

Statnett

Nettutviklingsplan 2015



Innhold

Forord	5
Sammendrag	6
Kap 1: Fremtiden er elektrisk	16
Kap 2: Strategi og samlet investeringsnivå for Statnetts prosjektportefølje	26
Kap 3: Sikker, miljøvennlig og effektiv nettutvikling	34
Kap 4: Utviklingstrekk og overføringsbehov mot 2035	44
Kap 5: Planlagte prosjekter og konseptvalgutredninger	68
5.1 Region Nord	70
5.2 Region Midt	80
5.3 Region Vest	88
5.4 Region Sør	96
5.5 Region Øst	104
5.6 Mellomlandsforbindelser	110

Forord

Strøm er en forutsetning for utvikling og verdiskaping. Slik var det før og slik vil det fortsatt være. I fremtiden blir elektrisitetens rolle om mulig enda viktigere i en hverdag som blir mer digital, og hvor klimavennlige energiløsninger fremmer effektiv bruk av elektrisitet i enda flere deler av samfunnet.

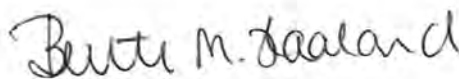
Statnett skal legge til rette for en elektrisk fremtid. Vi skal utvikle en infrastruktur som gjør at vi kan møte fremtidens kraftbehov – samtidig som vi drifter kraftsystemet og sørger for at elektronene kommer frem hver time, hvert sekund, år ut og år inn.

Fremtidens kraftsystem må derfor imøtekomme flere samfunnshensyn: Hensynet til en trygg og stabil strømtilførsel. Hensynet til et klimavennlig energisystem. Hensynet til verdiskaping og arbeidsplasser i by og land. For at kraftsystemet skal klare å levere i tråd med denne ambisjonen, må vi gjøre mange ting samtidig: Vi må bygge et sterkt kraftnett og kombinere utstrakt automatisering og digitalisering med bedre markedsløsninger som i sum vil gi et system som håndterer mer variabel produksjon, som tåler stort forbruk og store forbrukssvingninger, og som kan driftes på en effektiv måte i tråd med bestillingen fra samfunnet. I dette fremtidige systemet tar vi i bruk ny teknologi – også på forbrukssiden. Summen av dette blir hva vi kaller neste generasjon kraftsystem.

Et robust kraftnett utgjør selve grunnmuren dette systemet. Statnett er derfor i gang med å oppgradere sentralnettet. På veien dit er utfordringen å bygge ut i et tempo og på en måte som ivaretar krav til helse, miljø og sikkerhet, kostnadseffektivitet og en akseptabel gjennomføringsrisiko. Blant annet må vi balansere hensynet til løpende driftssikkerhet med prosjektenes behov for utkoblinger. Vi har hatt som mål å finne en prosjektportefølje som både er ambisiøs og realistisk, og som møter behovene samfunnet har og vil få, samtidig som vi tar hensyn til kostnader, miljø og kvalitet.

Frem mot utarbeidelsen av planen har vi hatt en god dialog med våre kunder og andre interessenter, og for første gang sendte vi også planen ut på en høringsrunde før den ble levert til Norges vassdrags- og energidirektorat. Gjennom denne prosessen har vi fått høringsinnspill fra over 50 aktører. Mange av innspillene har blitt ivaretatt, men vi klarer ikke å imøtekomme alle. Jeg mener likevel at samtlige av dem bidrar til å synliggjøre for oss hvordan vi kan bli bedre, og at prosessen mot ferdigstilling av Nettutviklingsplan 2015 har ført til et bedre sluttresultat.

Jeg vil rette en stor takk alle som har bidratt i dette arbeidet, og jeg ser frem til en fortsatt god dialog for å utvikle fremtidens kraftsystem sammen.



Bente Monica Haaland,
Konserndirektør for Strategi og kommunikasjon

Sammendrag

Fremtiden er elektrisk

Strøm er en del av samfunnets kritiske infrastruktur. Digitalisering, behov for klimanøytrale energibærere, ny industrietablering og befolkningsvekst i de store byene er utviklingstrekk som gjør at samfunnets avhengighet av trygg strømforsyning bare vil bli sterkere i årene som kommer. Statnetts viktigste oppgave er å bidra til at vi har et kraftsystem som sikrer trygg forsyning av strøm – nå og i fremtiden. Gjennom drift og utvikling av kraftsystemet skal vi også bidra til norsk verdiskaping og legge til rette for at norske klimamål kan nås.

De siste årene har Statnetts strategiske fokus vært rettet mot å realisere neste generasjon sentralnett. Det vil si å oppgradere sentralnettet for å sikre en stabil strømforsyning i fremtiden og å samarbeide med aktørene i regionalnettet for å sikre et sammenhengende robust strømnnett på alle nettnivåer. Dette arbeidet fortsetter, samtidig som vi må utvide perspektivet.

Videre drift og utvikling av kraftsystemet krever samarbeid

Vi forventer at det vil bli behov for mer avansert samspill mellom forbruk, produksjon og overføring av kraft, basert på nye teknologier og markedsløsninger i neste generasjon kraftsystem, og Statnett har som mål å legge til rette for en slik utvikling. For å lykkes i dette arbeidet er en god dialog og koordinert innsats med kraftprodusenter, andre nettselskaper, industri, myndigheter og andre relevante aktører en forutsetning. Nye teknologiske løsninger i systemdriften påvirker ikke de planlagte prosjektene skissert i Nettutviklingsplan 2015, men er et viktig supplement for en tryggere strømforsyning, tilrettelegging for ny fornybar energi og mer effektiv handel.

Økt satsing på nordisk samarbeid om videre utvikling av våre felles kraftsystemer blir enda viktigere i årene fremover. Det nordiske synkronsystemet binder kraftsystemene i Norden sammen. Dette betyr at kraftsystemene i Norden har samme frekvens, og innebærer at ett lands nettinvesteringer, valg av markedsløsninger eller tiltak innen driftssikkerhet påvirker hele synkronsystemet. Norden står nå overfor felles utfordringer på grunn av omfattende utbygging av ny uregulerbar produksjon og nedlegging av svensk kjernekraft. Vi forventer også en dobling av utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten og Europa, fra 5 000 MW til 10 000 MW, de neste ti årene. Nordisk samarbeid er derfor avgjørende for å opprettholde sikker og effektiv drift, men også for å sikre effektive markeder og en balansert utvikling av kraftsystemet.

I Nettutviklingsplan 2015 drøfter vi mulige utviklingstrekk ved kraftsystemet de neste tjue årene, mulige nettbehov som kan oppstå i perioden og forventede investeringer i sentralnettet fremover. Målet vårt er å forene høye ambisjoner med realistiske planer. For å oppnå dette må vi levere nok nett i rett tid til riktig kostnad – med en akseptabel gjennomføringsrisiko. Vi jobber kontinuerlig for å bli bedre og mer effektive, blant annet ved å ta i bruk nye gjennomføringsmodeller for prosjektene våre, noe som gir raskere fremdrift, økt bruk av standardiserte løsninger og utvikling og innføring av ny teknologi. Statnett skal være en kostnadseffektiv bedrift.

Viktige brikker i fremtidens kraftsystem er allerede på plass

Fra 2010 til og med 2014 har Statnett bygget over 540 kilometer ny ledning og oppgradert over 340 kilometer eksisterende ledninger. I samme periode investerte vi 16,5 milliarder kroner i nye

nettprosjekter hvorav 5,5 milliarder kroner ble investert i 2014. Flere store prosjekter har blitt ferdigstilt, herunder Østre korridor, Skagerrak 4, Sima–Samnanger, Varangerbotn–Skogfoss og nytt kabelanlegg i ytre Oslofjord.

Siden forrige nettutviklingsplan har behovet for flere av de planlagte prosjektene våre befestet seg. Andelen prosjekter i vår portefølje som har fått konsesjon, og hvor vi har tatt investeringsbeslutning, har dermed økt. Derfor er det også mindre usikkerhet knyttet til realisering av flere av våre prosjekter enn tidligere. Det er imidlertid fortsatt usikkerhet om hvilke og hvor mange av de planlagte fornybarprosjektene som vil realiseres frem mot 2021.

Høyt aktivitetsnivå krever effektive løsninger

Statnett er på vei inn i en fase med et historisk høyt investeringsnivå. For å dekke behov som følge av nytt forbruk, ny kraftproduksjon og flere mellomlandsforbindelser er Statnett i gang med en storstilt nettutbygging og har planer om å fornye og forsterke mye av dagens sentralnett. I tillegg er det flere steder behov for å gjennomføre tiltak for å styrke forsyningssikkerheten samt å reinvestere i nettanlegg som begynner å nærme seg utløp av teknisk levetid.

I en periode med høyt aktivitetsnivå er det avgjørende at vi hele tiden søker å finne de mest kostnadseffektive løsningene i gjennomføringen av våre prosjekter. I tillegg er arbeidet vårt med FoU og teknologistyring viktig for å finne innovative løsninger som bidrar til at vi reduserer investeringskostnadene og forebygger negative miljøvirkninger. Vi har blant annet utviklet og kvalifisert ny teknologi i verdensklasse på vår nye kabelforbindelse til Danmark, noe som har bidratt til økt forsyningssikkerhet ved feil i nettet. Vi har også utviklet nye fundamenteringsmetoder som vil gjøre det mulig å ta i bruk større deler av vintersesongen. Dette vil redusere både utbyggingstid og -kost vesentlig.



For å møte det voksende investeringsbehovet har vi tredoblet utbyggingskapasiteten de siste tre årene. Vår omfattende prosjektportefølje har gjort det mulig å bygge opp et leverandørmarked med flere konkurransedyktige entreprenører, og de siste årene har vår leverandørbase vokst. Det har dermed blitt vesentlig flere tilbydere som deltar i anbudskonkurranser på våre prosjekter enn tidligere, og vi har den siste tiden sett noe tegn til utflating av prisnivået. Flere leverandører og bedre konkurranse i markedet er en utvikling som kommer hele bransjen til gode. For å møte investeringsbehovet fremover må Statnett fortsette å utvikle både egen kapasitet og kapasiteten i leverandørmarkedet, samtidig må vi sikre at prosjektene våre er kostnadseffektive og møter våre krav til HMS og kvalitet.



Behov for et jevnere investeringstempo

I de kommende årene vil aktivitetsnivået i hele kraftnæringen være høyt. Dette skyldes særlig at flere nettanlegg er gamle og må fornyes, og at ny fornybar kraftproduksjon må være tilkoblet nettet innen utgangen av 2021 for å være støtteberettiget gjennom elsertifikatordningen. Det høye aktivitetsnivået medfører økende press på enhetskostnader og større gjennomføringsrisiko for våre prosjekter. På Nasjonalt kraftsystemmøte 2014 i august varslet vi derfor en gjennomgang av prosjektporteføljen vår i samarbeid med relevante aktører, for å se på mulighetene for å justere fremdriftsplanen frem mot 2020 for noen av våre planlagte prosjekter. Forutsetningen har vært at en slik justering skulle skje uten betydelige negative konsekvenser for forsyningssikkerhet, verdiskaping og mulighet for tilknytning av ny produksjon og nytt forbruk.

Prioriteringene i Nettutviklingsplan 2015 er et resultat av denne prosessen. Vår høyeste prioritet er prosjekter som er kritiske for å ivareta forsyningssikkerheten fremover. Videre må vi overholde vår tilknytningsplikt både når det gjelder nytt forbruk og ny kraftproduksjon. Gjennom

konseptvalgutredningene for Haugalandet og for nordområdene ser vi på mulige netttiltak for å sikre tilstrekkelig overføringskapasitet hvis de foreliggende planene om industrietablering realiseres. Frem mot 2020 er det flere planlagte fornybarprosjekter som krever økt kapasitet i sentralnettet. Reglene i elsertifikatmarkedet tilsier at fornybarprosjekter må være ferdigstilt og levere strøm inn på nettet innen utgangen av 2021 for å være støtteberettiget.

Realiseringen av de planlagte sentralnettprosjektene som skal tilrettelegge for tilknytning av ny fornybar produksjon, avhenger av at prosjektutviklerne fatter investeringsbeslutninger for sine prosjekter. Statnett vil derfor intensivere dialogen med berørte regionalnettselskaper og deres kunder, og har innført en ny ordning for tildeling av ledig nettkapasitet i noen områder.

I tillegg vektlegger vi en realistisk gjennomføringsplan for de to mellomlandsforbindelsene, som er prosjekter med høy samfunnsøkonomisk lønnsomhet. For å utnytte kapasiteten på disse må vi gjennomføre oppgraderingsprosjekter i Vestre korridor.

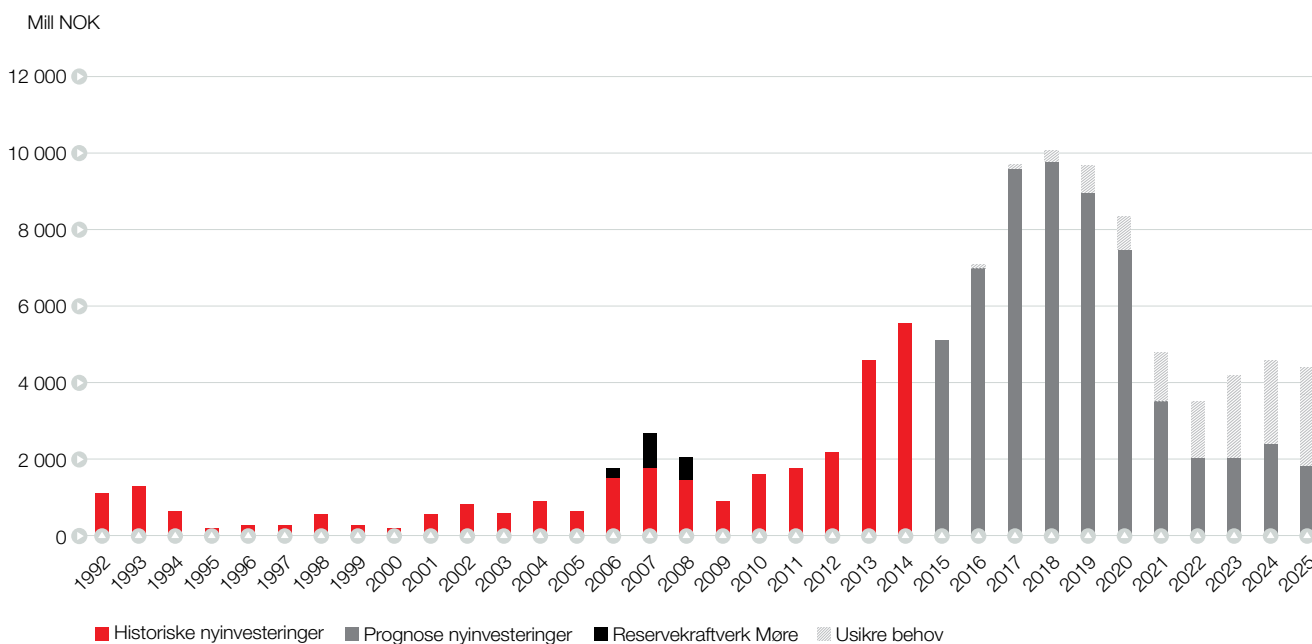
I NUP 2015 foreslår vi å justere fremdriftsplanen for flere reinvesteringer med ett til fem år. Dette er prosjekter hvor vi vurderer at det er forsvarlig å justere fremdriftsplanen uten at det får betydelige konsekvenser for vår evne til å levere en trygg strømforsyning. Denne justeringen gir noe økt risiko i den daglige driften av kraftsystemet, men denne risikoen anses som håndterbar. Vi vil delvis kompensere for dette ved å skifte ut flere enkeltkomponenter og ved å øke vedlikeholdsintensiteten for levetidsforlengelse. For flere av våre prosjekter gjennomfører vi utbyggingen over flere trinn i takt med behovsutviklingen. En slik tilnærming er blant annet benyttet for de planlagte prosjektene Ofoten–Hammerfest og Sauda–Samnanger. Trinnvis utbygging bidrar til å jevne ut aktivitetsnivået, samtidig som vi må veie dette opp mot kortsiktige nyttetap av økonomisk og forsyningsmessig art.



Samlet investeringsnivå for prosjektporteføljen

De kommende fem årene vil investeringsnivået i Statnett være historisk høyt. Kostnadsanslaget for prosjekter under planlegging og gjennomføring i perioden 2016–20 ligger på 40–55 milliarder kroner, mens anslaget for de påfølgende fem årene ligger på 10–15 milliarder. Det innebærer at anslått investeringsnivå for planlagte prosjekter i kommende tiårsperiode ligger om lag på samme nivå som i den forrige nettutviklingsplanen.

Investeringsestimater for tiden etter 2020 er preget av større usikkerhet enn perioden før 2020. Netttiltak som følge av kommende konseptvalgutredninger, reinvesteringer og eventuelle nye behov som vi i dag ikke kjenner til, kan medføre ytterligere nettinvesteringer.



Figur 5

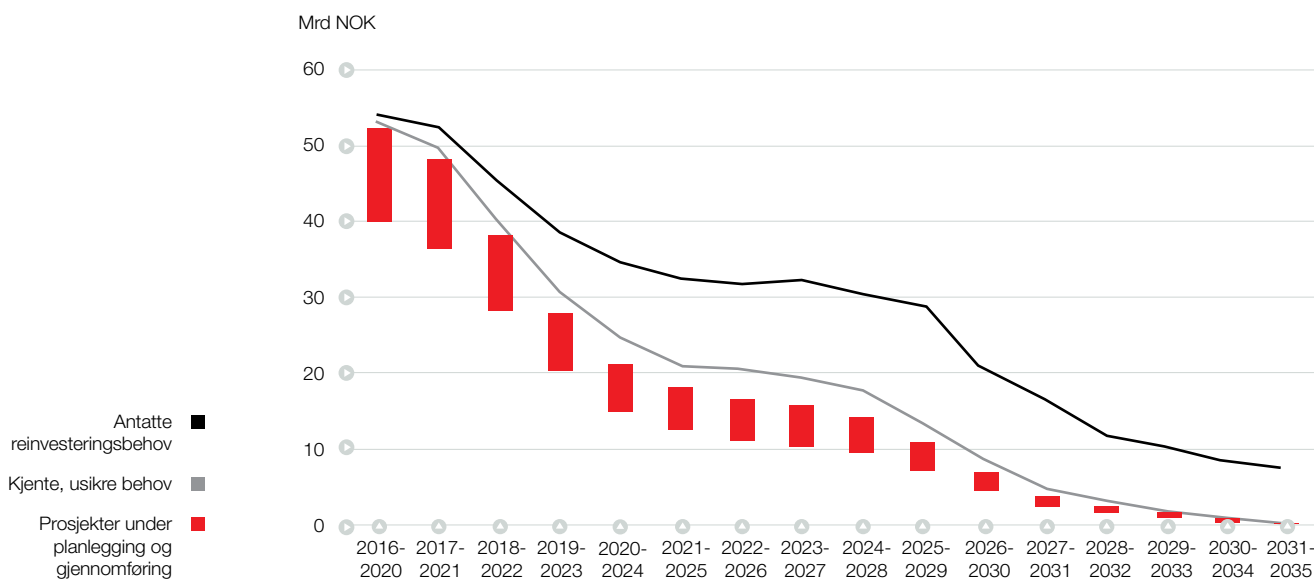
Figur 5 viser historisk investeringsnivå og prognose for nyinvesteringer i nett og større reinvesteringer. Prognosen (per september 2015) omfatter prosjekter under planlegging og gjennomføring i Statnetts portefølje. I tillegg viser skravert felt usikre behov som vi forventer blir realisert i perioden og antatte reinvesteringsbehov (mulig reinvesteringsbehov som følge av nye anlegg Statnett kan komme til å overta som følge av EUs tredje elmarkedspakke er ikke inkludert). Historiske investeringer er oppgitt i 2015-kroner.

Figur 6 viser prognoser for samlet investeringsnivå i den samme porteføljen oppgitt i rullerende femårsintervaller frem mot 2035. Hver enkelt røde søyle viser investeringsnivået for en gitt femårsperiode. Figuren viser samlet sett hvordan disse femårsperiodene vil utvikle seg over tid. Spennet i søylene gjenspeiler usikkerheten om kostnader og omfang for prosjektene. Som figuren viser, er det usikkerhet knyttet til investeringsnivået etter 2020. Avstanden mellom de røde søylene og den grå linjen illustrerer utfallsrommet for investeringer for å dekke kjente, men usikre behov:

- Omfanget av nye netttiltak som følge av flere pågående og kommende konseptvalgutredninger
- Behov for økt kapasitet som er identifisert, men anses som usikre og ligger lenger frem i tid

Avstanden mellom den grå og den sorte linjen illustrerer utfallsrommet som antatte behov for reinvesteringer representerer:

- Økende reinvesteringsbehov i stasjonsanlegg rundt 2025 og ledningsanlegg rundt 2030 (omfatter reinvesteringsbehov i vår nåværende anleggsmasse). Omfanget av og tidsplanen for disse må vurderes løpende i forbindelse med tilstandsvurdering av anleggene.
- Statnett vil trolig, som følge av EUs tredje elmarkedspakke, komme til å overta en rekke sentralnettanlegg som i dag eies av regionale nettselskaper. Reinvesteringsbehovet for disse anleggene er usikkert, og de pågående og kommende transaksjonsprosessene vil gi oss ytterligere kunnskap.



Figur 6

Figur 6 viser prognose for samlet investeringsnivå i rullende femårsintervall frem til 2035. Hver enkelt røde søyle viser investerings-nivået for en gitt femårsperiode for prosjekter som i dag er under planlegging og gjennomføring. Figuren viser samlet sett hvordan disse femårsperiodene vil utvikle seg over tid. Spennet i søylene gjenspeiler usikkerheten om kostnader og omfang for prosjektene. Avstanden opp til den lysegrå linjen illustrerer utfallsrommet for mulige investeringer for å dekke behov for nettkapasitet som i dag er kjent, men svært usikre. Avstanden mellom den lysegrå og den sorte linjen illustrerer utfallsrommet for antatte behov for reinvesteringer i egne anlegg og anlegg som Statnett kan komme til å overta som følge av EUs tredje elmarkedspakke.

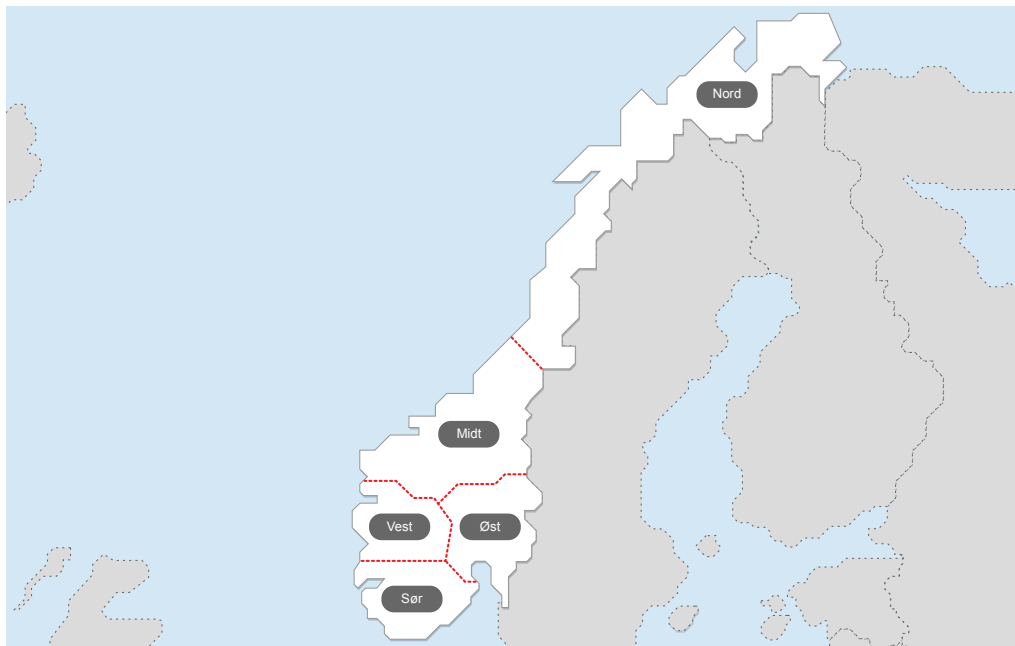
I tillegg til de planlagte og mulige behovene for nettinvesteringer som er illustrert i figur 6, kan det i den kommende tjuenårsperioden oppstå nye nettbehov som ikke er kjent per i dag. Dette kan oppstå som følge av for eksempel ny industrietablering eller ny kraftproduksjon. Les mer i avsnitt 4.5.

Sikker og miljøvennlig nettutvikling

Statnetts visjon er null skader på mennesker og miljø som følge av vår virksomhet. Som resultat av et systematisk HMS-arbeid har vi siden 2013 halvert antallet fraværsskader blant egne ansatte, leverandører og underleverandører. Oppgradering og fornying av eksisterende nett er vår hovedstrategi for å begrense økte arealbeslag og dermed miljøvirkningene av våre nettanlegg. I tillegg virker dette besparende på prosjektenes gjennomføringstid og kostnader. Riving av gammelt nett er også en viktig del av vårt miljøarbeid. Siden vi startet dette arbeidet for 15 år siden, har vi revet rundt 60 mil kraftledninger. Dette utgjør over halvparten av andelen nytt sentralnett som er bygget i samme periode.

Videre nettutvikling i Norge

I planleggingen ser vi på nettforsterkningsbehovet for landet som helhet. Endringer i produksjon, forbruk og overføringskapasitet i én del av landet vil få større eller mindre virkninger for resten av Norges kraftsystem. Vi har organisert planarbeidet i fem regioner, og i nettutviklingsplanen går vi gjennom utviklingstrekk og prosjekter i disse regionene.



Vi deler Norge inn i fem ulike regioner for nettplanlegging. Planene i hver region henger tett sammen.

Region Nord

Region Nord er en stor region med ulike utfordringer. Nord for Ofoten er det begrenset kapasitet i nettet, både inn og ut av området. Samtidig er det et stort potensial for forbruks- og produksjonsvekst. En ny 420 kV-ledning mellom Ofoten og Balsfjord er under bygging, og vi vil videreføre forbindelsen til Skaidi. Etter en samlet vurdering av vår prosjektportefølje har vi besluttet å ferdigstille byggingen av ny ledning opp til Skaidi to år tidligere enn planlagt, gitt byggestart i 2016 på strekningen Balsfjord–Skaidi. Det vil bidra til en sikrere kraftforsyning nord for Ofoten. I tillegg er vi i gang med en konseptvalgutredning for Finnmark for å kartlegge behovet og mulige løsninger i området på lengre sikt. Statnett har startet

arbeidet med konsesjonsprosessen for Lakselv–Adamselv. En forsterkning av denne strekningen er en naturlig første etappe i nettutviklingen etter Balsfjord–Skaidi.

Sør for Ofoten er hovedutfordringen knyttet til transport av kraftoverskudd ut av området. For å legge til rette for ny fornybar produksjon utvider vi stasjonene i Svartisen og Nedre Røssåga og planlegger tiltak i Salten og Kobbelv. Videre har vi startet arbeidet med å oppgradere 300 kV-forbindelsen mellom Nedre Røssåga og Namsos til 420 kV, noe som både vil legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Nordland og bidra til bedre forsyningssikkerhet i region Midt.

I Lofoten og Vesterålen er det svak forsyningssikkerhet, samtidig som usikker forbruksutvikling gjør at vi må vurdere de kortsiktige tiltakene opp mot det langsiktige behovet. I løpet av høsten vil vi idriftsette sjøkabelanlegget i Tjeldsundet. Dette er en del av forbindelsen mellom Kvandal og Kanstadbotn, og vi har startet opp et prosjekt for å reinvestere resten av denne strekningen. Vi er også i gang med å installere reaktiv kompensering for å bedre forsyningssikkerheten i Lofoten og Vesterålen på kort sikt.

Region Midt

Region Midt har et energiunderskudd, og den samlede nettkapasiteten inn til regionen kan bli begrensende i tørrår med lav lokal kraftproduksjon. Situasjonen er imidlertid betydelig forbedret de siste årene, og forsyningssikkerheten vil bli tilfredsstillende når ny forbindelse mellom Ørskog og Sogndal er på plass. Denne forbindelsen er under bygging, og strekningen mellom Ørskog og Ørsta er allerede satt i drift. Vi jobber for å ferdigstille hele prosjektet i 2016, men det er en risiko for opp til ett års forsinkelse fordi vi fortsatt mangler nødvendige tillatelser for å kunne starte arbeidet i Sør-dalen.

Det er et stort potensial for vindkraftutbygging i regionen. På Fosen og i Snillfjord er det vindkraftprosjekter på totalt 1475 MW som har fått konsesjon. Vi har fått konsesjon til å bygge en gjennomgående 420 kV-ledning mellom Namsos og Surna. Det er et tett samarbeid mellom vindkraftaktørene og Statnett for å vurdere en mest mulig rasjonell utbygging av vindkraft i regionen. En avklaring vedrørende vindkraftplaner på Snillfjord og Fosen er ventet i løpet av første halvår 2016. Vi er allerede i gang med å oppgradere deler av det eksisterende nettet i regionen fra 300 til 420 kV. Dette vil øke nettkapasiteten og legge til rette for utbygging av fornybar energi i både region Midt og Nord.

Nyhamna, som er et knutepunkt for norsk gasssekspert til England og det europeiske kontinentet, er i praksis ensidig forsynt fra Viklandet via Fræna. Det har vært flere avbrudd i forsyningen, og i tillegg er det planer om å utvide på Nyhamna. Statnett har derfor, i samråd med Shell og Gassco, gjennomført en utredning av den fremtidig kraftforsyningssituasjonen på Nyhamna. Utredningen utgjør et viktig grunnlag for konseptvalgutredningen for Nyhamna, hvor Statnett har anbefalt tiltak som vil styrke forsyningssikkerheten for Nyhamna og tilrettelegge for vekst i annet forbruk på Romsdalsshalvøya. Det anbefalte forslaget muliggjør N-1 (tosidig forsyning) til Nyhamna. Konseptvalgutredningen er sendt til behandling i Olje- og energidepartementet.

Region Vest

Region Vest har i et normalår overskudd på energibalansen, men har relativt lav magasinkapasitet. Dette fører til stort importbehov i kalde og tørre perioder og eksportbehov i våte perioder.

Sima–Samnanger har økt kapasiteten i regionen og har bedret forsyningssikkerheten til BKK-området. Forsyningssikkerheten til Bergen er imidlertid fortsatt svak, og vil først bli tilfredsstillende når forbindelsen Modalen–Mongstad–Kollsnes er på plass.

Det foreligger mange planer om både vannkraft og vindkraft i hele regionen. Det er ikke kapasitet i nettet til å ta imot all fornybar produksjon som er planlagt. Ny linje mellom Ørskog og Sogndal, og mellom Kollsnes, Mongstad og Modalen, samt oppgradering av ledningene Aurland–Sogndal, Sauda–Samnanger og Evanger–Samnanger vil øke kapasiteten i sentralnettet til å ta imot ny kraftproduksjon. I tillegg har Statnett, SKL og BKK planer om økt transformeringskapasitet i flere av stasjonene i regionen. Realisering av disse prosjektene er avhengig av beslutning om fornybar kraftproduksjon. I SKL- området er det planer om å øke forbruket med opp mot 900 MW. Dette vil mer enn fordoble forbruket som i dag er på om lag 650 MW. For å legge til rette for denne forbruksveksten og opprettholde sikker forsyning er det behov for betydelige nettinvesteringer. Statnett har i samråd med berørte aktører gjennomført en konseptvalgutredning som nå er til behandling i Olje- og energidepartementet. Vi anbefaler at det bør bygges en ny ledning fra øst dersom det blir behov for å styrke nettkapasiteten i området.

Region Sør

Region Sør har et samlet kraftoverskudd, men forsyningssikkerheten til Sør-Rogaland, inklusive Stavanger-området, er svak. En ny forbindelse mellom Lyse og Stølaheia vil bedre situasjonen. Med en økning i forbruket vil det imidlertid være nødvendig med ytterligere tiltak i regionen. For å vurdere dette nærmere vil Statnett utarbeide en konseptvalgutredning for Sør-Rogaland.

Fra regionen går det fem mellomlandsforbindelser med en samlet kapasitet på 2400 MW. Disse påvirker kraftflyten i regionen; typisk flytmønster er sørover til eksport på dagtid og nordover som følge av import på nattetid. Med nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og England vil kraftflyten øke og døgnvariasjonene forsterkes. For å kunne håndtere endringene i kraftflyten oppgraderer vi nettet i Vestre korridor. I tillegg vil Lyse–Stølaheia bidra til at vi kan utnytte kapasiteten i korridoren bedre.

Det er mange planer om ny fornybar produksjon i region Sør, både vannkraft og vindkraft. Selv med de planlagte oppgraderingene i regionen er det ikke kapasitet i nettet til å knytte til alle prosjektene som har fått konsesjon innen 2021. Statnett har derfor innført en ordning for å tildele ledig nettkapasitet i henhold til prinsippene NVE legger til grunn.

Region Øst

Region Øst kjennetegnes av høyt forbruk, relativt lite produksjon og stor overføring av kraft fra andre områder. Mange av stasjonene og ledningene i regionen er bygget i årene 1950–1980, og flere har nådd eller nærmer seg forventet levealder. Store deler av nettet i Stor-Oslo må derfor fornyes i årene som kommer. I tillegg forventer vi forbruksvekst i regionen, noe som krever et sterkere nett. For å utarbeide en overordnet plan for hvordan sentralnettet i hovedstadsregionen bør utvikles, etablerte Statnett i 2010 prosjekt Nettplan Stor-Oslo. Planen er å gjennomføre en trinnvis oppgradering, og vi starter med de prosjektene som er mest tidskritiske. Flere av anleggene i Oslo by er gamle og må fornyes. I første halvår 2015 søkte vi konsesjon for oppgradering av Smestad stasjon og forbindelsen Smestad–Sogn. Et ferdig oppgradert sentralnett for Stor-Oslo vil stå ferdig tidligst i 2030. Også ellers i regionen

er det nødvendig å oppgradere nettet. Vi er derfor i gang med å fornye kablene i indre Oslofjord og totalrehabilitering av flere stasjoner i regionen.

Mellomlandsforbindelser

Statnett forbereder bygging av to nye mellomlandsforbindelser de nærmeste årene. Den ene skal gå mellom Norge og Tyskland (NordLink), den andre mellom Norge og Storbritannia (NSN Link). Mellomlandsforbindelsene vil legge til rette for økt verdiskaping fordi norsk fornybar kraftproduksjon blir mer verdt når det er overskudd av kraft i Norge, og fordi det blir bedre tilgang på rimelig kraft fra andre markeder når det er underskudd i Norge. Den økte kapasiteten, med direkte tilknytning til flere markeder, bidrar også til økt forsyningssikkerhet i situasjoner med høyt forbruk og lav produksjonskapasitet, som i tørre og kalde vintre. Mellomlandsforbindelsene har robust samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Prosjektene fikk konsesjon fra Olje- og energidepartementet i oktober 2014. NordLink vil etter planen ferdigstilles for prøvedrift i 2019 og NSN Link vil etter planen ferdigstilles i 2021.

De neste ti årene forventer vi at utvekslingskapasiteten mellom Norden og Europa dobles fra ca. 5 000 MW til 10 000 MW. Sammen med nedlegging av svensk kjernekraft og økt andel uregulerbar, fornybar kraftproduksjon gir dette store endringer i det nordiske kraftsystemet. For å sikre at økt utvekslingskapasitet ikke går på bekostning av sikker systemdrift må vi høste erfaringer fra idriftsettelsen av NordLink og NSN Link. Først når vi har god kontroll på hvordan disse forbindelsene påvirker systemdriften, kan eventuelt flere mellomlandsforbindelser settes i drift.

Det samfunnsøkonomiske grunnlaget for nye mellomlandsforbindelser etter NordLink og NSN Link avhenger av mange faktorer. Blant de viktigste er fremtidige brensels- og CO2-priser, europeisk markedsdesign og utvikling i norsk og nordisk kraftproduksjon- og forbruk. Flere igangsatte FoU-aktiviteter i Statnett vil bidra til å øke kunnskapen vår om disse forholdene de kommende årene. Andre problemstillinger vedrørende fremtidige kabelprosjekter som også er aktuelle å utrede, er finansiering og fordelingsvirkninger av kablene sett opp mot nasjonal nettutvikling. Statnett vil i årene som kommer samarbeide med de nordiske TSOene om en nordisk systemutredning som vil belyse sentrale premisser for en ytterligere økt utvekslingskapasitet mellom Norden og Europa.

Usikkerhet om nettbehov på lengre sikt

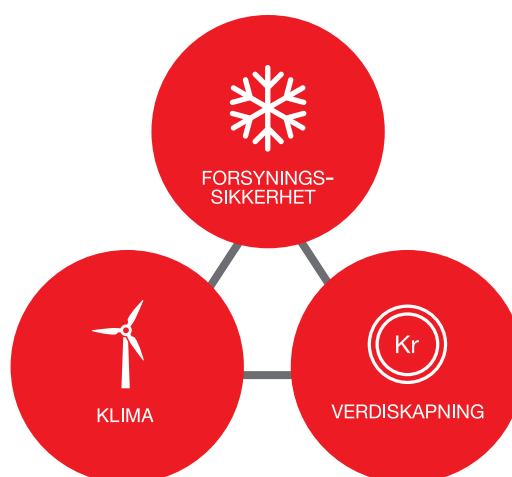
De neste ti årene vil Statnett gjennomføre et betydelig løft i kapasiteten i mange deler av landet. Dette legger til rette for både mer fornybar kraftproduksjon og økt forbruk. Den siste tiden har vi sett et fall i brenselsprisene, noe som har bidratt til lave kraftpriser i Norden. Dette påvirker i liten grad våre prosjekter under planlegging og gjennomføring, men skaper likevel noe usikkerhet om nettbehov som følge av økt fornybar kraftproduksjon.

På lengre sikt er det stor usikkerhet om behovet for videre nettutvikling. Investeringene kan falle, men flere utviklingstrekk kan gi behov for nye netttiltak utover det vi allerede har planlagt. Dette er blant annet befolkningsvekst i de store byene, etablering av nytt stort forbruk som for eksempel etablering av serverparker og videreføring eller nedleggelse av svensk kjernekraft. Klima er allerede en viktig driver for nettutvikling i Norge, og vi forventer at det vil fortsette å være det i lang tid fremover. Digitalisering og nye teknologiske løsninger skaper muligheter for å optimalisere bruken av eksisterende nett, men kan også medføre redusert behov for nytt nett i fremtiden, særlig på lavere nettnivåer.

Kapittel 1

Fremtiden er elektrisk





Strøm er en del av samfunnets kritiske infrastruktur. Statnett SF er systemoperatør i Norge og eier av sentralnettet. Vårt samfunnsoppdrag er å bidra til at vi har et kraftsystem som driftes effektivt og sikrer trygg forsyning av strøm – nå og i fremtiden.

Et robust kraftsystem er en forutsetning for verdiskaping og et fremtidig lavutslippssamfunn. For å klare å levere på oppdraget vårt må vi planlegge og legge til rette for morgendagens kraftsystem i dag. Gjennom nettutviklingsplanen og system- og markedsutviklingsplanen presenterer vi hvordan kraftsystemet kan utvikle seg i fremtiden, og hvilke tiltak dette krever av oss, både med hensyn til nettinvesteringer, valg av markedsløsninger og driftssikkerhetstiltak.

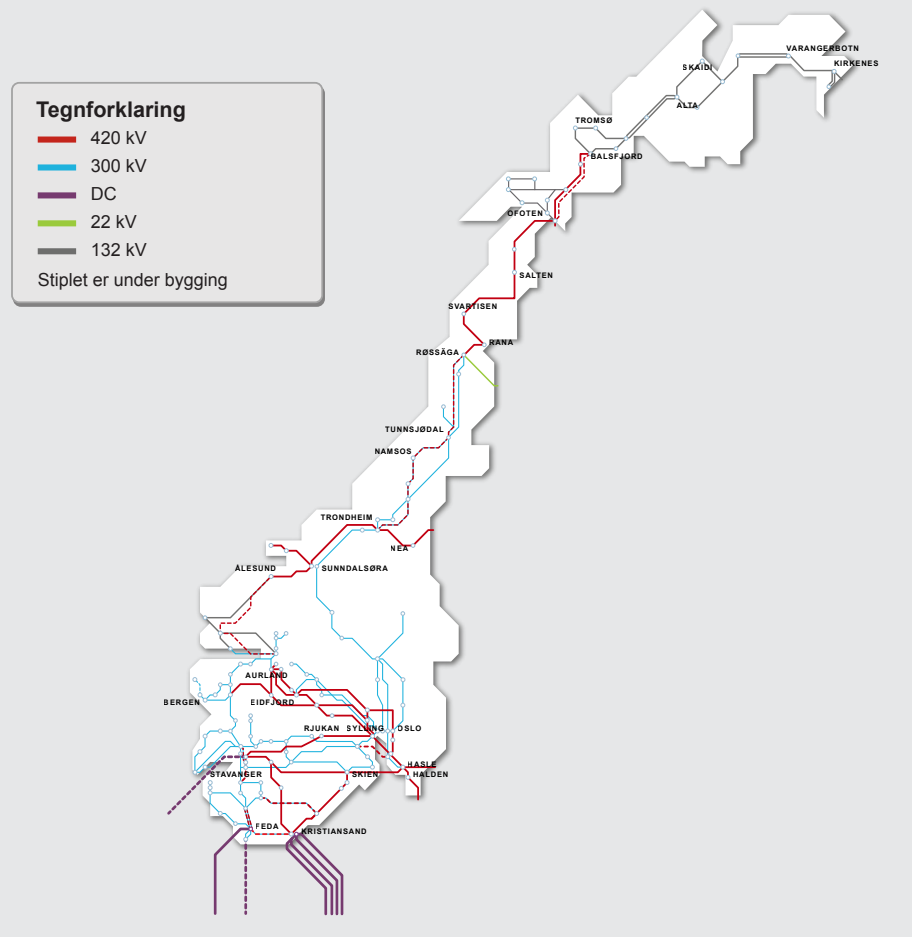
I Netutviklingsplan 2015 beskriver vi utviklingstrekk ved kraftsystemet de neste tjue årene. Dette representerer vårt øyeblikksbilde av hvordan fremtiden ser ut. Det er utfordrende å beskrive et kraftsystem i endring, og utfallsrommet for fremtidig utvikling er stort. Samtidig forventer vi at behov for klimanøytrale energibærere, ny industrietablering og befolkningsvekst i de store byene vil bidra til at samfunnet bare vil bli mer og mer avhengig av trygg strømforsyning i årene som kommer. Derfor sier vi gjerne at fremtiden er usikker, men elektrisk.

