlegg og nett i ferd med å eldes. Store deler av strømmettet ble bygget for 40-50 år siden, i en tid da produksjonen var mindre variabel og mer sentralisert. Elektrisitetsetterspørselen i OECD-landene er i *New Policy Scenario* forventet å skulle øke med en prosent årlig mellom 2009 og 2035. IEA anslår at andelen fornybar elektrisitetsproduksjon for disse landene øker fra omtrent 18 til 33 prosent i den samme perioden.

Aldrende infrastruktur og økt etterspørsel har økt bekymringen for om det er tilgjengelig kapasitet til utnyttelse av fornybar elektrisitetsproduksjon. Styrking og utvidelse av infrastrukturen og effektivisering av nettoperators drift av systemene vil være essensielt fremover. Integrering av store mengder fornybar kraftproduksjon vil kreve sterkere nettforbindelser mellom områder og land. Dette vil bidra til mer fleksible kraftsystemer og at forskjeller i geografi og klima kan utnyttes bedre.

Utvikling av ny teknologi og nye løsninger som kan bidra til mer effektiv drift, mer fleksibelt forbruk og lavere CO₂-utslipp står derfor høyt på agendaen. Spesielt lanseres såkalte smart grids, eller intelligente nett, som en løsning for fremtidens utfordringer, jf. 2.9. Sentralt nå er forskning

og utvikling samt å sørge for at dagens regulering ikke er til hinder for innovasjon og nytenkning. I henhold til EUs tredje energimarkedspakke skal det legges til rette for utvikling av intelligente nett.

4.3 Rammene for nettutvikling i EU

De sentrale europeiske energipolitiske målene er forsyningssikkerhet, konkurransevne og bærekraft. Disse er førende også i dokumentene som er relevante for nettutvikling. Overføringsnett ses på som sentralt for å knytte markedet tettere sammen og slik bidra til vekst, forsyningssikkerhet og omlegging til fornybar kraftproduksjon.

EUs politikk for nettutvikling har vært i stadig utvikling siden den første energimarkedspakken fra 1996. EUs tredje energimarkedspakke kom i 2009. I denne pakken tilrettelegges det for koordinering av nasjonale overføringsforbindelser og regulatoriske rammeverk gjennom nye institusjoner, som samarbeidsorganisasjonen for systemoperatørene (ENTSO-E) og byrået for regulator-samarbeid (ACER). Disse er nå etablert som nye formelle EU-organer. Deltakelse fra ikke-EU-land i ACER og ENTSO forutsetter at bestemmelser i den tredje energimarkedspakke gjennomføres.

Tredje energimarkedspakke er omfattende. Mange av de nye reglene har størst relevans for driften av kraftsystemet. Opprettelsen av ACER og ENTSO-E er viktige deler. Arbeidet i ENTSO-E og ACER skal legge til rette for mer handel over landegrensene. ACER skal fremme nødvendig harmonisering av regelverk og praksis, blant annet ved å etablere rammer for områder hvor det skal utarbeides nye felles regler knyttet til nett, handel, marked m.m. I tillegg skal alle systemoperatørene i EU, gjennom ENTSO-E, sikre en fornuftig utvikling av nettet.

ENTSO-E erstatter seks tidligere europeiske systemoperatørorganisasjoner, herunder Nordel. Nordel var samarbeidsorganisasjonen for de nordiske systemoperatørene. De regionale samarbeidsrammer ble overført til ENTSO-E i 2009 og vil fortsette innfor den nye organisasjonen med et europeisk perspektiv. Systemutviklingskomiteen i ENTSO-E er delt opp i seks regioner og er ansvarlig for samarbeidet på nettutvikling og -planlegging. Nordiske land inngår i to regioner, «North Sea» og «Baltic Sea».

ENTSO-E skal fremme tiårs investeringsplaner (*Ten Year Network Development Plan – TYNDP*) for Europa. Målet med tiårsplanene er å sikre åpenhet om nettutviklingen samt å støtte

beslutningsprosessene på regionalt og europeisk nivå. Planene tilfører de nasjonale utbyggingsplanene et europeisk perspektiv og presenterer et forslag for investering i, og koordinering av, overføringsnettet for elektrisitet for 34 europeiske medlemsland i EU, EFTA, Energifelleskapet med sør-øst Europa (Energy Community) og Sveits.

Tiårsplanene som skal utvikles under den tredje energimarkedspakken er ikke-bindende planer, som skal oppdateres annen hvert år. En første pilotversjon ble lansert i 2010, mens den første ordentlige tiårsplanen legges fram i juni 2012. Tiårsplanen fra 2010 presenterer nærmere 500 investeringsprosjekter i høyspentnett av europeisk betydning, til en verdi av 23-28 milliarder euro for perioden 2010-2015.

I november 2010 la EU-kommisjonen fram to meddelelser på energiområdet; én energistrategi for EU til 2020 og én infrastrukturpakke med planer for prioriteringer innen energiinfrastruktur i årene fram til 2020 og videre. I meddelelsene vektlegges det at Europa fortsatt mangler infrastrukturen som må til for å nå de ambisiøse energi- og klimamålene (20 prosent reduksjon i klimagassutslipp, 20 prosent økning i fornybar andelen og 20 prosent økning i energieffektivisering innen 2020). Det tar lang tid å få fram nettprosjekter i de fleste land i Europa, blant annet på grunn av lokal motstand mot prosjektene.

I følge EU-kommisjonen må det investeres 140 milliarder euro fram til 2020 i utskifting og utvidelse av transmisjonsnettet for elektrisitet. Det betyr mer enn en dobling av investeringene sammenliknet med det siste tiåret. I infrastrukturpakken foreslår Kommisjonen fire prioriterte korridorer, hvor offshore-nett i Nordsjøen inngår. Målet er et integrert europeisk kraftmarked, og verktøyet ligger i EUs tredje energimarkedspakke.

Som en del av oppfølgingen av infrastrukturpakken av november 2010, la EU-Kommisjonen 19. oktober 2011 fram to forslag til forordninger: én om retningslinjer for felleseuropeisk energiinfrastruktur og én om etableringen av finansieringsrammeverket «Connecting Europe Facility». Kommisjonen foreslår i retningslinjene for felleseuropeisk energiinfrastruktur kriterier for valg av prosjekter av felles interesse, såkalte «Projects of Common Interest». Disse prosjektene skal prioriteres i konsesjonsprosessen og i tillegg foreslås det å lage regler for grensekryssende kostnytte analyser. Forordningen om retningslinjer for energiinfrastruktur gjelder for både elektrisitet, gass, olje og CCS. I forordningen om finansiering foreslår EU-Kommisjonen å etablere ett felles rammeverk, «Connecting Europe Facility», for

investeringer i EUs infrastrukturprioriteringer innenfor områdene energi, transport og telekommunikasjon. Forslaget går ut på å komplimentere direkte EU-støtte med finansielle instrumenter.

Rettsaktene vil forhandles fram av Råd og Parlament. Konsekvenser for Norge og EØS-relevans vil vurderes. Norge vil antakelig berøres, da prosjekter som ligger i minst ett EU-land vil kunne bli et prosjekt av europeisk interesse. Blant annet er offshore elektrisitetsnett i Nordsjøen nevnt som prioritert korridor i forordningen om felleseuropeisk infrastruktur.

EUs politikk på energi kan legge noe større føringer for landenes energipolitikk, også på infrastrukturområdet. Økt harmonisering av regler og tettere samarbeid mellom aktører, gjør at nettutviklingen i Norge også blir påvirket. Regjeringen legger derfor vekt på aktiv deltagelse i EU/EØS-arbeidet, også gjennom ACER og ENTSO-E.

4.4 Andre internasjonale forpliktelser av betydning for nettutviklingen

En rekke internasjonale forpliktelser, som ikke direkte gjelder strømmettet, har betydning for nettutvikling. Boks 4.1 gir en oversikt over mange av dem. Regjeringen vil ved nettutbygginger ivareta relevante internasjonale forpliktelser.

4.5 Sentralnettsinvesteringer i Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland og Storbritannia¹

Danmark, Sverige, Nederland, Tyskland og Storbritannia (England og Wales) har forskjellige kraftsystemer både når det gjelder underliggende forbruk og produksjon, og juridisk organisering av systemansvaret og sentralnettet. Felles for alle landene er imidlertid at de har dedikerte systemansvarlige nettselskaper som både eier og driver anleggene i sentralnettet.

4.5.1 Kriterier for når nettførsterkninger er nødvendig

De systemansvarlige nettselskapene er i alle fem landene forpliktet til å utvikle nettet i henhold til ulike kriterier som delvis er lovfestet.

I de fem landene er det tilknytningsplikt for ny produksjon og nytt forbruk på alle nettnivåer, også i sentralnettet. Det kan i flere av landene gis unntak fra tilknytningsplikten, for eksempel dersom tilknytning er uforholdsmessig dyrt, men vilkårene for unntak er relativt strenge. I Tyskland er tilknytningsplikten absolutt for fornybar kraftproduksjon. Dersom det trengs mer kapasitet for å ta inn fornybar kraft, må nettselskapet bygge ut. Dette innebærer likevel ikke noen forhåndsgodkjenning av konkrete nettinvesteringer. Også i Nederland og Danmark har fornybar kraft fortrinnsrett i nettet.

Nettselskapene er forpliktet til å opprettholde en sikker forsyning og, om nødvendig, bygge ut nettet. De eksakte kravene til forsyningssikkerhet er ikke nedfelt i lovverket, men N-1-kriteriet er i praksis retningsgivende i samtlige av landene, enten uformelt eller gjennom tekniske retningslinjer for nettdriften og -utviklingen. Kriteriet innebærer at nettet som hovedregel skal tåle utfall av én komponent uten at sluttbrukere opplever avbrudd. Den eksakte definisjonen av kriteriet varierer mellom landene, blant annet med hvordan kriteriet operasjonaliseres i vedlikeholdssituasjoner og hva slags utfallsrom det testes mot. Det finnes også eksempler på at strengere kriterier legges til grunn. I Sverige er N-2-kriteriet benyttet historisk for å dimensjonere nettet inn mot store byer og annen viktig infrastruktur. I Tyskland har regulatoren tatt til orde for å ta med sårbarheten overfor multiple feil og følgefeil, i tillegg til enkeltfeil, når forsyningssikkerheten vurderes.

I Danmark, Sverige og Nederland er det formuleringer i lovverket som i praksis forplikter de systemansvarlige nettselskapene til å fremme utviklingen av et effektivt marked for elektrisitet. For eksempel kan fjerning av flaskehals på denne måten være en begrunnelse for nettinvesteringer. Svenska Kraftnät er eksplisitt forpliktet til å bygge ut nettet basert på samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger. Også i Danmark skal samfunnsøkonomiske vurderinger av nettanlegg gjennomføres, disse inkluderer alternativer til nettutbygging.

Det følger eksplisitt og implisitt av regelverket i de ulike landene at nettinvesteringer skal gjennomføres dersom det følger av lovpålagte plikter eller dersom nytten for samfunnet overstiger kostnadene, inklusive miljøvirkninger. Det er imidlertid ikke klargjort hvordan eventuelle målkonflikter mellom tilknytningsplikt, reduserte flaskehalser og forsyningssikkerhet på den ene siden og miljøhensyn på den andre siden skal håndteres.

¹ Teksten i dette delkapitlet er i stor grad basert på en rapport som THEMA Consulting Group har laget for departementet.

Boks 4.1 Andre internasjonale forpliktelser

Energi (utover dem omtalt i 4.3)

Avtale mellom Kongeriket Norges regjering og Kongeriket Sveriges regjering om et felles marked for elsertifikater

Avtalen mellom Norge og Sverige om et felles marked for elsertifikater skal fremme fornybar elektrisitetsproduksjon hos partene. Samlet mål for ny fornybar elektrisitetsproduksjon i det felles elsertifikatmarkedet er 26,4 TWh/år i år 2020. Det er i fortalen blant annet vist til at et velfungerende overføringsnett er nødvendig for at et felles elsertifikatsystem skal bidra til økt forsyningssikkerhet i det nordiske markedet.

EUs fornybardirektiv

Direktivet har som mål å etablere et felles rammeverk for å fremme bruken av energi fra fornybare energikilder i EU-landene. Hvert medlemsland skal bidra ved å oppfylle separate mål for andel fornybar energi av totalt energibruk innen 2020. Målene for de enkelte land står oppført i vedlegg til direktivet. Medlemslandene forutsettes å gjennomføre nødvendige tiltak slik at fornybarandelen øker i tråd med fremskrivningen som også er inntatt i vedlegg til direktivet. For Norges del er det i EØS-vedtaket satt et mål for fornybar energi som skal bestå i at andel energi fra fornybare energikilder skal utgjøre 67,5 prosent av totalt energibruk i 2020.

Internasjonal miljørett

Konvensjonen om biologisk mangfold (CBD)

Konvensjonen handler om vern og bærekraftig bruk av alt biologisk mangfold. Under konvensjonen er det utarbeidet et sett med retningslinjer som er relevante for forståelsen av konvensjonen, herunder prinsipper om bærekraftig bruk og økosystemtilnærming. Prinsippene er gjenspeilet i norsk rett blant annet gjennom naturmangfoldloven kapittel II.

Konvensjonen om vern av trekkende arter av ville dyr (Bonnkonvensjonen)

Konvensjonen har som overordnet mål å fremme vern av bestander av trekkende ville dyr

som regelmessig krysser nasjonale grenser. Formålet omfatter også vern av dyrenes leveområder. Konvensjonen har forpliktelser om vern av arter, leveområder, introduksjon av fremmede arter og internasjonalt samarbeid. Hva gjelder kraftledninger er det i hovedsak trekkende fuglearter som er aktuelle.

Under Bonnkonvensjonen er det utarbeidet en egen resolusjon om kraftledninger og beskyttelse mot strømoverslag (elektrokusjon). Et nytt og mer omfattende forslag til en egen resolusjon om kraftledninger og beskyttelse mot strømoverslag, ble diskutert på partsmøte november 2011.

Konvensjonen om vern av ville europeiske planter og dyr og deres naturlige leveområder (Bernkonvensjonen)

Konvensjonen har til formål å ta vare på ville planter og dyr og deres naturlige leveområder, med særlig vekt på vern av truede arter og deres naturlige leveområder. Konvensjonen opererer med lister over truede plantearter, truede dyrearter og sårbare dyrearter.

Den europeiske landskapskonvensjonen

Konvensjonen skal fremme vern, forvaltning og planlegging av landskap samt organisere europeisk samarbeid om dette. Konvensjonen understreker landskapet som et vesentlig element i folks omgivelser, som et uttrykk for mangfoldet i deres felles kultur- og naturarv og som fundament for deres identitet.

Konvensjonen om våtmarksområder av internasjonal betydning, særlig som tilholdssted for vannfugler (Ramsarkonvensjonen)

Konvensjonen har vern og bærekraftig bruk av våtmarker som formål. Partene forpliktes til bærekraftig bruk av våtmarksområdene innenfor sitt territorium, og til å føre opp våtmarker på en liste over våtmarker av internasjonal betydning. Per november 2011 er 51 norske våtmarksområder oppført på Ramsar-listen. Samtlige er vernet i medhold av naturvernlovgivningen.

Boks 4.1 (forts.)

Konvensjonen om bevaring av verdens kultur- og naturarv (Verdensarvkonvensjonen)

Konvensjonen handler om kultur- og naturmiljøet som deler av en helhet og felles arv. Konvensjonen pålegger partene å identifisere, beskytte og overføre til fremtidige generasjoner vår kultur- og naturarv. Det er etablert to lister under konvensjonen, om verdens kultur- og naturarv og om kultur- og naturarv som er truet. Syv norske områder er oppført på listen over verdens kultur- og naturarv.

EUs konsekvensutredningsdirektiver

Rådsdirektiv om vurdering av miljøvirkninger for visse planer og programmer og Rådsdirektiv om vurdering av visse offentlige og private prosjekters miljøvirkninger utgjør EUs regelverk for konsekvensutredninger av planer og prosjekter. Direktivene er gjennomført i norsk rett gjennom blant annet bestemmelsene om konsekvensutredninger i plan- og bygningsloven og konsekvensutredningsforskriften, som gjelder for behandlingen av kraftledningsprosjekter.

Urfolksrettigheter

ILO-konvensjonen nr. 169 om urbefolkninger og stammefolk i selvstendige stater

Samene som urfolk har rettigheter etter ILO-konvensjon 169 om urbefolkninger og stammefolk i selvstendige stater.

Konvensjonen har flere bestemmelser som er relevante for planlegging og bygging av kraftledninger. Gjennom konvensjonen har det samiske folk en særlig rett til naturressurser i tradisjonelle samiske landområder. Dette omfatter også en særlig rett til beskyttelse mot inngrep i disse naturressursene og til å delta i bruk, styring og bevaring av disse. ILO-konvensjonen fastsetter også en plikt for statene til å gjennomføre konsultasjoner med urfolk ved behandlingen av saker som kan få direkte betydning for disse. Konsultasjonsplikten er nedfelt i en konsultasjonsavtale mellom Sametinget og staten. NVE og Sametinget har utarbeidet en egen konsultasjonsavtale for energisaker som behandles i NVE.

FN-konvensjonen om sivile og politiske rettigheter

Konvensjonen inneholder flere viktige og sentrale normer i samerettslig sammenheng. Konvensjonen setter blant annet en materiell skranke mot at staten begrenser urfolks adgang til å utøve tradisjonelle næringer, og den beskytter urfolks områder og ressurser som grunnlag for næringsutøvelse.

4.5.2 Planleggings- og konsesjonsprosess

I alle de fem landene skjer det omfattende og kontinuerlig planleggingsarbeid. Dette ligger til grunn for de konkrete investeringsprosjektene som fremmes. I Nederland og Tyskland er de systemansvarlige nettselskapene forpliktet ved lov til å utarbeide omfattende nettutviklingsplaner annet hvert år. I Tyskland er det også under innføring en felles nettplanlegging på statlig nivå som involverer samtlige systemansvarlige nettselskaper, og det er innført en egen lov om nettutbygging som omfatter 24 prosjekter, både konkrete nye ledningsprosjekter og oppgradering av eksisterende forbindelser. For disse prosjektene er behovet for-

melt fastslått gjennom loven, slik at det ikke trengs ytterligere behovsvurderinger før det søkes tillatelse for gjennomføring av prosjektene.

Sentralt i planleggingsarbeidet står sikkerhetskriterier for nettet under ulike scenarioer for utviklingen i produksjon og forbruk. Hvorvidt kriteriene er oppfylt, undersøkes gjennom tekniske nettanalyser der det tas hensyn til forventet utvikling i forbruk og produksjon av kraft og alternative utviklingsforløp. N-1-kriteriet i ulike varianter er viktig i analysene i samtlige av landene, sammen med blant annet tekniske krav til spenningskvalitet. I tillegg kommer utviklingen innen fornybar kraftproduksjon som en viktig faktor samt behovet for investeringer for å utvikle mar-

kedet, fjerne flaskehalsar eller oppnå andre nyttevirkningar.

I alle landene kreves tillatelse etter ulike lover for å kunne bygge nettanlegg. Dette omfattar konsesjonar etter energilovgivingen, plan- eller byggetillatelse etter planlovgivingen, miljøtillatelse, dispensasjonar for kulturminner med mer. I tillegg må behovet for tiltakene dokumenteres. Dokumentasjonen av behov skjer gjerne i forbindelse med planleggingsarbeidet eller, som for enkelte prosjekt i Tyskland, i lovverket.

I store trekk er det i alle landene den eller de systemansvarlege som utarbeider og sender inn søknad om utbygging. Konsesjon gis så av enten energimyndighet, regional myndighet eller departement/regjering. I både Danmark, Sverige og Storbritannia er hvem som tar avgjørelsen avhengig av prosjektet. I Storbritannia er det oppretta en egen samlende instans som kan fatte vedtak. I Nederland er det oppretta en egen instans som koordinerer søknadsprosessen samt en uttømmende plan fram til 2020 med det nasjonale rammeverket for utvikling av kraftinfrastruktur.

Jord- og sjøkabel brukar som hovedregel ikkje i sentralnettet, med unntak av i Danmark, hvor kabling er hovedregelen så fremt konsekvensene for forsyningssikkerhet og kostnader blir akseptable. I Tyskland er det identifisert fire pilotprosjektar der delar av strekningene for nye ledningar

skal kables som grunnlag for å vurdere den framtidige politikken på området. I Nederland er det etablert et flerårig forskningsprosjekt som blant annet baseres på det store utbyggingsprosjektet Randstad 380 kV, der delar skal byggast som jordkabel. I Storbritannia skal kabel foretrekkast dersom nytten åpenbart overstiger de økonomiske, sosiale og miljømessige kostnadene. Det har i 2011 pågått ein prosess om National Grids fremtidige retningslinjer for kabling. Konklusjonen er at kabling skal vurderast frå sak til sak.

Prosessane frå et prosjekt konkretiserast (planleggingen starter) og til nettanleggene settes i drift, tar ofte opp mot åtte til ti år. Et delvis unntak er Danmark, hvor prosessane ser ut til å gå noe raskere. Et annet unntak er dersom nye ledningar byggast langs eksisterende traseer.

Hovedårsaken til behandlingstiden er at det er mange trinn i prosessen, og at selve planleggingsarbeidet og gjennomføring av utredningar er tidkrevende. Utarbeidelse av miljøkonsekvensutredningar kan for eksempel ta opp mot et og et halvt år i Nederland. Videre er det mange myndighetsorganer og interessenter som er involvert. Adgangen til å anke avgjørelsene inn for politiske myndigheter eller egne forvaltningsdomstolar bidrar også til at det tar tid å komme fram til endelige vedtak.

5 Regjeringens strategi for utbygging av strømmettet

5.1 Mål for nettutvikling

Sikker strømforsyning er avgjørende for et moderne samfunn. I næringsliv, offentlig tjenesteyting og husholdninger regnes sikker tilgang på strøm som en selvfølge.

Strøm er en spesiell vare fordi den må produseres og overføres i samme øyeblikk og i den samme mengden som den brukes. Dette stiller særlige krav til infrastrukturen for transport. Tilstrekkelig kapasitet i strømmettet er helt avgjørende for strømforsyningen, ved siden av en sikker og effektiv drift av hele systemet fra produsent til forbruker. Det er mer krevende å drifte nettet når overføringskapasiteten er presset.

Et velutviklet strømmett er en forutsetning for verdiskapning, både innen virksomheter som bruker strøm og innen kraftproduksjonen selv. Det er nesten bare fornybar strømprduksjon, i all hovedsak fra vannkraft, som mates inn på nettet i Norge. Fornybar energi, i stedet for fossilt brensel, er en viktig del av løsningen på klimautfordringene, og det er grunn til å tro at fornybar energi vil bli mer og mer verdifull. Et godt utbygd og moderne strømmett er en forutsetning for et klimavennlig energisystem.

Nettinvesteringer må vurderes i et langsiktig perspektiv. De sentrale delene av overføringsanleggene har en levetid på et halvt århundre. Når vi nå skal modernisere strømmettet i årene framover, må det være med sikte på at investeringene skal være tjenelige i dette tidsperspektivet. Det er stor usikkerhet om hvordan samfunnet vil utvikle seg over så lang tid. Et robust strømmett bidrar til økt fleksibilitet i kraftsystemet, noe som er gunstig og nødvendig med den usikkerhet en står overfor.

Overordnet er målet at planlegging og utbygging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven. Regjeringen har følgende mål som har konsekvenser for modernisering og utbygging av strømmettet:

- Sikker tilgang på strøm i alle deler av landet.
- Høy fornybar elektrisitetsproduksjon.
- Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet.

- Tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder.
- Et klimavennlig energisystem som tar hensyn til naturmangfold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser.

Disse målene kan omsettes til følgende overordnede mål for nettselskapene:

- En best mulig tilpassning av nettkapasiteten til endringer i forbruk og produksjon, ved å være tidlig ute med planlegging og investeringer. Planleggingen må ta hensyn til at det er stor usikkerhet om den framtidige utviklingen i etterspørsel etter overføringskapasitet.
- Legge til rette for en god og tidlig dialog med interessenter og sørge for at utbyggingene skjer med minst mulig belastning for tredjeparter, naturmangfold, landskap og andre arealinteresser.
- Ha kompetanse og kapasitet til å gjennomføre kostnadseffektive utbygginger med så korte utbyggingstider som mulig.

I konsesjonsprosessen skal energimyndighetene forsikre seg om at prosjekter som får tillatelse til utbygging er i tråd med disse målene. Målene for myndighetenes behandling av prosjektene er i tillegg:

- Effektiv og tilstrekkelig rask behandling av prosjektene.
- Involvering av berørte parter og interessenter, i en god og grundig prosess.

5.2 Behovet for nettutvikling i Norge

Vi har et godt og velfungerende strømmett i Norge. Nettet er i hovedsak etablert fra 1950-tallet og fram til slutten av 1980-tallet. Statnett har utviklet driften av sentralnettet på en effektiv måte, men i dag er potensialet for å øke utnyttelsen videre uttømt i mange områder. Statnett registrerer at driften av nettet er blitt krevende og at nettet i noen situasjoner presses mer enn det som er

forsvarlig ut fra hensynet til sikker drift. Det er derfor nødvendig med store investeringer i nettet for å modernisere det og for å sikre verdiskapning, miljøforbedringer og velferd i hele landet, jf. kapittel 3.

Det er flere utviklingstrekk som gjør nettinvesteringer nødvendig:

- Vekst i strømforbruk i mange områder.
- Behov for økt sikkerhet for strømforsyningen i noen områder.
- Utnyttelse av våre store og verdifulle muligheter for økt fornybar kraftproduksjon.
- Uheldige og varige flaskehals i nettet, som hindrer effektiv bruk av energiresursene og tidvis gir betydelige prisforskjeller mellom områder.
- Behov for reinvesteringer på grunn av eldre infrastruktur.

Flere regioner i Norge har vekst i strømforbruket. Veksten skyldes befolkningsvekst i noen regioner, særlig de store byregionene, vekst i industrien og økt kraftbehov for petroleumsvirksomheten. Vekst i forbruket i en region må etter hvert møtes med økt overføringskapasitet eller økt produksjonskapasitet. Av hensyn til utslipp av klimagasser er det sterke begrensninger i hvilke typer produksjonskapasitet som det er ønskelig å bygge ut, og det begrenser muligheten for kraftproduksjon i visse områder. Satsing på redusert strømforbruk som energieffektivisering, fjernvarme mv. vil redusere veksten i forbruket, men det vil sjelden være tilstrekkelig i slike områder.

Dersom veksten i forbruket ikke møtes med tiltak, vil det etter hvert kunne gi redusert sikkerhet for strømforsyningen i området. Det er i dag noen områder i Norge som har redusert forsyningssikkerhet, og i flere av disse er det nødvendig med nettinvesteringer.

Økt fornybar kraftproduksjon vil i mange tilfeller kreve nettinvesteringer, også på lavere nettnivåer. Som en del av den nasjonale klimapolitikken har det vært viktig å legge til rette for ordninger som sikrer fortrinn til fornybar elektrisitet. Mye av denne kraften vil komme fra vannkraft uten magasiner og fra vindkraft. Disse krafttypene skiller seg fra mye av vannkraften vi har i Norge i dag ved at verkene må produsere når det er tilsig til elvene eller tilstrekkelig med vind. Ressursene finnes noen ganger på steder hvor det er begrenset nettkapasitet. Til sammen gjør disse faktorene at fornybarsatsningen må kombineres med økte nettinvesteringer og en avansert drift av nettet.

Manglende overføringskapasitet, flaskehals, vil kreve tilpasninger i produksjon og/eller

forbruk. De vil i noen tilfeller kunne medføre at etablering av nytt større forbruk eller kraftproduksjon må utsettes. Flaskehals håndteres med prisområder eller spesialregulering, jf. kapittel 2. Fjerning eller reduksjon av flaskehalsene vil gi bedre utnyttelse av forbruks- og produksjonsressursene, og prisforskjellene mellom områder vil utjevnes eller fjernes.

Flere av nettanleggene vil de nærmeste årene nærme seg forventet teknisk levetid, og det vil ha betydning for investeringsomfanget. Det vil ofte være fornuftig at nødvendige reinvesteringer gjøres samtidig som planlagte kapasitetsøkninger.

5.3 Tiltak og virkemidler

Utviklingen av strømmettet skal, i tråd med energiloven, være samfunnsmessig rasjonell. Det innebærer at når beslutninger tas, må det vurderes at den samfunnsmessige nytten er større enn den samfunnsmessige kostnaden. I praksis benyttes samfunnsøkonomiske analyser/vurderinger for å vurdere om et prosjekt er samfunnsmessig rasjonelt. Både elementer som prissettes og elementer som ikke prissettes inngår. Dette skal blant annet sikre at hensynet til naturverdier blir ivaretatt i vurderingene. Sentrale tiltak og virkemidler følger av energiloven med forskrifter, herunder bestemmelser om energiutredning, tilknytningsplikt for forbruk og produksjon og konsesjonsbehandlingen samt politiske føringer for nettpolitikken gitt i stortingsdokumenter, retningslinjer og strategier. Dette utdypes i kapittel 6, men noen forhold omtales også i de følgende avsnittene.

Regjeringen legger stor vekt på at vi skal ha tilstrekkelige sikkerhetsmarginer i nettet og en tilfredsstillende forsyningssikkerhet for strøm i hele landet. Dette skal vektlegges sterkt i vurderingen av nettprosjektene. Det er rasjonelt at investeringer i sentralnettet planlegges ut fra at feil på én komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd for forbrukere (N–1-kriteriet), dog med viktige utdypninger omtalt i 6.5.1. Det presiseres at det tas stilling til kriteriet som et planleggingskriterium og at det vil ta tid før kriteriet er fullt ut oppfylt samtidig som det alltid vil kunne oppstå en utvikling som gjør at kriteriet ikke kan oppfylles i alle situasjoner. NVE er myndighetenes fagorgan for å vurdere om forsyningssikkerheten er god nok for alle forbrukere.

Nettet skal bygges ut på en måte som tar hensyn til naturmangfold, landskap, lokalsamfunn og andre arealinteresser. Det finnes i dag ikke metoder som på en allment akseptert måte kan pris-

sette de samlede miljøvirkningene av et ledningsprosjekt. Imidlertid er det lang erfaring med metoder, verktøy og faglige vurderinger som sammenligner miljøvirkninger av ulike tiltak. Å utføre disse vurderingene er en sentral del av planlegging og konsesjonsbehandling, både på overordnet nivå i vurdering av ulike konsept og i stor detaljgrad i vurderingen av ulike traséalternativ i konsesjonsbehandlingen. NVE har en sentral rolle i å benytte faglige metoder for å vurdere miljøvirkningene av ulike alternativ opp mot hverandre og mot andre virkninger. NVE har et sterkt fagmiljø på området. Avveiningene baseres på solide faglige utredninger og en samlet vurdering av hva som totalt sett er den gunstigste løsningen.

