

Nettutviklingsplan 2013



Nasjonal plan for
neste generasjon
kraftnett

Statnett

Nettutviklingen binder Norge sterkere sammen

Region Nord

I region Nord planlegges nytt nett fra Ofoten og nordover. Først bygges Ofoten – Balsfjord som gir sikrere kraftforsyning i regionen. Videreføring fra Balsfjord til Skaidi og Varangerbotn tilpasses forbruksutviklingen. I Nordland åpner spenningsoppgradering og økt transformorkapasitet for ny produksjon.

Region Sør

I region Sør bedres forsyningen til Sør-Rogaland med Lyse – Stølaheia (konsesjon forventes 2015). Oppgradering av Østre korridor (2014) og Vestre korridor (mot 2020) er nødvendig for tilknytning av nye mellomlandsforbindelser og gir bedre forsyningssikkerhet på Sør- og Østlandet.

Region Midt

I region Midt vil forbindelsen Ørskog – Sogndal gi tilfredsstillende forsyning i regionen i 2016. Statnett vil legge til rette for utbygging av vindkraft på Fosen og i Snillfjordområdet ved å bygge nødvendige nettforsærkninger når vindkraftaktørene tar investeringsbeslutning.

Region Øst

I region Øst er nye transformatorer viktig for forsyningssikkerheten i et område med et aldrende nett og stor befolknings- og forbruksvekst. Prosjektet Nettplan Stor-Oslo anbefaler spenningsoppgradering av dagens sentralnett i Stor-Oslo til 420 kV. Tempo og omfang tilpasses forbruksveksten.



Region Vest

Forsyningssikkerheten på Vestlandet bedres med Sima – Samnanger (ferdig 2013), og Ørskog – Sogndal (2016). Forsyningen til Bergen sikres med Kollsnes – Mongstad og Mongstad – Modalen. Nye forbindelser og økt transformator kapasitet er nødvendig for ny fornybar produksjon.

Norden og Europa

Statnetts planlagte mellomlandsforbindelser består av tre prosjekter: En forbindelse til Danmark (Skagerrak 4) på 700 MW blir ferdig i 2014. Videre planlegges en forbindelse til Tyskland på 1400 MW med idriftsettelse i 2018 og en forbindelse til England på 1400 MW med idriftsettelse i 2020.

Innhold

Forord	1
Sammendrag	2
Del 1 Statnetts samfunnsoppdrag – forsyningsikkerhet, verdiskaping og gode klimaløsninger	10
1 Statnett binder Norge sammen	12
2 Strømmen må leveres til enhver tid	24
3 Drivkrefter som øker behovet for nett	28
4 Norge trenger neste generasjon sentralnett	43
5 Et historisk høyt investeringsomfang	46
6 Vi er i gang med å bygge	51
Del 2 Regional, nasjonal, nordisk og europeisk nettutvikling	56
Vi må styrke sentralnettet langs kysten	58
7 Nettutvikling i Region Nord	61
8 Nettutvikling i Region Midt	69
9 Nettutvikling i Region Vest	77
10 Nettutvikling i Region Sør	85
11 Nettutvikling i Region Øst	95
12 Tettere kobling mot Norden og Europa	103

Forord

Statnett skal sikre god forsyning i alle deler av landet, bidra til økt verdiskaping for det norske samfunnet, og legge til rette for klimavennlige løsninger.

Vi er nå i gang med å realisere neste generasjon sentralnett. I 2012 og 2013 har vi årlig ferdigstilt og oppgradert mer enn dobbelt så mange kilometer ledning som de foregående årene. Byggeaktiviteten vil fortsette å øke mot historiske høyder. Statnett jobber både internt og sammen med leverandørene for å øke gjennomføringskapasiteten på en kostnadseffektiv måte – samtidig som vi skal ivareta HMS og opprettholde stabil drift i en periode med høy utbyggingsaktivitet.

Siden forrige Nettutviklingsplan ble utgitt i 2011 har flere forhold tydeliggjort behovet for et sterkere nett: Stortinget har gitt sin tilslutning til strengere krav til forsyningssikkerhet, mål om økt fornybar kraftproduksjon er vedtatt og elsertifikatmarkedet er implementert. Den senere tid er det gjort flere nye petroleumsfunn. Investeringsavklaringer om elektrifisering på land og til havs vil påvirke fremdriften i nettutbyggingen.

Gjennom nybygging og ombygging skal vi de neste to tiårene styrke nettinfrastrukturen i Norge, i takt med behovene, og slik sikre «ryggraden» i det norske kraftsystemet. Selv om framtiden er usikker, er vi overbevist om at den vil bli stadig mer elektrisk!

Oslo, oktober 2013



Gunnar G. Løvås
Konserndirektør Strategi og Samfunnskontakt

Sammendrag

Vi er nå i gang med å realisere neste generasjon sentralnett. Byggeaktiviteten er på vei mot historiske høyder.

Statnett lanserte i 2009 planen om neste generasjon sentralnett, en plan om å oppgradere og investere i ny nettkapasitet – for å legge til rette for god forsyningssikkerhet, økt verdiskaping i hele landet og en mer klimavennlig energisektor. Siden forrige Nettutviklingsplan ble utgitt i 2011, har flere forhold tydeliggjort behovet for et sterkere nett. Vi er nå i gang med å realisere neste generasjon sentralnett. Byggeaktiviteten er på vei mot historiske høyder. I 2012 og 2013 har vi årlig ferdigstilt og oppgradert mer enn dobbelt så mange kilometer ledning som de foregående årene.

Behovet for neste generasjon sentralnett har økt

Sentralnettet er aldrende

I en femtenårsperiode fra begynnelsen av 90-tallet opplevde vi en betydelig forbruksøkning uten tilsvarende investeringer i sentralnettet. Norge har i dag et av Europas mest effektive og smarte kraftnett hvor kapasiteten er høyt utnyttet. Statnett fortsetter å utvikle smarte løsninger for driften av fremtidens kraftsystem, men investeringer i det fysiske nettet er en forutsetning for å kunne videreutvikle gode driftsløsninger. Store deler av dagens sentralnett ble bygd på 60- og 70-tallet, og teknisk levetid for flere av stasjonsanleggene er i ferd med å løpe ut. Omfanget av reinvesteringer som er nødvendig for å opprettholde en tilfredsstillende driftssikkerhet er blitt tydeligere de par siste årene og er en viktig driver for neste generasjon sentralnett.

Store deler av dagens sentralnett ble bygd på 60- og 70-tallet, og teknisk levetid for flere av disse anleggene er i ferd med å løpe ut.

Forsyningssikkerhet har høy prioritet

Sikker kraftforsyning er en bærebjelke i dagens samfunn. I områdene Bergen (BKK-området), Sør-Rogaland, Midt-Norge og Nord-Norge er det behov for ny overføringskapasitet for å sikre en tilfredsstillende forsyning. I februar 2012 kom Nettmeldingen "Meld. St. 14 (2011-2012) Vi bygger landet – om utbyggingen av strømmettet". Denne tydeliggjør Statnetts samfunnsoppdrag og gir en overordnet forankring av våre planer. Dette innebærer at Statnett skal ta utgangspunkt i å planlegge investeringer i sentralnettet ut i fra at feil på én komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd i strømforsyningen (N-1-kriteriet). Nettmeldingen legger også vekt på at det ofte vil være bedre å bygge for mye nett enn for lite nett, og at vedvarende prisforskjeller mellom områder bør unngås når dette er samfunnsmessig rasjonelt.

Nettet skaper verdier

Statnett vil legge til rette for verdiskaping ved å sikre nødvendig overføringskapasitet innenlands, levere kraft til ny lønnsom virksomhet, samt legge til rette for økt kraftutveksling med utlandet. Det er en rekke planer om nytt forbruk

Statnetts planer legger til rette for mer enn 13,2 TWh ny fornybar kraftproduksjon i Norge.

Flere tilfeller av ekstremvær, som stormen Dagmar i desember 2011, og flere havarier i våre anlegg har også understreket sårbarheten i kraftsystemet og viktigheten av et sterkt sentralnett med tilstrekkelig reservekapasitet.

langs hele den norske kysten knyttet til ny kraftkrevende industri og petroleumsvirksomhet. I 2012 og 2013 er det gjort nye betydelige petroleumsfunn, og det er økt optimisme om ytterligere funn. Deler av den kraftintensive industrien har vekstplaner på sikt, tross en krevende situasjon i mange produktmarkeder.

Fornybarsatsingen krever mer nett

Europeisk, nordisk og nasjonal klimapolitikk gjør det mer lønnsomt for aktørene å investere i ny fornybar produksjon gjennom incentiver og støtteordninger. Siden 1. januar 2012 har vi hatt et felles norsk-svensk elsertifikatmarked, der Sverige og Norge er forpliktet til å finansiere 13,2 TWh hver. Statnetts planer legger til rette for mer enn 13,2 TWh ny fornybar kraftproduksjon i Norge, gitt en fornuftig lokalisering. Det er et stort potensial for ny fornybar produksjon til konkurransedyktige kostnader i Norge, men kostnader for nødvendig nettkapasitet er sterkt avhengig av lokalisering av den nye kraftproduksjonen. En viktig oppgave for Statnett er derfor å informere om behov for nettutvikling, og om hvor det er rasjonelt å lokalisere ny fornybar produksjon. Det største potensialet for småkraft finnes på Vestlandet og i Nordland, og Statnett prioriterer å tilrettelegge for dette. Når det gjelder vindkraft er det fortsatt stor usikkerhet både om investeringsbeslutninger blir tatt og hvor prosjektene lokaliseres.

Utfordringer i systemdriften

De senere årene har nye forbruks- og produksjonsrekorder satt kraftsystemet på nye prøver. I 2012 ble det satt produksjonsrekord for ett kalenderår med 147,9 TWh. I januar 2013 hadde vi både produksjons- og forbruksrekord for én time med henholdsvis 26 167 MW (16. januar) og 24 180 MW (24. januar). Import- og eksportrekorder gir også utfordringer og viser hvordan enda større svingninger i systemet fremover vil kunne påvirke driften. Systemdriften må tilpasses et annerledes flytmønster i takt med kapasitetsøkningen som planlegges frem mot 2020, både i Norge og mot utlandet.

Flere tilfeller av ekstremvær, som stormen Dagmar i desember 2011, og flere havarier i våre anlegg har også understreket sårbarheten i kraftsystemet og viktigheten av et sterkt sentralnett med tilstrekkelig reservekapasitet.

Oppgradering av et nett som er høyt utnyttet er i seg selv en utfordring fordi mulighetene for nødvendige utkoblinger under byggeperioden blir begrenset, og systemdriftskostnadene kan bli store. Denne innsikten gjør at vi tar hensyn til utkoblingsplaner i prosjektutviklingen allerede i et tidlig stadium.

Befolkningsvekst i byene stiller krav til helhetlig nettplanlegging

Det er stor usikkerhet i utviklingen i alminnelig forbruk de neste tiårene. Energieffektivisering og nye byggestandarder vil i enkelte områder redusere forbruket, men den store befolkningsveksten i byer som Oslo, Bergen og Stavanger – samt elektrifisering av stadig nye bruksområder – trekker i motsatt retning. Samlet sett må vi derfor ta høyde for økt effektforbruk i de store byområdene.

Nettutviklingen binder Norge sterkere sammen

Nettutvikling i region Nord

Forsyningssikkerheten i regionen er utsatt. Flere hendelser de siste årene har resultert i omfattende strøbrudd på grunn av manglende nettkapasitet ved feil. Dagens nett på 132 kV, nord for Balsfjord og i Lofoten, har begrenset kapasitet.

Statnetts nettutviklingsplan innebærer at vi bygger nytt nett på 420 kV fra Ofoten og nordover, der planen har fire etapper. Første etappe er å bygge forbindelsen Ofoten-Balsfjord. Det bidrar til at området fra nord i Nordland, Troms og Finnmark får sikrere kraftforsyning. Statnett har fått endelig konsesjon fra OED for denne strekningen. Planlagt byggestart er i 2014 med forventet byggetid på om lag tre år. Neste etappe innebærer videreføring fra Balsfjord til Skaidi, for å styrke forsyningssikkerheten i Finnmark og legge til rette for forbruksøkninger. Statnett har fått konsesjon fra NVE, men saken er nå til klagebehandling hos OED. Planen om å bygge denne strekningen ligger fast, men tempoet tilpasses utviklingen i kraftforbruket. Forbruksveksten i Finnmark på kort sikt har i løpet av det siste året blitt mer usikker. Høsten 2012 ble utvidelsen på Snøhvit (Tog 2) utsatt på ubestemt tid. Flere gruveprosjekter er også uavklart eller utsatt. Tredje etappe er strekningen Skaidi-Hammerfest. Denne bygges når industrien i Hammerfest har behov for økt kapasitet og forsyningssikkerhet.

På lengre sikt kan forbruket lengst nord øke betydelig. Leteaktiviteten etter olje og gass i Barentshavet er stor. Flere funn de siste par årene har gitt økt optimisme om ytterligere funn. Det er dog stor usikkerhet hvorvidt det er både teknisk mulig og økonomisk lønnsomt med omfattende elektrifisering. For å være i forkant av utviklingen, og kunne levere kraft til ny virksomhet i Øst-Finnmark, sikter Statnett mot å søke konsesjon for den fjerde etappen, Skaidi-Varangerbotn, i løpet av 2015. Fremdriften vil primært styres av behovet for kraft til ny, større industriell virksomhet.

Den planlagte 420 kV-forbindelsen nordover fra Balsfjord vil gi mulighet for noe forbruksøkning i nordområdene innenfor kravet om sikker drift. Forsyningen vil fortsatt være sårbar fordi vi kun har én 420 kV-forbindelse fra Balsfjord og nordover. Hvis det blir en betydelig forbruksøkning er det nødvendig med ytterligere investeringer for å gi normal forsyningssikkerhet (N-1). Statnett vil vurdere behovet for ytterligere investeringer på et senere tidspunkt, og hensynta nytt forbruksbehov for kapasitet og forsyningssikkerhet.

I Øst-Finnmark har Statnett nylig satt i drift en ny 132 kV-kraftledning fra Varangerbotn til Skogfoss som øker forsyningssikkerheten i området.

I Øst-Finnmark har Statnett nylig satt i drift en ny 132 kV-kraftledning fra Varangerbotn til Skogfoss som øker forsyningssikkerheten i området.

Lofoten og Vesterålen er i dag uten reserve ved feil i nettet i enkelte perioder med høyt forbruk vinterstid. Statnett gjør omfattende tiltak både ved reinvesteringer i kabelanlegg og installering av utstyr for spenningsregulering for å utnytte eksisterende nett best mulig. Deler av nettet er modent for oppgradering og Statnett vil gjennomføre en utredning for å finne løsninger for en sikker strømforsyning på lang sikt. Dette må skje i samarbeid med de regionale nettselskapene i området.

I Nordland sør for Ofoten er det i dag et betydelig kraftoverskudd. Dette er forventet å øke frem mot 2020 som følge av utbygging av ny fornybar kraft, hovedsaklig vannkraft. Nordland har store fornybarressurser i nasjonal målestokk. Statnett prioriterer derfor å øke transformator kapasiteten for å kunne knytte ny produksjon på sentralnettet: I Svartisen og Kobbelv har vi fått endelig konsesjon, og forventet idriftsettelse er innen tre år. I Salten avventes klagebehandling hos OED. I forbindelse med Statkraft sin utvidelse i Nedre Røssåga og planer om tilknytning på 420 kV vil Statnett søke konsesjon for nytt koblingsanlegg i stasjonen. Forventningen om økt kraftoverskudd i Nordland gjør at vi planlegger å oppgradere 300 kV forbindelsen fra Røssåga til Midt-Norge. På sikt kan det bli behov for å oppgradere den andre 300 kV forbindelsen.

Nettutvikling i region Midt

Midt-Norge har i dag et kraftunderskudd og det er varslet forbruksvekst i industri og petroleumsvirksomhet. 420 kV forbindelsen mellom Midt-Norge og Sogndal (Ørskog-Sogndal) vil gi en tilfredsstillende forsyningssituasjon i regionen når denne står ferdig i 2016. Denne vil også gi rom for ytterligere forbruksøkning i området, for eksempel knyttet til petroleumsindustrien, samt legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre.

Det er mange planer for ny vindkraftproduksjon i Midt-Norge. På Fosen og i Snillfjordområdet har prosjekter med en samlet kapasitet på 1300 MW fått endelig konsesjon fra OED. OED har samtidig gitt endelig konsesjon på en ny gjennomgående 420 kV forbindelse fra Namsos via nye transformatorstasjoner i Roan, Storheia og Snillfjord til Trollheim. Statnett vil legge til rette for utbygging av vindkraftverkene gjennom å bygge de nødvendige nettførsterkningene når vindkraftaktørene tar investeringsbeslutning. Statnetts plan innebærer en tretrinns utbygging: Først bygges Namsos-Roan-Storheia når det er investeringsbesluttet minst 600 MW vindkraft på Fosen. Dernest bygges Snillfjord-Trollheim når det er investeringsbesluttet minst 400 MW vindkraft i Snillfjord. Til slutt bygges forbindelsen over Trondheimsfjorden (Storheia-Snillfjord) når behovet for overføring i nord-sørretning er tilstrekkelig stort.

På Nyhamna ligger Ormen Lange med ensidig forsyning, og det foreligger planer om betydelige forbruksøkninger. OED har pålagt Shell, driftsoperatøren, å utrede den samfunnsøkonomiske betydningen av å etablere tosidig forsyning, innen 1. juli 2014.

Transitt av kraft fra overskuddsområdet i Nordland og fremtidig overføringsbehov mellom Østlandet og Midt-Norge er en viktig driver for videre nettutvikling på lengre sikt. Statnetts plan er å oppgradere eksisterende 300 kV-forbindelser nord-sør for å kunne håndtere økt kraftflyt på denne strekningen. Mye er allerede oppgradert de

Forsyningssikkerheten for Vestlandet som helhet bedres betydelig med Sima-Samnanger.

Statnett forventer at en stor andel av kraften som skal realiseres gjennom elsertifikatmarkedet vil komme på Vestlandet.

siste årene, og fremover prioriteres oppgraderinger av strekningen Namsos-Klæbu-Aura. På lengre sikt vil det kunne være behov for oppgraderinger i Gudbrandsdalen.

Nettutvikling i region Vest

For å legge til rette for sikker strømforsyning, ny fornybar kraftproduksjon, industriutvikling og elektrifisering av petroleumssektoren trengs betydelige investeringer i sentralnettet i regionen. Utviklingen av kraftsystemet både innenfor og utenfor regionen taler for at nettet bør få økt kapasitet nord-sør langs kysten.

Forsyningssikkerheten for Vestlandet som helhet bedres betydelig med Sima-Samnanger (ferdig høsten 2013) og Ørskog-Sogndal. For å sikre forsyningen internt i området og inn mot Bergen og Kollsnes planlegger BKK Nett å bygge forbindelsen Kollsnes-Mongstad-Modalen. Kollsnes-Mongstad har endelig konsesjon og planlegges satt i drift i 2017. NVE oversendte i september 2013 innstilling til OED om å gi konsesjon for Mongstad - Modalen.

Statnett forventer at en stor andel av kraften som skal realiseres gjennom elsertifikatmarkedet vil komme på Vestlandet ettersom kostnadene for småkraft her er lave og avstanden til markedet er kort. I tillegg til de nevnte ledningsprosjektene må transformatorkapasiteten i mange stasjoner økes for at sentralnettet skal kunne ta i mot denne produksjonen. Større kapasitetsutvidelser i transformatorer planlegges i Røldal, Åsen, Mauranger, Samnanger, Evanger, Refsdal og Leirdøla.

På vegne av lisenshaverne på Utsirahøyden har Statoil startet konsesjonsprosessen for strømforsyning til oljefeltene Johan Sverdrup, Ivar Aasen, Edvard Grieg og Gina Krog gjennom en sjøkabel fra Kårstø. I tillegg har Hydro lansert planer om en pilot for å teste ny teknologi for aluminiumsproduksjon på Karmøy. Dersom rammevilkårene og markedsutsiktene tilsier det, kan det bli aktuelt å utvide piloten til et fullskala anlegg. I sum vil dette bidra til at forbruket i Sunnhordland dobles, og betydelige nettinvesteringer kreves for å legge til rette for sikker strømforsyning. Statnett vurderer at det er rom for forbruksøkningen på Utsirahøyden og Hydros pilotanlegg, forutsatt etablering av spenningsstøtte (SVC-anlegg), tilgang til gasskraftkapasitet på Kårstø eller offshore i kritiske driftssituasjoner, og trolig en ny ledning på strekningen Kårstø-Karmøy. Statnett vil sammen med regional planansvarlig og oppdragsgiver se på løsninger for å designe fremtidens nett i dette området.

I de kommende årene vil det bli behov for økt kapasitet fra Vestlandet og sørover. Statnett jobber sammen med nettselskapene BKK og SKL med konseptvalg-utredning for økt nettkapasitet mellom Samnanger og Sauda. Mest sannsynlig løsning er spenningsoppgradering av eksisterende nett. BKK har konsesjonssøkt oppgradering av sentralnettforbindelsen Samnanger-Evanger.

Nettutvikling i region Sør

Sør-Rogaland har ikke tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Strømforsyningen har i lengre perioder vinterstid ingen reserve. Området har hatt sterk vekst i både befolkning og strømforbruk de siste årene. Lyse Sentralnett søkte i mai i år konsesjon på en ledning fra Lyse til Stølaheia. Denne ledningen vil bedre strømforsyningen, samt legge til rette for videre oppgradering av sentralnettet i regionen.

Sør-Rogaland har ikke tilfredsstillende forsynings-sikkerhet. Strømforsyningen har i lengre perioder vinters-tid ingen reserve.