■ Systemoperatør

I Norge er det Statnett som fungerer som systemoperatør. Systemoperatøren har systemansvaret i kraftsystemet. Hovedoppgaven til systemoperatøren er å sørge for at det alltid er balanse mellom produksjon og forbruk av kraft i nettet. Oppgaver og ansvar forbundet med systemansvaret er regulert gjennom forskrift for systemansvar (fos.).

■ Sentralnettet

Sentralnettet er den delen av ledningsnettet som overfører strøm fra landsdel til landsdel og over landegrensene. Vi kan si at det er kraftsystemets motorveier. Siden 2013 har Statnett eid 96 prosent av sentralnettet i Norge.



1.1 Vårt samfunnsoppdrag

Statnett skal bidra til å sikre at vi har et kraftsystem som legger til rette for sikker strømforsyning, verdiskaping og utbygging av fornybar energi.

Vår høyeste prioritet er å sørge for god forsyningssikkerhet her og nå. De neste årene må flere av våre eksisterende anlegg fornyes fordi anbefalt teknisk levetid snart er omme. Strømnettet må også styrkes i flere områder hvor forsyningssikkerheten ikke er tilfredsstillende i dag, eller hvor kraftig befolkningsvekst eller etablering av ny industri gjør at det i løpet av få år vil være for lite kapasitet i eksisterende nett.

Gjennom tilknytningsplikten, som er hjemlet i energiloven er vi forpliktet til å være i forkant for å sikre nok kapasitet både for planlagt nytt forbruk og planer om ny kraftproduksjon. Behovet for effektiv og koordinert planlegging utfordrer oss fordi det ofte er usikkert om behovet for forsterket strømnett faktisk utløses. Vi skal også tilrettelegge for verdiskaping gjennom å sikre markedsadgang for kraftprodusenter. Prosjektene våre skal være samfunnsmessig rasjonelle. Prosjekter som har høy samfunnsøkonomisk nytteverdi, skal prioriteres. Dersom et tiltak må gjennomføres som følge av myndighetspålegg, vil kostnadsminimering være gjeldende norm.

1.2 Dagens kraftsituasjon er stabil

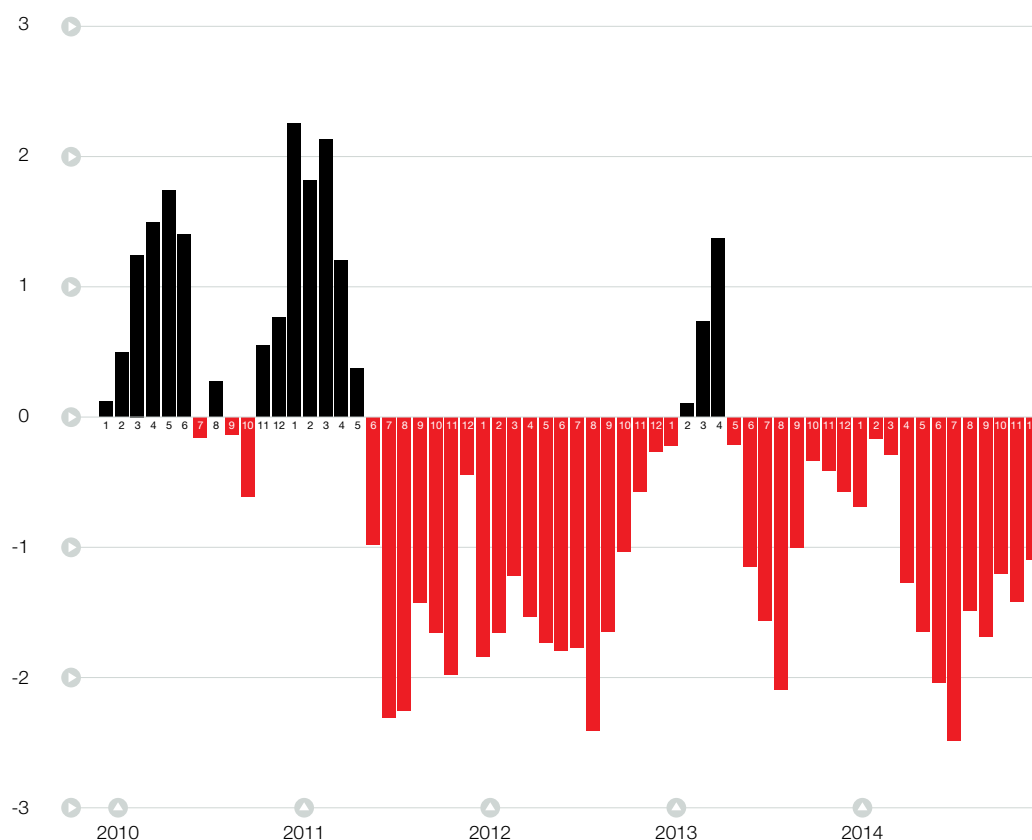
Kraftsituasjonen har siden våren 2013 vært stabil i hele landet. Mens vinteren 2010–2011 bar preg av rekordlave magasinfyllinger over hele landet og forbruksrekorder som bidro til rekordstor import av kraft, har vi de to siste årene hatt god magasinfylling og stort tilsig. Det har ført til høy kraftproduksjon og lange perioder med høy eksport.

Viktig forsterkning av nettet, blant annet Østre korridor, ny kabel til Danmark og nytt kabelanlegg i ytre Oslofjord, har det siste året bidratt til sikrere drift og økt overføringskapasitet i sentralnettet.

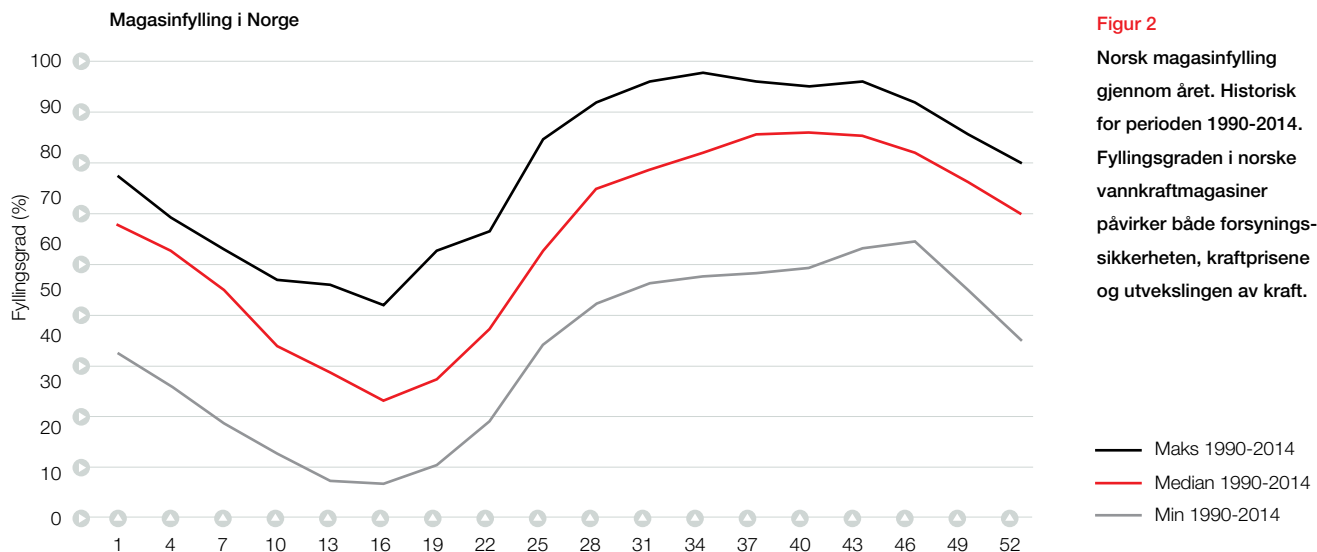
Figur 1

Netto utveksling mot utlandet januar 2010–desember 2014. Sort viser netto import og rødt netto eksport.

TWh Netto utveksling per måned 01.2010 – 12.2014



Kraftsituasjonen vurderes ut ifra den hydrologiske situasjonen (magasinfylling, snø, mark- og grunnvann), den tilgjengelige kraftproduksjonen og overføringskapasitet. I tillegg vurderes markedssituasjonen og kraftsituasjonen i landene rundt oss. En stabil kraftsituasjon forhindrer ikke at det kan forekomme strøbrudd som følge av utfall i sentralnettet, noe vi har sett flere eksempler på det siste året.



1.3 Driften av kraftsystemet er en balansekunst

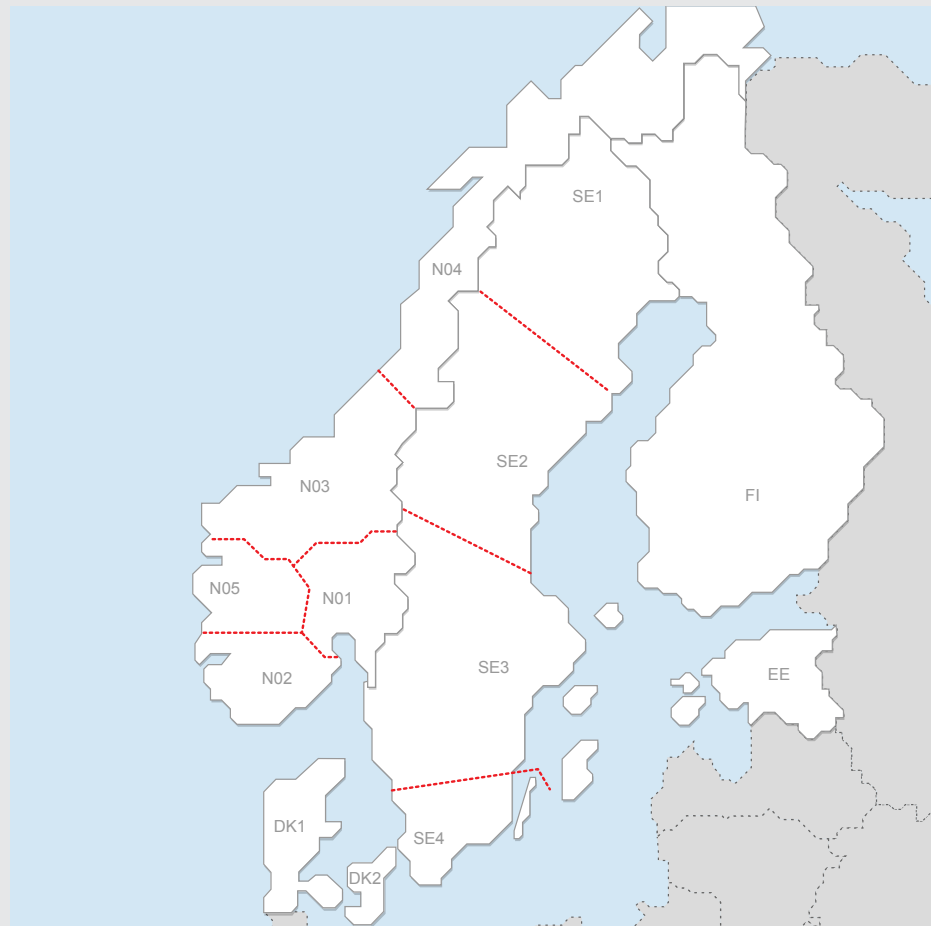
Statnetts ansvar som systemoperatør er å sørge for umiddelbar balanse mellom forbruk og produksjon i det norske kraftsystemet. Frekvensen er en indikator på denne balansen, og i Norden skal den være på 50 hertz. Statnett anvender balansetjenester for å håndtere momentane ubalanser som følge av uforutsette hendelser, for eksempel værrelaterte forbrukssvingninger, utfall av produksjonsanlegg, linjer eller andre nettkomponenter og forutsette (strukturelle) ubalanser som blant annet skyldes begrensninger i markedsdesignet. Balansetjenester er regulerbar kraftproduksjon og forbruk som kan aktiveres både automatisk og manuelt ved behov for å bedre balansen mellom produksjon og forbruk. Disse tjenestene sikres gjennom funksjonskrav og markedsløsninger.

Norden, med unntak av Jylland, er et felles synkronområde. Det innebærer at kraftsystemet har felles frekvens, og at ubalanser i hvilket som helst område vil påvirke hele synkronområdet. Sammen med den fysiske sammenkoblingen har et felles nordisk kraftmarked bidratt til økt verdiskaping både nasjonalt og internasjonalt. Den store gevinsten er knyttet til samspillet mellom ulike produksjonsteknologier. Samfunnsøkonomiske gevinster oppnås ved at kraften flyter fra områder med overskudd til områder med underskudd og brukes der den er mest verdt. De rimeligste kraftressursene utnyttes først, og det reduserer de totale kostnadene for kraft i Norden. Gode markedsløsninger er Statnetts viktigste virkemiddel for å oppnå sikker og effektiv drift og stiller store krav likebehandling av produsenter og forbrukere.

Figur 3

Prisområdene i Norden.

■ Prisområdene i Norden



Norge, Sverige og Danmark er delt inn i prisområder som brukes til å håndtere større overføringsbegrensninger i nettet. Prisområdene er markedsområder for anmeldelser av kjøp og salg av kraft på børsen. Kraftprisen er et resultat av etterspørselen og tilbudet på kraft som meldes inn på kraftbørsen.

Statnett vurderer fortløpende hvilke begrensninger som gir grunnlag for prisområder, og publiserer også prognoser for prisområdeutviklingen.

Les mer om temaet på www.statnett.no/drift-og-marked.

Gjennom felles nordiske løsninger for balansetjenester er vi i stand til å spille på ulike energiresurser og utnytte fleksibiliteten i flere deler av kraftsystemet. God og pålitelig tilgang til balansetjenester er viktig for driftssikkerheten. Norsk regulerbar vannkraftproduksjon utgjør en betydelig andel av den samlede kraftproduksjonen i Norden. Vannkraften utgjør en viktig ressurs for balansering av kraftsystemet, men de hydrologiske variasjonene gjør oss også avhengige av gode utvekslingsmuligheter med våre naboland. Magasinkapasiteten er ikke like stor i alle regioner, og tilsigene (nedbøren) varierer betydelig. Ved å bygge overføringskapasitet mellom ulike landsdeler og land kan en region med god magasinfylling og relativt lite forbruk overføre kraft til en region med svakere forsyning. Slik er det norske sentralnettet og det nordiske samarbeidet en viktig forutsetning for norsk forsyningssikkerhet og verdiskaping.



Vannkraftmagasinene spiller en viktig rolle for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk. Blåsjø er det største magasinet i Norge målt i energi- innhold, med et energipotensial på ca. 7,8 TWh.

■ Systemdrift og markedsutvikling

Systemdrifts- og markedsutviklingsplanen 2014–2020 beskriver Statnetts oppgaver knyttet til systemansvaret, sentrale forhold i dagens systemdrift, konsekvensene av endringer fremover og prioriterte tiltak frem mot 2020. Les mer på www.statnett.no/smup.

1.4 Nordisk samarbeid om balansert drift og utvikling av kraftsystemet

Norden står nå overfor felles utfordringer på grunn av omfattende utbygging av ny uregulerbar produksjon og en dobling av utvekslingskapasiteten ut av området. Disse utfordringene påvirker nettets spenning, frekvens og stabilitet og endrer også flytmønsteret, kraftbalansen og balanseringen av systemet. Nordisk samarbeid er derfor viktig for å opprettholde sikker og effektiv drift, men også for å sikre en balansert utvikling av kraftsystemet. Dette innebærer at planer om økt andel uregulerbar fornybar kraftproduksjon, utfasing av termisk kraftproduksjon og utviklingen av nett og mellomlandsforbindelser må sees i sammenheng. En balansert utvikling vil fremme sikker systemdrift, god forsyningssikkerhet og mer effektive markeder og gi økt samfunnsøkonomisk nytte.

EUs arbeid med å styrke regionalt samarbeid i Europa vil også drive frem et økt nordisk samarbeid gjennom krav om at flere systemdriftsoppgaver skal koordineres bedre enn i dag. Et tett nordisk samarbeid er en forutsetning for et velfungerende marked i Europa, og det er nødvendig for å sikre en europeisk utvikling som tar hensyn til våre felles nordiske behov.

■ **Forsyningssikkerhet:** En fellesbetegnelse på det samlede kraftsystemets robusthet. Med robusthet mener vi systemets energisikkerhet, effektsikkerhet og evne til å tåle ekstraordinære hendelser.

Frekvens: Måles i hertz og er et mål for den momentane balansen mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet og er felles for det nordiske synkronsystemet.

Driftssikkerhet: Kraftsystemets evne til å motstå enhver hendelse i form av utfall av komponenter inkludert forbrukere, produsenter og kraftlinjer.

1.5 Vi legger til rette for utviklingen av neste generasjon kraftsystem

De siste årene har Statnetts strategiske fokus vært rettet mot å realisere neste generasjon sentralnett for å sikre en robust strømforsyning i fremtiden. Dette arbeidet fortsetter, samtidig som vi må utvide perspektivet. Klimautfordringen, velstandsutvikling og ny teknologi er blant makrodriverne som bidrar til at kraftsystemet er i endring. Det europeiske kraftsystemet integreres stadig mer, og systemdriften utfordres av økt innslag av uregulerbar fornybar kraftproduksjon og endret forbruk. Vi forventer et behov for mer avansert samspill mellom forbruk, produksjon og overføring av kraft basert på nye teknologier og markedsløsninger. Det er resultatet av denne utviklingen vi beskriver som neste generasjon kraftsystem.



Klimautfordringen krever en omlegging av kraftsystemet

Energisektoren står for en stor andel av de globale klimagassutslippene. En vesentlig reduksjon av klimagassutslippene krever omlegging til et energisystem basert på CO₂-frie energikilder og bærere. Dette innebærer at vi gradvis må erstatte bruken av fossile energikilder som kull, olje og gass med fornybar energi. Strøm er en utslippsfri energibærer som gjør oss i stand til å transportere og utnytte den elektriske energien uten å produsere klimagasser.

Den globale omleggingen fra et fossilt til et fornybart energisystem er med på å drive frem teknologiutvikling innenfor produksjon, overføring og lagring av kraft samt nye løsninger på forbrukersiden. De siste tiårene har kostnadene blitt kraftig redusert for enkelte teknologier som batterier og vind- og solkraft. I tillegg er det en sterk satsing på fornybar energi i flere land. EUs mål for energi og klima innebærer krav om en økt andel fornybar kraftproduksjon og reduserte klimagassutslipp. Selv om den norske kraftproduksjonen nesten utelukkende er basert på vannkraft, vil også det norske kraftsystemet bli påvirket av at fossile kraftverk fases ut andre steder i Europa.

Digitalisering styrker behov for en sikker strømforsyning

Bruken av digitale løsninger både i næringsliv, offentlig sektor og husholdninger har økt kraftig. Hverdagen vår forenkles gjennom tjenester som nettbank og mobilapplikasjoner for billettkjøp, mens produktiviteten i industrien øker ved bruk av roboter og automatiserte produksjonsprosesser.

Verdiskapingen i samfunnet vårt er i økende grad avhengig av en sikker og effektiv tilgang på elektrisitet. Også kritisk infrastruktur innenfor beredskap, helse og samferdsel er i stor grad avhengig av kommunikasjonssystemer og annen teknologi som krever strøm. Digitaliseringen gjør samfunnet vårt langt mer effektivt og i bedre stand til å takle krevende situasjoner. Samtidig vil feil i strømforsyning og IKT utgjøre en desto større trussel og stiller strengere krav til samfunnets IKT-sikkerhet og beredskap.

Nye muligheter for styring og informasjonsutveksling

I fremtiden vil vi utveksle betydelig mer informasjon langt hurtigere. AMS-målere skal være på plass hos alle strømkunder innen 2019 og vil gjøre digitale løsninger til en viktig faktor også i distribusjonsnettet.

For kraftbransjen vil den økte bruken av IKT-løsninger innebære større krav til sikkerhet og beredskap både innenfor personvern og datasikkerhet for styringssystemer. Smarte strømmålere hos alle kunder vil gi bedre informasjon om strømforbruk og priser i tillegg til et mer nøyaktig faktureringsgrunnlag. Til sammen vil 2,8 millioner måleenheter åpne opp for nye tilleggstjenester i kraftsystemet, blant annet sanntidsdata og IT-basert styring av produksjon og forbruk på distribusjonsnivå. Videre vil tilgangen på bedre måledata utnyttes i analyser og vurdering av tiltak, for eksempel knyttet til reinvesteringer i nettet. Samlet sett vil man oppnå en bedre totaloversikt over alt nett knyttet til produksjon og forbruk, inkludert nettap ned til det enkelte målepunkt. Statnett har fått oppdraget med å utvikle en datahub (Elhub) som skal samle data fra AMS-målerne. Datahuben skal sikre at leverandører av strøm og relaterte tjenester kun må forholde seg til én enkelt datakilde, for eksempel ved fakturering av strømkunder.

■ Testing av fleksibelt forbruk

I 2014 gjennomførte Statnett, i samarbeid med nettoperatorene Vesterålskraft, Lofotkraft, Hålogaland Kraft og Trollfjordkraft, et forsknings- og utviklingsprosjekt om styring av forbruk. Prosjektet inngår i Statnetts FoU-satsing på nye, smarte løsninger for neste generasjon kraftsystem.

Ved bruk av smarte strømmålere (AMS) testet man utkobling av forbruk som et ekstra tiltak for å sikre strømforsyningen i anstrengte perioder. AMS-målerne legger til rette for å kunne fordele tilgjengelig kraft så effektivt som mulig uten at det går på bekostning av klima, natur, forsyningssikkerhet, velferd eller komfort. Prosjektet testet ut bidraget fra flere forbrukergrupper som kunne kobles ut på i underkant av ett minutt. Totalt var 27 anlegg tilgjengelige for utkobling, fordelt på elkjeler, deler av ventilasjonsanlegg og fjernvarmeanlegg.

Prosjektet kunne vise til gode resultater og er et eksempel på godt samarbeid mellom Statnett, lokale nettoperatører og tekniske leverandører. Gjennom slike prosjekter utvikles nyttig kompetanse for fremtiden.

1.6 Fremtidens kraftsystem krever et robust strømmett

Statnett skal legge til rette for utviklingen av neste generasjon kraftsystem ved å sikre at vi har et sentralnett som møter samfunnets behov, og ved å sørge for gode drifts- og markedsløsninger. Omstillingen i kraftsystemet krever at vi tenker helhetlig og langsiktig. En forutsetning for å lykkes med dette arbeidet er god dialog og koordinert innsats med kraftprodusenter, andre nettselskaper, industri, myndigheter og andre relevante aktører.

Et robust kraftnett vil være en bærebjelke i fremtidens kraftsystem. I kombinasjon med bedre markedsløsninger og utstrakt automatisering og digitalisering vil dette gi et system som håndterer mer variabel produksjon, og som tåler stort forbruk og store forbrukssvingninger.

I tilretteleggingen for fremtidens kraftsystem skal vi være både kostnads- og miljøeffektive, og vi skal velge de løsningene som medfører færrest mulig kostnader og minst mulig ulempe for samfunnet.

Kapittel 2

Strategi og samlet investeringsnivå for Statnetts prosjektportefølje



For å sikre fremtidig strømforsyning og tilrettelegge for verdiskaping og gode klimaløsninger har sentralnettet behov for et betydelig investeringsløft.

I perioden 2010–2014 bygget Statnett over 540 kilometer ny ledning og oppgraderte over 340 kilometer eksisterende ledninger. I samme periode investerte vi 16,5 milliarder kroner i nye nettprosjekter hvorav 5,5 milliarder kroner ble investert i 2014. Flere store prosjekter har blitt ferdigstilt, herunder Østre korridor, Skagerrak 4 og nytt kabelanlegg i ytre Oslofjord. Statnett har flere prosjekter under utbygging. Disse gjennomføres i hovedsak til planlagt tid og kostnad.

Siden forrige nettutviklingsplan har behovet for flere av våre planlagte prosjekter befestet seg. Dette skyldes at flere av prosjektene i porteføljen vår har fått konsesjon, og at vi har tatt investeringsbeslutning for flere prosjekter. Derfor er det mindre usikkerhet knyttet til realisering av flere av våre prosjekter enn tidligere.



Foto: Marte Garmann

2.1 Historisk høyt aktivitetsnivå de neste fem årene

Som følge av nytt forbruk, ny kraftproduksjon og flere mellomlandsforbindelser er det økt behov for overføringskapasitet i sentralnettet. Derfor er Statnett i gang med et historisk investeringsløft og har planer om å fornye og forsterke mye av dagens sentralnett. Flere steder er det også behov for å gjennomføre tiltak som vil styrke forsyningssikkerheten, og å reinvestere i nettanlegg som begynner å nærme seg utløpet av den tekniske levetiden. For å møte det voksende behovet har vi tredoblet utbyggingskapasiteten de siste tre årene. Vår omfattende prosjektportefølje har gjort det mulig å bygge opp et leverandørmarked med flere konkurransedyktige entreprenører, og de siste årene har leverandørbasen vår vokst. Det har dermed blitt vesentlig flere tilbydere som deltar i anbudskonkurranser på våre prosjekter enn tidligere. Flere leverandører og bedre konkurranse i markedet er en utvikling som kommer hele bransjen til gode. For å møte investeringsbehovet fremover må Statnett fortsette oppbyggingen av egen kapasitet og i leverandørmarkedet. Dette må skje uten at det går på bekostning av prosjektenes kostnadseffektivitet og våre krav til HMS og kvalitet.

I de kommende årene vil aktivitetsnivået i hele kraftnæringen være høyt. Dette skyldes særlig at flere nettanlegg er gamle og må fornyes, og at ny fornybar kraftproduksjon må være tilkoblet nettet innen utgangen av 2021 for å være støtteberettiget gjennom elsertifikatordningen. Den hurtige kapasitetsoppbyggingen og en stor investeringsportefølje i hele kraftnæringen, medfører et økende press på enhetskostnader og større gjennomføringsrisiko for våre prosjekter. Gjennomføring av mange utbyggingsprosjekter over en begrenset tidsperiode skaper også utfordringer for driften av strømmettet fordi det blir behov for mange samtidige utkoblinger (les mer om dette i kapittel 3). Vi ønsker derfor å utnytte de mulighetene som finnes for å utjevne aktivitetsnivået frem mot 2020, uten at dette skal gå på bekostning av forsyningssikkerheten og tilknytning av ny produksjon og nytt forbruk.



Foto: Johan Wildhagen

2.2 Behov for et jevnere investeringstempo

På nasjonalt kraftsystemmøte 28. august 2014 varslet vi en gjennomgang av prosjektporteføljen vår i samråd med relevante aktører for å se på mulighetene for å jevne ut investeringspådraget frem mot 2020. Forutsetningen for gjennomgangen har vært at en forskyvning av prosjekter ut i tid skulle skje uten betydelige negative konsekvenser for forsyningssikkerhet, verdiskaping og mulighet for tilknytning av ny produksjon og nytt forbruk.

■ En sikker strømforsyning

En sikker strømforsyning er Statnetts øverste prioritet, og flere prosjekter som skal bidra til dette er derfor under planlegging og gjennomføring over hele landet. Hensynet til en sikker strømforsyning skal forenes med Statnetts ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av kraftsystemet.

Stortingsmelding 14 (2011–2012) «Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet» fastslår at det generelle prinsippet er at sentralnettet skal planlegges og driftes ut fra det såkalte N-1-kriteriet, hvilket innebærer at feil på én komponent i nettet ikke skal medføre strømbrudd. Stortingsmeldingen peker også på N-1-kriteriet som en god rettesnor for videre nettutvikling, men åpner ikke for N-1 som begrunnelse for våre planer alene. I noen områder vil det heller ikke være tilstrekkelig å planlegge nettet ut fra N-1-kriteriet.

I henhold til våre vedtekter skal Statnett sørge for en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling av kraftsystemet. Det innebærer å sannsynliggjøre og dokumentere at nettprosjektene er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Det kan være utfordrende å sette en kroneverdi på ulempen for samfunnet ved omfattende strømavbrudd. Der avbruddskostnader ikke er dekkende, inngår forsyningssikkerhet som en ikke-prissatt virkning i det samfunnsøkonomiske regnestykket. For eksempel kan ulempene for samfunnet ved avbrudd med lang varighet eller avbrudd som omfatter et stort område, være større enn det som reflekteres i avbruddskostnadene.

Forsyningssikkerhet er vår øverste prioritet

I den justerte porteføljestrategien for 2015 ligger våre overordnede mål og prioriteringer fast. Høyest prioritert er prosjektene som gjennomføres for å sikre en tilfredsstillende kraftforsyning i områder som i dag er sårbare. Dette gjelder både store ledningsprosjekter som Ofoten–Balsfjord–Skaidi, Ørskog–Sogndal og Lyse–Stølaheia og en rekke stasjonsprosjekter.

Statnett er i henhold til energiloven § 3-4 underlagt tilknytningsplikt ved produksjons- og forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett. Nettutvikling for å oppfylle tilknytningsplikten er derfor også høyt prioritert i vår portefølje. Vi vurderer blant annet behovet for nettiltak som følge av Hydros planer om å utvide aluminiumsverket på Karmøy og den planlagte elektrifiseringen på Utsirahøyden.

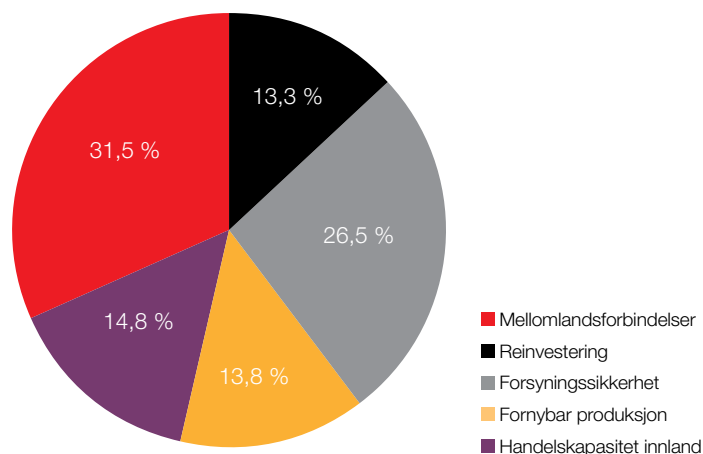
Vi tilrettelegger for nytt forbruk og ny kraftproduksjon

Vi har også flere prosjekter som skal sikre mulighet for tilknytning av ny fornybar kraftproduksjon frem mot 2021. Herunder er ledningsprosjektene i Midt-Norge for tilknytning av vindkraft, de største. I tillegg er det en rekke transformeringsprosjekter for tilknytning av småkraft og vindkraft. Tilknytningsplikt og elsertifikatordningen forplikter oss til å prioritere utvikling av nettprosjekter for fornybar energi frem til endelig investeringsbeslutning. Reglene i elsertifikatmarkedet tilsier at fornybarprosjekter må være ferdigstilt og levere strøm inn på nettet innen utgangen av 2021 for å være støtteberettiget. Realisering av de planlagte sentralnettprosjektene som skal tilrettelegge for tilknytning av ny fornybar produksjon, avhenger av at prosjektutviklerne fatter investeringsbeslutninger for sine prosjekter. Statnett vil derfor intensivere dialogen med berørte regionalnettselskaper og deres kunder for å sikre at nødvendig tiltak i nettet kan bli gjennomført tidsnok til at 2021-fristen for tilknytning av ny kraftproduksjon kan nås. Vi har også etablert en ny ordning for å tildele ledig nettkapasitet i henhold til prinsippene om objektivitet og ikke-diskriminering, slik NVE legger til grunn. Denne vil bli et viktig verktøy for å gi forutsigbarhet for aktører som planlegger ny produksjon i områder hvor det er konkurranse om en begrenset nettkapasitet.

Kabelforbindelsene til England og Tyskland har fått konsesjon fra OED. Disse prosjektene har høy samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Vi ønsker derfor å realisere disse raskest mulig. I tillegg må innenlandske nettførsterkninger på plass i tide, først og fremst Vestre korridor. Også her legger vi derfor vekt på å ha en realistisk gjennomføringsplan.

Behovet for reinvestering øker frem mot 2025

Mange av Statnetts anlegg begynner å bli gamle. Derfor vil behovet for reinvestering øke i årene fremover. Frem mot 2025 er reinvesteringsbehovet hovedsakelig på stasjonsanlegg. Majoriteten av ledningsreinvesteringene vil komme først etter 2030 som følge av de store utbyggingsprosjektene som startet i 1950- og 60-årene. Noe reinvesteringer vil komme i forbindelse med spenningsoppgradering og omstrukturering av nett.



Figur 4

Planlagte nettinvesteringer de neste 5 årene grovt fordelt etter utløsende behov. Enkeltprosjekter vil som hovedregel bygge opp under flere av samfunnsmålene.

■ Prioritering av nettprosjekter

I Stortingsmelding 14 (2011–2012) «Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet» anerkjennes behovet for prioritering mellom ulike nettprosjekter i perioder med høyt aktivitetsnivå. I stortingsmeldingen beskrives også regjeringens syn på prioritering mellom de ulike nettprosjekter.

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

Vi bygger i takt med behovet

Vi har vurdert flere grep for å sikre en kostnadseffektiv gjennomføring av prosjektporteføljen vår, slik at vi fortsatt møter behovet for nettutvikling til riktig tid. Vi må samtidig sikre en prosjektgjennomføring som er i tråd med målene om kvalitet og HMS. For flere prosjekter har vi valgt en trinnvis utbygging som betyr at de ulike delene av prosjektet gjennomføres i takt med behovsutviklingen. En slik tilnærming er blant annet benyttet for de planlagte prosjektene Ofoten–Balsfjord–Skaidi–Hammerfest, Nettpplan Stor-Oslo og Sauda–Samnanger. Trinnvis utbygging bidrar til å jevne ut aktivitetsnivået, men kan samtidig skape mellomperioder med anstrengte driftssituasjoner og flaskehalser som skaper redusert handelskapasitet mellom prisområdene.

Totalt 35 reinvesteringsprosjekter i porteføljen har fått endret fremdriftsplanen eller utsatt oppstarten med ett til fem år. De 35 prosjektene som nå fordeles ut over en noe lengre tidsperiode, utgjør investeringer tilsvarende over 6 milliarder kroner. En slik utsettelse av reinvesteringer gir noe økt risiko i den daglige driften av kraftsystemet, men denne anses som håndterbar. Vi vil delvis kompensere for dette ved å øke utskiftning av enkeltkomponenter og øke vedlikeholdsintensiteten for levetidsforlengelse.

Samlet sett mener vi at de tiltakene vi har planlagt, vil bidra til å optimalisere gjennomføringen av prosjektporteføljen vår. Kostnadseffektiv prosjektutvikling, ny teknologi og et systematisk arbeid med standardisering og teknologikvalifisering er også viktig for å sikre optimale løsningsvalg, riktig dimensjonering og effektiv gjennomføring i utbyggingsprosjektene våre. Disse tiltakene er nærmere omtalt i kapittel 3.

■ Fremdriftsplan og kostnad for prosjekter – forventning og usikkerhet

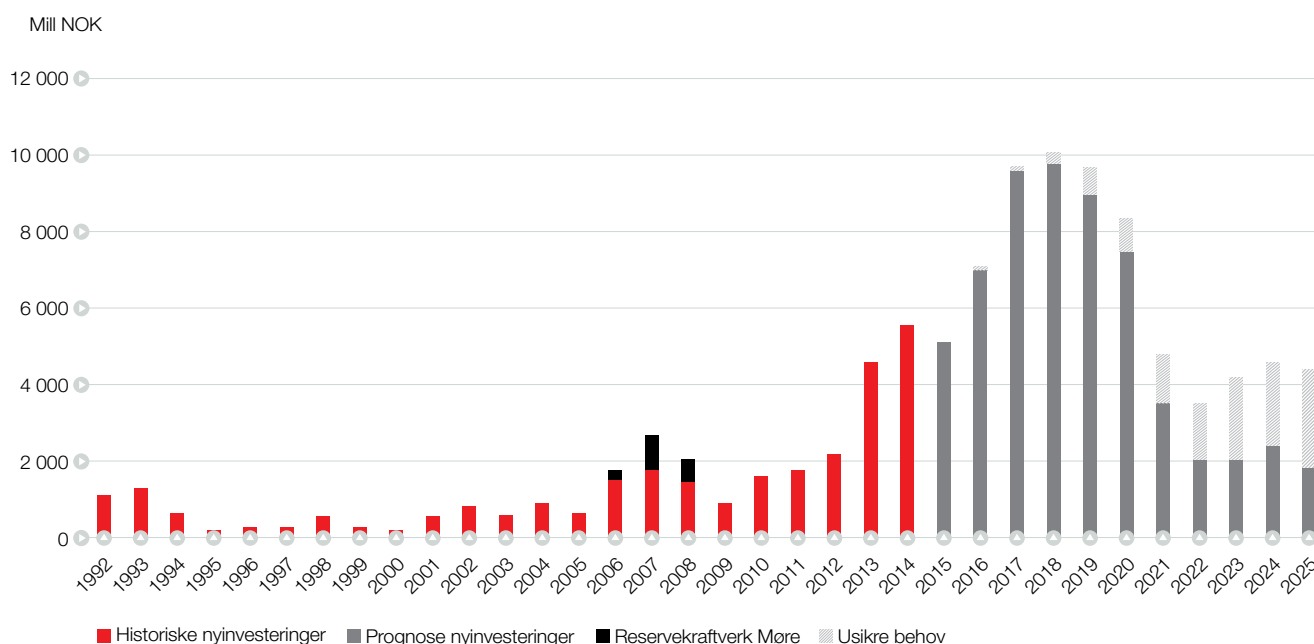
Tidlig i prosjektenes planleggingsfase er fremdriftsplanen og kostnadsestimat basert på normal, forventet prosjektgjennomføring. Det er imidlertid mange usikkerheter som kan påvirke det faktiske forløpet, for eksempel lengre tidsbruk i konsesjonsprosessen eller mindre kapasitet i leverandørmarkedet enn forutsatt. Kostnadsestimatet er en sum av forventet kostnad ved dagens forhold og de usikkerhetene man ser på det aktuelle tidspunktet. Det vil imidlertid alltid være en risiko for at planene og usikkerhetsbildet endres ut over det som på forhånd har vært mulig å forespeile seg, etter hvert som tiden går og prosjektene modnes. Større svingninger i markeder og valutakurs enn forventet vil påvirke kostnadsnivået. For eksempel kan den siste tids svekkelse av den norske kronen gi noe økt risiko for høyere kostnader.

■ EUs tredje elmarkedspakke

EU Directive 2009/72/EF (kalt den tredje elmarkedspakken) er vedtatt i EU og skal implementeres i norsk lov. Direktivet fremmer tiltak for et skarpere skille mellom transmisjonsnett og kraftproduksjon/kraftomsetning og vil trolig medføre at Statnett overtar det øvrige sentralnettet i Norge.

2.3 Samlet investeringsnivå for prosjektporteføljen

De kommende fem årene vil investeringsnivået i Statnett være historisk høyt. Kostnadsanslaget for prosjekter under planlegging og gjennomføring i perioden 2016–20 ligger på 40–55 milliarder kroner, mens anslaget for de påfølgende fem årene ligger på 10–15 milliarder. Det innebærer at anslått investeringsnivå for planlagte prosjekter i kommende tiårsperiode ligger om lag på samme nivå som i den forrige nettutviklingsplanen. Investeringsestimater for tiden etter 2020 er preget av større usikkerhet enn perioden før 2020. Netttiltak som følge av kommende og pågående konseptvalgutredninger, reinvesteringer og eventuelle nye behov som vi i dag ikke kjenner til, kan medføre ytterligere nettinvesteringer.



Figur 5

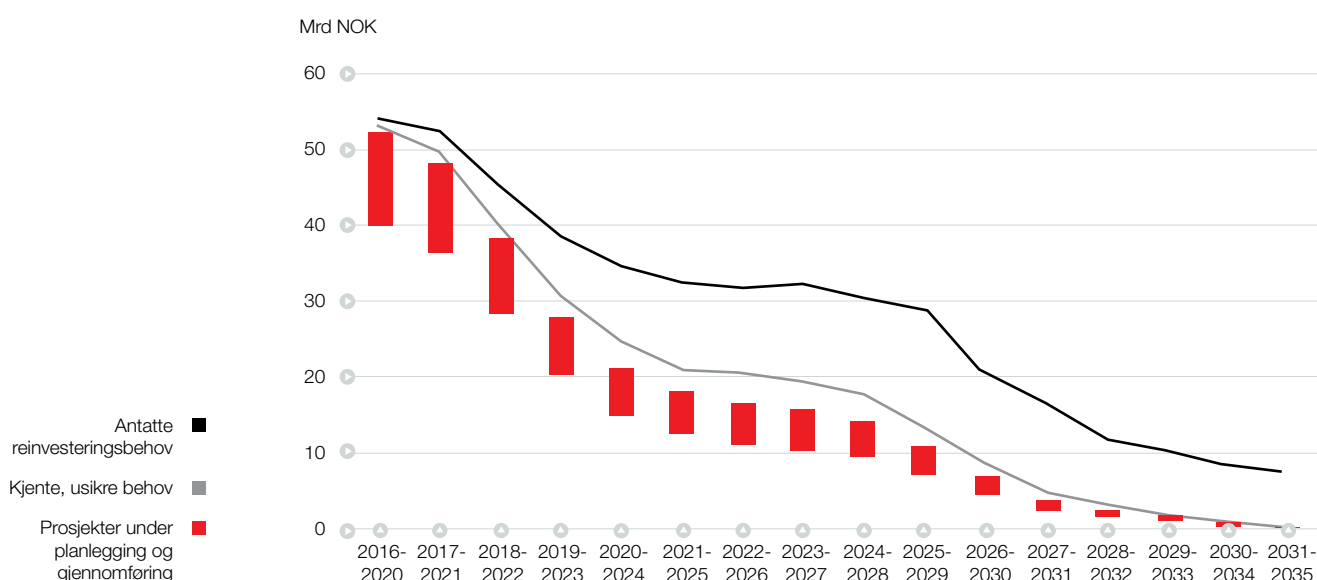
Figur 5 viser historisk investeringsnivå og prognose for nyinvesteringer i nett og større reinvesteringer. Prognosen (per september 2015) omfatter prosjekter under planlegging og gjennomføring i Statnetts portefølje. I tillegg viser skravert felt usikre behov som vi forventer blir realisert i perioden og antatte reinvesteringsbehov (mulig reinvesteringsbehov som følge av nye anlegg Statnett kan komme til å overta som følge av EUs tredje elmarkedspakke er ikke inkludert). Historiske investeringer er oppgitt i 2015-kroner.