Regjeringen legger vekt på å redusere de negative virkningene av en ledning ved å se helhetlig på kraftsystemet i en region og ved å benytte avbøtende tiltak. Herunder skal muligheter for nye tilknytningspunkter, sanering og omstrukturering av nettet alltid vurderes ved utbygging av ny kapasitet. Selv om kraftledninger blir utformet så skånsomt som mulig, er det ofte ikke til å unngå at de medfører naturinngrep og påvirker landskap og lokalsamfunn. Regjeringens vurdering er at i de fleste tilfeller vil luftledning være mest samfunnsmessig rasjonelt i sentralnettet, mens kabel oftest er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt i distribusjonsnettet. Nærmere prinsipper for bruk av kabel omtales i 6.7. Sentralnettet vil fortsatt i all hovedsak bygges som luftledninger.

Investeringer i nettet er kostbare, også i form av betalbare kostnader. Det vil fortsatt være brukerne som betaler for nettinvesteringen og driften av nettet gjennom nettleien. Det er sentralt at selskapene fortsatt har fokus på å holde kostnadene nede.

Det er positivt at nettselskapene finner løsninger som gir økt overføringskapasitet uten vesentlige nye inngrep, slik spenningsoppgraderinger kan være.

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked og har overføringsforbindelser også til land utenfor Norden. Kraftutveksling er viktig for norsk forsyningssikkerhet og bidrar til en god utnyttelse og verdiskapning av en av Norges viktigste ressurser. Regjeringen legger vekt på et tett samarbeid mellom Norge og Sverige og de andre nordiske landene om nettutvikling. Vurdering av nettprosjekter i Norden skal inkludere nytten av prosjektet i alle de berørte landene. Eksempelvis skal Statnett og Svenska Kraftnät legge vekt på nytten for begge landene når de vurderer et prosjekt som berører både Norge og Sverige i betyde-

lig grad. For å få en riktig fordeling av nytte og kostnader skal det forhandles om kostnadsfordelingen. Også utenlandsforbindelser til land utenom Norden skal etableres i den grad de er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Når nye forbindelser vurderes vil bidraget til å styrke forsynings-sikkerheten i Norge være et viktig hensyn i analysene. Ved etableringen av utenlandsforbindelsene må det tas hensyn til de nettførsterkninger som kreves innenlands og systemmessige forhold.

Det er sentralt at vi har et robust og moderne nett med en tilstrekkelig sikkerhetsmargin for hendelser i driften av kraftsystemet. Dette vektlegges i vurderingene. Et godt utbygget nett er nødvendig for å kunne ta i bruk mulighetene vi har til økt fornybar kraftproduksjon og for utvikling av miljøvennlig næringsliv. Det er også viktig for å sørge for sikker tilgang på strøm i alle deler av landet og for å ha tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder. De negative virkningene av å være for sent ute med investeringer i det sentrale overføringsnettet er store. Normalt vil konsekvensene av å investere for lite eller for sent være større enn konsekvensene av å investere for mye.

Det har vært en viktig og god forbedring i utnyttelsen av det eksisterende nettet, men i noen områder er overføringskapasiteten blitt for liten. Det er derfor på høy tid å heve overføringskapasiteten betydelig.

5.4 **Prosess for å ta beslutninger om nettinvesteringer**

Statnett og de andre nettselskapene skal fortsatt ha ansvaret for nettutviklingen, det vil si å planlegge og bygge nettet. I dette ansvaret ligger å fremme nødvendige investeringsprosjekter for konsesjonsbehandling. Myndighetenes rolle er å stille krav til nettselskapene, godkjenne anleggene og sørge for at selskapene har en hensiktsmessig finansieringsform.

Nye kraftledninger er ofte omfattende og inn-gripende tiltak som kan være omstridte og konfliktfylte. Det er derfor nødvendig med grundig saksbehandling med tett involvering både lokalt, regionalt og sentralt. Samtidig er fremdrift i nettutviklingen viktig for å få på plass ny infrastruktur ut fra hensynet til blant annet kraftforsynings-sikkerhet, næringsutvikling, fornybarutbygging og i noen tilfeller hensynet til å redusere eller forebygge utslipp til luft, herunder klimagassutslipp.



Figur 5.1 420 kV-ledning ved Stols vassdammen i Hol i Hallingdal

Foto: Hilde Totland Harket

Det er omfattende involvering av berørte parter i planleggings- og konsesjonsprosessen for store kraftledninger. Det gjennomføres høringsrunder og arrangeres folkemøter og befaringer flere ganger i konsesjonsprosessen. I tillegg involverer nettselskapene berørte tidlig i planleggingsfasen, i forkant av myndighetsprosessen. Regjeringen oppfordrer sterkt nettselskapene til slik tidlig involvering. Den åpne og grundige prosessen for planlegging og konsesjonsbehandling av ledningsprosjekt bidrar til at myndighetene har et best mulig beslutningsgrunnlag når konsesjon gis. Det er avgjørende at aktører som lokalsamfunn, grunneiere, bruksrettighetshavere, organisasjoner, mv. deltar i de formelle prosessene.

Effektive prosesser skal ligge til grunn for beslutninger som fattes om kraftledninger. Beslutningsrelevant informasjon er en forutsetning for å oppnå effektiv behandling. Planlegging og konsesjonsbehandling av nettinvesteringer omtales nærmere i kapittel 7. Der fremmes også endringer for å legge til rette for de politiske valgene som må tas knyttet til beslutninger om store nettprosjekter og for å tydeliggjøre hvilken informasjon og hvilke vurderinger som er relevante på de ulike stadiene i beslutningsprosessen. Med denne stortingsmeldingen klargjør regjeringen gjeldende politikk for utbygging av strømmettet. Med klarhet rundt målene og virkemidlene bør det ligge til rette for at stegene i planlegging og konsesjonsbehandlingen kan gjennomføres effektivt.

6 Tiltak og virkemidler for å gjennomføre regjeringens strategi for nettutbygging

6.1 Innledning

Beslutningene om å investere i nettutbygging baseres på vurdering av behovet for ny kapasitet opp mot kostnadene og ulempene for tredjeparter og for miljøet. Behovet vurderes blant annet ut i fra om det kommer til ny produksjon eller om ny nettkapasitet er nødvendig for en sikker levering.

Både utbygger og myndigheter skal legge elementene i en samfunnsøkonomisk analyse av prosjektet til grunn for sine beslutninger. Samfunnsmessig rasjonalitet er det førende prinsippet i energiloven, og Statnett har nedfelt i sine vedtekter at de skal legge samfunnsøkonomiske vurderinger til grunn for sine beslutninger. Prosessen med gjennomføring av nettinvesteringer blir mer effektiv om utbygger og konsesjonsmyndighet legger mest mulig like vurderinger til grunn for sine beslutninger. Det vil også være opplysende for de som har interesser knyttet til prosjektene at de er kjent med disse vurderingene.

I dette kapitlet gjennomgås prinsippene som regjeringen mener skal legges til grunn for nettutbyggingen.

6.2 Organisering og finansiering

Det er nettselskapene som har ansvaret for planlegging, investering og bygging av nett. Statnett har en spesiell rolle som systemansvarlig, utredningsansvarlig for sentralnettet og eier av mesteparten av sentralnettet. De regionale nettselskapene har også viktige roller som eiere av regionalnettene og mindre deler av sentralnettet og som regionalt utredningsansvarlige. Energimyndighetenes oppgave i nettutvikling er å fastsette de overordnede rammene, regulere selskapenes plikter og maksimalt tillatte inntekter fra brukerne og å gi tillatelser til å bygge ledninger. Brukerne betaler for nettet gjennom nettleien. Overordnede prinsipper om tariffing er regulert av myndighetene.

Utvikling, drift og vedlikehold av sentralnettet og den systemansvarliges essensielle rolle i kraftsystemet gjør at det er viktig at ansvaret for disse funksjonene er samlet og underlagt statlig eierskap. Systemansvaret og statens eierskap i sentralnettet er organisert som et eget statsforetak. Denne organiseringen styrker det offentlige kontroll over kritisk infrastruktur og legger til rette for bruk av etablerte og effektive selskapsstyringsprinsipper.

Det er forbrukerne og kraftprodusentenes etterspørsel etter nett som bestemmer behovet for nettinfrastruktur. Tariffen er viktig for å påvirke brukerens etterspørsel og dermed for å fremme samfunnsmessig rasjonelle investeringer. En viktig del av tariffene er anleggsbidrag.

Sentralnettet er i hovedsak masket, jf. kapittel 2. Denne delen av nettet er nasjonal infrastruktur som kommer hele landet til gode, og det er vanskelig å fastsette en individuell brukerbetaling. Det er i de flestes interesse å opprettholde og utvikle denne infrastrukturen. Regjeringen mener at kostnadene for det maskede sentralnettet fortsatt skal fordeles på alle kundene i sentralnettet. Når forbruk eller produksjon tilknyttes det maskede sentralnettet skjer det via radialer, jf. kapittel 2. Nyten av radialene kan henføres til en eller et begrenset antall brukere. Det er derfor økonomisk fornuftig at disse brukerne betaler for radialene selv, gjennom anleggsbidrag eller tariffingsregler for produksjonsrelaterte nettanlegg. Departementet legger altså ikke opp til å endre kontrollforskriften nå.

Tariffene kan være en viktig del av kostnadene for kraftprodusentene. Med samarbeidet om elsertifikater med Sverige er det naturlig at ulikheter i tariffen mellom landene ikke skaper urimelige forskjeller i konkurransevilkårene. Det vil være informasjonsutveksling mellom norske og svenske myndigheter angående praksis for anleggsbidrag, kostnader ved produksjonsrelaterte nettanlegg og tariffen.



Figur 6.1 Kraft fra fornybar kraftproduksjon kan kreve investeringer i økt overføringskapasitet

Foto: Bjørn Lytskjold/NVE

6.3 Kapasitet i og omfang av strømmettet

6.3.1 Innledning

Det er en krevende oppgave til en hver tid å ha riktig kapasitet i og omfang av nettet. Den omfattende reguleringen av nettselskapenes investeringer og det betydelige statlige eierskapet gjennom Statnett SF må ses på bakgrunn av særlig fire forhold:

- Strømmettet er et naturlig monopol. Det kan gi uheldig markedsmakt overfor brukerne av netjtjenester og samfunnet
- Manglende kapasitet i nettet gir fare for langvarig strømavbrudd som vil være meget skadelig for samfunnet
- Nettinvesteringer gir ulemper for tredjeparter og for miljøet
- Koordinering med produksjon og forbruk av strøm er vanskelig å få til gjennom kun ordinær kontakt mellom kjøper og selger

6.3.2 Nærmere om koordinering av investeringer i nett, produksjon og forbruk

Utviklingen i mange deler av samfunnet gir endring i strømforbruket som igjen kan gi behov for økt overføringskapasitet. Etablering av produksjon og forbruk kan avhenge av investeringer i nett, mens ny produksjon eller nytt forbruk i andre tilfeller kan redusere behovet for nettinvesteringer. Hvor ny kraftproduksjon etableres vil ha mye å si for kostnadene i nettet. Det vil være lønnsomt for samfunnet å etablere ny produksjon der det er ledig nettkapasitet eller i nærheten av store forbruk. Med et stort innslag av fornybar energi er det ofte vanskelig å unngå avstander mellom produksjon og forbruk. Etablering av store bedrifter eller anlegg gjør at forbruk kan øke i sprang. I Norge vil dette særlig gjelde petroleumsinstallasjoner og kraftintensiv industri.

Det er nødvendig med omfattende og grundige prosesser forut for nye nettinvesteringer. Nytt forbruk, og til dels også produksjon, kan etableres raskere enn det er mulig å få på plass nød-

vendig overføringskapasitet. Dette gjelder eksempelvis petroleumsvirksomhet. For nettselskapene vil det også ofte være usikkerhet knyttet til om produksjons- eller forbruksprosjekt under planlegging faktisk vil bli etablert og når de i så fall etableres. Endringene som ble innført med Ot.prp. nr. 62 (2008-2009), særlig tilknytningsplikt, er viktige for å få til en bedre koordinering enn tidligere. For at tiltak i nettet skal være på plass i tide må nettselskapene være godt informert om større planlagte endringer i forbruk og produksjon. Som i Ot.prp. nr. 62 (2008-2009) understreker regjeringen at dette ansvaret ikke kan bæres av nettselskapene alene, men krever et godt samarbeid mellom nettselskap, lokale og sentrale myndigheter og næringsliv.

Utviklingen av strømmettet skjer stegvis. Når det bygges en ny kraftledning eller kapasiteten i en eksisterende ledning økes kan det gi en betydelig økt overføringskapasitet. At investeringene er trinnvise gjør at man har valget mellom å foreta investeringen nå og dermed ha en overkapasitet, eller å utsette investeringen og da ha en periode med underkapasitet i nettet. Ved underkapasitet vil det være begrensinger i overføring mellom områder og økte nettap. Det kan bli nødvendig å håndtere underkapasiteten med prisforskjeller, virkemidler i systemdriften og utsettelse av forbruksøkninger og/eller ny produksjon. Dersom området har underskudd i kraftbalansen kan driftssikkerheten bli redusert. Å være tidlig ute med investeringene kan ses på som en forsikringsbetaling mot ulempene ved underkapasitet. På den andre siden er ulempen ved å investere for tidlig unødvendig høye kostnader i nettet. Disse kostnadene er både investeringskostnader og ulemper for tredjepart og naturen.

Over tid er målet at investeringer i kraftproduksjon, nett og tiltak på forbrukssiden balanseres slik at en samlet sett får en god samfunnsøkonomisk løsning. Det er en krevende oppgave. En vil neppe klare å løse balanseringen på en slik måte at det aldri forekommer tidvis knapphet eller overinvestering. Det er derfor viktig å ha et energisystem som er tilstrekkelig fleksibelt. Verdien av et slikt fleksibelt og robust system er større når omgivelsene – utviklingen i produksjon og forbruk – er omskiftelige. Den kritiske betydningen av strøm tilsier, etter regjeringens vurdering, at konsekvensene ved å bygge for lite nett er større enn konsekvensene ved å overinvestere. På den andre siden vil det være kostbart og gi for store ulemper om en i alle sammenhenger skulle ha tilstrekkelig ledig kapasitet til å møte alle tenkelige omstendeligheter.

En annen begrensning ved nettutbygging ligger i at det ikke vil være mulig for nettselskapene å gjennomføre alle prosjekt på samme tid, blant annet grunnet ressurskranker i selskapene, hos leverandørene og i myndighetsbehandlingen. Det vil da være nødvendig å prioritere mellom prosjektene, jf. 6.4.2.

6.4 Kriterier for samfunnsmessig fornuftige nettinvesteringer

6.4.1 Vurderinger

I tråd med energiloven skal nettutvikling skje på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det innebærer at prosjekter som har en større samfunnsmessig nytte enn samfunnsmessig kostnad gjennomføres. Statnett og andre nettselskaper gjennomfører nødvendige samfunnsøkonomiske analyser som grunnlag for investeringsbeslutninger. I konsekvensbehandlingen gjør energimyndighetene samfunnsøkonomiske vurderinger av nettprosjektet og eventuelle justeringer.

Helt sentralt i vurderingen av om en nettinvestering er samfunnsmessig rasjonell er å vurdere behovet for å gjennomføre et tiltak i nettet. En nettinvestering kan være nødvendig grunnet forventet eller faktisk utvikling i strømforbruk og -produksjon, nettets tilstand og behov for å oppfylle krav, som tekniske kriterier eller pålegg fra offentlige myndigheter.

Det vil som oftest være flere ulike løsninger – konsepter – som dekker samme behov og oppnår samme mål. Prosjektene vil ofte utelukke hverandre, fordi når et prosjekt gjennomføres, reduseres behovet av andre. Det er derfor viktig at nettselskapene vurderer og beskriver alle relevante løsninger. Spesielt skal alltid et alternativ uten prosjektet, nullalternativet, inkluderes i vurderingen. Når det vurderes hvilket nettkonsept som vil være best for samfunnet, vil det være naturlig å sammenligne flere ulike ledningsalternativ, som forsyning fra ulike tilknytningspunkt, oppgradering og systemmessige tiltak og også tiltak på produksjons- og forbrukssiden, jf. 7.2. I praksis må antall alternativer og detaljgraden i vurderingene begrenses slik at analysen ikke blir uforholdsmessig ressurskrevende. Kun prosjekter som er teknisk, politisk, miljømessig og finansielt forsvarlige bør tas med. Nettselskapet er ansvarlig for kvaliteten og driftssikkerheten i sitt nett. Nettselskapene må foreta investeringer som er nødvendige for å oppfylle nettselskapenes plikter. Selv om det kan finnes andre tiltak som er mer lønnsomme enn nettinvesteringen, men hvor andre aktører er

Boks 6.1 Illustrasjon av konsekvensmatriser

I samfunnsøkonomiske analyser benyttes ofte konsekvensmatriser når en skal sammenligne ulike alternativer som har elementer som ikke kan prissettes. I august 2010 satte regjeringen ned fire utvalg som skulle vurdere ulike sider ved vedtaket om konsesjon til en ledning fra Sima til Samnanger. Utvalg IV vurderte sam-

funnsøkonomiske virkninger av sjøkabelalternativet og bestod av Arvid Hervik, Ann Lisbeth Brathaug og Kåre P. Hagen. Utvalget benyttet seg av en slik konsekvensmatrise når de satte opp ulike alternativer opp mot hverandre, se tabell 6.1.

Tabell 6.1 Fra rapporten fra utvalg IV nedsatt for vurderinger av sjøkabelalternativet for kraftledning mellom Sima og Samnanger. Vurdering av ulike konsept

	Investeringskostnad	Ferdigstillelse	Forsyningssikkerhet	Miljø
Null-alternativet (konsesjonsgitt trasé)	1 100 mill	2012	<i>Akseptabel</i> Oppfyllelse av N-1 for BKK-snittet	<i>Dårlig</i> Betydelig miljøinngrep, med tre kryssinger av sidearmer til Hardangerfjorden
Sjøkabel	Merkost 3 400 mill	+ 5 år	<i>Like god</i> Venting betyr lite dersom realisering innen 2017	<i>Bedre</i> Ingen synlige master og linjer mellom Sima og Norheimsund men nye naturinngrep ved ilandføring av kabel. Ingen forbedring for Kvam hvis ilandføring i Norheimsund
Reservekraftverk og spenningsoppgradering Sauda-Aurland	Merkost 2-3 000 mill	+ 6-8 år	<i>Svakere</i> Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	<i>Bedre</i> Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring
Gasskraft og spenningsoppgradering Sauda-Aurland	Merkost 1 000 mill + høye merkost fordi gasskraft ikke er kommersielt lønnsomt	+ 6-8 år	<i>Svakere</i> Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	<i>Bedre/Dårligere</i> Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring, og i tillegg klimakostnad for gasskraftverket
Sima-Samnanger 3.0	Merkost 0	+ 1-2 år	<i>Like god</i> Venting betyr lite, men litt vanskeligere tilgjengelig for reparasjon	<i>Dårligere/ Like dårlig</i> Dårligere hvis uberørt natur er mer verdifull enn hyttemiljønatur
Sima-Evanger	Merkost 100 mill	+ 5-8 år	<i>Like god</i> Venting betyr lite	<i>Like dårlig</i> Unngår synlighet nær hovedarm av Hardangerfjorden, men mer nærføring til boliger og friluftsmiljø rundt Voss
Sauda-Samnanger	Merkost 200 mill	+ 5-8 år	<i>Svakere</i> Venting betyr lite, men svakere alternativ pga parallelle linjer	<i>Like dårlig/Dårligere</i> Betydelig mer nærføring til boliger og gir tre fjordspenn (hvorav ett er Hardangerfjorden) som ikke kan gå i parallell med eksisterende

Statnett benytter også konsekvensmatriser når de vurderer ulike tiltak i nettet. Tabell 6.2 er et

eksempel fra foretakets vurdering av alternative konsept for Balsfjord-Hammerfest prosjektet.

Boks 6.1 (forts.)

Tabell 6.2 Statnetts vurdering av ulike konsept. Fra vedlegg til tilleggsutredning i forbindelse med konsesjonssøknaden for ledningen Balsfjord-Hammerfest

Effektmål	Øke N-1 kapasiteten og kortslutningsytelsen i området vesentlig slik at a) Forsyningssikkerheten oppfyller kravene med dagens forbruk b) Forsyningssikkerheten oppfyller kravene dersom omfattende ny produksjon og forbruk realiseres c) Nettet takler naturlige variasjoner i forbruk og produksjon uten at forbruk faller ut				
Krav	Oppfylle SKAL og anleggskrav. Helst oppfylle BØR-krav og tilrettelegge for fornybarproduksjon				
Alternativ-analyse	Alt 0: Mindre tiltak	Alt 1: Ny 420 kV linje	Alt 2: Ny 220 kV linje	Alt 3: Reservekraft-verk 150 MW	Alt 4: Gasskraftverk uten rensing
<i>Prissatte virkninger</i>					
Investeringskostnader justert for restverdi	0	-2 542 mill.	-2 034 mill.*	-838 mill.*	-1590 mill.*
Avbruddskostnader	0	6 883 mill.			
Tapskostnader	0	641 mill.			
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	-144 mill.			
Netto nåverdi	0	4838 mill.			
<i>Ikke prissatte virkninger</i>					
Miljø	0	---	---	--	-
		Stort naturinngrep – 370 km lang og 40-50 meter bred trase. Ikke vesentlig økning i INON. Kamouflerende tiltak mulig. Krevende byggeperiode. Mulig reduserte miljøkonsekvenser ved reinvesteringer av 132 kV nett	Som alternativ 1, men noe smalere trase. Ytterligere tiltak kan være nødvendig og disse kan medføre miljøkonsekvenser	Store miljøutslipp ved drift. Ytterligere tiltak vil være nødvendig og disse kan medføre miljøkonsekvenser	Miljøutslipp ved drift om enn i mindre omfang enn alt 37
Forsynings-sikkerhet	0 Utfall kan i dag medføre utkobling av hele 250 MW pluss Melkøya i noen timer. Lav kortslutningsytelse. Ofte feil på kritisk linje	++++ N-1 drift i området. Tåler stor forbruksvekst uten at forsyningssikkerheten svekkes	+++ N-1 drift i området. Tåler ikke stor forbruksvekst uten at forsyningssikkerheten svekkes. Lavere kortslutningsytelse enn alt 1	+	+
Markedskonsekvenser	0	++ Kapasitet til 1200-1350 MW ny produksjon. Økt konkurranse i regulerkraft-markedet. Forbruksvekst mulig	+	0	--
			Noe ny kapasitet til produksjon og økt konkurranse i regulerkraftmarkedet	Skal ikke påvirke markedet	Vanskelig å drifte i dagens nett – spesialregulering nødvendig og lite egnet til det. Kan fortrekke fornybarproduksjon
Andre momenter	0 Høyere kostnader for systemdriften	+++ Fleksibilitet i nettutviklingen og for endringer i produksjon og forbruk. Enklere å vedlikeholde og reinvestere eksisterende nett	+	0	-
			Noe større fleksibilitet i nettutviklingen, men lite fremtidsrettet løsning. Innføring av nytt spenningsnivå – brudd på BØR-krav	Høyere kostnader for systemdriften. Gir verken økt eller redusert fleksibilitet. Reservekraftverk generelt et nødtiltak. Brudd på politisk ønske om CO ₂ -rensing	Høyere kostnader for systemdriften. Kan fungere godt i kombinasjon med alternativ 1 eller 2. Brudd med politiske ønsker om CO ₂ -rensing
Oppfyller N-1 kriteriet	Nei	Ja	Sannsynligvis	Nei	Nei
Oppfyller SKAL-krav	Nei	Ja	Sannsynligvis	Nei	Nei
Oppfyller BØR-krav	Nei	Ja	Nei	Nei	Nei
Rangering av tiltak	2	1	X	X	X

* Antar at alternativ 2 er identisk med alternativ 1, men at alle kostnader er 20 prosent lavere. Antar i alternativ 3 at byggetiden er 2 år og investeringskostnaden er 1,1 mrd kroner. Levetid på turbiner antas 20 år, dockingstasjon (tilkoblet gass og sentralnett) 30 år. I alternativ 4 antas investeringskostnaden å være 2 mrd 2008-kroner og byggetiden 3 år. Investeringskostnaden er sannsynligvis noe høyere. Levetiden forventes å være 20 år. Alle alternativer idriftsettes 1.10.2017. Reinvesteringsbehov etter at økonomisk levetid er utgått er ikke hensyntatt. Det er ikke regnet på prissatte virkninger utover dette i alternativ 2, 3 og 4.

Kilde: Statnett

I begge matrisene er det tatt med alternativer som ligger utenfor regjeringens politikk. Gjennom bruk av matrisene kommer det fram hvil-

ket alternativ som henholdsvis utvalget og Statnett rangerer som det beste.



Figur 6.2 300 kV-ledning ved Ullevålseter, Oslo

Foto: Sissel Riibe/NVE

ansvarlige og hvor tiltakene ikke gjennomføres, må nettselskapet gjennomføre de tiltak som er nødvendige for å oppfylle sine plikter.

Det varierer mye fra prosjekt til prosjekt hva som er de viktigste fordelene og ulempene. Fordele av en nettinvestering er økt forsyningssikkerhet, økt verdiskapning i form av mulighet for å knytte til ny fornybar kraftproduksjon og å ha et strømmett som ikke er til hinder for utvikling som krever økt strømforbruk, reduserte flaskehalskostnader og et mer velfungerende kraftmarked. God kapasitet (reduerte flaskehalskostnader) gir mulighet til bedre utnyttelse av produksjonskapasitet og etterspørsel og likere priser. Ulempene er særlig investeringskostnader og negative virkninger for naturmangfold, landskap, andre arealinteresser og lokalsamfunn. Andre virkninger er endring i tap i nettet, i kostnader ved systemdriften, i drifts- og vedlikeholdskostnader og i tariffkostnader mv. som betales til utlandet. Politikken for reduksjon av klimagasser kommer inn i vurderingene av nettprosjekt gjennom rammene for kraftproduksjon og -forbruk.

Ikke alle disse virkningene kan prissettes på en allment akseptert og meningsfylt måte. Blant

faktorene som er vanskelig å verdsette fullt ut er forsyningssikkerhet og negative virkninger for naturmangfold, landskap, kulturminner og –miljø og lokalsamfunn. Disse virkningene er eksempler på fellesgoder. Verdien av fellesgoder er sammensatt av både direkte og indirekte bruksverdi samt eksistensverdien av godet. Når nettselskapene og energimyndighetene skal avveie samfunnsmessig nytte og kostnader, må det tas hensyn til både kostnader og nytte som verdsettes i kroner og de virkninger som vurderes på andre måter. Prissatte virkninger kan sammenlignes i en nåverdianalyse, mens andre metoder må velges for de ikke prissatte virkningene. Departementet legger vekt på at avveiningene stilles opp på en oversiktlig og sammenlignbar måte, eksempelvis i en tabell. Boks 6.1 viser to eksempler. Ofte vil det være virkningene som ikke prissettes som er avgjørende i vurderingen av prosjektet. Vurdering av disse virkningene bygger, i likhet med de prissatte, på solide faglige metoder, jf. blant annet 6.5.1 og 6.5.2. Avveiningen av de ulike virkningene er krevende og vil i stor grad avhenge av skjønn. Utøvelse av dette skjønnet er sentralt i konsesjonsbehandlingen.

Alle nettutviklingsprosjekt må håndtere usikkerhet, både knyttet til behovet for prosjektet og til kostnadene. Eksempelvis kan det være usikkerhet om forbruksutvikling og om hvorvidt planlagte produksjonsprosjekter realiseres. Det er sentralt at vurderinger om usikkerhet inkluderes i vurderingene om et prosjekt er samfunnsmessig rasjonelt.

I 6.5 omtales hvordan noen av elementene som ikke prissettes vurderes. Retningslinjer for samfunnsøkonomiske analyser generelt finnes i Finansdepartementets veileder om samfunnsøkonomiske analyser og i materiale fra Direktoratet for økonomistyring (DFØ). For kraftsektoren har NVE utarbeidet en håndbok, og Statnett har egne metodebeskrivelser.

I kapittel 7 beskrives hvordan forholdene omtalt i dette delkapittelet inngår i konsesjonsprosessen.

6.4.2 Prioriteringen mellom nettprosjektene

Det er nettselskapene som er ansvarlige for nettplanningen. Dette ansvaret innebærer også å se framtidige prosjekter i sammenheng og prioritere mellom når ulike prosjekt skal gjennomføres. Nettselskapene skal ta hensyn til regjeringens nettpolitikk, herunder prioriteringer, i dette arbeidet.

Etter en periode med lave investeringer i kraftsektoren generelt, og i nett spesielt, er det nå planlagt omfattende investeringer. Behovet for personer med kompetanse innen nettutvikling har økt de siste årene. Alle prosjektene vil benytte kompetanse og ressurser fra de samme miljøene. Det vil derfor være beskrankninger i de tilgjengelige ressursene og kompetansen. Begrensningene vil finnes både i det enkelte nettselskap og i konsulent-, entreprenør- og leverandørselskap.

Særlig Statnett har hatt og vil ha en stor økning i investeringsmengden. Selskapet jobber aktivt med å øke gjennomføringsevnen, både gjennom bruk av interne og innleide ressurser og underleverandører. Tilgang på kapital påvirker også gjennomføringsevnen. Også hos energimyndighetene er det begrensninger i ressursene tilgjengelig for konsesjonsbehandling.

En annen type ressursbegrensninger er knyttet til driften av kraftsystemet. De ulike delene av kraftsystemet henger tett sammen. Av tekniske årsaker er det klare begrensninger for hvor mange deler av systemet man kan gjøre endringer i samtidig og i hvilken rekkefølge det er mulig å gjøre oppgraderinger og endringer.

Boks 6.2 Regional leverandørindustri

De planlagte nettinvesteringene i årene fremover vil skape et grunnlag for økt aktivitet i leverandørindustrien. For at nettselskapene skal kunne gjennomføre sine prosjekter er det nødvendig at det er tilstrekkelig ledige ressurser, kapasitet og kompetanse i leverandørindustrien.

Nettinvesteringer er store og krevende. Utvikling av regionale kompetansemiljøer vil kunne bidra til at lokale leverandører samlet har ressurser og kapasitet til å kunne levere tjenester til nettselskapene. Nettselskapene vil kunne dra nytte av gode regionale kompetansemiljøer innen leverandørindustrien.

Statnett, Statkraft og Innovasjon Norge har igangsatt prosjektet «Leverandørutvikling til Energisatsing i Nord» (LUEN). Gjennom prosjektet ønsker selskapene å bidra til at leverandørindustrien i Nord-Norge skal kunne tilby sine tjenester til energisektoren. Prosjektet tar sikte på flere fagseminarer som vil bidra til en kompetanse- og kunnskapsbygging.

I forbindelse med prosjektet Ørskog-Sogndal har Statnett hatt en strategi om å dele opp deler av prosjektet i flere pakker for å kunne legge til rette for lokale leverandører. Både norske og internasjonale aktører har blitt tildelt kontrakter i prosjektet. En strategi hvor store prosjekter deles opp gir et viktig bidrag til å sikre konkurransen innen leverandørindustrien. En slik strategi kan videre bidra til at flere lokale og regionale leverandører kan konkurrere om kontraktene. Regjeringen ser positivt på denne utviklingen.