Statistisk sentralbyrå forventer videre en sterk befolkningsvekst i Stavanger-regionen i årene som kommer, og Lyse Elnett som regionalt utredningsansvarlig prognostiserer betydelig forbruksvekst fremover mot 2020. Lyse Elnett og Statnett vil samarbeide om å identifisere forsterkningsbehov i regional- og sentral-nettet i regionen utover planen om Lyse-Stølaheia. Det forventes å bli behov for kortsiktige tiltak knyttet til spenningsregulering og mer langsiktige tiltak, eksempelvis nye transformatorstasjoner og spenningsoppgradering av eksisterende ledninger.

Sør-Vestlandet har store fornybarressurser og det foreligger mange planer om ny produksjon fra både vind- og småkraft. Statnett har flere prosjekter som vil legge til rette for økt fornybarproduksjon. I Bjerkreim er det gitt endelig konsesjon til over 400 MW vindkraft, og Lyse Sentralnett har planer om å bygge Bjerkreim sentralnettstasjon. Transformatorkapasiteten mellom sentralnettet og regionalnettet vil øke betydelig i årene fremover, særlig i Vest-Agder. I tillegg til å legge til rette for fornybar produksjon vil dette bidra til styrket forsynings-sikkerhet i Kristiansand.

Mellomlandsforbindelsene til Danmark og Nederland gir stor transitt gjennom området, og nettet må håndtere store flytvariasjoner. Statnett planlegger oppgradering av nettet i regionen for å gi full utnyttelse av nye og eksisterende forbindelser mot Europa. Spenningsoppgradering av det eksisterende nettet i Østre og Vestre korridor vil øke kapasiteten for overføring av kraft mellom landsdelene og inn mot landingspunktene på eksisterende og nye mellomlandsforbindelser. Østre korridor vil gi en gjennomgående 420 kV-forbindelse fra Rød, nord for Grenland til Kristiansand. Oppgraderingen vil styrke forsynings-sikkerheten for Sør- og Østlandet og muliggjøre sanering av regionalnett i området.

Vestre korridor omfatter oppgradering til 420 kV av forbindelsene fra Kristiansand, via Feda, i sør til Sauda i nord. Vestre korridor er sammen med Østre korridor nødvendig for full utnyttelse av Skagerrak 4 og for tilknytning av nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og England. Flere nye transformatorstasjoner langs korridoren vil legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i regionen. Arbeidet med oppgradering av Kristiansand-Feda høsten 2013, markerte oppstart av første byggetrinn for et omfattende prosjekt som vil pågå frem til 2020. Strekningene Feda-Tonstad, Tonstad-Tjørhom-Lyse, Ertsmyra-Solhom og Lyse-Førre-Saurdal er konsesjonssøkt, mens strekningene Lyse-Sauda, Lyse-Duge, Solhom-Arendal, og Solhom stasjon er under planlegging.

Nettutvikling i region Øst

Det er omfattende utfordringer knyttet til reinvesteringsbehov og forventet befolknings- og forbruksvekst på Østlandet de neste 10-20 årene. De siste års ekstremvær har gitt kritiske feil i enkeltanlegg, og dette har ytterligere aktualisert behovet for reinvesteringstiltak for å opprettholde forsynings-sikkerheten. Over hele Østlandet vil det være behov for oppgradering og rehabilitering av stasjonsanlegg. I løpet av de neste to årene planlegges idriftsettelse av nye transformatorer i Sogn, Vågåmo, Follo, Tegneby, Fåberg og Tveiten, samt ferdigstilling av nye kabler i Ytre Oslofjord.

Statnett har gjennom Nettplan Stor-Oslo sett på alternativer for en langsiktig og helhetlig nettplan for Oslo-regionen i tett samarbeid med Hafslund Nett. Foreløpige konklusjoner er at oppgradering av dagens sentralnett i Stor-Oslo til 420 kV vil øke kapasiteten med 60 prosent og redusere arealbruken med 30 prosent. Oppgradering av nettet vil gi mulighet til å fjerne én av to ledningskorridorer gjennom Nordmarka mot Ringerike. Tilsvarende muligheter er det fra Oslo til Lillehammer. Flere av gevinstene ved redusert arealbruk vil først bli mulige når betydelige oppgraderinger er gjennomført. Noen av de identifiserte tiltakene bør gjennomføres den førstkomende tiårsperioden, mens hoveddelen av tiltakene først vil gjennomføres på lengre sikt i takt med behovsutviklingen.

Nettplan Stor-Oslo er det første prosjektet som, etter beslutning fra OED, er underlagt krav om ekstern kvalitetssikring og etterfølgende politisk behandling av konseptvalget. Statnett vil deretter videreutvikle konseptet, identifisere aktuelle tiltak, og fastlegge en plan for nettutviklingen i hovedstadsområdet.

Som følge av nye mellomlandsforbindelser og ny fornybar kraftproduksjon i andre deler av landet vil kraftflyten gjennom og til Østlandsområdet øke. For å møte fremtidig behov vil vi på sikt oppgradere forbindelsene i eksisterende korridorer. Første etappe blir trolig oppgradering av eksisterende nett mot Lillehammer/Fåberg og mot Hallingdal.

Uttevslingskapasitet mot utlandet er en integrert og viktig del av det norske sentralnettet.

Nettutvikling mot utlandet

Uttevslingskapasitet mot utlandet er en integrert og viktig del av det norske sentralnettet. Økt kapasitet vil bedre norsk forsyningssikkerhet, tilrettelegge for norsk verdiskaping og bidra til fremtidens klimavennlige energisystem.

Økt fornybar kraftproduksjon i Norge vil gi større forskjell på tørre og våte år. Det er rasjonelt å øke uttevlingskapasiteten med andre kraftsystem både for å sikre energitilgangen i tørre år og å sikre avsetning for norsk overskuddskraft i våte år.

Statnetts planlagte mellomlandsforbindelser består av tre prosjekter: En forbindelse til Danmark (Skagerrak 4) på 700 MW er under bygging, og følger plan om idriftsettelse i 2014. Tilknytningspunkt i det norske nettet er i Kristiansand. Videre planlegges en forbindelse til Tyskland på 1400 MW med idriftsettelse i 2018. Tilknytningspunkt i Norge er i Ertsmyra i Sirdal kommune. I tillegg planlegges en forbindelse til England på 1400 MW med idriftsettelse i 2020. Tilkoblingspunkt i Norge er i Kvilldal i Suldal kommune.

De tre forbindelsene gir til sammen 3500 MW ny kapasitet fra Norge og ut av det nordiske kraftsystemet, i tillegg til dagens 1700 MW. Med dagens kunnskap om begrensninger i det innenlandske nettet er Statnetts vurdering at det ikke er plass til mer enn de planlagte mellomlandsforbindelsene før 2020. Vårt fokus fremover vil være på å realisere disse planlagte prosjektene. På bakgrunn av driftserfaringer med de nye mellomlandsforbindelsene og annen ny informasjon vil det åpnes opp for ytterligere mellomlandsforbindelser etter 2020 dersom det vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Statnetts planer tilsvarer forventede nettinvesteringer på 5-7 milliarder årlig de neste ti årene.

Investeringsnivået fremover

Statnett vurderer kostnader og nytte for hvert enkelt prosjekt nøye og søker etter kostnadseffektive løsninger. Med lang utviklingstid for prosjektene vil det kunne oppstå endringer i forbruk og produksjon som endrer den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Dette vurderes fortløpende slik at vi kan omprioritere og frigjøre ressurser til de til enhver tid viktigste tiltakene. Eksempelvis ble den norske delen av Sydvestlinken terminert i 2013 fordi prosjektet ikke lenger ble vurdert som lønnsomt. Nye behov som dukker opp kan utløse nye prosjekter og tiltak både på kort og lang sikt.

Statnetts planer tilsvarer forventede nettinvesteringer på 5-7 milliarder årlig de neste ti årene. En utbyggingskapasitet som tilsvarer dette investeringsnivået gir muligheter til å bygge et sentralnett som svarer på fremtidens utfordringer samtidig som strømmen til enhver tid blir levert. Fordi det tar flere år å bygge opp og ned kapasitet, både hos Statnett og hos leverandørene, er det kostnadseffektivt å unngå store svingninger i investeringsnivå fra år til år. Dette gir også fordeler i form av en jevnere økning i tariffen for kundene i sentralnettet.

I løpet av de neste ti årene skal vi etter planen ha kommet betydelig på vei mot en oppgradering av hele det norske sentralnettet med et stort løft i kapasitet. Dette tilsier at investeringsnivået vil bli noe lavere i den påfølgende tiårsperioden. Det vil imidlertid være behov for reinvesteringer og oppgraderinger som drives av anleggenes alder og tekniske tilstand, samt spenningsoppgraderingsprosjekter også i denne perioden. Det er også sannsynlig at det oppstår nye behov som kan kreve nye investeringer. En storskala elektrifisering av nye petroleumsinstallasjoner i nord eller eventuelle nye fornybarmål vil for eksempel kunne utløse nettinvesteringer utover det som er identifisert i dag. Alt i alt forventer vi at det vil være behov for betydelige investeringer også i den andre tiårsperioden, men at det årlige investeringsnivået trolig vil ligge en del lavere enn i første tiårsperiode.



Del 1: Statnetts samfunnsoppdrag –
Forsyningssikkerhet,
verdiskaping og
gode klimaløsninger

Statnett binder Norge sammen

Statnetts oppgave er å sørge for at det norske sentralnettet bygges ut og driftes på en samfunnsmessig rasjonell måte.

1.1 Statnett har et samfunnsoppdrag

Statnett har på vegne av samfunnet ansvaret for å drifte og utvikle sentralnettet i Norge. Statnetts oppgave er å sørge for at det norske sentralnettet bygges ut og driftes på en samfunnsmessig rasjonell måte. Vi skal sørge for sikker tilgang på strøm i hele landet og legge til rette for verdiskaping og gode klimaløsninger.

Statnett utvikler sentralnettet i takt med samfunnets behov. Vi har plikt til å knytte alle forbrukere som ønsker det til sentralnettet. Også ny kraftproduksjon har krav på tilknytning så sant dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Samtidig har Statnett et ansvar for å opprettholde kvaliteten på eksisterende anlegg og å drive nettet på en forsvarlig måte. Behovet for overføring av strøm skal imøtekommes med minst mulig kostnad og ulempe for samfunnet. Vi skal være kostnadseffektive og miljøeffektive. Det innebærer at vi er opptatt av å bevare biologisk mangfold og å minimere inngrep i naturen når vi planlegger nettanlegg.

■ Nettet er et naturlig monopol

Et sammenhengende og koordinert overføringsnett er mye billigere enn uavhengige parallelle overføringssystemer. Disse egenskapene gjør at strømmettet lokalt, regionalt og nasjonalt betegnes som et naturlig monopol. For å sørge for effektiv drift og utvikling av strømmettet kontrolleres dette monopoliet av myndighetene. Statnetts hovedmål er å løse samfunnsoppdraget på en effektiv måte. Statnett er et statsforetak og eies av den norske staten ved Olje- og energidepartementet (OED). Hensikten med eierskapet er at Statnett skal styre ut fra samfunnsmessige og samfunnsøkonomiske hensyn.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) står for den løpende kontrollen av Statnett. NVE vurderer effektiviteten i Statnett, bestemmer (reglene for) tillatt totalinntekt og hovedprinsippene for tariffutforming. I tillegg er det også NVE som gir konsesjon til nye nettanlegg. OED er ankeinstans.

1.2 Nettet tilpasses overføringsbehovene til forbrukere og kraftprodusenter

■ Sentralnettet binder landsdelene sammen

Sentralnettet består av ledninger og kabler på høyest spenningsnivå, og skal binde produksjon og forbruk sammen mellom regioner og landsdeler. Sentralnettet består i all hovedsak av ledninger med spenningsnivå på 300 kV og 420 kV, men i landsdeler der det høyeste spenningsnivået er 132 kV defineres disse ledningene som sentralnett. Alle mellomlandsforbindelser er også definert som sentralnett.

Sentralnettet gir bedre forsyningssikkerhet gjennom effektiv utnyttelse av Norges vannkraftressurser

Kraftproduksjonen i Norge består hovedsakelig av vannkraft og utbyggingen av sentralnettet har gjort det mulig å utnytte den variable tilgangen på vannkraft mer effektivt. Opprinnelig ble strøm produsert og brukt lokalt. Var det lite vann i magasinene måtte alternativer som olje- og vedfyring tas i bruk, eller strømmen rasjoneres. Etter hvert som forbruket hos husholdningene økte i byene, fjernet fra de største vannkraftressursene, ble nasjonale overføringsledninger for strøm gradvis bygget ut.

Samlokalisering av forbruk og produksjon kan gi mindre behov for overføring av strøm. Eksempler på dette er hvordan kraftkrevende industri historisk har blitt lokalisert i nærheten av store vannkraftverk. For å sikre effektiv utnyttelse og sikker drift av både industrianlegg og kraftverk, er det i dag vanlig med en sterk tilknytning til det øvrige nettet. Det gjør det mulig å opprettholde industriproduksjonen hvis den lokale kraftproduksjonen svikter, og vannkraftverket får avsetning for kraften hvis industriforbruket stopper midlertidig eller varig.

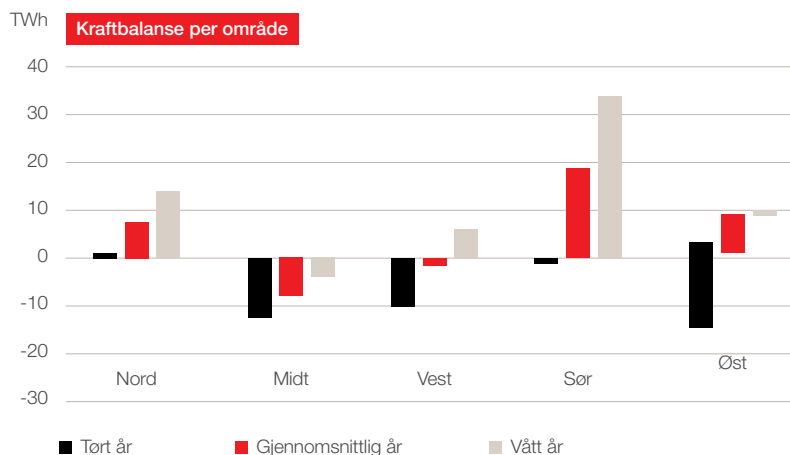
Store variasjoner mellom områder og sesonger

Magasinkapasiteten er ikke like stor i alle regioner og tilsigene (nedbøren) varierer betydelig. Et område kan i perioder få mer nedbør enn det som er nødvendig for å dekke kraftforbruket, mens det i andre perioder er langt mindre enn det som trengs. Ved å bygge overføringskapasitet mellom ulike landsdeler kan en region med god magasinfylling og relativt lite forbruk overføre kraft til en region med svakere forsyning. Denne handelen bidrar til høyere samlet produksjon siden det blir mindre spill av kraft i overskuddssituasjoner, og til økt forsyningssikkerhet ved at områder som har sviktende tilsig kan få tilført kraft fra andre områder.

I figuren på neste side presenterer vi en beregning av hvordan tilsig og temperaturer fra årene 1962-2008 vil påvirke kraftbalansen i hver region, gitt dagens

Figur 1

Figuren viser et simulert utfallsrom for de regionale kraftbalansene. Områdeinndelingen samsvarer ikke hundre prosent med vår inndeling i planområder beskrevet i del II.



Noen områder kan ha risiko for knapphet i tørre år spesielt om vinteren. Samtidig kan det samme området ha problemer med å få utnyttet et kraftoverskudd i våte år.

Den *gjennomsnittlige* kraftbalansen i en region over året gir et interessant og viktig bilde av forsyningssituasjonen, men forteller ikke hele historien om nettbehovene. Noen områder kan ha risiko for knapphet i tørre år spesielt om vinteren. Samtidig kan det samme området ha problemer med å få utnyttet et kraftoverskudd i våte år, spesielt om sommeren når forbruket er lavt. Området rundt Bergen, det såkalte BKK-området, er et eksempel på dette. I slike områder kunne store magasiner i teorien bidra til å jevne ut tilgangen, men i praksis er det lite realistisk å bygge nye store magasin. Da blir forsterkning av nettet den beste løsningen, siden nettet både kan transportere ut et overskudd når det er behov for det, og sikre import i perioder hvor de lokale tilsigene er utilstrekkelige.

Figur 2

Oppdemming av vann i magasiner gjør det mulig å spare på vannet slik at vannkraftprodusentene kan produsere også når det ikke regner. Bildet er fra Sysendammen i Eidfjord kommune.



Det kan ta opp til ti år, og i noen tilfeller enda lenger tid, å etablere nye kraftledninger.

Regionale energibalanser og overføringsbehov kan endre seg raskt

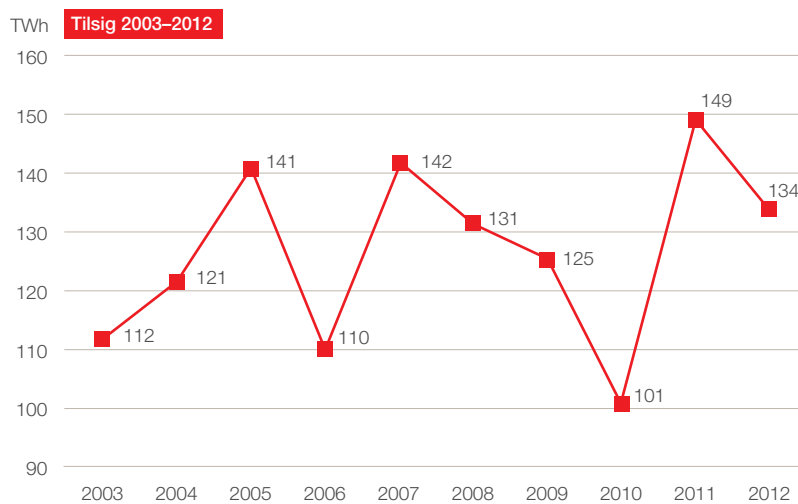
De siste ti årene har tydelig vist at regionale kraftbalanser kan endre seg raskt. Vanlig forbruk av kraft i husholdninger og tjenesteyting utvikler seg relativt langsomt, men det kan i løpet av få år etableres store forbruksenheter innen kraftintensiv industri, eller store uttak av kraft til petroleumssektoren. Like etter årtusenskiftet forventet Statnett et kraftoverskudd i Midt-Norge, siden det var planlagt mye gasskraft i regionen. Imidlertid endret gasspriser og andre forhold seg slik at investeringene uteble, samtidig som forbruket i industrien vokste betydelig. Dermed oppsto det et stort kraftunderskudd i regionen, forsyningssikkerheten ble svekket og kraftprisene ble i perioder høyere enn i andre deler av landet. Med gjennomførte og pågående forsterkninger vil Midt-Norge få en god forsyning.

Det kan ta opp til ti år, og i noen tilfeller enda lenger tid, å etablere nye kraftledninger. Med rask vekst i forbruket i et område, er det derfor en fordel at nettet er best mulig forberedt på veksten. Er nettet for svakt kan det være nødvendig å utsette etablering av nye virksomheter eller lokalisere dem et annet sted. Det kan gi redusert verdiskaping.

Handel demper svingningene i norsk hydrologi

En gradvis økende handelskapasitet til våre naboland har gjort det lettere å eksportere kraft i våte år og importere i tørre år. Den nasjonale og internasjonale utvekslingen av kraft har vært viktig, siden de samlede tilsigene til norske vannkraftverk kan variere med mer enn +/- 25 prosent sammenlignet med et normalår. Med dagens vannkraftsystem betyr dette at tilsiget av vannkraft kan være under 100 TWh i et tørt år og mer enn 150 TWh i et vått år. Vannmagasinene har en samlet kapasitet på 84 TWh og er en viktig buffer for å jevne ut tilsigsvariasjoner. Mange av magasinene har også en viktig rolle med å lagre vann fra sommerhalvåret til vinterhalvåret. Magasinene klarer ikke å håndtere alle lokale og nasjonale svingninger i tilgangen på vann. Derfor er handel mellom regioner og med våre naboland i Nord-Europa viktig for å sikre en robust og effektiv kraftforsyning.

Figur 3
Tilsig de siste ti år.
Kilde: Nordpool og NVE.



1.3 Økt overføringskapasitet gir likere priser

Prisforskjeller mellom områder gjenspeiler om overføringsbegrensninger i nettet

Norge, Sverige og Danmark er delt inn i prisområder som brukes til å håndtere større overføringsbegrensninger i nettet. I hvert område melder produsentene hver dag inn sin tilbudskurve for det kommende døgnet og forbrukerne melder inn sin forventede etterspørsel. Hvis det ikke er overføringsbegrensninger i det nordiske kraftsystemet blir det lik pris i alle områder. Hvis derimot kraftflyten ved lik pris blir større enn tillatt kapasitet på enkelte forbindelser, blir prisene justert inntil den planlagte kraftflyten ikke lenger overskrider nettkapasiteten. Hvis vannkraftprodusentene i et område har stor tilgang på vann og ønsker å produsere mye, kan kraftflyten ut av området bli større enn nettet tåler. Lavere pris i overskuddsområdet bidrar til mindre produksjon slik at kraftflyten ikke overskrider nettets kapasitet. Tilsvarende vil høy pris i et underskuddsområde stimulere til høyere produksjon og hindre at nettkapasiteten overskrides.

Figur 4

Elspotinndeling gjeldende fra 1. november 2011.

Kilde: Nordpool



Også forbrukere kan tilpasse seg endring i priser. Hvis et område skulle få alvorlige forsyningsproblemer slik at prisutslagene blir svært høye, kan forbruket bli redusert. Det vil gjøre det lettere å håndtere en ekstrem situasjon.