Figur 6 viser prognoser for samlet investeringsnivå i den samme porteføljen oppgitt i rullerende femårsintervaller frem mot 2035. Hver enkelt røde søyle viser investeringsnivået for en gitt femårsperiode. Figuren viser samlet sett hvordan disse femårsperiodene vil utvikle seg over tid. Spennet i søylene gjenspeiler usikkerheten om kostnader og omfang for prosjektene. Som figuren viser, er det usikkerhet knyttet til investeringsnivået etter 2020. Avstanden mellom de røde søylene og den grå linjen illustrerer utfallsrommet for investeringer for å dekke kjente, men usikre behov:

- Omfanget av nye netttiltak som følge av flere pågående og kommende konseptvalgutredninger
- Behov for økt kapasitet som er identifisert, men anses som usikre og ligger lenger frem i tid

Avstanden mellom den grå og den sorte linjen illustrerer utfallsrommet som antatte behov for reinvesteringer representerer:

- Økende reinvesteringsbehov i stasjonsanlegg rundt 2025 og ledningsanlegg rundt 2030 (omfatter reinvesteringsbehov i vår nåværende anleggsmasse). Omfang av og tidsplan for disse må vurderes løpende i forbindelse med tilstandsvurdering av anleggene.
- Statnett vil trolig, som følge av EUs tredje elmarkeds pakke, komme til å overta en rekke sentralnettanlegg som i dag eies av regionale nettselskaper. Reinvesteringsbehovet for disse anleggene er usikkert, og de pågående og kommende transaksjonsprosessene vil gi oss ytterligere kunnskap.



Figur 6

Figur 6 viser prognose for samlet investeringsnivå i rullerende femårsintervall frem til 2035. Hver enkelt røde søyle viser investerings-nivået for en gitt femårsperiode for prosjekter som i dag er under planlegging og gjennomføring. Figuren viser samlet sett hvordan disse femårsperiodene vil utvikle seg over tid. Spennet i søylene gjenspeiler usikkerheten om kostnader og omfang for prosjektene. Avstanden opp til den lysegrå linjen illustrerer utfallsrommet for mulige investeringer for å dekke behov for nettkapasitet som i dag er kjent, men svært usikre. Avstanden mellom den lysegrå og den sorte linjen illustrerer utfallsrommet for antatte behov for reinvesteringer i egne anlegg og anlegg som Statnett kan komme til å overta som følge av EUs tredje elmarkeds pakke.

I tillegg til planlagte og mulige behov for nettinvesteringer illustrert i figur 6, kan det i den kommende tjueårsperioden oppstå nye nettbehov som ikke er kjent per i dag. Dette kan oppstå som følge av for eksempel ny industrietablering eller ny kraftproduksjon. Les mer i avsnitt 4.5.

Kapittel 3

Sikker, miljøvennlig og effektiv nettutvikling



Statnetts visjon er å gjennomføre samfunnsoppdraget vårt på en måte som tar hensyn til mennesker og miljø. Som resultat av et systematisk HMS-arbeid har vi siden 2013 halvert antallet fraværsskader blant egne ansatte, leverandører og underleverandører. Oppgradering og fornying av eksisterende nett er hovedstrategien vår for å begrense økte arealbeslag og dermed miljøvirkningene av våre nettanlegg. Dette virker besparende på prosjektenes tid og kostnader.

Mens globale miljøhensyn ofte taler for et sterkere nett, vil lokale miljøhensyn som hensyn til naturmangfold og nærmiljø noen ganger trekke i motsatt retning. Vi vektlegger derfor en god involvering av alle berørte parter fra og med tidlig fase av nettplanleggingen, for å finne frem de beste løsningene.

Samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling er en sentral del i oppdraget vi har fått av Stortinget. Vi jobber derfor kontinuerlig for å bli bedre og mer effektive, for eksempel ved å bruke nye gjennomføringsmodeller for våre prosjekter som gir raskere fremdrift, bruke mer standardiserte løsninger, og utvikle og innføre ny teknologi.

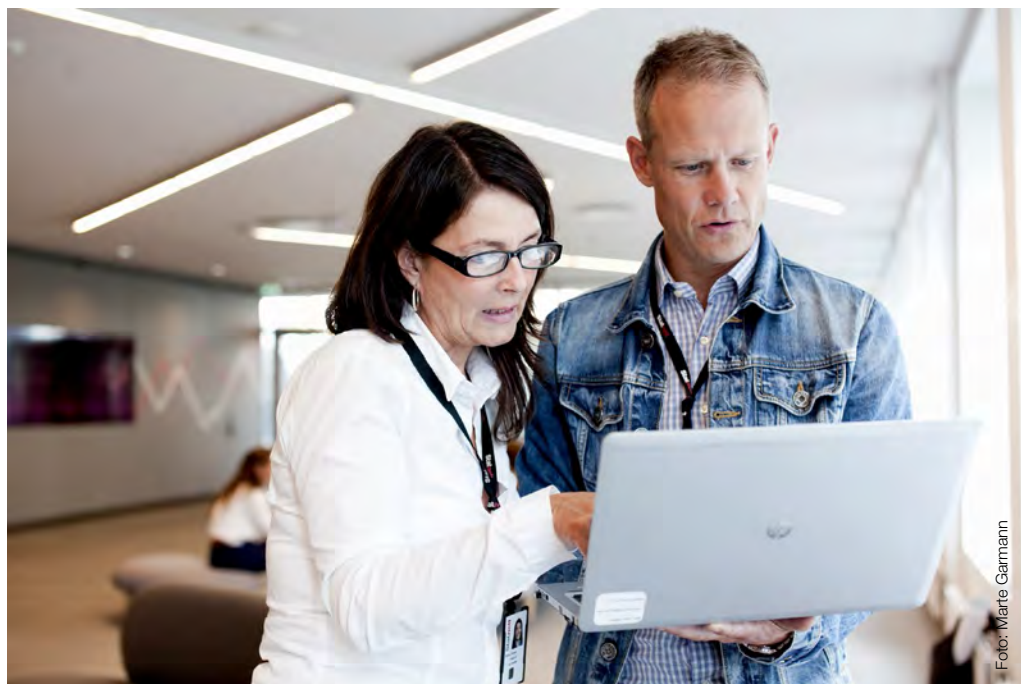


Foto: Marte Garmann

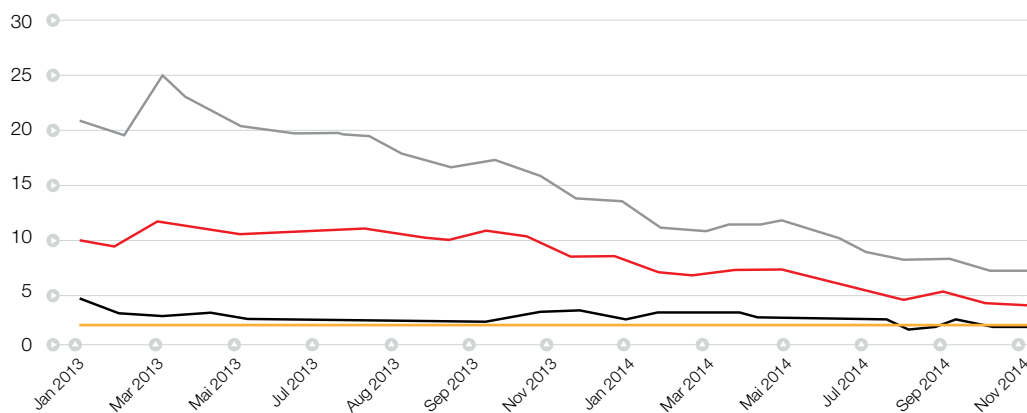
3.1 Sikkerhet fremfor alt

Siden 2013 har Statnett halvert antall fraværsskader blant egne ansatte, leverandører og underleverandører. Resultatet kommer som følge av et systematisk arbeid for å øke HMS-kompetansen blant egne ansatte og sette tydelige krav til sikkerhet i alle ledd. Statnetts mål er at vi innen 2017 skal ha en H-1-verdi lik eller lavere enn 2.

I prosjektene våre skal risikobildet for helse, miljø og sikkerhet (HMS) være en integrert del av beslutningsunderlaget helt fra valg av prosjektets konsept og frem til anlegget er ferdigstilt. For eksempel har valg av trasé stor innvirkning på miljøkonsekvenser og ulykkesrisiko under bygging og fremtidig vedlikehold. Vektlegging av HMS gjenspeiles også i kvalifiseringsgrunnlaget for utvelgelse av leverandører. I utbyggingsfasen er systematisk oppfølging på byggeplassen viktig for å ivareta miljøhensyn og sikkerheten til hver enkelt på anleggene våre.



Tydelige krav til kompetanse er en av bærebjelkene i HMS-strategien vår. Gjennom å heve vår egen kompetanse bidrar vi til å heve bransjens kompetanse. Siden 2013 har vi innført obligatorisk kurs i førstehjelp og elsikkerhet for alle i Statnett. I tillegg stilles det spesifikke kompetansekrav til våre entreprenører avhengig av hvilke aktiviteter de utfører. Et eksempel er opplæring i anhuking av last til helikoptre.



Figur 7
Nedgang i
fraværsskadefrekvens
(H-1 verdi), 2013-2014

— H1 Statnett
— H1 Intern
— H1 Ekstern
— H1 Målsetning 2017

Vinner av SIKKER-prisen

Kruse Smith Entreprenør AS ble tildelt Statnetts SIKKER-pris i 2014 for sin HMS-innsats på Skagerrak 4-prosjektet.

Vi ser også at vi i Statnett har fått gode ideer og lærdom fra Kruse Smith Entreprenør AS

– I en hektisk hverdag har Kruse Smith Entreprenør gjennom systematisk og godt arbeid gjennomført 400 dager uten skader med fravær, få ytre miljøhendelser og en sorteringsgrad på 96 prosent av avfallet. I tillegg til å ha gode rutiner og systemer har Kruse Smith Entreprenør en svært god HMS-kultur. Det ser vi ved at andre leverandører blir bedre av å jobbe sammen med årets vinner. Vi ser også at vi i Statnett har fått gode ideer og lærdom fra Kruse Smith Entreprenør AS, sa Statnetts konsernsjef Auke Lont under utdelingen.



■ Oppgradering av sentralnettet

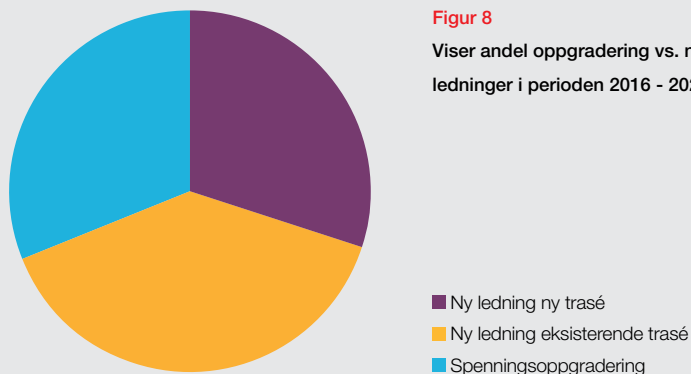
Begrepet spenningsoppgradering dekker et bredt spekter av tekniske løsninger, med stor variasjon i omfanget av nødvendige tiltak og tilhørende kostnader.

Spenningsoppgradering av ledninger innebærer for Statnetts anlegg at eksisterende 300 kV-ledninger bygges om for å kunne drives med 420 kV spenning (minimum duplex liner og tilstrekkelig isolasjon/avstander), eller byttes ut med en helt ny 420 kV-ledning. For at spenningen skal kunne heves, må også stasjonene i hver ende av den aktuelle ledningen oppgraderes, slik at ledningen kan kobles til i anlegg med 420 kV spenning.

Statnett søker alltid å gjennomføre oppgradering og nybygging av kraftlinjer på en måte som skal ta hensyn til naturmangfoldet og i størst mulig grad forhindre nye inngrep i naturen. Vår hovedstrategi er derfor å oppgradere eksisterende nett og gjenbruke eksisterende traseer.

Oppgradering av spenningsnivået for våre anlegg gir stor gevinst i kapasitet og er også langt mer kostnadseffektivt enn å bygge ny ledning. Statnett har valgt å gjøre 420 kV til det primære fremtidige spenningsnivået i sentralnettet. Dette vil imidlertid skje over tid, etter hvert som det oppstår behov for økt overføringskapasitet eller ved reinvesteringsbehov som følge av at anleggenes levetid utløper.

Blant Statnett sine planlagte prosjekter fra 2016 til 2025 utgjør om lag 1/3 oppgradering av eksisterende nett ved bruk av eksisterende master og 1/3 bygging av ny kraftledning i eksisterende trasé.



Avveining av ulike hensyn ved valg av trasé

Når vi skal velge trasé for våre ledningsprosjekter, er det flere hensyn som må vektes mot hverandre for at vi skal komme frem til det beste alternativet. Et sentralt punkt i konsesjonsprosessen er derfor å utrede konsekvenser av alternative trasévalg. Konsekvensene av de ulike alternativene inngår som en del av konsesjonssøknaden som sendes myndighetene. For store nettutviklingsprosjekter vil denne konsekvensutredningen være i henhold til forskrift om konsekvensutredninger etter sektorlover.

Eksempler på konsekvenser som utredes, er hensyn til naturmangfold, landskap, friluftsliv, kulturminner, forurensning, skred- og rasfare, klimafaktorer som snødybde eller fare for oppbygging av tunge islaster på ledninger, nærhet til boligområder, økonomi og sikkerheten for de som jobber med prosjektet i anleggsfasen og med vedlikehold av kraftledningen.

Sentralnettet skal fortsatt som hovedregel bygges som luftledning, men Statnett vil i hvert enkelt prosjekt vurdere bruk av jordkabling i tilfeller hvor luftledning er teknisk vanskelig, eller dersom ekstrakostnaden kan forsvares med særlige miljøgevinster eller gir en vesentlig bedre totalløsning.

Det er konsesjonsmyndighetene som til slutt veier de ulike hensynene opp mot hverandre, og som bestemmer hvilken løsning som skal gis konsesjon og hvilke vilkår som er knyttet til konsesjonen.

Har revet 60 mil kraftledninger

Oppgraderingen av strømmettet i Norge innebærer ikke bare nye master og ledninger. Sanering av gammelt nett er også en viktig del av Statnetts miljøarbeid.

Kraftlinjene vi
bygger nå kan
sammenlignes med
firefelts motorveier.

– Siden vi startet dette arbeidet for 15 år siden, har vi revet rundt 60 mil kraftledninger. I samme periode har vi bygget rundt 110 mil nytt ledningsnett. Vi river altså mer enn halvparten så mye som vi bygger. Kraftlinjene vi bygger nå, kan sammenlignes med hovedfartsårene i trafikken. Da har vi ikke lenger behov for mange av småveiene, som de gamle ledningene kan sammenlignes med, sier avdelingsleder Magne Maurset i Statnett.

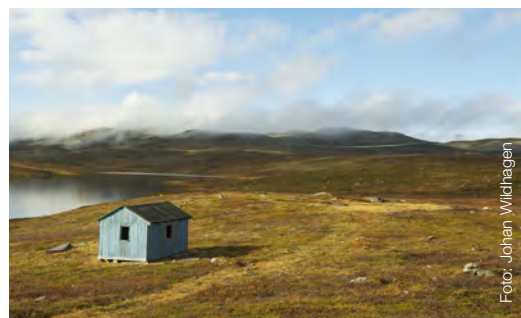


Foto: Johan Wildhagen

■ Gode prosesser i jakten på de beste løsningene

Når vi planlegger og gjennomfører utbyggingsprosjekter, må vi møte nettbehovet på en mest mulig kostnadseffektiv og miljøvennlig måte. Prosessen fra konseptvalgutredning og frem til endelig konsesjon skal bidra til involvering av berørte interessenter for å finne frem til de beste løsningene.

Konseptvalgutredning

En konseptvalgutredning er arbeidet med å analysere et kapasitetsbehov og ulike løsninger for hvordan dette kan møtes. I utredningen samles informasjon og analyser av ulike løsninger. For de største prosjektene sendes utredningen til ekstern kvalitetssikring, deretter til Olje- og energidepartementet (OED) som sender utredningen på en formell høringsrunde. Etter vurderingen av innspillene gir departementet en prosessledende uttalelse om valg av konsept.

Konsesjonsprosessen

Konsesjonsprosessen leder til at myndighetene beslutter om et prosjekt får tillatelse til å gjennomføres. I hvert enkelt prosjekt ønsker vi å komme i dialog med berørte interessenter så tidlig som mulig. En alminnelig konsesjonsprosess starter med at Statnett sender en melding til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som går ut på en offentlig høringsrunde. Deretter sender Statnett konsesjonssøknad til NVE. Etter offentlig høring fatter NVE vedtak for mindre tiltak eller sender en innstilling til Olje- og energidepartementet (OED) for større tiltak. Departementet sender NVEs innstilling på høring og forbereder saken for Kongen i statsråd, hvor det fattes endelig vedtak.

Streng miljøkrav i anleggsfasen

Ved større oppgraderingsprosjekter og bygging av nye ledningsprosjekter setter Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) ofte som vilkår at det utarbeides en miljø-, transport- og anleggsplan (MTA). Planen gjelder for bygging, drift og nedleggelse av anlegget, og den skal godkjennes av NVE før arbeidet kan settes i gang. Denne planen beskriver blant annet hvordan man skal ta hensyn til miljø og omgivelser i anleggsperioden. Eksempler på krav kan være at anleggsaktivitet skal unngås i hekkeperioder, eller at bruk av terrenggående kjøretøy skal unngås i og langs traseen av hensyn til rødlistede dyre- eller plantearter. I områder hvor anleggsaktiviteten kan påvirke reindriften, utarbeider reindriften og myndighetene MTA i samarbeid for å redusere forstyrrelsene for reinflokken.

■ Miljøarbeid i prosjektene

For å unngå konflikt med villrein i Høyanger i anleggsfasen til Ørskog–Sogndal-prosjektet opprettet Statnett en lokal oppsynsordning som fulgte reinen i byggeperioden. Oppsynsordningen bidro til at vi kunne innføre restriksjoner på bruk av helikopter hvis det var gjort observasjoner av villrein i nærheten av anleggsområdet. For samme prosjekt gjennomførte eksterne konsulenter observasjoner på kjente lokaliteter for hønsehauk og hubro i området over en lengre periode. Kunnskapen om de rødlistede fugleartenes leveområder gjorde at vi kunne unngå anleggsvirksomhet i de mest utsatte områdene.



3.2 Et solid rammeverk danner grunnlaget for kostnadseffektiv og sikker nettutvikling

Statnett har en portefølje av godkjente teknologier for bruk i våre anlegg som skal bidra til at anleggene oppfyller samfunnets behov for en robust forsyningssikkerhet i dag og i fremtiden. For å sikre et robust kraftsystem skal sentralnettet utformes slik at en feil på en enkeltkomponent ikke skal føre til strømbrudd, omtalt som N-1. I tillegg må sentralnettet være utformet slik at vi kan møte ulike driftssituasjoner, både for variasjoner i løpet av et år og for fremtidens variasjoner i forbruk og produksjon. Det er også viktig at våre anlegg kan vedlikeholdes uten at det påvirker forsyningssikkerheten.

■ Beredskapsforskriften

Statnetts beredskaps- og sikkerhetskonsept skal sikre etterlevelse av kravene som stilles til våre anlegg på en samfunnsrasjonell måte. Forskriften bygger på en lang tradisjon i norsk kraftforsyning med strenge krav til å forebygge og håndtere ekstraordinære hendelser. Det kan være alt fra ekstremvær til bevisst skadeverk. Dette krever et kontinuerlig forbedringsarbeid fordi kravene endres i takt med trusselbildet, samtidig som mange av våre nettanlegg har en levetid på 50 til 70 år.

Rasjonelle løsninger forutsetter kontinuerlig forbedring

Statnett skal påse at tekniske anlegg prosjekteres, bygges, driftes, vedlikeholdes, videreutvikles og avhendes på en måte som ivaretar et bredt sett av hensyn. Teknologien og bruken av den skal ivareta en rekke faktorer: hensynet til HMS, forsyningssikkerhet, systemdrift, kostnadseffektivitet, krav pålagt av myndighetene og tilrettelegging for et effektivt kraftmarked. Statnett har derfor som mål at antall varianter av løsninger/komponenter i våre nettanlegg skal begrenses for å øke kostnadseffektiviteten og redusere sårbarheten med hensyn til kompetanse, reservedeler og reparasjonstid. Dette må imidlertid skje på en måte som ikke forhindrer tilpasning til ulike prosjektspesifikke behov.

Vil forebygge havari

Mastehavari som følge av ekstremvær og hardt klima truer forsyningssikkerheten og medfører store kostnader for driften av strømmettet. For å forebygge mastehavari i fremtiden har Statnett forbedret teknologikravene til valg av mastefundamenter.

For å forebygge mastehavari i fremtiden har Statnett forbedret teknologikravene til valg av mastefundamenter.

– I fremtiden må vi forvente at mer ekstremvær og endret klima vil utfordre kraftsystemet vårt. Ved å stille strengere krav til entreprenørens kompetanse og utførelse av klassifisering og dimensjonering av grunnen hvor mastene skal stå, forebygger vi mastehavari. Riktig fundamentering av mastene gir oss bedre personsikkerhet under utbygging, øker forsyningssikkerheten under drift og bidrar til reduserte kostnader, sier Greta Bjørnbeth, direktør for Teknologi i Statnett.

Statnetts teknologiportefølje må kontinuerlig revideres, både for å sikre forbedring av løsninger som allerede er i bruk, og for at ny teknologi kan implementeres på en effektiv måte. Fortsatt styrket satsing på forskning og utvikling (FoU) skal lede til nyttige innovasjoner og øke kompetansen vår for å utvikle neste generasjon kraftsystem. Arbeidet med å utvikle ny teknologi, kombinert med kontinuerlig forbedring av eksisterende løsninger, er også viktig for å skape en teknologiportefølje som tilrettelegger for kostnadseffektiv og sikker nettutvikling.

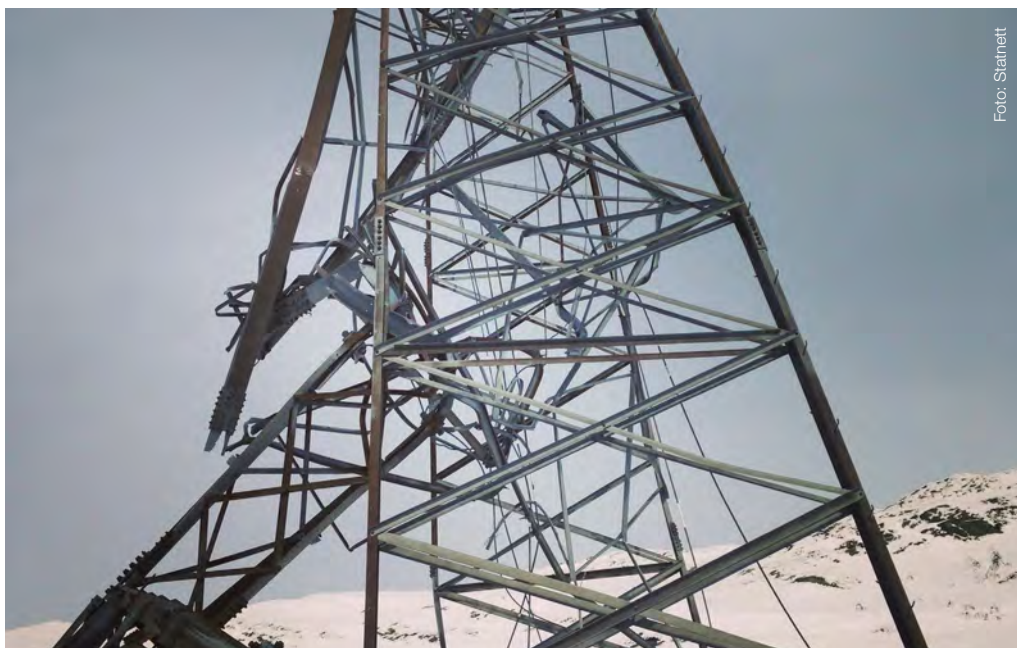


Foto: Statnett

Mastehavari nær Rjukan.

Lengre byggesesong – kortere byggetid

Byggesesongen setter ofte begrensninger for hvor raskt et prosjekt kan gjennomføres. Teknologi som kan bidra til å redusere byggetiden, bidrar også til reduserte kostnader.

Ett av initiativene som Statnetts FoU-enhet har jobbet med, er Lean Line. Målet med Lean Line-prosjektet er å finne et ledningskonsept som øker sikkerheten med 20 prosent, og redusere kostnader og byggetid med 20 prosent. Det jobbes med nye mastetyper, nye fundamentløsninger og nye byggemetoder. I løpet av prosjektet er det blant annet utviklet et konsept for prefabrikkerte mastefundamenter og en metode for vinterstøping.



Sonja Berlijn, FoU-direktør i Statnett

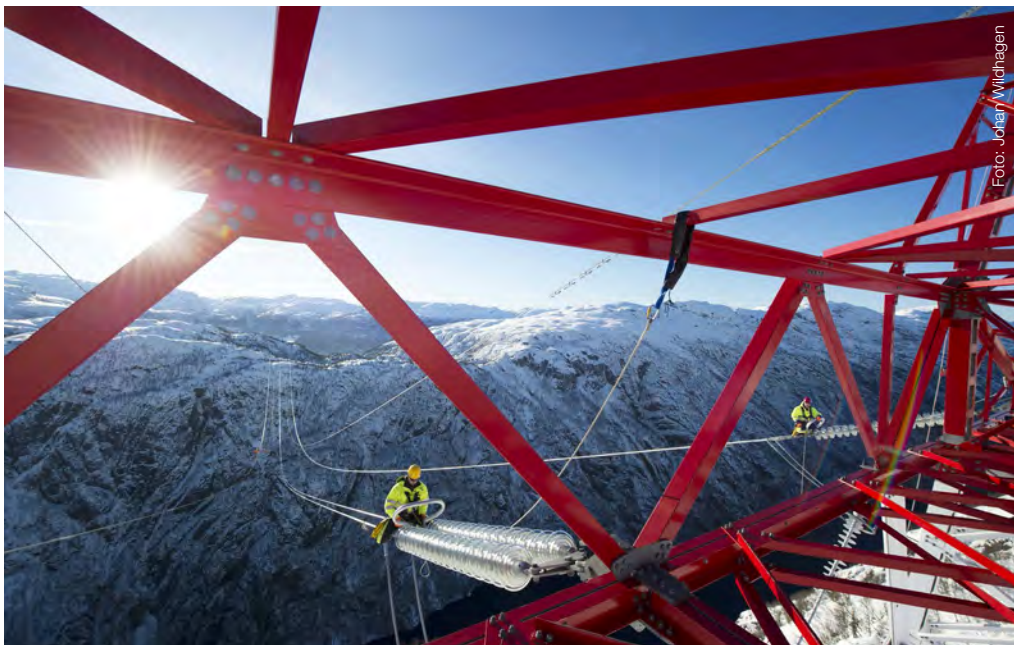
(Foto: Trond Isaksen)

■ ■ Prefabrikkerte fundamenter kan bidra til å forlenge byggesesongen med flere måneder fordi det blir mulig å bygge på vinterstid.

– Prefabrikkerte fundamenter kan bidra til å forlenge byggesesongen med flere måneder fordi det blir mulig å bygge på vinterstid. Nå testes løsningen på prosjektet Balsfjord–Skaidi, og vi håper at løsningene etter hvert kan tas i bruk på flere prosjekter, sier Sonja Berlijn, direktør for forskning og utvikling i Statnett.

En effektiv innkjøpsstrategi som skaper verdier

Et leverandørmiljø med mange tilbydere skaper et mer velfungerende marked som kommer hele kraftnæringen til gode. Statnetts omfattende prosjektportefølje skaper en mulighet til å bygge opp et leverandørmarked med flere konkurransedyktige entreprenører, og de siste årene har leverandørbasen vår vokst. Det har dermed blitt vesentlig flere tilbydere som deltar i våre anbudskonkurranser enn tidligere. Med en større prosjektportefølje kan vi lyse ut oppdrag i større prosjektpakker, som igjen har gjort det mer attraktivt for leverandørene å bygge opp egen kapasitet innenfor ledning og stasjon. Vi har også i økende grad tatt i bruk kontraktsmodeller hvor større deler av prosjektet settes ut på anbud, også tidlig i prosjekteringsfasen. Etter hvert har det også vokst frem et større mangfold av leverandører og underleverandører, hvor flere har en regional forankring til de aktuelle prosjektene. Verdien av lokale leveranser/tjenester for ledningsprosjekt og stasjoner utgjør erfaringsmessig 15–25 prosent av prosjektets total kostnad.



3.3 Bygging under drift krever koordinering

Alle prosjektene som er under planlegging eller gjennomføring, vil øke kraftsystemets overføringskapasitet. Samtidig vil arbeidet med oppgradering og nybygging av nettet i perioder føre til redusert overføringskapasitet fordi det er nødvendig å koble ut nettanlegg i deler av byggefasen. Store begrensninger i nettet kan i verste fall føre til strømbrudd. Det betyr at fremdriften i prosjektene må tilpasses muligheten for å koble ut eksisterende strømnnett uten at det går på bekostning av driftsmarginene i systemet. Utkoblingsbehov er derfor en viktig del av prosjektplanleggingen. For å redusere omfanget av utkobliger vil det bli foretatt arbeid under spenning (AUS) på anlegg hvor dette er mulig og hensiktsmessig. I 2014 behandlet revisjonskontoret i Statnett søknad om driftsstans av over 7000 anleggsdeler i nettet. Dette representerer en økning på 15 prosent sammenlignet med 2013.

Merking av luftfartshinder

Arbeidet med merking av master i henhold til Luftfartstilsynets nye regler for merking av luftfartshinder vil også medføre behov for å koble ut strømnettet og forsterke utfordringen ytterligere. Statnett vil i løpet av 2015 starte arbeidet med å merke luftspenn som tidligere ikke har vært merkepliktige, men som har blitt det som følge av endringer i regelverket. Merkingen vil utføres kontinuerlig, men det kreves utkobling av ledninger, og fremdriften vil i stor grad være styrt av dette. For å optimalisere merkingen har teknologienheten i Statnett startet arbeidet med å se på ulike metoder for å montere merker og utvikle ny merketeknologi som innfrir myndighetens krav til merking.

Vi ser også at det å jobbe for Statnett er med på å gjøre oss bedre.

Viktig for det lokale næringslivet

AKTØR er en lokal entreprenør fra Finnsnes i Troms som har fått hovedentreprisen på grunn- og byggearbeider for Balsfjord transformatorstasjon i forbindelse med linjeprosjektet Ofoten–Balsfjord. Bedriften har tidligere utført arbeid for Statnett. Nå har de fått med seg seks til syv lokale entreprenører for å utføre arbeidet på Balsfjord transformatorstasjon.

– Det er en fordel av vi kan ta med oss andre entreprenører i regionen som vi er kjent med, og som kjenner oss. Det at prosjektet kan sysselsette lokale entreprenører, er positivt for bransjen i hele Midt-Troms. Når vi satser på å være lokalt forankret, er det også viktig at vi kan bidra til lokale ringvirkninger i næringslivet, forklarer Espen Haugan, daglig leder i AKTØR.

– Vi ser også at det å jobbe for Statnett er med på å gjøre oss bedre. Høyt fokus på sikkerhet og kvalitet fra Statnett skjerper bedriftene som er engasjert. Dette er med på å sikre kvaliteten på produktet som leveres, samtidig som sikkerheten til våre ansatte ivaretas, sier Haugan.

En omfattende investeringsportefølje har også gitt oss mulighet til å bli en enda dyktigere innkjøper. Oppbygging av egne ekspertteam med stor portefølje innenfor sine fagområder bidrar til å finne de beste leverandørene og de mest effektive løsningene til riktig pris og kvalitet.

Kapittel 4

Utviklingstrekk og overføringsbehov frem mot 2035



Den europeiske kraftsektoren er inne i en dyptgripende omstillingsprosess som følge av behovet for å redusere klimagassutslippene. Andelen fornybar kraftproduksjon vokser og vil innen 2035 trolig dekke rundt 50 prosent av det årlige kraftforbruket i Europa.

Flere faktorer bidrar til at det nordiske kraftsystemet blir stadig tettere integrert med det europeiske. For det første blir det norske kraftmarkedet knyttet nærmere det europeiske gjennom nye mellomlandsforbindelser til kontinentet fra Norge, men også fra de andre nordiske landene. Dette påvirker kraftprisene og dermed lønnsomheten av investeringer i produksjon, forbruk og nett. Samtidig har EUs energi- og klimapolitikk direkte innflytelse gjennom lover og direktiver som også gjelder Norge. For eksempel har EUs fornybardirektiv vært en pådriver for norsk utbygging av fornybar energi. Regjeringen besluttet nylig at norsk klimapolitikk skal gjennomføres i tråd med EUs klimarammeverk.

Vi forventer et økt overføringsbehov i det norske sentralnettet de neste årene. De viktigste årsakene er utbygging av mer fornybar kraftproduksjon, etablering av nytt forbruk innenfor industri og petroleum, befolkningsvekst i byer og nye mellomlandsforbindelser. Større overføringsbehov kombinert med et allerede høyt utnyttet – og i mange tilfeller svakt – nett gir et stort investeringsbehov i sentralnettet de neste ti årene.

Ser vi lenger frem, til perioden 2025–35, er det større usikkerhet rundt behovet for nye nettforsterkninger. Økt kapasitetsbehov i nettet etter 2025 kan utløses av ytterligere kraftutbygging, forbruksvekst og eventuelle nye mellomlandsforbindelser. Vi har samtidig gjennomført en stor del av våre planlagte forsterkningstiltak og dermed fått et løft i nettkapasiteten mange steder. I sum gir dette et relativt stort utfallsrom i behovet for nye forsterkningstiltak.



Metode for markedsanalyse i Statnett

Statnett har en stor mengde prosjekter der ulike forhold påvirker behov og lønnsomhet. For å sikre sammenheng på tvers må beslutningsunderlaget for de ulike prosjektene bygge på en felles forståelse av den fremtidige markedsutviklingen på overordnet nivå. Vi har derfor utarbeidet et sentralt scenario som et utgangspunkt for analysene våre. Dette forventningsscenariotet representerer det vi mener er den mest sannsynlige utviklingsbanen for hoveddelen av det europeiske kraftsystemet frem mot 2030–35.

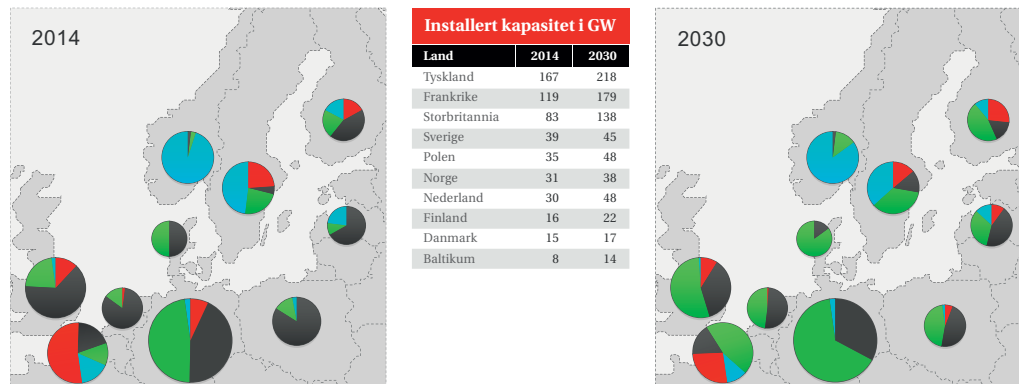
Samtidig er det stor usikkerhet knyttet til den fremtidige utviklingen av kraftsystemet og store ulikheter i hva som påvirker lønnsomheten av forskjellige prosjekter. Til sammen er det derfor i praksis umulig å ta hensyn til alle relevante usikkerhetsmomenter med ett eller et fåtall felles scenarioer. Derfor supplerer vi analysene med en rekke sensitiviteter og alternative scenarioer som er tilpasset prosjektene og problemstillingene vi ser på. Et eksempel er at vi ser på et stort utfallsrom i brenselpriser og norsk/nordisk kraftbalanse når vi ser lønnsomheten av nye mellomlandsforbindelser. Internt i Norge blir ulike plasseringer og volum av ny produksjon og forbruk en sentral faktor vi endrer på. Forventningsscenariotet vi presenterer nedenfor er utgangspunktet for arbeidet vårt, men dekker dermed ikke hele spennet i forutsetningene vi ser på.

4.1 Europeisk markedsutvikling

Vi ser en tydelig hovedretning for utviklingen av den europeiske kraftsektoren de neste 20 årene. Andelen fornybar kraftproduksjon vokser på bekostning av fossilt og kjernekraft, nettkapasiteten blir større, og utslippene av klimagasser går ned. Denne omstillingen vil etter all sannsynlighet fortsette frem mot 2035 og videre frem mot 2050. Samtidig er det mange usikkerhetsmomenter som kan få stor betydning for markedsutviklingen frem mot 2035. To av de mest sentrale faktorene er endringstakten: hvor fort omleggingen går mot lavere utslipp, og på hvilken måte utslippskuttene blir gjennomført. En sentral utfordring blir hvordan forsyningssikkerheten blir ivarettatt i et system med stadig mer fornybar energi. Fleksibilitet fra forbrukssiden og lagring vil få en mer sentral rolle når det gjelder å balansere markedet og driften av systemet.

Frem mot 2035 forventer vi at kull og gasskraft fortsetter å være prissettende det meste av tiden, til tross for at andelen fornybar energi øker til rundt 50 prosent av den samlede kraftproduksjonen over året. Prisene på kull, gass og CO₂ er derfor sentrale for kraftprisen i hele vår analyseperiode. Vi legger til grunn at disse øker moderat fra dagens nivå frem mot 2030. Reformen i kvotemarkedet og det at utslippskuttene som gjenstår, blir mer og mer krevende, gjør trolig at prisen på CO₂ øker. I vårt forventningsscenario bidrar dette til et løft i kraftprisene over hele Europa frem mot 2030. Samtidig er det et betydelig utfallsrom, og vi har derfor ett høyt og ett lavt kraftprisscenario. Vi vurderer det lave scenarioet som vesentlig mer sannsynlig enn det høye.

Utvikling i europeisk produksjonskapasitet.



Figur 9

Kapasitetsmiksen i landene i Nord-Europa i begynnelsen av 2014 og i Statnett sitt forventningsscenario for 2030.

■ Vannkraft
■ Kjernekraft
■ Fossilt
■ Fornybar

Europeisk energi- og klimapolitikk frem mot 2030–50 blir mer konkret

Både EU og de enkelte medlemslandene har flere mål med energipolitikken. De tre viktigste er

- å redusere klimagassutslippene.
- å forbedre/bevare energi- og forsyningssikkerheten.
- å redusere energikostnadene og bidra til økt verdiskaping.

Av de tre målene har klimapolitikken størst betydning for utviklingen av kraftsektoren. Det langsiktige og foreløpig uforpliktende målet er å redusere de samlede klimautslippene med 80 prosent innen 2050 sammenlignet med 1990. Dette innebærer i så fall en tilnærmet full avkarbonisering av kraftsektoren allerede i 2040. Selv om det er langt igjen dit, har EU-landene allerede kuttet utslippene av klimagasser med ca. 19 prosent fra nivået i 1990. Høsten 2014 ble nye hovedmål for 2030 vedtatt:

- 40 prosent kutt i utslippene fra 1990.
- 27 prosent fornybarandel av samlet energiforbruk (14 prosent i dag).
- 27 prosent energieffektivisering målt mot en prognose for utviklingen uten tiltak.

Målene er bindende på EU-nivå, gitt at det kommer en global avtale i klimaforhandlingene i Paris. I tillegg er reformer av EUs kvotehandelssystem EU ETS i ferd med å bli vedtatt. Disse skal bidra til høyere og mer stabile CO₂-priser.

Utformingen av den konkrete politikken frem mot 2030 er fortsatt under utvikling, både på EU-nivå og i de enkelte medlemslandene. Det er usikkert hvor omfattende den blir når det gjelder mål, og i hvilken grad ulike virkemidler skal benyttes for å nå disse. Sentrale punkter i de pågående diskusjonene er hvordan kostnadene ved omstillingen skal fordeles på medlemslandene, og hvordan klimamålene skal balanseres mot hensynet til energisikkerhet og behovet for å holde de samlede energikostnadene nede.

I vårt forventningsscenario legger vi til grunn at målene for utslippskutt i klimagasser og økt fornybarandel innen 2030 blir nådd. Basert på egne anslag innebærer dette følgende for kraftsektoren:

- 45–50 prosent utslippskutt innen 2030 sammenlignet med 2005, videre fra 21 prosent i 2020.
- En økning i fornybarandelen fra i overkant av 20 prosent i 2013 til ca. 33 prosent i 2020 og nesten 50 prosent i 2030.

Vi understreker at det usikkert om enkelt land og EU som helhet oppnår alle målene som er vedtatt, fullt ut til 2030. Samtidig mener vi at en ambisiøs klimapolitikk med stor sannsynlighet vil være en sentral del av energipolitikken også etter 2030.

CO₂-prisen bidrar – andre virkemidler gjør hovedjobben med å kutte utslipp de første årene

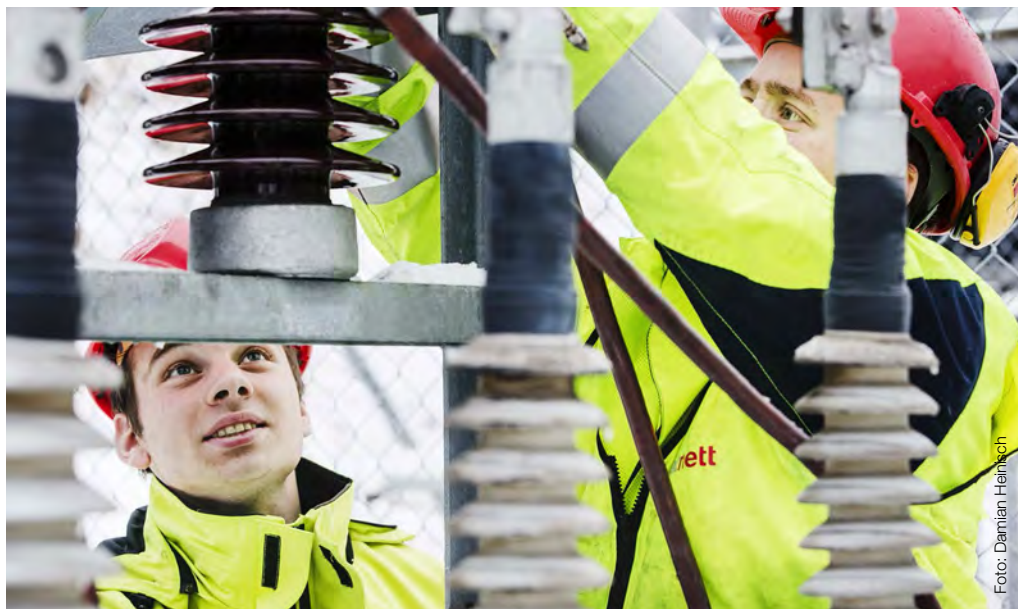
Virkemidlene som tas i bruk for å oppnå de ulike målene, kommer til å ha stor innvirkning på utviklingen av kraftsystemet og dermed også på kraftprisene. Vi vurderer det som sannsynlig at praksisen med å bruke flere virkemidler blir videreført, selv om det er usikkert i hvilken grad disse blir vektlagt og utformet. Konkret innebærer dette følgende forutsetninger:

- Eksisterende kullkraft blir faset ut som følge av alder og direkte utslippsreguleringer. Ny regulerbarkapasitet kommer som gasskraftverk.
- Subsidiert fornybar kraftproduksjon og kjernekraft i enkelte land.
- Energieffektivisering oppnås gjennom ulike krav og reguleringer.
- EU ETS fungerer som et «sikkerhetsnett» for å sikre måloppnåelse, men får en mer sentral rolle etter hvert.