Det viktigste for å redusere de ressursmessige skrankene er at selskaper arbeider for å opprettholde og utvikle den nødvendige kompetansen. Dette er selskapenes ansvar. Tilstrekkelig kapasitet i utdanningssystemet er også viktig. Et område som er ressurskrevende for selskapene er konsesjonsprosessen og særlig konsekvensutredninger og vurdering av ulike trasealternativer. Myndighetene har en oppgave i å sørge for at konsesjonsprosessen er så effektiv som mulig. Selv om et tilstrekkelig antall alternative løsninger må utredes for å gi et godt beslutningsgrunnlag for konsesjonsbehandlingen, er det viktig at det ikke utredes løsninger som det ikke kan være aktuelt å bygge ut.

Boks 6.3 Avsavnsverdier

Å være helt eller delvis uten strøm vil ha ulemper for strømbrukerne. Kostnadene ved disse ulempene refereres til som avsavnsverdier. Ulempene for brukerne vil være både direkte virkninger for brukeren og indirekte virkninger eller følgevirkninger for andre brukere. En følgevirkning kan eksempelvis være at et strømbrydd kan føre til togstans. Kostnadene som de enkelte togpassasjerene får av forsinkelser vil da være følgevirkninger.

Ved avbrudd reduseres nettselskapets maksimalt tillatte inntekter fra brukerne gjennom KILE-ordningen (Kvalitetsjustering av inntektsrammer ved ikke-levert energi) og direkte kompensasjon til brukeren ved langvarige avbrudd.

Det er NVE som fastsetter KILE-verdien. Gjeldende KILE-kostnadsfunksjoner er basert på data fra en landsomfattende spørreundersøkelse gjennomført av SINTEF og SNF i 2001 til 2003. KILE-kostnadene måler i prinsippet både tapt produksjon av varer og tjenester og tapte verdier for forbrukerne. I regi av blant andre NVE pågår et forskningsprosjekt om oppdatering av avsavnsverdier. Prosjektet er planlagt ferdig i 2012.

Det er mulig å bruke KILE-verdiene til delvis å verdsette ulempen for strømbrukerne av strømbrydd. Slik kan KILE-verdiene brukes

til delvis å prissette den økte forsyningssikkerheten et nettprosjekt bidrar til.

Imidlertid vil ikke avbruddskostnadene målt ved KILE utgjøre hele verdien av økt forsyningssikkerhet. KILE-verdiene måler konsekvenser for avbrudd hos enkeltkunder, men fanger ikke opp følgevirkninger på tvers av sektorer. Tilsvarende måler ikke KILE virkningene av et omfattende avbrudd som rammer et større geografisk område og som fører til at viktige samfunnsfunksjoner lammes. Andre forhold som i dag ikke dekkes av KILE er konsekvenser av manglende spenningskvalitet, mulige endringer i preferanser over tid, lokaliseringsevner eller forskjeller innen en næringsgruppering. Det er også usikkerhet knyttet til fastsettelsen av hva som er en rett verdi av KILE, og, ikke minst, beregning av sannsynligheten for et utfall. Likevel er det verdifulle å inkludere nytten av reduserte KILE-kostnader som en prissatt virkning i en samfunnsøkonomisk analyse av et nettprosjekt. Samtidig er det nødvendig også å inkludere nytten av økt forsyningssikkerhet som en ikke-prissatt virkning. Denne nytten, som inkluderes som ikke-prissatt, må begrenses til hva som ikke fanges opp av KILE-verdiene. Særlig vil det dreie seg om en overordnet robusthet i systemet.

Statnett eier i dag det meste av sentralnettet og er ansvarlig for investeringer i de delene. Dette bør imidlertid ikke være til hinder for at Statnett kan finne praktiske løsninger med andre selskaper, for eksempel regionale nettselskaper, om prosjektutvikling og bygging av enkeltledninger, så lenge det er Statnett som vil eie ledningene når de står klare.

Kapasitetsbegrensninger gjør at det kan bli nødvendig å velge mellom gode prosjekter. Som presisert innledningsvis ligger samfunnsøkonomiske vurderinger til grunn for vurdering av nettprosjekt, herunder prioriteringer.

For å få til en hensiktsmessig prioritering må også de ikke-prissatte virkningene tas med i den samfunnsøkonomiske vurderingen. For nettprosjekter er ofte de virkningene som ikke kan prissettes, blant annet virkninger på forsyningssikkerhet og miljø, avgjørende. Rangering av prosjekter må derfor gjøres på en måte som hensyntar de ikke-prissatte virkningene.

Sikker tilgang på strøm er helt avgjørende for et velfungerende, moderne samfunn. De fleste nettprosjekter bidrar til en sikrere tilgang på strøm, men hvor viktig tiltaket er for forsyningssikkerheten varierer fra prosjekt til prosjekt. I tillegg varierer det fra område til område hvor god forsyningssikkerheten er. Noen få områder i Norge har en klart dårligere forsyningssikkerhet enn resten av landet. Regjeringen mener nettprosjekt som utbedrer en klart dårlig forsyningssikkerhet skal prioriteres høyest. Dette innebærer ikke at alle prosjekter som bidrar til økt forsyningssikkerhet alltid bør prioriteres høyest, jf. også 6.5.1.

Nettselskapene har en plikt, med visse begrensninger, til å koble til ny kraftproduksjon og nytt forbruk. Regjeringen legger stor vekt på økt fornybar kraftproduksjon i Norge. Kraft fra land til petroleumsindustrien og økt forbruk i industrien kan utløse behov for nye nettutbygginger. Nettprosjekt som er nødvendige for å knytte

Boks 6.4 Utvalg IV og Utvalg IIIs vurdering av N-1-kriteriet

Utvalg IV av Sima-Samnangerutvalgene vurderte samfunnsøkonomiske virkninger av sjøabelalternativet og hadde følgende vurdering av N-1-kriteriet:

«Kraftnettet i Norge dimensjoneres og driftes etter det såkalte N-1 kriteriet. Det betyr at kraftsystemet skal kunne tåle utfallet av en enkelt komponent i nettet uten at det medfører leveringsavbrudd for sluttbrukerne. Dette er et deterministisk og erfaringsmessig basert kriterium som har vist seg å virke bra i praksis. Det kan imidlertid implisere både for høy og for lav sikkerhetsgrad sett i forhold til en teoretisk optimal forsyningssikkerhet basert på avveining av merkostnadene for netteier ved å redusere avbruddssannsynligheten i forhold til gevinstene for brukerne ved redusert sannsynlighet for leveringsbortfall. Men i lys av at en ikke har pålitelige markedssignaler om verdien av forsyningssikkerhet å holde seg til, kan det forholdsvis strenge N-1 kriteriet virke fornuftig ettersom kostnadene forårsaket av underinvesteringer i forsyningssikkerhet kan være betydelig

høyere enn kostnadene som følge av overinvesteringer.»

Utvalg III vurderte de forsyningsmessige konsekvenser av en utsatt idriftsettelse av en ny overføringsforbindelse til BKK-området. Dette innebærer at utvalget så på driften av kraftsystemet fram til linjen er på plass. Utvalget bestod av Fridrik Baldursson, Olvar Bergland og Cathrine Hagem. Utvalget vurderte følgende om N-1 kriteriet:

«Utvalget anser at en viss fleksibilitet i bruk av N-1 kriteriet er både nødvendig og hensiktsmessig, og at forsyningssituasjonen er akseptabel selv om nettet i spesielle og sjeldne situasjoner driftes med noe redusert sikkerhet.»

Utvalgenes vurderinger trekker samlet sett i retning av at det kan være fornuftig at kraftsystemet planlegges etter N-1 kriteriet, samtidig som at det bør gis rom for å fravike det i driftsfasen i spesielle tilfeller. Omtalen i denne meldingen legger ikke føringer for driften av kraftsystemet.

til samfunnsøkonomisk lønnsom ny fornybar kraftproduksjon eller endret forbruk skal derfor også prioriteres høyt.

Noen prioriteringer vil også gi seg selv. Særlig gjelder det prosjekter som det av systemmessige forhold er nødvendig eller gunstig å gjennomføre i en gitt rekkefølge. Dette er særlig viktig for spenningsoppgraderinger. For eksempel kan tilknytning av ny produksjon eller nytt forbruk gjøre det vanskelig å gjennomføre en oppgradering av nettet i et område. Da kan det være nødvendig at nettet oppgraderes først.

6.5 Nærmere om noen elementer i vurderingen av prosjektene

I dette avsnittet omtales regjeringens vurdering av hvordan noen viktige elementer bør inngå når nettprosjekter vurderes. Som omtalt i 5.3 presiserer regjeringen at hensynet til å ha et robust og velfungerende nett i hele landet skal inngå i vurderingene av om et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

6.5.1 Tilstrekkelig sikkerhetsmargin

Strømmettet er kritisk infrastruktur for samfunnet, og avbrudd i strømforsyningen har store konsekvenser for brukerne, jf. 2.1. Den økte forsyningssikkerheten en nettinvestering bidrar til kan delvis prissettes ved hjelp av KILE-verdier, se boks 6.3. Imidlertid vil disse verdiene ikke gi hele verdien av den økte forsyningssikkerheten. Fordelen av økt forsyningssikkerhet må derfor inngå i vurderingene på en mer omfattende måte enn bare i avbruddskostnader for den enkelte forbruker.

Bortfall av strømforsyning i sentralnettet har store konsekvenser, og det er nødvendig å ha tilstrekkelig sikkerhetsmargin. Mange land, jf. 4.5, har på sentralnettsnivå tekniske kriterier om at nettet skal dimensjoneres slik at ingen sluttbrukere opplever strømvavbrudd dersom det inntreffer én feil på ett anlegg. Kriteriet gjelder for kraftsystemet som helhet, inklusive både nett og produksjon. Kriteriet refereres til som N-1-kriteriet. I noen tilfeller er det også krav om at systemet skal tåle to feil (N-2-kriterium).

Statnett besluttet i 2010 at N–1-kriteriet skal ligge til grunn for selskapets investeringer. Dette gjelder med visse forbehold og presiseringer, blant annet at det kan tillates utfall av inntil 200 MW i én time, og noe mer ved planlagt vedlikehold. Det åpnes for unntak der enkeltkunder ikke ønsker å betale for den sikkerheten som ligger i N–1-kriteriet.

Regjeringen legger vekt på at konsekvensene av utfall av sentralnettsledninger er store og ofte helt uakseptable. Det er vanskelig å gi de samfunnsøkonomiske tapene av store utfall en verdi i kroner. Regjeringen mener derfor 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. Det er opp til nettselskapet å definere disse forbeholdene og presiseringene. Et eksempel er avtaler om systemvern, jf. 2.5.2. NVE kan finne det nødvendig å gi nærmere bestemmelser. Kriteriet kan imidlertid ikke ses som en erstatning for en samfunnsøkonomisk vurdering som inkluderer en avveining av alle virkningene av en stor ledningsinvestering. Det er således ikke et absolutt kriterium, men kan i spesielle tilfeller fravikes. Det tas her kun stilling til bruk av kriteriet for planlegging av investeringer, ikke for driftsfasen. I driftsfasen kan andre vurderinger være mer fornuftige, og omtalen her skal ikke legge føringer for driften av systemet. Videre er kraftsystemet stadig i utvikling. Derfor vil man ha tidsrom og situasjoner hvor kriteriet ikke er oppfylt. Statnetts formulering av kriteriet er fra 2010. Siden nettutvikling tar tid vil det ta tid før investeringer som planlegges med dette utgangspunktet er gjennomført.

Det er relevant å se på mulig nytte av ulike tekniske kriterier om forsyningssikkerhet for planlegging av nettinvesteringer også for andre nettnivåer. NVE er i gang med et arbeid for å se på nytten av kriterier for forsyningssikkerhet. Dette arbeidet er ventet ferdig tidlig i 2012.

Økt planlagt sikkerhetsmargin i sentralnettet vil imidlertid ikke si at man er garantert strøm til en hver tid. Absolutt sikkerhet mot strømavbrudd kan ikke oppnås. Selv om Norge har en stabil leveringspålitelighet for strøm må alle likevel være forberedt på strømavbrudd. De som er kritisk avhengig av uavbrutt levering av strøm, eksempelvis sykehus, institusjoner og deler av næringslivet, må sørge for alternativ strømkilde.

6.5.2 Hensyn til miljø og lokalsamfunn

Kraftledninger har både positive og negative virkninger for miljø, andre brukerinteresser og lokal-

samfunn. Vurdering av virkninger på naturmangfold, landskap, lokalsamfunn, utmarksnæringer og andre arealinteresser, er og må være en svært sentral og integrert del av de samfunnsøkonomiske vurderingene som nettselskap og energimyndighetene foretar.

De positive virkningene av kraftledninger for lokalsamfunn er først og fremst økt forsyningssikkerhet og muligheter til næringsutvikling gjennom både produksjon og forbruk, jf. 6.5.1 og 6.5.3. Selv om lokale miljøvirkninger i form av naturinngrep får mest oppmerksomhet når kraftledninger planlegges, må det understrekes at kraftledninger også har positive virkninger for miljøet i kraft av å være en forutsetning for et klimavennlig energisystem. Hensynet til ikke å øke klimagassutslippene er en viktig grunn til at det nesten utelukkende er fornybar energiproduksjon som gis tillatelse i Norge. Fornybare energiresurser som vannkraft og vindkraft må utnyttes der de forekommer. Et kraftsystem med spredt produksjon, slik som vårt, krever overføring av kraft over lengre avstander enn om en hadde brukt andre produksjonsteknologier som kan bygges i nærheten av store forbruksområder. Dette viser at tilgangen på nett vil ha betydning for utbyggingen av ny kraftproduksjon og kan påvirke i hvilken grad det bygges ut ny fornybar kraftproduksjon sammenlignet med ny produksjon basert på fossile energikilder.

Selv om kraftledninger blir utformet så skånsomt som mulig, er det ofte ikke til å unngå at de medfører naturinngrep og påvirker landskap og lokalsamfunn. De samfunnsøkonomiske vurderingene skal sikre både at de totale fordelene med prosjektet overstiger ulempene, samt at det er prosjektutformingen som totalt sett er gunstigst for samfunnet som blir valgt. Vurdering av dette skal være en integrert del helt fra valg av konsept til siste detaljer fastsettes gjennom vilkår i konsesjon og miljø- og transportplan.

Som det redegjøres for i boks 6.5 er prissetting av miljø- og naturgoder til bruk i samfunnsøkonomiske analyser et komplisert og omstridt tema. Enerгимyndighetene har konkludert med at i enkeltsaker er andre metoder for vurdering av virkninger for miljø, lokalsamfunn og andre arealinteresser mer hensiktsmessige og gir et bedre beslutningsgrunnlag. Eksempler på viktige hensyn som vurderes i konsesjonsbehandlingen uten å prissettes er visuelle virkninger og påvirkning på naturmangfold, kulturminner og -miljøer, friluftsliv og rein-drift. Gjennomføring av betalingsvillighetsundersøkelser er ressurskrevende, samtidig som anslagene ofte både er beheftet med usikkerhet og van-

Boks 6.5 Metoder for å inkludere miljøgoder i samfunnsøkonomiske analyser

Überørt natur, et vakkert kulturlandskap og naturmangfold er eksempler på fellesgoder som ikke omsettes i et marked og som det derfor er komplisert å prissette. Det er delte meninger om hvilke metoder som er mest velegnet for å integrere verdien av fellesgoder i samfunnsøkonomiske analyser.

En gruppe metoder prissetter miljøgoder basert på å utlede hvilken betalingsvillighet berørte individer har for godet. Den mest brukte verdsettelsesmetoden tilhører gruppen «oppgitte preferanser» og kalles «betinget verdsettelse». I en spørreundersøkelse spørres den relevante brukergruppen direkte om hva de er villige til å betale for å ha godet tilgjengelig, eller eventuelt hvor mye de er villige til å akseptere i kompensasjon for å godta en forringelse i tilgjengeligheten. Et gjennomsnitt av denne betalingsvilligheten multiplisert med antall personer i det aktuelle godets brukergruppe, kan så benyttes som et uttrykk for godets verdi i en samfunnsøkonomisk analyse.

Betalingsvillighetsundersøkelser er imidlertid utfordrende på flere måter. Det kan stilles spørsmål om den potensielle brukeren oppgir samme verdi i en spørreundersøkelse som dersom han/hun faktisk måtte ha betalt summen og det er utfordringer knyttet til framstilling av spørsmålene og endringen i kvalitet i miljøgodet. Dernest kan det være usikkerhet knyttet til hvem som defineres som berørt. Mer grunnleggende er det også faglig uenighet om forutsetningene betalingsvillighetsundersøkelser er basert på. De som stiller spørsmål ved slike metoder peker på at ikke alle verdier kan måles på en lineær skala, at tap i verdi av et gode ikke nødvendigvis kan kompenseres med økning av et annet gode med andre egenskaper og at individer tar beslutning ut fra ulike typer rasjonalitet i ulike sosiale situasjoner. Det stilles også spørsmål ved om det er riktig å forutsette at individer er de ultimate «dommere» som har velinformerte preferanser for et hvert gode.

Utvalg IV nedsatt for vurderinger av sjøkabelalternativet for kraftledning mellom Sima og Samnanger så på samfunnsøkonomiske virkninger av eventuelt å velge sjøkabel. Utvalget skriver følgende om vurdering av bruk av metoder for prissetting av miljø- og naturgoder:

«Prissetting av miljø- og naturgoder til bruk i samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsanalyser er et omfattende og til tider omstridt tema innen fagområdet, se Hanley og Barbier (2009). Det er mange fallgruver i forhold til metodene som benyttes for å måle betalingsvillighet og analysene er kostbare å gjennom-

føre. Når resultatene i tillegg gir rom for tolkninger, begrenser slike analyser relevansen for bruk i konkrete prosjekt.»

Utvalget oppsummerer at det er gjennomført to betinget verdsettelsesstudier i Norge av betalingsvillighet for å slippe estetiske virkninger av kraftledninger. Utvalget finner at kun en studie gjort av SWECO på oppdrag fra Statnett i 2009 har overføringsverdi for Sima- Samnanger prosjektet og skriver følgende om undersøkelsen:

«En av konklusjonene fra studien er at estetikk ikke kan måles i km ledning, da det ikke fremkommer høyere betalingsvillighet for lange strekninger enn korte. Svarene fra undersøkelsen sår også tvil om nytten av slike analyser, da det ikke er avdekket høyere betalingsvillighet for dem som bor nær linja (synlig) enn dem som bor lengre unna. Analysen konkluderer imidlertid med at kabling i tettbebygde strøk foretrekkes fremfor i fjord/høyfjellsstrøk, noe som er forenelig med dagens praksis for kabling i distribusjonsnettet. Skogsterrang og dalbunn er landskapstyper som er lavest prioritert for å unngå inngrep fra kraftlinjer.»

Gjennomføring av betalingsvillighetsundersøkelser er ressurskrevende, samtidig som anslagene ofte både er beheftet med usikkerhet og vanskelig fanger opp all den informasjon og detaljer som kreves for et fullverdig beslutningsgrunnlag. Derfor benyttes i mange sammenhenger heller kvalitative metoder. Dette kan integreres i en nytte-kostnadsanalyse, en multi-kriterieanalyse kan benyttes eller vurderingene kan som i et konsesjonsvedtak ha en verbal form. Det sentrale er at fakta og vurderinger fremstilles på en oversiktlig og systematisk måte og at ikke-prisatte faktorer inngår på lik linje som prissette virkninger i vurderingen av om et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke.

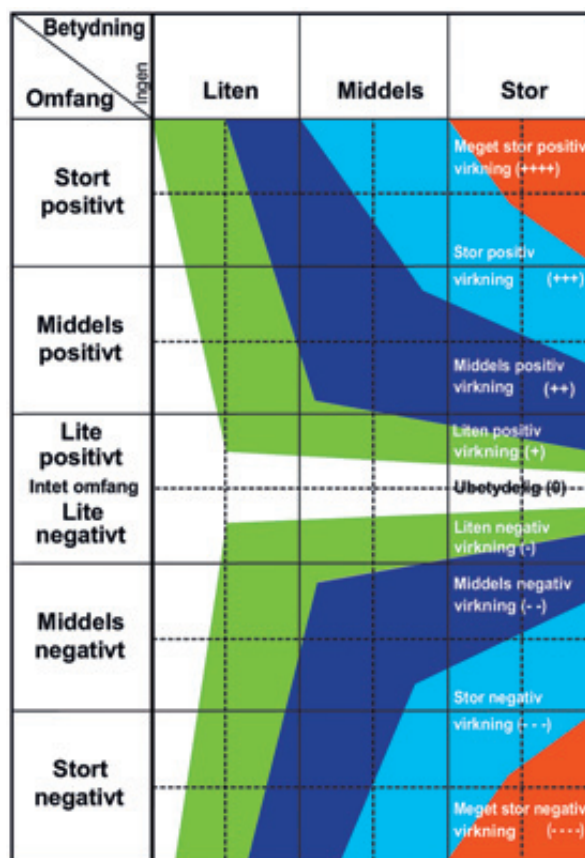
Finansdepartementet og Direktoratet for økonomistyring sine veiledere for samfunnsøkonomisk analyse peker på bruk av konsekvensmatriser eller «pluss-minusmetoden» som en nyttig metode for å systematisere virkninger som det ikke er faglig eller etisk forsvarlig å verdsette i kroner og som heller ikke lett lar seg tallfeste i fysiske størrelser. Dette er en metode som er mye brukt i konsekvensutredninger, herunder i forbindelse med konsesjonssøknader om kraftledninger, jf. eksempelvis boks 6.1.

Boks 6.5 (forts.)

Tre begrep står sentralt ved bruk av konsekvensmatriser: betydning (eller «verdi»), omfang og konsekvens. Først gjøres en vurdering av *betydningen* til det aktuelle miljøet, området eller objektet. Basert på fagkunnskap, data og så objektive kriterier som mulig plasseres det aktuelle objektet i en betydningskategori, for eksempel liten – middels – stor. Vurderingen må begrunnes. Neste trinn i metoden er å vurdere hvilket *omfang* av endringer tiltaket antas å skape for de aktuelle områdene/miljøene som er vurdert med hensyn til betydning, og graden av disse endringene. Også her lages en kvalitativ skala fra lite omfang til stort omfang, med skille mellom positive og negative virkninger, som tiltaket etter en faglig vurdering rangeres etter. For eksempel vil irreversible virkninger vanligvis anses som mer inngripende i et miljø enn reversible virkninger, og dermed bli vurdert å ha større omfang. Ved å sammenholde vurderingene av betydning og omfang utledes en vurdering av tiltakets *konsekvens*. Figur 6.3 er et eksempel fra Direktoratet for økonomistyring på en konsekvensmatrise med tre betydningskategorier (langs den horisontale akse) og syv omfangskategorier (langs den vertikale akse). Dette gir en midtelt skala for konsekvens, fra meget stor positiv konsekvens (+ + + +) til meget stor negativ konsekvens (- - - -).

Ved å vurdere betydning, omfang og dermed konsekvens for alle alternative tiltak og for hver av de aktuelle typer ikke-prissatte virkninger, vil man systematisere og gjøre vurderingene av ikke-prissatte virkninger mer oversiktlige. Finansdepartementet og Direktoratet for økonomistyring understreker imidlertid i sine veiledere at det ikke er noen automatikk i at alle konsekvenser skal ha like stor vekt eller styrke når man gjør en samlet vurdering av konsekvensene av et tiltak. Ved sammenstilling av ulike typer konsekvenser må det følgelig gjøres en konkret vurdering basert på faglige føringer, og det bør opereres med strenge krav til begrunnelse. I tilfeller hvor det er umulig å gjøre en slik sammenstilling uten samtidig å foreta politiske prioriteringer, kan det være ryddigst at sammenstilling av hvilket tiltak som er «best» (flest/mest tungtveiende plusser) og «dårligst» (flest/mest tungtveiende minuser) overlates til beslutningstaker. Hensikten med en slik øvelse er å synliggjøre hvorvidt de samlede ikke-prissatte virkningene av tiltaket bidrar positivt eller negativt til netto nytte.

Verdsetting av miljøgoder er et omfattende tema hvor det er delte meninger om hvilke metoder som er mest velegnet for å integrere verdien av fellesgoder i samfunnsøkonomiske analyser. FN-initiativet The Economics of Ecosystems and Biodiversity (TEEB) har laget et omfattende studie om de globale økonomiske nytteverdiene av naturens mangfold og de tjenester den representerer. Miljøverndepartementet har høsten 2011 nedsatt et ekspertutvalg innen verdsetting av økosystemtjenester som blant annet skal se nærmere på TEEB-studiets overføringsverdier for norske forhold og metoder for synliggjøring av naturgoder i beslutningsprosesser. Arbeidet skal kunne ut i en Norsk offentlig utredning (NOU) høsten 2013.



Figur 6.3 Eksempel på konsekvensmatrise

Kilde: Senter for statlig økonomistyring

skelig fanger opp all den informasjon og detaljer som kreves for å gjøre en fullverdig vurdering i konsesjonsbehandlingen. Det er sentralt at fakta og vurderinger som gjøres fremstilles på en oversiktlig og systematisk måte og at dokumentasjon det vises til er etterprøvable. Det skal fremgå hvordan de ulike hensynene er vektlagt.

Gjennom konsekvensutredninger blir betydningen av verdiene som finnes i det aktuelle området dokumentert, og det vurderes i hvilket omfang prosjektet eventuelt vil påvirke disse verdiene. Vurderingene av verdi/betydning, omfang og konsekvens systematiseres som regel gjennom bruk av en konsekvensmatrise, jf. boks 6.5. Dette bidrar til at det er lettere å sammenstille en oversikt som oppsummerer de ulike virkninger ved alternativene under vurdering. Bakgrunnsinformasjonen om de aktuelle fagtemaene er imidlertid avgjørende for nærmere planlegging og vurdering av prosjektet, samt vurdering av hvilke avbøtende tiltak som eventuelt kan redusere negative virkninger.

De forskjellige hensynene som kan bli berørt av en kraftledning gjør seg gjeldende med ulik styrke avhengig av hvordan traséen planlegges. En typisk situasjon er de motstridende interessene som ligger i en avveining mellom hensynet til å unngå nærføring og visuelle virkninger for bebyggelse opp mot hensynet til å unngå bygging i inngrepsfrie naturområder og konflikter med utmarksinteresser, som for eksempel reindrift.

Nasjonale mål og internasjonale forpliktelser vedrørende blant annet urfolks rettigheter, naturmangfold, klima og fornybar energi kommer både direkte og indirekte inn i konsesjonsbehandlingen. Både i vurderingen av om prosjektet bør gis tillatelse og i vurderingen av trasé og avbøtende tiltak inngår prissatte og ikke-prissatte virkninger på lik linje i vurderingen av om et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke. Sentralt i den sistnevnte vurderingen er å veie de ulike virkninger for natur, andre arealinteresser og lokal-samfunn ved de ulike alternative traséene opp mot hverandre.

6.5.3 Tilrettelegging for ny fornybar kraftproduksjon og store endringer i forbruk

Forventet nytt forbruk eller ny produksjon er ofte en viktig del av begrunnelsen for et kraftledningsprosjekt. Det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet og innlemmelse av fornybardirektivet i norsk energipolitikk medfører betydelige krav til netttbygging. For petroleumsvirksomheten krever regjeringen at det skal vurderes kraft fra land som

energiløsning for nye felt og ved større ombygginger av eksisterende felt. Av hensyn til utslipp av klimagasser er det sterke begrensninger i hvilke typer produksjonskapasitet det er ønskelig å bygge ut. Produksjon av fornybar energi gir lave utslipp av klimagasser, og økt produksjon av fornybar energi er viktig i klimasammenheng. Et godt utbygd og moderne strømmett er en forutsetning for verdiskapning og et klimavennlig energisystem.

I den samfunnsøkonomiske analysen skal verdien av å knytte til den nye kraftproduksjonen eller det nye forbruket tas med. Verdien av ny kraftproduksjon og nytt forbruk avhenger av flere forhold som det kan være knyttet stor usikkerhet til, som kraftpriser og andre markedsforhold. I den samlede vurderingen av et nettprosjekt skal myndighetenes rammer legges til grunn. Nettselskapet skal da ta hensyn til overføringsbehov som utløses for eksempel som følge av elsertifikatmarkedet. Andre eksempler kan være rammer som gjør noen produksjonsteknologier urealistiske eller rammer som utløser et forbruk.

At tilknytningsplikt er innført, jf. Ot.prp. 62 (2008–2009), har betydning for netttutviklingsprosjekt som planlegges for å knytte til nytt forbruk eller ny produksjon. Tilknytningsplikten innebærer at forbruk bare i ekstraordinære tilfeller kan nektes nettilknytning. For produksjon innebærer tilknytningsplikten at alle samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekt har rett til å bli knyttet til nettet. Dersom nettselskapet mener løsningen ikke er samfunnsmessig rasjonell, må dette dokumenteres og selskapet må søke om unntak. For både forbruk og produksjon kan tilknytning først skje når eventuelle tiltak som gjør tilknytningen driftsmessig forsvarlig er gjennomført, jf. også vilkårene som ble satt for tilknytning av kompressorer på Troll A-plattformen i Nordsjøen omtalt i 3.6.1.

Statnett, som systemansvarlig og sentral-nettseier, har et spesielt ansvar for å tilrettelegge for store forbrukere av kraft, netttbygging og produksjon. Som tilrettelegger skal foretaket være tidlig ute, ha god informasjon om utviklingen og søke å finne løsninger på overføringsoppgavene. Statnett skal legge til rette for tilknytning av fornybar kraftproduksjon innenfor rammene av hva som er samfunnsmessig rasjonelt. Videre skal Statnett bidra til å muliggjøre utvikling i kraftforbruk, for eksempel i petroleumssektoren. Statnett skal involvere seg i og holdes orientert om utviklingen av underliggende nett.

Det kan ha stor betydning for nettkostnadene hvor nytt forbruk eller ny produksjon etableres. Dersom det er ledig kapasitet i nettet kan produksjon eller forbruk knyttes til uten vesentlige kost-

Boks 6.6 Samordning av vindkraft og nett på Fosen

I 2010 ga NVE konsesjon til en ny om lag 120 km lang 420 kV-kraftledning fra Namsos, via Roan, til Storheia transformatorstasjon, 62 km ny 132 kV-kraftledning og fire vindkraftverk på Fosen. 40 km eksisterende kraftledning skal saneres. NVE la vekt på å koordinere behandlingsprosessen av de over tyve meldingene og søknadene om vindkraftverk som forelå og samordne dette med tilhørende kraftledninger. NVE mener det ga god kunnskap om samlede regionale virkninger av prosjektene.