På lang sikt kan prisområder ha en viss påvirkning på markedet. Hvis kostnadene ellers er like vil det være mer lønnsomt å lokalisere kraftintensiv industri i et område som periodevis kan ha lavere priser, og tilsvarende mindre lønnsomt å lokalisere ny kraftproduksjon i slike områder.

Siden 2010 har vi hatt totalt fem prisområder i Norge. Grensene justeres ettersom flaskehals i nettet oppstår eller ny nettkapasitet bygges ut. Fra 1. november 2011 ble Sverige delt inn i fire prisområder. Inndelingen har stor betydning for den daglige systemdriften av det nordiske systemet, ved at det blir en mer presis styring av flyten i nettet.

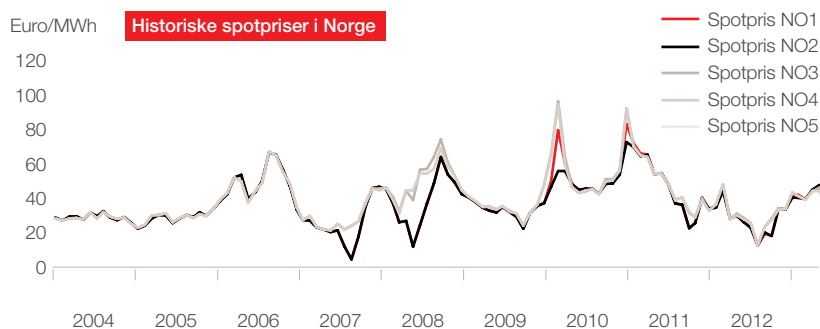
■ Systemansvarlig

Statnett har, gjennom rollen som systemansvarlig, ansvar for at prisområdeinndelingen er hensiktsmessig for håndtering av overføringsbegrensningene i nettet. Dette er en oppgave som er regulert gjennom NVEs Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, § 5:

”Systemansvarlig skal fastsette elspotområder for å håndtere store og langvarige flaskehals i regional- og sentralnettet. Systemansvarlig skal normalt fastsette separate elspotområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område.”

Figur 5

Gjennomsnittlig kraftpris per måned fra 2004 i de ulike norske prisområdene.



Fra midten av 2004 og frem til slutten av 2006 hadde vi bare to prisområder i Norge og prisforskjellene var heller ikke store. Fra slutten av 2006 og frem til slutten av 2008 hadde vi tre prisområder og prisnivået var ofte lavere i det nordligste prisområdet. Frem til april 2009 hadde vi igjen to prisområder og generelt mindre prisforskjeller før det ble tre prisområder ut året 2009 og høye priser fra Midt-Norge og sørover. I januar 2010 innførte Statnett fire prisområder. Siden 15. mars 2010 har vi hatt fem prisområder og prisnivåforskjeller mellom områdene har ikke vært betydelige over lengre perioder.

Mer variabel kraftproduksjon på grunn av utbygging av uregulert vannkraft og vindkraft og på grunn av klimaendringer, vil isolert sett bidra til større prisforskjeller. Et sterkere nett med vesentlig høyere overføringskapasitet vil på den annen side begrense prisforskjellene.

Neste generasjon sentralnett vil fjerne de fleste prisforskjellene i normale driftssituasjoner.

Myndighetene ønsker å begrense prisforskjellene

Neste generasjon sentralnett vil fjerne de fleste prisforskjellene i normale driftssituasjoner, men vil ikke gi lik pris i hele landet til enhver tid. Naturlige variasjoner i kraftproduksjonen og uventede endringer i forbruket vil fortsatt kunne føre til perioder med prisforskjeller. Å bygge ned alle flaskehalsene vil være svært kostbart og føre til unødvendige inngrep i natur og nærmiljø.

■ Neste generasjon sentralnett

For fire år siden formulerte Statnett strategien med å bygge neste generasjon sentralnett. Dette innebærer å øke overføringskapasiteten i hele det norske nettet i løpet av de neste 20 årene. Dette gjør vi blant annet ved å heve spenningsnivået til 420 kV innenlands og å utnytte eksisterende korridorer best mulig før vi bygger i helt nye traseer. Samtidig vil vi styrke forbindelsene til våre naboland i Norden og til Nord-Europa. Dagens sentralnett er for svakt til å møte fremtidens utfordringer og det er behov for et robust kystnært kraftnett fra Lindesnes til Nordkapp.

Gjennom Nettmeldingen (Stortingsmelding 14, 2011-2012) har Stortinget gitt føringer om at det ikke skal være langvarige, store forskjeller i strømpris mellom områder. Meldingen sier blant annet at «Prisområder skal ikke erstatte tiltak i nettet som utbedrer en for svak overføringskapasitet». Samtidig vektlegger meldingen at investeringene skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Det vil si at kostnaden ved investering i overføringskapasitet for å jevne ut prisforskjeller ikke må overstige den samlede nytten av tiltaket.

Når prisforskjellene er store og varige vil det i de fleste tilfeller være samfunnsøkonomisk lønnsomt å forsterke nettet. God overføringskapasitet gir mulighet til bedre utnyttelse av kraftverkene, øker forsyningssikkerheten, bidrar til mer effektiv konkurranse, reduserer risikoen for at nettet skal begrense verdiskapingen og samtidig gi mindre prisforskjeller i normale situasjoner.

For at et prosjekt skal gjennomføres må den totale nytten for samfunnet vurderes som større enn de tilsvarende ulempene.

1.4 Statnett skal finne samfunnsmessige rasjonelle løsninger for nettutviklingen

Statnetts vedtekter slår fast at nettinvesteringer skal være samfunnsøkonomisk rasjonelle. For at et prosjekt skal gjennomføres må den totale nytten for samfunnet vurderes som større enn de tilsvarende ulempene. Hver delstrekning i et prosjekt vil ikke alltid være lønnsom isolert sett, men være en forutsetning for nytten av den totale prosjektpakken. Dersom et tiltak må gjennomføres som følge av myndighetspålegg er kostnadsminimering kriteriet vi følger. Gjennom hele prosjektutviklingen ser vi på muligheter for å minimere inngrep i natur- og nærmiljø.

Vi går bredt ut når vi vurderer behovet for ny overføringskapasitet

Når vi bygger nye ledninger eller øker kapasiteten på eksisterende ledninger er det for å rette opp store og varige ubalanser mellom produksjon og forbruk. Utviklingen i lokal produksjon og forbruk fremover vil påvirke nettbehovet, og før vi beslutter å forsterke nettkapasiteten må vi undersøke om forbruks- og produksjonsutviklingen underbygger eller motvirker behovet for nytt nett.

Gjennom konseptvalgutredninger skal vi synliggjøre alternative måter å tilfredsstille et definert behov. Vi vurderer om forsyningsikkerheten kan bedres gjennom andre typer tiltak enn nytt nett, som for eksempel spennings- eller temperaturoppgradering, tiltak i eksisterende transformatorstasjoner eller underliggende nett, avtaler med forbruk eller produksjon eller alternative endepunkter for en eventuell ny kraftledning. Som nettselskap har ikke Statnett myndighet til å iverksette konkrete tiltak på forbruks- og produksjonssiden, men vi er gjennom konseptvalgutredninger ansvarlig for å peke på hvordan tiltak i regi av andre aktører kan endre behov for tiltak i nettet.

Gjennom prosjektutviklingen foretas en samfunnsøkonomisk vurdering av ulike konsepter og alternativer basert på prissatte og ikke prissatte virkninger. Estimatenes for kostnader og nytte-effekter oppdateres etter hvert som prosjektene modnes og ny informasjon kommer til. De ikke-prissatte virkningene knyttet til forsyningsikkerhet og miljø vil ofte være svært viktige, men krevende å vurdere og i liten grad mulig å kvantifisere.

Når vi vurderer forsterkning av nettet internt i Norge ser vi på om dette er samfunnsøkonomisk rasjonelt for Norge. For forbindelser mellom Norge og andre nordiske land blir det gjort en samfunnsøkonomisk vurdering for hele Norden. Statnett og det nordiske søsterselskapet som er involvert kan inngå avtaler om kostnadsfordeling ut fra hvordan nytten er fordelt mellom landene.

For å være trygge på at vi velger rett konsept må hensynet til HMS inn så tidlig som mulig i planleggingen. HMS-hensyn vil kunne påvirke konseptvalg, valg av traséer og løsningsdesign, og det kan påvirke fremdrift og kostnader.

Ved å fornye gamle anlegg og oppgradere spenningen fra 300 kV til 420 kV kan vi oppnå betydelige kapasitetsøkninger i det norske nettet uten nye inngrep.

Det er rasjonelt og miljøeffektivt å oppgradere dagens nett til et høyere spenningsnivå

Ved å fornye gamle anlegg og oppgradere spenningen fra 300 kV til 420 kV kan vi oppnå betydelige kapasitetsøkninger i det norske nettet uten nye inngrep. I enkelte områder kan arealer frigjøres samtidig som vi oppnår økning i nettkapasiteten. Statnett har gjort et strategisk veivalg om at 420 kV skal erstatte 300 kV som det primære spenningsnivået i sentralnettet, og at nye ledninger skal bygges på 420 kV med tre ledere per fase.

Med 420 kV får alle nye ledninger rundt 40 prosent høyere kapasitet enn de ville hatt med drift på 300 kV, og kostnadene vil være omtrent den samme. I stasjonene vil kostnaden være noe høyere for 420 kV enn for 300 kV. Nye 420 kV ledninger som erstatter gamle 300 kV ledninger kan gi mer enn dobling av kapasiteten.

På lengre sikt vil de fleste av dagens 300 kV anlegg bli bygget om og drevet med 420 kV spenning.

Figur 6

Bildene viser hvordan det kan komme til å se ut like sør for Sognsvann dersom det bygges en ny ledning til erstatning for de to gamle ledningene.

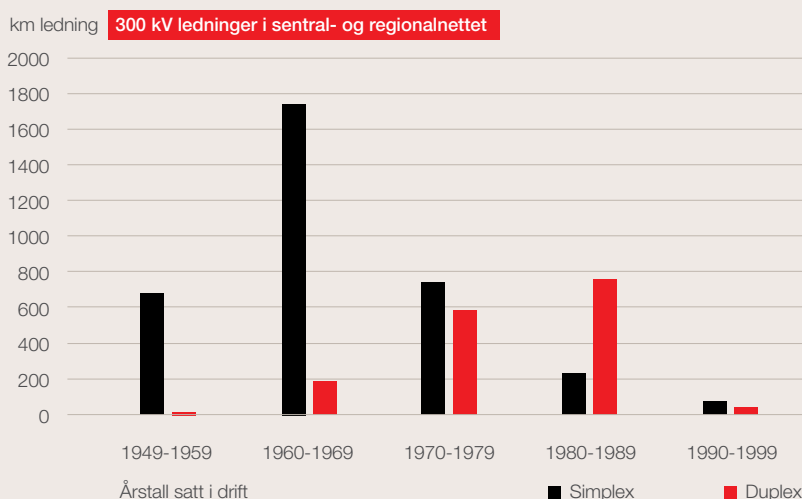


■ Spenningoppgradering

Sentralnettet består av om lag 2800 kilometer med 420 kV ledninger og om lag 4500 kilometer med 300 kV. På hver ledning er det tre faser. Ledninger med én, to og tre liner per fase kalles henholdsvis simplex, duplex og triplex. Av de 4500 kilometerne med 300 kV ledning er 1500 kilometer duplex.

Figur 7

Oversikt over 300 kV ledninger i sentral- og regionalnettet fordelt på årstall satt i drift.



Duplex-ledningene kan relativt enkelt bygges om til 420 kV standard til en lav kostnad (under 10 prosent av kostnaden ved å bygge en ny ledning). Spenningsoppgradering av duplex-ledninger gir en kapasitetsøkning på cirka 40 prosent. I tillegg kan de fleste duplex-ledningene strømoppgraderes, noe som gir ytterligere rundt 40 prosent kapasitetsøkning.

Spenningsoppgradering av simplex-ledninger krever mye mer omfattende tiltak. Dersom en simplex-ledning skal bygges om til 420 kV standard må master og fundamenter forsterkes, og linene byttes fra simplex til duplex. Kostnaden vil være i størrelsesorden halvparten av nybygging, men grunnet kort gjenværende levetid på disse anleggene vil Statnett normalt bygge nytt og rive den gamle ledningen heller enn å bygge om 300 kV simplex-ledninger til 420 kV. Dette vurderes avhengig av egenskaper og alder på hver enkelt forbindelse.

I tillegg til ledninger vil spenningsoppgradering også innebære ombygging av stasjoner. Det er over 100 stasjoner med 300 kV som på sikt må bygges om til 420 kV.

I vår anleggspolicy heter det blant annet at:

- Nye transformatorer for 300 kV drift bør være omkoblebare til 420 kV drift.
- 300 kV simplexledninger som skal oppgraderes skal som hovedregel erstattes med nye 420 kV ledninger.
- Ved etablering av 420 kV i eksisterende stasjoner skal det velges løsninger som begrenser behovet for utkoblinger, fortrinnsvis ved at nye 420 kV koblingsanlegg bygges på nytt areal i tilknytning til stasjonen.

Figur 8

Forbindelsen til venstre er simplex, med én line i hver av de tre fasene. Forbindelsen til høyre er duplex, med to liner i hver av de tre fasene.



Kraftsystemet bør ha reserve i tilfelle feil

Nettet skal forsterkes når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men det kan være en utfordring å sette en kroneverdi på ulempen for samfunnet ved omfattende strømavbrudd. Dette gjelder spesielt utfall med svært lav sannsynlighet, men med store konsekvenser. Statnett har derfor definert minimumskrav til forsynings-sikkerhet som ble vedtatt av Statnetts styre i 2010. Dette er noen av de viktigste punktene i vår policy, som representerer retningslinjer for nettplanleggingen uten å være absolutte:

- Nettet skal planlegges slik at enkeltutfall ved intakt nett maksimalt fører til bortfall av 200 MW forbruk av inntil én times varighet.
- Nettet skal planlegges slik at det er mulig å gjennomføre planlagte driftstans slik at enkeltutfall maksimalt gir bortfall av 500 MW forbruk av inntil to timers varighet.
- Transformatorer som er definert som kritiske skal kunne erstattes av tilgjengelige reservetransformatorer innen fire uker ved havari.
- Nettet bør dimensjoneres slik at N-1 overføringskapasitet skal kunne opprettholdes ved langvarig feil på en innenlandsk kabelforbindelse.

Hovedprinsippet er at sentralnettet skal planlegges og driftes ut i fra N-1 kriteriet. Det betyr at systemet skal ha reserve i tilfelle feil – det skal finnes en alternativ forsyningsvei. Kravene er ikke absolutte, men gir retningslinjer for planleggingen og gjør forsynings-sikkerhet til en sterkere driver for nettutviklingen. Gjennom Nettmeldingen (Stortingsmelding 14, 2011-2012) fikk vi støtte fra Stortinget om at N-1-kriteriet bør gjelde som en rettesnor for nettplanleggingen, og gjennomføres der dette er samfunnmessig rasjonelt.

I noen områder vil det ikke være tilstrekkelig å planlegge nettet ut fra N-1 kriteriet. I perioder må nett- og produksjonsanlegg ut for revisjon eller ombygging, og dette vil i noen områder bety at det ikke lenger er N-1 kapasitet. I tillegg vil noen typer feil på kabelanlegg eller transformatorer kunne ta lang tid å reparere. For å kunne sikre en tilstrekkelig forsyning må slike forhold vurderes i hvert enkelt område.

Vi forsøker i størst mulig grad å legge traseer utenom viktige natur-, landskaps og friluftsområder.

Dagens sentralnett er ikke i full overenstemmelse med N-1 kriteriet. Med eksisterende planer vil situasjonen være vesentlig forbedret innen 2020.

Vi tar hensyn til miljø i alle prosjektfaser

Statnett jobber for en effektiv og miljøtilpasset utvikling og utnyttelse av kraftsystemet. Dette skjer både gjennom oppgradering av eldre nett og gjennom bygging av nye ledninger og stasjoner. Å bygge og oppgradere sentralnettet innebærer at Statnett må ta beslutninger som får konsekvenser for samfunnet langt frem i tid. Våre anlegg kan komme i konflikt med hensynet til natur- og nærmiljø. Det er derfor nødvendig at planlegging og konsesjonsbehandling av nye kraftledninger er grundige og med en omfattende medvirkning fra berørte interessenter. I hvert enkelt prosjekt ønsker vi å komme i dialog så tidlig som mulig. Konkrete innspill får vi blant annet gjennom møter, høring av konseptvalgutredninger, meldinger og konsesjonssøknader.

Helt i fra tidlig fase i prosjektene vektlegges natur og miljø på linje med funksjonelle, tekniske og økonomiske hensyn. Når vi har tatt beslutning om å bygge en ny forbindelse utredes flere ulike traséer. Vi forsøker i størst mulig grad å legge traseer utenom viktige natur-, landskaps og friluftsområder. Dette hensynet må imidlertid veies mot hensynet til sikkerhet i bygge- og driftsfasen, nærhet til bebyggelse og andre lokale interesser, samt økonomi.

Bygging av nytt nett kan også føre til at vi kan rive gammelt nett og frigjøre arealer. Pågående utbyggingsprosjekter mellom Sogn og Sunnmøre (Ørskog-Sogndal) og i Grenland (Rød-Bamble) er eksempler på det. Her vil det bli revet til sammen 220 kilometer med kraftledninger, mens det bygges 330 kilometer med nye ledninger. Nettplan Stor-Oslo er et annet eksempel der oppgradering til ledninger med høyere kapasitet vil gi mulighet for å frigjøre arealer for byutvikling i Groruddalen og å fjerne en av de to eksisterende ledningskorridorene gjennom Nordmarka.

For alle prosjekter av en viss størrelse sammenstilles all kunnskap om miljø som er kommet opp gjennom konsekvensutredninger og planlegging, og vi viser hvordan anleggsarbeid og transport legges opp for å ivareta disse verdiene.

Strømmen må leveres til enhver tid

I Norge er det Statnett som har oppgaven med å koordinere driften av kraftsystemet, slik at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk.

2.1 Et høyt utnyttet kraftsystem er utfordrende for systemdriften

Strøm kan ikke lagres, men må produseres samtidig med at den brukes. I Norge er det Statnett som har oppgaven med å koordinere driften av kraftsystemet, slik at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk. Jobben med å holde balansen er blitt mer krevende ettersom forbruk, produksjon og kraftflyt har økt gjennom flere tiår uten tilsvarende investeringer i sentralnett. I tillegg har ekstreme værforhold satt systemet på ytterligere prøver de siste årene.

■ Effekt og energi

Effekt måles i watt (W) og sier hvor stort det momentane forbruket eller produksjonen av elektrisitet kan være på et bestemt tidspunkt. Energi er effekt ganget med tid og angis ofte i kilowattimer (kWh). Energi uttrykker hvor stort forbruket eller produksjonen er over en periode. Det hjelper lite om vi har nok energi lagret i fulle vannmagasin hvis tilgjengelig effekt i kraftverkene og i nettet er mindre enn forbruket i et område på ett gitt tidspunkt. Tilsvarende hjelper det lite å ha ledig effektkapasitet i kraftverkene hvis de går tomme for vann (energi). For å ha en sikker kraftforsyning må vi både ha tilstrekkelig effektkapasitet til å dekke det momentane forbruket og tilstrekkelig tilgang på energi over tid.

Handel med våre naboland har spilt en viktig rolle for å sikre kraftforsyningen i tørre perioder og å utnytte de store tilsigene vi har hatt i våte perioder.

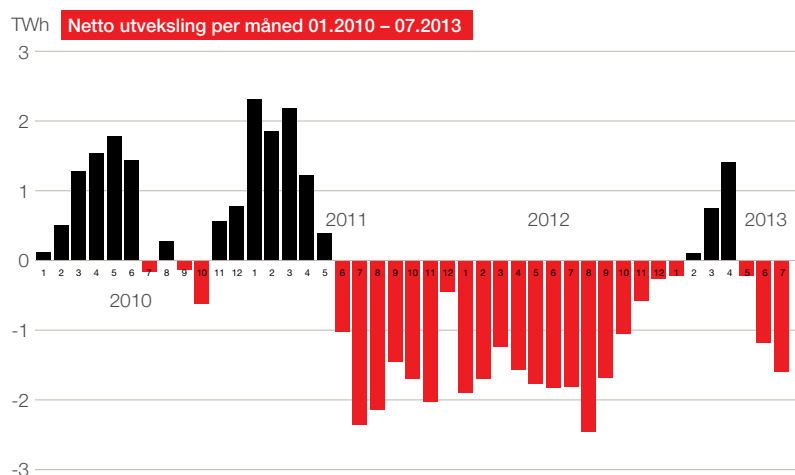
Energisituasjonen endres i takt med været

De siste to årene har vist at energisituasjonen kan endre seg svært raskt i et vær-avhengig system. Vi har gått fra en historisk lav magasinifilling med anstrengt kraftsituasjon våren 2011 til en våt periode med høy magasinifilling i 2012. 2012 hadde den varmeste mars som er registrert for landet som helhet siden målingene begynte samtidig som nedbøren var 155 prosent av normalen. Våren 2013 oppstod det igjen en stram energisituasjon i Midt-Norge og på Vestlandet fordi magasinene var nedtappet etter den kalde og tørre vinteren.

Handel med våre naboland har spilt en viktig rolle for å sikre kraftforsyningen i tørre perioder og å utnytte de store tilsigene vi har hatt i våte perioder. I 2011 hadde vi flere importrekorder, og gjennom 2012 hadde vi stor krafteksport hele året. Vinteren 2012-2013 var svært kald og tørr, og snøsmeltingen startet mye senere enn normalt i store deler av landet. Dette førte til et stort behov for import til magasinene begynte å fylles opp i midten av mai. Da startet igjen en eksportperiode som varte utover sommeren og høsten.