- Import av kvoter fra land utenfor EU, utbygging av fornybar energi og lavere energiforbruk, blant annet som følge av økonomisk krise, har de siste årene bidratt til å gjøre kvotehandelssystemet EU ETS mer eller mindre overflødig som virkemiddel for utslippskutt. Det store overskuddet på kvoter har gitt en pris på rundt 5 €/tonn i perioden 2010–2014. EU-kommisjonen har derfor foreslått ulike reformer for å gi markedet en mer sentral rolle. Hovedtiltakene er å innføre en stabilitetsreserve og kutte mer per år i det samlede kvotetaket. I tillegg blir det ikke lenger mulig å importere kvoter fra land utenfor EU etter 2020.

Flere fagmiljøer som følger kvotemarkedet, tror at prisene vil øke raskere enn tidligere antatt som følge av vedtakene for å stramme inn markedet. Det er også sannsynlig at 900 millioner kvoter som ble trukket ut av markedet i 2014, og som opprinnelig skulle bli tilbakeført i 2019, blir en del av reserven. I vårt sentrale scenario legger vi til grunn at kvoteprisen øker til 15 €/tonn i 2020. Den største nedsiden i denne perioden er at de kvotene som nå er trukket ut av markedet, blir tilbakeført etter den opprinnelige planen. Det kan gi et prisnivå nærmere dagens. Vedvarende lavkonjunktur i den europeiske økonomien kan også bidra til å bevare dagens prisnivå.

På sikt er det enda større usikkerhet rundt prisene på CO₂, da disse blir påvirket av en mengde faktorer, i tillegg til den politiske risikoen rundt markedet. Vi har etter en samlet vurdering lagt til grunn en pris på 30 €/tonn i 2030. Samtidig understreker vi at det er stor usikkerhet rundt den langsiktige markedsutviklingen. Både en lavere og en høyere kvotepris er derfor en del av våre analyser.

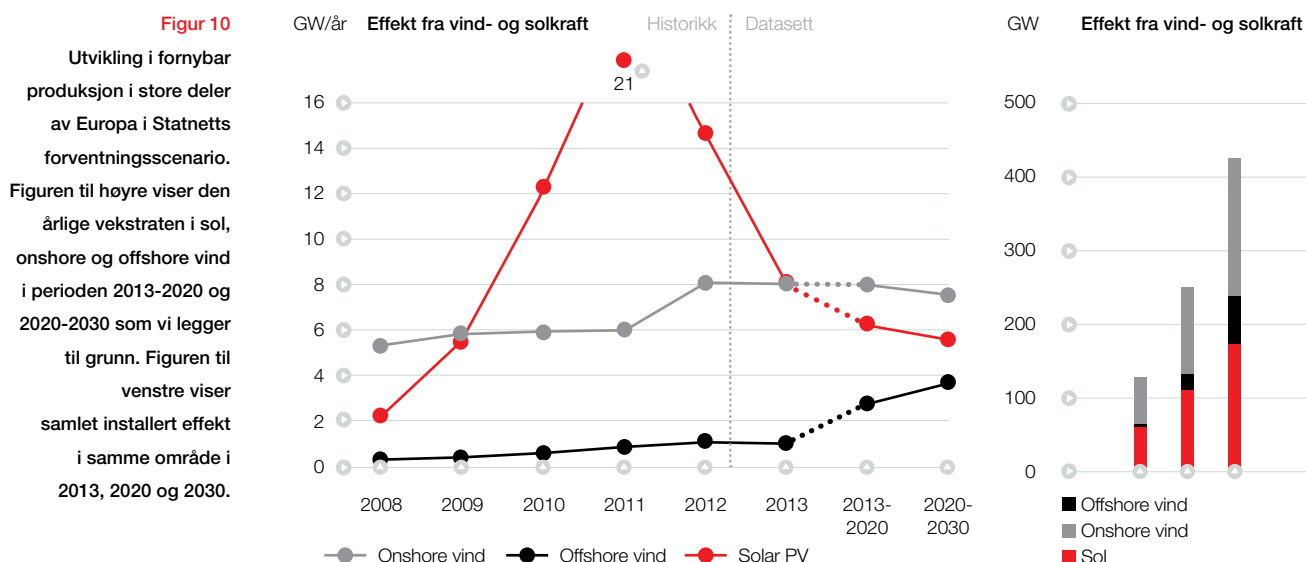


Utbygging av fornybar energi er drevet av subsidier, men mest i land med høye nasjonale mål

Utbyggingskostnadene for både vind- og solkraft har blitt sterkt redusert de siste årene og forventes å falle videre. Historisk har kostnadsreduksjonen i stor grad vært drevet av europeiske subsidier, men globale forhold spiller en stadig viktigere rolle. Kina har for eksempel snart like mye vindkraft som EU og har et mål om 200 GW innen 2020. Denne utviklingen gjør en ytterligere prisnedgang vesentlig mer sannsynlig. Samtidig gir overgangen til større vindmøller med rotor som er mer tilpasset lokale vindforhold økt brukstid. Kombinert med økende priser på CO₂, kull og gass kan vi dermed få en situasjon der sol- og landbasert vindkraft med gunstig lokalisering blir lønnsomt uten støtte en gang mellom 2020 og 2030. Det er imidlertid fortsatt et klart behov for subsidier hvis det skal være mulig å nå målet på 27 prosent fornybarandel innen 2030 med de prisene vil legger til grunn.

Figur 10 viser installert effekt fra vind- og solkraft i vårt forventningsscenario for 2020 og 2030 samlet for hele området som modellen vår dekker. Dette utgjør over 2/3 av det europeiske kraftmarkedet. For å oppnå disse mengdene må solkraftutbyggingen stabilisere seg på nivået i 2013, langt under toppen i 2011 og 2012. Landbasert vind må ligge på nivået fra perioden 2008–2013, mens investeringene i havbasert vind trenger et vesentlig løft.

Vi legger til grunn at alle de europeiske landene bidrar til utbyggingen av fornybar energi, men at hovedtyngden kommer i land som har ambisiøse nasjonale klimamål. Det at både onshore vind- og solkraft kan bli lønnsomt uten subsidier, kan imidlertid gradvis endre fordelingen etter hvert som vi nærmer oss 2030. Da blir det i større grad slik at fornybar energi blir bygget ut der det er best forhold og lavest kostnader. Dette kan for eksempel gi større utbygging i Norden, som har noen av de beste landbaserte vindressursene i Europa.



Kraftforbruket kan vokse på tross av energieffektivisering og nedgang i samlet energiforbruk

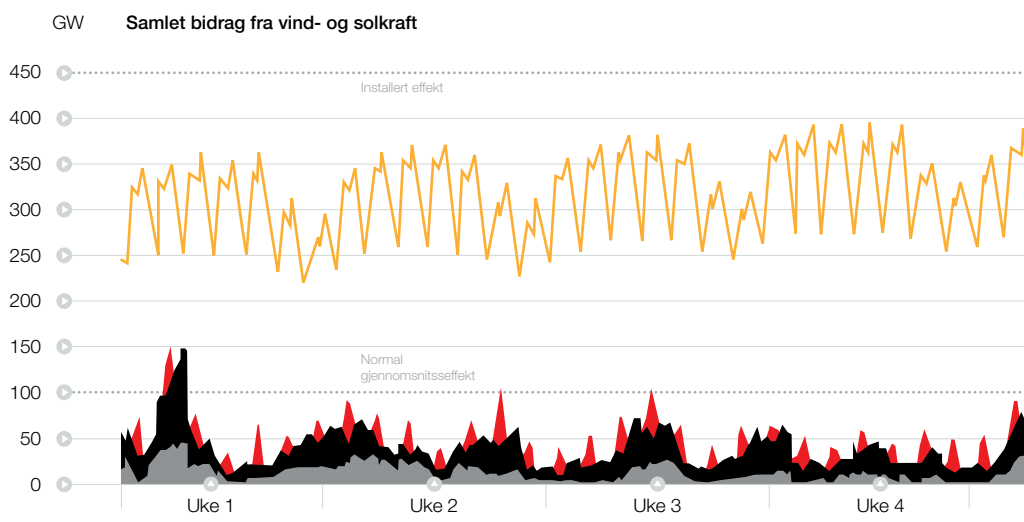
I vårt forventningsscenario legger vi til grunn en moderat årlig vekst i europeisk kraftforbruk på 0,1 prosent fra i dag til 2030. Mesteparten av veksten kommer etter 2020. På sikt tror vi altså at dagens trend med fallende kraftforbruk snur. Årsaken er hovedsakelig at kraft øker sin andel av sluttforbruket av energi, blant annet gjennom elektrifisering av varme og samferdsel. Selv om sammenhengen mellom økonomisk vekst og kraftforbruk er svekket, kan også nye typer forbruk dukke opp, for eksempel fra datalagring. Samtidig er potensialet for energieffektivisering stort og de økonomiske utsiktene fortsatt usikre. Dette kan føre til en videre stagnasjon eller nedgang i kraftforbruket.

I sum mener vi at siden såpass mange usikre faktorer trekker forbruket i ulike retninger, begrenser dette utfallsrommet frem mot 2030–35. På den andre siden kan konsekvensene for utviklingen av kraftmarkedet mellom svak vekst eller svak nedgang være betydelige. Fortsatt nedgang øker for eksempel sannsynligheten for at overkapasiteten vi ser i mange land i dag, vedvarer.

Potensialet for effektivisering og nedgang i energiforbruket i Europa er enda større utenfor kraftsektoren. Vi legger derfor til grunn at det samlede energiforbruket fortsetter å falle frem mot 2030. Målet om at fornybar energi skal dekke 27 prosent av sluttforbruket av energi, betyr at for hver TWh spart, kan utbyggingen reduseres med 0,27 TWh. Hvis sluttforbruket av energi i EU faller med 10 prosent fra i dag, betyr det at utbyggingen kan reduseres med ca. 350 TWh sammenlignet med om forbruket hadde vært konstant. Dette har vesentlig innvirkning på kraftsektoren fordi hovedtyngden av utbyggingen forventes å komme i denne.

Sentralt dilemma – hvem leverer når produksjonen av fornybar energi er lav?

Kjeller Vindteknikk har på oppdrag fra Statnett utarbeidet nye sol- og vindanalyser for store deler av Europa tilbake til 1950. Seriene viser store variasjoner i samlet produksjon selv om vi antar at samlet installert effekt vokser til flere hundre GW. Det at produksjonen fra sol- og vindkraft varierer med været og ikke forbruket, blir en stor utfordring etter hvert som andelen fornybar energi øker. Det er spesielt utfordrende at produksjonen kan komme ned mot null i store områder samtidig, og at dette kan vare i flere dager av gangen.



Figur 11

Samlet bidrag fra vind- og solkraft i store deler av Europa for en historisk værmåned med lite bidrag disse kildene, basert på vind- og solseriene fra Kjeller Vindteknikk og vår fordeling av installert effekt i forventnings-scenariet for 2030.

■ Solkraft
■ Vind på land
■ Havvind
■ Forbruk

For å unngå tvungen rasjonering i perioder med lav produksjon fra uregulerbare fornybarkilder kan man enten holde samlet kapasitet fra konvensjonelle termiske kraftverk omtrent på dagens nivå, eller tillate at kraftprisen blir så høy at forbruket reduseres vesentlig. Mer overføringskapasitet hjelper, men er ikke et godt nok tiltak alene i en situasjon med anstrengt kraftforsyning fordi produksjonen av fornybar energi i perioder blir lav i alle områder samtidig.

Vi forventer at energilagring og forbruksfleksibilitet får større betydning etter hvert som den teknologiske utviklingen reduserer kostnadene og forbedrer ytelsen. Dette gjelder særlig for mer kortvarige bortfall av fornybarproduksjon. Samtidig er volumene som mangler, i perioder så store og langvarige at termisk kapasitet fortsatt må spille en sentral rolle, i hvert fall de første 15–20 årene. Tre forhold gjør imidlertid dette til en stor utfordring:

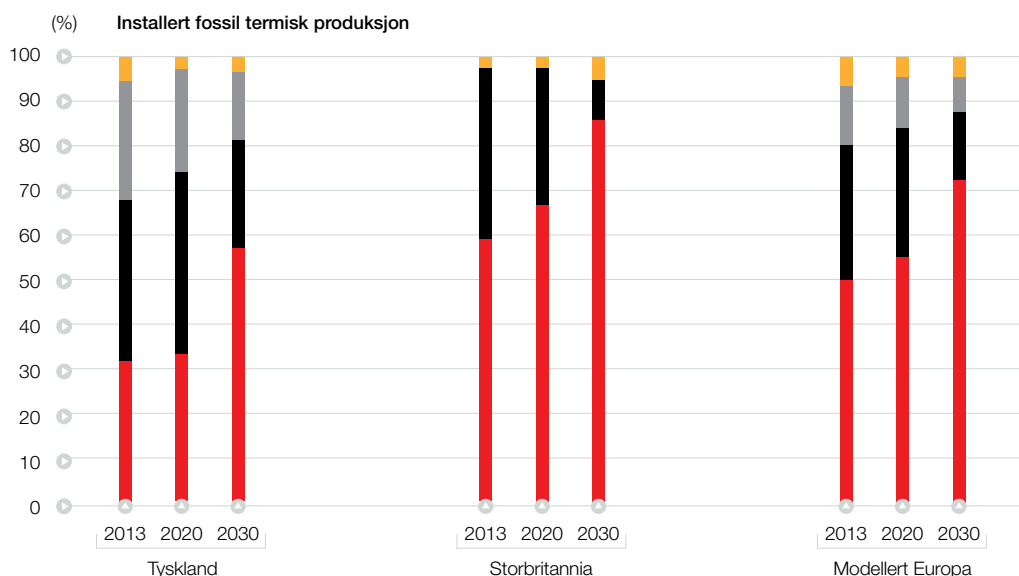
- Vår oversikt over europeiske kraftverk indikerer at over 150 GW konvensjonelle kraftverk går ut de neste 20 årene på grunn av levetid og reguleringer.
- Det er ikke lønnsomt å investere i ny termisk kapasitet.
- Lavere klimagassutslipp krever en betydelig reduksjon i produksjonen fra kull og brunkull.

I vårt forventningsscenario forutsetter vi at nasjonale myndigheter krever at det kun kan være utkobling av forbruk i et fåtall timer per år. Samtidig viser beregningene våre at det ikke er mulig å finansiere nok termisk kapasitet til å unngå at last går ut i anstrengte perioder, kun basert på inntekter fra spot- og balansemarkedene. Konsekvensen er at det trengs en eller annen form for kapasitetsbetaling. I vårt sentrale scenario forutsetter vi derfor at kapasitetsmarkeder sikrer finansiering av termiske kraftverk både i Storbritannia og på kontinentet.

Figur 12

Installert fossil termisk produksjon i Tyskland, Storbritannia og resten av Europa utenom Norden. Tallene er hentet fra vårt datasett for 2013 og forventnings-scenarioene for 2020 og 2030

Gass ■
Kull ■
Lignitt ■
Olje ■



Selv om flere land allerede har innført kapasitetsmarkeder er det usikkert hvordan dette utvikler seg over tid. De samlede energikostnadene kan etter hvert bli så store at nasjonale myndigheter reduserer kravene til sikkerhetsmargin eller lar være å innføre kapasitetsmekanismer.

Hvis det ikke innføres kapasitetsmarkeder, betyr det at investeringer i termiske verk må være lønnsomme primært basert på inntjening i spotmarkedet. Dette vil gi en annen dynamikk i utviklingen av kraftmarkedet fordi antall termiske kraftverk må kraftig ned for at gjenværende verk skal være lønnsomme. Dette gir høyere priser i perioder med lite bidrag fra fornybar energi:

- Dyre gassturbiner og eventuelt oljekraftverk må oftere tas i bruk.
- Kapasitet som i dag ikke er i bruk, for eksempel nødaggregater, kan bli inkludert i spotmarkedet.
- Forbruk, blant annet innenfor industri, byr inn i markedet og setter prisen.

Samtidig blir insentivene sterkere for å investere i og tilby andre former for fleksibilitet, eksempelvis innen forbruk og energilagring, noe som igjen vil redusere prisvolatiliteten. Hvordan sluttresultatet blir, er usikkert, men det er liten tvil om at et system uten kapasitetsmarkeder gir større kortsiktige svingninger i kraftprisene. Dette gjelder også hvis det blir innført strategiske reserver, siden det ikke vil være mulig å bruke disse i spotmarkedet.

Den tyske regjeringen ga i juli 2015 ut en rapport som foreslår å ikke innføre kapasitetsmarked, men heller satse på en strategisk reserve. Denne reserven kan ikke delta i spotmarkedet. Høye priser som følge av knapphet på kapasitet skal ikke føre til politisk innblanding i markedet. Likevel tyder det meste på at Tyskland vil gå langt i å satse på at markedet alene i stor grad vil finne en akseptabel balanse mellom lønnsomhet og investeringer i produksjonskapasitet og ulike typer fleksibilitet kombinert med akseptabel forsyningssikkerhet.

Kull og gasspriser – viktig for kraftprisene, prisen på utslippskvoter og utformingen av energipolitikken

Prisene på kull og gass er sammen med kvoteprisene de viktigste driverne for kraftprisene, både på kontinentet og i Norden. Våre analyser viser at dette også er tilfellet de neste 15–20 årene, selv om tradisjonell termisk produksjonen utgjør en stadig fallende andel av den totale produksjonen. Årsaken er at så lenge gass- og kullkraft må startes opp for å balansere tilbud og etterspørsel, vil de kortsiktige marginalkostnadene for disse kraftverkene være sentrale for europeiske priser.

Vi baserer våre forutsetninger om fremtidige brenselpriser på IEAs New Policy Scenario og innkjøpte analyser fra selskaper som har spesialisert seg på brenselmarkedene. Prognoser på fremtidige brenselpriser endrer seg over tid, og er forbundet med stor usikkerhet. Vi oppdaterer derfor våre anslag på disse oftere enn andre forutsetninger. På grunn av usikkerheten ser vi også på et betydelig utfallsrom.

Vår siste oppdatering av brenselpriser var vinteren 2015. Basert på våre siste innkjøpte rapporter på det tidspunktet la vi til grunn en kullpris på 100 \$/tonn og en gasspris på 30 €/MWh. Utfallsrommet vi brukte, var omtrent +/- 20 prosent på kull, og +/- 25 prosent på gass. Utfallsrommet kan synes moderat basert på de store variasjonene som historisk har vært i brenselmarkedene. En presisering er imidlertid at dette skal være priser som kan vedvare over tid. Med dette menes priser som sikrer nok investeringer til å dekke forbruket. Prisene kan samtidig avvike fra disse nivåene over lang tid, avhengig av om det er knapphet eller overkapasitet i markedene.



Siden vi gjorde den siste oppdateringen av brenselprisene, har de fleste aktørene justert ned sine anslag for kull- og gasspriser frem mot 2030. Mange tror fortsatt prisene skal stige på sikt, men mindre og senere enn tidligere anslått. Ved neste oppdatering kommer vi derfor trolig til å justere ned anslagene i forventning, men også i vårt lave scenario. Det siste gjelder spesielt for kull.

Lavere vekst i kullprisene skyldes blant annet betydelig lavere prognoser på kinesisk forbruk. En mer ambisiøs klima- og miljøpolitikk kan også føre til mindre bruk av kull. Når det gjelder gass, er bildet sammensatt. Synkende europeisk produksjon trekker mot høyere priser. Samtidig er også de langsiktige prisbanene for gass justert ned. Det skyldes blant annet stort tilbud av LNG drevet av utviklingen i Nord-Amerika, men også at prognosene på vekst i asiatisk etterspørsel er justert ned. En lav oljepris vil også trekke mot lavere kull- og gasspriser. Hvis nedgangen i kostnader for sol- og vindenergi fortsetter, kan det – sammen med stadig mer effektiv bruk av energi – på sikt påvirke prisen på fossile brenslere i større grad.

Brenselsprisene påvirker ikke bare kraftprisene de er også en sentral premissgiver for utformingen av hele energi- og klimapolitikken. Et viktig eksempel på dette er de siste årenes prisforskjell mellom gass og kull, og de store globale forskjellene i gasspris. IEA forventer at dette fortsetter de neste 20 årene. Dette øker kostnadene med å få til brenselsbytte mellom kull og gass i kraftsektoren, og det svekker Europas konkurranseevne mot Nord-Amerika. Lavere priser på fossile brenslere vil være gunstig for EU, som er verdens største importør av olje og gass, men vil samtidig gjøre at behovet for støtte til fornybar energi øker.

Etter 2020 forventer vi at kraftprisene på kontinentet stiger, på tross av høy vekst i fornybar energi

Kraftprisene på kontinentet, og dermed også i Norden, blir i stor grad bestemt av tre forhold:

- Nivået på fremtidige kull, gass og kvotepriser.
- Utviklingen i kapasitetsmix og forbruk.
- Fremtidig markedsdesign: kapasitetsmekanismer eller energy-only.

Alle disse forholdene er, som vi har vært inne på ovenfor, forbundet med stor usikkerhet. Derfor har vi et høyt og et lavt scenario for europeiske kraftpriser i tillegg til forventning. Vi kombinerer disse prisscenarioene med ulike nordiske forutsetninger når vi gjør analyser av det norske og nordiske kraftsystemet.

De siste tre årene har kraftprisene i Europa vært fallende, spesielt i Tyskland. Unntaket har vært Storbritannia, hvor stor andel gasskraft og en ekstra CO₂-skatt har gitt vesentlig høyere priser. Markedets forventning er at dagens lave nivå på kontinentet vedvarer frem mot 2020, mens britiske priser blir værende på et høyere nivå. Mulighetene for høyere priser i Nord-Europa de neste 5–7 årene er først og fremst knyttet til høyere CO₂-kvotepriser, men tidligere nedleggelse av kull og brunskull kan også gi et bidrag.

Når vi nærmer oss 2030, forventer vi at kraftprisene på kontinentet stiger, på tross av høy vekst i fornybar energi. De viktigste årsakene er våre forutsetninger på gass- og kvotepriser og utfasing av mye produksjon med lave marginalkostnader i form av kjernekraft, lignitt og kull. Med våre forutsetninger om brenslers- og CO₂-priser fra vinteren 2015 er det sannsynlig at kraftprisene stiger til et nivå på i overkant av 60 €/MWh i dagens priser til 2030. Sammenlignet med i dag er dette en kraftig oppgang i tyske priser, mens prisene i Storbritannia har ligget omtrent på dette nivået de siste årene. Utfallsrommet vi har lagt til grunn for 2030, er fra ca. 40 €/MWh til 80–90 €/MWh.

I lys av de nedjusterte anslagene på brenslerspriser fra vår siste oppdatering i vinter er det mer trolig at prisene blir liggende mellom det lave anslaget og forventning når vi nærmer oss 2030. Ser vi dette i sammenheng med at prisene trolig blir lave frem mot 2020, gir dette moderate priser i perioden 2020–2030. Det høye anslaget har etter vår vurdering lavere sannsynlighet, men kan komme som følge av betydelig høyere priser på CO₂-kvoter.

En nedside i forhold til vår forventning er at andelen fornybar energi øker mer enn det vi legger til grunn til 2030, for eksempel fordi kraftforbruket forblir stabilt. Dette vil gi flere timer med meget lave priser som trekker ned snittet. Samtidig er en høyere fornybarandel allerede til 2030 mindre trolig i et scenario med moderate kraftpriser. En potensiell oppside sammenlignet med vårt scenario er at store land, spesielt Tyskland, lar være å innføre kapasitetsmekanismer. Dette vil gi nedleggelse av kraftverk, strammere margin og dermed høyere priser i perioder når bidraget fra fornybar energi er lite.

På enda lengre sikt forventer vi at andelen fornybar energi fortsetter å øke. Dermed oppstår det flere perioder der fornybar energi dekker hele forbruket utover i 2030-årene. Vi har ikke gjort analyser av et slikt scenario, men innledende simuleringer tyder på at kraftprisene oftere blir meget lave når andelen fornybar energi øker over 50 prosent. Dette kan tyde på at kraftprisene kan få en topp rundt 2030–35, men dette er svært usikkert, og det er mange faktorer som spiller inn.

■ Europeisk nettutviklingsplan 2014

Statnett er en aktiv bidragsyter inn til arbeidet med ENTSO-Es europeiske nettutviklingsplan TYNDP. Den europeiske nettutviklingsplanen (Ten Years Network Development Plan – TYNDP) utgis annethvert år av den europeiske organisasjonen for kraftsystemoperatører (ENTSO-E). Formålet med planen er å samordne planleggingen av det europeiske kraftsystemet i årene fremover. Planen legger i særlig grad vekt på hvordan en skal ivareta europeisk forsyningssikkerhet samtidig som en tilrettelegger for europeiske og globale klimamål.

ENTSO-E baserer sine analyser av behov og lønnsomhet for nye mellomlandsforbindelser på fire overordnede scenarioer for 2030. Av disse ligger Visjon 3 nærmest vårt eget forventningssscenario. Samtidig er det en rekke forskjeller i både forutsetninger, dataunderlag og mer modelltekniske forhold. I sum kan dette gi betydelige forskjeller i simulerte priser og beregnede nytteverdier for nye mellomlandsforbindelser. Statnett er derfor opptatt av å se resultatene fra tiårsplanen i sammenheng med våre egne analyser når vi vurderer nye prosjekter.

Den europeiske planen for 2014 konkluderer med at det må gjennomføres omfattende nettinvesteringer i Europa for å legge til rette for å nå EUs klimamål frem mot 2030. På oppdrag fra EU-kommisjonen evalueres det som er definert som særlig viktige europeiske prosjekter. De planlagte mellomlandsforbindelsene mellom Norge og Tyskland og mellom Norge og Storbritannia kommer svært godt ut i denne evalueringen. Les mer på www.entsoe.eu.

4.2 Nordisk markedsutvikling frem mot 2035

Mer fornybar kraftproduksjon og nye mellomlandsforbindelser preger det nordiske kraftsystemet frem mot 2025. I tillegg blir trolig tre eller fire svenske kjernekraftreaktorer lagt ned allerede til 2020. Sentrale usikkerhetsmomenter frem mot 2035 er videre utbygging av fornybar, nordisk kjernekraft, etablering av nye store forbruksenheter og eventuelt nye mellomlandsforbindelser.

Vi tror at utbyggingen av fornybar energi fortsetter, men det blir også en viss vekst i forbruket til tross for energieffektivisering. Til sammen gir dette et vedvarende kraftoverskudd, som i et normalår vil være om lag 25–35 TWh. Raskere utfasing av deler av kjernekraften i Sverige vil imidlertid redusere overskuddet i hele perioden, spesielt i første halvdel av 2020-årene.

I vårt forventningssscenario legger vi til grunn at kraftprisene øker i takt med nivået på kontinentet, men at de vil være noe lavere på grunn av overskuddet i Norden. Mer utviklingskapasitet og fornybar energi fører til at prisene varierer mer på kort sikt, men vi blir samtidig mindre eksponert for langsiktige prissvingninger som skyldes store variasjoner i tilsig og temperatur.

Klimapolitikken legger føringer for utviklingen av kraftsystemet

Klimapolitikk, både nasjonalt og på EU-nivå, er en sentral drivkraft for utviklingen av det nordiske kraftsystemet frem mot 2035 til tross for relativt lave utslipp i utgangspunktet. Utslippsmål og valg av virkemidler påvirker kraftsystemet og markedet på flere måter:

- Subsidieordninger gir mer uregulerbar fornybar kraftproduksjon.
- Krav til energieffektivisering demper veksten i elektrisitet til oppvarming av bygg.
- Nytt forbruk kommer til ved elektrifisering av andre sektorer.
- Nettkapasiteten blir utvidet for å frakte ny produksjon til forbruket.

Sverige, Danmark og Finland har en nasjonal klimapolitikk i tråd med EUs langsiktige klimamål. Spesielt Danmark og Sverige er drivere for at EU skal ha en ambisiøs politikk. Begge har mål om å kutte innenlandske utslipp med 40 prosent til 2020 og et langsiktig mål om å redusere utslippene med 80–100 prosent til 2050. Danmark har i tillegg et mål om at hele energiforsyningen skal være dekket av fornybar energi innen 2050.

Norge har gjennom klimaforliket fra 2012 et mål om kutte globale klimagassutslipp innen 2020 tilsvarende 30 prosent av utslippene i 1990. En sentral diskusjon har hele tiden vært hvor mye som skal kuttes hjemme og ute gjennom kjøp av internasjonale kvoter. I perioden 1990–2013 har mengden innenlandske utslipp økt med ca. 4 prosent. Klimameldingen fra regjeringen fra starten av 2015 knytter norsk klimapolitikk nærmere EUs politikk. Utslippskuttene skal tas under EUs klimarammeverk gitt av 2030-målene. Norske utslippsforpliktelser, og fordelingen av kutt hjemme og ute, blir dermed avgjort blant annet gjennom forhandlinger med EU. Uansett vil det være et politisk press for å sette i gang tiltak som reduserer utslippene i Norge. Til nå har dette for eksempel gitt seg utslag i en ambisiøs satsing på elbiler og vedtaket om elektrifisering av ny petroleumsvirksomhet på Utsirahøyden.

Mest sannsynlig med svakt vekst i forbruket på sikt

Det nordiske kraftforbruket har i de siste fem årene vært forholdsvis stabilt, rundt 380–390 TWh årlig. Ser vi fremover, trekker de ulike forbrukskategoriene i ulike retninger. Alminnelig forbruk kan bli redusert av energieffektivisering, samtidig som elektrifisering av varme og transport trekker det opp. For industriforbruk er usikkerheten stor, mens det er sannsynlig med vekst innenfor sektorer som petroleum og datalagring. I forventningsscenariotet legger vi til grunn en svak vekst i det samlede forbruket, der en økning i industriforbruket overstiger en reduksjon i alminnelig forbruk.

Forbruket i bygg blir på sikt trukket opp av befolkningsvekst, flere husholdninger og større bygningsmasse, mens energieffektivisering og et varmere klima trekker det ned. Samlet sett forventer vi en svak nedgang i alminnelig forsyning frem mot 2030.

Samferdsel og oppvarming øker trolig elektrisitetsforbruket de kommende tiårene, blant annet fordi det

Tabell 1
Kraftforbruk i
Norden 2020 og
2030 i Statnett sitt
forventningsscenario.

TWh	Alminnelig		Industriforbruk		Totalt	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Norge	85	82	49	61	134	143
Sverige	103	100	41	45	144	145
Finland	56	56	38	40	94	96
Danmark	35	33	2	4	37	37
Norden	279	271	130	150	409	421

er lettere å integrere fornybare energikilder i kraftsektoren enn i andre sektorer. For samferdsel har vi vurdert potensialet for økt elektrifisering i norsk transportsektor til 30–35 TWh. På lengre sikt kan derfor overgang til kraft i samferdsel gi et betydelig bidrag til økt forbruk. I vårt forventningsscenario har vi lagt til en økning i Norden på 10 TWh fra i dag til 2030. Vi legger også til grunn mer bruk av varmepumper til oppvarming. I Norden gir dette 11 TWh mer forbruk, men kun en liten andel kommer i Norge.

Når det gjelder industriforbruk, er det potensiale for vekst i både gamle og nye industrisektorer, samtidig som store forbruksenheter kan legges ned. Med et forbruk på flere TWh årlig kan beslutninger knyttet til enkelt anlegg ha betydning for norsk og nordisk balanse.

I Norge øker forbruket i petroleumssektoren til 2020. Et viktig bidrag er utbyggingen av Sverdrupfeltet. På sikt er det mulig med fortsatt vekst blant annet som følge av utbygginger i Nord-Norge. Samtidig har betydelig lavere oljepris bidratt til større usikkerhet også rundt fremtidige priser og dermed lønnsomheten av disse utbyggingene.

Videre er datalagringshaller en ny industrisektor med vekstpotensial i Norden. Geografisk er disse planene spredt utover store deler av både Norge og Norden. På den andre siden er det muligheter for redusert kraftforbruk i eksisterende industrien. Blant annet har svensk og finsk treforedlingsindustri hatt en betydelig reduksjon i forbruket siden 2008. Denne nedgangen kan fortsette. Norsk treforedlingsindustri forbruker i dag om lag 4 TWh, og i forventningsscenarioet vårt legger vi til grunn at dette forbruket holder seg stabilt.

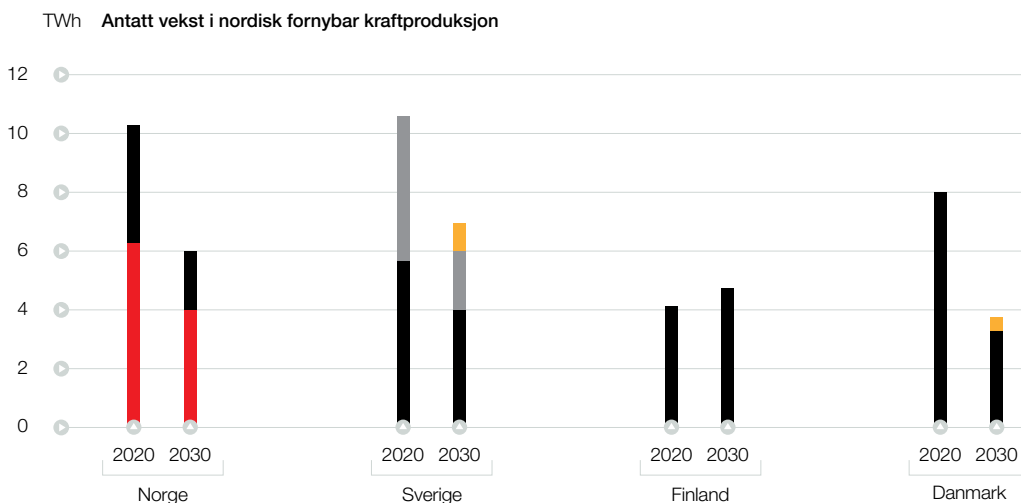
Samlet sett forventer vi at industriforbruket vokser frem mot 2030, hvor olje- og gassprosesseringen i Norge øker kraftforbruket sitt med 8 TWh, og at forbruket i den kraftintensive industrien i Norden øker med 10 TWh. Mye av veksten i KIL i Norge er knyttet til at Hydro satser på et nytt fullskala aluminiumsanlegg på Karmøy. Dette anlegget vil bruke 4–5 TWh årlig.

Vurderinger rundt forbruksutviklingen er spesielt viktig når vi ser på lokale forsterkningstiltak. Kraftintensiv industri og petroleum er sentralt i KVV-ene for SKL-området, Nyhamna og Finnmark. I Nettpen Stor-Oslo er energieffektivisering og befolkningsvekst to viktige variabler for fremtidig forbruksutvikling.

Sannsynlig med fortsatt utbygging av fornybar kraftproduksjon frem mot 2035

I mars 2015 kom det forslag om å utvide det norsk-svenske sertifikatmarkedet fra 26,4 TWh til 28,4 TWh. Dette skjer ved at andelen Sverige finansierer, øker fra 13,2 til 15,2 TWh. Samtidig skal det svenske elavgiftsfritaket for egenprodusert vindkraft fjernes for nye anlegg. Om disse to forslagene blir vedtatt, bestemmes av den svenske riksdagen til høsten. For at det utvidede målet skal nås, må det fattes investeringsbeslutning for ca. 10 TWh per oktober 2015.

Den største usikkerheten er knyttet til lokalisering av vindkraft som ikke er vedtatt. De beste prosjektene er store, og det skal bare noen få beslutninger til for å nå målet. I Norge utgjør de planlagte prosjektene på Fosen, Snillfjord og Bjerkreim opp mot 5 TWh, og det er flere tilsvarende prosjekter i Sverige. Mye av usikkerheten forsvinner derfor i løpet av 1–2 år. Vi har i vårt forventningsscenario til nå lagt til grunn at det bygges ut 16 TWh i Sverige og 10 TWh i Norge i perioden 2012–2020. På tross av utvidelsen av sertifikatmarkedet regner vi det som mer sannsynlig at utbyggingen i Norge blir mindre enn 10 TWh enn større enn 10 TWh.



Figur 13

Antatt vekst i nordisk fornybar kraftproduksjon fra 2015 til 2020 og videre til 2030 i forventningsscenarioet til Statnett (konvertering i eksisterende kraftverk fra kull til bio i Finland og Danmark er ikke inkludert i figuren).

■ Vann ■ Bio
■ Vind ■ Sol

I Sverige, Finland og Danmark er det konkrete planer om å fortsette satsingen på fornybar energi etter 2020. Satsingen på fornybar energi er drevet av klimapolitikk, men også av fundamentale forhold i kraftforsyningen internt i landene. I Sverige er utbyggingen av fornybar energi et tiltak for å kunne fase ut kjernekraften på sikt. I Finland blir det sett på som gunstig å redusere den store importen, hvor import fra Russland utgjør en relativ stor andel. Danmark har som mål å være et foregangsland i omstillingen av energisystemet. Totalt sett mener vi derfor at veksten vi legger til grunn i de andre nordiske landene etter 2020, er konservativ.

I Norge er situasjonen en annen. Kraftforsyningen er allerede nær 100 prosent fornybar, og det er foreløpig lite som tyder på at man vil fortsette å subsidiere ny produksjon etter 2020. Det synes å være mer sannsynlig at Norge får en midlertidig pause i utbyggingen, enn hva tilfellet er i de andre landene. Likevel er det flere forhold som taler for at utbyggingen fortsetter også i Norge.

- EU skal bygge ut mye, og Norge har store fornybarressurser.
- Økt elektrifisering av andre sektorer krever mer fornybar energi.
- Økte priser på kull-, gass- og CO₂-kvoter samt lavere utbyggingskostnader kan gi lønnsomhet uten direkte subsidier

En ny støtteordning for fornybar energi etter 2020 kan også bidra til at utbyggingen av fornybar energi fortsetter. Samtidig har økte priser på CO₂-kvoter blitt mer sannsynlig gjennom den pågående reformeringen av EU ETS. Dette øker muligheten for at mer av utbyggingen skjer der de beste fornybarressursene er. Det betyr at gode vann- og vindprosjekter i Norge og Norden kan bli lønnsomme uten subsidier. I et slikt scenario kan utbyggingen av fornybar energi bli høyere enn det vi har lagt til grunn her.

Ulike sensitiviteter når det gjelder størrelse og plassering av fornybar energi, er en sentral del av analysene våre. Vi har blant annet to alternativer for 2030 hvor vi ser på en større utbygging. På den andre siden ser vi også på konsekvensene av at utbygginger vi i utgangspunktet har forutsatt, ikke blir realisert. Dette er spesielt viktig når vi ser på lønnsomheten av enkeltprosjekter.

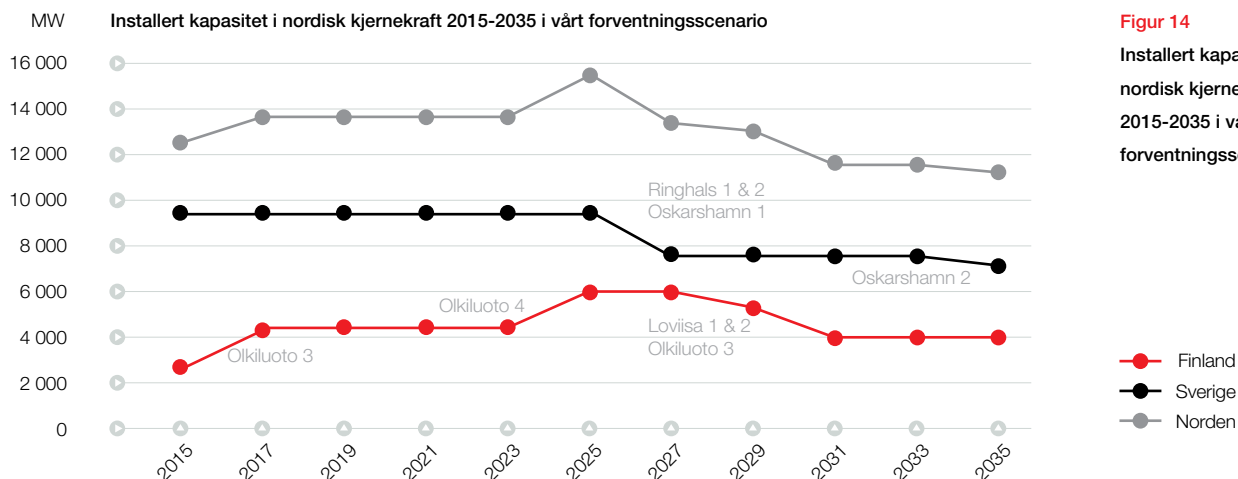
Kjernekraften i Sverige og Finland er et sentralt usikkerhetsmoment

Samtlige av dagens aktive reaktorer ble satt i drift mellom 1972 og 1985. Planlagt levetid er mellom 50 og 60 år. I Sverige kan reaktorene benyttes så lenge de oppfyller myndighetenes sikkerhetskrav, mens de i Finland har en lisens for drift i 50 år. Denne kan imidlertid forlenges til 60 år.

I Finland har videre satsing på kjernekraft politisk støtte på tross av at Olkiluoto 3 er forventet å bli omtrent ti år forsinket med enorme kostnadsoverskridelser. Myndighetene ga i 2014 tillatelse til et nytt kjernekraftverk nord i Finland. I vårt forventningsscenario legger vi til grunn at Olkiluoto 3 blir satt i drift før 2020, og at den nye reaktoren i nord bygges innen 2030.