Samordnet konsesjonsbehandling har medført lang behandlingstid, men krav om samtidighet har gitt muligheten til å vurdere hva som er den mest fornuftige totalpakken. Dette har styrket vurderingsgrunnlaget både for berørte interesser som blant annet rein-driften og for konsesjonsmyndigheten. NVE har kunnet prioritere mellom alle prosjektene, og den løsningen NVE har gitt konsesjon til innebærer blant annet at en i fremtiden unngår parallelle regional- og sentralnett mellom Åfjord og Roan. Flere av NVEs vedtak er imidlertid påklaget til OED. Klagebehandlingen vil avgjøre hva den endelige totalløsningen blir.

nader, men dersom det er store flaskehals for nyetableringer vil ny produksjon eller nytt forbruk kunne kreve store nettinvesteringer. Det er gunstig å etablere ny fornybar kraftproduksjon i områder hvor det er ledig nettkapasitet eller planer om nettinvesteringer eller nært forbruk. Et viktig tiltak for å få dette til er at NVE i konsesjonsbehandlingen av vindkraft og vannkraft tar hensyn til nettkapasiteten i det aktuelle området. Prosjekter i områder hvor rask nettilknytning er mulig blir prioritert. Når det er hensiktsmessig behandles søknader om nett og produksjon koordinert. Konsesjonsbehandlingen av vindkraftprosjekter gjøres i hovedsak regionvis og samordnes med konsesjonsbehandlingen av nødvendige anlegg for nettilknytning. Et eksempel er vindkraftprosjekter og bygging av ny 420 kV-ledning på Fosen, se boks 6.6. Det er viktig med et godt samarbeid mellom utbyggere og nettselskap, og særlig Statnett som sentralnettseier har en spesiell rolle, jf. avsnitt over.

6.5.4 Økt overføringskapasitet og reduserte prisforskjeller

Reduserte flaskehalskostnader er ofte en viktig del av begrunnelsen for en nettinvestering. Hvis det er begrensninger i overføringskapasiteten fra et område til et annet, vil økt overføringskapasitet bidra til en mer effektiv ressursutnyttelse. Det skjer ved at produksjonskapasitet med lavest kostnader kan benyttes uavhengig av hvilket område den ligger i, og tilsvarende kan forbruket med høyest betalingsvilje møtes. Disse effektene kan langt på vei prissettes.

Begrensninger i overføringskapasitet eller flaskehals håndteres i dag ved prisområder eller spesialregulering, jf. kapittel 2. Hvis flaskehalsene reduseres vil det føre til likere eller like priser i områdene eller lavere kostnader for spesialregulering.

Regjeringen vil føre en næringspolitikk som legger til rette for like vilkår for næringsutvikling i hele landet og at hele landet kan tas i bruk

Regjeringens mål er at det skal være tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder. Prisområder skal ikke erstatte tiltak i nettet som utbedrer en for svak overføringskapasitet. Blant annet skal nettinvesteringer gjøres i tide, slik at forskjeller i pris ikke hindrer en forbruksutvikling som samlet sett er til nytte for samfunnet.

Det er likevel nødvendig i driften av nettet å benytte prisområder som virkemiddel for å sikre at produksjon og forbruk tilpasser seg gjeldende nettforhold. Når ulike områder har forskjeller i pris, blir behovet for nettførsterkninger synliggjort. I driften av kraftsystemet bidrar prisområder til å bedre krafttilgangen og forsyningssikkerheten i et område og er et nødvendig virkemiddel. Med prisområder vil produsenter og forbrukere stå overfor en pris som tar hensyn til begrensninger i nettkapasiteten inn og ut av området.

Pris er et tydelig og viktig signal om knappheten på energiressursene i et område. Ved å øke overføringskapasiteten mellom områdene vil prisforskjellene reduseres. En lønnsom investering i økt overføringskapasitet innebærer at nytten av den økte overføringskapasiteten er høyere enn kostnadene. Alle virkninger av investeringen, blant annet prisvirkninger, må tas med når investeringer i overføringskapasitet vurderes.

6.5.5 Samlet vurdering av kraftsystem regionalt; tilknytningspunkter og sanering

For å redusere ulemper og øke nytten ved bygging av kraftledninger er det svært viktig at riktig utforming av nettløsning regionalt velges. God koordinering av nettplanleggingen innen og på tvers av regioner, nettnivå og netteiere er viktig for å redusere ulemper, både i form av kostnader for nettkundene, inngrep i natur og landskap og påvirkning på tredjeparter. Både nettselskapene og energimyndighetene har viktige roller for å

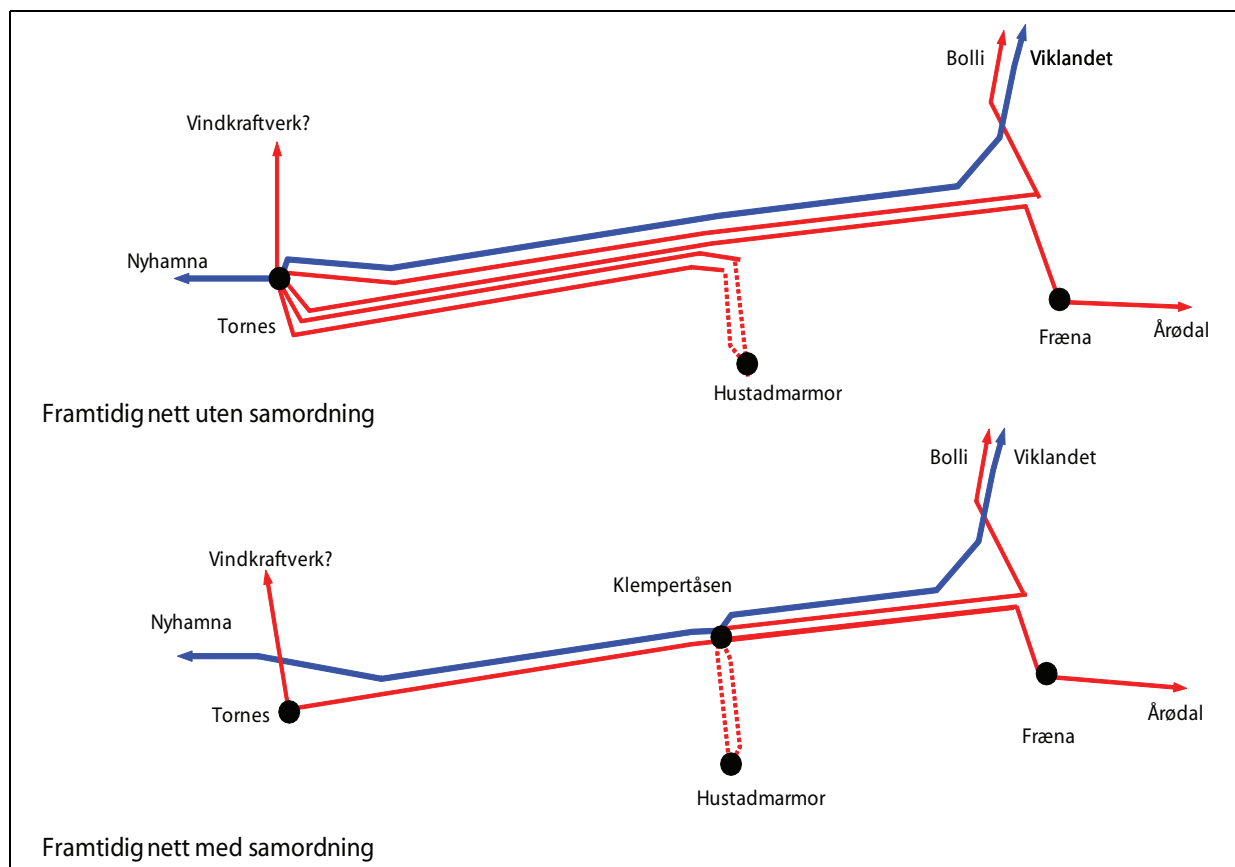
sikre at dette skjer. Det ble i Ot.prp. nr. 62 (2008-2009) understreket at NVEs konsesjonsbehandling skal legge økt vekt på å se energisystemet i de ulike regioner i sammenheng, på tvers av spenningsnivåene. I alle nye konsekvensutredningsprogram for regional- og sentralnett settes det krav om en vurdering av muligheter og behov for nye tilknytningspunkter i kraftsystemet, sanering og omstrukturering av nett som kan øke nytten eller redusere den totale belastningen regionen påføres av kraftledninger. Det er betydelig større bevissthet rundt dette nå enn for bare to – tre år siden.

Boks 6.7 Eksempler på samlet vurdering av kraftsystemet regionalt

420 kV-ledning Istad – Nyhamna

NVE ga i 2007 konsesjon til en 420 kV-kraftledning fra Istad til Nyhamna. I denne saken samarbeidet regionalnettseier Istad Nett og Statnett

om nettløsningen i Fræna. To regionalnettsledninger på 132 kV (rød strek i figur 6.4) kunne saneres ved etablering av ny 420 kV-ledning (blå strek i figur 6.4) og ny transformatorstasjon.



Figur 6.4 Eksempel på at samarbeid på tvers av nettselskap kan gi resultater.

Kilde: Istad Nett AS

Boks 6.7 (forts.)



Figur 6.5 Det øverste bildet er situasjonen før 420 kV-ledningen ble etablert. Det nederste bildet viser 420 kV-ledningen som NVE ga konsesjon til, og som sammen med ny Fræna transformatorstasjon gjorde det mulig å sanere to regionalnettsledninger

Kilde: Istad Nett AS

Ørskog – Sogndal

Også i forbindelse med konsesjonsbehandlingen av 420 kV-ledningen Ørskog – Sogndal har

NVE lagt vekt på å vurdere muligheten for systemtiltak på regionalt nivå. NVE fastsatte krav om utredning av mulighetene for sanering av eksisterende nett ved etablering av den nye 420 kV-ledningen og nye transformeringspunkter. Statnett og de aktuelle regionalnettseierne nedsatte en gruppe som arbeidet med å finne de beste systemløsningene og se de ulike nettnivåene i regionen i sammenheng. NVE fattet vedtak i saken i 2009. Vedtaket ble påklaget til OED fra flere hold.

I konsesjonen fra NVE i 2009 fikk Statnett tilatelse til å bygge 280 km med ny 420 kV-ledning, mens det samtidig ble satt krav om sanering av til sammen 110 km 300 kV- og 132 kV-ledninger. I OEDs delvedtak ble kravet om sanering av 110 km ledning opprettholdt. OEDs endelige vedtak innebar at ytterligere 60 km med 132 kV-ledninger skal saneres. Det er også satt omfattende miljøkrav i anleggskonsesjonen for å sikre at ledningen bygges på en best mulig måte.

Grunnarbeidet fra nettselskapene og NVE, med en regional tilnærming til utformingen av nettet, har gitt regionen en langt bedre nettløsning. Etableringen av en rekke nye tilknytningspunkter ved transformatorstasjoner har både gjort det mulig å rydde opp i gammelt nett og gi økte muligheter for innmating av ny fornybar vind- og vannkraftproduksjon. Det er omfattende planer om småkraft og vindkraft i området. Økt grad av transformering innebærer økte investeringskostnader, men bidrar til en mer fleksibel nettstruktur som på sikt vil kunne gi ytterligere gevinster lokalt gjennom restrukturering av eksisterende nett.

Økt antall og/eller fremtidsrettet plassering av transformeringsstasjoner kan bidra til å legge til rette for nye forbrukere og for innmating av ny fornybar produksjon. Der det ikke går ut over forsyningssikkerheten, skal samfunnsmessig rasjonell omstrukturering og sanering av eldre nett på lavere spenningsnivå vurderes. Tiltak på disse anleggene kan ofte være mer effektive av hensyn til miljø og lokalsamfunn enn tiltak på nye anlegg. Også ved søknad om fornyelser av konsesjoner til

overføringsanlegg i sentral- og regionalnettet skal det gjøres en vurdering av kraftsystemet i regionen med tanke på eventuelle samtidige og/eller fremtidige samfunnsmessig rasjonelle nedlegginger, avbøtende tiltak eller andre justeringer.

En god koordinering av utviklingen av nett og produksjon er viktig for å fremme en samfunns- og miljømessig fornuftig utvikling av kraftsystemet. I denne sammenheng er blant annet de senere års koordinering av konsesjonsbehandlin-

gen av nett- og produksjonsprosjekter et viktig grep, jf. 6.5.3. Å arbeide aktivt for å finne muligheter for å bidra til å redusere ulemper og øke nytten av nettutbygginger er et delt ansvar mellom nettselskapene og NVE. Boks 6.7 viser noen eksempler på hvordan et regionalt perspektiv og samarbeid på tvers av nettnivåer kan gi gode totalløsninger. Eierstruktur kan være en utfordring ved regional koordinering av nettutviklingen og hensynet til forsyningssikkerhet må alltid tas med i vurderingen. Departementet forventer at Statnett og andre netteiere sammen vil se på mulighetene for samtidige og/eller fremtidige samfunnsøkonomisk lønnsomme nedlegginger, avbøtende tiltak eller andre justeringer, både i forbindelse med planlegging av nettprosjekt og i kraftsystemutredninger og nettutviklingsplaner.

6.5.6 Oppgradering av eksisterende nett og effektiv bruk av eksisterende traséer

Spenningsoppgraderinger innebærer ofte mindre miljøpåvirkning enn å bygge en helt ny ledning fordi eksisterende trasé kan brukes, jf. kapittel 2. Det er ofte betydelige fordeler, blant annet miljømessig og for lokalsamfunn, ved å bruke eksisterende trasé. Regjeringen ser det som positivt om nettselskapene finner løsninger som gir økt overføringskapasitet uten vesentlige nye inngrep, slik som spenningsoppgraderinger kan være.

Spenningsoppgradering kan innebære at store deler av ledningen som skal oppgraderes må kobles ut mens arbeidet pågår. Det må derfor være nok kapasitet i det resterende nettet for å kunne ha en tilfredsstillende forsyningssikkerhet i anleggsperioden. Dette innebærer at spenningsoppgraderingsprosjekter må komme i gang tidlig og før det er for store overføringsbegrensninger i nettet. Å ha tilstrekkelige marginer i nettet er nødvendig for å kunne gjennomføre slike tiltak.

6.5.7 Bevissthet om å holde kostnadene nede

I den offentlige debatten om konkrete prosjekter er det ofte stor oppmerksomhet om forsyningssikkerhet og miljøvirkninger. De målbare kostnadene ved et ledningsprosjekt er imidlertid også viktige. Ved dagens finansiering av nettutbygging er det forbrukerne som betaler størstedelen av utgiftene. Per forbrukt enhet er betalingen høyest hos alminnelige forbrukere. At prosjektene vurderes som samfunnsøkonomisk lønnsomme innebærer at samfunnets nytte av prosjektet er større enn kostnaden ved å gjennomføre det. Likevel er det

nødvendig å være oppmerksom på at investeringskostnadene gir økte tariffer for nettkundene. Nettselskapene og konsesjonsmyndighetene må derfor legge vekt på at det ikke påløper urimelig høye kostnader ved valg av løsningen. Selv om et tilstrekkelig antall alternative løsninger må utredes for å gi et godt beslutningsgrunnlag for konsesjonsbehandlingen, er det også viktig at det ikke utredes løsninger som det ikke kan være aktuelt å bygge ut.

6.6 Nettkonfigurasjoner med Norden og andre land

6.6.1 Norden

Det er lange tradisjoner for et tett samarbeid om kraftsektoren i Norden, se nærmere omtale i boks 6.8. Regjeringen ønsker at dette tette samarbeidet, også om nettutvikling, fortsetter.

En samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet tilsier at en velger de prosjektene der nytten er størst sammenlignet med kostnadene. En god anvendelse av dette prinsippet er at naboland også bør ta i betraktning hverandres nytte og kostnader. Samtidig er det hvert enkelt land som finansierer nettutbyggingene i landet og får miljøkostnadene. Det bør imidlertid ikke hindre en god koordinering av prosjektene. En samlet nytte- og kostnadsvurdering vil bidra til en god koordinering, men samtidig må det arbeides for å finne fellesfinansieringer som gjenspeiler de enkelte landenes nytte og kostnader. Det skal alltid være mulig at en investering som gir samlet positiv nytte for to land gjennom en hensiktsmessig fordeling av kostnader og inntekter også gir en positiv nytte for hvert av landene

For Norge er det naturlig at en slik samlet nytte- og kostnadsanalyse tar hensyn til virkninger i de andre nordiske landene. Slike vurderinger vil i første rekke være aktuelt for Statnett. I tillegg bør nytte- og kostnadsvirkninger i land utenfor Norden også tas hensyn til når det er mulig og hensiktsmessig. Regjeringen vil at nettselskapene i sin nettplanlegging i størst mulig grad ser på alle nytte- og kostnadsvirkninger ved en nettinvestering, også de som kommer i andre land. For å identifisere slike virkninger er det nødvendig med et tett samarbeid mellom nettselskaper på tvers av landegrensene.

Det er et tett samarbeid om kraftmarkedet i Norden. På det nordiske energiministermøtet i 2010 var nordiske nettinvesteringer et sentralt tema. Der besluttet man:

Boks 6.8 Nordisk samarbeid om kraftsektoren

Det nordiske kraftsamarbeidet har en lang historie. Allerede i 1920 ble den første nordiske overføringsforbindelsen lagt som en sjøkabel over Øresund mellom Danmark og Sverige. I 1959 kom den første forbindelse mellom Finland og Sverige og i 1960 den første mellom Norge og Sverige.

Det ble også tidlig klart at, på samme måte som at kraftsystemet internt i Norge måtte ha en overordnet koordinering, måtte også det nordiske samarbeidet koordineres. Etter initiativ fra Sverige ble det derfor i 1963 opprettet en samnordisk organisasjon på området: Nordel.

Utover 1960- og 70-tallet ble det bygget ut flere overføringsforbindelser mellom landene, og det ble naturlig med et tettere samarbeid om kraftutveksling og samkjøring. De første overføringsforbindelsene ble bygget med tanke på å forsyne ett område med kraft fra et annet, men etter hvert ble samkjørings- og utvekslingshensyn den viktigste begrunnelsen. Det ble klart at en ved økt samkjøring mellom nabolandene ville kunne utnytte produksjonsressursene mer effektivt.

På 1990-tallet tok det nordiske samarbeidet et betydelig steg fremover. Norge innførte i 1991 lovverk som innebar betydelige kraftmarkedsreformer, og i løpet av 1990-tallet var slike reformer gjennomført i alle de nordiske landene. Markedsbasert omsetning av kraft hadde allerede siden opprettelsen av foreningen Samkjøringen i 1971 vært en del av det norske kraftsystemet. Etter opprettelsen av Statnett ble Sam-

kjøringen en del av det nye statsforetaket og omdøpt til Statnett Marked i 1993.

I 1995 ga de nordiske ministrene sin støtte¹ til arbeidet om en felles nordisk markeds plass, og i 1996 ble Nord Pool mellom Norge og Sverige opprettet – verdens første internasjonale kraftbørs. Tariffer på grensen ble fjernet, og handelen på Nord Pool, og dermed også den fysiske kraftflyten, kunne derfor foregå på en integrert måte i landene. Finland ble med i 1998 og Danmark i 2000. Børsen var eid av de fire landenes systemoperatører Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid og Energinet.dk.

Siden opprettelsen organiserte Nord Pool både den fysiske spothandelen og handelen med finansielle kraftderivater. Det ble etter hvert tydelig at den finansielle handelen ikke var av betydning for selve kraftforsyningen og i 2008 solgte systemoperatørene seg ut. I 2009 gikk Nordel inn i den europeiske organisasjonen for systemoperatører ENTSO-E og arbeidet organiseres i dag der.

Det nordiske samarbeid har fortsatt med full styrke de siste årene. I 2008 ble landene enige om hvordan flaskehalser i nettet skal håndteres og i 2010 om prinsippene for felles nordiske nettinvesteringer. Det viktigste arbeidet i årene fremover gjelder et felles sluttbrukermarked, integrering av kraft fra uregulerbare fornybare kilder og nordiske nettinvesteringer og -planer.

¹ Erklæring etter møtet i Nordisk Ministerråd i Louisiana, Danmark.

«Ministrene understreger, at investeringer i transmissionsnet, som skaber samfunnsøkonomisk nytte for det nordiske område, skal gennemføres. Nettinvesteringer, som er økonomisk rentable for det nordiske område, men hvor omkostningerne og fordelene er ulige fordelt mellem landene, vil blive gennemført ved at TSO'erne forhandler om fordelingen af udgifter og indtægter.»

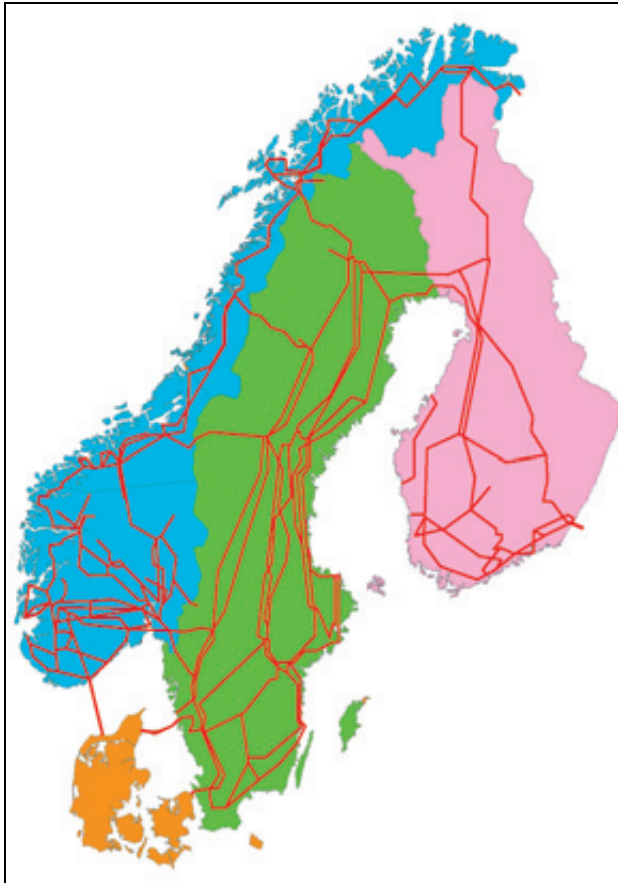
Dette vedtaket ivaretar hensynet til at det er de nordiske nytte- og kostnadsvirkningene som bør ligge til grunn for nettinvesteringer i de nordiske landene. Samtidig ivaretar vedtaket hensynet til samfunnsøkonomisk lønnsomhet for det enkelte

land ved å vise til at systemoperatørene forhandler om fordeling av inntekter og kostnader.

Nytte og kostnader skal være fordelt på en måte som ikke belaster nettkundene unødige. Nettselskapene har derfor også et ansvar for å gjennomføre forhandlinger som fordeler nytte- og kostnadsvirkninger av grensekryssende nettforbindelser på en slik måte at en nettforbindelse gir positiv nytte for hvert av landene.

6.6.2 Norge og Sverige

Tatt i betraktning den geografiske nærheten mellom Norge og Sverige, med en lang felles grense



Figur 6.6 Kart over overføringsnett i Norden

og de mange nettforbindelsene, er det ønskelig med et spesielt tett samarbeid om nettutviklingen.

Norge og Sverige har også inngått en avtale om et felles marked for elsertifikater. Dette innebærer blant annet at fornybarproduksjonen i utgangspunktet vil komme der hvor det er mest lønnsomt å bygge, uavhengig av landegrensene. Et robust nett vil være nødvendig for at den nye kraftproduksjonen skal bidra til økt forsyningssikkerhet. En fornuftig utbygging og utnyttelse forutsetter et godt samarbeid om nettutvikling. I overenskomst om prinsipper for videre utvikling av et felles marked for elsertifikater 9. desember 2009 uttalte den svenske næringsministeren Maud Olofsson og olje- og energiminister Terje Riis-Johansen:

«Ett velfungerende overføringsnett er nødvendig for at et felles elsertifikatssystem skal fungere, og det bidrar til økt forsyningssikkerhet i det nordiske markedet. Ministrene er enige om at den store satsningen på fornybar energi krever omfattende utbygging av overførings- og fordelingsnett i Norden. Det er etablert et nært nordisk samarbeid om utbygging og drift av nett, både på ministernivå, mellom de syste-

mansvarlige nettselskapene og regulatorene. En konkret handlingsplan om utbygging og drift av nett og øvrig samarbeid om utvikling av kraftmarkedet, ble vedtatt på ministermøtet i Umeå i 2008. I handlingsplanen legges det til grunn at de nettinvesteringer som det allerede er en overenskommelse om i de nordiske stamnettsforetakenes felles nettutviklingsplaner skal komme i gang så fort som mulig. Ministrene legger stor vekt på dette arbeidet, og vil bidra til gjennomføringen av strategiske overføringsforbindelser for å sikre utviklingen av fornybar elektrisitet i Norge og Sverige. Det skal være jevnlig kontakt på departementsnivå om utviklingen av viktige overføringsforbindelser.»

Et tett samarbeid mellom Norge og Sverige om nettutvikling vil være viktig for utnyttelsen av hele kraftsystemet og at nye investeringer blir gjort på en mest mulig effektiv måte. Et tett samarbeid vil også kunne gjøre det mulig at fordelingen av nytte og kostnader mellom landene ikke nødvendigvis bestemmes per nettprosjekt, men at det i stedet kan være tilfeller hvor det er fornuftig å se på en portefølje av prosjekter. Hvordan kostnadene fordeles i praksis er det opp til nettselskapene å vurdere og å bli enige om.

Statnett og Svenska Kraftnät har tradisjonelt hatt et godt og tett samarbeid. Dette gjelder ikke bare på nettutviklingsområdet, men også innen markedsorganisering og systemdrift. For eksempel har Statnett og Svenska Kraftnät felles ansvar for balansereguleringen i Norden. I 2010 ble det gitt ut en felles norsk-svensk rapport om nettutvikling hvor en fokuserte på de nettinvesteringene som vil kunne være nyttige i et norsk-svensk perspektiv.

6.6.3 Land utenfor Norden

Norge og de andre nordiske landene har flere forbindelser til land utenfor Norden. Ytterligere forbindelser er under planlegging. Forbindelsene bidrar til å bedre forsyningssikkerheten for strøm i Norge og i de landene som knyttes til det norske systemet. Forbindelsene bidrar også til å ta vare på og utvikle de verdiene som ligger i den norske vannkraften.

Vannkraften er sårbar for årlige svingninger i nedbøren selv med betydelig magasinkapasitet. Historiske data viser at variasjoner på så mye som 60 TWh fra et år til et annet år (rundt halvparten av normal produksjon) kan ikke utelukkes. Også andre uventede hendelser kan gi energiknapphet

Boks 6.9 Nea-Järpstrømmen

I 2010 ble kraftledningen Nea-Järpstrømmen ferdig oppgradert av Svenska Kraftnät. Oppgraderingen har vært viktig for kraftsituasjonen i Midt-Norge og har økt overføringskapasiteten inn til Midt-Norge med 400 MW, fra 1 600 MW til 2 000 MW.

Allerede rundt 1950 startet diskusjonene om det burde bygges en overføringsforbindelse mellom Norge og Sverige. Norge var i en situasjon hvor valutaeserver og penger fra marshallhjelpen var i ferd med å ta slutt. Det ble derfor foreslått at svenskene skulle investere i Nea-utbyggingen i Tydal kommune i Sør-Trøndelag mot at det ble lagt en overføringsforbindelse til Sverige. Stortinget vedtok i 1955 at overføringen skulle bygges og den ble satt i drift i 1960.

I forkant av beslutningen hadde det vært stor debatt, både lokalt og blant politikere på riksplan. Flere mente at kraften i stedet for å bli eksportert til Sverige heller burde brukes for å utvikle ny norsk industri. Men da overføringsforbindelsen ble satt i gang viste det seg at kraftflyten ikke gikk fra Norge til Sverige, men motsatt vei som følge av en ekstraordinær tørkeperiode. I årene som fulgte ble det bygget flere overføringsforbindelser mellom landene.

Ledningen ble bygget med en spenning på 220 kV, men ble oppgradert til 300 kV i 1976. Utover 1990-tallet utviklet det seg et behov for

reinvesteringer. Etter hvert som prosjektet ble utviklet valgte en å gå over til spenningsnivået 420 kV og arbeidet ble påbegynt av Statnett og Svenska Kraftnät i 2007.

Nea-Järpstrømmen har i løpet av sine 50 år gitt mye viktig lærdom for forvaltningen av det norske kraftsystemet. Tørkeperioden i 1960, og dermed importen over Nea-Järpstrømmen, viste tydelig hvordan et vannkraftsystem er avhengig av å ha et velutviklet strømmett. I tillegg har en sett at overføringsforbindelser innebærer kraftutveksling og at kraftflyten over tid vil gå begge veier.

En annen side av overføringen er at den i dag er spesielt viktig for kraftsituasjonen i Midt-Norge. Samtidig er det bare 25 km av forbindelsen som er på norsk side av grensen mens 75 km er på svensk side. Et godt samarbeid mellom Svenska Kraftnät og Statnett var derfor avgjørende da forbindelsen skulle oppgraderes. En kom fram til at Norge, som ville få store fordeler av linjen, skulle betale for deler av arbeid som ble gjort i Sverige. I årene fremover vil det kunne bli flere prosjekter med konsekvenser for begge land. Over 50 år med overføringsforbindelser mellom landene har gitt viktige erfaringer som vil bidra til at det gode samarbeidet kan forstette.

eller overskudd i perioder i tillegg til at det er betydelige årlige variasjoner i forbruket på grunn av temperaturer og konjunkturer. I år med lav produksjon i Norden, grunnet lave tilsig eller andre forhold, eller høy etterspørsel etter kraft, eksempelvis i år med kalde vintre, er utenlandsforbindelsene svært viktige for vår forsyningssikkerhet. Eksempelvis importerte Norge om lag 7 TWh i vinteren 2010/2011 (uke 48-12). Det utgjorde 13,5 prosent av Norges kraftforbruk i perioden. Dette illustrerer hvor viktig forbindelser til land utenfor Norden kan være for vår forsyningssikkerhet.

Gjennom kraftutveksling er det mulig å dra gjensidig nytte av forskjeller i produksjonssystemer og forbruksmønstre. Slik kan vi ta vare på verdiene som ligger i den norske vannkraften. Norsk vannkraft har vanligvis relativt små prisvariasjoner over døgnet, fordi den er billig og enkel å regulere. Imidlertid er det store prisforskjeller mellom sesonger og år, avhengig av tilsig, ned-

børsmengde, temperatur og overføringskapasitet. Andre energisystemer følger et annet mønster, ofte med store prisvariasjoner over døgnet, men mindre sesongvariasjon. Mye av produksjonen på kontinentet har høyere klimagassutslipp enn norsk kraftproduksjon. Bidraget til reduserte klimagassutslipp kommer inn i vurderingene gjennom prisingen av utslippene. På grunn av store oppstartskostnader er det gjerne dyrere å regulere varmebasert kraftproduksjon. Vindkraft har igjen et annet produksjonsmønster som følger vindforholdene.

Disse forholdene gjør at handelsgevinsten fra utenlandsforbindelsene bidrar til betydelig verdiskaping, uten at gjennomsnittsprisen på strøm i Norge nødvendigvis blir endret i særlig grad. Vannmagasinenes lagringsevne gjør at Norge kan importere når prisen er lavere på kontinentet, som om natten, i helger og ellers når det er et overskudd av vindkraft, og eksportere i timene på

dagtid med høyest pris kontinentet. Utsvekslingen gir en bedre samlet utnyttelse av kraftsystemet og øker verdien av den regulerbare vannkraften. I dagens system kommer handelsgevinsten alle nettkundene til gode ved redusert nettleie.

Norsk vannkrafts reguleringssevne forventes å bli nyttig for vindkraftsatsingen i Norge og på kontinentet. Den har i mange år vært viktig for den betydelige vindkraftproduksjonen i Danmark. Dansk vindkraftproduksjon er viktig i omleggingen til et kraftsystem med lavere klimagassutslipp. I år med mye nedbør eller dersom innenlands produksjon øker betydelig, vil det være effektiv ressursutnyttelse å gi muligheter for å kunne avsette en del av overskuddet i form av eksport.