Figur 9

Netto utveksling mot utlandet
januar 2010 – juli 2013.
Svart viser nettoimport og rødt
viser nettoeksport.



Nye rekorder vinteren 2012-2013:

Ny produksjonsrekord:
26.167 MW (16. januar)

Ny forbruksrekord:
24.180 MW (24. januar)

Utfordringer til tross for god effektbalanse

Under normalt gode forhold regnes tilgjengelig produksjonskapasitet å være i størrelsesorden 72 000 MW for Norden og 25 300 MW for Norge (fratrullet 1200 MW i reserver). Både for Norge og Norden er samlet produksjonskapasitet større enn toppforbruket i kalde perioder. Norge og Norden har dermed totalt sett en god effektbalanse. Norge har likevel utfordringer når forbruket blir høyt.

Produksjonen er ikke geografisk plassert der det er mest forbruk, og nettet er ikke dimensjonert for at alle kraftverk innenfor et avgrenset område kan produsere samtidig. Dette reduserer den tilgjengelige effekten i systemet og det oppstår lokale overføringsbegrensninger ut av områder med mye produksjon.

Før kraften kan benyttes av sluttbrukerne må den transformeres ned til lavere spenningsnivå og overføres videre i regionalnettet og distribusjonsnettet. Transformatorkapasiteten fra sentralnettet til regionalnettet bør i normal drift være stor nok til at et eventuelt utfall av en transformator ikke medfører mørklegging. I eller nær de største byene kan ett enkelt utfall av en transformator medføre at forbruk må kobles ut.

Vinteren 2012-2013 ble det satt både produksjons- og forbruksrekord i Norge. Høy produksjon og forbruk i et system som er høyt utnyttet betyr i praksis at kraftsystemets evne til å håndtere feil i nett eller produksjon blir dårligere.

Rekorder setter kraftsystemet på prøve

Med mindre ledig nettkapasitet blir det mer utfordrende å håndtere situasjoner utover normalen. De siste årene har vi opplevde kulde- og varmerekorder, tidlig og sen snøsmelting, lite nedbør og lav magasinfylling etterfulgt av flom. Svingningene mellom overskudd og underskudd er blitt mer ekstreme. Alt dette har testet tåleevnen til sentralnettet. Vi ser at marginene i driften er små og har blitt mindre.

Vinteren 2012-2013 ble det satt både produksjons- og forbruksrekord i Norge. Høy produksjon og forbruk i et system som er høyt utnyttet betyr i praksis at kraftsystemets evne til å håndtere feil i nett eller produksjon blir dårligere. Forbruksrekorden 24. januar 2013 var drevet av sterk kulde. På dette tidspunktet ga heldigvis høy magasinfylling og god tilgjengelighet på produksjon stabil drift og leveranser.

Også lavt forbruk og produksjon kan være en utfordring for kraftsystemet. De siste årene har importkapasiteten til Norge økt fordi vi har fått flere forbindelser med utlandet, og det er planlagt flere forbindelser de kommende årene. I perioder med lavt forbruk, høy import og produksjon hovedsakelig fra vind, små- og elvekraft, kan systemdriften bli utfordrende. Det skyldes at magasinkraftverkene ikke produserer i disse periodene. Utfordringene knytter seg til spenningsregulering, tilstrekkelig kortslutningsytelse og anskaffelse av nødvendige reserver. Dette er sentrale problemstillinger i Statnetts Systemdrifts- og markedsutviklingsplan (SMUP).

2.2 Smarte drifts- og markedsløsninger for fremtidens kraftsystem

Oppgradering av dagens sentralnett vil gi bedre kapasitet og større marginer i kraftsystemet. Større utveksling mot utlandet og økt andel uregulerbar kraft vil samtidig gjøre systemdriften mer utfordrende. Fortsatt videreutvikling av smartere drifts- og markedsløsninger med mer automatikk og sentral kontroll vil være et av flere viktige virkemidler for å kunne opprettholde forsyningssikkerheten i et kraftsystem som blir utsatt for stadig større belastninger. Fremover vil vi ha fokus på bedre frekvenshåndtering, mer effektive energimarkeder (spothandel), bedre risikostyring samt bedre overvåking og styring av kraftsystemet.

Flere initiativ for å bedre frekvenskvaliteten

Frekvenskvaliteten er en indikator på ubalansene i kraftsystemet. Denne har utviklet seg negativt de senere årene. For at kraftsystemet skal være i stand til å ta i mot mer økt uregulerbar kraftproduksjon og håndtere nye mellomlandsforbindelser må denne bedres. Det finnes i dag flere markeder og ordninger for å skaffe reserver for systemdriften, hvor både produksjons- og forbruket anvendes for å holde balansen i systemet frem mot og i driftsøyeblikket. Det pågår nå flere initiativ, både nasjonalt og nordisk, for å bedre reservehåndteringen og frekvensreguleringen. Innføring av en felles nordisk løsning for automatisk sekundærreserve er derfor implementert fra 2013.

Figur 10

En mer utfyllende gjennomgang av utvikling i marked og systemdriften finnes i Statnetts Systemdrifts- og markedsutviklingsplan som sist kom ut i 2012. Neste versjon offentliggjøres primo 2014.



Effektive energimarkeder gir bedre ressursutnyttelse

God utnyttelse av kraftnettet får vi når markedene utvikles i takt med infrastruktur og teknologi. I markedene bestemmes nivå på forbruk og produksjon. I Statnett jobber vi kontinuerlig med å utvikle gode markedsløsninger som skal gi effektiv ressursutnyttelse og økt verdiskaping – både i energi- og effektmarkeder. Eksempelvis vil felles europeisk markedskobling gi bedre ressursutnyttelse, og tapsjustert algoritme på mellomlandsforbindelsene vil sørge for at det ikke transporteres kraft på kablene i timene der tapskostnaden er større enn prisforskjellen mellom områder.

Utkobling av utvalgte enheter gir økt kapasitet i nettet

For å øke utnyttelsen av kraftnettet har Statnett i stor utstrekning anvendt systemvern i produksjon og forbruk. Systemvern kobler ut utvalgte produksjons- eller forbruksenheter ved feil. Dette gir økt eksport- og importkapasitet i nettet, og har bidratt til gode samfunnsøkonomiske løsninger og ressursutnyttelse. Bruk av systemvern vil videreføres og videreutvikles fremover, men veies opp mot økt kompleksitet i systemdriften. Omfanget vil trolig ikke øke vesentlig.

Bedre overvåking og styring av kraftsystemet

Gjennom flere FoU-prosjekt arbeider vi med langsiktig utvikling av avanserte løsninger for overvåking og styring av kraftsystemet gjennom såkalt "smart operation". Dette innebærer økt overvåking av hendelser i kraftsystemet, samt automatisk håndtering av samspillet mellom kraftproduksjon, kraftnettet og forbrukere gjennom toveis kommunikasjon og styring. I første omgang vil dette knyttes til de større forbruksenhetene.

Statnett gjennomfører nå store IKT-prosjekter for å styrke og effektivisere driften. En ny driftssentraløsning vil gi mer fleksibilitet i driften, og nytten vil bli synlig frem mot 2020 i form av raskere kommunikasjon og bedre samspill med aktørene i kraftsystemet. Tilsvarende vil nye handelsløsninger tilrettelegge for mer effektive markeder og effektiv samhandling med aktørene i kraftmarkedet.

Drivkrefter som øker behovet for nett

Klimapolitikk fører til at elektrisitet blir viktigere på en rekke områder, for eksempel i transportsektoren.

Flere langsiktige drivkrefter legger føringer for utviklingen av kraftsystemet og nettet i Norge og i våre naboland:

- En ambisiøs klimapolitikk gir stor omstilling i energisystemet
- Vi blir rikere, vi blir flere og folketallet øker i de store byene
- Kravene til forsyningssikkerhet for strøm vil stige
- Kraftmarkedene i Europa integreres tettere

Driverne har en selvstendig rolle, men det er også en sammenheng mellom dem. Klimapolitikk fører til at elektrisitet blir viktigere på en rekke områder, for eksempel i transportsektoren. Det øker behovet for sikker strømforsyning. Samtidig bruker vi strøm på nye områder både som følge av utviklingen innen IKT- og kommunikasjonsteknologi og fordi vi tar i bruk elektrisitet til nye oppgaver. Økonomisk vekst bidrar til høyere krav til forsyningssikkerhet, blant annet fordi bedrifter med høyere verdiskaping har større betalingsvilje for å unngå avbrudd i strømforsyningen.

Integrasjon mellom landene i Europa er drevet av deregulering og ønske om bedre ressursutnyttelse, mer effektiv konkurranse og bedre forsyningssikkerhet. Behovet for integrasjon blir sterkere når Europa fører en ambisiøs klimapolitikk. Det skyldes at handel blir viktigere enn før når andelen vindkraft, solkraft og uregulert vannkraft øker.

Vi går her gjennom de fire drivkreftene listet opp ovenfor. I tillegg gjør vi et dypdykk i sentralnettets kapasitet for utbygging av ny fornybar kraftproduksjon, som i stor grad er drevet av klimapolitikken.

3.1 Klimapolitikk gir radikal omstilling av energisystemet

Det langsiktige klimamålet til EU innebærer en total ombygging av kraftsektoren til et system med helt andre egenskaper enn dagens.

EU har vedtatt en ambisiøs klima- og energipolitikk med mål om 20 prosent reduksjon i CO₂-utslippene i 2020 sammenlignet med 1990, 20 prosent fornybar energi og 20 prosent energieffektivisering. EU ligger an til å nå utslippsmålene, men det kan bli mer krevende å nå fornybarmålene fullt ut. Målene for energieffektivisering vil neppe nås før 2020. Det er overveiende sannsynlig at omstillingen av energisystemet i EU vil fortsette i årene etter 2020. Det skyldes blant annet at politikken hviler på et bredt sett av samfunnshensyn og ikke kun på målet om lavere utslipp av CO₂.

■ Kraftsystemet endres langsomt

Mens markedsforhold og politikk kan endre seg mye på noen få år endrer de tunge fysiske strukturene i kraft- og energisystemet seg langsomt. Det tar i de fleste tilfeller lang tid å bygge nye kraftverk og nytt nett og når anleggene først er bygget har de ofte svært lang levetid.

Kraftledninger kan være i drift i mer enn 60 år, og betydelige deler av investeringene i et vannkraftverk kan ha enda lenger levetid. En vindturbin kan fungere i 25 år, mens infrastrukturen til vindparken har mye lenger levetid. Etableringen av en vindpark kan derfor legge føringer for vesentlig mer enn 25 år. Et kjernekraftverk kan ha en levetid på 60 år, mens et gasskraftverk kan forventes å operere i rundt 30 år.

På forbrukssiden vil mange investeringer i bygg og fabrikanlegg påvirke etterspørselen etter strøm og annen energi i flere tiår, siden det mest aktuelle tidspunktet for endringer i energiforbruket er ved nybygging og større rehabiliteringer. For komponenter med kortere levetid, som kjøleanlegg, IT og maskiner, kan endringer ofte skje raskere.

Lange utbyggingstider og lange levetider for viktige energianlegg har flere viktige implikasjoner:

- På grunn av lang byggetid, spesielt for sentralnettet og regionalnettet, er det viktig å identifisere fremtidige behov for overføringskapasitet og forsyningssikkerhet så tidlig som mulig. Det er også ønskelig at nettet har robusthet til å takle uforutsette endringer i behovene.
- Lang levetid for anlegg betyr at beslutninger som fattes i dag legger føringer for energisystemet langt inn i fremtiden. For å nå ambisiøse mål for klimautslipp i 2030 og 2050 må omstillingen i mange tilfeller begynne nå.
- For å gjøre de beste investeringsbeslutningene er det viktig å ha en god forståelse av mulige utviklingstrekk i energisystemet frem mot 2030 og helst enda lenger.

I mange land, og særlig i EU, forsterkes klimapolitiske mål av den store prisøkningen på fossilt brensel og av viktige nasjonale hensyn og interesser.

I mange land, og særlig i EU, forsterkes klimapolitiske mål av den store prisøkningen på fossilt brensel og av viktige nasjonale hensyn og interesser. Oljeprisen er femdoblet og kull- og gassprisene er omtrent doblet siden årtusenskiftet. I EU og andre regioner med stor import av fossil energi, er bekymringer for importavhengigheten (forsyningssikkerheten), høy importregning og ønsker om å fremme nasjonal industri, teknologi og sysselsetting viktige argumenter for å legge om energisystemet. I noen land er lokale forurensningsproblemer ved kullkraft en stadig viktigere driver for omstilling.

EU skal de nærmeste årene bestemme mål for energi- og klimapolitikken mot 2030, slik EU gjorde med målene for 2020. Kommisjonen har skissert følgende mulig mål for 2030: 40 prosent reduksjon i utslipp sammenliknet med 1990, 30 prosent fornybar energi og at målet om 20 prosent energieffektivisering videreføres til 2030. I tillegg til at EU formulerer langsiktige mål for energipolitikken har land som Storbritannia, Tyskland, Danmark og Sverige formulert egne langsiktige mål for sin energi- og klimapolitikk. Disse målene går på noen områder lenger enn EUs mål.

EU har flere ganger uttalt en ambisjon om å kutte de totale CO₂-utslippene med 80 - 95 prosent frem til 2050. Dette målet, som ikke er like bindende som målene for 2020, betyr i praksis at kraftsektoren i Europa må bli tilnærmet utslippsfri i 2050 og at også annen energibruk må kutte utslippene dramatisk.

Fornybardirektivet gir økt utbygging av fornybar kraft i Norge

Som en konsekvens av EUs fornybarmål skal Norge øke sin andel fornybar energi fra cirka 58 prosent i 2005 til 67,5 prosent i 2020. For å nå dette målet har Norge inngått et samarbeid med Sverige om et felles marked for sertifikater for fornybar kraft. Avtalen innebærer at det til sammen skal bygges ut 26,4 TWh fornybar kraft i de to landene. Et mål med avtalen er at kraften skal bli bygget ut der det er mest lønnsomt. Basert på ulike anslag for kostnader og lønnsomhet forventer vi utbygging av mye vindkraft og dessuten en del kraft fra kombinert kraft- og varmeproduksjon med biobrensel i Sverige. I Norge forventes en god del vannkraft, særlig uregulert småskala vannkraft og utvidelser i eksisterende vannkraftverk, siden dette er relativt billig. Det forventes ikke vesentlig økning i magasin kapasiteten. Det forventes også en del vindkraft i Norge.

Kostnadene for utbygging av fornybar kraft varierer betydelig mellom ulike prosjekter. Forventet sertifikatpris pluss kraftpris må dekke kostnadene til de dyreste utbyggingene som er nødvendig for å oppnå en samlet utbygging av 26,4 TWh i Norge og Sverige. De marginale utbyggingene er sannsynligvis vindkraft med middels gode vindforhold. Vannkraft og vindkraft som har lavere kostnader enn dette vil høste en ekstra fortjeneste. For Norge vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å legge til rette for utbygging av billig vannkraft, og for vindkraft som har spesielt gode vindforhold og god nytte for det regionale kraftsystemet. Statnett forsterker nettet slik at dette kan realiseres. Dette er en viktig driver for forsterkningen av sentralnettet i Norge.

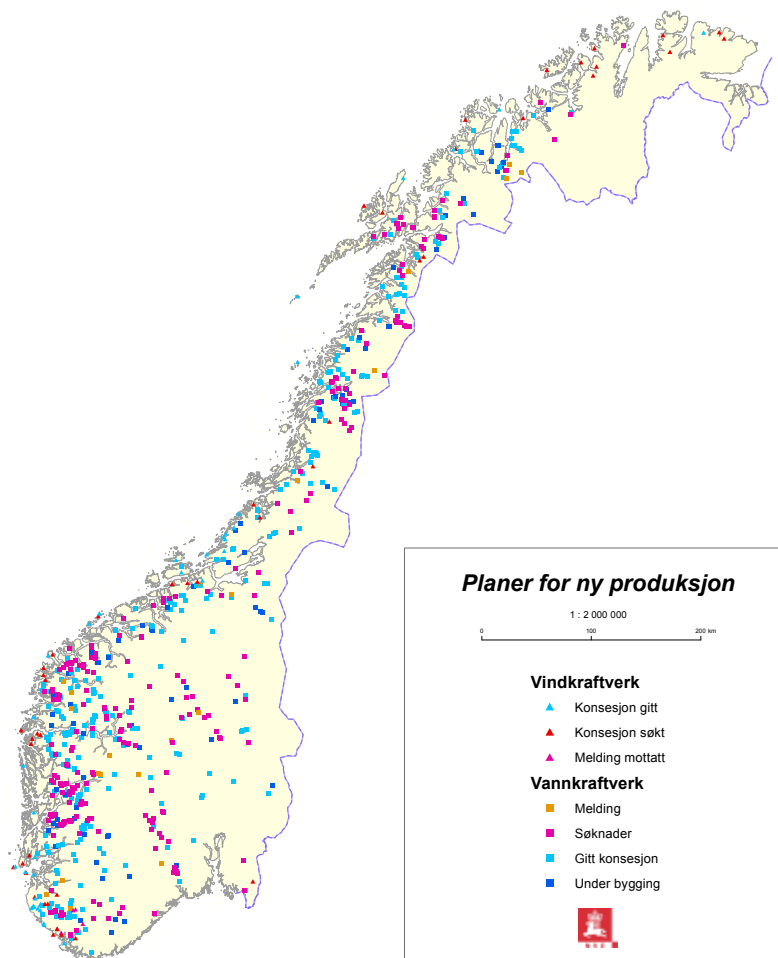
Verken Sverige eller Norge har nevneverdig gammel kraftproduksjon som det er naturlig å legge ned i årene fremover. Med begrenset vekst i forbruket er det grunn til å forvente et betydelig kraftoverskudd i Norge og Sverige.

Kapittel 3.5 gir en vurdering av hvor det er kapasitet for ny produksjon i sentralnettet.

Med begrenset vekst i forbruket er det grunn til å forvente et betydelig kraftoverskudd i Norge og Sverige.

Figur 11

Planer for ny produksjon. Kartet viser vannkraft og vindkraft i ulike faser av konsesjons- og meldingsprosessen i tillegg til prosjekter som er under bygging. Den største andelen nye prosjekter befinner seg langs kysten på Vestlandet og i Nordland. Kilde: NVE



Mulig vekst i kraftintensiv industri

I mange land er kraftintensiv industri basert på kullkraft. Forventninger om høyere energikostnader i slike land kan gjøre det mer attraktivt å lokalisere kraftintensiv industri i Norge. Norge og Norden blir en mer attraktiv lokalisering på grunn av kraftoverskudd og muligheter til å bygge ut mer relativt billig fornybar energi. Norge har besluttet å gi industrien kompensasjon for virkningene av EUs kvoteregime, innenfor rammen av EUs regelverk. Denne beslutningen kan styrke industriens vilje til å bli i Norge og utvide sin kapasitet. En eventuell vekst vil sannsynligvis komme i form av utvidelser i eksisterende anlegg.

Serversentraler trenger mye kraft og dessuten kjøling. Også slike anlegg kan vokse i Norge og Norden, blant annet på grunn av relativt rimelig fornybar kraft, stabile geologiske og politiske forhold, og fordi kjøling av anleggene er billig i Norden.

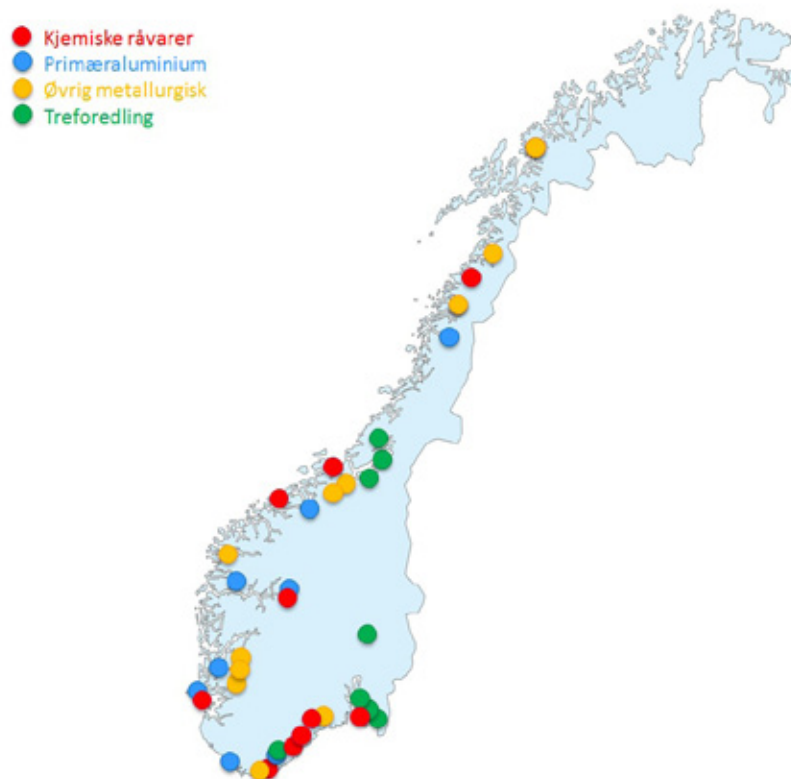
Figur 12

Kilde: Norsk Industri.
Fotograf: Kristian Hansen



Figur 13

Kraftintensiv industri i Norge er i hovedsak plassert langs kysten av Norge. Kilde: Norsk industri



Elektrifisering i petroleumssektoren

Elektrifisering i petroleumssektoren er et virkemiddel for å få ned utslippene. Petroleumssektoren bruker i dag om lag 7-8 TWh elektrisitet fra strømmettet, på land og offshore. Dette forbruket kan vokse med om lag 3 TWh de nærmeste årene og mer på lengre sikt.