Sverige vil trolig utvikle kjernekraftproduksjonen etter hvert som den når sin tekniske levetid. Dessuten blir med stor sannsynlighet nedleggelsen av opptil fire reaktorer fremskyndet til 2018–2020 på grunn av lav lønnsomhet som følge av lave kraftpriser og økte kostnader for kjernekraften. Opprinnelig hadde vi forutsatt at tre av disse reaktorene ble lagt ned mellom 2020 og 2030. Statnett har begynt å vurdere konsekvensene av en tidligere utfasing av de første reaktorene.

Vi vurderer det likevel som lite sannsynlig at ytterligere reaktorer blir stengt ned lenge før forventet levealder. Egenskapene til kjernekraften, med jevn og høy produksjon, og den sentrale plasseringen nært forbruket gjør det utfordrende å legge ned mange reaktorer. I tillegg vil forsert utfasing føre til høyere priser og dermed økt lønnsomhet for gjenværende reaktorer.

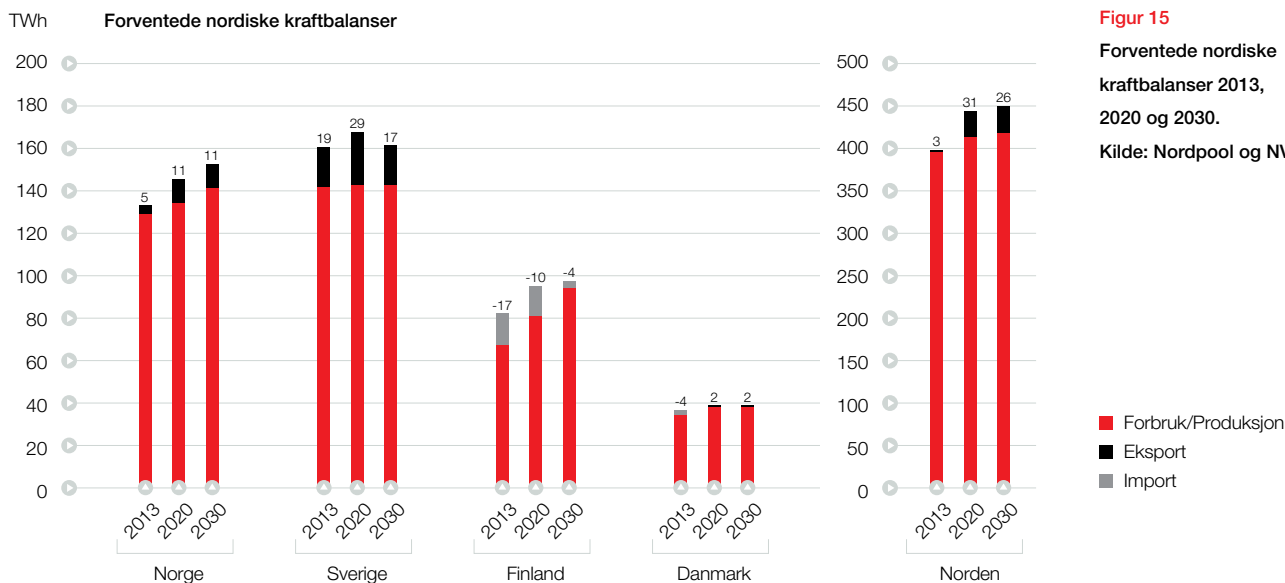


Når andelen kjernekraft synker vesentlig sammenlignet med i dag krever dette en større omstilling av kraftsystemet, fremfor alt i Sør-Sverige. Dette gjør det krevende å analysere fordi man ikke kan se på nedleggelsen isolert sett, men må vurdere hvilke andre tilpasninger som kommer. Sannsynligvis vil disse være en kombinasjon av tiltak innenfor produksjon, forbruk og nett. Det norske og svenske systemet er tett integrert både markedsmessig og fysisk og kan derfor påvirke lønnsomheten av investeringer internt i Norge og til andre land, ikke bare til Sverige. Analyser av et nordisk system med vesentlig mindre kjernekraft er derfor noe Statnett vil arbeide med fremover.

Økende kraftoverskudd i Norge og Norden

Basert på beregnet normalårstilslig har Norge og Norden i dag en svakt positiv kraftbalanse i normalåret, men overskuddet er voksende. Til 2020 forventer vi at overskuddet vokser til ca. 10 TWh i Norge og ca. 30 TWh i Norden. En eventuell utfasing av opptil fire svenske reaktorer mellom 2018 og 2020 vil imidlertid redusere det nordiske overskuddet, spesielt i perioden 2020–2025. Norden vil likevel være en nettoeksportør av kraft, men overskuddet vil være mer på linje med dagens situasjon.

Utfallsrommet for nordisk kraftbalanse øker frem mot 2030, og enda mer etter da blant annet levetiden for de fleste kjernekraftreaktorene går ut mellom 2030 og 2040. Likevel ser vi det som sannsynlig at den nordiske balansen vil forbli positiv. Dette skyldes ønsket om energisikkerhet i tørrår, gode fornybarressurser, mer effektiv bruk av energi og effektene av et varmere og våtere klima.



Flere mellomlandsforbindelser gir sterkere integrasjon med våre naboland

Uttevslingskapasiteten mellom Norge, Norden og det øvrige Europa øker vesentlig de neste fem til ti årene. Per i dag er følgende forbindelser under bygging eller nylig satt i drift:

- Estlink II (650 MW ny kapasitet mellom Finland og Estland, ferdig Q1 2014).
- Skagerrak 4 (700 MW ny kapasitet mellom Danmark og Norge, ferdig i Q4 2014).
- Nordbalt (700 MW ny kapasitet mellom Sverige og Litauen, planlagt ferdig 2015).

Frem til og med 2021 kommer i tillegg Statnetts forbindelser mellom Norge og henholdsvis Tyskland og Storbritannia, begge på 1400 MW. Parallelt bidrar nye forbindelser fra Jylland til Nederland og Tyskland med rundt 1400 MW til sammen. Hva som skjer etter at disse prosjektene er realisert, er mer åpent. Flere aktører har prosjekter under planlegging.

Et av disse er NorthConnect, en planlagt likestrømsforbindelse mellom Norge og Storbritannia med kapasitet på 1400 MW, eid av Agder Energi, E-CO, Lyse og Vattenfall AB. Kabelen er planlagt med tilknytningspunkt i Sima på Vestlandet og går til Skottland. Statnett har tidligere vurdert Sima som et egnet tilknytningspunkt for nye mellomlandsforbindelser. Prosjektet søkte konsesjon i 2013. Fremdriftsplan for prosjektet avhenger blant annet av en endring i energiloven § 4-2, som stadfester at private aktører ikke kan eie mellomlandsforbindelser. Andre prosjekter under planlegging av ulike aktører i Norden:

- Hansa Power Bridge – mellom Sverige og Tyskland, 700 MW økt kapasitet.
- Viking Cable – mulig ny forbindelse mellom Danmark og Storbritannia, ukjent størrelse.
- Kriegers flak – AC-forbindelse fra Danmark (DK2) til Tyskland via en offshore vindkraftpark med back-to-back, trolig 600 MW, tilsvarende volumet på vindkraftparken.

I tillegg er det flere prosjektforslag som foreløpig ikke har kommet like langt i planleggingen, og nye forslag kan komme til. Utviklingen av fremtidig utvevslingskapasitet mellom Norden og resten av Europa er avhengig av en rekke usikre faktorer. Disse blir nærmere drøftet i avsnitt 4.6.

I vårt basisscenario øker den samlede overføringskapasiteten mellom Norden og de omkringliggende systemene med 6700 MW innen 2030. Dette er mer enn en dobling av kapasiteten på 4700 MW slik den var ved utgangen av 2013. Vi har imidlertid lagt til grunn en relativt lav vekst i utvevslingskapasiteten etter 2020 i forventningsscenarioet med kun Hansa Bridge fra Sverige og ingen nye forbindelser fra Norge. Samtidig presiserer vi at dette er usikkert. I nett- og investeringsanalysene tar vi hensyn til konsekvensene av nye forbindelser både fra Norge og Sverige.

Nordiske kraftpriser holder seg under nivået på kontinentet

De nordiske prisene vil være nært knyttet til utviklingen i europeiske priser, og da spesielt tyske priser. Kraftoverskuddet vi legger til grunn i Norden, gjør at nordiske priser i snitt ligger noe under europeiske priser frem mot 2030. Samtidig vil den store veksten i utvevslingskapasiteten ut av Norge og Norden redusere den prosentvise prisforskjellen. Analysene våre tyder på at de nordiske prisene vil ligge 5–15 prosent lavere enn de europeiske med den utvevslingskapasiteten vi forutsetter, i 2021. En raskere utfasing av kjernekraft i Sverige enn hva vi legger til grunn, vil redusere kraftoverskuddet, og dermed også prisforskjellen, mellom Norden og Europa.

I forventningsscenarioet vårt fra vinteren 2015 ligger de europeiske prisene på i overkant av 60 €/MWh i 2030. Med våre forutsetninger på kraftbalanser og utvevslingskapasitet blir norske priser i snitt omtrent 10 prosent lavere enn dette. Utfallsrommet for nordiske kraftpriser i et normalår gitt våre europeiske scenarier for lav og høy kraftpris ligger i intervallet 35–75 €/MWh. For noen nettførsterkninger vil den samfunnsøkonomiske nytten avhenge av kraftprisinivået. I disse tilfellene ser vi på hvordan nytten varierer med de ulike prisscenarioene.

Slik vi påpekte i diskusjonen om europeisk markedsutvikling, har mange aktører justert ned de langsiktige brenselprisprognosene siden vår siste oppdatering. Vi anser derfor at sannsynligheten for den nedre delen av utfallsrommet har økt. Ved vår neste oppdatering av kraftprisene blir trolig prisprognosene våre justert noe ned.

Mer utvekslingskapasitet demper effekten som hydrologi og temperatur har på de norske og nordiske kraftprisene. Samtidig blir utslagene fortsatt vesentlige i svært tilsigsrike år med den utvekslingskapasiteten vi legger til grunn. Spesielt forventer vi at prisene blir lavere enn på kontinentet i våte år. Utslagene på pris på grunn av klimatiske forhold blir forsterket av at været i Norden er korrelert med resten av Nord-Europa. Når det er varme og tilsigsrike år i Norden, er det mye vind på kontinentet, mens det motsatte er tilfellet i tørre og kalde år i Norden. Dette blir viktigere når andelen vindkraft på kontinentet øker mye.

Høyere kraftpriser kan gjøre vindkraft på land i Norden lønnsom uten støtte

Kostnadene for onshore vindkraft i Norden er blant de laveste i Europa på grunn av gode vindressurser. En realistisk kostnadsutvikling indikerer at de totale utbyggingskostnadene synker til 40–45 €/MWh frem mot 2030. Gode prosjekter kan ha enda lavere kostnader.

Hvis brensel- og kvoteprisene stiger så mye at de nordiske kraftprisene blir høyere enn dette, noe vi forutsetter at de blir innen 2030, øker trolig utbyggingen av vind. I forventingsscenarioet vårt legger vi imidlertid til grunn at prisene ikke overstiger utbyggingskostnadene for vindkraft før sent i analyseperioden. Sammen med lave prisforventninger i årene etter 2020 og økt risiko for lavere priser i hele perioden gjør dette trolig at kraftprisen alene ikke blir en driver for utbygging frem mot 2030.

Reduserte kostnader i forbindelse med vindkraftutbygging kan redusere kraftprisen i det nordiske området, men vil trolig ikke kunne gi et absolutt pristak. Det er flere grunner til dette. Andre forhold enn ressurspotensialet, for eksempel miljøhensyn, kan begrense utbyggingen. Investorer må også ha tiltro til at prisene skal bli værende høye langt frem i tid. Økende andel fornybar energi etter 2030 i Europa kan også presse ned de nordiske prisene. I tillegg gir en slik utvikling grunnlag for nye forbindelser ut av Norden, større nedleggelser i svensk kjernekraft og forbruksvekst. Dette vil kunne bidra til økte priser. Samtidig bidrar de gode ressursene i Norden ytterligere til å gjøre vårt høyprisscenario mindre sannsynlig, spesielt over tid.

Norden importerer mer kortsiktig prisvariasjon fra kontinentet

Analysene våre viser en mer kortsiktig prisvariasjon i Norge, Sverige og Finland de neste 10–20 årene. Årsaken er at det er økt etterspørsel etter vannkraftens reguleringssevne som følge av en gradvis økende andel uregulert produksjon i Norden og mer utvekslingskapasitet mot kontinentet og Storbritannia. Dette gir etter hvert økt kortsiktig prisvariasjon gjennom følgende mekanismer:

- Vi får flere timer vinterstid der den installerte produksjonseffekten på nordisk side ikke er nok til å kunne ha full eksport på alle forbindelser.
- Det blir flere timer med tilnærmet full stans i den regulerede produksjonen sommerstid.
- Vannverdiene i de enkelte vannkraftmagasinene har allerede i dag en viss variasjon, og med mer utvekslingskapasitet øker forskjellene.
- Når man går fra full import til full eksport, blir det større skift i tilbuds- og etterspørselskurven.

Større kortsiktige svingninger i kraftprisene i Norge og Norden gjør det mer lønnsomt å investere i mer effekt i vannkraftsystemet. Samtidig er det usikkert i hvor stort omfang dette gir incentiv til slike typer investeringer. Nye typer fleksibilitet fra forbruk og lagring vil også få bedre betalt, men ikke nok til alene å gjøre slike investeringer lønnsomme.

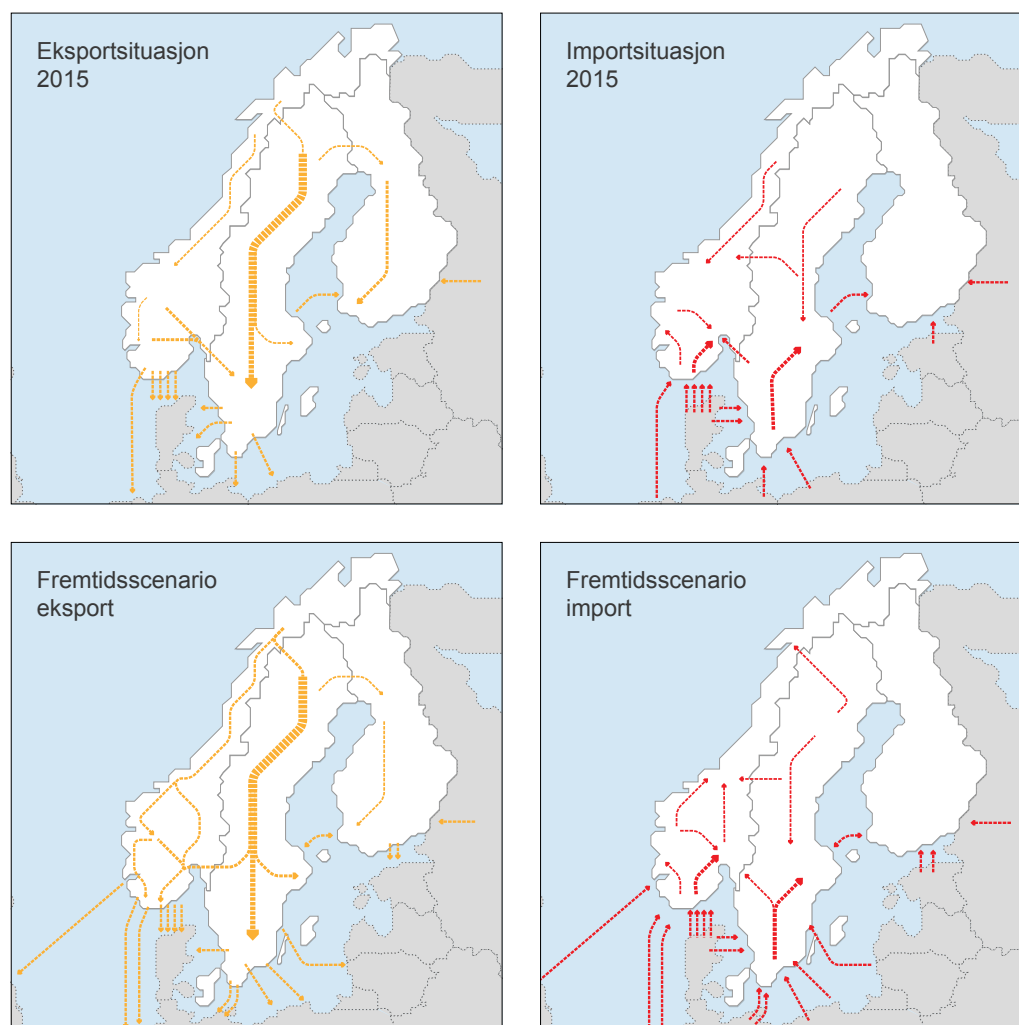
4.3 Endret kraftflyt i det svenske og norske sentralnettet

Flere mellomlandsforbindelser, ny kraftproduksjon og endringer i forbruket gir til dels store endringer i flytmønsteret i det norske og svenske sentralnettet de neste 20 årene. I tillegg bidrar nettutbyggingen i seg selv til endringer fordi kapasiteten i nettet øker og motstanden (impedansforholdene) forandres. Som illustrert i figur 16 gir dette i hovedsak følgende endringer:

- Det blir vesentlig større kraftflyt i områdene nærmest tilknytningspunktene for mellomlandsforbindelsene på Sør-Vestlandet.
- Det blir større utveksling over de fleste snitt på Vestlandet som følge av mer ny produksjon, økt forbruk i SKL-området, nye mellomlandsforbindelser og interne nettforsterkninger.
- Energiflyten over Hasle-snittet går fra eksport mot import, noe som igjen gir mer flyt fra øst mot vest over Flesaker-snittet. Dette skyldes i høy grad de nye forbindelse fra Sørlandet, men bedre svensk-finsk kraftbalanse bidrar også.
- Det blir mer flyt nord-sør i Norge og Sverige drevet av mer fornybar energi, mellomlandsforbindelser og kjernekraft i Finland.

I tillegg til disse mer overordnede endringene forventer vi lokale endringer internt i mange regioner som følge av nye produksjons- og forbruksenheter.

Figur 16
Kartene viser oversikt
over typiske flyt
mønstre ved eksport
og import idag,
og i fremtiden.



4.4 Tydelig behov for investeringer i sentralnettet kommende tiår

De neste ti årene vil nytt forbruk og ny kraftproduksjon, samt økende alder på det eksisterende nettet, utløse behov for tiltak i sentralnettet. Statnett er derfor i gang med en storstilt nettutbygging, og i løpet av den kommende tiårsperioden er planen å forsterke mye av dagens sentralnett. Prosjektene kan hovedsakelig kategoriseres som bidrag til en sikrere strømforsyning, økt verdiskaping eller til et energisystem med lavere utslipp av klimagasser.

Sikker strømforsyning danner grunnlag for verdiskaping

Statnett legger til grunn at sentralnettet skal planlegges og driftes ut i fra N-1-kriteriet. Det betyr at systemet bør ha reserve i tilfelle feil – det skal finnes en alternativ forsyningsvei. Kravene er ikke absolutte, men gir retningslinjer for planleggingen og gjør forsyningsikkerhet til en sterk driver for nettutviklingen. Gjennom Nettmeldingen (Stortingsmelding nr. 14, 2011–2012) besluttet Stortinget at N-1-kriteriet bør gjelde som en rettesnor for nettplanleggingen og gjennomføres der dette er samfunnsmessig rasjonelt. For å kunne sikre god nok forsyning må derfor planleggingskriteriet som legges til grunn, vurderes i hvert enkelt tilfelle. Dagens sentralnett er ikke i full overensstemmelse med N-1-kriteriet. De eksisterende planene forbedrer situasjonen vesentlig (les mer i kapittel 5).

I noen områder vil det ikke være tilstrekkelig å planlegge nettet ut fra N-1-kriteriet. I perioder må nett- og produksjonsanlegg ut på grunn av revisjon eller ombygging, og i noen områder vil det bety at det ikke lenger er N-1-kapasitet. For enkelte aktører, som for eksempel forsyningen til et aluminiumsverk, kan dette være kritisk. Området er da sårbart for et langvarig avbrudd i strømforsyningen.

Behovet for å gjennomføre tiltak i nettet som følge av svak forsyningsikkerhet i et område er ofte drevet av lokal forbruksvekst. Innenfor kraftkrevende industri og petroleumssektoren kan et nytt anlegg alene øke lasten tilsvarende forbruket i en stor norsk by, for eksempel Hydros planlagte fabrikk på Karmøy (les mer i kapittel 5.3). Noen av stedene som er aktuelle for ny industri, for eksempel i Finnmark, har liten ledig nettkapasitet i utgangspunktet. Sentralisering av befolkningen rundt store byer gir også behov for økt overføringskapasitet. Statnett arbeider blant annet med å forsterke strømforsyningen til Stor-Oslo og Stavanger-området.

Hovedtyngden av det norske kraftnettet ble bygget ut i tiårene etter andre verdenskrig. Reinvestering og oppgradering av gammelt nett med liten kapasitet er derfor i mange tilfeller en sentral faktor for nettutvikling. Behovet for reinvesteringer i nett tiltar også de neste ti årene.

Klimaomstilling gir økt nettbehov

Et sterkere nett bidrar til klimaløsninger i Norge. Mer utveksling med våre naboland vil også legge til rette for økt produksjon og forbruk av fornybar energi både hjemme og ute. Ferdigstillelse av prosjektene til Tyskland og NSN bidrar også til signifikant økt verdiskaping i Norge (les mer i kapittel 5.6).

Ny kraftproduksjon og oppgradering av eksisterende vannkraftverk er en viktig pådriver i mange av utbyggingsprosjektene våre, ved å føre til behov for tilknytning av nye stasjoner og nettbehov for overføring mellom regioner. Eksempler på nettprosjekter av førstnevnte type er vindkrafttilknytning på Fosen, ny ledning mellom Ørskog og Sogndal samt en rekke prosjekter for å øke transformeringskapasiteten.

Ressurspotensialet for både ny fornybar kraftproduksjon og effektutvidelser befinner seg ofte i områder som allerede i dag har perioder med betydelig kraftoverskudd. Nord-Norge og Vestlandet er de fremste eksemplene. Mer produksjon i disse områdene kan forsterke dagens prisforskjeller og gi opphav til nye. Klimaendringer med økte nedbørsmengder og mer ekstremvær gir et ytterligere bidrag.

Gjennomføring av planlagte prosjekter gir et betydelig kapasitetsløft

Statnett har gjort overordnede vurderinger av hvor mye ny fornybar kraftproduksjon det er plass til i sentralnettet frem mot 2022. Vurderingene er basert på våre forventninger til hvordan sentralnettet vil se ut i 2022, jf. kapittel 5. Det betyr blant annet at nye ledninger mellom Ofoten og Hammerfest samt mellom Ørskog og Sogndal og videre til Aurland er bygget, og at det er gjort flere tiltak i Midt-Norge som følge av at det er gjennomført planlagt utbygging av vindkraft. Videre har vi antatt at flytbasert markedskobling er innført, noe som vil bidra til økt utnyttelse av nettet og mindre prisforskjeller mellom elspot-områder.

Vi har vurdert at det er mulig å øke produksjonen betydelig uten at det oppstår vesentlig større prisforskjeller mellom elspot-områdene enn det vi observerer i dag. Risikoen for prisforskjeller er klart størst i perioder med mye tilsig og redusert kapasitet i nettet. Til sammen anslår vi at Norge kan bygge ut minst 20 TWh ny produksjon gitt en gunstig geografisk fordeling av denne. Dette er omtrent dobbelt så mye som vi anser som et sannsynlig utbyggingsvolum i dette tidsrommet.

- Nord-Norge: Vi anslår at det kan være mulig å øke produksjonen med inntil 4–6 TWh gitt en gunstig og spredt plassering. I Finnmark, spesielt i øst, er det små muligheter for å øke produksjonen. Utbygging i Nordland må ses i sammenheng med en eventuell Fosen-utbygging, siden denne vindkraften vil øke belastningen på det allerede høyt utnyttede nettet i Nord-Trøndelag. En større forbruksøkning vil gi rom for en ytterligere produksjonsøkning i samme område.
- Midt-Norge: I de sørlige delene av Midt-Norge er det plass til mye ny produksjon. Med en gunstig plassering bør nettet kunne håndtere en økning på minst 5 TWh.
- Vestlandet: Nord for Blåfelli vil oppgraderingen mellom Sauda og Samnanger være avgjørende for hvor mye ny fornybar produksjon det er plass til. Før denne er oppgradert, mener vi det kan være rom for 4–5 TWh i dagens NO5.
- Sør-Norge: Bortsett fra noen unntak, som Sør-Rogaland, ser det ut til å være god plass i denne regionen. I dette området vil den nye ordningen for tildeling av tilgjengelig nettkapasitet avgjøre hvem som får knytte seg til nettet mellom Stokkeland og Feda.

Resultatene fra denne forenklete analysen kan ikke brukes som grunnlag for å bestemme hvilket nivå av fornybar kraftproduksjon i et område som vil gjøre eventuelle nettforsterkningstiltak lønnsomme. Lønnsomheten avhenger av flere andre forhold, og krever mye mer inngående analyser og samfunnsøkonomiske vurderinger.

Resultatene er ikke entydige ettersom de avhenger av flere usikre faktorer, blant annet hvor store prisforskjeller mellom elspot-områder som blir akseptert. Forenklinger i analysen og modellusikkerhet gjør også at resultatene er usikre. Blant annet har vi sett bort fra lokale nettbegrensninger, noe som for eksempel kan medføre at vi undervurderer behovet for nye stasjoner eller oppgraderinger av enkeltledninger ved større vindkraftutbygginger. Det er heller ikke tatt hensyn til konsekvensene for systemdriften. Større mengder uregulert kraftproduksjon kan skape utfordringer for driften av systemet, noe som igjen kan medføre at utbyggingsvolumet må begrenses.

Nettutvikling gir gevinster på flere områder

I mange tilfeller vil et enkelt tiltak kunne dekke flere behov, selv om én faktor typisk vil være utløsende for at tiltak må gjennomføres. Når vi oppgraderer nettkapasiteten i en region får vi ofte både bedre forsyningssikkerhet og økt kapasitet både til forbruk og ny fornybar produksjon, samtidig som tapene i nettet reduseres.

Det vanlige er også at ulike prosjekter påvirker hverandre og derfor må ses i sammenheng. Den samfunnsøkonomiske gevinsten er også i mange tilfeller avhengig av forhold i kraftmarkedet og påvirkes således av forhold utenfor Norge. Spesielt gjelder dette investeringer der mye av nytten ligger i å

reduere prisforskjeller mellom ulike regioner/elspot-områder. Disse gevinstene blir blant annet påvirket av antall mellomlandsforbindelser både fra Norge og Sverige, brensels- og CO₂-priser samt utviklingen i de andre nordiske landene. For eksempel vil høyere brenselspriser øke verdien av fornybar produksjon og dermed gi økt lønnsomhet for forsterkninger ut av områder med lavere gjennomsnittspriser, eller gjennom å øke verdien av vind- og vannressurser som ikke er utbygget.

■ ■ Tiltakene Statnett gjennomfører de neste 10 årene vil gi et betydelig løft i kapasiteten i mange deler av landet.

4.5 Stor usikkerhet om økt nettbehov på lengre sikt

Tiltakene Statnett gjennomfører de neste ti årene, vil gi et betydelig løft i kapasiteten i mange deler av landet. Dette legger til rette for mer fornybar kraftproduksjon og økt forbruk. Etter dette kan investeringene falle, men det finnes også drivere som gjør at investeringene kan fortsette på et relativt høyt nivå. I bunnen vil det være behov for reinvesteringer for å forlenge anleggenes levetid etter hvert som de blir eldre. I tillegg er det nødvendig med forsterkninger av hensyn til forsyningssikkerheten, blant annet i og rundt Oslo og Stavanger. Utover dette vil det være større usikkerhet rundt behovet for nye investeringer.

Usikkerhet rundt de viktigste driverne for nettforsterkninger på lang sikt

Det er flere utviklingstrekk som kan gi behov for nye nettiltak utover det vi allerede har planlagt:

- Videre utbygging av fornybar energi
- Etableringen av nye forbruksenheter som datahaller, kraftintensiv industri og petroleum
- Bygging av nye mellomlandsforbindelser
- Effekttutvidelser og bygging av pumpekraft i norske vannkraftverk
- Videreføring eller nedleggelse av svensk kjernekraft

Geografisk plassering er avgjørende for hvordan de første fire punktene skaper behov for nytt nett mellom ulike regioner i det norsk-svenske systemet. Nytt forbruk kan redusere behovet for nett dersom det legges til overskuddsområder med begrenset eksportkapasitet. Vi vurderer også om det er alternativer til nytt nett i områder med økende forbruk. Høyere krav til forsyningssikkerhet og det at enda flere deler av samfunnet blir avhengig av elektrisitet, er også faktorer som kan øke behovet for investeringer i kraftnettet.

Den samfunnsøkonomiske gevinsten av en forsterkning må vurderes opp mot kostnadene ved tiltaket. I noen tilfeller kan det også være alternativer til nett. På sikt kan for eksempel teknologisk utvikling gi grunnlag for smartere bruk av nett og fleksibilitet fra forbruk og lagring. Hittil har ikke vi sett at dette er et direkte alternativ til større nettforsterkninger, men vi kan ikke utelukke at det i noen tilfeller kan redusere behovet for tiltak. Overgang til en flytbasert markedsløsning kan også gi bedre utnyttelse av det eksisterende nettet, og i noen tilfeller kan det potensielt redusere og utsette behovet for nettinvesteringer.

Ny produksjon av fornybar energi kan gi økt behov for nettinvesteringer

Vi forventer en moderat utbygging av fornybar kraft fra 2020 til 2030. I vårt forventningsscenario blir det bygget 5–6 TWh konsentrert til Sør-Norge. Vi mener det er plass til denne utbyggingen, og de 10 TWh vi legger til grunn innen 2020, uten at dette i seg selv utløser nye store ledningsprosjekter. Dessuten indikerer analysene våre at det er mulig å ta imot mer så lenge dette plasseres i områder med ledig kapasitet i nettet.

Kommer det derimot en større produksjonsvekst i områder der nettkapasiteten i utgangspunktet er høyt utnyttet, kan dette gi opphav til større prisforskjeller. Det gjelder særlig Nord-Norge, der kapasiteten ut av regionen er begrenset. Analysene våre tyder på at det kan komme en viss økning i kraftoverskuddet i nord uten at det oppstår vesentlig større prisforskjeller mot Midt-Norge og Sverige. Frem mot 2030 forventer vi også økt forbruk i nord, noe som gir rom for noe mer produksjon. På sikt vil det være aktuelt

å forsterke nettet mellom Nord- og Midt-Norge slik at vi får to 420 kV-forbindelser. Imidlertid gjør et sterkt svensk nett kombinert med høy utnyttelse av ledningene til Sverige at det fortsatt vil kunne oppstå prisforskjeller ved en større utbygging av fornybar energi. Dessuten øker belastningen på nettet lenger sør, og overføring av kraft over store avstander gir vesentlige tap. Dette bør ses opp mot at det finnes store og ubrukte fornybarressurser nærmere forbruket lenger sør. Her er det mer ledig kapasitet i nettet, samtidig som forsterkningstiltakene som vil være nødvendige, har lavere investeringskostnader. En større utbygging av fornybar energi på Vestlandet kan også gi behov for nettforsterkninger utover hva vi har planlagt per i dag.

Trolig mindre behov for ytterligere forsterking av nettet mellom Midt- og Sør-Norge

Behovet for kapasitet mellom nord og sør i det svensk-norske systemet øker på grunn av mer overføringskapasitet ut av Norden, mer fornybar energi i nord, utfasing av kjernekraft i Sverige, sterkere finsk kraftbalanse og større forbruksvekst i sør. I forventningsscenarioet vårt gir det opphav til noe lavere priser i Nord- og Midt-Norge enn i Sør-Norge, selv om den nye ledningen Ørskog–Sogndal og mer kapasitet på snitt 2 i Midt-Sverige motvirker utviklingen. Vi har også sett på alternative utviklingstrekk som gir større prisforskjeller mellom prisområdene i nord og sør.

Med de planlagte ledningene Ørskog–Sogndal og Aurland–Sogndal på plass blir den gjenværende 300 kV simplex-ledningen over Dovre det svakeste leddet mellom Midt- og Sør-Norge. En oppgradering av nettet i Gudbrandsdalen til 420 kV vil isolert sett gi mer kapasitet i det norske nettet. Analysene våre indikerer imidlertid at tiltaket i seg selv i mindre grad vil gi gevinster i form av lavere prisforskjeller mellom Midt- og Sør-Norge. Årsaken til dette er todelt:

- Ledningen har høy impedans (mål for motstand i strømmettet) på 300 kV, noe som gjør at kraftflyten sørover fra Midt-Norge i mindre grad tar veien over Dovre, men heller ledes mot Vestlandet og Sverige.
- Størrelsen på prisforskjellene mellom Midt- og Sør-Norge er sterkere knyttet til nordisk enn norsk utvikling. Dermed blir overføringsbehovet og kapasiteten på snitt 2 i Midt-Sverige også viktigst for prisforskjellen mellom Midt- og Sør-Norge.

Samtidig er det slik at en større utbygging av fornybar energi i Midt-Norge, for eksempel en storstilt utbygging av Fosen og Snillfjord, kombinert med mer nett gjennom området, gjør at nettet sørover belastes mer. En slik utvikling gir større nytte av å oppgradere ledningen i Gudbrandsdalen, men trolig vil gevinsten fortsatt være relativt liten.

4.6 Mulighet for flere mellomlandsforbindelser fra Sør-Norge

Investeringskostnadene ved å bygge nye forbindelser over Nordsjøen og Skagerrak er betydelige. Den samfunnsøkonomiske nytten av spothandel og andre inntektskilder må derfor være høy for at nye prosjekter skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Vi forventer fortsatt betydelige flaskehalser mellom Norge og kontinentet/Storbritannia også etter at prosjekter som i dag har konsesjon, er satt i drift. Samtidig er det usikkert om disse er store nok til å gi grunnlag for nye prosjekter.

Samfunnsøkonomisk nytte av spothandel avtar med økt kapasitet

Størrelsen på den samlede spothandelsnyttens ved en ny forbindelse er avhengig av forskjellene i kraftpris time for time i de to markedene vi knytter sammen. Historisk har det vært relativt store forskjeller i kraftprisene mellom Norge og kontinentet. Våre analyser viser at det fortsatt vil være betydelige forskjeller frem mot 2035:

- Markedene på kontinentet og i Storbritannia fortsetter å ha en vesentlig større kortsiktig prisvariasjon enn hva tilfellet er i Norge.

- Svingninger i tilsig og temperatur samt mye uregulert produksjon gir perioder med ekstra lave priser i Norge og Sverige.
- Norge, Sverige og Finland får trolig et relativt stort og vedvarende kraftoverskudd.

Samtidig viser våre analyser at mer overføringskapasitet gradvis reduserer prisforskjellene. Dette skjer i hovedsak ved at kraftprisene i Norge, Sverige og Finland blir mer like prisene time for time i Storbritannia, Baltikum og på kontinentet. Årsaken til prisendringene på norsk og nordisk side er tredelt:

- Begrensninger i vannkraftsystemets evne til å flytte på produksjonen i tid gjør at Norge, Sverige og Finland importerer mer kortsiktig prisvariasjon fra kontinentet og Storbritannia.
- Prispresset nedover som følge av kraftoverskudd og mer uregulert produksjon blir mindre.
- Kraftprisene blir mindre påvirket av svingninger i tilsig og temperatur.

I tillegg reduserer nye forbindelser flaskehalsinntektene på dem som er der fra før. Dette må tas med i den samfunnsøkonomiske beregningen ved en eventuell ny forbindelse. Samlet sett gir dette en avtagende nytte av nye forbindelser. En annen markedsutvikling enn den vi per i dag regner som mest realistisk, kan gi høyere eller lavere nytte av forbindelser mellom Norge og kontinentet. De viktigste forholdene som kan gi høyere nytte, og dermed større sannsynlighet for en ytterligere utbygging, er høyere og mer variable kraftpriser på kontinentet, eller at veksten i det nordiske kraftoverskuddet blir større enn det vi legger til grunn.

En ytterligere utbygging av ny utvekslingskapasitet fra Norge og til dels Sverige enn den som er planlagt, forutsetter trolig en utvidelse av vannkraftsystemets fleksibilitet. De mest aktuelle tiltakene er investeringer i mer effekt og nye pumpekraftverk. Dette vil dempe påvirkningen europeiske priser har på norsk side og bidrar til å øke nytten av ny utvekslingskapasitet. Det er imidlertid usikkert hvor stor den samlede utvekslingskapasiteten må være før denne typen investeringer blir kommersielt lønnsomme. Det vil også være et betydelig behov for koordinering hvis det skal la seg gjøre å bygge ut mer utvekslingskapasitet parallelt med effekt/pumpekraft.

■ **Fortsatt sikker systemdrift er en forutsetning**

Før nye mellomlandsforbindelser settes i drift, er det avgjørende for Statnett å ha god kontroll på konsekvensene for systemdriften. Flere forhold bidrar til en mer krevende systemdrift med større overføringskapasitet til Europa:

- Det blir større skift i kraftflyten i hele kraftsystemet, og mer variasjon gjennom døgnet.
- De strukturelle ubalansene innenfor timen øker.
- Reguleringsbehovet øker.
- Flere perioder med redusert tilgang på reguleringsressurser og øvrig systemstøtte når fornybar kraftproduksjon, kjernekraft og import i perioder erstatter produksjon fra større vannkraftverk.
- Det blir større konkurranse om norsk fleksibilitet og reguleringsressurser.

For å møte disse økte utfordringene er det behov for nye løsninger, og Statnett jobber kontinuerlig med for å finne effektive og fremtidsrettede løsninger på flere områder. Kravene til funksjonalitet i anlegg må tilpasses et endret kraftsystem, og det er behov for økt oppfølging av funksjonalitet samt verifisering av leveranser av systemtjenester.

Fremtidige markedsløsninger må i økt grad ta hensyn til fysikken i kraftsystemet. Fleksible handelsløsninger og finere tidsoppløsning i planer og markeder er sentralt. Effektive virkemidler for å håndtere ubalanser er avgjørende, og det arbeides blant annet på nordisk nivå for å forbedre primærreserven (FCR) og utvikle et felles nordisk marked for sekundærreserve (FRR-A) med tilstrekkelig volum. Videre blir økt grad av automatisering og styring viktigere i en mer kompleks systemdrift. For Statnett har sikker drift høyeste prioritet, og det er ønskelig å høste driftserfaringer med NSN og NordLink før eventuelt flere nye mellomlandsforbindelser kan settes i drift.

Nye mellomlandsforbindelser kan gi økt nettbehov på land

Etablering av Skagerak 4, NordLink og NSN Link bidrar samlet sett til at vi må forsterke store deler av nettet i området mellom Sauda og Fedra/Kristiansand. Forsterkningstiltakene vi er i ferd med å gjennomføre, gir et vesentlig løft i kapasiteten i store deler av nettet. Dette gjør nettet bedre rustet til å ta imot eventuelle nye forbindelser. Legges i tillegg tilknytningspunktene til områder med mye ledig kapasitet, kan behovet for forsterkninger bli relativt lite.

Statnett har foreløpig ikke gjennomført en helhetlig analyse av behovet for nettforsterkninger ved videre utbygging av eventuelle mellomlandsforbindelser etter 2021. Det er derfor for tidlig å konkludere med hvor stort investeringsomfanget kan bli. Vi har gjort innledende vurderinger av flere tilknytningspunkter, blant annet Tveiten i Vestfold og Samnanger og Sima i Hordaland. Vi har sett at fra et systemperspektiv kan plassering lenger nord i Sør-Norge være gunstig fordi det avlaster flyten over sentrale snitt. Dette kan gi reduserte flaskehalser og mindre tap i nettet.

Behov for mer kunnskap

Vi trenger mer kunnskap, flere avklaringer og mer erfaring for å kunne beslutte nye kabelprosjekter. Her er vi allerede godt i gang med flere relevante aktiviteter og vi planlegger å legge ned en betydelig innsats på dette området de neste årene. To eksempler på aktiviteter vi gjennomfører nå i nærmeste framtid er:

- Langsiktig markedsanalyse: - Til neste nettutviklingsplan utvider vi tidshorisonten til 2040 og ser nærmere på blant annet mulig utvikling i kontinental prisvolatilitet med økt fornybarproduksjon og effektene av å fase ut mye av den svenske kjernekraften.
- Modellutvikling: - Videreutvikling av våre markedsmodeller er en av forutsetningene for at vi bedre skal kunne vurdere samfunnsøkonomisk nytte og mulige driftsutfordringer ved videre utbygging av mellomlandsforbindelser. Dette gjelder spesielt hvordan modellene våre gjengir prisvolatiliteten på norsk og nordisk side. Her deltar vi i to store FoU prosjekter i samarbeid med Norges forskningsråd og andre viktige aktører i kraftbransjen i Norden

Andre problemstillinger vedrørende fremtidige kabelprosjekter som også er aktuelle å utrede, er nettbehovet på land, systemdriftsutfordringer og finansiering og fordelingsvirkninger sett opp mot nasjonal nettutvikling. I tillegg vil Statnett i årene som kommer samarbeide med de nordiske TSOene om en nordisk systemutredning som vil belyse sentrale forhold ved en ytterligere økt utvekslingskapasitet mellom Norden og Europa.

Utover et forbedret analytisk underlag er det nødvendig å høste erfaringer både når det gjelder drift og lønnsomhet fra forbindelsene vi nå bygger før vi eventuelt setter i drift nye. Statnett ønsker derfor ikke å ta endelige investeringsbeslutninger på eventuelle nye prosjekter før vi har fått tilstrekkelig erfaring med de vi nå bygger. Prosessen med å utrede og vurdere muligheter og begrensninger vil imidlertid starte lenge før dette.