På lik linje med nett i Norge vurderes utenlandsforbindelser ut fra samfunnsøkonomiske kriterier. En viktig forskjell er imidlertid at vurdering av handelsløsning og avtale mellom systemoperatørene inngår. En utenlandsforbindelse må ha både anleggskonsesjon og handelskonsesjon. De samfunnsøkonomiske vurderingene tilsvarer de som omtalt i 6.4 og 6.5. Som for nettprosjekt i Norge skal de prosjekt som er viktige for forsyningssikkerheten prioriteres høyest. At prosjektene bidrar til å ta vare på verdien i norske fornybare ressurser, i praksis særlig vannkraften, er også et sentralt element i disse vurderingene.

Ny utvekslingskapasitet vil ofte kreve investeringer i nettet i Norge. Det må tas hensyn til forhold i det norske kraftsystemet når nye utenlandsforbindelser vurderes. Det gjelder både behovet for forsterkninger innenlands og kraftsystemtekniske utfordringer. Statnett har gjennomført en studie hvor de har vurdert hva som kreves og vil være teknisk mulig å knytte til nye utenlandsforbindelser til Sørlandet i den neste tiårsperioden, jf. 3.6.2.

Etablering av utenlandsforbindelser avhenger av forhold både i Norge og i landet forbindelsen skal gå til. Blant annet vil det vanligvis forhandles med en motpart og det må tas hensyn til handelsmessige forhold og nettstruktur det andre landet. Dette gjør at det, i tidligere faser av prosjekt, vil kunne være hensiktsmessig å vurdere flere land og forbindelser enn det vil være aktuelt å bygge.

Regjeringen fremhever at nye utenlandsforbindelser skal etableres i den grad de er samfunnsøkonomisk lønnsomme. De eksisterende forbindelsene er viktige for forsyningssikkerheten i Norge og når nye forbindelser vurderes vil bidraget til å styrke forsyningssikkerhet i Norge være et viktig hensyn. Valg av handelsløsning på forbindelsen inngår også i vurderingen. Konsesjonssystemet

sikrer at etablering av nye forbindelser skjer stegvis.

6.6.4 Eierskap av utenlandsforbindelser

Hovedregelen i både i Norge og EU er at systemansvarlig for strømmettet tilrettelegger for kraftutvekslingen med andre land. Dette vil sikre at systemsikkerheten ivaretas og tredjepartsadgang til kabelen. Et annet viktig aspekt er at inntektene som genereres over kabelen skal brukes til nettinvesteringer, til å opprettholde kapasiteten i forbindelsen eller til å redusere nettleien.

Slik handelen på våre utenlandsforbindelser er organisert, vil norske kraftprodusenter og -forbrukere kun eksponeres for prisen på hjemmemarkedet og ikke prisen i markedet det handles med. Det er trolig noe av bakgrunnen for at ulike kraftprodusenter de siste årene har tatt ulike initiativ til å etablere kommersielle kabler. Dette krever imidlertid unntak fra EUs regelverk om hva inntektene skal brukes til og at visse andre kriterier må være oppfylt.

Produsenter må forventes å ha andre insentiver enn Statnett når det gjelder prisvirkninger, forsyningssikkerhet og systemsikkerhet. Dessuten er det Statnett som må stå for nødvendige nettforsterkninger innenlands som følger av blant annet nye utenlandsforbindelser. I utgangspunktet mener regjeringen at utenlandsforbindelser inngår i det norske sentralnettet.

6.6.5 På lenger sikt

På lenger sikt kan kapasiteten for reguleringssevne i Norge trolig økes, for eksempel gjennom økt effektinstallasjon og pumpekraftverk. Økning av reguleringssevnen vil stille store krav til nettet og kraftsystemet som helhet. Særlig pumpekraft avhenger av flere kritiske faktorer: fremtidig prisbilde og lønnsomhet, miljøvirkninger i vassdrag og nett og sosial aksept. Det er stor interesse for dette temaet i flere land i Europa. Økning i fornybar kraftproduksjon, som er et sentralt mål i Europa blant annet for å redusere klimagassutslipp, vil kreve mer reguleringssevne.

I dag er den samlede installerte kapasiteten i norske vannkraftverk, både med og uten regulerbare magasiner, på om lag 29 GW. Planlagt uregulerbar kraftproduksjon i Europa vil ha en kapasitet som flere ganger overstiger dette. Til sammen har Storbritannia og Tyskland planer om kapasitet på om lag 130¹ GW i vind- eller solkraftverk i 2020.

¹ <http://www.endseurope.com>

Behovet for reguleringsevne i Europa vil bli mye større enn det Norge kan dekke alene, men vi kan gi et bidrag over tid.

Det er naturlig å vurdere den langsiktige utviklingen i utenlandsforbindelser, blant annet på bakgrunn av utredningen til Energiutvalget. Organiseringen av utenlandshandelen med kraft på lang sikt må tilpasses den framtidige utviklingen i produksjonsmuligheter og forbruk.

6.7 Virkninger av kraftoverføringsanlegg for natur- og arealinteresser og regjeringens politikk for avbøtende tiltak

6.7.1 Innledning

Et ledd i å fremme de samfunnsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene, er å sikre at prosjektene som er nødvendige å bygge utformes skånsomt for naturmangfold, landskap, lokalsamfunn og andre arealinteresser. Det viktigste for å oppnå best mulig forhold mellom nytte og ulemper ved utbygging av kraftledninger er å velge riktig konsept og at eksisterende og nye kraftledninger som bygges blir utnyttet så effektivt og godt som mulig. Dette krever at utviklingen av energisystemet blir sett i sammenheng på tvers av regioner, energibærere og spenningsnivåer. I strategien for å ta økt hensyn til miljø, estetikk og lokalsamfunn i kraftledningssaker, som ble lagt fram i Ot.prp. nr. 62 (2008-2009), ble dette omtalt som systemmessige tiltak på regionalt nivå. I denne meldingen er temaet omtalt i 6.5.5.

Etter at den overordnede nettløsningen er valgt, gjenstår fortsatt en rekke vurderinger og tiltak som gjøres for å sikre at enkeltanlegg for kraftoverføring bygges så skånsomt som mulig. I det videre redegjøres det nærmere for hvilke virkninger kraftoverføringsanlegg på ulike spenningsnivå og ved valg av henholdsvis luftledning og sjø- eller jordkabel kan ha i form av visuelle virkninger og påvirkning på naturmangfold, verneområder, kulturminner og -miljø og reindrift, jf. også 2.7. For hvert tema/type virkning redegjøres det for regjeringens politikk for avbøtende tiltak som kan redusere negative virkninger. Dette er sentrale tema i mange kraftledningssaker, men ikke utømmende for vurderingene som gjøres. Virkninger for natur, miljø og samfunn i vid forstand skal alltid utredes og vurderes, herunder også virkninger for friluftsliv og rekreasjon, jord- og skogbruk, andre utmarksnæringer, reiseliv og annet næringsliv, annen infrastruktur, bebyggelse, bomiljø og forsyningsikkerhet. I motsetning til i resten av meldingen omhandles alle tre nettni-

våer her. Utredninger og vurderinger av avbøtende tiltak er en viktig del av planleggings- og konsekvensprosessen, jf. kapittel 7.

Generelt kan det slås fast at riktig valg og justeringer av trasé er det viktigste tiltaket for å redusere negative virkninger av kraftledninger. Det innebærer ofte avveininger mellom hensynet til ulike samfunnshensyn som berøres. Eksempelvis kan hensyn til visuelle virkninger i lokalsamfunns nærmiljø eller hensynet til sikker bygging og drift av anleggene i mange tilfeller være i strid med hensyn til naturmangfold, utmarksnæringer som reindrift eller hensynet til å unngå fragmentering av sammenhengende naturområder. Avveininger må gjøres, og den totalt sett beste løsningen for samfunnet må etterstrebese.

I tillegg til alternative trasévalg og traséjusteringer, er kamouflasjetiltak, mastedesign, tiltak av hensyn til fugl og bruk av jord- eller sjøkabel sentrale tema innen avbøtende tiltak. Disse temaene omtales nærmere nedenfor, men er på ingen måte en uttømmende oversikt over tiltak som vurderes for å ivareta de miljø- og samfunnshensyn som skal vektlegges i konsesjonsbehandlingen. Ved vurderinger av virkninger på naturmangfold legges prinsippene i naturmangfoldloven kapittel II til grunn.

Avbøtende tiltak pålegges der konsesjonsmyndigheten vurderer at samfunnsnyttene av det avbøtende tiltaket er større enn kostnaden ved å gjennomføre det. Kostnader knyttet til gjennomføringen av avbøtende tiltak dekkes av tiltakshaver, men til syvende og sist av nettkundene.

6.7.2 Visuelle virkninger

6.7.2.1 Visuelle virkninger av kraftoverføringsanlegg

Ofte er det de visuelle virkningene for bebyggelse, naturlandskap, kulturmiljø, friluftsliv og turisme flest har meninger om når kraftledninger skal etableres eller ombygges.

Det er viktig å skille mellom synligheten av en kraftledning eller et kraftanlegg og opplevelsen av disse som landskapselementer når visuelle virkninger vurderes. Anleggenes synlighet avhenger av type anlegg (spenning, mastetype og linekonfigurasjon for luftledninger, arealbehov for endepunktsinstallasjoner og langs jord- eller sjøkabler), hvilken landskapstype den går gjennom, i hvilken grad omgivelsene (topografi og vegetasjon) kan skjule den og hvorvidt den er eksponert fra områder hvor mennesker ferdes.

Hvordan anleggene oppleves som landskapselementer må vurderes i lys av landskapets verdi,

hvor mange som ferdes i landskapet og hvor ofte. Opplevelsen av visuelle virkninger vil i stor grad være subjektiv og variere fra person til person og hvilken interesse som representeres. Hva som skal tillegges vekt når det gjelder visuelle virkninger vil avhenge av hvilke interesser som er knyttet til de ulike områdene ledningen går gjennom. I noen tilfeller vil landskapsverdiene i seg selv utgjøre det viktigste vurderingsgrunnlaget. I andre tilfeller vil brukerinteresser knyttet til bebyggelse, kulturmiljø, friluftsliv eller reiseliv tillegges vekt ved vurdering av ulike alternativer.

6.7.2.1.1 Spesielt om luftledninger

De visuelle virkningene varierer med kraftledningstype (spenning, mastetype og linekonfigurasjon). I distribusjonsnettet brukes i all hovedsak tremaster med ett eller to stolpebein. I regionalnettet er tremaster mest vanlig, men her er det større variasjon i utforming og materialbruk. Enkelte nettselskap benytter nesten kun stålmaster. På de høyeste spenningsnivåene er det nesten utelukkende stålmaster som blir brukt.

De visuelle virkningene bestemmes ikke bare av hvordan kraftledningene ser ut, men hvor i terrenget de går, type og farge på bakgrunnsvegetasjon etc. Ledninger i sentralnettet har høyere master og dermed økt synlighet, men planlegges generelt i større avstand til bebyggelse og jordbruksareal enn kraftledninger i distribusjons- og regionalnettet. Det er dessuten langt flere master per kilometer på lavere spenningsnivåer enn i sentralnettet. Se 2.6.1 for oversikt over vanlige mastetyper, samt mastehøyder, antall master per kilometer og bredde på rydde- og byggeforbudsbelte for de ulike spenningsnivåene.

6.7.2.1.2 Spesielt om jord- og sjøkabel

Virkningene av inngrepene ved jord- og sjøkabel avhenger av terreng og topografi, valg av kabelteknologi og spenningsnivå.

Jordkabel

Visuelle virkninger av jordkabelanlegg avhenger av terreng og topografi, valg av kabelteknologi og spenningsnivå. I anleggsfasen må all vegetasjon

Tabell 6.3 Arealbruk for jord- og sjøkabel

	Distribusjonsnett (22 kV) Vekselstrøm	Regionalnett (66-132 kV) Vekselstrøm	Sentralnett (300-420 kV) Vekselstrøm og likestrøm
Grøftebredde	1-3 m	Ca 1-6 m, bl.a. avhengig av antall kabelsett.	<i>Vekselstrøm jordkabel:</i> ca 10 m (2 kabelsett), inklusive ca 4 m vei. <i>Likestrøm jordkabel:</i> ca 8 m, inklusive ca 5 m vei. <i>Vekselstrøm sjøkabel:</i> opptil 100 m (2 kabelsett).
Arealbehov endepunktsinstallasjoner og kompenseringer-anlegg	Ikke behov for enstasjon for overgang mellom kabel og luft (muffestasjon), kun overgang i kraftig endemast.	Ikke behov for muffestasjon, kun overgang i kraftig endemast.	<i>Vekselstrøm jord- og sjøkabel:</i> Vanlig med stasjon for overgang mellom kabel og luft (muffestasjon) med arealbehov 650-2000 m ² . Kan også være behov for kompenseringer-anlegg med arealbehov 1000-1500 m ² underveis avhengig av lengde på kabelen. <i>Likestrøm jord- og sjøkabel:</i> Nødvendig med likerretteranlegg med arealbehov opp mot 2650 m ² og bygghøyde på 7-8 m.

fjernes over grøftetraséen. Dersom det er behov for sprenging av fjell vil sporene i landskapet bli permanente. For større jordkabelanlegg er det nødvendig med kjørbare adkomst langs kabeltraséen også i driftsfasen. Traséen vil normalt være båndlagt mot all annen utnyttelse enn konvensjonelt jordbruk. For øvrig vil det etter gjengroing hovedsakelig være arealkrevende installasjoner i endepunktene som vil kunne ha betydelige visuelle virkninger for omgivelsene. Tabell 6.3 gir en oversikt over arealbehov for kabler.

I endepunktene av kabelforbindelsen er det for de høyeste spenningsnivåene behov for store installasjoner. Størrelsen på endepunktsinstallasjonene vil variere mellom 650-2650 m² avhengig av teknologi og overføringsbehov. Det største arealet tilsvarer bruk av klassisk likestrømsteknologi. Ved bruk av vekselstrømsteknologi og konvensjonelle oljetrykkskabler vil det avhengig av lengden på kabelen også kunne være behov for kompenseringsanlegg underveis på forbindelsen.

På lavere spenningsnivåer er det vanlig med vekselstrømskabler der alle de tre strømførende delkablene, fasene, er samlet i en kabel. Dette gir et smalere gravebelte ved legging av jordkabel sammenlignet med å legge en kabel for hver fase. Vekselstrømskabler på det høyeste spenningsnivået må legges som tre kabler. Likestrømsforbindelser består normalt av to kabler per kabelsett, og vil dermed gi et smalere gravebelte enn for vekselstrøm. Uansett valg av teknologi har et kabelanlegg lavere overføringsevne enn en luftledning. For å oppnå tilnærmet samme overføringskapasitet må det derfor normalt legges minst to kabelsett, altså totalt seks kabler ved vekselstrømsteknologi eller fire kabler ved likestrømsteknologi.

Distribusjonsnett som legges som kabel, legges ofte i veigrøft og i terreng som ikke krever sprenging. I mange tilfeller vil kablingen da være et lite inngrep med begrensede visuelle virkninger. Endepunktene i distribusjons- og regionalnettet består av en kraftig kabelendemast.

Sjøkabel

For sjøkabelanlegg er det hovedsakelig store installasjoner i endepunktene, samt eventuelle kompenseringsanlegg underveis, som medfører visuelle virkninger på landskapet på land, jf. tabell 6.3. Størrelsen på endepunktsinstallasjonene vil variere med valg av teknologi og overføringsbehov, og er 650 – 2650 m², hvor det største arealet tilsvarer bruk av klassisk likestrømsteknologi. Avhengig av terreng og topografi, kabelteknologi og spenningsnivå kan også jordkabeltrasé ned til

vannkanten medføre betydelige inngrep. Spesielt kan adkomsten ned til vannet eventuelt medføre store inngrep i bratt terreng, for eksempel langs fjordarmer.

6.7.2.2 Avbøtende tiltak av hensyn til visuelle virkninger

God traséplanlegging, kamuflerende tiltak, mastedesign og kabling er tiltak som kan redusere visuelle virkninger av kraftledninger.

6.7.2.2.1 Trasévalg

Riktig valg og justeringer av trasé vil alltid være det viktigste tiltaket. Ulike landskap har ulik evne til å absorbere et teknisk inngrep som en kraftledning. I noen landskapsrom vil en kraftledning være et markert inngrep, mens i andre områder vil en kraftledning gli inn i landskapet på en god måte. Å etterstrebe traséalternativer som reduserer negative virkninger for allmenne og private interesser skal stå sentralt både for nettselskapene og energimyndighetene.

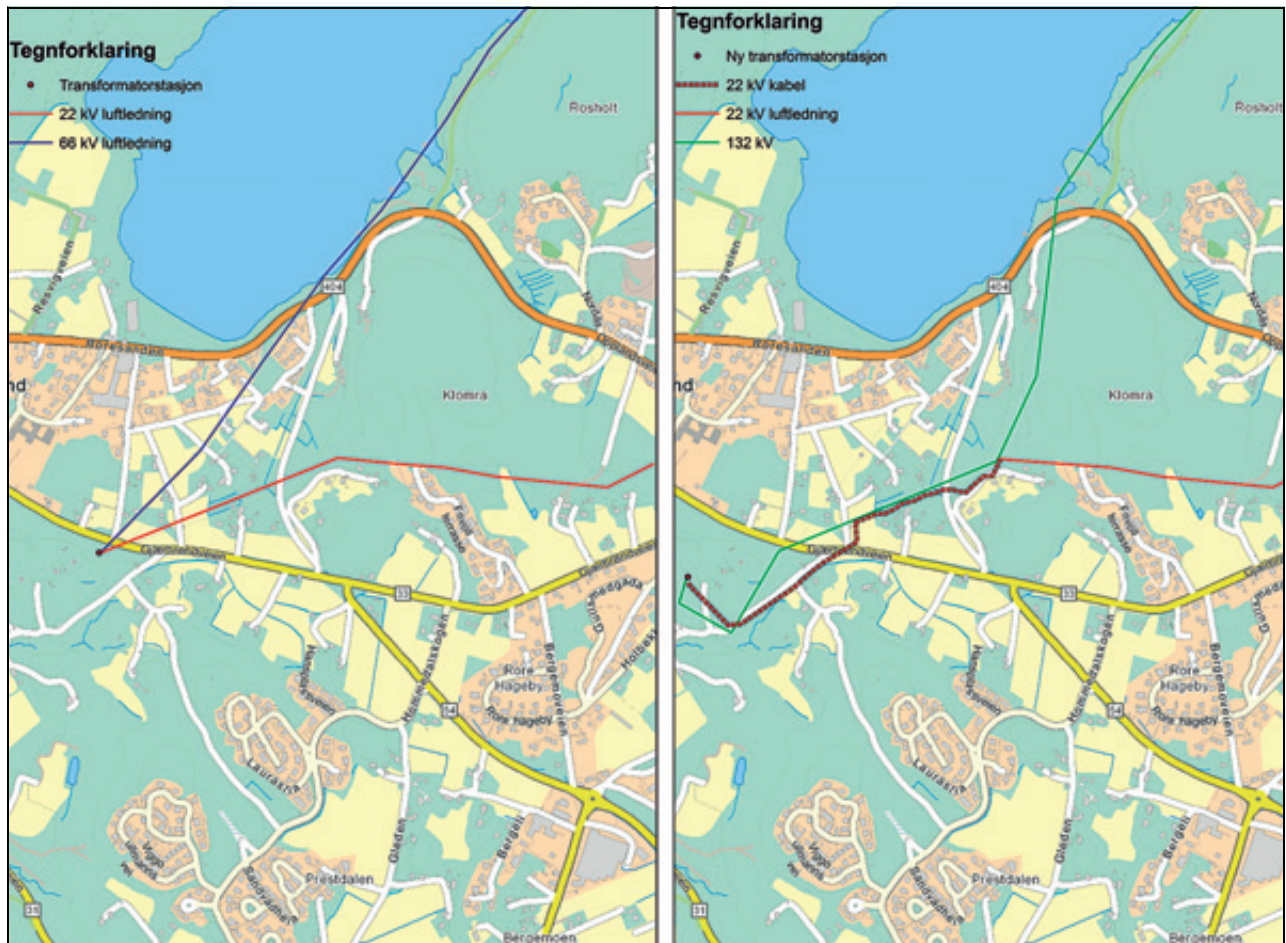
Innspill fra lokalbefolkning og interessenter, jf. kapittel 7, er særlig viktig for å kunne ta hensyn til et tema som visuelle virkninger. For å kunne finne en plassering i terrenget som visuelt tar hensyn til lokalsamfunn og andre brukere, er det viktig med informasjon om hvor mange som ferdes i landskapet og hvordan det oppleves og benyttes av ulike interessegrupper. Ved planlegging av kraftledninger på høyere spenningsnivå skal visualiseringer og/eller tredimensjonale datasimuleringer benyttes for å styrke grunnlaget for vurderingene av trasévalg og dialogen med berørte grunneiere og andre interessegrupper.

Eksempel: Traséjustering for å unngå et boligområde

NVE ga i 2009 konsesjon til en 132 kV-ledning i Grimstad og Lillesand kommuner. Kraftledningen skulle erstatte en gammel 66 kV-ledning som blant annet lå tett inntil bebyggelsen ved Roresanden i Grimstad. For å øke avstanden til bebyggelsen ga NVE konsesjon til en traséjustering. Dette lot seg gjennomføre ved å kable to eksisterende 22 kV-ledninger på en del av strekningen. Gjennom tett dialog og felles befaring med kommunen kom NVE frem til løsningen illustrert i figur 6.7.

6.7.2.2.2 Kamuflasje og mastedesign

Kamuflering innebærer å benytte materialvalg og/eller farger som gjør at master og liner blir bedre



Figur 6.7 Eksempel på traséjustering for å unngå et boligområde. Bildet til venstre viser situasjonen før tiltaket, og bildet til høyre viser løsningen NVE ga konsesjon til

Kilde: NVE

inn i landskapet, gjøre tiltak som reduserer refleksjon av sollys eller som reduserer ryddebeltets synlighet. I NVE-rapport 4/2008 *Kamuflasjetiltak på kraftledninger* gis en landskapsfaglig evaluering og teknisk gjennomgang av kamuflering av kraftledninger, samt veiledning om hvor kamuflasjetiltak bør benyttes. I sentral- og regionalnettet har særlig grønnfarging av stålmaster der disse står mot mørk bakgrunn, bruk av matte isolatorer og begrensninger på skogrydding vist seg å ha god effekt. For best virkning er det viktig at der kamuflasjetiltak pålegges, bør dette gjøres som gjennomgående tiltak innenfor enhetlige landskapsrom eller soner i landskapet. Energimyndighetene har pålagt bruk av mattede liner og isolatorer, mørkere master og redusert skogrydding på omfattende strekninger i sine konsesjonsvedtak til større kraftledninger de senere årene.

NVE har også, i samarbeid med blant annet Statnett og BKK, fått utført en metodestudie om vurdering av mastetyper for 132, 300 og 420 kV i ulike landskap og hvordan en kan dempe mastens

visuelle virkning (NVE-rapport 9/2009 *Landskapstilpasset mastedesign*). Motstykket til landskapstilpasset mastedesign er skulpturmaster som gir økt synlighet, men tilfører landskapet et kunstnerisk element gjennom positiv fremheving. Skulpturmaster er aktuelt i færre tilfeller, men kan brukes enkelte steder hvor det gir en positiv visuell opplevelse.

Det er viktig at nettselskapene allerede i konsekvensutredninger for nye overføringsanlegg gjør vurderinger av hvilke områder som har slike kvaliteter at kamuflasjetiltak og landskapstilpasset mastedesign bør prioriteres, og hvilke designkriterier som bør legges til grunn. I områder med store landskapsverdier vil det i konsesjonsbehandlingen bli vurdert om det bør settes vilkår om tiltak som demper ledningens og øvrige installasjoners visuelle virkning på landskapet. Effekten slike tiltak kan gi på den enkelte strekningen må imidlertid veies opp mot at kamuflering gir en ekstra investeringskostnad på 10 – 15 prosent og kan gi driftsmessige utfordringer og økt vedlike-

Boks 6.10 Eksempler på bruk av kamouflasje og mastedesign



Figur 6.8 420 kV ledning Viklandet – Fræna. Eksempel på kamouflering og begrenset skogrydding

Foto: Statnett

NVE ga i 2005 konsesjon til en kraftledning på strekningen Viklandet – Fræna. For å redusere negative estetiske virkninger av ledningen ble det satt krav om kamouflering av to delstrekninger. Totalrydding av skogen skulle unngås, spesielt der kraftledningen fravek parallellføring. Kraftledningen er bygget med olivengrønne master og komposittisulatorer.



Figur 6.9 Fræneidet. Parallele ledninger viser effekten av begrenset skogrydding for visuelle virkninger

Foto: Statnett

Bildet viser effekten av begrenset skogrydding langs 420 kV-ledningen Viklandet – Fræna der den passerer Fræneidet parallelt med Istad Netts 132 kV-ledning. 420 kV-ledningen er bygget med et langt spenn som gjør det mulig å beholde skogen oppover lia. Parallellføring av ledningene er i seg selv et avbøtende tiltak ved at to inngrep samles. Dersom 420 kV-ledningen også hadde vært kamuflert, ville den blitt enda mindre synlig.



Figur 6.10 Hasle transformatorstasjon i Sarpsborg kommune. Vegetasjonsvullen skjærer nærliggende bebyggelse mot innsyn og støy

Foto: NVE



Figur 6.11 Modalen – Mongstad. Visualisering av landskapstilpassede master som mulig avbøtende tiltak

Kilde: Widenoja Design AS

BKK Nett søkte i 2010 om konsesjon for en omlag 68 km lang sentralnettsledning i Lindås, Austrheim, Gulen, Masfjorden og Modalen kommuner. I konsekvensutredningsprogrammet satte NVE blant annet krav om en vurdering og beskrivelse av alternative mastetyper. Det er vurdert om landskapstilpassende master kan gi en demping av det visuelle inntrykket fra kraftledningen. Ledningen vil gå igjennom forskjellig landskap, og en mast som passer i et gitt landskap vil ikke nødvendigvis passe like godt i et annet. Landskapsarkitektene som hadde ansvar for denne delen av konsekvensutredningen fant flere delstrekninger langs traseen hvor de mente at spesielt tilpassede master ville ha en dempende virkning. Basert på denne utredningen valgte BKK å se videre på ett spesielt landskapsområde, og utvikle en mastedesign for dette i tråd med anbefalingene fra landskapsarkitektene. Dette har ledet frem til det tekniske designet av en mast i limtre, kalt «Eikemomasten».

hold. Det understrekes at utvikling og bruk av kamuflasjetiltak og landskapstilpassede master ikke må gå på bekostning av kraftledningens driftsikkerhet. Hensynet til å redusere visuelle virkninger må også avveies blant annet mot hensynet til å unngå fuglekollisjoner og behovet for tilstrekkelig skogrydding av sikkerhetsmessige årsaker. NVE skal i dialog med Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap ferdigstille en veileder om skogrydding i kraftledningstraséer.

Det er naturlig at nettselskapene i sitt arbeid med nye ledningsprosjekter utvikler og tar i bruk flere typer master tilpasset variasjon i landskapet. Energimyndighetene skal i økende grad stille krav til at alternative mastetyper vurderes. Energimyndighetene vil også ha økt oppmerksomhet på design og landskapstilpasning av transformator- og koplingsstasjoner, særlig i områder nær bebyggelse.

6.7.2.2.3 *Bruk av jord- og sjøkabel*

Bruk av jord- eller sjøkabel og etablering av eventuelle nødvendige endepunktsinstallasjoner og kompenseringssystemer er i seg selv naturinngrep som innebærer arealbeslag og synlig påvirkning på landskapet, jf. tabell 6.3. Men særlig på lavere spenningsnivå kan inngrepet kablet innebærer etter gjengroing være et mindre inngrep enn luftledning.



Figur 6.12 Kabellegging på 22 kV

Foto: Hafslund ASA



Figur 6.13 Legging av jordkabel på 420 kV (4 kabler) i forbindelse med Ormen Lange

Foto: Statnett

Hovedprinsippet som ble slått fast da Stortinget behandlet Ot.prp. nr. 62 (2008-2009) var at bruken av kabel skal økes på lavere spenningsnivå, men være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå. Regjeringen opprettholder dette prinsippet, men ønsker i det etterfølgende å tydeliggjøre kriteriene for når det er aktuelt med unntak fra hovedregelen om at regional- og sentralnett bygges som luftledning.

Begrunnelse for prinsippene for bruk av jord- og sjøkabel

Begrunnelsen for prinsippet om at bruk av kabel skal være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå, er at med høyere spenningsnivå øker både omfanget av naturinngrepet, kostnadene og usikkerheten knyttet til teknologi og forsyningssikkerhet ved kabling:

- *Forsyningssikkerhet og teknologiske utfordringer:* Skredutsatte, bratte skråninger og dype fjorder kan gjøre bruk av sjøkabel teknisk utfordrende eller umulig. Generelt er det begrenset erfaring med lange kabler på de høyeste spenningsnivåene også internasjonalt, jf. 2.6.3. Dette medfører større usikkerhet knyttet til teknologi og forsyningssikkerhet. Jord- eller sjøkabel kan være mindre utsatt for avbrudd enn en luftledning i en del områder, men hvis en feil på ledningen først oppstår er reparasjonstiden for kabelanlegg på de høyeste spenningsnivåene betydelig lenger enn for en luftledning. I den forbindelse kan det nevnes at havari på to av tre sentralnettsforbindelser under Oslofjorden i 2008 medførte reparasjonstid på rundt et halvt år. Regjeringen forventer imidlertid at Statnett og øvrige nettselskap er pådrivere for utvikling og kvalifisering av ny teknologi.
- *Tilknytningspunkter og muligheter for systemmessige tiltak:* Behov for tilknytningspunkter for regionalnettet setter ofte klare rammer for hvilke trasévalg som er mulige og/eller gir ønsket nytteeffekt. Sjøkabel som legges utenom dagens knutepunkt i nettet, innebærer færre tilknytningspunkter og dermed reduserte muligheter for innmating av lokal produksjon, sanering av gammelt nett og uttaks punkter for ny næringsvirksomhet. I avveining mellom fordeler og ulemper ved kabling må dermed også eventuell redusert nytte medregnes.
- *Kostnader:* For overføringsforbindelser på 420 kV koster kabel, med dagens teknologi rundt åtte ganger mer enn luftledning med noen-

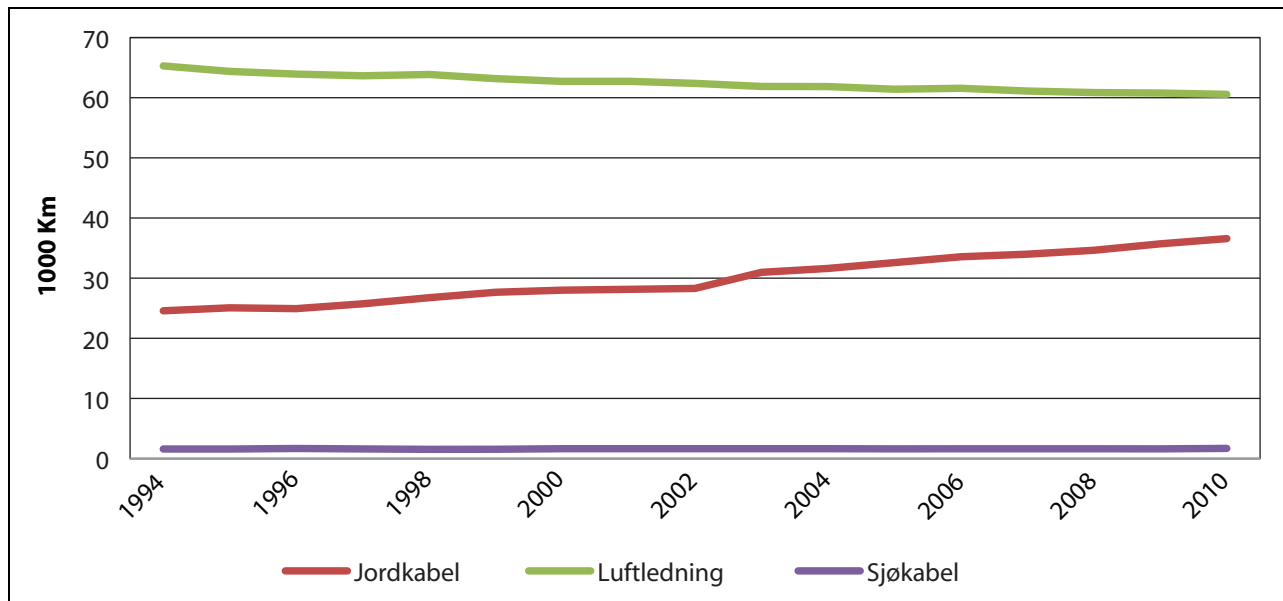
lunde tilsvarende overføringskapasitet. Kabling ved 22 kV innebærer mer moderate ekstrakostnader, fra rundt 20 prosent økning til en dobling av kostnadene. Variasjoner i merkostnader ved kabling påvirkes i stor grad av topografi og grunnforhold. For samme pris som det koster å kable kun én kilometer sentralnett ved 420 kV og gjøre to til tre master overflødige, kan det kables rundt 100 kilometer kraftledning med 22 kV som gjør rundt 1000 master overflødige. Samfunnet får derfor langt mer igjen for hver krone investert i kabling hvis lavere spenningsnivåer prioriteres. En betydelig økning i bruk av kabling på høyere spenningsnivå ville gitt meget betydelige merkostnader ved investeringer, og en økning i nettariffen for den enkelte kunde.