I henhold til et stortingsvedtak fra 1996 skal alle nye feltutbygginger legge frem oversikt over energimengde og kostnader ved å elektrifisere fra land fremfor å bruke gassturbiner. Gjennom klimameldingen (Meld. St. 21 2011-2012) ber stortinget Statnett om å "legge til rette for større og spesifikk økninger i kraftforbruket i petroleumssektoren".

Figur 14

Troll A forsynes med elektrisitet fra land.

Foto: Anette Westgård/Statoil.



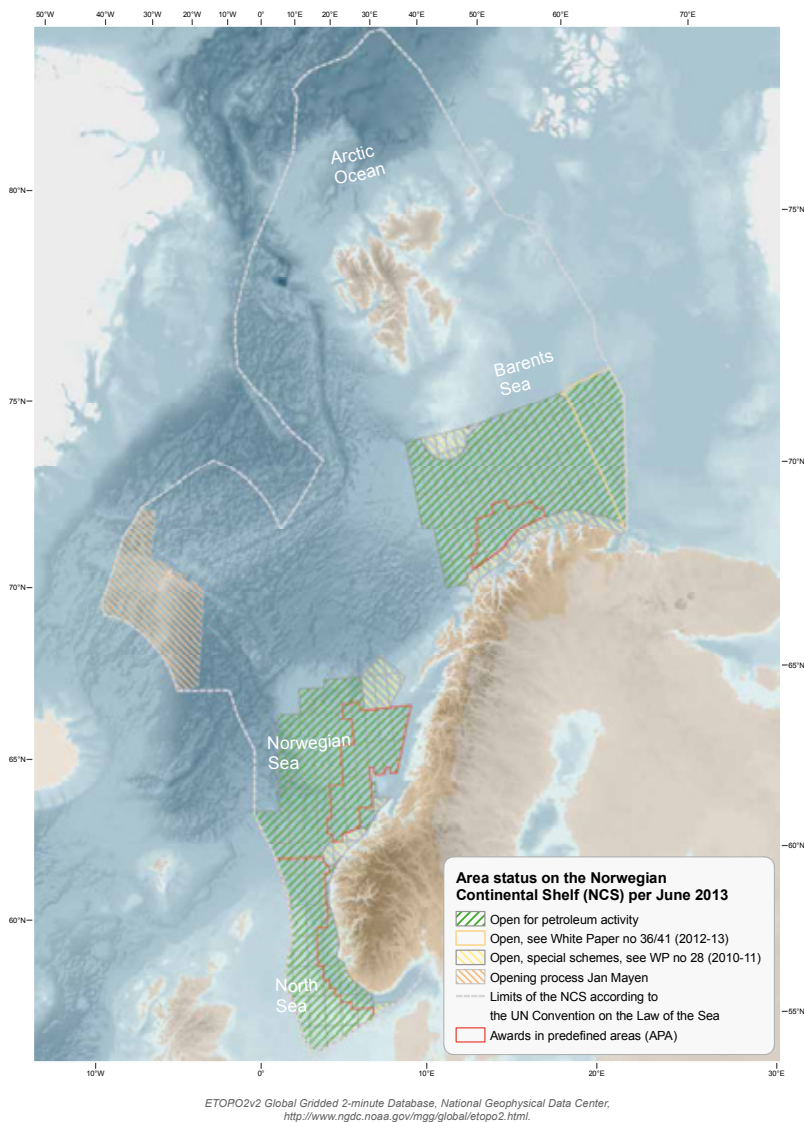
For eksisterende felt vil det ofte være teknologisk utfordrende og kostbart med kraft fra land, men for nye felt kan det være mer økonomisk. Per 31. desember 2012 var det 76 felt i produksjon på norsk sokkel, 16 felt under utvikling og 84 felt under evaluering. Feltene Troll A, Gjøa, Ormen Lange og Valhall er allerede elektrifisert. Feltene Goliat og Martin Linge er besluttet elektrifisert. Samordnet utbygging av utbyggingsklare funn i samme område kan gjøre elektrifisering mer realistisk enn ved enkeltvis utbygging av funnene. For første gang vurderes samlet elektrifisering av flere felt i geografisk nærhet på Utsirahøyden i Nordsjøen.

En rekke landanlegg er elektrifisert, eksempelvis Kårstø, Kollsnes, Mongstad, Nyhamna og Snøhvit. Vi forventer økt kraftforbruk fra denne typen anlegg i fremtiden.

Figur 15 viser at petroleumsvirksomheten er lokalisert langs kysten på hele strekningen fra Lindesnes til Nordkapp, med unntak av Lofoten, Vesterålen og Senja.

Figur 15

Arealstatus på norsk sokkel.
Kartet viser områder som er åpnet
for petroleumsaktivitet langs den
norske kysten.
Kilde: Oljedirektoratet.



Økende elektrifisering på flere områder

Bruk av strøm til direkte oppvarming, med blant annet panelovner, kan gå ned i Norge, men samtidig blir oppvarmingen mer avhengig av sikker strømforsyning. Tidligere hadde de fleste boliger vedovner og brukte naturlig ventilasjon. Moderne energieffektive bygg er avhengig av elektrisk drevet ventilasjon med varmegjenvinning. Vannbåren varme er avhengig av elektriske pumper, og varmpumper bruker strøm. Solfangere og lagringssystemer for varme trenger også strøm til pumper og smarte styringssystemer.

Utenfor varmesektoren betyr utslippsreduksjoner ofte at fossile energiløsninger erstattes av elektriske løsninger. Transportsektoren blir også gradvis mer avhengig av elektrisitet.

Når styrbar europeisk kullkraft skal erstattes av variabel vindkraft og solkraft blir det vanskeligere å tilpasse kraftproduksjonen til forbruket.

Økt behov for fleksibilitet og handel

Klimapolitikken gir en utvikling hvor Norge får økt behov for handel for å balansere våte og tørre perioder (sesonger og år) samtidig som vannkraftens kortsiktige fleksibilitet (minutter til uker) får større verdi for våre naboland i Nord-Europa.

Når styrbar europeisk kullkraft skal erstattes av variabel vindkraft og solkraft blir det vanskeligere å tilpasse kraftproduksjonen til forbruket. For å løse utfordringene er det nødvendig å utvikle ny fleksibilitet i Europa innen kraftproduksjon, forbruk og lagring av energi. Et sterkere nett er også en forutsetning for å utjevne lokale variasjoner i tilgangen på fornybar kraft, for å utnytte fleksibiliteten i systemet bedre og for å legge til rette for utvikling av ny fleksibilitet der det er billigst. En mulighet kan være økt utnyttelse av store norske vannmagasin som kan pumpe opp vann i overskuddsperioder og levere tilbake kraft i andre perioder.

Siden ny kraftproduksjon i Norge i hovedsak vil bli uregulert vann- og vindkraft vil kraftproduksjonen bli mer variabel også i Norge. Dette forsterkes av at klimændringene forventes å gi større forskjell på tørre og våte år og gi flere perioder med intens nedbør. Disse endringene øker Norges behov for handel. Til nå har kullkraft i Norden vært viktig for å balansere de store svingningene i tilsigene til vannkraftsystemet. Når kullkraft i Norden gradvis blir erstattet av mindre fleksibel kraftproduksjon som kjernekraft og vindkraft, reduseres dette bidraget til å balansere energitilgangen. Det øker behovet for nye handelsforbindelser ut av Norden.

3.2 Vi blir rikere, vi blir flere og folketallet øker mest i de store byene

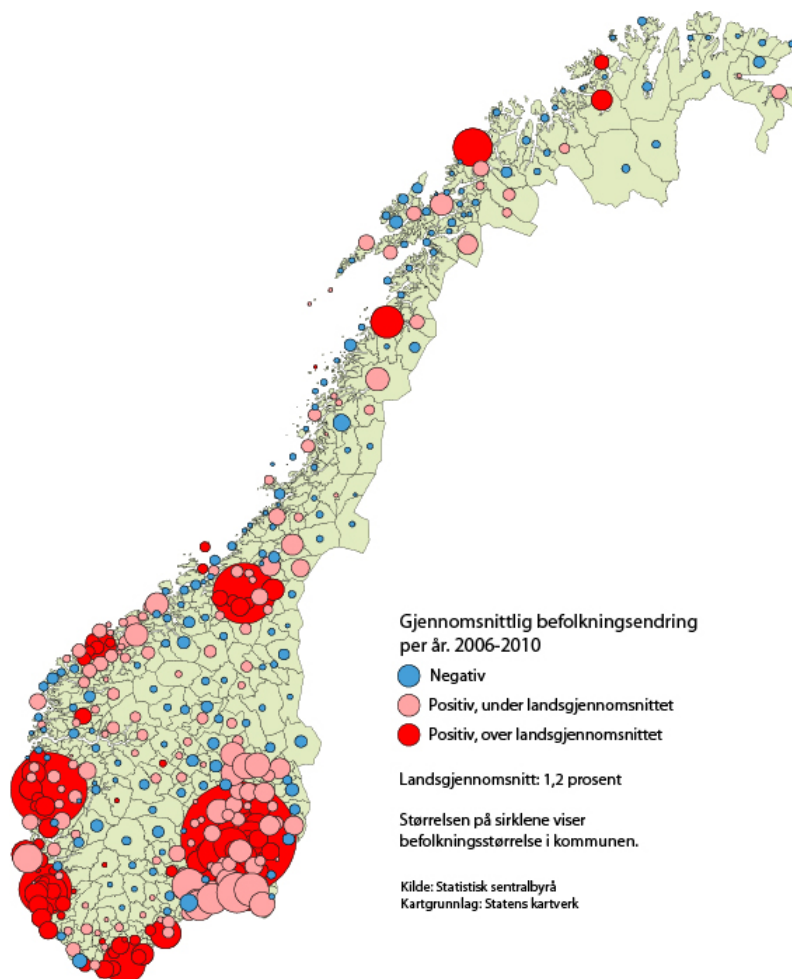
I 2050 forventer SSB at Norge vil ha mellom seks og åtte millioner innbyggere. I den langsiktige vekstbanen fra Nasjonalbudsjettet 2011 antas det at BNP i fastlands-Norge allerede i 2030 vil være 60 prosent større enn i 2012. Privat forbruk antas å vokse enda mer. Mye av veksten i folketall og tilhørende næringsaktivitet ventes å komme i og rundt de store byene.

Den sterke veksten i folketall, privat forbruk og produksjon (BNP) vil, alt annet likt, bidra til høyere forbruk av kraft og energi. Økt innsats for energieffektivisering vil på den annen side dempe veksten i energibruken.

Når kraftforbruket i et område øker betydelig blir det i mange tilfeller behov for økt overføringskapasitet, slik vi i dag ser for flere av våre største byer. Det økte forbruket vil også trenge ny kraftproduksjon. Ofte vil den nye kraftproduksjonen være lokalisert langt fra forbruket.

Figur 16

Gjennomsnittlig befolkningsendring per år 2006-2010. Flyttestrømmen går mot de store byene langs kysten av Norge. Kilde: Statistisk Sentralbyrå



3.3 Økende krav til forsyningssikkerhet – fremtiden er rikere og elektrisk

Kravene til forsyningssikkerhet har økt over tid og vil øke ytterligere i fremtiden.

Samlet sett er det grunn til å tro at verdien av sikker kraftforsyning vil stige raskere enn veksten i BNP. Det skyldes at hver kWh skaper større verdier slik at tapet ved et avbrudd blir større, og at avbrudd rammer flere og flere aktiviteter, både i næringslivet og privat.

Stadig flere prosesser og forbruksområder blir avhengig av elektrisitet

Fremtiden blir elektrisk fordi elektrifisering av nye områder bidrar til utslippsreduksjoner, fordi vi tar i bruk IKT på stadig nye områder og fordi velstandsutviklingen gjør at vi bruker elektrisitet til stadig nye tjenester.

For å få ned utslippene av CO₂ i energisektoren vil den beste løsningen ofte være å ta i bruk elektrisitet for å erstatte fossil energi. Aktuelle eksempler er varmepumper som erstatter oljefyring, gradvis elektrifisering i transportsektoren og elektrifisering i petroleumssektoren.

Fremtiden blir elektrisk fordi elektrifisering av nye områder bidrar til utslippsreduksjoner, fordi vi tar i bruk IKT på stadig nye områder og fordi velstandsutviklingen gjør at vi bruker elektrisitet til stadig nye tjenester.

I industrien dekker roboter stadig flere fysiske operasjoner. De kan jobbe uten stans – så lenge strømforsyningen er i orden.

Både privat og i arbeidslivet har vi tatt vi i bruk IKT på stadig nye områder, og det er gode grunner til å anta at denne utviklingen vil fortsette. Allerede i dag må butikker ha strøm for at vi skal få betalt. I fremtiden kan det tenkes at kontanter vil forsvinne helt. Mer undervisning vil skje med IT og helsevesenet skal utnytte IT mer effektivt og i større grad enn i dag. Det finnes allerede avanserte overvåkings-systemer som gjør det mulig for eldre å bli boende hjemme lenger. Slike systemer kan varsle om ulykker og problemer, men forutsetningen er at strømforsyningen er pålitelig. I bedriftene blir også flere og flere prosesser avhengig av IKT for å fungere. Økt utbygging av elektroniske sikkerhetssystemer, privat og offentlig, gjør oss også mer avhengig av strøm.

Det er ingen krise om strømmen til terrassevarmerne blir borte, men motorene til garasjeporter på jobben og hjemme og motorene som styrer avskjermingen for sol på kontoret vil vi gjerne ha i drift. I våre sykehjem spares personalet for mange belastende pasientløft ved hjelp av elektrisk drevne løfteapparater. En grunn til at mange mekaniske prosesser elektrifiseres er at elektriske motorer er små, stille-gående, uten forurensing, energieffektive og slitesterke. De egner seg derfor godt til å utføre dedikerte oppgaver i bedrifter og hjem. I industrien dekker roboter stadig flere fysiske operasjoner. De kan jobbe uten stans – så lenge strømforsyningen er i orden.

■ Flere veier til elektrifisering i samferdsel – og ulike virkninger for nettet

Elektrifisering i samferdselssektoren vil skje gradvis over flere tiår. Hvor fort elektrifiseringen vil skje og hvordan, vil blant annet avhenge av den teknologiske utviklingen. Ulike løsninger vil stille ulike krav til nettet. Generelt vil ikke elektrifisering i samferdselssektoren være noen stor utfordring for sentralnettet, men kan gi større utfordringer for distribusjonsnettet i byene. Det skyldes at veksten vil skje gradvis, at uttakene i hvert sentralnettpunkt trolig blir relativt små og at det i mange tilfeller er mulig å styre uttaket av strøm slik at kapasiteten i nettet ikke overskrides. Dersom hele dagens personbiltrafikk hadde foregått med elbiler, ville dette kreve rundt 6 TWh, eller knapt 5 prosent av dagens kraftproduksjon. Usikkerheten om det totale norske forbruket i 2030 er mye større enn dette. Dersom elbilene hovedsakelig lades om natten vil de i liten grad presse overføringskapasiteten i det overliggende nettet. Utstrakt bruk av hurtiglading vil derimot gi et høyere effektuttak. Det samme vil være tilfelle hvis trådløs hurtiglading fra deler av veibanen eller ved parkering blir vanlig. Det siste vil være mest aktuelt i større byer, blant annet for elektrisk drevne busser som kan lades trådløst på stoppesteder.

Det bygges elektriske bilferjer som skal settes i drift fra 2015 med bruk av hurtiglading når ferjene ligger ved kai. Der det ikke er tilstrekkelig lokal nettkapasitet utforskes mulighetene til å lade store batterier på land kontinuerlig og overføre kraften raskt til batterier i ferjen når den ligger ved land.

Elektrifisering i samferdselssektoren vil øke kravene til forsyningsikkerhet fordi flere samfunnsområder rammes ved et avbrudd. Løsninger som baserer seg på hurtiglading eller fortløpende lading fra veibanen vil være mest sårbare ved korte avbrudd, mens alle løsninger er sårbare for lengre avbrudd.

Figur 17

Samfunnet elektrifiseres på stadig nye områder. Bildet viser en ferje drevet på elektrisk ladede batterier. Kilde: Fornybar.no



Produktivitets- og velstandsvekst øker kravene til forsyningsikkerhet

Elektrisitet er en nødvendig innsatsfaktor for svært mye næringsvirksomhet. Verdiskapingen per kWh har økt over tid og vil øke ytterligere i fremtiden. Dette gjelder både for kraftintensiv industri, vanlig industri og tjenesteyting. Den økte verdien av hver kWh kommer både som en følge av energieffektivisering og av generell økning i verdiskaping. Så lenge elektrisitet er nødvendig for å holde produksjonen i gang vil et avbrudd i forsyningen gi et økonomisk tap som er nært knyttet til verdien av tapt produksjon. Når verdiskapingen per kWh øker vil altså kostnaden ved et avbrudd øke tilsvarende.

Forbrukernes og arbeidslivets nytte av strøm er knyttet til verdien av de tjenestene som strømmen bidrar til, som lys, varme, IT og kommunikasjon. Økt energieffektivitet gir mer omfattende tjenester per kWh. En varmepumpe som henter varme fra omgivelsene, gir om lag 3 kWh varme for hver kWh kraft som pumpen bruker. Ved å gå fra direkte oppvarming med elektrisitet til bruk av varmepumpe reduseres strømforbruket til oppvarming med to tredjedeler. Men hvis strømmen blir borte er tapet ved manglende oppvarming like stort som ved direkte oppvarming med strøm. Tapet blir da tre ganger så stort per kWh som ikke leveres. Tilsvarende resonnementer kan brukes for energieffektivisering på andre områder som belysning, IT og kjøling.

Når vi blir rikere blir vi også villige til å betale mer for å unngå ulempene ved et avbrudd i strømforsyningen. Vi må derfor forvente at også privatpersoner – i takt med velstandsutviklingen – vil stille større krav til sikker kraftleveranse.

Norden får et sterkere internt nett samtidig som de nordiske landene øker handelskapasiteten til naboland utenfor Norden.

3.4 Kraftmarkedene i Europa integreres tettere

Det foregår en integrasjon av kraftsystemene i Europa ved at flere markeder sammenkoples ved felles børs eller børser som samarbeider. Dette bidrar til at eksisterende produksjons- og overføringskapasitet blir utnyttet mer effektivt. I tillegg økes også overføringskapasiteten mellom landene. Norden får et sterkere internt nett samtidig som de nordiske landene øker handelskapasiteten til naboland utenfor Norden.

Ønsker om mer effektiv ressursbruk, mer konkurranse og økt forsyningssikkerhet ligger bak samordningen av markeder og utbyggingen av handelskapasitet mellom landene. Dette er en naturlig konsekvens av overgangen fra lokale og nasjonale kraftmonopoler til et markedsbasert system. Behovet for integrasjon forsterkes av klimapolitikken som reduserer omfanget av fleksibel fossil kraftproduksjon og øker omfanget av variabel og vanskelig regulerbar fornybar kraft.

Tabell 1

Alle de nordiske landene har planer om å øke overføringskapasiteten til andre land i løpet av de neste ti årene.

Planlagt ny overføringskapasitet ut av Norge og Norden

Land	Kapasitet (MW)	Planlagt idriftsettelse
Estland og Finland	650	2014
Norge og Danmark	700	2014
Finland og Russland	350	2014
Sverige og Litauen	700	2016
Norge og Tyskland	1400	2018
Danmark og Nederland	700	2018
Norge og England	1400	2020
Danmark og Tyskland	500-1000	2022

Med nylig gjennomførte forsterkninger i nettet til Sverige og en fjerde forbindelse til Danmark blir Norge tettere knyttet til disse landene. Når disse landene igjen styrker forbindelsene til andre land, integreres vi indirekte tettere med kraftsystem utenfor Norden. I tillegg til dette har Statnett søkt konsesjon for en 1400 MW forbindelse til Tyskland og en 1400 MW forbindelse til England.

■ Kraftflyten endres som resultat av integrering mot Norden og Europa

Kraftflyten drives av regionale ubalanser mellom forbruk og produksjon internt i Norden og utvekslingen på forbindelsene mot kontinentet, og bestemmes av fysiske begrensninger i nettet. Fremover vil økt integrering mellom Norden og kontinentet endre det typiske flytmønsteret i Norden.

Sterkt nett nord-sør i Sverige påvirker flyten i det norske nettet

I Norge er det en relativt balansert geografisk fordeling av kraftforbruk og kraftproduksjon, men med noen regionale ubalanser. I Sverige er det derimot et stort kraftoverskudd i nord som transporteres via et sterkt 420 kV-nett mot de store forbrukstygdepunktene i sør. De sterke forbindelsene mellom nord og sør i Sverige påvirker kraftflyten internt i Norge. Transporten av kraft i Norge kan i grove trekk deles inn i en nord-sør flyt og en vest-øst flyt. Nord-sørflyten består av flyt sørover fra Nord-Norge til underskuddsområdene i Midt-Norge. Vest-øst flyten går fra de store produksjonsområdene på Sør-Vestlandet og i Hallingdal til det sentrale østlandsområdet.

På mellomlangsigte, mot 2020, forventer vi at en stor del av norsk sertifikatkraft kommer i områder som allerede har et overskudd. Dette vil forsterke dagens flytmønster, spesielt på Vestlandet og nord-sør i Sør-Norge. Forbindelsen Ørskog – Sogndal bidrar til økt flyt mellom Midt-Norge og Sør-Norge.