Kapittel 5

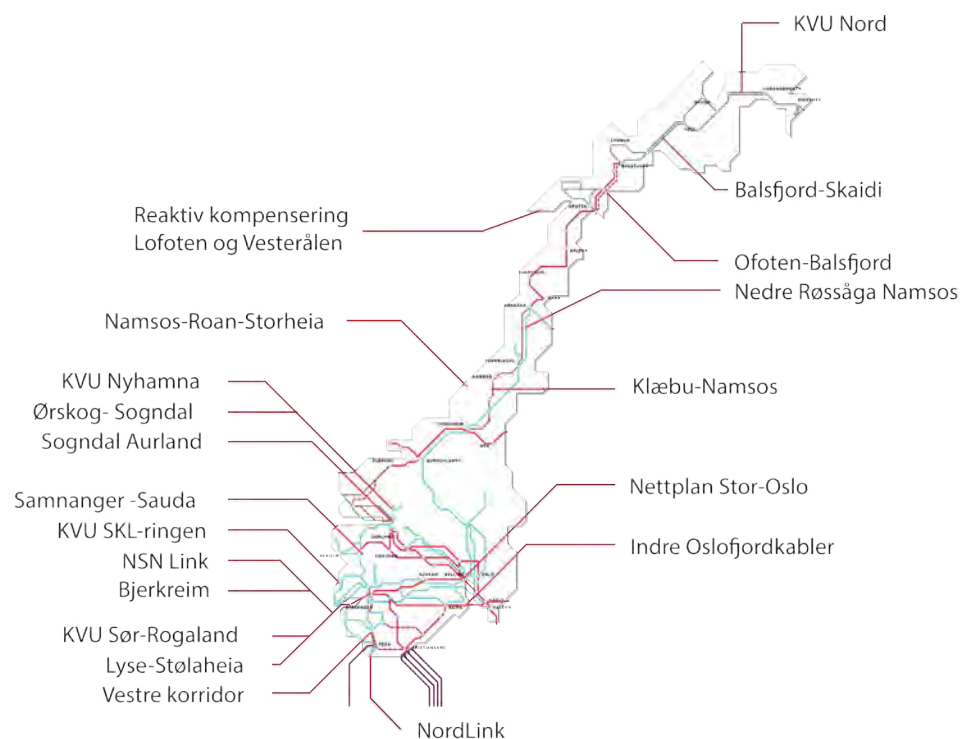
Planlagte prosjekter og konseptvalgutredninger



I planleggingen ser vi på nettførsterkningsbehovet for landet som helhet. Endringer i produksjon, forbruk og overføringskapasitet i én del av landet vil få større eller mindre virkninger for resten av Norges kraftsystem.

I første del av Nettutviklingsplan 2015 har vi skrevet om hvilke faktorer som driver prosjektene våre generelt, og vi har beskrevet porteføljestrategien og det totale investeringsbehovet fremover. Vi har organisert planarbeidet i fem regioner, og i dette kapittelet går vi nærmere inn på hvilke faktorer som er viktige for nettutviklingen i de aktuelle regionene, og hvilke prosjekter vi planlegger å gjennomføre.

Flere av Statnetts
prosjekter og konsept-
valgutredninger.



Kapittel 5.1

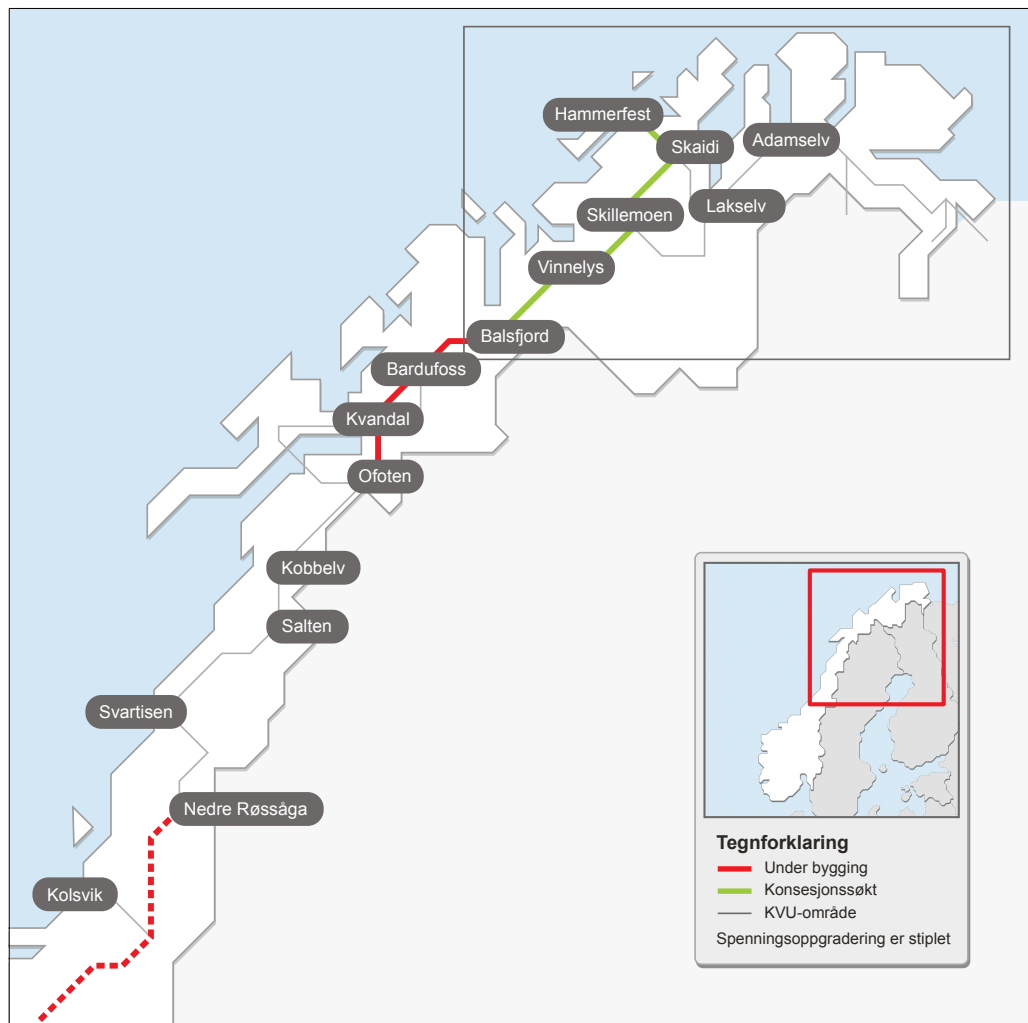
Nettutvikling i region Nord

Region Nord omfatter Finnmark, Troms, Nordland og Nord-Trøndelag nord for Tunnsjødal. Det er ulike problemstillinger i kraftsystemet i regionen, og dette delkapitlet er derfor delt i tre geografiske deler:

- Området nord for Ofoten, som er preget av begrenset kapasitet i nettet både inn og ut av området, og som samtidig har stort potensial for både forbruks- og produksjonsvekst
- Området sør for Ofoten, hvor hovedutfordringene først og fremst er knyttet til transport av kraftoverskudd ut av området
- Lofoten og Vesterålen (Sørnettet), som er preget av svak forsyningssikkerhet, og hvor usikker utvikling gjør at vi må vurdere de kortsiktige tiltakene opp mot det langsiktige behovet



Region Nord
omfatter Finnmark,
Troms, Nordland
og Nord-Trøndelag
nord for Tunnsjødal.



5.1.1 Nord for Ofoten

Nord for Ofoten er det begrenset kapasitet i nettet

Nord for Ofoten er forsyningssikkerheten i perioder anstrengt, selv om regionen samlet sett har et lite kraftoverskudd i normalår. Mye av produksjonen er uregulert vannkraft. Det fører til et kraftoverskudd om sommeren og et kraftunderskudd om vinteren. Begrenset overføringskapasitet gjør at vi i perioder må drifte nettet uten reserve (N-0) og med systemvern, og det er liten eller ingen fleksibilitet for større endringer i forbruk og produksjon.

Drive for nettutvikling nord for Ofoten

Forbruksvekst i Finnmark

Det er mange planer om forbruksvekst i Finnmark, og det største potensialet ligger i petroleums- og mineralsektoren. I tillegg kan andre kraftintensive næringer komme, for eksempel serverparker.

Forbruksøkning på kort og mellomlang sikt er elektrifisering av oljefeltet Goliat, som etter planen skal settes i drift i løpet av 2015, samt økt trykkstøtte på Melkøya rundt 2021–2025. Videre forbruksøkning er blant annet knyttet til mulig utvidelse av Statoils LNG-anlegg på Melkøya, kobbergruvene til Nussir i Kvalsund, økt utvinning og kraftbehov ved Syd-Varanger gruver i Kirkenes og mulig shipping-, base- og petroleumsaktivitet i Øst-Finnmark knyttet til Barentshavet sørøst.

En ny 420 kV-forbindelse fra Ofoten til Skaidi er viktig for å øke forsyningssikkerheten for kjent forbruk de nærmeste årene, og den vil samtidig legge til rette for noe av den mulige fremtidige forbruksøkningen (jf. faktaboks på side 78–79). Videre nettutvikling etter at vi har bygget Balsfjord–Skaidi, er avhengig av forbruksutviklingen. Stor forbruksøkning kan komme i løpet av relativt kort tid, mens det tar lang tid å utvikle nettforsterkninger. Vi har behov for en strategi som sikrer at vi møter behovene etter hvert som de kommer. Vi er derfor i ferd med å utarbeide en konseptvalgutredning for Finnmark (KVU Nord) for å kartlegge fremtidig behov og mulige løsninger (jf. egen faktaboks om konseptvalgutredningen).



Mange planer om fornybar energi, spesielt vindkraft

I området nord for Ofoten er det et stort potensial for ny fornybar kraftproduksjon, særlig vindkraft. Økt kraftproduksjon nord for Ofoten vil bedre kraftbalansen vinterstid, men vil også gi økte flaskehalser sommerstid. I tillegg er det en utfordring at vindkraft ikke kan balansere ut forbruk over tid, og i de timene det ikke blåser, må vi ha nok nettkapasitet inn til området til å dekke forbruket i regionen. Ofoten–Balsfjord–Skaidi vil legge til rette for noe ny produksjon, men skal man utløse større planer for ny produksjon, krever det ytterligere nettutbygging. Dette er nærmere diskutert i kapittel 4.5.

■ Konseptvalgutredning Nord

En konseptvalgutredning for Finnmark, der vi skal utrede veien videre etter at vi har bygget Balsfjord–Skaidi, pågår og sendes til OED i første halvår 2016. Konseptvalgutredningen gjøres i tett dialog med sentrale aktører i nord og skal overleveres departementet etter den eksterne kvalitetssikringen.

Begrenset N-1-kapasitet også etter planlagte forsterkninger

Med den planlagte forsterkningen mellom Balsfjord og Skaidi øker kapasiteten i hele Finnmark, og både forsyningssikkerheten og leveringskvaliteten blir bedre.

Forsterkningen gir rom for en del vekst, men det er begrenset hvor mye nytt forbruk og ny produksjon som kan knyttes til med N-1-driftssikkerhet også etter utbyggingen.

Stort potensial for både forbruks- og produksjonsvekst

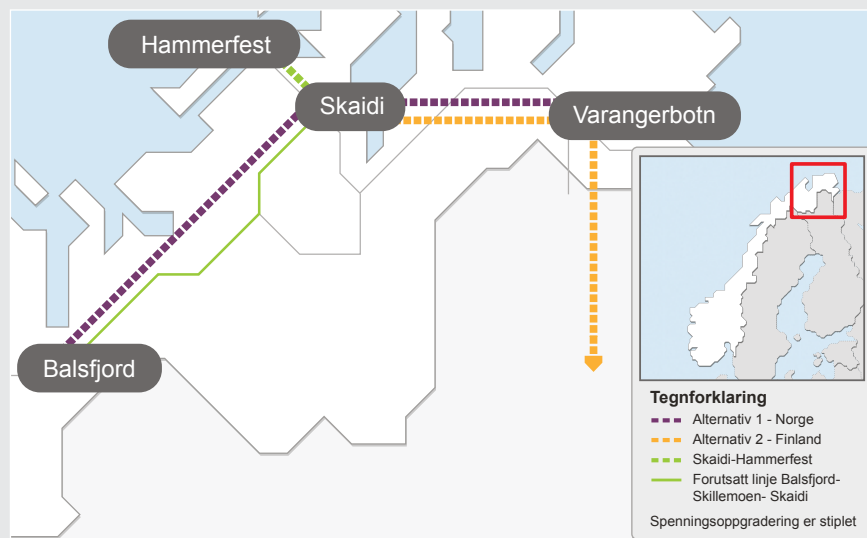
Behovet for videre utvikling av kraftsystemet i nord er avhengig av endringer i forbruk og produksjon. Utviklingen er usikker, men potensialet er langt større enn vi kan forsyne med planlagte tiltak. Behovsanalysen i KVU-en vil være avgrenset til å gjelde for Finnmark fylke.

Langsiktig strategi for utviklingen av kraftsystemet i nord

Sammenhengen mellom nett og muligheten for å etablere nytt forbruk og ny produksjon kompliserer planleggingen. Uten tilstrekkelig kapasitet i nettet kan ikke nye kraftintensive næringer etableres, men på den andre siden vil det være krevende å begrunne store nettutbyggingsprosjekter uten å vite om behovet vil komme. Ledetiden i nettutbygging er betraktelig lengre enn innenfor næringsutviklingen. I konseptvalgutredningen vil vi vise hvordan behov og nettutvikling henger spesielt sammen i Finnmark, og hvordan en koordinert utvikling kan gi samordningsgevinster på nasjonalt plan.

KVU Nord skal både omfatte diskusjonen om hvordan vi kan oppnå en koordinert utvikling av kraftsystemet i nord, og en beskrivelse og rangering av tiltak som legger til rette for videre vekst. Vi skal blant annet vurdere nettforsterkningstiltak i Norge og i Norden, både i sentral- og regionalnettet, hvorvidt ny produksjon med høy brukstid kan møte forbruksveksten, tiltak som reduserer eller fører til mer fleksibelt forbruk og hvordan ulike markedsløsninger kan være med å møte fremtidig behov. KVU Nord vil også omfatte strekningen mellom Skaidi og Hammerfest.

Det er to hovedveier inn til Finnmark, via Norge eller via Finland, som skissert på kartet. Vi skal sette sammen ulike kombinasjoner av netttiltak som kan møte behovet, og vil også vurdere nettforsterkning mot Russland. Vi har startet arbeidet med konsesjonsprosessen for Lakselv–Adamselv. En forsterkning av denne strekningen er en naturlig første etappe i nettutviklingen etter Balsfjord–Skaidi. I KVU Nord vil vi også se på samspillet mellom nettforsterkninger og andre tiltak.



5.1.2 Sør for Ofoten

Stort kraftoverskudd sør for Ofoten

Området sør for Ofoten har kraftoverskudd hele året. Det er flere store kraftverk med reguleringsmuligheter i dette området, blant annet Kobbelv, Svartisen, Rana og Røssåga. Mer enn 10 prosent av den installerte effekten og rundt 20 prosent av magasinkapasiteten i vannkraftsektoren i Norge ligger her. Det er flere store industrier i regionen, blant annet bergverksindustri, elektrokjemisk industri og fiskeri. Industriforbruket står for 70 prosent av det totale forbruket. Flyten ut av området går hovedsakelig sørover gjennom Norge og Sverige. Ved kraftunderskudd nord for Ofoten flyter kraft nordover.

Drivere for nettutvikling sør for Ofoten

Utbygging av fornybar kraft

Det er betydelige fornybarressurser sør for Ofoten, både vannkraft og vindkraft. Utbygging av ny fornybar kraft vil øke kraftoverskuddet i regionen, og dermed øke flyten sørover og mot Sverige. Ved økt forbruk nord for Ofoten vil noe av kraftoverskuddet flyte nordover.

For å legge til rette for mer fornybar energi gjør vi tiltak i flere stasjoner. I tillegg er vi i gang med å spenningsoppgradere den sterke forbindelsen mellom Nedre Røssåga og Namsos. Med denne oppgraderingen kan vi øke flyten ut av området med om lag 100–200 MW. Behov for ytterligere oppgraderinger som følge av utbygging av fornybar energi er diskutert i kapittel 4.5.

Industriutvikling

Det er muligheter for vekst i forbruket sør for Ofoten. Forbruket kan øke ved utvidelse av den eksisterende kraftintensive industrien eller ved etablering av ny kraftintensiv industri. Det kan også komme nytt forbruk knyttet til elektrifisering av oljeinstallasjoner i Norskehavet. Det er blant annet gjort flere funn utenfor kysten av Helgeland. Nye petroleumsanlegg vil sannsynligvis kreve nye forbruksradialer. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til nytt forbruk. Statnett har derfor ikke konkrete planer for nettførsterkninger som følge av økt forbruk i området, men vi følger utviklingen nøye.

5.1.3 Lofoten og Vesterålen (Sørnettet)

I Lofoten og Vesterålen er kraftforsyningen sårbar

Sørnettet er et spolejordnet 132 kV-nett som forsyner Ofoten, Lofoten og Vesterålen. Området har lite kraftproduksjon, spesielt i de ytre områdene. Forsyningen er sårbar for feil i nett, både på grunn av tekniske utfordringer i driften og på grunn av mange sjøkabler som har lang reparasjonstid. Reinvesteringsbehovet er økende, og vi har startet med fornying av dagens aldrende nett.

1. januar 2015 overtok Statnett eierskapet til forbindelsene Sortland–Melbu–Kvitfossen, og strekningen inngår nå i sentralnettet. Dette er første del av Lofotringen, og siste del, fra Kanstadbotn til Kvitfossen, inngår først når den nye 132 kV-ledningen – som er under bygging – står ferdig høsten 2016.

Drivere for nettutvikling i Lofoten og Vesterålen

Svak forsyningssikkerhet krever tiltak

Hovedutfordringen i Sørnettet i dag er kombinasjonen av værforholdene i området, som ofte er årsaken til feil, og jordingsforholdene og asymmetri i nettet, som gjør at feilsituasjoner tar lengre tid å rette og blir mer omfattende enn normalt. Utfall, spesielt fasebrudd, kan føre til høyere spenninger i nettet enn det anleggene er dimensjonert for. Statnett har sammen med de andre anleggskonsesjonærene i området satt i gang et arbeid for å vurdere endringer i driftsform, fra spolejording til lavohmig jording. Vi setter nå inn reaktiv kompensering i Sørnettet for å bedre spenningsforholdene og dermed øke overføringskapasiteten i området. Vi har også skaffet en reservekabel for de mange

sjøkabelforbindelsene i området. Disse tiltakene bedrer forsyningssikkerheten på kort sikt. I tillegg har vi startet opp et prosjekt for å reinvestere strekningen Kvandal–Kanstadbotn, og vi er allerede i gang med å legge nye sjøkabler over Tjeldsundet, som er en del av denne strekningen. Oppgradert forbindelse vil forbedre forsyningssikkerheten i området. Vi har også gjennomført et FoU-prosjekt om styring av forbruk i samarbeid med nettoperatorene Vesterålskraft, Lofotkraft, Hålogaland Kraft og Trollfjordkraft. Les mer om dette i faktaboksen på side 25.

Petroleumsvirksomhet utenfor Lofoten og Vesterålen vil kreve nettførsterkninger

Større forbruksvekst på lengre sikt er i stor grad knyttet til eventuell åpning for, og oppstart av, petroleumsvirksomhet utenfor Lofoten og Vesterålen. Dette vil medføre behov for nettførsterkninger og bør utredes nærmere ved en eventuell åpning for petroleumssaktivitet i området.

5.1.4 Tiltak i region Nord

Siden NUP 2013 er en ny 132 kV-forbindelse mellom Varangerbotn og Skogfoss satt i drift, og vi har temperaturoppgradert den ene 132 kV-forbindelsen Goulas–Nordreisa–Kvænangen–Alta. Dette har bedret forsyningssikkerheten i Finnmark. I tillegg har vi ferdigstilt utvidelser og oppgraderinger av Varangerbotn, Adamselv, Mestervik og Lakselv stasjoner, og vi har anskaffet en beredskapskabel for sjøkablene i Lofoten og Vesterålen.

Ferdig kostnad for større prosjekter i region Nord gjennomført siden NUP 2013. Prosjekter som er idriftsatt hvor sluttoppgjøret er avsluttet, men hvor prosjektet ikke er lukket oppgis med avrundet prognose. Prosjekter som er idriftsatt og lukket oppgis med bokførte kostnader.

	Estimert kostnadsintervall (mill. kroner)	Idriftsatt	Faktisk prosjektkostnad (mill. kroner)
Varangerbotn–Skogfoss	480-580	2013	530



Prosjekter under gjennomføring

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Behov	Kommentar
Tjeldsundet kabelanlegg	130-150	2015	Forsyningssikkerhet	
Reaktiv kompensering Lofoten/Vesterålen	130-150	2016	Forsyningssikkerhet	
Ofoten-Balsfjord, ny 420 kV-ledning	3 200-3 700	2017	Forsyningssikkerhet	Riving av eksisterende 132 kV skal pågå i 2018
Nedre Røssåga-Namsos, spenningsoppgradering	800-1 000	2017-2018	Fornybar/ handelskapasitet	
Svartisen, økt transformeringskapasitet	80-110	2016	Fornybar	

I Lofoten og Vesterålen er vi i gang med å installere reaktiv kompensering for å bedre forsyningssikkerheten på kort sikt. Vi har satt inn kondensatorbatteri i Melbu og Kilbotn stasjoner, og vi planlegger prøvedrift av ny SVC i Sortland i 2015. Anlegget vil komme i normal drift i 2016. I tillegg oppgraderer og endrer vi det eksisterende sjøkabelanlegget over Tjeldsundet for å opprettholde forsyningssikkerheten til Lofoten, Harstad-området og Vesterålen.

Av nettutbygging er ny 420 kV-ledning fra Ofoten til Balsfjord godt i gang (jf. egen faktaboks om prosjektet). I tillegg har vi startet å oppgradere den ene 300 kV-forbindelsen Nedre Røssåga–Tunnsjødal–Namsos til 420 kV. Her benytter vi eksisterende trasé og master, med unntak av 14 kilometer i Namsskogan kommune, hvor vi legger ny trasé for å unngå utvidelse av Namsskogan transformatorstasjon. Oppgraderingen vil legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Nordland og bidrar til økt kapasitet mellom region Nord og region Midt. Som en del av dette prosjektet utvider vi stasjonen i Nedre Røssåga for å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon. I tillegg har vi startet opp arbeidet med utvidelse i Svartisen stasjon, også dette for å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon.

Prosjekter under planlegging

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet/ gitt (*) konsesjon	Forventet idriftsettelse etter endelig konsesjon	Behov	Kommentar
Kobbelv, økt transformeringskapasitet	130-180	2013*	4 år	Forsyningssikkerhet/ fornybar	
Salten, ny stasjonsløsning	250-350	2015(*)	2-3 år	Forsyningssikkerhet/ fornybar	Deler av konsesjonen er påklaget til OED.
Balsfjord-Skaidi, ny 420 kV-ledning	4 000-6 000	2015*	4-5 år	Forsyningssikkerhet/ fornybar	
Skjomen, reinvestering	130-160	2015	2-3 år	Forsyningssikkerhet	
Sildvik, reinvestering	100-150	2015	2-3 år	Forsyningssikkerhet	

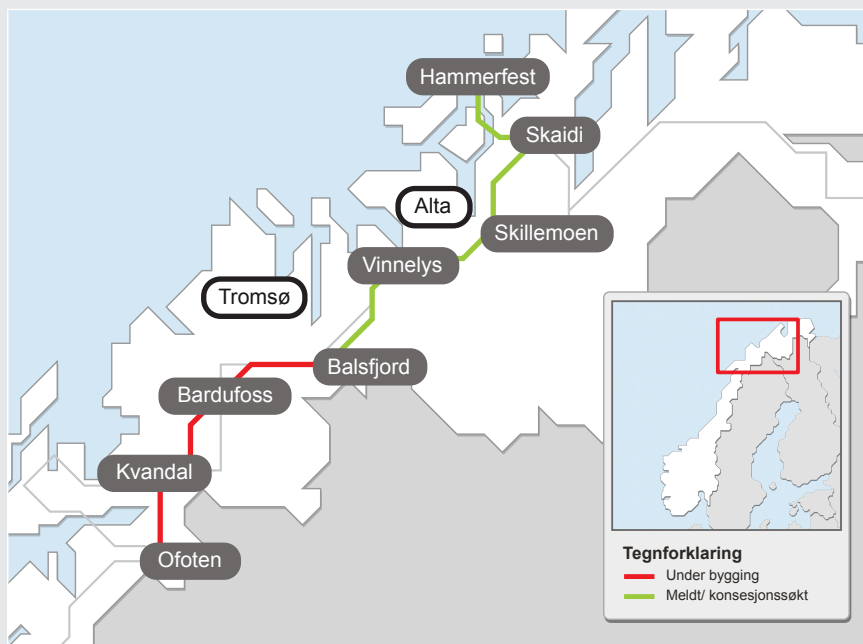
Statnett planlegger å videreføre ny 420 kV-ledning fra Balsfjord til Skaidi (jf. egen faktaboks).

I Salten planlegger vi en ny stasjon for å få en mer robust stasjonsløsning og for å legge til rette for ny kraftproduksjon i området. Prosjektet er blitt forsinket i forhold til den opprinnelige planen fordi veien inn til det nye stasjonsområdet er svært rasutsatt. Vi forventer en endelig avklaring i løpet av 2015 og vil deretter oppdatere fremdriftsplanen. I Kobbelv er planen å utvide stasjonen for å bedre forsyningssikkerheten og legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon. På grunn av skredfare ved den eksisterende stasjonstomten vurderer vi mulige alternative plasseringer av en ny stasjon.

Vi venter flere steder på avklaringer om tilknytning av ny fornybar energi. I Kolsvik vurderer vi behovet for økt transformeringskapasitet og ny stasjonsløsning. Denne utvidelsen er avhengig av beslutning om å bygge ut Ytre Vikna vindkraftverk. I Røssvatn er det planer om ny produksjon. I den forbindelse er det søkt om konsesjon for en ny transformatorstasjon i Varntresk som er tilknyttet forbindelsen Nedre Røssåga-Ajaure. Alternativt er det søkt om tilknytning i regionalnettet i Øvre Røssåga. Vi forventer innstilling fra NVE i løpet av 2015.

Av reinvesteringer står Skjomen og Sildvik stasjoner på planen på grunn av høy alder på flere av komponentene.

■ Ofoten–Balsfjord–Skaidi–Hammerfest



Forbindelsen vil bidra til at området fra nord i Nordland, Troms og Finnmark får sikrere kraftforsyning. Forsterkningen er også nødvendig i forbindelse med forventet forbruksøkning og dagens planer om større industriell aktivitet i Nord-Norge. I dag er det perioder der ledningsnettet drives med redusert sikkerhet. Som et tiltak for å bedre situasjonen er det installert systemvern. Dette er i hovedsak midlertidige tiltak i påvente av ferdigstillelse av Ofoten–Balsfjord–Skaidi.

Ofoten–Balsfjord

Statnett fikk konsesjon fra OED på 420 kV-forbindelsen Ofoten–Balsfjord i august 2013, og arbeidet ble startet opp i mai 2014. Planen er å idriftsette strekningene Ofoten–Kvandal og Bardufoss–Balsfjord i 2016 og den siste strekningen, Kvandal–Bardufoss, i 2017. I 2018 vil det foregå noe rivearbeid av gamle ledninger på strekningen Kvandal–Straumsmo.

Fakta

- 150 kilometer ny 420 kV-ledning, som medfører at 100 kilometer 132 kV-ledning mellom Kvandal og Straumsmo kan saneres.
- Omfatter utvidelse av stasjonene i Ofoten, Kvandal, Bardufoss og Balsfjord.
- Berører kommunene Narvik, Gratangen, Lavangen, Salangen, Bardu, Målselv og Balsfjord.

Balsfjord–Skaidi

Statnett fikk konsesjon fra OED på 420 kV-forbindelsen Balsfjord–Skaidi i april 2015. Ledningen vil etter planen være klar for idriftsettelse i 2019, forutsatt nødvendige

tilganger til grunn fra og med byggestart 2016. Strekningen mellom Skillemoen og Skaidi vil inntil videre driftes på 132 kV. Vi avventer ny stasjon på Vinnelys samt fullverdig 420 kV-stasjon på Skaidi inntil det oppstår behov for ytterligere kapasitetsøkning.

Fakta

- Investeringsbesluttet med trinnvis utbygging.
- 300 kilometer ny 420 kV-ledning.
- Omfatter nybygging av stasjonene Vinnelys, Skillemoen og Skaidi.
- Berører kommunene Balsfjord, Storfjord, Kåfjord, Nordreisa, Kvænangen, Alta og Kvalsund.

Skaidi–Hammerfest

Beslutningen om å videreføre 420 kV-forbindelsen mellom Skaidi og Hammerfest avventes til industrien i området har et større behov for kraft. Dette er regionalnett i dag, og strekningen inngår i Konseptvalgutredning Nord.

Fakta

- Konesjon påklaget.
- Ikke investeringsbesluttet.
- 60 kilometer.
- Omfatter nybygging av stasjonen Hyggevatn i Hammerfest.
- Berører kommunene Kvalsund og Hammerfest.

Kapittel 5.2

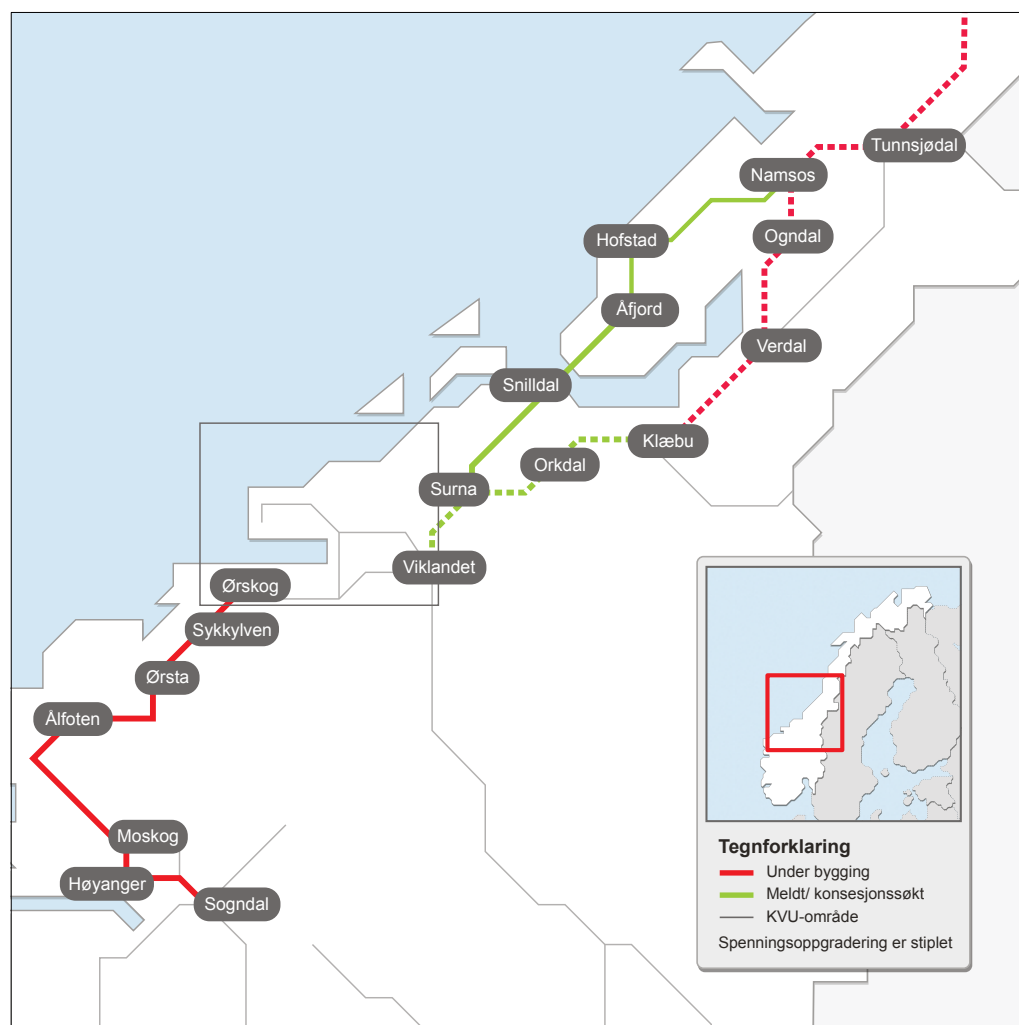
Nettutvikling i region Midt

Region Midt omfatter i denne sammenhengen fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag sør for Tunnsjødal. Regionen har et energiunderskudd, og forsyningssikkerheten er svak i tørre år. Situasjonen vil normaliseres når en ny forbindelse mellom Ørskog og Sogndal er i drift.

Det er stort potensial for vindkraftutbygging i regionen, og det er planlagt nytt forbruk i gassanlegget på Nyhamna og i andre industribedrifter i området. Sammen med utbygging av fornybar kraftproduksjon i region Nord har dette stor innvirkning på behovet for nettkapasitet i region Midt.



Det er en stor andel  industriforbruk i regionen. De største forbrukerne er Hydro Aluminium på Sunndalsøra, Ormen Lange gassprosesseringsanlegg på Nyhamna og Norske Skog på Skogn.



5.2.1 Region Midt er et underskuddsområde med lav importkapasitet i tørre år

Region Midt har et energiunderskudd, og dette må dekkes av import fra overskuddsområder. Det er to 300 kV-forbindelser fra nord og inn til region Midt og én 420 kV-forbindelse fra Sverige. I tillegg er det én 300 kV-forbindelse fra sør, men denne bidrar i liten grad til å dekke underskuddet, for kraftflyten går ofte sørover på denne ledningen. Den samlede nettkapasiteten kan bli begrensende i tørrår med lav lokal kraftproduksjon.

Det er en stor andel industriforbruk i regionen. De største forbrukerne er Hydro Aluminium på Sunndalsøra, Ormen Lange gassprosesseringsanlegg på Nyhamna og Norske Skog på Skogn.

5.2.2 Drive for nettutvikling i region Midt

Forsyningssikkerheten styrkes med planlagte tiltak

Forsyningssikkerheten i region Midt har vært svak som følge av historisk rask vekst i industriforbruket uten tilsvarende vekst i produksjon eller økt nettkapasitet. Situasjonen er imidlertid forbedret i løpet av de siste årene. En ny forbindelse på strekningen Ørskog–Sogndal vil binde sammen underskuddsområdet i region Midt med overskuddsområdet i region Vest. Når denne ledningen kommer i drift, vil forsyningssikkerheten i region Midt bli tilfredsstillende med unntak av enkelte områder, for eksempel Nyhamna. (Mer informasjon om Ørskog–Sogndal i egen faktaboks.)

Behovet for nett er avhengig av utbygging av fornybar energi

Det er mange planer om utbygging av fornybar kraft i region Midt. På Fosen og i Snillfjordområdet er det gitt konsesjon til vindkraftprosjekter med en samlet kapasitet på 1475 MW. Målinger viser at det også er gode vindforhold i innlandet og fjellområdene i Trøndelag, hvor flere vindkraftprosjekter er under planlegging. I tillegg er det flere planer om utbygging av ny vannkraftproduksjon, særlig på Møre og i Nord-Trøndelag.

■ ■ På Fosen og i Snillfjordområdet er det gitt konsesjon til vindkraftprosjekter med en samlet kapasitet på 1475 MW.

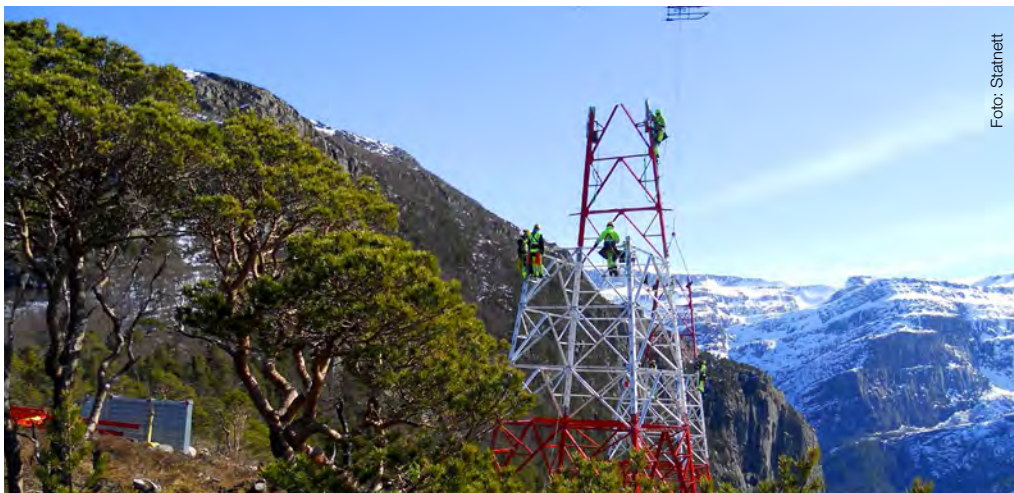


Foto: Statnett

Dersom det bygges ut vindkraft på Fosen og i Snillfjord, vil det være behov for nettforsterkninger til disse områdene, se nærmere omtale i egen faktaboks. En avklaring vedrørende vindkraftplaner på Snillfjord og Fosen er ventet i løpet av første halvår 2016. I tillegg vil spenningsoppgradering av eksisterende forbindelser i region Midt legge til rette for mer fornybar kraftproduksjon både i region Midt og nord for regionen.

Ytterligere behov for forsterkninger internt og ut av Midt-Norge er knyttet til utviklingen i det samlede overføringsbehovet sørover i Norge og Sverige. Forbindelsen over Dovre blir det svakeste leddet mellom nord og sør i Sør-Norge når de planlagte prosjektene Ørskog–Sogndal og Aurland–Sogndal er på plass. Som beskrevet i kapittel 4.5 viser imidlertid våre oppdaterte analyser at det ikke er noe umiddelbart behov for å forsterke forbindelsen. Samtidig er det slik at en større utbygging av fornybar energi i Midt-Norge, for eksempel en storstilt utbygging av Fosen og Snillfjord, kombinert med mer nett gjennom området belaster nettet sørover mer. En slik utvikling vil gi større gevinst av å oppgradere ledningen i Gudbrandsdalen, men trolig er denne gevinsten begrenset.

Økt forsyningssikkerhet til industrien

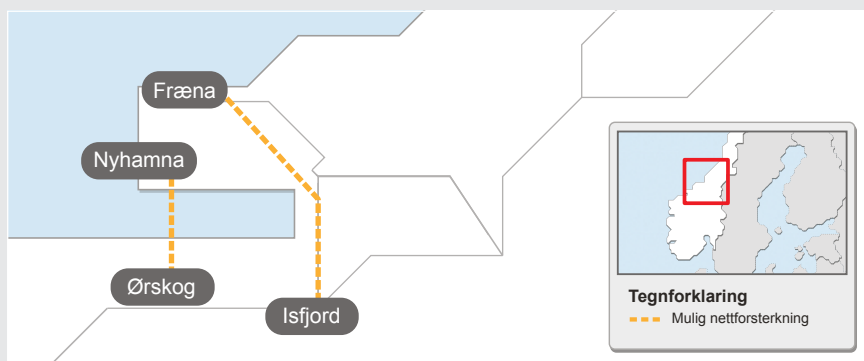
Nyhamna er det nest største landbaserte prosesseringsanlegg for gass. Gassprosesseringsanlegget forsynes fra sentralnettet på Fræna, der det i praksis er ensidig forsyning via en 420 kV-ledning fra Viklandet. Det er planlagt en økning i kraftforbruket på Nyhamna fra slutten av 2016. Da skal det installeres to nye kompressorer for trykkstøtte til Ormen Lange-feltet. I 2017 er det planlagt økt kraftforbruk når gass fra feltet Aasta Hansteen skal tas inn via Polarled til Nyhamna, prosesseres og sendes videre via rørledningen Langeled.

■ Konseptvalgutredning for økt leveringspålidelighet til Nyhamna

Nyhamna er det nest største gassprosessanlegget i Norge og et viktig knutepunkt i den norske gassinfrastrukturen. Rundt 20 prosent av Norges gasseksport prosesseres på Nyhamna. Nyhamna er basert på elektrisk drift og har kraftforsyning uten fullverdig reserve. Sannsynligheten for avbrudd er derfor høyere enn normalt. Siden oppstarten i 2007 har Nyhamna opplevd flere strømavbrudd, herunder tre tilfeller hvor det har tatt opp til to og et halvt døgn å utbedre feil på ledning. Etter tilknytning av Polarled i 2017 øker gassvolumet som skal eksporteres fra Nyhamna og dermed også kraftbehovet. Dagens reservekapasitet i 132 kV-nettet vil da ikke lenger være tilstrekkelig til å kunne redusere konsekvensene av alvorlig feil i sentralnettet. Samlet gir dette økte konsekvenser for Nyhamna ved avbrudd i kraftforsyningen.

Det er behov for tiltak for å øke leveringspålideligheten til Nyhamna. For en fullverdig N-1-forsyning er det behov for nye ledninger på 420 kV. En ny 420 kV-forbindelse til Nyhamna kan enten gå fra Ørskog til Nyhamna (Ytre) eller fra ny stasjon i Isfjorden til Fræna og videre til Nyhamna (Indre). Miljøulempene er ulike, men relativt like i omfang. Konseptene er kostbare og tar lang tid å gjennomføre. I konseptvalgutredningen har vi derfor sett på om deler av konseptene kan gi bedre leveringspålidelighet. Som et første trinn av det Indre konseptet Isfjorden–Fræna–Nyhamna kan for eksempel Isfjorden stasjon alene gi økt reservekapasitet via 132 kV-nettet. Slik kan deler av nyttevirkningene realiseres tidligere, med lavere investeringskostnader og liten miljølemp. Videre vil det være verdifullt å få mer sikker informasjon om fremtidige behov, spesielt nye gassfunn og vekst i annet forbruk, før beslutning av videre trinn. . Begge løsninger muliggjør N-1 (tosidig forsyning) til Nyhamna.

Statnett vil sende KVU-en med sin anbefaling til OED høsten 2015. OED vil sende den på høring og deretter behandle den før Statnett får tilbakemelding om vi kan utvikle konseptet vi anbefaler videre.



Industriforbruket kan endre seg raskt

Det er en stor andel industriforbruk i region Midt, og dette forbruket kan endre seg i løpet av relativt kort tid. Forbruket i petroleumsindustrien i Midt-Norge er avhengig av hvilke gassfelt som blir bygget ut, og behovet for eksportkapasitet sørover mot Europa. Det kan også være aktuelt med elektrifisering av offshore installasjoner. I tillegg kan etablering av serverparker øke forbruket i regionen. Forbruket i annen industri er avhengig av både nasjonale rammebetingelser og det markedet man selger produktene i.

Ny forbindelse mellom Ørskog og Sogndal, samt spenningsoppgradering av eksisterende forbindelser i Midt-Norge, vil gi økt fleksibilitet i nettet. Dette gjør det enklere å håndtere endringer i forbruket.

5.2.3

Tiltak i region Midt

Prosjekter under gjennomføring

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Behov
Ørskog–Sogndal, ny 420 kV ledning	4 600-5 600	2016**	Forsyningsikkerhet/ fornybar
Klæbu–Namsos, spenningsoppgradering	700-800	2017	Fornybar/ handelskapasitet

**Se omtale av fremdriftsplan i faktaboks på side 85

Statnett bygger en ny 420 kV-forbindelse mellom Ørskog og Sogndal (jf. egen faktaboks).