- *Naturinngrep:* Avhengig av terrenntype kan kabling på de høyeste spenningsnivåene medføre store naturinngrep på land og/eller under vann, jf. tabell 6.3 og omtaler av visuelle virkninger og påvirkning på naturmangfold i 6.7.2.1 og 6.7.3.1. Spesielt jordkabel kan, i mange tilfeller, være et større naturinngrep enn luftledning.

Ved vurdering av om kabling er et samfunnsmessig rasjonelt tiltak må den eventuelle gevinsten i reduserte eller endrede naturinngrep veies opp mot de økte kostnadene, eventuell svekket forsyningssikkerhet og andre ulemper bruk av kabel innebærer. Regjeringens vurdering er at i de fleste tilfeller vil denne avveiningen resultere i at luftledning er mest samfunnsmessig rasjonelt i sentralnettet, mens kabel oftest er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt i distribusjonsnettet. Status for teknologi samt forskning relevant for jord- og sjøkabler er omtalt i 2.6.3. Departementet vil ha oppmerksomhet på disse problemstillingene og jevnlig vurdere om ny kunnskap og ny teknologi tilsier en ny faglig gjennomgang av miljømessige, teknologiske forsyningssikkerhetsmessige og økonomiske forhold knyttet til kabling og andre avbøtende tiltak.

Prinsipper for bruk av jord- og sjøkabel

Regjeringen opprettholder at bruken av kabel skal økes på lavere spenningsnivå, men være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå. I det videre utdypes hvilke prinsipper som gjelder for bruk av jord- og sjøkabel på de ulike nettnivå. Generelt kan det presiseres at en forutsetning alltid er at kablingen er forenlig med hensynet til forsyningssikkerheten, systemtekniske forhold og for-



Figur 6.14 Fordeling av luftledning, jordkabel og sjøkabel i kraftsystemet fra 1994 til 2010 i høyspent distribusjonsnett, i 1000 km

Kilde: NVE

målet med kraftledningsforsterkningen. Hvorvidt kabling er nødvendig eller hensiktsmessig avhenger av både naturgitte og systemmessige faktorer, og må vurderes i konsesjonsbehandlingen av hver enkelt sak. Utgangspunktet er at bruk av kabel som alternativ til luftledning alltid skal vurderes, men hvor grundig kablingsalternativet utredes skal tilpasses hva som kan være beslutningsrelevant og i tråd med gjeldende prinsipper for bruk av kabling. I vurderingen av om kabling er aktuelt i regional- og sentralnettet skal det vektlegges om det finnes alternativ luftledningstrasé som ikke er urimelig lang og kostbar. I det følgende angis en rekke momenter og kriterier av betydning for valg av løsning på de ulike spenningsnivåer:

- *Distribusjonsnettet:* For nett inntil 22 kV skal nettselskap som hovedregel benytte jordkabel. Unntaket er der naturgitte 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 fra over 22 kV og til og med 132 kV skal luftledning velges som hovedregel. Jord- eller 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 totaløsning 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 akseptert 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 sammen-

Tabell 6.4 Antall kilometer nett i luftledning og kabel per nettnivå

	Spenningsnivå (kV)	Luftledning (km)	Kabel (km)	Andel kabel
Distribusjonsnett høyspent	over 1 - 22	60 568	38 274	39 prosent
Regionalnett	22 - 132	17 200	1 487	8 prosent
Sentralnett	132 - 420	10 764	298	3 prosent
Totalt		88 532	40 059	

liknet med luftledning og / eller en begrenset strekning med kabling kan gi en vesentlig bedre totalløsning alle hensyn tatt i betraktning

Utredning av jord- og sjøkabel

Bruk av kabel som alternativ til luftledning skal alltid gis en overordnet omtale i nettselskaps konseptvalgutredninger for store kraftledninger, jf. kapittel 7, og når et nettselskap melder eller søker om å bygge kraftledninger på øvrige spenningsnivåer. Hvor grundig alternativ med kabling utredes skal tilpasses hva som kan være beslutningsrelevant og i tråd med gjeldende prinsipper for bruk av kabling, jf. unntakene som stilles opp ovenfor. Det vil blant annet si at for sentralnettet vil en full konsekvensutredning av *lengre* strekninger med kabel sjeldent være aktuelt.

6.7.3 Naturmangfold

6.7.3.1 Mulige virkninger av kraftoverføringsanlegg på naturmangfold

I likhet med andre arealinngrep kan både luftledninger og kabelanlegg med tilhørende endepunktsinstallasjoner påvirke naturmangfold gjennom direkte arealbeslag og barriereeffekter i områder med truet, nær truet eller verdifulle naturtyper eller arter. I anleggsfasen vil aktivitet og terrenginngrep kunne forstyrre dyre- og fuglelivet og medføre at vilt og fugl trekker bort fra områdene hvor aktiviteten foregår. På Norsk rødliste for arter 2010 er i alt 2061 truede og nær truede arter antatt å være negativt påvirket av tidligere eller nåværende arealendringer som ikke er knyttet til skogbruks- eller jordbruksaktivitet. Norsk rødliste for naturtyper 2011 viser at 40 norske naturtyper er truet i dag (2 kritisk truet, 15 sterkt truet og 23 er sårbare.) De fleste truede naturtyper finner

vi i våtmark (11) og i skog (6). Den viktigste trusselen mot disse er fysiske inngrep.

Fugl er den artsgruppen som er mest utsatt for påvirkning fra luftledninger. Kraftledninger kan påvirke fugl ved kollisjon med ledninger. En annen konsekvens kan være strømoerslag forårsaket av at en fugl berører to strømførende ledninger, eller en ledning og en jordet del av det elektriske anlegget samtidig. Slikt strømoerslag betegnes som elektrokusjon. Store arter og arter med dårlig manøvreringsevne er mest utsatt. Risiko for fuglekollisjoner og elektrokusjon vil være avhengig av mange faktorer, herunder hvilke arter som finnes i området, ledningens plassering i terrenget, spenningsnivå, mastetype og linekonfigurasjon. Faren for elektrokusjon er størst ved kraftledninger med lavere spenningsnivå på grunn av den korte avstanden mellom strømførende og jordede deler av anlegget.

En kraftledning kan i noen tilfeller medføre barriereeffekter for villrein ved at de kan vegre seg for å krysse kraftledningen med tilhørende ryddegate og dermed påvirke deres arealbruk. På den annen side kan ryddegater ha en positiv virkning på annet hjortevilt på grunn av lauvoppslag i ryddebeltet som gir godt beite.

Dersom sammenhengende naturområder fragmenteres eller reduseres, kan dette påvirke arter som er trekkende eller er avhengig av store habitater. Kraftoverføringsanlegg kan påvirke naturmangfold gjennom direkte arealbeslag i områder med truede eller viktige natur- eller vegetasjonstyper. Dette gjelder både luftledninger og kabelanlegg med tilhørende endepunktsinstallasjoner, jf. tabell 6.3. Ledninger i distribusjonsnettet går som regel nær forbrukerne og påvirker sjeldnere større sammenhengende naturområder. Større kraftledninger i regional- og sentralnett går oftere i områder som i liten grad er berørt av andre inngrep. Selv om kraftledningene med de høyeste spenningsnivåene oftere enn ledningene i distribusjonsnettet berører sammenhengende

Tabell 6.5 De viktigste problemstillingene knyttet til biologisk mangfold og luftledninger av ulike spenningsnivå

	Distribusjonsnett (22 kV)	Regionalnett (66-132 kV)	Sentralnett (300-420 kV)
Påvirkning på fugl	Fare for elektrokusjon. Fare for fuglekollisjoner.	I hovedsak ikke fare for elektrokusjon. Fare for fuglekollisjoner.	Ikke fare for elektrokusjon. Synkende fare for fuglekollisjoner sammenlignet ned regionalnettet pga mer synlige liner.
Påvirkning på naturtyper og vegetasjon	Ryddebelte opptil 15 meter bredt – varierer med maste- og linetype. Vegetasjon ryddes i all hovedsak grunnet liten høyde mellom linene og bakken.	Ryddebelte 25-30 meter bredt. Vegetasjon ryddes i all hovedsak grunnet lav høyde mellom linene og bakken, men det kan være mulig å sette igjen noe mer vegetasjon enn dagens praksis.	Ryddebelte 40 meter bredt. Praksis er de fleste steder å rydde vegetasjonen, men større høyde mellom linene og bakken muliggjør gjensetting av vegetasjon.
Villrein		Mulig barriereeffekt for villrein.	Mulig barriereeffekt for villrein.

naturområder, er antall mastefester og faktiske punktinngrep færre på de største kraftledningene enn på de små.

Jordkabler kan gi virkninger på naturmangfold som følge av det direkte terrenginngrepet, nødvendig båndlegging og rydding av stor vegetasjon i traseen, elektromagnetiske felt, permanent atkomstmulighet og aktivitet i anleggsfasen. Som omtalt i 6.7.2.1.2 avhenger omfanget av inngrepet av terreng og topografi, valg av kabelteknologi og spenningsnivå. Virkning for naturmangfold vil avhenge av hvilke eventuelle forekomster av truet, nær truet eller verdifulle naturtyper eller arter som forekommer langs den aktuelle traseen.

Selv om sjøkabler har mindre visuell påvirkning enn jordkabler, kan ikke en liknende generalisering gjøres for påvirkning på naturmangfold. For sjøkabler må mulig påvirkning på naturmangfoldet under vann vurderes. Utvalg I nedsatt for vurderinger av sjøkabelalternativet for kraftledning mellom Sima og Samnanger påpekte at legging av sjøkabel i Hardangerfjorden ville representere et naturinngrep i et økosystem som er lite påvirket av menneskelig aktivitet og som er klassifisert som en viktig naturtype i Norge. Sjøkabler kan påvirke naturmangfold gjennom det direkte terrenginngrepet, oppvirvling av sediment, miljøgiftutslipp (teknologiavhengig), støy og vibrasjon i anleggsfasen og elektromagnetiske felt og termisk påvirkning i driftsfasen.

Virkningene kraftledninger kan ha for landskap er nærmere omtalt i 6.7.2.1. Tabell 6.5 oppsummerer de viktigste problemstillingene knyttet til biologisk mangfold og luftledninger på ulike spenningsnivå.

6.7.3.2 Avbøtende tiltak av hensyn til naturmangfold

Det er mangfoldet av naturtyper, økosystemer og arter som må stå sentralt ved vurdering av påvirkning på naturmangfoldet, jf. forvaltningsmålene i naturmangfoldlovens §§ 4 og 5. Det er derfor viktig at konsekvensene av tiltaket for naturmangfoldet er tilstrekkelig utredet, slik at man har et godt grunnlag for vurderingen og vektleggingene av naturmangfold opp mot andre samfunnsinteresser. Naturmangfoldloven og konsekvensutredningssystemet stiller krav som samlet skal tilrettelegge for et godt beslutningsgrunnlag om dette tema. Av hensyn til beslutningsrelevans bør ressurser til utredninger prioriteres mot truede arter og naturtyper som en vet kan være sårbare for den type påvirkning som kraftledninger representerer. Det viktigste tiltaket for å redusere mulige negative virkninger for naturmangfold er trasévalget. Andre aktuelle avbøtende tiltak av hensyn til naturmangfold er tilpasset masteplassing, tiltak for å redusere fugledød, samt kabling. Se omtale under, samt om prinsipper for bruk av jord- og sjøkabel i 6.7.2.2.3.

Ved vurderinger av virkning på naturmangfold legges prinsippene i naturmangfoldloven kapittel II til grunn. Naturmangfoldloven har medført nye krav til utforming av og vurderinger i offentlige beslutninger som berører natur, slik som vedtak etter energiloven. Olje- og energidepartementets vedtak av 2. juli 2010 om bygging av en kraftledning mellom Sima og Samnanger, og delvedtak av 8. april og 21. desember 2011 i klagesaken om bygging av en kraftledning mellom Ørskog og Sogndal illustrerer dette.

Det viktigste tiltaket for å redusere mulige negative virkninger for truede fuglearter er å finne traséer som i minst mulig grad berører områder som er viktige for fugl, enten det er hekkeplasser eller viktige trekkruiter. Traséjusteringer skal alltid vurderes før en gjør konkrete tiltak på aktuelle ledningsstrekk. Dersom en allikevel vurderer at en trasé vil gå i et område der en bør ta særlige hensyn til fugl, er de mest aktuelle tiltakene for å redusere risiko for kollisjoner enten å fjerne eller grave ned toppliner eller merke faseliner og/eller toppliner for å gjøre dem mer synlige, eller bruke jord- eller sjøkabel. Se omtale om kablingspolitikk under 6.7.2.2.3. Vurderingen av om det skal settes konkrete vilkår om tiltak for å redusere mulige negative virkninger for truede fuglearter må vurderes i hver enkelt sak, basert på tiltakets mulige effekt og sårbarheten til aktuelle fuglearter som kan bli berørt.

Når det gjelder tiltak for å redusere risikoen for elektrokusjon er dette mest aktuelt i distribusjonsnettet da mastekonfigurasjonen og avstanden mellom linene på høyere spenningsnivå gjør elektrokusjon til en lite aktuell problemstilling der. Aktuelle tiltak er å isolere liner og isolatorer ved utsatte mastepunkt, unngå bruk av piggisolatorer og eventuelt bruke jord- eller sjøkabel i distribusjonsnett. NVE har utarbeidet veiledningsmaterieell til nettselskapene som omhandler tiltak for å redusere negative virkninger for fugl, herunder tiltak som kan redusere risikoen for elektrokusjon. Et viktig tema i arbeidet med veilederen har vært å vurdere påvirkning på driftssikkerheten av ulike tiltak, for eksempel virkning av korrosjon.

Direkte inngrep i verdifulle naturtyper kan oftest unngås gjennom å justere trasé og masteplassering. Hensynet til større sammenhengende naturområder uten tyngre tekniske inngrep skal vurderes. For å unngå fragmentering eller reduksjon av store sammenhengende naturområder er et viktig planleggingsprinsipp samlokalisering av inngrep og infrastruktur. Et eksempel på dette er å planlegge nye kraftledninger parallelt med eksisterende ledninger eller veier der forholdene

ligger til rette for det. Et typisk dilemma ved valg av trasé for regional- og sentralnett er imidlertid avveiningen mellom påvirkning på sammenhengende naturområder og konfliktpotensialet med bebyggelse og mer tett befolkede områder.

For vegetasjon er det anleggsfasen som medfører størst ulemper på grunn av kjøring i terrenget og opparbeidelse av anleggsveier. I driftsfasen vil de direkte virkningene for naturtyper og vegetasjon i hovedsak dreie seg om mastefester, skogryddebeltet og eventuelle kantsoneeffekter. Direkte virkninger for truede plante- og dyrearter med biotoper av begrenset areal kan i stor grad unngås ved tilpasninger av mastefester, hensyntagen under anleggsarbeidet og tilsyn med at konsesjonsvilkår, som begrenset skogrydding, overholdes i driftsperioden. Se omtale av vilkår om begrenset skogrydding i 6.7.2.2.2. Eventuelle virkninger for villrein kan avbøtes gjennom god traséplanlegging og godt planlagt anleggsarbeid som unngår perioder av året der villreinen er spesielt sårbar for forstyrrelser.

6.7.4 Verneområder

6.7.4.1 *Mulige virkninger av kraftoverføringsanlegg på verneområder*

Det finnes en rekke forskjellige områder som er vernet etter ulikt lovverk. Det kan være naturmangfoldloven, plan- og bygningsloven, verneplaner for vassdrag med mer.

Konkrete virkninger for verneområder som blir direkte berørt er avhengig av omfanget av inngrepet (antall mastefester og nødvendig anleggsarbeid), hvilken andel av området som berøres og området verneformål.

6.7.4.2 *Avbøtende tiltak av hensyn til verneområder*

Det viktigste avbøtende tiltaket av hensyn til verneområder er trasévalget. Kraftledninger planlegges i størst mulig grad slik at verneområder unngås.

6.7.5 Kulturminner og kulturmiljø

6.7.5.1 *Mulige virkninger av kraftoverføringsanlegg på kulturminner og kulturmiljøer*

Hvor kulturminner forekommer har nær sammenheng med topografi, naturforhold og landskap. Kulturminnetyper, antall og utstrekning vil variere fra område til område. Enkelte steder vil kulturmin-

nene inngå som en del av en større helhet eller sammenheng og kan da defineres som sammenhengende kulturmiljø. Omfang av nødvendige kulturminneundersøkelser må tilpasses potensialet for funn i det konkrete området. Ved planlegging av kraftoverføringsanlegg gjelder kulturminneloven § 9 om plikt til å undersøke om tiltaket vil virke inn på automatisk fredete kulturminner.

Kraftledninger kan få direkte virkninger for kulturminner dersom mastene, vei eller riggplasser plasseres i selve kulturminnet.

Mer indirekte virkninger for kulturminner kan være visuelle virkninger sett fra kulturminnet eller sett ut i fra hvordan kraftledningen og kulturminnet sees i sammenheng i landskapet. Se omtale av visuelle virkninger i 6.7.2.1.

6.7.5.2 *Avbøtende tiltak av hensyn til kulturminner og kulturmiljøer*

Direkte inngrep i viktige kulturminner og kulturmiljøer kan oftest unngås gjennom å justere trasé og masteplassering. Se for øvrig omtale av avbøtende tiltak av hensyn til visuelle virkninger i 6.7.2.2.

Dersom direkte inngrep i kulturminner og kulturmiljøer ikke kan unngås, vil et avbøtende tiltak normalt være å sikre det vitenskapelige kildematerialet gjennom en arkeologisk granskning eller gjennom dokumentasjon av kultminnene som går tapt.

6.7.6 Reindrift

6.7.6.1 *Mulige virkninger for reindriften av kraftoverføringsanlegg*

Hvilke virkninger en kraftledning kan ha for reindriften vil bero på en rekke faktorer. Elementer som ferdsel, ledningens utforming og reindriftenes arealbruk, sesongvariasjoner, driftsopplegg og grad av fleksibilitet innen den berørte bruksenhet/distrikt kan spille inn i denne sammenheng.

Reinen flytter mellom vår-, sommer-, høst- og vinterbeiter og er derfor avhengig av store områder. Kraftledninger kan medføre tap av beiteområder under og/eller i nærhet av disse. Anleggsfasen vil kunne medføre forstyrrelser for reinen som følge av økt menneskelig aktivitet og bruk av maskiner.

Det er utført en rekke forskningsstudier om kraftledningers eventuelle barrierevirkninger. Studiene har avvikende funn om i hvilken grad

kraftledninger påvirker hvor reinen oppholder seg og om de unngår områder med kraftledninger. Påvirkningen kan både skyldes støy fra kraftledningene og at ledningene oppfattes som barrierer i landskapet. Erfaring har vist at reinen tilvenner seg en ny kraftledning etter en tid.

Summen av inngrep har betydning. Dersom det er mange forstyrrende elementer i et område fra før har dette betydning for hva konsekvensen av et eventuelt nytt inngrep blir.

6.7.6.2 *Avbøtende tiltak av hensyn til reindriften*

Dialog med reindriftsinteressene i løpet av planleggings- og konsesjonsbehandlingsfasen, herunder ved detaljprosjekteringen og utarbeidelse av miljø- og transportplaner, er viktig for å avdekke viktige reindriftsinteresser og hvordan disse kan tas hensyn til. Også Reindriftsforvaltningen har en viktig rolle som rådgiver ved arealinnegrepssaker. I tillegg kommer konsultasjoner, jf. 7.3.6.

Det viktigste tiltaket for å redusere konflikten med reindriften er å ta hensyn til reindriften ved planleggingen av kraftledningstraséen og hvordan denne plasseres i terrenget. Den konkrete plasseringen i terrenget kan ha betydning for hvilke konsekvenser anlegget får for reindriften. Sentrale beiteområder og store åpne områder er av betydning for reindriften. Erfaringer tilsier at barriereeffekten blir større i flate, åpne landskap enn i kupert terreng eller skogsterreng der kraftledningen i liten grad eksponeres mot horisonten. Det bør vurderes om det er en fordel å samle inngrep, særlig dersom disse allerede har fortrenget reinen fra området.

Konsesjonsmyndighetene kan i konsesjonen sette vilkår om avbøtende tiltak av hensyn til reindriften. Slike avbøtende tiltak kan være vilkår om at det skal tas hensyn til reindriften i anleggsperioden, krav om revegetering og begrenset veibygging og/eller ferdselsbegrensninger på nødvendige veier. Særlig kalvingstiden er sårbar. Andre tiltak kan være bistand til ekstra personell eller materiale i anleggsperioden eller i den første driftsperioden når reinen skal venne seg til kraftledningen.

Reinbeitedistriktets eventuelle erstatning for skader og ulemper som ikke avbøtes gjennom konsesjonsvilkår fastsettes på vanlig måte ved rettslig skjønn etter oreigningslovas bestemmelser dersom ikke saken blir løst i minnelighet mellom partene.

7 Planlegging og konsesjon

7.1 Innledning og bakgrunn for endringer

Det gjennomføres først en grundig planlegging i nettselskapene, og deretter en omfattende konsesjonsbehandling hos energimyndighetene før det gis tillatelse til å bygge kraftledninger. Nettselskapene har ansvaret for å planlegge og søke om de prosjektene som de mener er samfunnsmessig rasjonelle. Energimyndighetene etterprøver prosjektet gjennom konsesjonsbehandlingen og gir tillatelse til bygging ved å gi konsesjon. I konsesjonsbehandlingen belyses alle sider av saken, blant annet gjennom flere høringsrunder, folkemøter og befaringer. Figur 7.1 illustrerer trinnene i planleggingen og konsesjonsbehandlingen av store kraftledninger før gjennomføringen av de endringer som foreslås i denne meldingen.

Gjeldende planlegging og konsesjonsbehandling av nettprosjekter er meget grundig og involverende. Regjeringen mener at systemet i hovedsak er godt egnet for å nå målene i nettpolitikken og til å balansere og ivareta de ulike hensynene. Imidlertid vil regjeringen foreslå noen endringer.

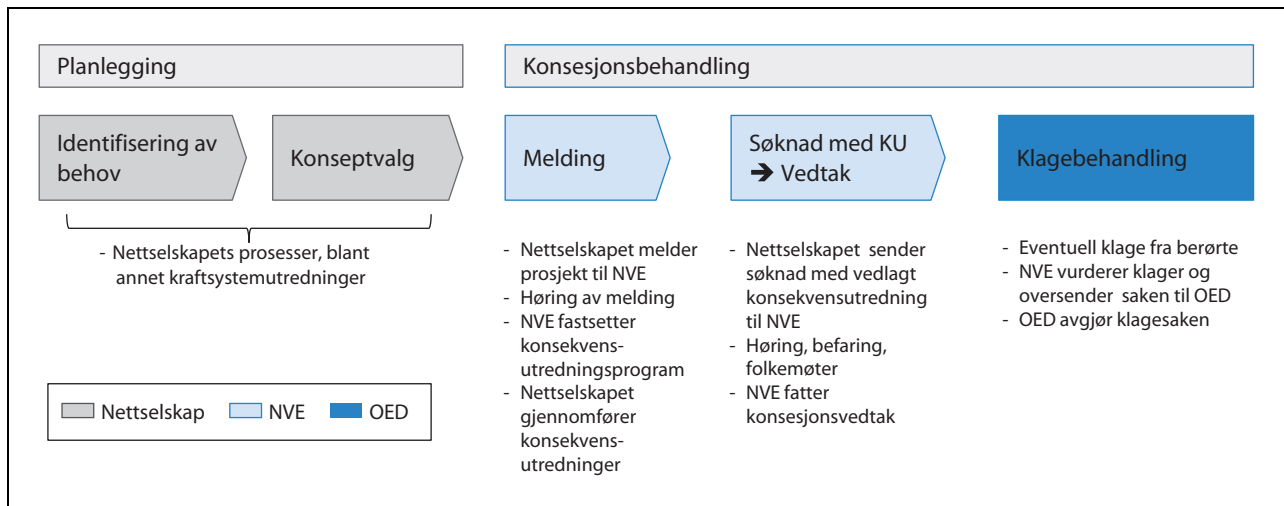
Fremdrift i nettutviklingen er viktig for å få på plass ny infrastruktur ut fra hensynet til blant annet kraftforsyningssikkerhet, næringsutvikling, fornybarutbygging og i noen tilfeller hensynet til å redusere eller forebygge utslipp til luft, herunder klimagassutslipp. Med hensyn til krav til framdrift i nettutbyggingen dette tiåret, har konsesjonsbehandlingen de siste årene tatt for lang tid, jf. også 7.3. Imidlertid er store kraftledninger ofte meget omfattende tiltak som påvirker mange, og kan være omstridte og skape interesse-motsetninger. Det er derfor nødvendig med grundig saksbehandling med tett og åpen involvering både lokalt, regionalt og sentralt. Hensynet til effektivitet må balanseres mot at planleggings- og konsesjonsprosessen for nettprosjekter er og skal være omfattende og involverende prosesser hvor lokalbefolkning og interessegrupper høres og gis anledning til å gi innspill i de ulike fasene i utviklingen av prosjektet.

Fordi store kraftledninger påvirker mange, er det viktig med en grundig og åpen prosess også

rundt den innledende vurderingen av behovet for ledningen og de ulike alternativer for hvordan behovet kan dekkes. Det er viktig at beslutningsrelevant informasjon kommer fram så tidlig som mulig og gir grunnlag for en avveining av ulike hensyn i planleggingen og konsesjonsbehandlingen av prosjektet. Nettselskapets begrunnelse for behovet for nye nettprosjekter og vurderingen av hovedalternativer bør være systematisk og lett tilgjengelig. Utbygging av store kraftledninger er sentrale energipolitiske beslutninger, og er også viktig for andre politikkområder som naturforvaltning, klima og næringsutvikling. Det at disse beslutningene innebærer viktige politiske valg er ikke tilstrekkelig reflektert i gjeldende konsesjonssystem, hvor departementet først involveres i en klagerunde.

Ut fra hensynene nevnt over foreslår regjeringen en styrking av deltagelsen i regionale kraftsystemutredningsprosesser, at nettselskapenes konseptvalgutredninger knyttet til store nettprosjekter offentliggjøres og underlegges en ekstern kvalitetssikring, at departementet involveres tidligere i noen hovedspørsmål og at vedtaksmyndigheten heves til Kongen i statsråd. Det redegjøres nærmere for disse forslagene i de kommende delkapitler. Figur 7.6 illustrerer trinnene i planleggingen og konsesjonsbehandlingen av store kraftledninger med de foreslåtte endringene.

Departementets involvering skal styrkes, men NVE vil fortsatt være den sentrale energimyndigheten i konsesjonsbehandlingen. Det er NVE som vil gjøre hovedarbeidet med å fastsette konsekvensutredningsprogram, vurdere om prosjektet er samfunnsmessig rasjonelt, vurdere traséer og endringer i traséer og utarbeide innstilling til vedtak. Departementet skal bygge på NVEs faglige grunnlag og vurdere de sider av sakene hvor politiske avveininger kan gjenstå, og se på eventuelle endrede forutsetninger. Det er derfor viktig at alle interessenter som ønsker å påvirke sakens utfall benytter de involveringsmuligheter NVE legger til rette for. Det er viktig at de som ønsker å påvirke utviklingen av et nettprosjekt involverer seg i de forskjellige høringer som nettselskapene og energimyndighetene koordinerer tilpasset de ulike



Figur 7.1 Gjeldende planleggings- og konesjonssystem før gjennomføringen av de endringer som foreslås i denne meldingen

stadier i prosessen. Handlingsrommet for tilpasninger i prosjektet er størst tidlig i prosessen. Nettselskapene og energimyndighetene er ansvarlige for å legge til rette for at interessenter kan involvere seg. Samtidig har de interessenter som ønsker å påvirke prosjektet et ansvar for å ta del i de prosessene som nettselskaper og energimyndighetene legger til rette for.

Omtalen av dagens system i dette kapitlet gjelder i hovedsak «store kraftledningsprosjekt». Endringene gjelder kun store kraftledningsprosjekter, med unntak av noen av endringene i 7.2.2. Med store kraftledningsprosjekter menes her kraftledninger på 300 kV og 420 kV over 20 km som omfattes av konsekvensutredningsforskriften etter plan- og bygningsloven. Utenlandsforbindelser er ikke omfattet.

Det er planlagt betydelige investeringer i overføringsnettet i årene fremover. Noen av investeringsprosjektene er kommet langt i utviklingen og inngår allerede i konsekvensutrednings- og konesjonsprosessen. Det er også flere prosjekter som fortsatt er i en planleggingsfase i nettselskapene. Endringene, med unntak av endring av vedtaksmyndighet, vil kun gjelde for prosjekter som ennå ikke er meldt til NVE.