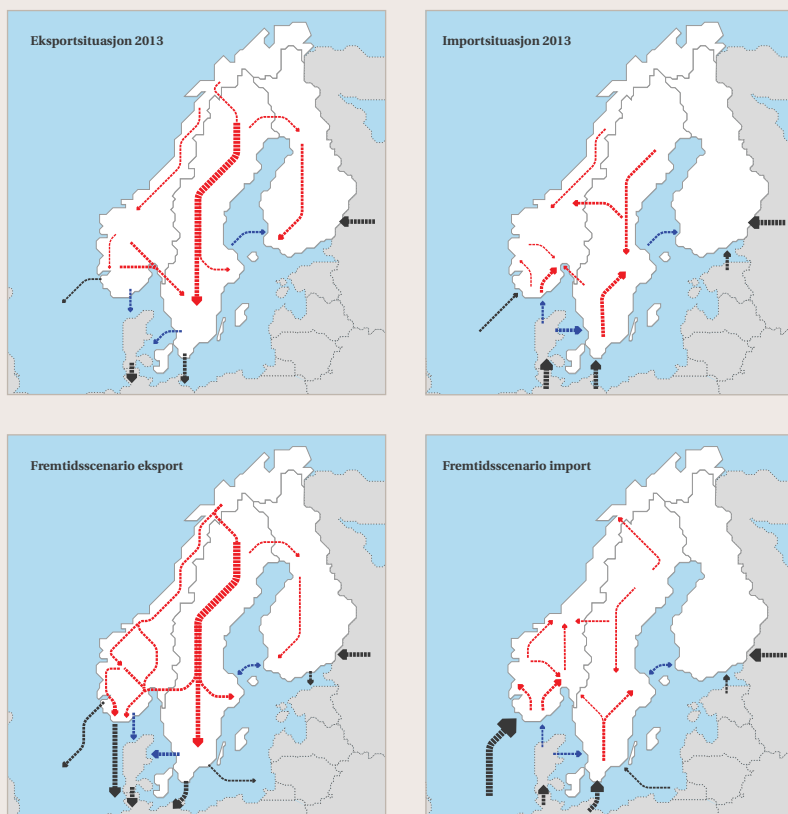
Når det gjelder Norden som helhet fører enda større overskudd i Nord-Sverige til at kraftflyten sørover også øker. Økt nettkapasitet i Sverige nord-sør gir rom for dette. Ny kjernekraft i Finland gjør også at flyten mot Finland blir mindre. Kombinasjonen av større overskudd i Sverige og mindre underskudd i Finland, gir økt transitt av svensk kraft gjennom Norge til kontinentet. Eksporten ut av Sverige i sør øker også.

Nye mellomlandsforbindelser gir en sterkere nord-sør flyt i Norge og Sverige mot 2020-2030

Nord-sørflyten forventes å øke betydelig fremover grunnet økt kraftproduksjon og nye mellomlandsforbindelser. Det er derfor planlagt interne nettforsterkninger i Norge og Sverige for å legge til rette for økte svingninger i og bedre utnyttelse av innenlandsk kraftproduksjon. Den fleksible vannkraften er spredd i hele Norge, og det er også mye vannkraft langt nord i Sverige. Mellomlandsforbindelsene vil påvirke produksjonsmønsteret i disse kraftverkene. Påvirkningen er imidlertid klart størst nærmest landingspunktene for kablene og blir gradvis mindre lenger nord i systemet. Nettet på Sør- og Sørvestlandet, og videre nordover på Vestlandet blir mest berørt. Kablene bidrar også til at overføringsmønsteret mellom Sverige og Sørlandet via Østlandet endres. Det innebærer at det i perioder med stor eksport, spesielt i sommerhalvåret, oppstår en stor flyt fra øst mot vest. I typiske importsituasjoner på vinteren forsterkes imidlertid dagens mønster med stor vest- øst flyt.

Figur 18

Figurene gir en grov illustrasjon på hva et typisk flytmønster i Norden vil være i import- og eksportsituasjoner med dagens nett og i fremtidens nett med nye forsterkninger internt og mot kontinentet. Med nye forsterkninger vil flyten mellom nord og sør forsterkes både i eksport- og importsituasjoner.



3.5 Utbygging av ny fornybar produksjon krever ny nettkapasitet

Klimapolitikken og elsertifikatmarkedet gir incentiver for økt utbygging av ny fornybar produksjon. Norge har et stort potensial for fornybar kraft, både vann og vind. Om vi tar med alt som per juli 2013 er meldt, konsesjonssøkt og innvilget konsesjon hos NVE, foreligger det planer om å etablere mer enn 60 - 65 TWh ny produksjonskapasitet, hvorav cirka 40 til 45 TWh vindkraft, og cirka 20 TWh vannkraft. I tillegg til dette er det planer om cirka 20 TWh havvind. Alt dette vil åpenbart ikke bli realisert, men hvor det som bygges blir realisert vil ha betydning for nettbehovet.

Overføringskapasitet til mer enn 13,2 TWh ny fornybar produksjon

Statnett har gjort en vurdering av hvor mye ny produksjon det er kapasitet til i sentralnettet i ulike regioner i Norge med de nettførsterkningene som er planlagt frem mot 2020. I denne vurderingen ser vi bort fra mer lokale nettbegrensninger, som manglende tilkoblingsmuligheter og flaskehalsar i underliggende nett.

Hvor mye ny produksjon det er kapasitet til i et område er avhengig av flere usikre faktorer utover selve nettkapasiteten. De mest sentrale er:

- Hvor store prisforskjeller det er akseptabelt å ha mellom elspotområder
- Antall elspotområder og størrelsen på disse
- Mengden ny produksjon i de omkringliggende områdene
- Forbruksutvikling
- Bruk av automatisk produksjonsfrakobling (PFK)
- Produksjonsteknologi (vind- eller vannkraft)

Med økt produksjon i et område får vi etter hvert lavere priser her enn i resten av systemet. Hvor stor nettkapasitet det er til ny produksjon er dermed i realiteten et spørsmål om hvor lave priser investorer i ny produksjon kan tåle og likevel bygge. I våre anslag har vi valgt å sette grensen ved en prisforskjell på 3 til 4 euro/MWh i gjennomsnitt over året. Dette gir mer kapasitet enn om vi hadde satt grensen til null. Hva som er den reelle grensen er usikkert og varierer trolig fra prosjekt til prosjekt.

Mange faktorer gjør at vurderingene av kapasitet for ny produksjon er usikre, og må oppfattes som grove anslag og ikke presise grenser. Det gir likevel en god indikasjon på hvilke regioner som er gunstig for tilknytning av ny kapasitet, og hvilke regioner hvor kapasiteten er begrenset.

Med de utbyggingsplanene som Statnett har frem mot 2020, anslår vi at det er kapasitet i sentralnettet til å knytte til mer enn 13,2 TWh ny produksjon

Med de utbyggingsplanene som Statnett har frem mot 2020, anslår vi at det er kapasitet i sentralnettet til å knytte til mer enn 13,2 TWh ny produksjon, som er den norsk-finansierte andelen av elsertifikatmarkedet. Et slikt volum kan realiseres på ulike måter, innenfor rammen av tilgjengelig overføringskapasitet.

Vi har bevisst brukt begrepet overføringskapasitet istedenfor nettkapasitet. Vår vurdering tilsier at sentralnettet vil ha tilstrekkelig kapasitet til å overføre kraft innad i regioner og mellom regioner. Hovedutfordringen ser ut til å bli kapasitetsbegrensninger i regionalnettet og tilknytningsløsningene inn mot transformatorstasjonene i sentralnettet. Statnetts og andre sentralnetteieres planer innebærer omfattende utbyggingsaktivitet for å øke transformator kapasiteten, men det er verken rasjonelt eller mulig å tilrettelegge for alle de planlagte fornybarprosjektene. For at vi skal lykkes med å klargjøre for mottak av minst 13,2 TWh ny kraftproduksjon er det av stor viktighet at Statnett og konsesjonsmyndighetene prioriterer å tilrettelegge for de samme utbyggingsprosjektene, de med best lønnsomhet og størst mulighet for å bli realisert.

Vurdering av overføringskapasitet per område

Nord-Norge har et stort potensial for ny fornybar kraftproduksjon. Fornybare kraftprosjekter tilsvarende cirka 30 TWh ny produksjon er i konsesjonsprosess. Omtrent 4,5 TWh av dette er vannkraftproduksjon, mens de resterende 23,5 TWh er vindkraftprosjekter. Med dagens nett kan produksjonen øke med rundt 2 TWh i Nordland og Troms. Med planlagte nettførsterkninger og forventet forbruksvekst, kan dette øke til rundt 4 TWh frem mot 2020, forutsatt en god balanse mellom vann og vind.

I Midt-Norge er det planlagte utbyggingspotensialet dominert av vindkraft på Fosen og i Snillfjord. Til sammen er det gitt konsesjon til 3,9 TWh / 1420 MW i disse to områdene til sammen. I tillegg er det planer om 1,2 TWh / 400 MW vannkraft i Møre og Romsdal fylke. Planlagte nettførsterkninger i området vil gi nettkapasitet til det meste av denne produksjonen. Nettbegrensninger både nord og sør for Namsos, gjør at det likevel vil være nødvendig med systemvern (PFK) for vindkraften på Fosen.

Midt-Norge (Trøndelag og Møre) har i dag et kraftunderskudd på 7,5 TWh og mye import fra Nord-Norge og Sverige. Kombinert med den nye ledningen fra Ørskog til Sogndal gir dette plass til mye ny produksjon i regionen, før vi får flaskehals mot Sør-Norge og Sverige.

Vestlandet har også betydelig potensial for ny fornybar produksjon, særlig vannkraft. Med et ferdig oppgradert nett på Vestlandet, inkludert Samnanger-Sauda, vil det være kapasitet til opp mot 9 til 10 TWh ny produksjon mellom Ørskog i nord og Sauda i sør, gitt at denne plasseres gunstig innad i regionen. Det er imidlertid viktig å være klar over at to av forsterkningstiltakene, Sogndal-Aurland og Samnanger-Sauda kommer i drift på et relativt sent tidspunkt i forhold til tidsfristen for sertifikatmarkedet i 2020. Videre vil utkoblinger i byggeperioden kunne gi perioder med ekstra lav overføringskapasitet og dermed større flaskehals enn normalt.

I Sør-Rogaland og i Agderfylkene er det vindkraftplaner på mer enn 7 TWh, og planer om ny vannkraft på 2 til 2,5 TWh. Kapasiteten er først og fremst begrenset av lokale nettforhold og transformeringskapasitet mot sentralnettet. Med planlagte nettførsterkninger frem mot 2020, vil det være kapasitet til mye av dette potentialet, spesielt i Agder-fylkene. En stor andel av den planlagte vindkraften, samt en del av vannkraften, kommer inn på nettet mellom Fedaa og Stokkeland. Her er det allerede kapasitet til å ta i mot 1 til 1,5 TWh ny produksjon, som vil øke noe med planlagte tiltak i området.

På Østlandet er planer om både vann- og vindkraft. Med dagens nett kan det tilknyttes 2 til 2,5 TWh ny produksjon. Dette øker med cirka 300 MW med de planlagte nettførsterkningene i området, som forventes å komme i drift etter 2020. I tillegg til dette er det noen vannkraftplaner i Telemark, som ikke berøres av kapasitetsbegrensninger i sentralnettet.

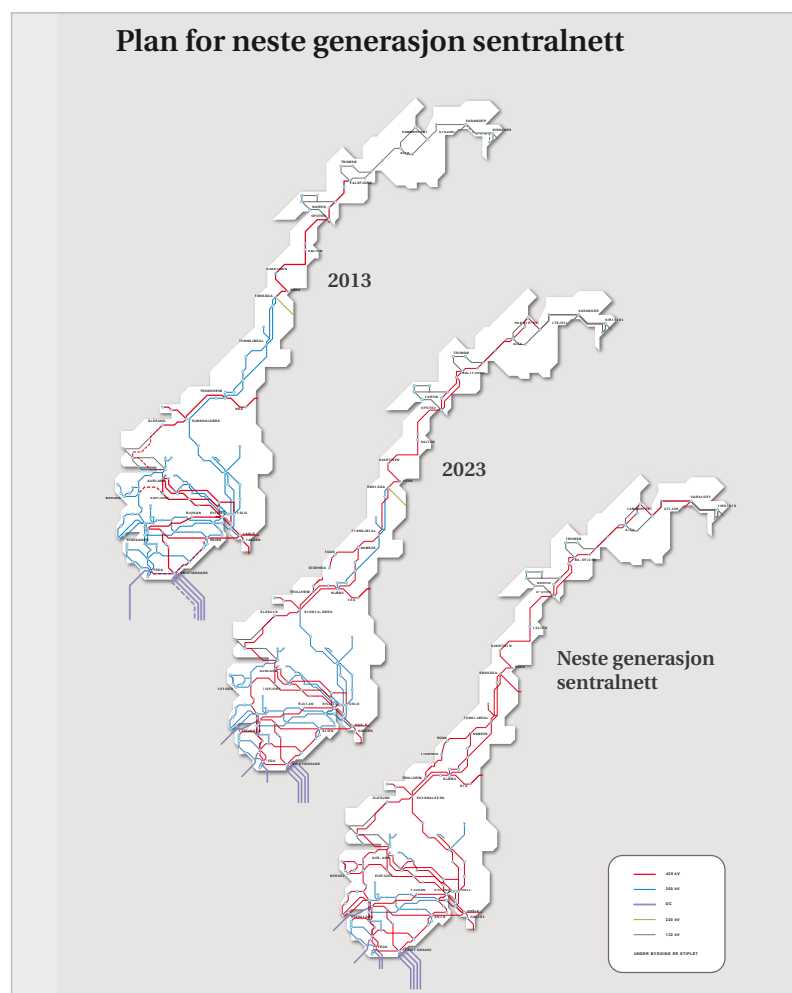
Norge trenger neste generasjon sentralnett

Med neste generasjon sentralnett vil Norge få et nett som dekker fremtidens behov, gir en robust kraftforsyning, et solid grunnlag for verdiskaping i de ulike landsdelene og en god utnyttelse av de fornybare ressursene.

Dagens sentralnett er for svakt til å møte fremtidens utfordringer. Neste generasjon sentralnett innebærer å øke overføringskapasiteten i hele det norske nettet i løpet av de neste tjue årene. Dette gjør vi ved å øke spenningsnivået til 420 kV for å utnytte eksisterende korridorer best mulig. Med neste generasjon sentralnett vil Norge få et nett som dekker fremtidens behov, gir en robust kraftforsyning, et solid grunnlag for verdiskaping i de ulike landsdelene og en god utnyttelse av de fornybare ressursene. På grunn av kapasitetsøkningene vil nettet kunne håndtere ulike utviklings-trekk på en god måte.

Figur 19

En skisse av utviklingen i oppgradering av sentralnettet frem mot neste generasjon sentralnett. Planen som er illustrert i den første tiårsperioden består hovedsakelig av konkrete prosjekter som er meldt eller konsesjonssøkt. I den neste tiårsperioden er det mye større usikkerhet rundt hvor det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å oppgradere sentralnettet videre.



4.1 En helhetlig plan for å fornye nettet og dekke fremtidens behov

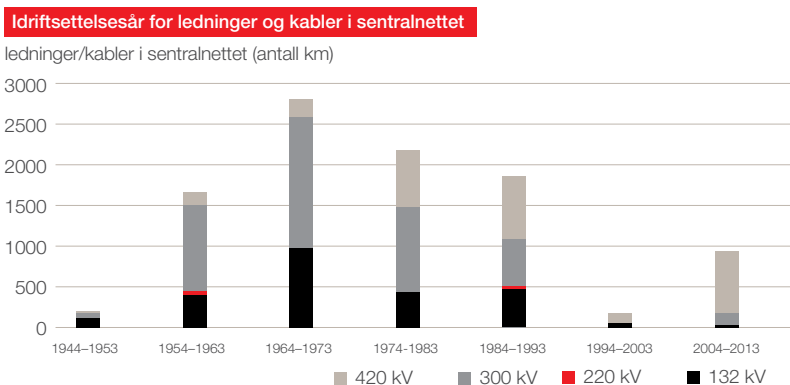
Behovet for et sterkere sentralnett er nå bredt forankret. Det kommer blant annet til uttrykk i Nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011–2012)) og den etterfølgende stortingsbehandlingen, og i innstillingen fra Energiutvalget (NOU 2012:9). Behovet er knyttet til drivkreftene vi omtalte i kapittel 3. Planen for neste generasjon sentralnett møter behovene for et sterkere nett og tar samtidig hensyn til viktige nettmessige forhold som både påvirker investeringsbehovet og hva som er hensiktsmessig rekkefølge og tempo i investeringene.

Økende reinvesteringsbehov

Mye av sentralnettet er bygget i perioden 1950 til 1980 og blir modent for reinvestering de neste 20 årene.

Figur 20

Aldersprofilen til sentralnettet med spenningsnivå. De fleste eldre ledningene er med 300 kV eller 132 kV spenningsnivå. En oppgradering av eldre ledninger til 420 kV vil gi en mangedobling av kapasiteten i det norske sentralnettet.



Siden begynnelsen av 90-tallet har Statnett gjennomført en rekke smarte og billige tiltak for å utnytte sentralnettet bedre. Dette har ført til at Norge i dag har ett av Europas mest effektive og smarte kraftnett. Potensialet for økt utnyttelse av det eksisterende nettet er nå i all hovedsak oppbrukt. Det betyr at det er nødvendig med betydelige oppgradering av det eksisterende nettet for å imøtekomme samfunnets økende overføringsbehov.

Potensialet for økt utnyttelse av det eksisterende nettet er nå i all hovedsak oppbrukt.

Mange steder er det ved normal drift lite ledig kapasitet. Når det i utgangspunktet er lite ledig kapasitet i nettet, kan reinvesteringer og spenningsoppgradering bli mer komplisert og vesentlig dyrere fordi arbeidet må begrenses til perioder med liten belastning i nettet. Liten overføringskapasitet i perioder med ombygging kan gi betydelige kostnader for forbrukere og kraftprodusenter. I noen tilfeller kan det være viktig å få inn en ny forbindelse før reinvestering og oppgradering av andre forbindelser. Den økte kapasiteten kan være viktig for å begrense kostnadene ved utkoblinger når andre ledninger skal oppgraderes, og sikre akseptabel forsyningsikkerhet mens arbeidene pågår.

Nettutviklingen bør ligge i forkant av behovet

Mens behovet for overføringskapasitet kan endre seg i løpet av noen få år, tar det gjerne ti år og i noen tilfeller mer fra et behov for nettførsterkning er identifisert til ny kapasitet er på plass. Dette betyr at hvis overføringskapasiteten i utgangs-

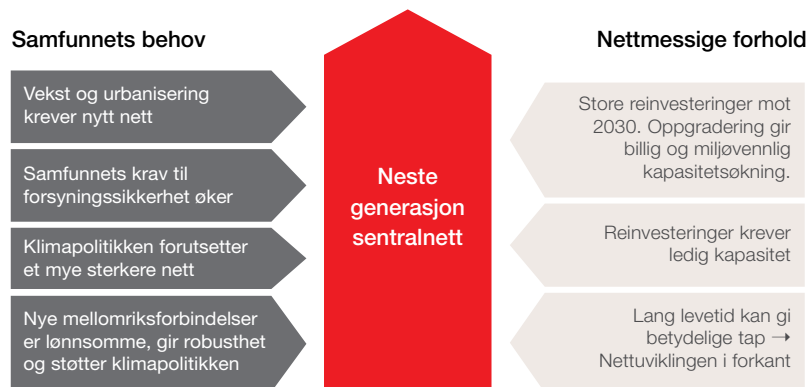
Som myndighetene slår fast i Nettmeldingen kan kostnadene ved å ha for lite overføringskapasitet bli betydelig større enn kostnadene ved å ha investert litt for mye eller litt for tidlig.

punktet er knapp, kan nettet fort bli en bremse for verdiskaping i næringslivet og for utnyttelse av fornybarressurser. Stor og rask vekst i forbruket i et område kan også gi flere år med for svak forsyningssikkerhet, frem til nettet kan forsterkes. Som myndighetene slår fast i Nettmeldingen kan kostnadene ved å ha for lite overføringskapasitet bli betydelig større enn kostnadene ved å ha investert litt for mye eller litt for tidlig. Den lange ledetiden er et argument for å bygge et mer robust nett som kan takle uforutsette endringer i overføringsbehovet.

Neste generasjon sentralnett legger til rette for økt verdiskaping i hele landet. Ved utbygging av ny fornybar kraft frem til 2020 gir et sterkere nett på Vestlandet besparelser på mange milliarder kroner fordi det er mulig å bygge ut kraft der hvor kostnadene er lavest. Et sterkere nett gjør det også mulig å utvide en del kraftverk slik at ekstra tilsig i våte år kan brukes til kraftproduksjon. Dette blir mer aktuelt i fremtiden når klimaendringene gradvis gir flere veldig våte år og perioder med store tilsig. På forbrukssiden kan samfunnet gå glipp av verdiskaping for mange milliarder kroner dersom industriutvidelser eller petroleumsaktivitet må utsettes på grunn av svak kraftforsyning. At tapt verdiskaping ved å ligge på etterskudd med nettinvesteringer generelt vil være mye større enn tapet ved å bygge for mye nett er en av hovedkonklusjonene i rapporten "På nett med framtida" fra Thema Consulting Group. Rapporten ble initiert av Statnett og Energi Norge med bidrag fra hele kraftbransjen, industrien og flere klima- og miljø-organisasjoner,

Figur 21

Oppsummering av de samfunnsmessige behovene og de viktigste nettmessige forholdene som ligger bak planen om neste generasjon sentralnett.