Statnett er i gang med å oppgradere 300 kV-forbindelsen Klæbu–Namsos. Tiltaket er en del av en større oppgraderingsplan (Spenningsoppgradering Midt-Norge), som også omfatter oppgraderinger sør for Klæbu og nord for Namsos. Disse oppgraderingene vil legge til rette for utbygging av fornybar energi i region Midt og Nord. Oppgraderingsprosjektene vil også legge til rette for økt fleksibilitet i nettet og på sikt økt forsyningsikkerhet. Ved oppgraderingen av Klæbu–Namsos bruker vi eksisterende trasé og master. Oppgraderingen er nødvendig for å knytte til eventuell vindkraft fra Fosen i Namsos, og den koordineres med oppgraderingen nordover til Tunnsjødal og videre til Nedre Røssåga.

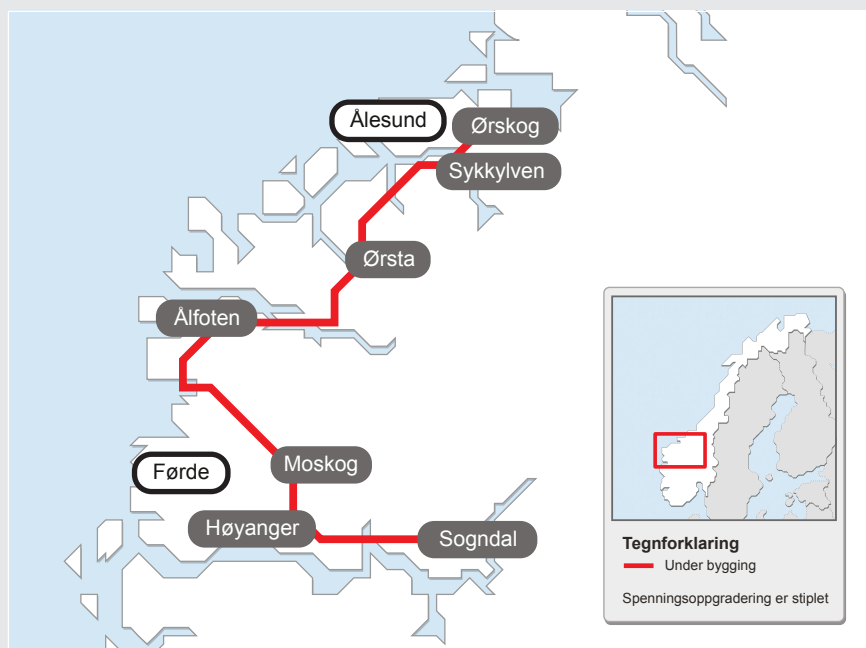
■ Ørskog-Sogndal

En ny overføringsforbindelse på 420 kV mellom Ørskog og Sogndal er under bygging, og strekningen mellom Ørskog og Ørsta er satt i drift. Neste steg vil være å ferdigstille Ørsta-Ålfoten og videre mot Moskog, Høyanger og Sogndal. Prosjektet jobber for idriftsettelse i 2016, men mangler fortsatt nødvendige tillatelser for å kunne starte arbeidet på sju mastepunkt i Sordalen på strekningen Ålfoten-Moskog. Denne saken behandles nå av tingretten, og det er en risiko for at prosjektet blir forsinket. Hvis prosjektets tidsplan endres, kan det påvirke forventet kostnadsestimat også.

Når hele prosjektet er ferdigstilt, vil det sikre forsyningen og legge til rette for nytt forbruk i region Midt. Det vil også gi tosidig forsyning og tilfredsstillende forsyningssikkerhet for Sunnmøre. Etablering av seks nye transformatorstasjoner er avgjørende både for etablering av ny fornybar kraftproduksjon i Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane og for fjerning av 170 kilometer eksisterende 132 kV-nett. Tiltaket vil være nyttig også ved en mulig utvikling med ny produksjon nord for Midt-Norge og økt flyt gjennom Midt-Norge og sørover.

Fakta

- 297 kilometer ny kraftledning.
- Nye transformatorstasjoner i Sogndal, Høyanger, Moskog, Ålfoten, Ørsta og Sykkylven.
- Utvidelse i eksisterende transformatorstasjon i Ørskog.



Prosjekter under planlegging

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad	Forventet/gitt (*) konsesjon	Ferdig idriftsettelse etter endelig konsesjon	Behov
Namsos–Åfjord, ny 420 kV-ledning	1 800-2 400	2013*	6 år	Fornybar
Snilldal–Surna, ny 420 kV-ledning	1 600-2 300	2013*	6 år	Fornybar
Åfjord–Snilldal, ny 420 kV-forbindelse	1 900-2 700	2013*	10-15 år	Fornybar/ handelskapasitet
Aura/Viklandet–Surna, spenningsoppgradering	500-700	2015*	5-13 år	Fornybar
Surna–Klæbu, spenningsoppgradering	1 300-1 600	**	**	-
Brandhol, reinvestering	60-80	2015	3 år	Forsyningssikkerhet

** Se faktaboks side 86-87 for nærmere omtale av fremdriftsplan.

I region Midt spiller beslutning om vindkraft en viktig rolle for Statnetts prosjekter i regionen. Dette er nærmere beskrevet i faktaboks om vindkraft og nett. Uavhengig av vindkraft planlegger Statnett en totalrehabilitering av Brandhol stasjon, på grunn av høy alder og tilstanden i stasjonen.

■ Vindkraft og nett i region Midt

På Fosen og i snillfjordområdet har vindkraftprosjekter med en samlet kapasitet på 1475 MW fått endelig konsesjon fra OED. Departementet ga samtidig konsesjon på en ny gjennomgående 420 kV-forbindelse fra Namsos via nye transformatorstasjoner på Hofstad (tidligere Roan), Åfjord (tidligere Storheia) og Snilldal (tidligere Snillfjord) til Surna (tidligere Trollheim). I tillegg til muligheten for å knytte til vindkraft vil den gjennomgående linjen, sammen med tiltak sør for Surna og nord for Namsos, gi økt kapasitet gjennom region Midt.

Statnett har delt ledningsprosjektet i tre deler. Framdriftsplanen til disse prosjektene, samt oppgradering mellom Aura/Viklandet og Klæbu og transformering i Trollheim/Surna, er avhengig av investeringsbeslutning for vindkraft. Vi er i tett dialog med vindkraftaktørene for å vurdere fordeling av vindkraftproduksjon mellom Fosen og Snillfjord, og for å koordinere beslutningsprosessene. Det er planlagt at en eventuell beslutning om utbygging skal tas 1. halvår 2016.

Namsos–Hofstad–Åfjord

Denne forbindelsen vil gjøre det mulig å knytte til vindkraft på Fosen. Sammen med vindkraftaktørene ser vi på muligheten for å knytte til 750 MW vindkraft i dette området.

Fakta

- Cirka 120 kilometer.
- Nye transformatorstasjoner i Hofstad og Åfjord samt utvidelse av eksisterende Namsos transformatorstasjon.

Snilldal–Surna

Denne forbindelsen vil gi en gjennomgående 420 kV-forbindelse over Trondheimsfjorden. Vi fikk i 2015 innvilget søknad om utsatt frist for idriftsettelse. Gjeldende frist er nå

utgangen av 2028, men idriftsettelsen vil være avhengig av utviklingen i fornybar kraftproduksjon i området. Statnett vurderer behovet løpende.

Fakta

- 65 kilometer.
- Ny transformatorstasjon i Snilldal og ny 420 kV koblingsstasjon i Surna.

Åfjord-Snilldal

Denne forbindelsen vil gi en gjennomgående 420 kV-forbindelse over Trondheimsfjorden. Vi fikk i 2015 innvilget søknad om utsatt frist for idriftsettelse. Gjeldende frist er nå utgangen av 2028, men idriftsettelsen vil være avhengig av utviklingen i fornybar kraftproduksjon i området. Statnett vurderer behovet løpende.

Fakta

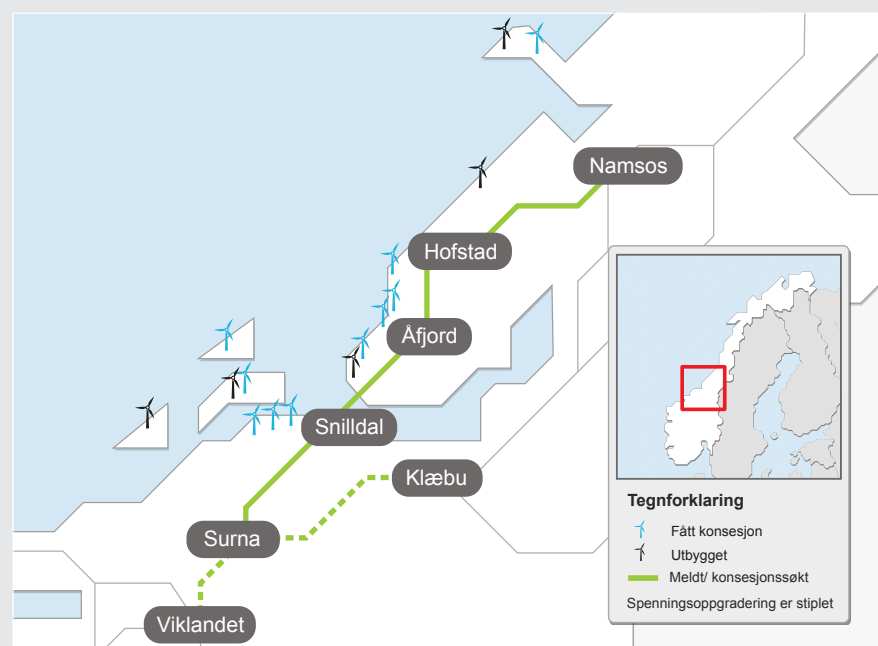
- 70 kilometer (inkludert 7 kilometer sjøkabel i Trondheimsfjorden).
- Knytter sammen eksisterende transformatorstasjoner i Åfjord og Snildal.

Aura/Viklandet-Surna-Klæbu

Høsten 2013 sendte vi melding om å oppgradere hele strekningen Aura/Viklandet-Surna-Klæbu. Vi ser ikke behov for å oppgradere Surna-Klæbu dersom vi bygger en gjennomgående 420 kV-forbindelse Namsos-Hofstad-Åfjord-Snilldal-Surna. Derfor har vi kun søkt – og fått – konsesjon på strekningen Aura/Viklandet-Surna. I pågående analyser av hvor mye vindkraft som skal bygges på Fosen og i Snillfjord, vurderer vi om det er mulig å endre på fremdriften for prosjektet Aura/Viklandet-Surna.

Transformering i Trollheim/Surna

Det kan være behov for transformering mellom 132 og 420 kV i Surna. Dette må vi se i sammenheng med behovet for reinvesteringer i eksisterende Trollheim stasjon og det omkringliggende 132 kV-nettet. Ved etablering av nye Surna stasjon i prosjektet Snildal-Surna, vil vi legge til rette for å utvide med et 132 kV-anlegg på et senere tidspunkt.



Kapittel 5.3

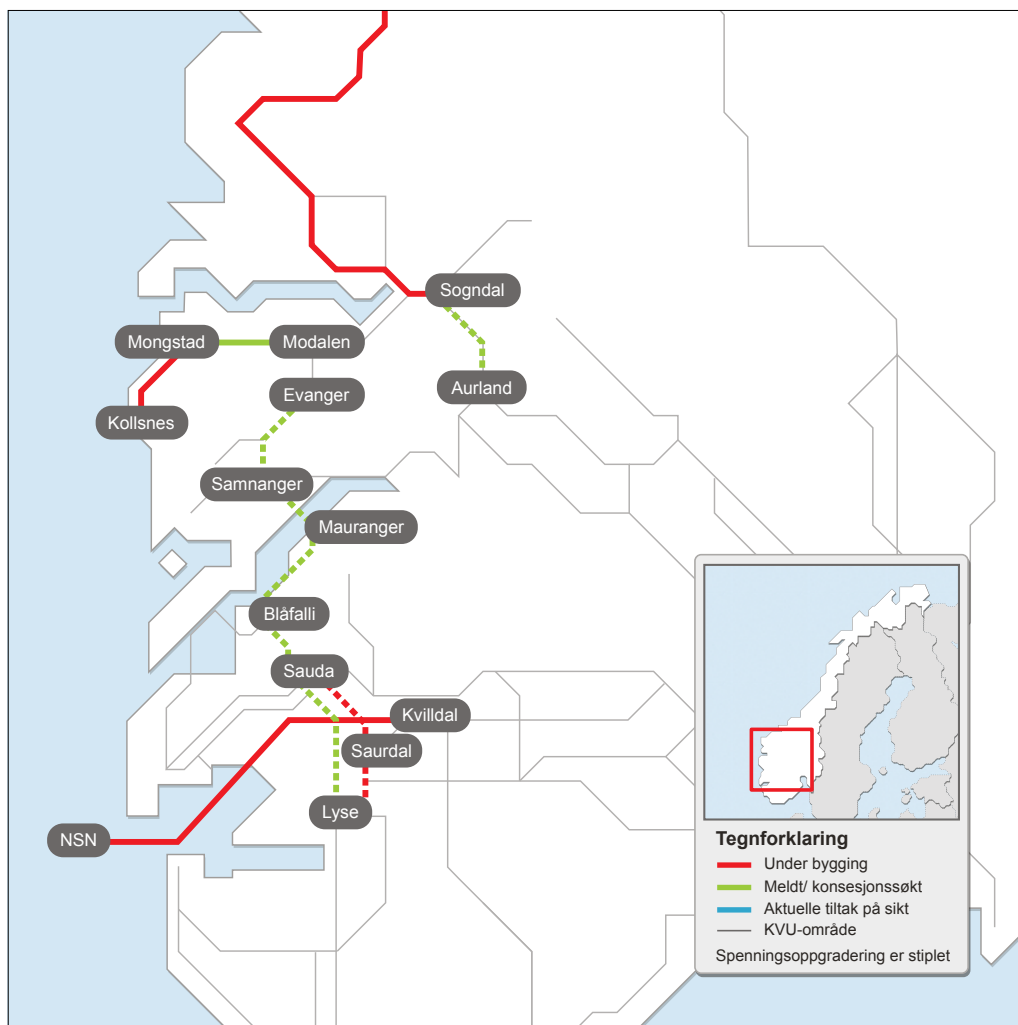
Nettutvikling i region Vest

Region Vest omfatter området avgrenset av Boknafjorden i sør, Langfjella i øst og Nordfjord i Nord. Regionen er et overskuddsområde, men har liten magasinkapasitet. Forsyningssikkerheten inn til BKK-området ble bedret da ledningen Sima–Samnanger kom i drift i 2013, men forsyningssikkerheten til Bergen vil først være tilfredsstillende når forbindelsen Modalen–Mongstad–Kollsnes er på plass.

Det er planer om både stor forbruksøkning og ny fornybar kraftproduksjon i regionen. I tillegg vil planlagte mellomlandsforbindelser føre til økt kraftflyt. For å legge til rette for dette er det behov for investeringer i sentralnettet.



Det meste av produksjon i region Vest er vannkraft som er lokalisert i fjelltraktene øst i området.



5.3.1 Region Vest er et overskuddsområde, men har liten magasinkapasitet

Kraftnettet i region Vest skal håndtere store variasjoner i både produksjon og forbruk. Regionen har i et normalår overskudd på energibalansen, men relativt liten magasinkapasitet fører til at det kan være et betydelig importbehov i kalde og tørre perioder vinterstid. Liten magasinkapasitet fører også til et stort eksportbehov i våte perioder om våren, sommeren og høsten.

Mye av forbruket er lokalisert langs kysten og er knyttet til smelteverkene, petroleumsindustrien og de store byene. Det meste av produksjon i region Vest er vannkraft som er lokalisert i fjelltraktene øst i området. I tillegg er det gasskraftverk på Kårstø og på Mongstad. På grunn av markedssituasjonen er kraftverket på Kårstø satt til preserving, noe som i praksis vil si at driften er lagt ned. Kraftverket på Mongstad er i halv drift, og det er primært for å forsyne raffineriet med damp og varme.

5.3.2 Drivere for nettutvikling i region Vest

Forsynings sikkerheten til Bergen er ikke tilfredsstillende

Sima-Samnanger ble satt i drift i desember 2013 og bedret forsynings sikkerheten til BKK-området (området mellom Hardangerfjorden og Sognefjorden). Forbrukerne i Bergens-området og petroleumsindustrien på Kollsnes og Mongstad har imidlertid fortsatt ikke reserve dersom det skjer feil i nettet i perioder med høyt forbruk. I tillegg utfordres forsynings sikkerheten ytterligere ved at myndighetene har gitt konsesjon til økt forbruk til gassproduksjon på Troll A og oljefeltet Martin Linge. Begge innretningene vil forsynes fra Kollsnes, noe som vil øke importbehovet til Bergens-området. BKK Nett har startet bygging av en ny forbindelse mellom Kollsnes og Mongstad og planlegger i tillegg en forbindelse mellom Modalen og Mongstad (jf. egen faktaboks).

Planlagte forbruksøkninger innenfor industri og petroleum i SKL

I SKL-området (området mellom Boknafjorden og Hardangerfjorden) er det planer om å øke forbruket med opp mot 900 MW. Dette vil mer enn fordoble forbruket, som i dag er på om lag 650 MW:

- Utsirahøyden skal forsynes med kraft fra land, med tilknytning til sentralnettet ved Kårstø. Første fase (Johan Sverdrup) er planlagt i 2019 med et forbruk på ca. 100 MW. Fase 2 og elektrifiseringen av de andre feltene (Edvard Grieg, Gina Krogh og Ivar Aasen) er planlagt i 2022, og vil øke forbruket opp mot 300 MW.
- Hydro Aluminium planlegger et pilotanlegg på Karmøy på 115 MW i 2017. Det kan utvides til et fullskala anlegg, som vil øke forbruket til 500 MW, planlagt i 2022.
- Haugaland Næringspark ligger i Gismarvik, mellom Håvik og Kårstø. Det er planer om å tilknytte aktører med et forbruk på ca. 120 MW i løpet av de kommende ti årene.

For å legge til rette for denne forbruksveksten og opprettholde sikker forsyning er det behov for betydelige nettinvesteringer. Statnett har derfor gjennomført en konseptvalgutredning der vi har kartlagt mulige konsepter for å øke nettkapasiteten i området (jf. faktaboks om konseptvalgutredning for SKL).

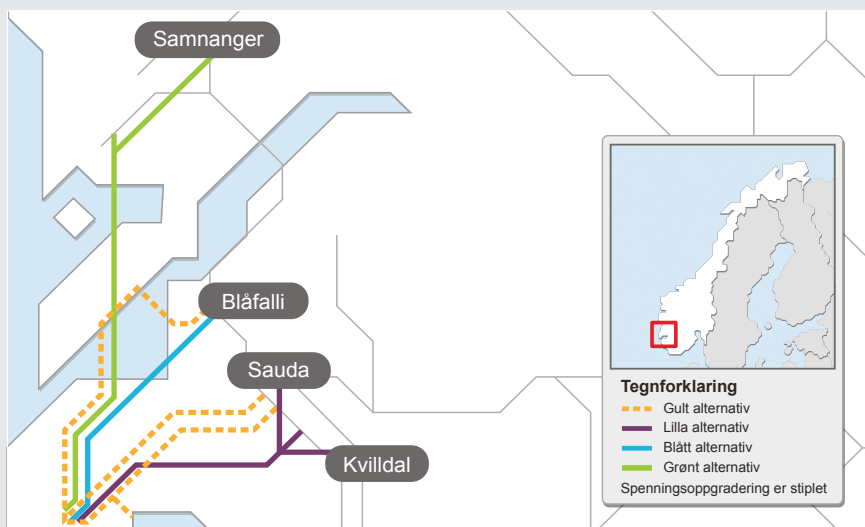


■ KVV SKL-ringen

SKL-ringen er navnet på sentralnettet mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden (stasjonene Blåfalli og Sauda). Kapasiteten på SKL-snittet begrenser flyten inn til området, og består av tre ledninger inn til Håvik stasjon på Karmøy: én fra Blåfalli og to fra Sauda. Aluminiumsverkene på Karmøy og Husnes og prosessanlegget på Kårstø står for rundt 70 prosent av forbruket. Aluminiumsindustrien er spesielt avhengig av en sikker strømforsyning; avbrudd på mer enn to til tre timer kan gi svært store konsekvenser. Det er lite kraftproduksjon i området, og den høye andelen industriforbruk gir en konstant belastning av nettet. Dagens nett kan forsyne en forbruksøkning på ca. 500 MW og fortsatt ha nødvendig reserve i nettet (N-1-sikkerhet). Men jo høyere forbruket blir, jo mer krevende blir det å gjennomføre nødvendige utkoblinger. Feil som inntreffer samtidig med en utkobling, vil føre til strømavbrudd. For å bedre forsyningssikkerheten for eksisterende og nytt forbruk ser Statnett på muligheten for å øke kapasiteten i SKL-ringen ved å installere reaktiv kompensering og temperaturoppgradere ledningene mellom Sauda og Håvik.

Det er behov for omfattende tiltak for å forsyne alle de kjente forbruksplanene. De aktuelle konseptene er å oppgradere eksisterende ledninger (gult alternativ) eller å bygge en ny ledning inn til området enten fra øst (blått alternativ), fra Vestre korridor (lilla alternativ) eller fra BKK-området (grønt alternativ). Oppgraderingskonseptet har de laveste miljøkonsekvensene, men de høyeste investeringskostnadene og lang gjennomføringstid. Dette konseptet krever dessuten langvarige utkoblinger i det eksisterende nettet. Konseptene med ny ledning koster mindre, men belaster miljøet i større grad. En ny ledning fra øst eller fra Vestre korridor vil raskere tillate økt forbruk og innebærer få utkoblinger. En ny ledning fra øst kan dessuten gå parallelt med og gi nytteeffekter i regionalnettet, og i liten grad gi behov for å beslaglegge ny trasé. Totalt sett mener derfor Statnett at en ny ledning fra øst innfrir behovet på den beste måten, men vi ønsker også å videreutvikle konseptet med ny ledning fra Vestre korridor for å være helt sikre på at vi ikke forkaster et mulig konsept for tidlig i prosessen.

Statnett sendte KVV-en til OED i august 2015. OED vil sende den på høring og deretter behandle den før vi får tilbakemelding om hvilke konsepter vi kan ta videre.



Usikkert kapasitetsbehov i Indre Sogn

I Indre Sogn er det mye vannkraftproduksjon og et betydelig kraftoverskudd. Området er tilknyttet sentralnettet i Fortun og videre via 300 kV-ledningen Fortun–Leirdøla–Fardal/Sogndal. Det er normalt N-1-forsyning i Indre Sogn, men ved ledningsutfall er lokal produksjon nødvendig for å forsyne forbruket. Utfall eller revisjon av 300 kV-ledningen fører ofte til innestengt produksjon.

Det er plass til 100 MW ny fornybar produksjon i Indre Sogn. Totalt sett overstiger de eksisterende planene for utbygging av vannkraftverk denne kapasitetsbegrensningen. Statnett har derfor innført en tildelingsordning for nettkapasitet i dette området. Per august 2015 er det kun et mindre kraftverk som har søkt og fått tildelt nettkapasitet. Gitt den betydelige usikkerheten om hva som faktisk vil realiseres, prioriterer Statnett nå å få realisert Ørskog–Sogndal og Aurland–Sogndal. Dette er uansett viktige prosjekter å få på plass for en eventuell fremtidig økt produksjon i Indre Sogn ut over de 100 MW som kan realiseres. På grunn av alder, tilstand og teknisk løsning planlegger Statnett å oppgradere Fortun stasjon rundt 2020.

Omfattende planer om fornybar kraft

Det foreligger mange planer om både vannkraft og vindkraft i hele regionen. Det er ikke kapasitet i nettet til å ta imot all fornybar produksjon som er planlagt.

Ny linje mellom Ørskog og Sogndal samt oppgradering av ledningene Aurland–Sogndal, Sauda–Samnanger og Evanger–Samnanger vil øke kapasiteten i sentralnettet til å ta imot ny kraftproduksjon. Økt kapasitet i ledningsnettet alene er imidlertid ikke tilstrekkelig for å kunne tilknytte ny produksjon. Statnett, SKL og BKK har derfor planer om økt transformeringskapasitet i flere av sentralnettstasjonene i region Vest. Flere av disse prosjektene er avhengige av at det bygges nye vann- og vindkraftverk. Dersom vi skal kunne knytte til ny produksjon innen fristen for elsertifikater, er det nødvendig med snarlig avklaring om investeringsbeslutning av fornybar kraftproduksjon.

Økt kraftflyt gjennom regionen gir behov for oppgraderinger

Krav til forsyningssikkerhet, ny fornybar produksjon, økt forbruk og nye mellomlandsforbindelser vil føre til økt kraftflyt fra nord til sør. Det er derfor behov for å forsterke nettet. Prosjektene Ørskog–Sogndal, Aurland–Sogndal, Evanger–Samnanger og Samnanger–Sauda vil bidra til å realisere økt kapasitet mellom nord og sør. Den faktiske utviklingen i behovene vil være med på å avgjøre hvor raskt det blir nødvendig å gjennomføre tiltakene for økt nettkapasitet.

■ ■ Prosjektene Ørskog–Sogndal, Aurland–Sogndal, Evanger–Samnanger og Samnanger–Sauda vil bidra til å realisere økt nord/sør-kapasitet.

5.3.3 Tiltak i region Vest

Siden NUP 2013 er Sima–Samnanger satt i drift, noe som har bedret forsyningssikkerheten til BKK-området. I tillegg er stasjonene Håvik og Åsen utvidet.

Ferdig kostnad for større prosjekter i region Vest gjennomført siden NUP 2013. Prosjekter som er idriftsatt hvor sluttoppgjøret er avsluttet, men hvor prosjektet ikke er lukket oppgis med avrundet prognose. Prosjekter som er idriftsatt og lukket oppgis med bokførte kostnader.

	Estimert kostnadsintervall (mill. kroner)	Idriftsatt	Faktisk prosjektkostnad (mill. kroner)
Sima–Samnanger	900-1 100	2013	950

Prosjekter under gjennomføring

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Behov
Evanger, økt transformator kapasitet	40	2015	Fornybar
Mongstad–Kollsnes, ny 300/420 kV-ledning	1 200	2017	Forsyningssikkerhet/ fornybar

BKK bygger en ny forbindelse mellom Mongstad og Kollsnes. Se egen faktaboks om Modalen–Mongstad–Kollsnes. I tillegg er BKK i gang med å utvide Evanger stasjon for å tilrettelegge for utbygging av ny fornybar kraftproduksjon.

Prosjekter under planlegging

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet/ gitt (*) konsesjon	Forventet idriftsettelse etter endelig konsesjon	Behov	Kommentar
Samnanger, økt transformator kapasitet	50	2016	1 år	Fornybar	BKK Nett AS
Røldal, økt transformeringskapasitet	90-130	2011*	-	Fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning på vannkraft
Evanger–Samnanger, spenningsoppgradering	60	2014*	3 år	Handelskapasitet/ fornybar	BKK Nett AS
Mauranger, økt transformeringskapasitet	110-160	2014*	3 år	Fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning på vannkraft
Modalen–Mongstad, ny 300/ 420 kV ledning	1 040	2015*	4 år	Forsyningssikkerhet/ fornybar	BKK Nett AS
Spanne, økt transformator kapasitet	100-120	2015	1-2 år	Forsyningssikkerhet	SKL Nett
Refsdal, økt transformeringskapasitet	60-90	2015*	4-5 år	Fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning på vannkraft
Leirdøla, reinvesteringer og økt transformering	130-170	2016	3 år	Forsyningssikkerhet/ fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning på vannkraft
Ålfoten, økt transformeringskapasitet	85-125	2014*	-	Fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning på vindkraft
Aurland–Sogndal, spenningsoppgradering	500-900	2016	3-4 år	Handelskapasitet/ fornybar	
Sauda–Samnanger, trinn 1	600-950	2017	5 år	Handelskapasitet/ fornybar	
Sauda–Samnanger, trinn 2	500-1 500	2030-2035	-	Handelskapasitet/ fornybar	

BKK planlegger å videreføre ny forbindelse fra Mongstad til Modalen (jf. faktaboks om Modalen–Mongstad–Kollsnes). Videre har BKK fått konsesjon for å oppgradere 300 kV-forbindelsen mellom Evanger og Samnanger. Det er behov for reinvestering på deler av strekningen, og i tillegg er det behov for større kapasitet for å legge til rette for økt kraftflyt fra nord til sør. BKK planlegger å benytte den eksisterende traseen og oppgradere de eksisterende mastene.

Våren 2014 sendte Statnett melding om oppgradering av 300 kV-ledningen Aurland–Sogndal til 420 kV, og vi vil sende konsesjonssøknad for prosjektet i løpet av 2015. Vi planlegger å bygge i en parallell trasé og deretter rive den eksisterende ledningen. Oppgraderingen vil øke overføringskapasiteten sørover fra Sogndal og medføre at det eksisterende anlegget i Fardal blir fjernet.

Statnett planlegger i tillegg å oppgradere 300 kV-forbindelsen Sauda–Samnanger. I første fase av prosjektet er planen å dekke behovet for økt kapasitet ved å oppgradere forbindelsen nord for Blåfalli, med fortsatt 300 kV drift. Oppgradering mellom Sauda og Blåfalli vil bli sett i sammenheng med Statnetts oppfølging av KVV for Haugalandet. På lengre sikt kan det være behov for å øke kapasiteten ytterligere. Da vil det være aktuelt å oppgradere stasjonene og øke spenningen til 420 kV.

Statnett og BKK planlegger å bygge flere nye transformatorstasjoner og utvide en del av de eksisterende for å legge til rette for utbygging av ny fornybar kraftproduksjon i region Vest. I tillegg til stasjonene vi bygger i forbindelse med ledningsprosjektene, er det planer om utvidelser i Samnanger, Leirdøla, Refsdal, Mauranger, Ålfoten og Røldal. Fremdriften i disse prosjektene er avhengig av investeringsbeslutning for fornybar kraftproduksjon. BKK fikk konsesjon for ny transformator i Samnanger i 2013, men har i etterkant valgt en annen stasjonsløsning. Selskapet vil sende søknad om endret konsesjon høsten 2015. I tillegg planlegger SKL å utvide Spanne stasjon for å sikre forsyningen til Haugesund/Haugalandet. Kostnaden til Spanne stasjon har økt på grunn av økt omfang.

■ Kollsnes–Mongstad–Modalen

En ny forbindelse mellom Kollsnes og Modalen vil gi en ny, lokal innmating inn til Bergens-området. Forbindelsen vil styrke forsyningen inn til hele Bergens-området, inklusive forsyningen til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes og til de elektrifiserte offshorefeltene Troll A og Martin Linge. Dessuten vil forbindelsen gi plass til ny fornybar produksjon i en rekke kommuner som har et stort potensial for vann- og vindkraftproduksjon. Prosjektet er delt i to delstrekninger.

Mongstad–Kollsnes

BKK Nett AS er i gang med å bygge delstrekningen Mongstad–Kollsnes. Strekningen består av til sammen 28 kilometer sjøkabel og 12 kilometer luftledning. Den er planlagt satt i drift i 2017.

Fakta

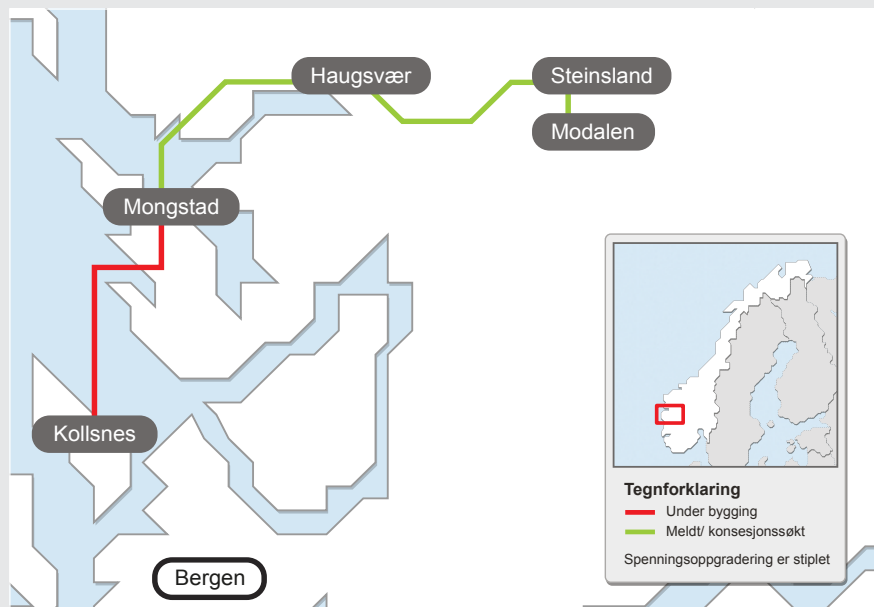
- Cirka 40 kilometer.
- Spenningsnivå på 300 kV-tilrettelagt for drift på 420 kV.
- Berører kommunene Lindås, Radøy og Øygarden.
- Omfatter ny 420 kV-stasjon Lindås ved Mongstad.
- Eid av BKK Nett AS.

Modalen–Mongstad

BKK Nett AS har fått konsesjon for delstrekningen Modalen–Mongstad og planlegger å ta investeringsbeslutning våren 2016. Forbindelsen blir etter planen satt i drift i 2019.

Fakta

- Cirka 70 kilometer.
- Spenningsnivå på 300 kV tilrettelagt for drift på 420 kV.
- Berører kommunene Modalen, Masfjorden, Lindås og Gulen.
- Omfatter ny 420 kV-stasjon i Haugsværdalen og et 420 kV koblingsanlegg i Steinsland.
- Benytter eksisterende 300 kV-ledning mellom Modalen og Steinsland.
- Eid av BKK Nett AS.



Kapittel 5.4

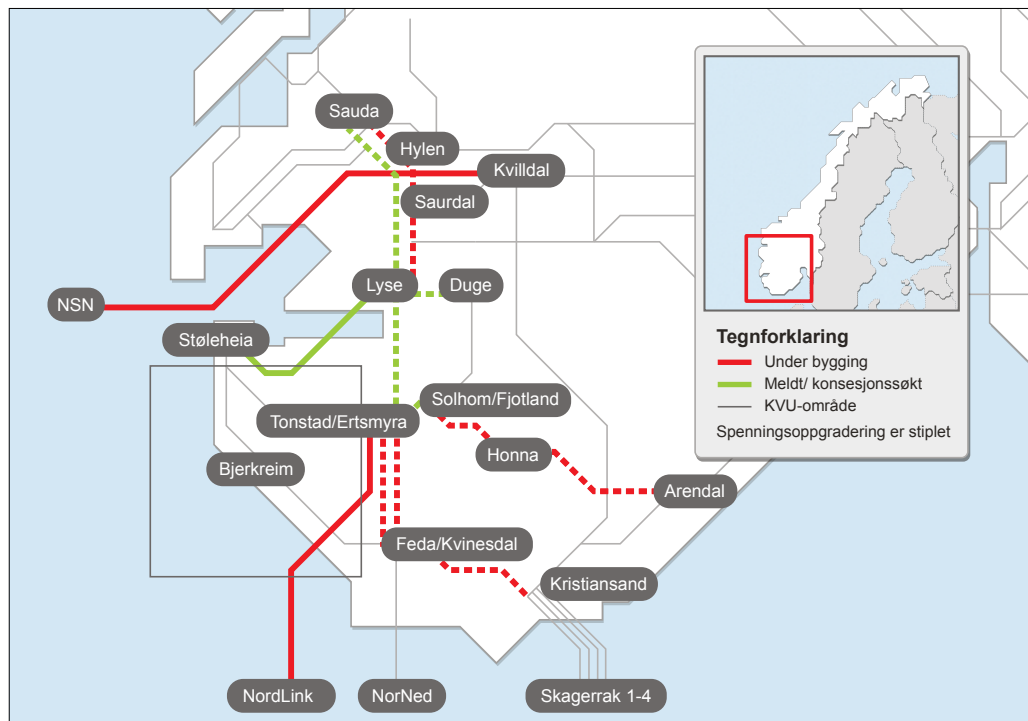
Nettutvikling i region Sør

Region Sør omfatter i denne sammenheng Agder-fylkene og Rogaland sør for Boknafjorden. Regionen har et samlet kraftoverskudd, men forsyningssikkerheten til Sør-Rogaland, inklusive Stavanger-området, er svak. En ny forbindelse mellom Lyse og Stølaheia vil bedre situasjonen.

Planer om ny fornybar kraftproduksjon og nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia påvirker nettbehovet fremover. Statnett er i gang med å oppgradere nettet i regionen.



Fra regionen går det fem mellomlandsforbindelser: fire fra Kristiansand til Danmark med en samlet kapasitet på 1700 MW og én fra Feda til Nederland med 700 MW kapasitet.



5.4.1 Region Sør er et overskuddsområde

Region Sør har i dag et samlet kraftoverskudd. Produksjonen er fordelt over hele regionen, med unntak av Nord-Jæren, som har lite lokal produksjon. Forbruket er hovedsakelig lokalisert langs kysten. I Agder er det tre store industribedrifter med stort kraftbehov: Eramet i Kvinesdal, Xstrata Nikkelverk i Kristiansand og Alcoas aluminiumsverk på Lista.

Fra regionen går det fem mellomlandsforbindelser: fire fra Kristiansand til Danmark med en samlet kapasitet på 1700 MW og én fra Feda til Nederland med 700 MW kapasitet. Forbindelsene påvirker kraftflyten i regionen, og typisk flytmønster er sørover til eksport på dagtid og nordover som følge av import på nattestid.

Forbindelsene inn til regionen nordfra består av to 300 kV-forbindelser fra Ulla-Førre-området, én 300 kV-forbindelse fra Grenland og én 420 kV-forbindelse fra Holen. Disse fire forbindelsene inn til området overfører store mengder kraft både inn og ut av regionen, og de gjør regionen til et transittområde for kraft til og fra kontinentet.

5.4.2 Drivere for nettutvikling i region Sør

Forsyningssikkerheten til Sør-Rogaland er ikke tilfredsstillende

De siste årene har det vært en stor økning i kraftforbruket i Sør-Rogaland som følge av befolkningsvekst. Begrenset nettkapasitet inn til området gjør at vi i perioder drifter nettet uten reserve. Dersom det oppstår feil i disse periodene, kobles strømforsyningen til kommunene Eigersund, Klepp, Hå, Time og deler av Sandnes ut. Mange innbyggere vil da være uten strømforsyning inntil feilen er rettet opp.

Strekningen mellom Sandnes og Stavanger er spesielt utsatt. Her går det to sentralnettledninger på samme masterekke. Denne forbindelsen er hovedforsyningen til nordre deler av Sandnes, Stavanger, Sola, Randaberg, Rennesøy og Kvitsøy. En feil på denne dobbeltkursledningen vil gi bortfall av strømforsyningen for svært mange innbyggere. Deler av området kan forsynes gjennom regionalnettet, men i om lag halvparten av årets timer vil deler av befolkningen måtte vente på at nødvendig reparasjon er utført før strømmen er tilbake.

En ny forbindelse mellom Lyse og Stølaheia vil bedre forsyningssikkerheten til Sør-Rogaland. Statistisk sentralbyrå forventer imidlertid en videre befolkningsvekst i Stavanger-området, noe vi antar vil føre til en for å vurdere dette nærmere vil Statnett utarbeide en konseptvalgutredning for Sør-Rogaland (jf. faktaboks om KVU Sør-Rogaland).

■ KVU Sør-Rogaland

Stavanger-området har høy befolkningsvekst, og det forventes at veksten fortsetter. Dette gir et økende energiforbruk. Lyse–Stølaheia vil gi betydelig ekstra kapasitet i sentralnettet, men ved stor forbruksvekst kan det på sikt bli behov for ytterligere tiltak for å sikre strømforsyningen. Også kapasiteten i regionalnettet er høyt utnyttet. Lyse Elnett har planer om å oppgradere store deler av regionalnettet i årene som kommer. Det foreligger også mange planer om ny kraftproduksjon i området, noe som også vil kreve mer overføringskapasitet enn det som er tilgjengelig i dagens nett. I tillegg ønsker Stavanger kommune tiltak i eksisterende nett for å legge til rette for boligutvikling.

Statnett vil utarbeide en konseptvalgutredning (KVU) som ser de ulike utviklingstrekkene og behovene i sammenheng. Vi vil i denne sammenheng vurdere riktig nivå på forsyningssikkerheten og nettstrukturen i regionen. Konseptvalgutredningen vil bli gjennomført i samarbeid med Lyse Elnett og i dialog med ulike interessenter. Vi tar sikte på å ferdigstille utredningen i løpet av 2016.

Nye mellomlandsforbindelser gir økt kraftflyt i regionen

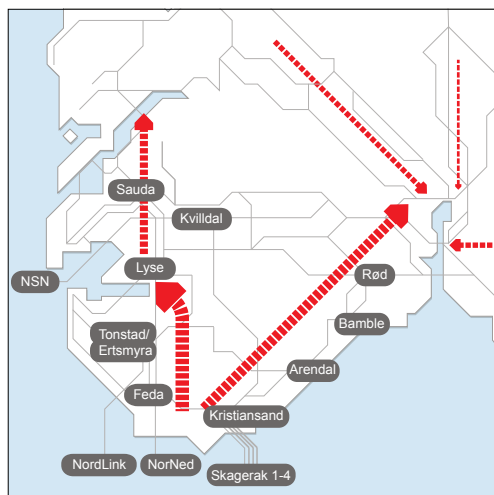
Det er planer om flere mellomlandsforbindelser til kontinentet. Vi har fått konsesjon til NordLink på 1400 MW mellom Tonstad/Ertsmyra og Tyskland. I tillegg har vi fått konsesjon til NSN på 1400 MW mellom Kvilldal på Vestlandet og Storbritannia. Disse er planlagt ferdigstilt i henholdsvis 2019 og 2021. Med disse forbindelsene vil kraftflyten øke og døgnvariasjonene forsterkes. Økt produksjon av fornybar energi på Vestlandet vil også påvirke kraftflyten i region Sør. I figur 17 ser vi et normalt flytmønster i regionen simulert for vårt forventningsscenario 2030, både ved eksport (typisk dagtid) og ved import (typisk nattetid). Vi ser det samme flytmønsteret i dag, men det forsterkes frem mot 2030 med flere mellomlandsforbindelser og mer produksjon av fornybar energi i region Vest.