7.2 Planlegging

Første steg i planleggingen av et nettprosjekt er at nettselskapet identifiserer behov for et tiltak. Nettselskapenes kraftsystemutredninger er sentrale i denne sammenheng, jf. 7.2.2. og 7.2.3. De regionale kraftsystemutredningene styrkes. Når beho-

vet for et tiltak er utredet og konstatert, vil nettselskapet gjennom en konseptvalgutredning vurdere alternative løsninger eller konsepter, jf. boks 7.2, og ta en beslutning om hvilket konsept de skal gå videre med. Dette omtales nærmere i 7.2.4. Regjeringen vil innføre krav om ekstern kvalitetssikring av konseptvalgutredningen og at denne oversendes til departementet for uttalelse, jf. 7.2.5 og 7.2.6. Etter uttalelse fra departementet er avgitt, videreutvikler nettselskapet konseptet med tanke på gjennomføring før det meldes til NVE, jf. 7.3.

7.2.1 Behovet for god planlegging av nettprosjekter

Fordi strømmettet er kritisk infrastruktur og nettprosjekter tar lang tid å planlegge, er det viktig at behovet for nye nettinvesteringer avdekkes tidlig. Nettselskapene må derfor ha et langt tidsperspektiv for sine behovsanalyser og planlegge løsninger som ivaretar endringene. Arbeidet som gjøres før et nettprosjekt meldes til myndighetene er avgjørende for en god og robust utvikling av nettet. Det er viktig at også andre interessenter enn nettselskapene er involvert i planleggingen. Nettselskapet bør tidlig søke å kommunisere med lokale og regionale myndigheter og andre berørte. Nettplan Stor-Oslo, jf. boks 3.3, er et godt eksempel på en tidlig involvering. Jo senere i prosessen nettselskapene får innspill til prosjektene, jo vanskeligere er det å ta hensyn til innspillene.

Det er viktig for en samfunnsmessig rasjonell og effektiv utvikling av kraftsystemet at det er god koordinering mellom planlegging på de ulike nettnivåene og mellom de ulike nettselskapene. Net-

tinvesteringer i et område vil påvirke kraftflyten i andre områder og virkningene på kraftsystemet må ses i sammenheng. Alle selskaper som har anleggs-, område- og/eller fjernvarmekonsesjon plikter å delta i energiplanlegging. NVEs forskrift om energiutredninger fastsetter krav om utarbeidelse av både lokale energiutredninger (kommunevise) og regionale kraftsystemutredninger (KSU).

I tillegg til kraftsystemutredningene benytter selskapene områdestudier, innspill fra systemdriften og generell kontakt med andre nettselskaper, kraftprodusenter, lokale og regionale myndigheter og store forbrukere for å identifisere behov.

7.2.2 Regionale kraftsystemutredninger styrkes

Målet med kraftsystemutredningene (KSU), jf. boks 7.1, er å skape et godt grunnlag og en felles forståelse for behovet for endringer i kraftsystemet og beskrive en samfunnsmessig og miljømessig forsvarlig utvikling av kraftsystemet i området. Derfor er det en styrke at lokale myndigheter og et bredt spekter av interessenter har god tilgang til informasjon om utredningsprosessene som pågår, og anledning til å komme med innspill. Regjeringen ønsker å styrke deltagelsen av ulike interessenter i prosessene med kraftsystemutredninger. I dag varierer det av ulike grunner fra region til region hvor godt denne deltagelsen fungerer.

NVE skal revidere kravene til kraftsystemutredningene. Formålet med utredningene skal tydeliggjøres. Formålet med kraftsystemutredningene er tredelt:

- sikre koordinering av nettutvikling på tvers av ulike nettnivåer og –eiere,
- sikre at behov for tiltak blir kjent og belyst tidlig for å legge til rette for en langsiktig planlegging,
- og sikre en systematisk, robust og åpen vurdering av alternative tiltak for å løse eventuelle behov og utfordringer.

Ved oppstart av KSU-prosessen skal det utredningsansvarlige nettselskapet informere bredt om prosessen og mulighetene for involvering. Oppstartsbrev med informasjon om hvem som kan kontaktes for innspill skal sendes til berørte kommuner, fylkeskommuner, beredskapsorganisasjoner i fylkene, konsesjonærer, interesseorganisasjoner og Statnett, samt i kopi til NVE. Konsesjonærer, beredskapsorganisasjoner i fylkene, fylkeskommunen, Statnett og NVE skal inviteres til å delta på oppstartsmøte og samrådsmøte. Hoved-

rapporten (den offentlige delen av kraftsystemutredningen) skal gjøres kortfattet og lettlest for å være bedre egnet for et bredere publikum. Den ferdigstilte hovedrapporten skal sendes til alle aktørene som fikk brev om oppstart og som har vært involvert underveis. Allmennheten gjøres kjent med hovedrapporten på egnet måte. Rapporten skal gi god oversikt over status for nettet i regionen og hvilke stadier eventuelle planlagte tiltak befinner seg på (utredning av alternative konsepter i prosess, meldt, søkt etc.). KSU-prosessen utgjør en viktig del av beslutningsgrunnlaget for nettselskapet når de avgjør hvor tiltak er nødvendig og utredning av alternative konsept bør påstartes.

Det ville vært ressurskrevende både for nettselskapet og øvrige involverte aktører å gjennomføre en årlig omfattende involveringsprosess. Nettplanlegging skjer med langsiktig perspektiv, og det er begrenset hvor store endringer som skjer fra ett år til et annet. Kravet til oppdateringsfrekvens for kraftsystemutredninger endres derfor fra årlig til annet hvert år både på regional- og sentralnettsnivå. Endringen gir rom for bredere deltakelse i prosessene og bør gi økt interesse for deltakelse fordi det blir større endringer fra gang til gang. NVE vil imidlertid vurdere om det er behov for en egen årlig mer begrenset rapportering av enkelte data. Den nye toårige syklusen med styrket involvering er illustrert i figur 7.3.

Vurdering og synliggjøring av alternative nettløsninger på tvers av nettnivåer og konsesjonærer bør styrkes i kraftsystemutredningene. NVE skal påse at dette gjennomføres og pålegge ytterligere utredninger der utredningene er mangelfulle, jf. energiutredningsforskriften § 3. Videre skal koordineringen mellom de regionale kraftsystemutredningene og Statnetts utredning for sentralnettet styrkes. Problemstillinger knyttet til sentralnettet bør i større grad tas inn i utredningene i de regionale kraftsystemutredningene. Statnett skal delta aktivt i de regionale utredningsprosessene og bidra med sin kompetanse både i egenskap av systemansvarlig og utredningsansvarlig for sentralnettet. Statnetts rolle som systemansvarlig og utredningsansvarlig for sentralnettet gjør det viktig at foretaket kommuniserer godt med omverdenen om sine investeringsplaner.

7.2.3 Statnetts planlegging

Utviklingen av sentralnettet er avgjørende for det norske kraftsystemet, og Statnetts arbeid med nettutvikling er derfor spesielt viktig.

Boks 7.1 Om kraftsystemutredninger



Figur 7.2 Utredningsområder for kraftsystemutredninger

Kilde: NVE

NVE har etablert 18 utredningsområder i Norge, 17 regionale områder og ett ansvarsområde for utredning om sentralnettet, se kart i figur 7.2. De nettselskaper som NVE utpeker som utredningsansvarlige, har ansvaret for å koordinere arbeidet med en langsiktig kraftsystemutredning i sine områder.

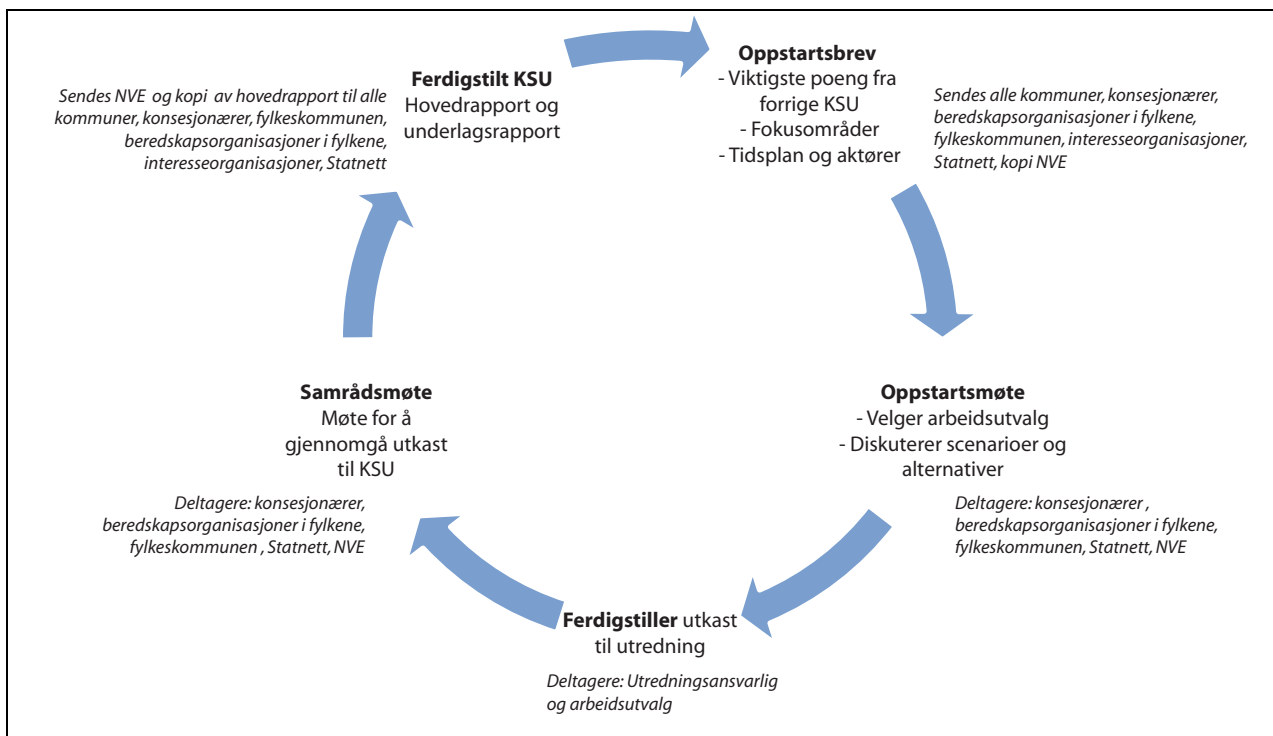
Kraftsystemutredningene beskriver dagens kraftnett, forbruk og produksjonsdata, nåværende og framtidige overføringsforhold samt forventede tiltak. Utredningene skal inneholde prognoser for kraftteterspørsel og -tilgang. De skal samordnes med utredninger i tilgrensende sentral-, regional- og distribusjonsnett. Kraftsystemutredningene gir på denne måten en god oversikt og et viktig bidrag til identifisering av behov for tiltak. Kraftsystemutredningen er også et viktig bakgrunnsdokument for NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for energianlegg. Utredningsansvarlig skal beskrive ulike alternativer for utviklingen av kraftsystemet. Det skal gjennomføres forenklede samfunnsøkonomiske vurderinger av alternativene.

Tabell 7.1 Utredningsansvarlig selskap per region

1	Varanger Kraftnett AS
2	Troms Kraft Nett AS
3	Hålogaland Kraft AS
4	Nordlandsnett AS
5	Helgelandskraft AS
6	NTE Nett AS
7	Trønderenergi Nett AS
8	Istad Nett AS
9	SFE Nett AS
10	BKK Nett AS
11	SKL Nett AS
12	Lyse Elnett AS
13	Agder Energi Nett AS
14	Skagerak Nett AS
15	EB Nett AS
16	Eidsiva Nett AS
17	Hafslund Nett AS

Anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjoner innenfor utredningsområdet, systemansvarlig, de utredningsansvarlige i tilgrensende utredningsområder, større nettkunder og kraftforsyningens distriktssjefer er viktige bidragsytere av informasjon. Disse inviteres til å delta i kraftsystemmøte og kraftsystemutvalg. Utredningen skal gi brukerne av nettet muligheter til å påvirke utformingen av de overføringsanlegg de er avhengige av.

Kraftsystemutredningen gjøres tilgjengelig for publikum og sendes til NVE. Utredningen består av to deler, en offentlig rapport og en mer detaljert rapport som av beredskapshensyn unntas offentlighet.



Figur 7.3 Syklus for kraftsystemutredninger

På lik linje med at det gjennomføres kraftsystemutredninger for regioner, gjennomføres det også en kraftsystemutredning for sentralnettet. Statnett er utredningsansvarlig, også for de delene av sentralnettet som foretaket ikke eier selv. Statnett utgir en nettutviklingsplan som er offentlig tilgjengelig. Statnett gjennomfører også mer spesifikke analyser for enkelte områder etter behov. Både de regionale kraftsystemutredningene og Statnetts egen kraftsystemutredning gir viktig informasjon som Statnett benytter når foretaket vurderer enkeltprosjekter nærmere.

Gjennom det løpende arbeidet med kraftsystemutredningene har Statnett dialog og informasjonsutveksling med andre netteiere, spesielt med regionale kraftsystemutredere. Informasjon fra de regionale utredningene brukes aktivt i Statnetts arbeid med nettplanlegging. Statnett har også tett dialog med kraftselskapene. Videre får Statnett informasjon om nettutvikling i de andre nordiske landene gjennom sitt internasjonale arbeid, både bilateralt og i det europeiske systemoperatørsamarbeidet ENTSO-E.

7.2.4 Nettselskapets konseptvalg og innholdet i en konseptvalgutredning

Etter at behov for styrket overføringskapasitet er identifisert, vurderer nettselskapet ulike løsning-

er eller konsept, jf. boks 7.2. Det gjøres en overordnet samfunnsøkonomisk analyse, jf. 6.4, av de aktuelle konseptene. Dette kan gjøres gjennom en konseptvalgutredning. En konseptvalgutredning inkluderer behovsanalyse basert på ulike forutsetninger, en redegjørelse for formålet med tiltaket, en sammenfatning av hvilke betingelser eller krav som skal oppfylles og til slutt, en samfunnsøkonomisk analyse av de ulike alternative konsepter, inklusive nullalternativet. Statnett har fra 2010 innført konseptvalgutredning i sine interne planleggingsrutiner. Formålet med konseptvalgutredningen er å gi et godt grunnlag for beslutningen om hvilken av de alternative systemløsningene som bør velges, det vil si konseptvalget. Regjeringen vil innføre krav om ekstern kvalitetssikring av nettselskapets konseptvalgutredning, samt at denne også forelegges departementet for en uttalelse, jf. 7.2.5. og 7.2.6. Heretter vil derfor alle nettselskap som skal melde og søke om å bygge store kraftledninger bli pålagt først å gjennomføre en konseptvalgutredning.

I den overordnede samfunnsøkonomiske analysen av de ulike alternative konseptene skal nettselskapet velge hvilket konsept det mener er samfunnsøkonomisk mest lønnsomt og som det skal gås videre med, jf. 6.4. Konseptene skal være alternative løsninger i betydningen at de representerer ulike måter å tilfredsstille behovet på.

Om målet er styrket forsyningssikkerhet i et bestemt område, er det eksempelvis ikke tilstrekkelig kun å vurdere en ny kraftledning fra A til B som eneste alternative konsept. Det må også vurderes om forsyningssikkerheten kan bedres gjennom andre typer tiltak som for eksempel spennings- eller temperaturoppgradering av eksisterende nett, tiltak i bestående transformatorstasjoner eller underliggende nett, avtaler med forbruk eller produksjon, ulike alternative endepunkter for en eventuell ny kraftledning etc.

Vurderingen av de ulike alternativene skal stilles opp på en oversiktlig og sammenlignbar måte, og det skal redegjøres klart for hvilke hensyn som i nettselskapets vurdering har veid tyngst og hvorfor. Det skal vurderes i hvilken grad de ulike alternativene tilfredsstillende overordnede krav. Hvor mange alternative konsept det er hensiktsmessig å vurdere i analysen vil variere. Nullalternativet må alltid vurderes som et referansealternativ. Åpenbart svake alternativer kan det redegjøres helt kortfattet for, men de må omtales for å sikre transparens. Den samfunnsøkonomiske vurderingen vil baseres på prissatte virkninger og virkninger som ikke er prissatt, jf. 6.4 og 6.5. Vurderingene må baseres på overordnet og foreliggende dokumentasjon, ettersom denne analysen gjennomføres før høring av melding og før konsekvensutredninger er gjennomført. Basert på vurderingen av alternativer skal nettselskapet velge hvilket konsept som det mener totalt sett er gunstigst for samfunnet.

I konseptvalgutredningen må nettselskapets virkeområde og ansvar framgå tydelig. Behovet for mer overføringskapasitet påvirkes av mange faktorer og begivenheter. De fleste av dem ligger utenfor nettselskapets ansvarsområde. I konseptvalgutredningen må nettselskapet vurdere sannsynligheten for ulike større begivenheter. Konseptvalgutredningen skal peke på tiltak innenfor energiområdet og gi en kort vurdering av hvordan ulike tiltak forventes å virke. Nettselskapet må vurdere realismen i at slike tiltak blir gjennomført og fremme sine utbyggingsplaner på grunnlag av dette. Det er ikke nettselskapets oppgave å sørge for at alternative tiltak blir gjennomført, men nettselskapene kan bidra til en koordinering av ulike løsninger. For Statnett vil slik virksomhet være en del av ansvaret som tilrettelegger av kraftsystemet. Dersom tiltak i regi av andre aktører endrer behovet for tiltak i nettet, belyses dette i en oppdatert behovsanalyse i søknaden eller gjennom andre interne beslutningsmøtepåler.

Konseptvalgutredningen skal også inkludere en usikkerhetsanalyse med beskrivelse og range-

Boks 7.2 Definisjon av konsept

Et konsept er definert som en prinsipløsning som ivaretar et sett av behov og overordnede prioriteringer. Konseptbegrepet blir reservert for den tidlige fasen av utviklingen fra idé/behov til prosjekt. Konseptene er i nettsammenheng overordnede systemløsninger eller hovedalternativer av tiltak som kan løse behovet som nettselskapet har identifisert, for eksempel gjennom kraftsystemutredningen. Eksempelvis kan teoretisk sett ulike alternative konsept være henholdsvis gjennomføring av tiltak som gir mer effektiv utnyttelse av eksisterende nett, spenningsoppgradering av en eksisterende kraftledning fra A til B fra 300 kV til 420 kV, bygging av en ny luftledning fra A til B, bygging av en ny luftledning fra C til D eller bygging av en ny sjøkabel rundt området fra A til D. Tiltak på forbruks- eller produksjonssiden kan være andre alternative konsepter.

Det er forskjell i detaljeringsgraden av de utredninger og vurderinger som gjøres i henholdsvis konseptfasen og i den etterfølgende prosjektutviklingen i løpet av konsesjonsbehandlingen. Den konkrete traséen, herunder plassering av trafostasjoner, avgjøres ikke gjennom valget av konsept, men i den etterfølgende prosjektutviklingen.

ring av usikre faktorer av relevans for rangeringen av alternativene, tallfesting eller kvalitativ vurdering av utfallsrommet, påvirkningen fra de ulike usikkerhetsfaktorer og en usikkerhetsanalyse av investeringskostnadene.

7.2.5 Innføring av ekstern kvalitetssikring

Regjeringen vil innføre krav om ekstern kvalitetssikring av store kraftledningsprosjekt, jf. definisjon i 7.1. Dette vil innebære at nettselskapene får ansvar for å få utført en ekstern kvalitetssikring av sine konseptvalgutredninger, jf. 7.2.4. Dette skal gjøres på en slik måte at både kvaliteten og fremdriften i prosessen sikres.

Formålet med kvalitetssikringen er å styrke energimyndighetenes styring med konseptvalget, ved å sikre at den faglige kvaliteten på de underliggende dokumenter i beslutningsunderlaget er god. For at kvalitetssikringen skal integreres i planleggings- og konsesjonsprosessen på en mest mulig hensiktsmessig måte, legges det opp til at nettsel-

skapet skal få gjennomført kvalitetssikringen av konseptvalgutredningen før den oversendes departementet for uttalelse, jf. 7.2.6. Ved at kvalitetssikrers vurdering og nettselskapets eventuelle kommentarer til denne vedlegges konseptvalget, vil dette inngå som et styrket grunnlag for behandlingen. Den eksterne kvalitetssikreren skal kontrollere at nettselskapets utredninger og begrunnelser er i tråd med myndighetenes krav og god praksis. Videre skal kvalitetssikrer gjennomgå nettselskapets utredninger og foreta en egen analyse der konseptene som er vurdert veies opp mot hverandre. På bakgrunn av analysen skal kvalitetssikrer komme med sin vurdering av hvilket konsept som synes å være totalt sett best for samfunnet, og som nettselskapet derfor anbefales å gå videre med.

Energimyndighetene vil formalisere kravet om å ha gjennomført ekstern kvalitetssikring før et stort prosjekt meldes. Det vil også utarbeides en veileder som fastsetter kravspesifikasjon til innholdet i utredningen som kvalitetssikrer skal vurdere og kompetansekrav for kvalitetssikrer. Det tas sikte på å ferdigstille veilederen i 2012. Vurdering av behovet for tiltaket og en samfunnsøkonomisk vurdering av de alternative konseptene, herunder både prissatte og ikke-prissatte virkninger, er de sentrale deler av konseptvalgutredningen. Mange tiltak i sentralnettet er store, tar lang tid å realisere og har lang virketid. Det er viktig at forutsetningene for at et tiltak er nødvendig belyses godt og at det redegjøres for hvilke faktorer som kan påvirke behovet over tid. Behov skal være dokumentert, og det skal komme klart fram hvilke behov som er prosjektutløsende, samt hvilke krav et tiltak må oppfylle for å svare på behovet på en tilfredsstillende måte. De ulike alternativene vurderes systematisk, jf. 7.2.4. Dette er viktig for å gi kvalitetssikrer, myndighetene og interessenter mulighet til å se, og eventuelt etterprøve, hvilke vurderinger som er blitt gjort.

Ordningen med ekstern kvalitetssikring av nettselskapets konseptvalgutredning i store nettsaker vil ha likhetstrekk med systemet for kvalitetssikring av valg av konsept (KS1) som gjennomføres for store statlige investeringer. Opplegget tilpasses imidlertid kraftsektoren og at det er nettselskapene, ikke staten, som tar investeringsbeslutningene. Det er også en sentral forskjell at nettselskapets prosjekt underlegges en egen vurdering senere i prosjektutviklingen gjennom myndighetenes konsesjonsbehandling. Den endelige godkjenningen av valget av konsept og den senere prosjektutforming er det fortsatt myndighetene som skal foreta gjennom konsesjonsbehandlingen.

Kvalitetssikringen skal være gjennomført før nettselskapet sender konseptvalget til departementet. Det er så tidlig i nettselskapets planleggingsprosess at innspillene fra den eksterne utredningen mottas når mulighetsrommet for tilpasninger og vurderinger av ulike alternativer fortsatt er størst mulig. Samtidig er det før myndighetene starter sin vurdering av prosjektet. Nettselskapet får anledning til å dra lærdom av kvalitetssikreren innspill og gjøre endringer eller begrunne sitt valg bedre før konseptvalget fremlegges for høring og myndighetsvurdering. Slik kan kvalitetssikringen bidra til å sikre et godt vurderingsgrunnlag for myndigheter og berørte samfunnsinteresser.

Regjeringen presiserer at de samfunnsøkonomiske vurderingene av alternative konsept vil være relativt overordnede ettersom konsekvensutredninger og høringer gjennomføres senere i konsesjonsbehandlingsprosessen. Dette er tilsvarende stadium som er valgt for KS1-systemet, og det er på bakgrunn av konseptvalg vurderingene at nettselskapene beslutter hvilket konsept de går videre med utviklingen av. Den eksterne kvalitetssikringen i kraftledningssaker skal være en gjennomgang av foreliggende dokumentasjon og de analyser nettselskapet har gjennomført. Videre skal kvalitetssikrer foreta en egen vurdering der de ulike konseptene veies opp mot hverandre og komme med en anbefaling til hvilket konsept nettselskapet bør gå videre med. Kvalitetssikringen baseres på den informasjon som foreligger på dette stadiet, og det vil i de fleste tilfeller være hensiktsmessig for kvalitetssikrer å basere seg på nettselskapets kraftsystemmodellkjøringer. Kvalitetssikreren skal kontrollere at arbeidet nettselskapet har gjennomført er i tråd med myndighetenes krav og god praksis. Der kvalitetssikrer påviser mangler, skal det påpekes eventuelle behov for ytterligere analyser og vurderinger som nettselskapet eventuelt bør gjennomføre, før konseptvalget sendes til departementet.

7.2.6 Innføring av tidlig politisk involvering

Myndighetsbehandlingen av et nettprosjekt tar, med dagens system, til når nettselskapet sender melding om prosjektet til energimyndighetene, jf. 7.3.2. Valg av overordnet konsept gjøres i dag av nettselskapet før melding sendes til NVE.

Utbygging av store kraftledninger er sentrale energipolitiske beslutninger og er også viktige for andre politikkområder som klima, naturforvaltning og næringsutvikling. Vurdering av behov og valg av konsept, er sentralt. Det er viktig at nettselskapets

vurdering av behov, valg av konsept og eventuelle andre sentrale spørsmål av samfunnsmessig betydning knyttet til store kraftledninger, blir gjenstand for en tidligere politisk involvering enn i dag. For å sikre at det er den samfunnsmessig beste nettløsning som velges, er det viktig at alle relevante alternativer har vært vurdert. Regjeringen vil innføre en ordning hvor nettselskapet i store kraftledningssaker oversender konseptvalgutredningen til Olje- og energidepartementet for uttalelse etter at det er gjennomført en ekstern kvalitetssikring, men før saken meldes. Ordningen innføres samtidig med innføringen av ekstern kvalitetssikring.

Etter at den eksterne kvalitetssikringen er gjennomført, skal nettselskapet derfor oversende sin behovsvurdering og konseptvalg til departementet. Den eksterne kvalitetssikringen vedlegges og eventuelle endringer gjennomført som følge av denne kommenteres. Olje- og energidepartementet legger behovsvurderingen, konseptvalget og rapporten fra den eksterne kvalitetssikringen ut på åpen høring på departementets hjemmeside. Aktuelle lokale og regionale myndigheter, statlige sektormyndigheter og relevante selskap og interesseorganisasjoner varsles om høringen. Departementet avholder i tillegg normalt høringsmøte, der blant annet nettselskapet og ekstern kvalitetssikrer presenterer sine planer og vurderinger.

På bakgrunn av nettselskapets konseptvalgutredning, ekstern kvalitetssikring, innspillene fra høringen og egne vurderinger, vil departementet gi en offentlig uttalelse til behovet for ledningen, det valgte konsept og eventuelle andre politisk viktige spørsmål. Hvilke spørsmål det er fokus på, 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.

Uttalelsen vil inneholde vurderinger av behovet for prosjektet og en anbefaling av hvilket konsept nettselskapet bør gå videre med i konsesjonsprosessen. Departementets behandling av konseptvalg er viktig for at den etterfølgende planleggings- og konsesjonsprosessen skal bli effektiv og ryddig for både myndigheter og interessenter. Ved at departementet først uttaler seg om det overordnede konseptvalget, kan etterfølgende konsekvensutredning og konsesjonsbehandling innrettes mot en god utredning og utforming av det konseptet som anbefales. Dersom behovet for nettinvesteringen er basert på usikre forutsetninger, vil dette synliggjøres i departementets uttalelse.

Departementets uttalelse kommer imidlertid på et stadium hvor det ikke er foretatt detaljerte utredninger av konsekvenser for miljø og sam-

funn av de forskjellige traséløsninger og vil kun omfatte overordnede, prinsipielle spørsmål. Nettselskapet kan ikke gå videre med prosessen før uttalelsen fra departementet foreligger. Uttalelsen er bare veiledende og ikke rettslig bindende for nettselskapet. Uttalelsen kan ikke påklages. Vedtak om nettprosjektet, herunder konkret trasévalg, plassering av trafostasjoner og valg av teknisk løsning, vil bli fattet i den etterfølgende konsesjonsbehandlingen.

Ny, bedre og mer helhetlig kunnskap eller nye omstendigheter kan gjøre det nødvendig både for nettselskapet og de offentlige myndigheter å revurdere de synspunkter og forutsetninger som lå til grunn på tidspunktet for departementets uttalelse. Ny, bedre og mer helhetlig kunnskap kan komme som følge av gjennomførte konsekvensutredninger. Nye omstendigheter kan være en utvikling i elektrisitetsproduksjon og/eller -forbruk som avviker betydelig fra det som ble lagt til grunn i behovsanalysen.

Etter ekstern kvalitetssikring er gjennomført og departementet har avgitt sin uttalelse, er det opp til nettselskapet å videreutvikle konseptet med tanke på gjennomføring. I denne fasen involverer nettselskapet kommuner og andre som har kunnskap om lokale forhold. Regjeringen understreker viktigheten av at nettselskapene allerede på dette tidlige stadiet aktivt involverer lokale myndigheter og fører åpen dialog også med andre interessenter. Samtidig er det viktig at disse interessentene fremmer sine synspunkter tidlig i prosessen.

7.3 Konsesjonsbehandlingen

7.3.1 Innledning

En nettinvestering har ofte stor betydning for næringsliv, lokalsamfunn, natur og andre arealinteresser. Det er derfor nødvendig at konsekvensene utredes grundig. Allmennheten må få anledning til å komme med innspill til hvordan prosjektet utformes. Gjennom konsesjonsbehandlingen styrer energimyndighetene hvilke enkeltprosjekter som tillates realisert, og sikrer at en eventuell utbygging blir skånsom og gir best mulig nytte. Disse vurderingene krever en grundig og omfattende myndighetsprosess. Samtidig er fremdrift i nettutviklingen viktig for å få på plass ny infrastruktur der samfunnet har behov for det.

Myndighetsprosessen skal være så effektiv som mulig, og tidsbruken må ikke bli mer omfattende enn nødvendig. Med hensyn til krav til framdrift i nettutbyggingen dette tiåret, har konsesjonsbehandlingen de siste årene tatt for lang tid.

Et eksempel er ledningen fra Sima til Samnanger, hvor prosessen fra melding til endelig vedtak tok fem år. Et annet er ledningen fra Mongstad til Kollsnes, som ble meldt i april 2006 og ble konsesjonssøkt i oktober 2007. NVE sendte OED innstilling i januar i 2011 og saken er fortsatt til behandling. Da BKK fikk konsesjon på ledning fra Fana til Kollsnes i 1994, søkte BKK om konsesjon i april 1993 og NVE ga konsesjon i juli 1993. Vedtaket ble påklaget til OED som fattet hovedvedtak i januar 1994 samt et delvedtak i september 1994 for den resterende strekningen. Økningen i saksbehandlingstiden skyldes blant annet økt allmenn og politisk oppmerksomhet rundt sakene og økte krav til utredninger. Av disse grunner må det forventes at konsesjonsprosessene tar lenger tid nå enn for et par tiår siden, men det er behov for å snu trenden med stadig økende tidsbruk i konsesjonsbehandlingen.