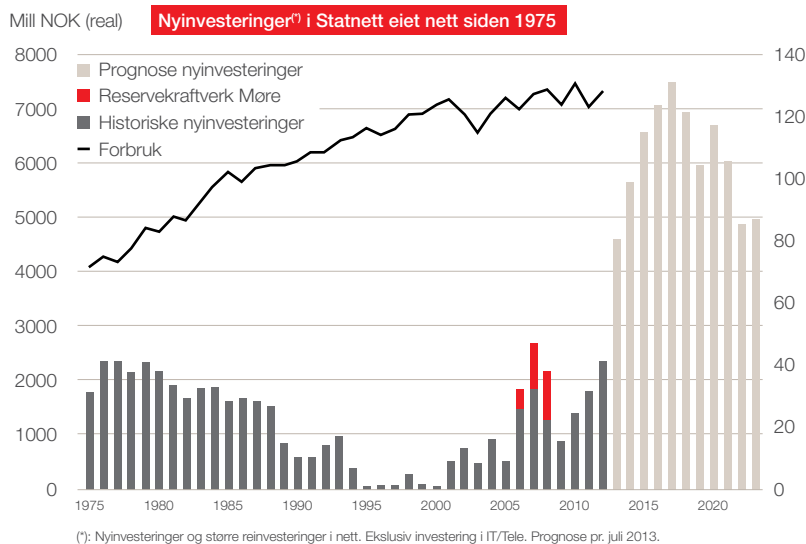
Planen for neste generasjon sentralnett gir et overordnet perspektiv for utviklingen av nettet. For hver enkelt mulig nettutvidelse gjøres det grundige analyser for å fastslå beste utbyggingsløsning og vurdere alternativer, samfunnsøkonomisk lønnsomhet og hensiktsmessig tidspunkt for gjennomføring av en utbygging eller reinvestering. Dette danner grunnlaget for konsesjonsbehandlingen.

Et historisk høyt investeringsomfang

Det samlede investeringsomfanget som er nødvendig for å dekke fremtidens behov for overføring av strøm er på et historisk høyt nivå. På flere områder haster det med å forsterke nettet, men det er ikke samfunnsmessig rasjonelt å gjøre alt på én gang. Akutte utfordringer med forsyningssikkerhet er det behovet som vektet tyngst, men vi ser alle behov og prosjekter i sammenheng for å finne en fornuftig gjennomføringsrekkefølge.

Figur 22

Nyinvesteringer og større reinvesteringer i nett eksklusive investeringer i IT og tele. Prognose per juli 2013.



5.1 En balansert portefølje av prosjekter dekker flere behov

Statnetts prosjektportefølje er sammensatt slik at følgende hovedmål de neste ti årene nås:

- Forsyningssikkerhet:
 - Vi skal ha på plass N-1 i utvalgte områder hvor dette mangler i dag.
 - Vi skal ha et reinvesteringsnivå på cirka 1 milliard kroner per år.
- Fornybar: Vi skal legge til rette for tilknytning av minst 13,2 TWh ny fornybar innen 2020.
- Vi skal legge til rette for nytt stort kraftforbruk.
- Vi skal realisere én kabel til Tyskland i 2018 og én til England i 2020.

Vi gjør løpende justeringer av porteføljens sammensetning, prioritering mellom prosjekter og fremdriftsplaner for å sikre måloppnåelse og samtidig ta hensyn til rasjonell gjennomføring, kostnadseffektivitet og miljøvirkninger.

Forsyningssikkerhet er en sterk driver for nettutviklingen. I flere områder er det perioder hvor feil på én enkeltkomponent vil føre til at strømmen ikke blir levert.

Forsyningssikkerhet har høy prioritet

Forsyningssikkerhet er en sterk driver for nettutviklingen. I flere områder er det perioder hvor feil på én enkeltkomponent vil føre til at strømmen ikke blir levert. BKK-området (området rundt Bergen), Midt-Norge, Østlandet (økt transformertokapasitet), Stavanger-området, Nord-Norge, Lofoten og Vesterålen og Agder er de viktigste områdene der vi iverksetter tiltak for å oppnå en tilfredsstillende forsyningssikkerhet i henhold til N-1-kriteriet, eller vurderer om dette vil være samfunnsmessig rasjonelt.

Realisering av lønnsom ny fornybar produksjon

Incentivene som gis gjennom ordningen med elsertifikater er kraftfulle, og potensialet og planene for ny fornybar produksjon er store. Våre planer vil legge til rette for over 13,2 TWh ny produksjon i Norge fra 2012 og frem til 2020. Forutsetningen er at ny produksjon lokaliseres hensiktsmessig i forhold til dagens nettkapasitet og planlagt kapasitet før 2020. Lokale nettbegrensninger vil utelukke tilkobling for noen prosjekter.

Vi må legge planer i takt med nytt stort forbruk

Det er flere planer om nytt forbruk langs hele den norske kysten knyttet til ny kraftkrevende industri og petroleumsvirksomhet. En av utfordringene med nettutbygging er at det tar lang tid å realisere ny nettkapasitet sammenlignet med hvor lang tid det tar å etablere nytt stort forbruk. Samtidig er usikkerheten ofte stor. Vi må sikre verdier i form av nærings- og industriutvikling samtidig som vi ikke bør bygge nett for forbruk som ikke kommer. Denne utfordringen kan vi blant annet løse ved tidlig koordinering og forpliktende avtaler om samtidig fremdrift. Et annet grep er å søke konsesjon for nye nettforsterkninger tidlig slik at vi bruker kortere tid mot idriftsettelse når investeringsbeslutning eventuelt blir tatt hos industrien.

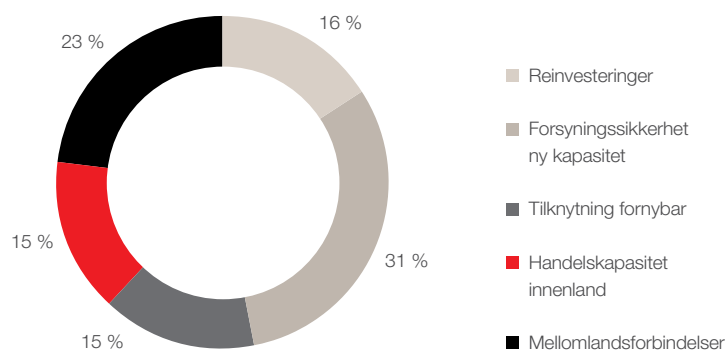
Økt handelskapasitet mot utlandet er lønnsomt

Statnett forventer et økende kraftoverskudd med større svingninger mellom tørrår og våtår. Økt kapasitet mot utlandet er en viktig og integrert del av neste generasjon sentralnett. Statnetts planer om å etablere kabelforbindelser til Tyskland i 2018 og England i 2020 forutsetter høyt tempo for flere av de innenlandske nettforsterkningene.

Figur 23

Planlagte investeringer de neste ti årene grovt fordelt etter utløsende behov. Enkeltprosjektene vil som hovedregel bygge opp under flere av samfunnsmålene.

Fordeling investeringer neste ti år



5.2 Totalt omfang av prosjekter og planer er utfordrende å gjennomføre på kort tid

Det samlede omfanget av prosjekter og planer er betydelig større enn det som noen gang har vært bygget i sentralnettet. Statnett tilpasser porteføljen over tid slik at investeringsnivået er rasjonelt med tanke på sikker drift, god forsynings-sikkerhet og kostnadsnivå.

Vi forventer nettinvesteringer på mellom 5 og 7 milliarder kroner årlig de neste ti årene

De neste ti årene skal vi gjennomføre nettinvesteringer for anslagsvis mellom 5 og 7 milliarder kroner årlig. Nivået er uendret sammenlignet med planene som ble presentert høsten 2012. Totalsummen tar utgangspunkt i faste 2013-kroner. I tillegg til nettinvesteringene som er inkludert i Nettutviklingsplanen har Statnett kostnader ved en del mindre reinvesteringsprosjekter samt investeringer i IT og tele. Nettinvesteringene forventes å være noe høyere i den første femårsperioden enn i den påfølgende femårsperioden. Sterkt tidspress kombinert med høyt investeringstrykk i nettet både i regionalnett, distribusjonsnett og i andre land og sektorer øker risikoen for økte priser i leverandørmarkedet.

Hensynet til kostnadsnivå og ressursituasjonen i leverandørmarkeder tilsier at vi holder en noenlunde jevn investeringstakt fremover. Statnetts interne kapasitet bygges opp til å klare det planlagte investeringsnivået på 5 til 7 milliarder kroner fremover. En jevn investeringstakt gir også mer effektiv utnyttelse av interne ressurser.

Prosjektene i nettutviklingsplanen skal gjennomføres samtidig som vi skal opprettholde en sikker drift og god forsynings-sikkerhet i byggeperioden. Med stor byggeaktivitet og et høyt belastet nett i deler av landet, vil utkoblingstid bli en knapp ressurs, som påvirker hvor mye som er mulig å gjennomføre samtidig.

Fortsatt høyt, men avtakende investeringsnivå etter den første tiårsperioden

Investeringsnivået etter den første tiårsperioden er mer usikkert. I løpet av de neste ti årene skal vi etter planen ha kommet betydelig på vei mot en oppgradering av hele det norske sentralnettet med et stort løft i kapasitet. Dette vil kunne håndtere ulike nye behov forutsatt en fornuftig lokalisering av ny produksjon og nytt forbruk. Dette tilsier at investeringsnivået i andre tiårsperiode vil bli lavere enn i den første tiårsperioden.

Vi har allerede prosjekter i planen som strekker seg utover den første tiårsperioden, blant annet i Nettplan Stor-Oslo, samt en del reinvesteringer og fornybarprosjekter. Det er også identifisert behov, som enda ikke er utviklet til konkrete prosjekter. Sannsynligheten er også stor for at det vil oppstå nye behov som potensielt kan utløse store nettinvesteringer. En storskala elektrifisering av nye petroleumsinstallasjoner i nord eller eventuelle nye fornybarmålsetninger vil for eksempel kunne utløse nettinvesteringer utover det som er identifisert i dag. Totalt sett forventer vi at det vil være behov for betydelige investeringer i sentralnettet også i den andre tiårsperioden, men at det årlige investeringsnivået trolig vil ligge en del lavere enn i første tiårsperiode.

Hensynet til kostnadsnivå og ressursituasjonen i leverandørmarkeder tilsier at vi holder en noenlunde jevn investeringstakt fremover.

En storskala elektrifisering av nye petroleumsinstallasjoner i nord eller eventuelle nye fornybarmålsetninger vil for eksempel kunne utløse nettinvesteringer utover det som er identifisert i dag.

5.3 HMS, kvalitet og kostnadseffektivitet er nødvendig

Opgaven Statnett står ovenfor med å bygge neste generasjon sentralnett er stor, men selskapet har gjennom flere år bygget opp kapasitet og kompetanse for å løse oppgaven. Erfaringer fra det siste året har tydeliggjort behovet for økt innsats på områdene HMS, kvalitet og å opprettholde høy effektivitet.

Statnett har i løpet av de siste to år opplevd to dødsfall hos våre leverandører under bygging av våre anlegg. Arbeidet med å forhindre alvorlige hendelser må intensiveres ytterligere og ha stor oppmerksomhet i alle deler av bedriften. Målet er at Statnett skal være det ledende nettselskap i Europa innen 2017, konkretisert til et mål på H1-verdi på 2. Dette inkluderer kontraktørene våre.

Statnett har erfart noen alvorlige kvalitetsavvik i flere utbyggingsprosjekter de senere år. Økt oppmerksomhet rundt sikkerhet og kvalitet på leveranser fra eksterne teknologimiljøer, leverandører og ikke minst under-leverandører er nødvendig for å lykkes.

Statnetts kostnadsbase og oppgaver vil øke betydelig i årene fremover, og Statnett legger stor vekt på å bygge neste generasjon sentralnett så effektivt som mulig. Statnett har satt et mål om å være et 15 prosent mer effektivt selskap i 2016 enn i 2013.

5.4 Endringer i planen – justeringer det siste året

De overordnede målene for prosjektporteføljen ligger fast, Med lang utviklings-tid for prosjektene vil det kunne oppstå endringer i forbruk og produksjon som endrer den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for enkeltprosjekter. Dette vurderes fortløpende og gjør at noen prosjekter stoppes slik at ressurser frigjøres til andre og viktigere tiltak. De viktigste endringene i planen beskrives her.

Prosjekter under bygging

Et flertall av prosjektene under gjennomføring følger de rammer som ble gitt ved investeringsbeslutningstidspunktet, både når det gjelder tidsplaner og kostnader, men et par prosjekter er forsinket.

Ørskog-Sogndal er forsinket med cirka ett år, og antatt idriftsettelsesdato er nå desember 2016. Forsinkelsen skyldes i hovedsak manglende tillatelser og tilgang til arealer.

Ytre Oslofjord, nytt kabelanlegg, er nesten ett år forsinket sammenlignet med i fjor grunnet forsinket kabelløp. Antatt idriftsettelse er nå høsten 2014.

Innenlandske prosjekter under planlegging

Sydvestlinken er tatt ut av porteføljen, etter at Statnett og Svenska Kraftnät i april 2013 ble enige om å stoppe prosjektet grunnet manglende samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Nettplan Stor-Oslo har identifisert rundt tretti nye prosjekter. Mange av prosjektene ligger langt frem i tid og er forbundet med stor usikkerhet, men det er også prosjekter som planlegges gjennomført innenfor den kommende tiårsperioden, og som det haster å få på plass. Et eksempel er utskiftning av kablen mellom Sogn og Smestad. Ingen av disse prosjektene er besluttet enda.

Nivået på reinvesteringer for den kommende tiårsperioden, som er inkludert i de totale nettinvesteringene på 5 til 7 milliarder kroner, har økt noe siden i fjor, og utgjør i gjennomsnitt cirka 1 milliard kroner årlig. Dette henger sammen med at Statnett nylig har gjort oppdaterte vurderinger av reinvesteringsbehovet fremover.

Hensynet til HMS, rasjonell gjennomføring og kostnadseffektivitet tilsier at vi bør unngå å kjøre for mange store prosjekter i parallell og med stramme tidsfrister. Dette er reflektert i årets nettutviklingsplan, ved at noen av de store ledningsprosjektene som er under planlegging, har fått en mer fleksibel fremdriftsplan, som tar hensyn til de utfordringene vi har med gjennomføring av totalporteføljen. Vårt største innenlandske prosjekt er Ofoten-Balsfjord-Skaidi-Hammerfest, med en forventet total investering på mellom 8 og 12 milliarder kroner. Av hensyn til totalporteføljen, legger Statnett opp til en mer fleksibel gjennomføringsplan for strekningen Balsfjord-Skaidi, noe som innebærer at planlagt byggstart og idriftsettelse sannsynligvis blir noe senere enn i forrige plan.

I Lofoten og Vesterålen setter vi nå i gang et arbeid for å se på fremtidig behov for nettkapasitet, og mulige løsninger. Dette utløses både av kortsiktige behov for oppgradering av et aldrende og svakt nett, og av mulig nytt stort forbruk på lengre sikt.

Planer om nytt stort forbruk, både utvidelser hos Hydro på Karmøy og elektrifisering av Utsirahøyden, gjør at vi må utrede mulige tiltak i SKL-ringen.

Hensynet til HMS,
rasjonell gjennomføring
og kostnadseffektivitet
tilsier at vi bør unngå å kjøre
for mange store prosjekter
i parallell og med stramme
tidsfrister.

Vi er i gang med å bygge

I årene som kommer vil bygging av ny kraftledning øke jevnt til over 300 kilometer i året.

Siden forrige nettutviklingsplan i 2011 har Statnett kommet ordentlig i gang med å bygge fremtidens sentralnett. Vi har mottatt konsesjoner, vi har bygd opp gjennomføringskapasitet og kompetanse, og vi jobber målbevisst med fremdrift i prosjektene. Antall kilometer kraftledning og stasjoner som bygges og oppgraderes er på et historisk høyt nivå. Økt bevissthet rundt HMS, koordinering av prosjekter, systematisk oppfølging av eksterne leverandører og en mer tilpasset organisering gjør Statnett klar til å løfte de store investeringene fremover.

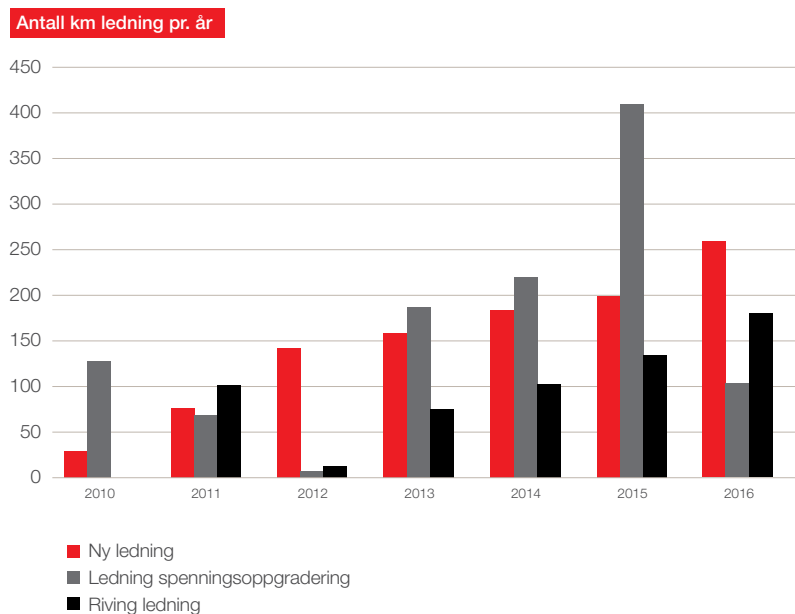
6.1 Utbyggingstakten øker betraktelig

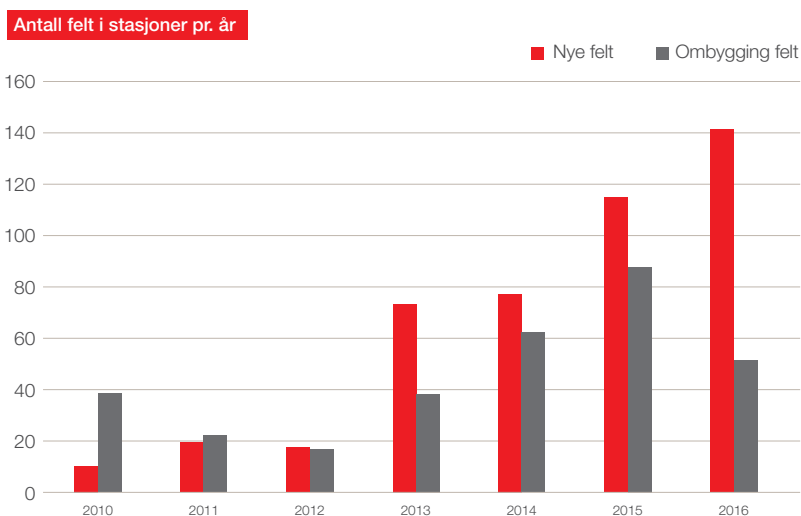
Oppgradering til neste generasjon sentralnett er i gang. Over hele landet bygges det nå kraftledninger og i tillegg pågår bygging av et stort antall nye stasjonsanlegg samt rehabilitering av eksisterende anlegg.

Mellom 2007-2011 har Statnett ferdigstilt mellom 25 og 75 kilometer ledning i året. I 2012 ble det bygget og oppgradert 150 kilometer ledning, og i 2013 ligger vi an til å ferdigstille rundt 160 kilometer ny kraftledning samt spenningsoppgradering av 189 kilometer. I årene som kommer vil bygging av ny kraftledning øke jevnt til over 300 kilometer i året. I tillegg øker nybygging og ombygging av nye stasjoner betydelig.

Figur 24

Byggeaktivitet på ledninger og i stasjoner har økt og vil øke fremover.





Tabell 2

Idriftsatte prosjekter siden 2011.

Gjennomførte prosjekter siden 2011

Prosjekt

Ombygging av Hasle trafostasjon
Reaktiv kompensering Østlandet
Sima apparat- og kontrollanlegg
Nye Narvik transformatorstasjon
Vang Kontrollanlegg
Kraftledning Sauda-Liastølen
Oppisolering Nedre Røssåga - Tunnsjødal
Økt tafokapasitet Nedre Vinstra
Refsdal koblingsanlegg

Satt i drift

Des. 12
Des. 11
Apr. 11
Nov.11
Jul. 11
Jun. 12
Nov. 11
Des. 12
Feb. 12

Det er en stor utfordring å bygge neste generasjon sentralnett samtidig som det skal være balanse mellom produksjon og forbruk hvert eneste sekund.

Driftssikkerheten må opprettholdes samtidig som vi oppgraderer nettet

Prosjektene som skal gjennomføres vil øke overføringskapasiteten i kraftsystemet. Samtidig vil arbeidet med oppgradering av eksisterende forbindelser føre til redusert overføringskapasitet i perioder fordi det er nødvendig å koble ut nettanlegg i deler av byggeperioden. Det er en stor utfordring å bygge neste generasjon sentralnett samtidig som det skal være balanse mellom produksjon og forbruk hvert eneste sekund. Det betyr at fremdriften må tilpasses tilgangen på "utkoblingsvinduer", og generelt at driftsmarginene i systemet må opprettholdes. For å redusere omfanget av utkoblinger vil det bli foretatt arbeid under spenning (AUS) på de anlegg hvor dette er mulig og hensiktsmessig. Vi tar også i større grad utkoblingsbehov med i prosjektplanleggingen på et tidlig tidspunkt.