For å kunne håndtere disse endringene i kraftflyten oppgraderer vi nettet i Vestre korridor. I tillegg vil Lyse–Stølaheia bidra til at vi kan utnytte kapasiteten i korridoren bedre. Se egne faktabokser om disse prosjektene.

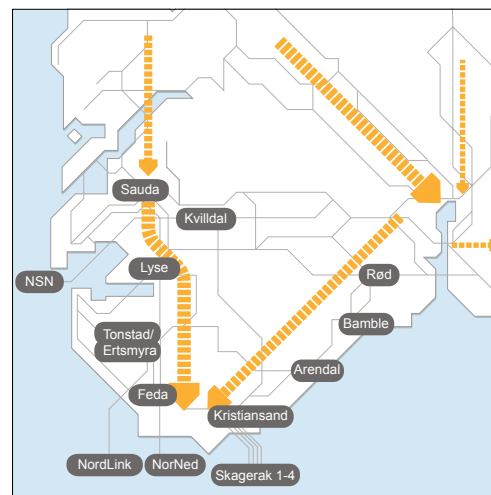
Figur 17

Normalt flytmønster ved import og eksport av kraft på mellomlandsforbindelsene (forventningsscenario 2030).

Import



Eksport



Planer om fornybar kraft krever nettinvesteringer

Bjerkreim-klyngen er en samling av fem vindkraftprosjekter med endelig konsesjon i kommunene Bjerkreim, Gjesdal og Hå på til sammen 426 MW. I tillegg er ytterligere ett vindkraftverk på 60 MW i Bjerkreim kommune til klagebehandling i OED. Vindkraftprosjektene er planlagt tilknyttet en ny sentralnettstasjon i Bjerkreim. Statnett vurderer en gjennomføringsmodell med sikte på å ferdigstille stasjonen i 2018. En forutsetning er at det besluttes å bygge ut minst 200–250 MW vindkraft. Ved lavere utbyggingsvolumer kan det være samfunnsmessig rasjonelt med nettilknytning i regionalnettet.

Det er gitt konsesjon til om lag 800 MW vind- og vannkraft, inkludert Bjerkreim-klyngen, som er planlagt tilknyttet sentralnettpunktene Åna–Sira, Kielland og mulig ny Bjerkreim stasjon. I tillegg avventer 100 MW endelig konsesjon. Forutsatt temperaturoppgradering av Åna–Sira–Feda vil det være driftsmessig forsvarlig med inntil 700 MW ny produksjon mellom Feda og Stokkeland. Statnett innførte sommeren 2015 en ordning for tildeling av ledig nettkapasitet, og dette området inngår i ordningen. Statnett mottok søknader for tildeling av 760 MW ny produksjon, og har valgt å innvilge alle søknadene. Dette fordi aktørene selv har signalisert at ikke alle parkene vil bli bygget ut med full størrelse, og fordi vi har mulighet til å knytte vindparkene til produksjonsfrakobling.

Mesteparten av den nye produksjonen i region Sør er planlagt tilknyttet regional- eller distribusjonsnettet. De vil belaste transformatorene i sentralnettet i overskuddssituasjoner. De fleste steder er det i dag nok transformeringsskapasitet til økt produksjon. I Vest-Agder vil de planlagte stasjonene i Ertsmyra, Kvinesdal og Honna legge til rette for planlagt ny produksjon. I området mellom Brokke og Kristiansand er det planlagt betydelige mengder ny produksjon. Det er begrenset kapasitet i både regionalnettet og sentralnettstransformeringen. Statnett vurderer tiltak for å legge til rette for konsesjonssøkt ny produksjon i området.

5.4.3 Tiltak i region Sør

Siden Nettutviklingsplan 2013 har vi ferdigstilt spenningsoppgradering og ny kraftledning i Østre korridor. I tillegg har vi økt transformeringskapasiteten i Kristiansand stasjon.

Prosjekter under gjennomføring

	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Behov	Kommentar
Honna, ny transformatorstasjon	330-370	2017	Forsyningssikkerhet/ fornybar	Agder Energi Nett
Vestre korridor, spenningsoppgradering	7 100-8 500	2021-2022	Handelskapasitet/ fornybar	

Statnett er i gang med å oppgradere ledningene fra Kristiansand via Feda i sør til Sauda i nord samt strekningen fra Arendal til Solhom. Oppgraderingene er organisert i prosjektet Vestre korridor. Kostnadsbesparende teknologivalg kombinert med et velfungerende entreprenørmarked har bidratt til reduksjonen i forventet kostnadsestimatet for prosjektet (jf. egen faktaboks).

Agder Energi Nett bygger en ny sentralnettstasjon på Honna. Prosjektet vil legge til rette for ny fornybar kraft i området og styrke forsyningssikkerheten i Vest-Agder. Kostnadene for dette prosjektet har økt som følge av oppdaterte kostnadsestimater.

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet/ gitt (*) konsesjon	Forventet idriftsettelse etter endelig konsesjon	Behov	Kommentar
Bjerkreim, ny transformatorstasjon	250-350**	2015	3-4 år	Fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning på vindkraft
Lyse-Stølaheia, ny 420 kV-ledning	2 500-3 500	2016	4 år	Forsyningssikkerhet/ fornybar	

** Kostnadsestimat er kun Statnetts andel. Dette inkl. omlegging av ledning og toppline med integrert fiber (OPGW) på Kjelland-Stokkeland. Total kostnad for prosjektet er 450-600 mill. kroner.

Prosjekter under planlegging

Statnett har planer om å bygge en ny linje mellom Lyse transformatorstasjon i Forsand kommune og Stølaheia stasjon i Stavanger kommune (jf. egen faktaboks).

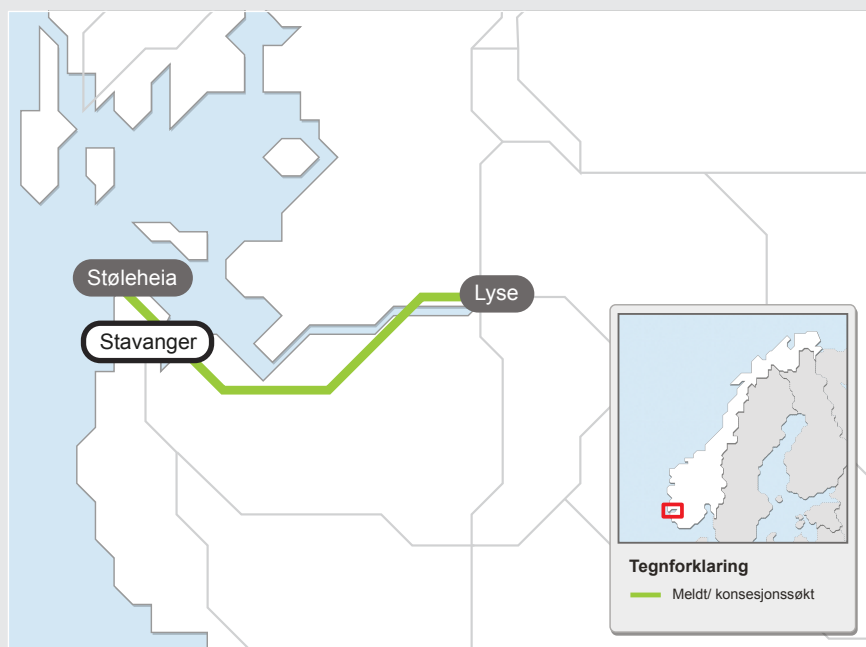
Statnett planlegger å bygge en sentralnettstasjon i Bjerkreim for å kunne knytte til konsesjonsgitt vindkraft i området. Kostnadsestimatet for Bjerkreim transformatorstasjon har økt siden de første anslagene som lå til grunn i den oppdaterte investeringsplanen i 2014. Økningen er primært knyttet til endret omfang for transformatorstasjonen og behov som har blitt tydeliggjort gjennom utviklingen av prosjektet. Utbygging av stasjonen er avhengig av at det bygges ut minst 200-250 MW vindkraft. I dette området planlegger vi også å temperatuoppgradere Åna-Sira-Feda, noe som gir økt kapasitet og mulighet til å knytte til mer produksjon i området.

■ Lyse-Stølaheia

For å styrke forsyningssikkerheten i Sør-Rogaland har Lyse Sentralnett søkt om konsesjon på en ny 420 kV-forbindelse mellom Lyse i Forsand kommune og Stølaheia i Stavanger kommune. Lyse-Stølaheia blir en ny uavhengig forsyningsvei inn til Sør-Rogaland og vil gi en betydelig økning i overføringskapasiteten i sentralnettet i regionen. Forbindelsen vil derfor også legge til rette for videre oppgradering av det eksisterende kraftnettet i Sør-Rogaland, i tillegg til at den er nødvendig for å utnytte handelskapasiteten på de nye mellomlandsforbindelsene. Lyse-Stølaheia planlegges som en kombinasjon av luftledning og kabel og vil kreve minimum fire års byggetid etter at konsesjon er gitt. Vi forventer endelig konsesjonsvedtak i 2016.

Fakta

- Cirka 75 kilometer, kombinasjon av luftledning, sjøkabel og kabel i tunnel.
- Omfatter ombygging og utvidelse av Stølaheia transformatorstasjon og mindre tiltak i Lyse stasjon og Stokkeland stasjon.
- Berører kommunene Forsand, Sandnes og Stavanger.



■ Vestre korridor

Ledningene fra Kristiansand via Feda i sør til Sauda i nord samt strekningen fra Arendal til Solhom er organisert i prosjektet Vestre korridor. Prosjektet inkluderer en rekke delprosjekter med ulik fremdriftsplan og er delt opp i tre trinn:

Trinn 1: spenningsoppgradering Kristiansand–Feda/Kvinesdal–Saurdal–Sauda

- Oppgraderingen innebærer nybygging av en 420 kV-ledning fra Lyse via Tonstad til Feda. Den eksisterende 300 kV-ledningen på samme strekning vil bli revet.
- Stasjonene Saurdal, Lyse og Tjørhom oppgraderes, Ertsmyra stasjon ved Tonstad og Kvinesdal stasjon ved Feda etableres. Eksisterende stasjoner i Kristiansand og Sauda utvides noe.
- For strekningene Kristiansand–Feda, Feda–Tonstad 2, Saurdal–Lyse og Saurdal–Sauda heves spenningen på eksisterende ledning.
- Lyse–Duge og Tonstad/Ertsmyra–Solhom oppgraderes. Det innebærer nybygging og deretter riving av gammel ledning.
- Solhom–Arendal oppisoleres og klargjøres til 420 kV, men ledningen driftes fortsatt på 300 kV inntil trinn 3 er etablert.
- Forventet kostnad for trinn 1 er 5 000 – 5 900 mill. kroner.

Trinn 1 gir rask økning i kapasiteten mellom Kristiansand og Sauda og gir mulighet for høy utnyttelse av dagens mellomlandsforbindelser og Skagerrak 4 og økt fornybar produksjon på Sør-Vestlandet. Tiltaket gir nødvendig kapasitet for fremtidige nettoppgraderinger og revisjoner. Tiltaket legger også til rette for at NordLink kan tilknyttes nettet med begrenset kapasitet.

Trinn 2: spenningsoppgradering Lyse–Sauda

- Oppgraderingen innebærer ny ledning mellom Lyse og Sauda og riving av dagens ledning på strekningen Sauda–Førre. For å sikre tilknytning i Vestre korridor for øst-vest-forbindelsen Tokke–Førre vil Lyse–Førre bestå inntil videre med drift på 300 kV. Førre har ikke egnet beliggenhet for en sentralnettstasjon. Statnett vil derfor utrede andre tilknytningspunkt i Vestre korridor enn Førre for forbindelsen fra Tokke.
- Nytt 420 kV-anlegg i Sauda fullføres, og stasjonen i Hylen oppgraderes.
- Forventet kostnad for trinn 2 er 1 700–2 100 mill. kroner.

Økt kapasitet fra Sauda og sørover gir sammen med Lyse–Stølaheia full kapasitet på NordLink ved intakt nett. I tillegg gir trinn 2 mulighet for en mellomlandsforbindelse til England fra Kvilldal og muliggjør økt fornybar produksjon på Vestlandet.

Trinn 3: spenningsoppgradering Ertsmyra–Solhom/Fjotland–Arendal

- På Ertsmyra–Solhom/Fjotland–Arendal heves spenningen på eksisterende ledninger.
- Det skal etableres ny Fjotland stasjon ved Solhom.
- Forventet kostnad for trinn 3 er 400–500 millioner kroner.

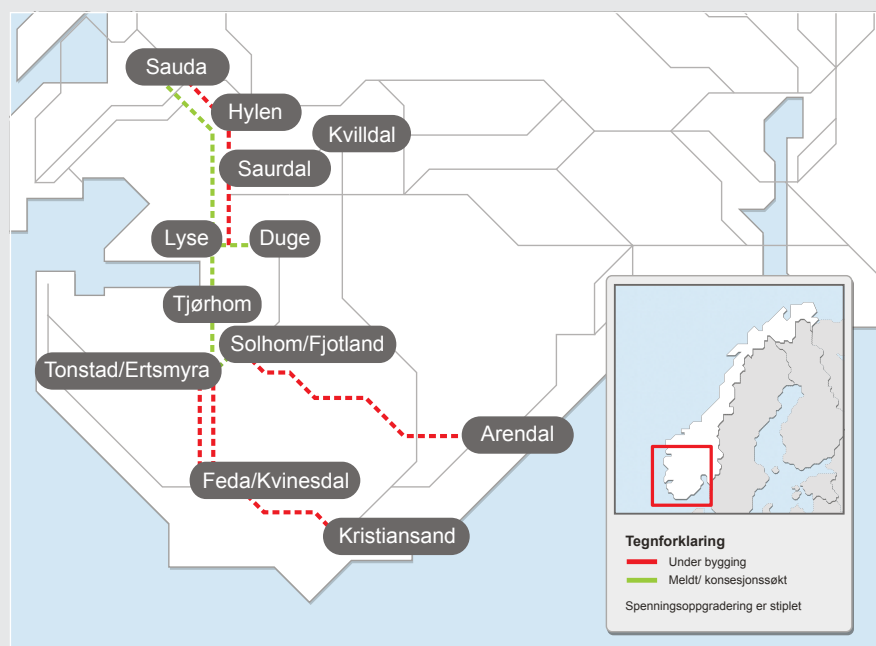
Denne oppgraderingen gir sammen med andre planlagte tiltak mulighet for høy utnyttelse av dagens og fremtidige mellomlandsforbindelser på Sørlandet, også når en 420 kV-ledning er utkoblet for vedlikehold. I tillegg gir tiltaket sparte reinvesteringskostnader og bedre driftssikkerhet.

Delstrekningene i Vestre korridor er i ulike faser av prosjektutviklingen. Prosjektet er delt opp i 10 konsesjonssøknader. Det er gitt endelig konsesjon til Lyse–Duge, Lyse–Saurdal, Kristiansand–Feda, Tonstad–Øksendal–Feda, Solhom–Arendal, Sauda–Saurdal og Tonstad/Ertsmyra–Solhom. Videre er Tonstad (Ertsmyra)–Lyse, Fjotland stasjon og Sauda–Lyse til konsesjonsbehandling hos NVE.

Vi har startet med klargjøring av eksisterende ledninger for 420 kV, og er i gang med ny 420 kV-ledning mellom Feda/Kvinesdal og Tonstad/Ertsmyra. I tillegg har vi startet arbeidene med nye Kvinesdal og Ertsmyra stasjoner samt arbeider på de eksisterende stasjonene Saurdal og Sauda.

Fakta

- Cirka 270 kilometer oppisolering av eksisterende ledning.
- Cirka 250 kilometer ny kraftledning, hovedsakelig i eksisterende traseer.
- Cirka 200 kilometer riving av eksisterende ledning.
- Omfatter åtte nye stasjonsanlegg på ny tomt eller i tilknytning til eksisterende anlegg.
- Berører 16 kommuner.



Kapittel 5.5

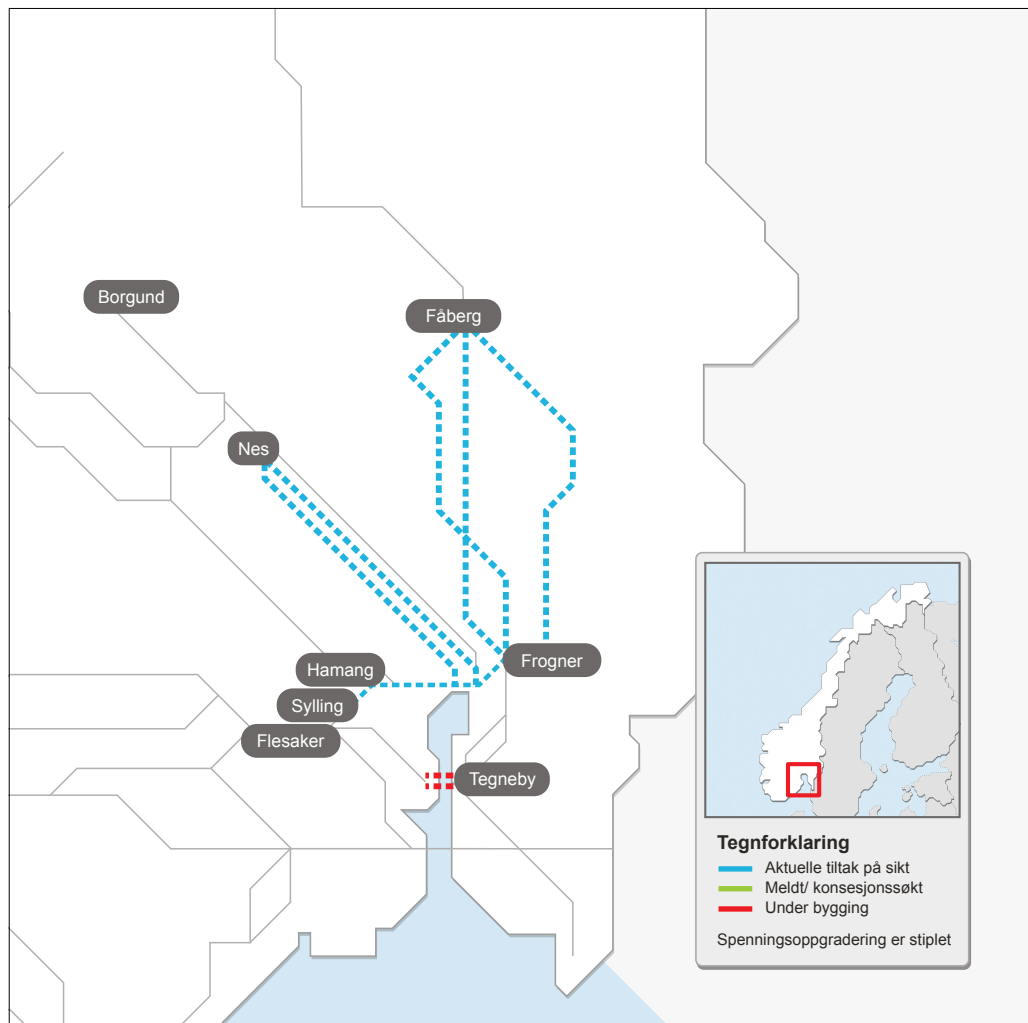
Nettutvikling i region Øst

Region Øst omfatter fylkene Akershus, Oslo, Vestfold, Østfold og store deler av Buskerud, Oppland, Hedmark og Telemark. Høyt forbruk, relativt lite produksjon og stor overføring av kraft fra andre områder kjennetegner regionen.

I Stor-Oslo presser befolkningsøkning og forbruksvekst kapasiteten i et aldrende nett. I hele regionen er investeringer og oppgraderinger av eksisterende forbindelser viktige for å sikre strømforsyningen fremover og legge til rette for økt kraftflyt gjennom området.



I regionen er investeringer og oppgraderinger av eksisterende forbindelser viktige for å sikre strømforsyningen fremover.



5.5.1 Region Øst er et underskuddsområde med stort behov for kraftimport

Region Øst er et underskudds- og overføringsområde, men med regionale forskjeller. Oslofjordområdet er et betydelig underskuddsområde med høyt forbruk og lite regulerbar kraftproduksjon, mens indre deler av Telemark og Buskerud er et overskuddsområde.

Underskuddet dekkes av import fra region Vest og Sør og fra Sverige. Det er også omfattende kraftflyt gjennom regionen som følge av utveksling av kraft med Sverige i øst og med kontinentet i sør.

5.5.2 Drivere for nettutvikling i region Øst

Gammelt nett krever reinvesteringer

Kraftsystemet i Oslo og Akershus er utviklet gjennom 100 år. I denne perioden har det skjedd store endringer i teknisk standard og i behovene som ble lagt til grunn ved utbygging. Mange av stasjonene og ledningene er hovedsakelig bygget i årene 1950-1980, og flere har nådd eller nærmer seg forventet levealder. Store deler av nettet i Stor-Oslo må derfor fornyes i årene som kommer.

For å utarbeide en overordnet plan for hvordan sentralnettet i hovedstadsregionen bør utvikles, etablerte Statnett i 2010 prosjektet Nettplan Stor-Oslo. Se egen faktaboks om prosjektet. Også ellers i regionen er det nødvendig å oppgradere nettet. Det gjelder kabler i indre Oslofjord samt totalrehabilitering av flere stasjoner. Det sistnevnte er vi allerede i gang med.

Forbruksvekst krever et mer robust nett

Stor-Oslo er i en særstilling med høyt forbruk og mange kunder. I tillegg er flere viktige samfunnsfunksjoner lokalisert her. Vi forventer at kraftbehovet i regionen vil øke som følge av befolkningsvekst. Ifølge SSBs fremskrivninger kan det om 40 år være opptil 860 000 (70 prosent) flere innbyggere i Oslo og Akershus enn i dag. Den kraftige forventede befolkningsveksten vil påvirke behovet for å fornye og forsterke kraftnettet for fremtiden. Også elektrifisering av transportsektoren og utfasing av oljekjeler vil øke behovet for et sterkere nett.

■ ■ Stor-Oslo er i en særstilling med høyt forbruk og antall kunder. I tillegg er flere viktige samfunnsfunksjoner lokalisert her.



Endringer i kraftflyt som følge av endringer i andre regioner

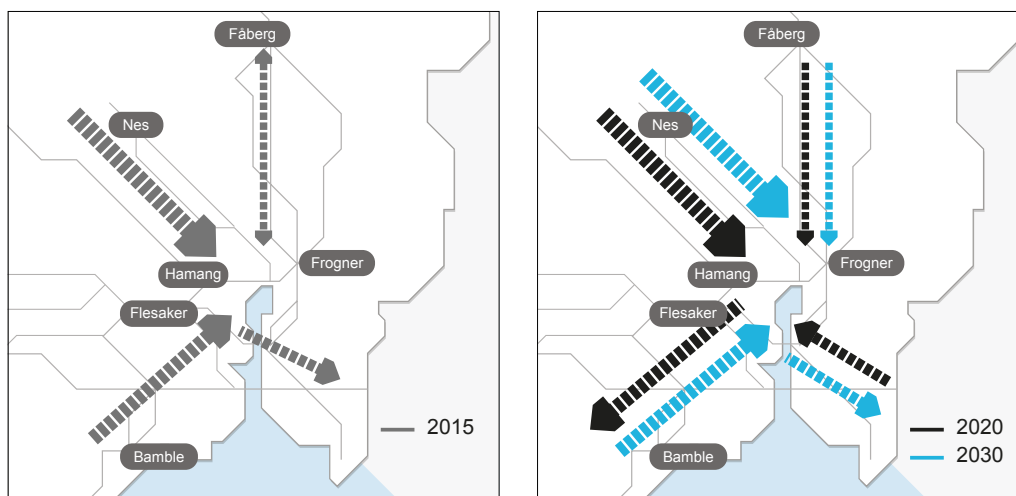
Nye mellomlandsforbindelser i region Sør vil øke kraftflyten i nord-sør retning i hele Sør-Norge. Det innebærer økt flyt i Østre korridor i perioder av året. Statnett forventet tidligere et økt overføringsbehov mellom region Øst og region Vest og vurderte derfor å oppgradere til 420 kV. Vår siste studie for dette området («Sør-Norge og to nye kabler innen 2021») gir ikke grunnlag for å gå videre med noen konkrete prosjekter. Studien er fra 2011/2012, og vi ser et behov for å analysere dette nærmere, slik vi også signaliserte i NUP 2013.

Kraftflyten mellom Sør-Norge og Sør-Sverige er sensitiv for mange sentrale usikkerhetsmomenter i det fremtidige nordiske kraftsystemet. Viktige forhold er blant annet svensk kjernekraft, nye

mellomlandsforbindelser og lokalisering av disse, og fornybar utbygging i Sør-Norge. I figur 18 viser vi dagens dominerende flytmønster, samt normal flyt i forventningsscenario 2020 og 2030. Vi forventer økt import over Hasle-snittet som følge av større svensk-finsk kraftoverskudd og nye mellomlandsforbindelser fra Norge. På lengre sikt vil imidlertid dette snu som følge av mindre kjernekraftproduksjon og mer utvekslingskapasitet ut av Sverige sørover.

Samtidig kan en annen utvikling enn det vi legger til grunn, gjøre at flytbildet blir annerledes. Likevel viser våre modellsimuleringer små prisforskjeller mellom Sør-Norge og Sør-Sverige når vi setter sammen alternative scenarier eller endrer på sentrale forutsetninger enkeltvis.

Figur 18
Normalt flytmønster
på Østlandet for 2015,
og for forventnings-
scenario 2020 og 2030.



5.5.3 Tiltak i region Øst

Siden Nettutviklingsplan 2013 har vi satt i drift nye sjøkabler i ytre Oslofjord.

Ferdig kostnad for større prosjekter i region Øst gjennomført siden NUP 2013. Prosjekter som er idriftsatt hvor sluttoppgjøret er avsluttet, men hvor prosjektet ikke er lukket oppgis med avrundet prognose. Prosjekter som er idriftsatt og lukket oppgis med bokførte kostnader.

	Estimert kostnadsintervall (mill. kroner)	Idriftsatt	Faktisk prosjektkostnad (mill. kroner)
Ytre Oslofjord, nytt kabelanlegg	1 200-1 400	2014	1 096

Prosjekter under gjennomføring

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet idriftsettelse	Behov
Trafokapasitet Østlandet: Follo, Tegneby, Sogn, Vågåmo, Tveiten og Fåberg	780-810	2015-2016	Forsyningssikkerhet
Indre Oslofjord, fornye sjøkabler	1 050-1 200	2017-2018	Forsyningssikkerhet

Vi er i gang med å utvide flere stasjoner i region Øst. Gjennom prosjektet Trafokapasitet Østlandet har vi gjennomført utvidelser i stasjonene Sogn, Vågåmo og Fåberg, og vi jobber nå videre med å utvide stasjonene Follo, Tegneby og Tveiten. Den forventede totalkostnaden for Trafokapasitet Østlandet har økt fordi tidspress tidlig i prosjektfasen har gitt utfordringer i forbindelse med byggingen, og fordi bygging på anlegg som er i drift, har tatt lengre tid enn forventet.

Vi har også startet å fornye sjøkablene i indre Oslofjord på grunn av alder og teknisk tilstand. De nye kablene er en forutsetning for Nettplan Stor-Oslo og vil sikre god strømforsyning på det sentrale Østlandet, samt bidra til verdiskaping gjennom kraftutveksling til og fra Sverige.

Prosjekter under planlegging

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad (mill. kroner)	Forventet/ gitt (*) konsesjon	Forventet idriftsettelse etter endelig konsesjon	Behov
Vemorktoppen, ny stasjonsløsning	150-200	2013*	4-5 år	Forsyningssikkerhet
Hamang, ny stasjonsløsning	480-700	2014*	6-7 år	Forsyningssikkerhet
Borgund, økt transformatorkapasitet	85-100	2014*	3 år	Fornybar
Nettplan Stor-Oslo, trinn 1	4 000-6 000	2015-2020	2-5 år	Forsyningssikkerhet
Nettplan Stor-Oslo, trinn 2 og 3	10 000-15 000	2020-2030	Tidligst ferdig i 2030	Forsyningssikkerhet
Sylling, reinvestering	350-450	2016	3-4 år	Forsyningssikkerhet
Furuset, reinvestering	100-140	2016	2 år	Forsyningssikkerhet

Nettplan Stor-Oslo er et prosjekt som skal sørge for at sentralnettet i Oslo og Akershus blir rustet opp, slik at det kan sikre strømforsyningen til Oslo-regionen i lang tid fremover (jf. egen faktaboks).

Statnett planlegger tiltak i flere stasjoner i region Øst:

- Hamang transformatorstasjon oppgraderes for å gi økt forsyningssikkerhet til Asker, Bærum og Oslo. Høsten 2014 fikk vi konsesjon for å bygge gassisolert anlegg. Det vil ta mindre plass enn tradisjonelle anlegg, men medføre at vi må vente med byggestart til pågående veiarbeid i området er avsluttet i 2017. På grunn av dette iverksetter vi flere provisoriske tiltak for å sikre tilfredsstillende strømforsyning i en mellomfase.
- Koblingsstasjonen på Vemorktoppen fornyes for å øke driftssikkerheten og redusere faren for feil og havari.
- Borgund stasjon utvides for å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon.
- Kontroll- og apparatanlegg i Sylling stasjon fornyes på grunn av høy alder.
- Vi reinvesterer i Furuset stasjon for å gi økt forsyningssikkerhet.

■ Nettplan Stor-Oslo

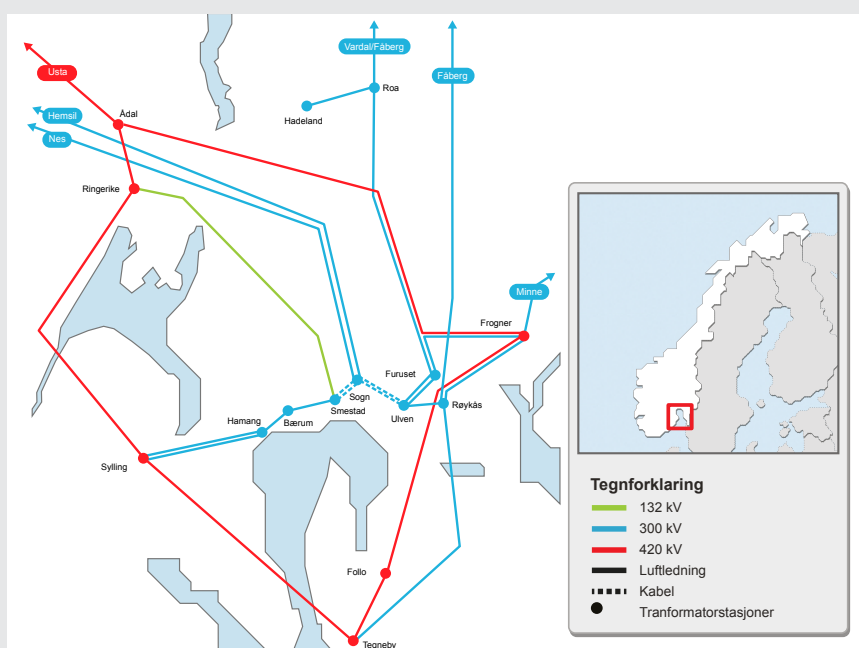
Sentralnettet i hovedstadsområdet har høy alder og begrenset kapasitet, samtidig som det er en økende befolkning og et voksende kraftforbruk i området. I 2013 oversendte Statnett en konseptvalgutredning (KVU) for Stor-Oslo til OED med en klar anbefaling om å oppgradere sentralnettet i regionen fra 300 kV til 420 kV frem mot 2030.

Statnett fikk i 2014 klarsignal fra departementet til å sette i gang med meldinger og konsesjonssøknader for prosjektene i Stor-Oslo, basert på at sentralnettet i området skal oppgraderes til 420 kV. Det vil i korte trekk si at vi skal skifte ut anleggene som er markert med blått i kartet nedenfor, med nye anlegg som kan drives med 420 kV spenning.

Det valgte konseptet innebærer en rekke prosjekter som skal gjennomføres frem mot 2030. Forbruksutviklingen i området vil påvirke hvor raskt disse prosjektene må gjennomføres. Et ferdig oppgradert sentralnett for Stor-Oslo vil stå ferdig tidligst 2030.

Det finnes flere alternativer for en fremtidig nettløsning. I et nett med nye ledninger og kabler og høyere spenningsnivå kan hver forbindelse overføre betydelig mer kraft enn tidligere. Dette gjør at vi i fremtiden kan ha et nett med noe færre forbindelser, og vi ser også at vi kan omstrukturere nettet enkelte steder.

Statnett er i gang med å planlegge de første prosjektene. Kartet nedenfor viser dagens sentralnett for Stor-Oslo. Trinn 1 av Nettplan Stor-Oslo – de første tiltakene som skal gjennomføres i perioden frem mot om lag 2020 – er reinvesteringsprosjekter og tiltak som skal sikre økt kapasitet i deler av nettet. Dette inkluderer oppgradering av stasjonene Hamang, Smestad, Sogn og Ulven, en ny stasjon på Liåsen samt kabelforbindelse mellom Smestad, Sogn og Ulven. Statnett søkte våren 2015 om å oppgradere Smestad stasjon og om å bygge en ny kabelforbindelse mellom Smestad og Sogn i Oslo. Konsesjonssøknaden er nå til behandling hos NVE. Dette er den første i rekken av konsesjonssøknader for prosjektene i Nettplan Stor-Oslo. Et ferdig oppgradert sentralnett for Stor-Oslo vil stå ferdig tidligst i 2030.



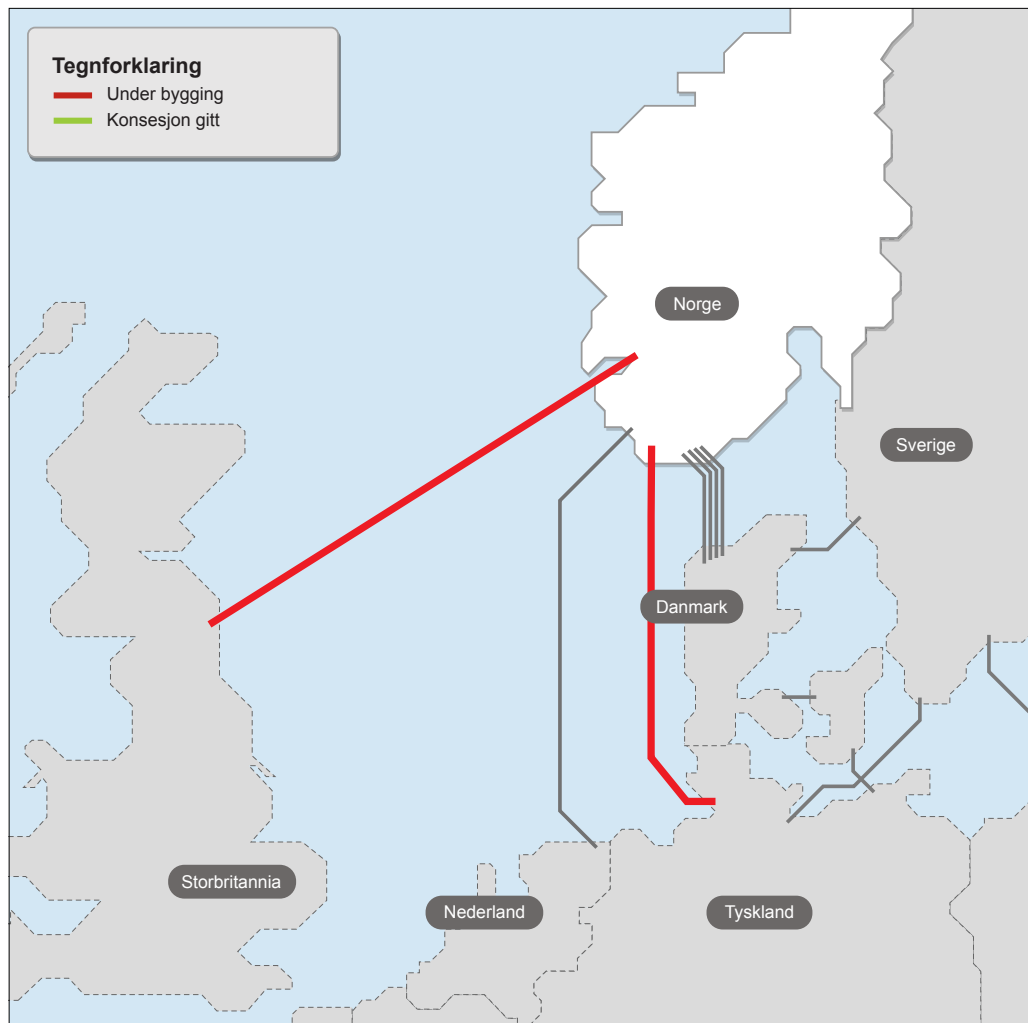
Kapittel 5.6

Nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia

Statnett planlegger å bygge to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia de nærmeste årene. Dermed blir det norske og nordiske kraftsystemet- og markedet knyttet tettere til resten av Europa. Mellomlandsforbindelsene vil legge til rette for økt verdiskaping og innfasing av mer uregulerbar fornybar energi.



Statnett planlegger
å bygge to nye
mellomlands-
forbindelser til Tyskland
og Storbritannia de
nærmeste årene.



5.6.1 Økt utvekslingskapasitet mellom Norden og Europa

Det europeiske kraftsystemet er i endring. Hovedårsaken til dette er målene om å redusere utslippene av klimagasser og at stadig mer av energiforbruket skal komme fra fornybar energi. I tillegg er det flere land som har vedtatt å fase ut kjernekraft. Mer uregulerbar fornybar energiproduksjon fra vind og sol og mindre termisk kraftproduksjon i Europa øker behovet for fleksibilitet og økt utvekslingskapasitet i kraftsystemet.

Generelt bidrar handel med kraft over landegrensene til at både eksisterende og fremtidig energiproduksjon i Europa kan utnyttes mer effektivt. Når alle tilgjengelige produksjonsressurser fordeles, åpner det for at hvert enkelt land vil kunne holde seg med lavere installert produksjonskapasitet og samtidig opprettholde forsyningssikkerheten.

Flere mellomlandsforbindelser bidrar også til verdiskaping, blant annet ved at norsk fornybar kraftproduksjon blir mer verdt når det er overskudd av kraft i Norge. I tillegg blir det bedre tilgang på rimelig kraft fra andre markeder når det er energiunderskudd i Norge.

5.6.2 Situasjonen i dag

Statnett fullførte i 2014 byggingen av Skagerrak 4, en ny forbindelse til Danmark, i samarbeid med den danske systemoperatøren Energinet.dk. Kabelen har en kapasitet på 700 MW, hvorav 100 MW er reservert system- og balansetjenester de første fem driftsårene. Skagerrak 1 og 2 ble satt i drift i 1977 med forventet endt levetid rundt 2025. Planarbeid for vurdering av fornyelse av kablene vil starte i 2016 med eventuell gjennomføring i løpet av planperioden til Nettutviklingsplan 2015.

	Estimert kostnadsintervall (mill. kroner)	Idriftsatt	Faktisk prosjektkostnad (mill. kroner)
Skagerrak 4	1550-1680	2014	1550

Med Skagerrak 4 i drift er det etablert kabelforbindelser til Danmark (Skagerrak 1–4) med kapasitet på 1700 MW og Nederland (NorNed) med kapasitet på 700 MW. I tillegg har vi en kapasitet på ca. 3600 MW til Sverige, ca. 100 MW til Finland og importkapasitet på ca. 50 MW fra Russland. Norge har dermed en utvekslingskapasitet på i overkant 5500 MW til naboland, hvorav 2400 MW går gjennom sjøkabler.

5.6.3 Planlegger to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia

I 2014 fikk Statnett konsesjon fra Olje- og energidepartementet til realisering av mellomlandsforbindelser til Tyskland (NordLink) og Storbritannia (NSN Link).

NordLink er et samarbeidsprosjekt der Statnett eier 50 prosent, og den tyske systemoperatøren TenneT samt den statseide tyske finansieringsinstitusjonen KfW eier 25 prosent hver. Forbindelsen mellom Norge og Tyskland vil være på 1400 MW. Tilkoblingspunktene for kabelen vil være den nye stasjonen Ertsmyra i Sirdal på norsk side og Wilster i Schleswig-Holstein på tysk side. Planen er at denne forbindelsen skal ferdigstilles i 2019, og at den etter en periode med prøvedrift skal settes i kommersiell drift i 2020. Fremdriftsplanen ble justert som følge av forhandlinger med leverandørene for prosjektet for å sikre at hensynet til kostnadseffektivitet og kvalitet ble ivarettatt.

Eierne fattet en endelig investeringsbeslutning i februar 2015, og i mars inngikk de kontrakt med hovedleverandørene av kabel og strømretteranlegg både for produksjon og installasjon. Prosjektets kostnader er fortsatt innenfor det samme estimatet som tidligere er kommunisert i Oppdatert investeringsplan 2014. Totalkostnaden for prosjektet vil påvirkes av utviklingen i valutakursen i prosjektets gjennomføringsfase. Arbeidet med å tilrettelegge for kabelen fra ilandføringspunkt i Flekkefjord til tilknytningen til sentralnettet i Sirdal er i gang.

NSN Link er et prosjekt der Statnett eier 50 prosent og britiske National Grid eier 50 prosent. Forbindelsen mellom Norge og Storbritannia vil være på 1400 MW. Tilkoblingspunktene for kabelen vil være Kvilldal i Suldal på norsk side og Blyth i Northumberland på britisk side. Planen er at forbindelsen

skal settes i drift i 2021. Det har tidligere vært en ambisjon om å sette kabelen i drift i 2020, men dette er endret på grunn av kapasitetssituasjonen på leverandørsiden. Eierne fattet en endelig investeringsbeslutning i mars 2015 og inngikk kontrakt med leverandørene i juli 2015.

Prosjektets kostnader er fortsatt innenfor samme estimat som tidligere kommunisert i Oppdatert investeringsplan 2014. Totalkostnaden for prosjektet vil kunne påvirkes av utviklingen i valutakursen i prosjektets gjennomføringsfase.

Forventet kostnad og fremdriftsplan per september 2015

	Forventet kostnad	Gitt konsesjon	Forventet ferdigstillelse	Behov
NordLink: Kabel til Tyskland	1,5-2,0 mrd. EUR**	2014	2019***	Handelskapasitet
NSN Link: Kabel til Storbritannia	1,5-2,0 mrd. EUR**	2014	2021	Handelskapasitet

** Utgjør prosjektets totale kostnadsestimat. Statnetts andel er 50 prosent

*** Kommersiell drift planlegges i løpet av 2020



Foto: Statnett

Statnett SF
Nydalen Allé 33, 0484 Oslo
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
Fax: 23 90 30 01
firmapost@statnett.no

www.statnett.no

Statnett