Som omtalt i 7.1 og 7.2 er utbygging av store kraftledninger beslutninger som innebærer viktige politiske valg. Innføringen av en tidlig involvering og uttalelse fra departementet, jf. 7.2.6, vil bidra til at dette tydeliggjøres, og at prinsipielle spørsmål om behov og konseptvalg løftes fram tidligere. Den etterfølgende konsesjonsbehandlingen skal ha fokus på hvilke trasévalg og hvilken utforming som innenfor det valgte konsept totalt sett er gunstigst for samfunnet. Fra nettselskapet sender sin melding er NVE den sentrale konsesjonsmyndigheten som fastsetter konsekvensutredningsprogram, vurderer om prosjektet er samfunnsmessig rasjonelt, vurderer traséer og endringer i traséer og utarbeider en innstilling til vedtak. Regjeringen foreslår imidlertid at vedtaksmyndigheten heves til Kongen i statsråd. Dette omtales nærmere i 7.3.4.

Det er viktig at beslutningsrelevant informasjon kommer fram så tidlig som mulig og gir grunnlag for en avveining av hensyn i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling. Konsesjonsbehandlingen inkluderer høringer, folkemøter og befaringer. De enkelte ledd i konsesjonsbehandlingen skal benyttes for innspill. Innspillene vil gi viktige bidrag til myndighetenes beslutninger og sørge for at de ulike hensynene kan veies opp mot hverandre etter en åpen og inkluderende saksgang og innenfor hensiktsmessige tidsrammer.

7.3.2 Melding, høring og fastsettelse av konsekvensutredningsprogram

I dag starter energimyndighetens behandling av et kraftledningsprosjekt når nettselskapet sender

NVE en melding om prosjektet, jf. dog 7.2.6. En melding er en tidlig varsling av et planlagt prosjekt. Meldingen skal bidra til å gi berørte parter informasjon om prosjektet, og gi dem anledning til å komme med uttalelser og innspill. Energilovverket har ingen egne krav til utforming av melding, men NVE har utformet en veileder.

I meldingen skal nettselskapet redegjøre for tiltaket, og gi en foreløpig vurdering av mulige virkninger for omgivelsene. Meldingen skal inneholde et forslag til konsekvensutredningsprogram, herunder hvilke temaer nettselskapet mener må utredes videre. I meldingen inngår begrunnelse for bygging av tiltaket, behovet for tiltaket og oversikt over alternative løsninger.

NVE sender melding med utkast til utredningsprogram på høring. Meldingen sendes til berørte parter og annonseres i aktuelle aviser og i Norsk lysingsblad, slik at den blir bredt kjent. Meldingen med eventuelle vedlegg legges ut til offentlig ettersyn i kommunen og på NVEs hjemmesider. NVE arrangerer møter med lokale myndigheter og folkemøter om meldingen.

På bakgrunn av innkomne uttalelser, forslag til konsekvensutredningsprogram og egne vurderinger, fastsetter NVE utredningsprogrammet. Utredningsprogrammet beskriver hvilke temaer nettselskapet skal få utredet nærmere. Energiloven, konsekvensutredningsforskriften og oreigningslova, sammen med blant annet forvaltningsloven, naturmangfoldloven, kulturminneloven og reindriftsloven, stiller krav som samlet skal tilrettelegge for et godt beslutningsgrunnlag i kraftledningssaker. I store kraftledningssaker utredes tiltakets virkning på en rekke områder, for eksempel landskap, kulturminner og kulturmiljø, friluftsliv, naturmangfold, reindrift, reiseliv, jord- og skogbruk og nærføring og bebyggelse, elektromagnetisk feltstyrke og støy. Grundige utredninger er sentralt for at myndighetene skal få et godt beslutningsgrunnlag og tilstrekkelig kunnskap om alle relevante temaer.

Energimyndighetene vil skjerpe kravene til hvordan nettselskapene i meldingen beskriver behov og hvilke alternativ/ulike konsepter de har vurdert. Videre vil også nettselskapets konseptvalgutredning, rapport fra ekstern kvalitetssikring og departementets uttalelse, være del av bakgrunns materialet for vurderingen av nettselskapets melding. Dette vil bidra til mer åpenhet rundt nødvendigheten av et tiltak og hvorfor nettopp det meldte tiltaket, etter nettselskapets vurdering, er det beste.

Boks 7.3 Sentrale lover

En rekke lover er relevante for investeringer i nettanlegg på høyt spenningsnivå. I denne boksen omtales kort de mest relevante:

Energiloven

Bygging og drift av blant annet kraftledninger, herunder jord- og sjøkabler, transformatorstasjoner og elektriske anlegg i kraftverk, er omfattet av lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. av 29. juni 1990 (energiloven) jf. § 1-1. Anlegg for produksjon, omforming, overføring og distribusjon av elektrisk energi kan ikke bygges, drives eller eies uten konsesjon, jf. § 3-1. Konsesjonsordningen omfatter ikke bare nye anlegg, men også ombygging eller utvidelse av bestående anlegg. Konsesjonsbehandlingen av kraftledninger tar utgangspunkt i energilovens formålsbestemmelse i § 1-2, som slår fast at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal allmenne og private interesser som blir berørt hensyntas. Dette innebærer at i konsesjonsbehandlingen etter energiloven skal alle fordeler og ulemper ved tiltaket veies mot hverandre, og kun prosjekter som totalt sett vurderes som samfunnsmessig rasjonelle gis konsesjon. I Ot.prp. nr 62 (2008-2009) Om lov om endringer i energiloven ble det presisert at det med samfunnsmessig rasjonelt og samfunnsøkonomisk lønnsomt legges 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 prissettes på en allment akseptert måte.

Energiloven § 2-2 legger myndigheten til å fatte konsesjonsvedtak til «departementet». Denne myndigheten har Olje- og energidepartementet delegert til NVE. Delegasjonen er imidlertid ikke til hinder for at departementet i enkeltsaker selv velger å fatte vedtak eller at departementet bringer saken inn for Kongen i statsråd. For øvrig vil departementet fremme forslag med nødvendige lovendringer for gjennomføring av endringene foreslått i denne meldingen.

Oreigningslova

Ved bygging av energianlegg som krever anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1, må tiltakshaver skaffe nødvendig grunn og rettigheter for anleggene. Dette kan enten skje gjennom

frivillige avtaler eller ved ekspropriasjon. Når tiltakshaver søker anleggskonsesjon, søkes det samtidig om ekspropriasjonstillatelse i tilfelle slike frivillige avtaler ikke oppnås med berørte grunneiere og rettighetshavere.

Regler om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse er hjemlet i lov om oreigning av fast eiendom av 23. oktober 1959. Det kan bare gis samtykke til ekspropriasjon dersom det er sannsynlig at inngrepet uten tvil er til mer nytte enn til skade.

Dersom tiltakshaver ikke kommer frem til minnelige avtaler med berørte grunneiere og rettighetshavere, iverksettes ekspropriasjonen ved en etterfølgende skjønnsak 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.

Plan- og bygningsloven

Sentral- og regionalnettsanlegg, transformatorstasjoner og andre større kraftledninger som krever anleggskonsesjon etter energiloven, er unntatt fra plan- og bygningsloven, jf. § 1-3. Kun bestemmelsene om konsekvensutredning i kapittel 14 og om stedfestet informasjon i kapittel 2 gjelder for slike anlegg. Dette betyr at det kan gis konsesjon til og bygges anlegg uavhengig av planstatus, at det ikke skal lages reguleringsplan eller gis dispensasjon for denne typen anlegg, at det ikke kan vedtas planbestemmelser for dem og at de ikke trenger kommunal byggetillatelse. Unntaket for kommunal byggesaksbehandling omfatter for øvrig alle konsesjonspliktige nettanlegg, inkludert de som bygges i medhold av områdekonsesjon, jf. byggesaksforskriften § 4-3 bokstav c).

I energiloven § 2-1 annet ledd heter det at for søknader som omfattes av plan- og bygningsloven kapittel 14 skal konsekvensutredninger vedlegges søknaden. Dette gjelder for kraftledninger og jord- og sjøkabler med spenning på 132 kV eller høyere og lengde på mer enn 20 km. I tillegg er det visse tiltak som skal konsekvensutredes i den utstrekning de faller inn under kriteriene som følger av konsekvensutredningsforskriftens § 4. Bestemmelsen omfatter tiltak som er foreslått lokalisert i vernede områder, friluftsområder mv. I konsekvensutredningsforskriften heter det at meldingen skal beskrive relevante og realistiske alternativer, og det skal framgå hvordan disse er tenkt behandlet i plan- og utredningsarbeidet. Beskrivelsen vil typisk omfatte alternative traséer

Boks 7.3 (forts.)

og til dels alternative framføringsmetoder (luftledning eller jord-/sjøkabel).

Forvaltningsloven

Forvaltningsloven gir rammer for hvordan myndighetenes saksbehandling skal foregå. Loven inneholder generelle regler om saksbehandlingen av vedtak m.m. og utfyller de spesielle saksbehandlingsreglene i særlovene, for eksempel i energiloven og oreigningslova.

Naturmangfoldloven

I departementets vurdering av om konsesjon etter energiloven skal gis, veies fordeler og ulemper ved den omsøkte kraftledningen opp mot hverandre. Bevaring av naturmangfoldet inngår i skjønnsutøvingen ved saksbehandlingen etter energiloven. Eventuelle konsekvenser for naturmangfold må vurderes i et helhetlig og langsiktig perspektiv. Eventuell forringelse eller tap av naturmangfoldet vurderes og avveies når tiltakets totale fordeler og ulemper vektas mot hverandre i konsesjonsbehandlingen etter energiloven.

Bestemmelsene i naturmangfoldloven § 8 om kunnskapsgrunnlaget og prinsippene i §§ 9-12 legges til grunn som retningslinjer for vedtak etter energiloven. Prinsippene omhandler bruk av føre var-prinsippet, økosystemtilnærming, vurdering av samlet belastning, at kostnadene ved miljøforringelse skal bæres av tiltakshaver og at miljøforsvarlige teknikker og driftsmetoder skal etterstrebes. Paragraf 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 se hen til den samlede belastningen for økosystemer, naturtyper og arter, slik at så langt det er mulig unngår resultater som strider mot forvaltningsmålene i naturmangfoldloven §§ 4-5. I vurderingen av samlet belastning skal det både tas hensyn til allerede eksisterende inngrep og relevante og dokumenterte forventede fremtidige inngrep. Vurderingene etter disse prinsippene skal fremgå av beslutningen.

Konsesjon etter energiloven og oreigningslova gis ikke dersom det vurderes at tiltakets nytte ikke står i et rimelig forhold til kostnadene og ulempene tiltaket medfører, herunder skade på naturmangfoldet. Olje- og energidepartementets vedtak av 2. juli 2010 om bygging av kraftledning mellom Sima og Samnanger, og delvedtakene av 8. april og 21. desember 2011 i klagesaken om bygging av kraftledning mellom Ørskog og Sogndal illustrerer hvordan lovens krav kan oppfylles og hvordan kryssende hensyn skal avveies i denne typen saker.

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.

Kulturminneloven

Kulturminneloven har til formål å sikre vern av kulturminner og kulturmiljø. Loven slår fast automatisk vern for en nærmere angitt liste med eldre kulturminner (fra før 1537) og samiske kulturminner eldre enn 100 år.

Loven oppstiller også undersøkelsesplikt ved planlegging av offentlige og større private tiltak, de såkalte § 9-undersøkelsene. Formålet med undersøkelsene er å avdekke om tiltaket kan virke inn på automatisk fredede kulturminner.

Reindriftsloven

Etter reindriftsloven § 22 er det forbudt å stenge flyttleier. Ikke bare en fullstendig blokkering av leien omfattes, også innsnevring av og bygging like ved leien, samt forstyrrelser som bygging av tiltaket medfører, kan omfattes av bestemmelsen dersom det er til hinder for at reinen kan drives langs flyttleien. Dette må vurderes i det konkrete tilfellet. Landbruks- og matdepartementet 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 Sametinget og det berørte reinbeitedistrikt.



Figur 7.4 Felles folkemøte for vindpark og kraftledning i Svelgen.

Foto: Hilde Totland Harket/ NVE



Figur 7.5 Befaring for kraftlinjen Balsfjord-Hammerfest.

Foto: NVE

7.3.3 Konesjonssøknad, høring og vedtak

Nettselskapet skal sørge for at konsekvensutredningene utføres. Når konsekvensutredningene er ferdigstilt kan nettselskapet sende søknad om konsesjon for tiltaket. Konsekvensutredningen bygger på grundige fagrapporter om blant annet temaer som friluftsliv, kulturminner og kulturmiljø, landbruk, reindrift og andre samiske interesser, reiseliv, naturmangfold, landskap, luftfart og skipstrafikk, fiskeri og havbruk og nærføring og elektromagnetiske felt. Omfattende kartmateriale, fotomontasjer og 3D-visualiseringer utarbeides, i tillegg til en brosjyre som kort presenterer prosjektet og oppsummerer konklusjonene fra konsekvensutredningen.

NVE sender søknaden og konsekvensutredningen på høring til aktuelle høringsinstanser. Høringen blir annonsert i aktuelle aviser og i Norsk Lysingsblad. Søknaden med konsekvensutredning legges ut til offentlig ettersyn i kommunen og på NVEs nettsider. NVE arrangerer møter med lokale myndigheter og folkemøter om søknaden samt foretar befaring av tiltaket. Hvis det i løpet av prosessen kommer fram momenter som bør undersøkes nærmere, ber NVE tiltakshaver om å gjennomføre tilleggsutredninger. Dersom NVE finner grunnlag for det, kan tiltakshaver bli bedt om å vurdere tilleggsøknader.

Konesjonsbehandlingen innebærer langt mer enn å avgjøre hvorvidt ledningen bør bygges eller ikke. Ulike mulige trasévalg vurderes i lys av nettselskapets vurdering, konsekvensutredningen og innspill mottatt gjennom høringer og folkemøter. Ofte mottar NVE flere hundre høringsuttalelser som gjennomgås og vurderes. I sakene om Sima-

Samnanger og Kollsnes-Mongstad mottok NVE for eksempel henholdsvis 99 og 116 høringsuttalelser. I saken om Ørskog-Sogndal mottok NVE hele 2100 uttalelser. Enkelte kraftledningsprosjekter kan i utstrekning passere titalls kommuner og et stort antall grunneiere og andre interessenter. Eksempelvis omfatter NVEs konsesjonsvedtak på 420 kV-kraftledningsprosjektet Ørskog – Sogndal om lag 280 kilometer ny ledning gjennom 15 kommuner. Detaljert valg av trasé og plassering av trafostasjoner mv. innebærer omfattende faglige vurderinger og avveininger, av både tekniske, naturfaglige og økonomiske forhold, samt hensyn til lokalsamfunnets synspunkter. Valg av trasé og vurdering av avbøtende tiltak er en svært viktig, og den mest omfattende delen av energimyndighetenes vurdering.

NVE fatter konsesjonsvedtak når tiltaket er tilstrekkelig opplyst, på bakgrunn av søknaden, konsekvensutredningen og eventuelle tilleggsutredninger, innkomne merknader, befaring og egne vurderinger. Konsesjonsvedtak fattet av NVE kan i dag påklages til Olje- og energidepartementet. NVE vurderer om klagen inneholder nye opplysninger som gir grunnlag for å endre eller oppheve vedtaket etter forvaltningsloven. Dersom NVE velger å opprettholde vedtaket, oversendes klagen til Olje- og energidepartementet til klagebehandling. I 7.3.4 omtales regjeringens forslag til endring av vedtaksmyndighet og hvordan den avsluttende delen av konsesjonsbehandlingsprosessen organiseres framover.

Målet etter energiloven er å finne frem til de løsninger som totalt sett er gunstigst for samfunnet, jf. også kapittel 6.4, 6.5 og 6.7. Positive og negative virkninger for samfunnet vurderes i bred

forstand; behov for ny nettkapasitet veies opp mot kostnader og ulemper for tredjeparter og miljøet. Ved vurderinger av virkning på naturmangfold legges prinsippene i naturmangfoldloven kapittel II til grunn. Herunder må konsesjonsmyndigheten vurdere den samlede belastningen for økosystemer, naturtyper og arter. I konsesjonsbehandlingen blir fordelene ved tiltaket vurdert opp mot ulempene, og konsesjon gis dersom prosjektet vurderes å ha større samfunnsmessig nytte enn samfunnsmessig kostnad. Olje- og energidepartementets vedtak av 2. juli 2010 om bygging av kraftledning mellom Sima og Samnanger og delvedtakene av 8. april og 21. desember 2011 i klagesaken om bygging av kraftledning mellom Ørskog og Sogndal, er en illustrasjon på en slik avveining.

7.3.4 Endring av vedtaksmyndighet

Etter dagens system fatter NVE førsteinstansvedtak, mens OED er klageinstans. I de senere årene har alle NVEs vedtak i store kraftledningssaker blitt påklaget. I en klagesak er det i hovedsak klagerne som uttaler seg. Øvrige involverte, som kan bli berørt dersom prosjektutformingen endrer seg i klageomgangen, har vanskeligere for å komme med innspill. Det er derfor usikkert om de engasjerer seg i en klageomgang. Arbeidet med klagen i NVE, som foreskrevet i forvaltningsloven, tar tid. For å sikre mer effektive beslutningsprosesser med deltakelse av alle berørte, vil regjeringen heve vedtaksmyndigheten for større kraftledningssaker. Det legges opp til at NVE utarbeider innstilling til departementet. Saken avgjøres så gjennom endelig vedtak av Kongen i statsråd.

Endring av vedtaksmyndigheten medfører at klageretten bortfaller. Verken energiloven eller oreigningslova oppstiller særlige forutsetninger om klageadgang på energikonsesjonssaker. Formelt vil endringen i all hovedsak bestå i at NVE ikke fatter vedtak, men avgir innstilling, og at departementet ikke klagebehandler, men forbereder saken for Kongen i statsråd. Hensynet til dem som ville vært klageberettigede etter dagens ordning ivaretas på en fullgod måte med den endringen som foreslås. NVE skal fremdeles foreta hovedbehandlingen av de større kraftledningssakene med samme saksbehandling, folkemøter og høring som for et vedtak. I NVEs innstilling inngår alt et førsteinstansvedtak inneholder. NVE foretar de omfattende vurderingene av alle sider av saken. I innstillingen skal de ulike interessene være kartlagt og avveid i en konklusjon. En fullstendig sam-

funnsøkonomisk vurdering skal legges fram. Forskjellen er at NVE ikke fatter vedtak, men i stedet avgir en innstilling om utfallet av saken.

NVEs innstilling vil være en sentral del av grunnlaget for departementets videre behandling. Departementet skal begrense seg til å vurdere de sider av sakene hvor politiske avveininger kan gjenstå, og se på eventuelle endrede forutsetninger. Det er derfor viktig at alle interessenter som ønsker å påvirke sakens utfall, benytter de involveringsmuligheter NVE legger til rette for. Departementet skal sende NVEs innstilling på en ny høring og avholde møter og foreta befarings på vanlig måte i de berørte kommunene. Departementet vil be om tilleggsutredninger i den grad saken ikke er blitt tilstrekkelig belyst gjennom de prosessene det legges opp til. Departementet foretar på vanlig måte legalitetskontroll av saksbehandling og lovanvendelse. Når saken er tilstrekkelig opplyst, fremmes tilråding for Kongen i statsråd. Kommuner, organisasjoner, grunneiere og rettighetshavere får dermed fortsatt anledning til å ta del i en konsesjonssak på samme måte som tidligere – først ved høring av melding og forslag til konsekvensutredningsprogram, videre med høring av søknaden og til sist med høring av NVEs innstilling. I tillegg kommer departementets uttalelse til behovsvurdering og konseptvalg jf. 7.2.6. Det kontradiktoriske prinsipp om at alle berørte skal få komme med sine synspunkter gjennom hele prosessen, vil derfor stå vel så sterkt som ved dagens ordning.

Ved å heve vedtaksmyndigheten vil de omsøkte traséalternativer følge innstillingen fra NVE til departementet. Rettssikkerheten styrkes ved at alle som berøres av de forskjellige traséalternativene omfattes av den avsluttende saksbehandling departementet foretar gjennom befarings og møter i kommunene. Etter dagens ordning begrenses behandlingen i departementet i praksis til de parter som berøres av det påklagede konsesjonsvedtaket. Rettighetshavere og andre interessenter som berøres av traséalternativer som ikke omfattes av NVEs konsesjonsvedtak har i dag verken formell status eller noen klar oppfordring til å engasjere seg i klagerunden. Dette til tross for at utfallet av en klagebehandling kan bli at andre traséalternativer velges. Regjeringen mener at flytting av vedtaksmyndigheten vil legge til rette for et bedre og mer fullstendig beslutningsgrunnlag når saken kommer til departementet og regjeringen. Rettssikkerheten og hensynet til forutsigbarhet for alle potensielt berørte vil også styrkes ved den foreslåtte endring.

7.3.5 Felles ansvar for sentralnettet

Et godt og velutviklet sentralnett er til nytte for hele samfunnet. Det enkelte nettprosjekt bidrar til robusthet i sentralnettet og ikke bare for områdene som knyttes sammen. Hvordan nytte og konsekvenser av enkeltprosjekter fordeler seg mellom regioner og lokalsamfunn kan derfor ikke anslås på en fornuftig måte, og en slik vurdering er heller ikke formålstjenlig. Regjeringen mener at et robust sentralnett er et felles, nasjonalt ansvar og at fordelene tilfaller samfunnet som helhet. En kompensasjonsordning for lokalsamfunn som berøres av nettinvesteringer vil ikke være i tråd med dette, og er ikke aktuelt å innføre.

7.3.6 Forholdet til samiske interesser

I dagens konsesjonsbehandling av større kraftledninger konsulteres eventuelle berørte samiske interesser på flere stadier i prosessen. Avhengig av Sametingets vurdering av den konkrete saken kan første konsultasjonsrunde finne sted allerede om utredningsprogrammet. Deretter konsulteres berørte samiske interesser i forbindelse med NVEs konsesjonsbehandling. Ved en eventuell klagebehandling i Olje- og energidepartementet gjennomføres det også slike konsultasjoner.

Konsultasjonsplikten følger av folkerettslige forpliktelser etter ILO-konvensjonen nr. 169, og er nedfelt i en konsultasjonsavtale mellom staten og Sametinget. Konsultasjonsplikten innebærer også en plikt til å konsultere andre samiske interesser som blir berørt, for eksempel representanter for reindriftsnæringen. Nærmere informasjon finnes i *Avtale om konsultasjoner mellom statlige myndigheter og Sametinget av 2005* og *Veileder for statlige myndigheters konsultasjoner med Sametinget og*

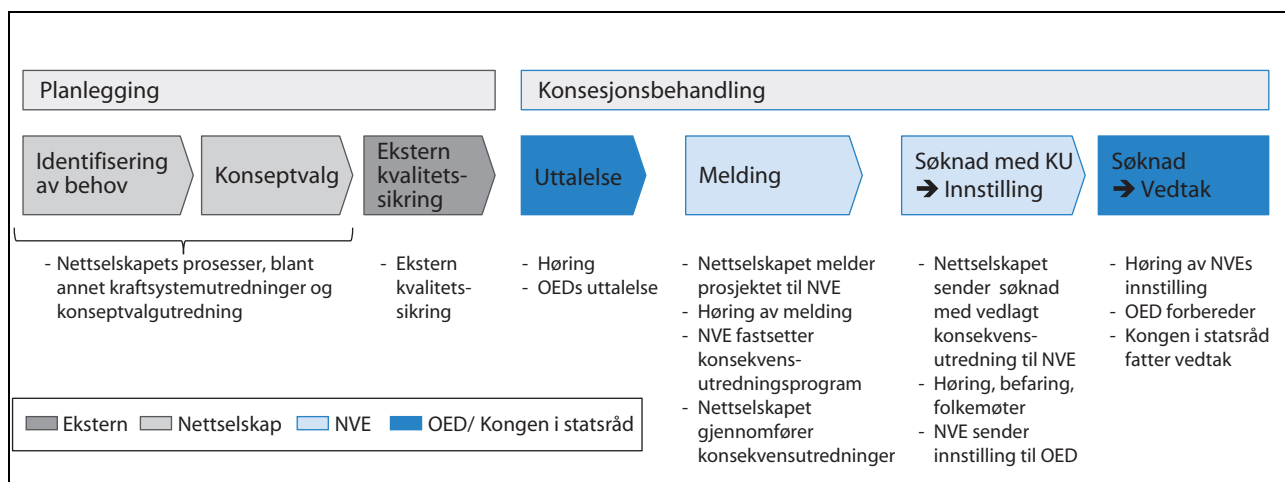
eventuelle øvrige samiske interesser av 2006, som blant annet er tilgjengelig på Fornyings- administrasjons og kirke departementets hjemmesider under www.regjeringen.no. Det er viktig at Sametinget og øvrige samiske interesser, i tillegg til deltagelse i konsultasjonsprosessen, også deltar aktivt i de forutgående høringsprosesser, slik at viktige synspunkter kommer fram.

I saker som berører tradisjonelle samiske områder og samisk næringsutøvelse kan det være aktuelt å vurdere saken opp i mot innholdet i relevante folkerettslige forpliktelser, jf. 4.4.

De endringer i konsesjonsbehandlingen som foreslås i meldingen innebærer ingen endringer i den plikten folkeretten og konsultasjonsavtalen pålegger energimyndighetene til å gjennomføre konsultasjoner ved behandling av saker som kan berøre samiske næringer og øvrige interesser. Konsultasjonsprosedyrene må imidlertid tilpasses de endringer i myndighetsfordelingen som foreslås, for eksempel må det vurderes hvordan konsultasjoner skal gjennomføres i saker der NVE ikke lengre vil fatte vedtak, men vil fremme en innstilling til Kongen. Det konkrete innholdet i slike konsultasjonsprosedyrer vil tas opp med Sametinget i det videre arbeidet med de endringer som meldingen legger opp til.

7.4 Oppsummering

Det planlegges store investeringer i sentral- og regionalnettsanlegg i årene som kommer. Slike anlegg er nødvendige og viktige, men de vil påvirke mange og ofte være omstridte tiltak. Regjeringen mener prosessene for planlegging og konsesjonsbehandlingen, med de endringene som innføres, er godt egnet for å avveie de ulike hensy-



Figur 7.6 Planleggings- og konsesjonssystemet med de foreslåtte endringene

nene og å finne gode løsninger. Departementet vil fremme forslag med nødvendige lovendringer for gjennomføring av de foreslåtte endringene.

Regjeringen vektlegger at nettselskapene tidlig involverer interessenter og berørte, og at interessenter og berørte deltar i de prosessene nettselskap og myndigheter legger opp til. I tillegg til involvering og deltakelse knyttet til enkeltprosjekter, vil endringene som foreslås i prosessen for kraftsystemutredninger være et bidrag til å styrke beslutningsgrunnlaget for nettinvesteringene.

Beslutninger i store kraftledningssaker er en viktig del av energipolitikken. Regjeringen foreslår derfor å innføre en tidlig politisk involvering og å heve vedtaksmyndigheten. NVE skal fortsatt være den sentrale energimyndigheten i konsesjonsbehandlingen i en tidlig fase. Det er NVE som vil gjøre hovedarbeidet med å fastsette konsekvensutredningsprogram, vurdere om prosjektet er samfunnsmessig rasjonelt, vurdere traséer

og endringer i traséer og utarbeide en innstilling til vedtak. Det innføres ekstern kvalitetssikring, slik at en ekstern tredjepart går gjennom prosjektet før det sendes til myndighetene. Figur 7.6 illustrerer trinnene i planleggingen og konsesjonsbehandlingen av store kraftledninger med de foreslåtte endringene.

Planlegging og konsesjonsbehandling av kraftledninger er, og skal fortsatt være, omfattende og grundige prosesser, men tidsbruken må reduseres. Regjeringen mener at de endringer som foreslås vil bidra til å tydeliggjøre de politiske valgene som må tas i forbindelse med beslutninger om store nettprosjekter og hvilken informasjon og hvilke vurderinger som er relevante på de ulike stadiene i beslutningsprosessen. At prinsipielle spørsmål om behov og konseptvalg løftes frem tidligere i prosessen, bør bidra til at den etterfølgende behandlingstiden kan reduseres.

8 Økonomiske og administrative konsekvenser

Det er planlagt store investeringer i det norske overføringsnett i årene fremover. Det er nettselskapene som er ansvarlige for å planlegge investeringer i nettet. I Statnetts nettutviklingsplan for 2011 fremgår det at Statnett planlegger å investere 40 til 50 milliarder kroner på utbygging og oppgradering av strømmettet i Norge i neste tiårsperiode.

Nettselskapene får sine inntekter ved at kundene betaler tariffer, jf. 2.3.2 og 6.2. Det er nettkundene som finansierer investeringer i nettet. Økte investeringer i strømmettet vil over tid føre til økt nettleie for nettkundene. Investeringene krever også økt kompetanse for å kunne planlegge, prosjektere og gjennomføre nettutbyggingene. Det vil også føre til økt etterspørsel etter utbyggingsmateriell. Inntekter fra nettleien og utgifter til investeringer i strømmettet budsjetteres ikke over statsbudsjettet.

Myndighetene påvirkes av investeringsomfanget ved antall saker som skal konsesjonsbehandles. Forslagene i meldingen påvirker ikke direkte antall saker som fremmes, men det har de siste årene og vil i årene framover være et relativt stort antall saker som konsesjonsbehandles sammenlignet med for noen år tilbake.

Regjeringen legger opp til enkelte justeringer i konsesjonsprosessen. Formålet med justeringene er å få en mer effektiv konsesjonsprosess. Dette vil innebære at nettprosjekter vil kunne realiseres

noe raskere enn dersom justeringene ikke hadde funnet sted. Det vil imidlertid fortsatt være en omfattende behandling av prosjektene i NVE og i OED som vil føre til noe økte kostnader. Det antas at disse kostnadene vil oppveies av at konsesjonsprosessen effektiviseres.

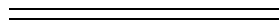
Nettselskapene vil få kostnader til leie av eksterne konsulenter for å gjennomføre kvalitets-sikring. Nettselskapets oversending av konseptvalg og behovsvurdering, samt departementets uttalelse til denne vil også føre til bruk av noe økt saksbehandlingskapasitet. Forslaget om at NVE sender instilling til departementet vil føre til at alle saker behandles både i NVE og i departementet. I praksis vil denne justeringen ikke føre til vesentlige økonomiske konsekvenser ettersom de fleste større ledningssaker i dag klagebehandles i departementet.

Det legges opp til at tiltakene i meldingen kan dekkes innenfor eksisterende budsjetttrammer.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

Tilråding fra Olje- og energidepartementet 2. mars 2012 om Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet blir sendt Stortinget.



Offentlige institusjoner kan bestille flere eksemplarer fra:
Departementenes servicesenter
Internett: www.publikasjoner.dep.no
E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no
Telefon: 22 24 20 00

Opplysninger om abonnement, løssalg og pris får man hos:
Fagbokforlaget
Postboks 6050, Postterminalen
5892 Bergen
E-post: offpub@fagbokforlaget.no
Telefon: 55 38 66 00
Faks: 55 38 66 01
www.fagbokforlaget.no/offpub

Publikasjonen er også tilgjengelig på
www.regjeringen.no

Omslagsillustrasjon: Hilde Totland Harket

Trykk: 07 Oslo AS – 03/2012