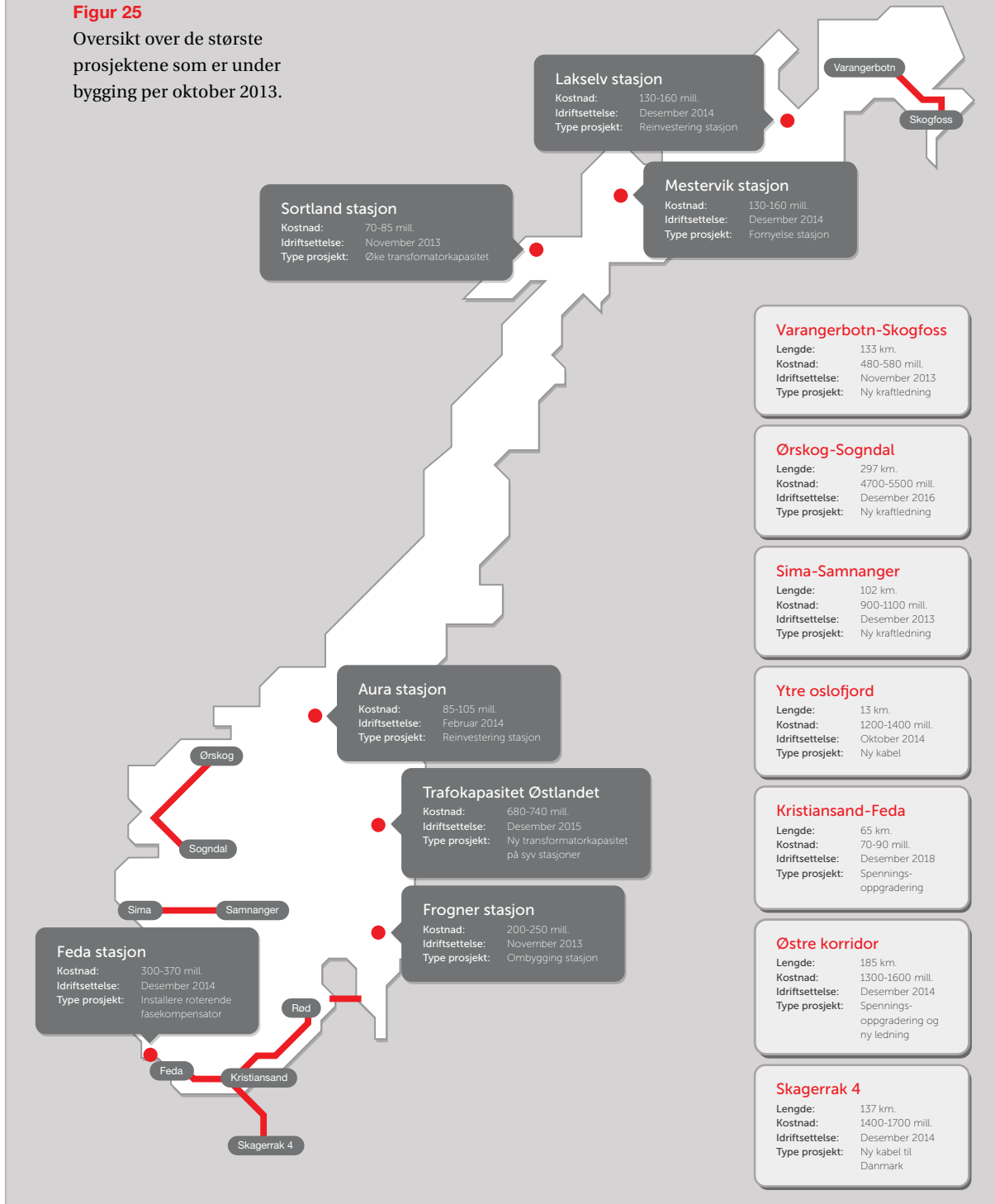
6.2 Vi effektiviserer gjennomføringen

Det totale omfanget av utbyggingsprosjekter de neste årene er på et historisk høyt nivå. Det gjøres store endringer knyttet til organisering, arbeidsmetoder og kompetanseutvikling for å ivareta hensynet til HMS og forbedre gjennomførings- evnen i utbyggingsfasen. Dette innebærer mer profesjonell prosjekterstyring, rendyrkede leverandør- og teknologifunksjoner, samt en støtteenhet som ivaretar

Prosjekter under bygging

Figur 25

Oversikt over de største prosjektene som er under bygging per oktober 2013.



I tiden fremover blir det nødvendig med utvidet bruk av ekstern kapasitet både for å ivareta byggherrefunksjonen og for å øke prosjekteringskapasiteten.

helhetsperspektivet for porteføljen av utbyggingsprosjekter, kvalitet og risikohåndtering. Samordning av prosjekter med sammenfallende mål og geografisk tilhørighet, er et annet grep som vil sikre mer effektiv planlegging, gjennomføring og ressursutnyttelse. Vestre korridor, som omfatter strekningen fra Kristiansand i sør til Sauda i nord, er et eksempel på et prosjekt som består av mange delstrekninger og stasjoner og som gjennomføres og organiseres som et samlet prosjekt.

Vi utnytter ekstern bistand når det er mest effektivt. I tiden fremover blir det nødvendig med utvidet bruk av ekstern kapasitet både for å ivareta byggherrefunksjonen og for å øke prosjekteringskapasiteten. Vi øker nå kapasiteten ved å inngå en rekke langsiktige rammeavtaler med leverandører, som bidrar til gjensidig forutsigbarhet og læring, og til å utvikle ønsket kompetanse og kapasitet hos samarbeidspartnere. Dette krever standardiserte prosesser og spesifikasjoner.

FoU-programmet "Teknologi og løsninger for neste generasjon sentralnett" skal gi svar på utfordringer knyttet til utbygging av kraftsystemet i den nærmeste tiårsperioden. Programmet skal utvikle og kvalifisere teknologi og løsninger for bruk i Statnetts prosjekter. Det er startet opp flere forskningsprosjekter innenfor områdene fundamentering, anleggsteknikk, master, og line- og isolator-teknologi. Det fokuseres også på kompetanseutvikling og teknologiske løsninger innenfor kabelteknologi. FoU-prosjektene har mål om å gi økt kapasitet, bedre kvalitet og reduserte kostnader.



Del 2:

Regional, nasjonal, nordisk og europeisk nettutvikling

Vi må styrke sentralnettet langs kysten

Trenden de siste tiårene er at flyttestrømmene går fra distriktene og mot større befolkningssentra.

Vi må forsterke sentralnettet langs kysten og rundt de største byene. I Nord-Norge er usikkerheten større, men en storstilt elektrifisering av nye olje- og gassfelt i regionen kan utløse større forsterkninger på sikt. Nye mellomlandsforbindelser gir en sterkere flyt i nord-sør retning og tilsier at vi må forsterke nettet fra sør for å fjerne de største overføringsbegrensningene først.

Trenden de siste tiårene er at flyttestrømmene går fra distriktene og mot større befolkningssentra langs kysten av Norge. I tillegg har vi en generell befolkningsvekst. Dette øker behovet for økt kapasitet og sikker strømforsyning i de store byene.

Industrien står for rundt en fjerdedel av energiforbruket i Norge. Historisk er disse store enhetene lokalisert langs og kysten og i nærhet til de store vannkraftressursene. Størsteparten av nye planer for økt vannkraft- og vindkraftproduksjon er lokalisert på Vestlandet og i Nordland. Økt leteaktivitet og ny optimisme innen petroleumsnæringen, i kombinasjon med politiske føringer om å utrede forsyning med elektrisitet fra land, vil kunne gi store punktvisse forbruksøkninger langs hele den norske kysten.

Statnett planlegger en tredobling av overføringskapasiteten mellom Norge og kontinentet og UK. Ved realisering av disse planene mot 2020 vil det norske og nordiske kraftsystemet få et enda tydeligere flytmønster mellom nord og sør.

Fordi de største overføringsbegrensningene vil være i sør må vi starte med å oppgradere nettet sørfra.

Forsterkningene kommer langs kysten og rundt de store byene

De største endringene i produksjon og forbruk fremover vil skje langs den norske kysten, og nye mellomlandsforbindelser påvirker kraftflyten i nord-sør retning. Fordi de største overføringsbegrensningene vil være i sør må vi starte med å oppgradere nettet sørfra.

Vi ferdigstiller i løpet av 2014 Østre korridor som vil forsterke forbindelsen mellom Sørlandet og Østlandet. Et sterkt nett fra sør til nord langs vestkysten av Norge starter med oppgradering av Vestre korridor fra Kristiansand i sør og til Sauda. Videre oppgraderer vi nordover mot Samnanger. Forbindelsen mellom Ørskog og Sogndal vil binde Midt-Norge og Vestlandet mye sterkere sammen når den ferdigstilles i 2016.

Økt kraftoverskudd i Nordland gir behov for overføring sørover. Forsterkning fra Nedre Røssåga i Nordland til Klæbu via Namsos planlegges ferdigstilt før 2020.

Lenger nord starter vi forsterkningene fra Ofoten ved Narvik og nordover gjennom Troms mot Alta og Skaidi, og vi forbereder videre utvikling mot Varangerbotn. Sammenlignet med resten av landet er dette området tynnere befolket og med lite kraftintensiv industri

nord for Troms. Leteaktiviteten etter olje og gass i Barentshavet er stor og en storstilt elektrifisering av nye funn kan utløse større forsterkninger på 10-15 års sikt. Usikkerheten er imidlertid svært stor.

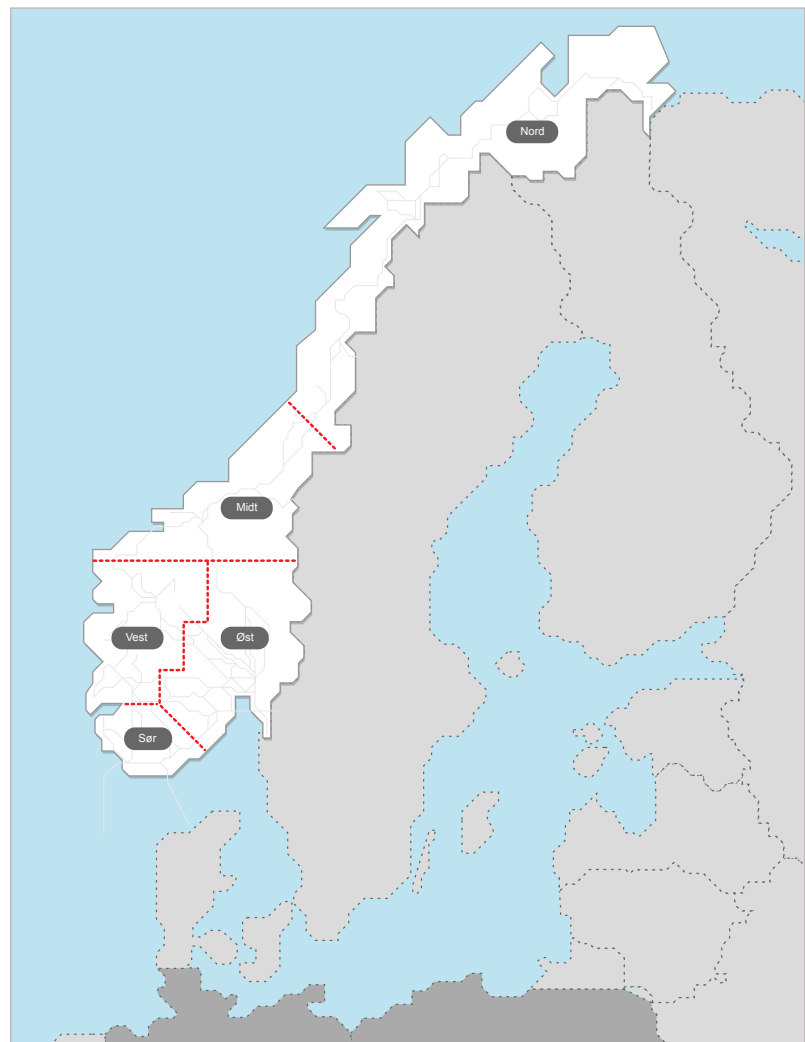
I Bergen vil vår forbindelse Sima – Samnanger sammen med BKK Nett sine planlagte sentralnettforbindelser Modalen – Mongstad – Kollsnes gi en tilfredsstillende forsyning. Gjennom Nettplan Stor-Oslo har vi i samarbeid med regionalnettselskapet Hafslund Nett funnet at spenningsoppgradering av sentralnettet i og rundt hovedstadsområdet er det mest samfunnsmessig rasjonelle for nettutviklingen i området. Forbindelsen Lyse – Stølaheia gir bedre forsyningssikkerhet for Sør-Rogaland.

Regionene henger tett sammen

Vi har organisert planarbeidet i fem regioner og presenterer i de neste kapitlene konkrete planer for nettutviklingen per region. 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.

Figur 26

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



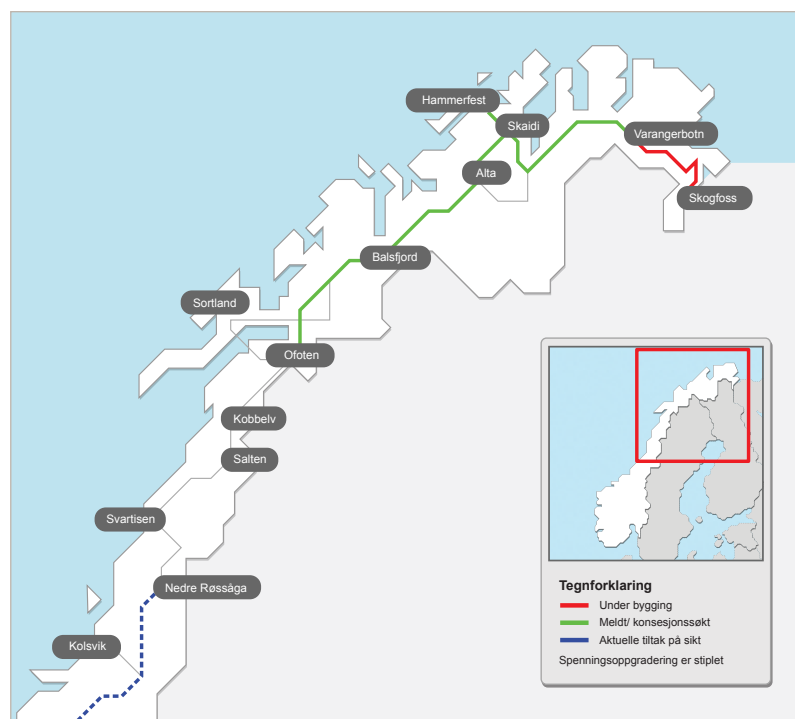


Nettutvikling i Region Nord

I Finnmark svinger det fra stort kraftoverskudd sommerstid til et like stort underskudd vinterstid.

I tråd med nye krav til konseptvalgutredninger og et ønske om å gå bredt ut i prosjektenes tidlige fase har vi valgt å ikke illustrere mer umodne prosjektmuligheter i kart slik det ble gjort i NUP 2011.

Dagens nett nord for Ofoten har svak forsyningssikkerhet og begrenset kapasitet til etablering av ny næringsvirksomhet og produksjon. En trinnvis utbygging nordover fra Ofoten, tilpasset forbruksutviklingen, er det viktigste tiltaket for å bedre forsyningssikkerheten i området. I Nordland gjør vi flere tiltak i stasjonene for å legge til rette for ny fornybar kraft. På lengre sikt vurderer vi ytterligere tiltak for Lofoten og Vesterålen.



7.1 Region nord har store variasjoner i kraftbalansen

Region Nord omfatter Finnmark, Troms og Nordland. Sentral- og regionalnettet i området avgrenses i nordøst mot Russland og Finland, i øst mot Sverige og i sør mot Midt-Norge ved Tunnsjødal transformatorstasjon nord i Nord-Trøndelag.

Området er rikt på naturressurser og har et overskudd på energi i år med normalt tilsig. Det er imidlertid betydelige variasjoner både gjennom året, fra år til år og mellom forskjellige områder internt i regionen. Dette gir et stort behov for nett. I Finnmark svinger det fra stort kraftoverskudd sommerstid til et like stort under-

Sentralnettet i regionen har flere forbindelser med spenningsnivå på 132 kV enn i andre deler av landet.

skudd vinterstid. Dette påvirker også Troms, fordi ubalansene i Finnmark øker belastningen på nettet lenger sør.

Sentralnettet i regionen har flere forbindelser med spenningsnivå på 132 kV enn i andre deler av landet. Nord for Ofoten er det én 420 kV-ledning som går til Balsfjord. Fra Balsfjord og nordover er nettet på 132 kV. Mellom Adamselv og Lakselv er det kun én 132 kV-ledning. Fra Nedre Røssåga og sørover til Midt-Norge består sentralnettet av to parallelle 300kV-ledninger.



7.2 Hovedutfordringene i region Nord

Svak forsyningssikkerhet i Troms og Finnmark

Nettet i regionen ble i hovedsak bygget på 60- og 70-tallet, og forbruket i Nord har vokst betydelig siden den gang. Ubalansene mellom forbruk og produksjon har blitt så store sammenlignet med nettkapasiteten at forsyningssikkerheten anses som svak nord for Ofoten (Narvik). De siste årene har det vært flere timer med N-0 enn i øvrige deler av landet, og vi har erfart flere relativt langvarige strømbrudd med manuell utkobling av forbruk for å hindre at større områder mørklegges. Med dagens nett er det ikke rom for store økninger i forbruk eller produksjon. Noe nytt stort forbruk kan knytte seg til nettet mot at de aksepterer å bli koblet ut ved behov. Dette kalles systemvern.

Samtidig er det høye forventninger om nye olje- og gassfunn med påfølgende aktivitet i petroleumssektoren som potensielt kan gi stor forbruksvekst. I Barentshavet er det gjort flere funn de siste årene og leteaktiviteten er høy. Etter avklaring i delelinjespørsmålet mellom Norge og Russland ble det våren 2013 også åpnet for leting etter olje og gass sørøst i Barentshavet. I Hammerfestområdet skal Gøliat-prosjektet settes i drift i 2014, mens Snøhvit har produsert LNG i flere år. Begge forsynes delvis med strøm fra land.

Gruve- og mineralsektoren er en annen viktig næring i potensiell vekst. En grundig kartlegging av mineralforekomstene i hele området fra 2013 viser store forekomster

Det er en stor utfordring at forbruksveksten i både petroleumssektoren og gruvevirksomheten er svært usikker.

av mineraler. De fleste forekomstene som vil påvirke behov for utvikling i sentralnettet befinner seg i Finnmark. Sydvaranger gruve ser på mulighetene for å øke produksjonen i løpet av få år, avhengig av markedssituasjonen. Nussir i Kvalsund kommune venter avklaring på sine gruveplaner innen kort tid.

Det er en stor utfordring at forbruksveksten i både petroleumssektoren og gruvevirksomheten er svært usikker. Det tar lang tid å utvikle og å bygge nye nettforsterkninger, mens forbruksøkningen kan komme i løpet av relativt kort tid.

Det er et politisk ønske om å forsyne nye petroleumsinstallasjoner med strøm fra land, men konseptbeslutninger i petroleumsindustrien baseres primært på lønnsomhetsvurderinger. Lønnsomheten vil blant annet avhenge av avstanden fra land. Det er også forskjell på energibehovet for oljeomlastning og gassprosessering. Landanlegget for olje på Johan Castberg vil ha et maksimalt forbruk på 15 MW, mens et nytt gassprosessanlegg på Melkøya sannsynligvis trenger 100-350 MW. Til sammenlikning er maksimalt alminnelig forbruk i Finnmark om lag 300 MW i dag.

Forsyningssikkerheten i Lofoten og Vesterålen er ikke tilfredsstillende

Nettet i Lofoten og Vesterålen har 132 kV som spenningsnivå, med mange innskutte sjøkabler. Med mye last og lite produksjon i de ytre områdene er det problemer med å holde spenningen i tunglastperioder, spesielt ved feil. Flere feil de senere år har medført at hele eller store deler av området har blitt mørklagt. Senest i mars 2013. Et fellestrekk er at flere feil ofte inntreffer samtidig.

OED åpnet i sitt vedtak 26.juni 2013 for at Lofotringen, den ytterste 132 kV ringforbindelsen i Lofoten og Vesterålen, skal innlemmes i sentralnettet.

En trinnvis forsterkning fra Ofoten og nordover, der vi starter med forbindelsen Ofoten – Balsfjord og videre med Balsfjord – Skaidi, gir muligheter til å forsterke videre i samsvar med utviklingen i behovet.

Mange planer om ny fornybar

I Troms og Finnmark er vindforholdene gode og det foreligger flere planer om vindkraftproduksjon i tillegg til vannkraftprosjekter. I overskuddssituasjoner vil veien til forbruket imidlertid være lang og nettkostnadene er så store at det er vanskelig å forsvare nettutbygging kun på grunn av vindkraften. Når vi bygger nytt nett vil det legges til rette for noe ny vindkraft.

Nordland er i dag et stort overskuddsområde, og det er meldt og konsesjonsøkt mye vannkraft. I tillegg er det flere planer om vindkraftproduksjon i området. Vi gjør flere tiltak i stasjonene for å få inn ny fornybar produksjon, men det er ikke kapasitet til å ta inn all ny produksjon som er meldt og konsesjonssøkt. En problemstilling er også hvordan det store kraftoverskuddet, som forventes å øke de kommende årene, skal transporteres ut av området.

7.3 Neste generasjon sentralnett i region Nord

Planene for næringsutvikling i regionen er store både når det gjelder nytt forbruk og ny produksjon. Samtidig er usikkerheten for mange av prosjektene stor. En trinnvis forsterkning fra Ofoten og nordover, der vi starter med forbindelsen Ofoten – Balsfjord og videre med Balsfjord – Skaidi, gir muligheter til å forsterke videre i samsvar med utviklingen i behovet.

Prosjekter i region Nord

Under gjennomføring	Kostnadsintervall	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Varangerbotn-Skogfoss, ny 132 kV ledning	480 - 580	2007	2013-2014	Forsyningssikkerhet	
Hyggevatn SVC	30 - 40	2011	2013	Forsyningssikkerhet	
Lakselv	130 - 160	2012	2014	Forsyningssikkerhet	Reinvestering
Mestervik	130 - 160	2012	2014	Forsyningssikkerhet	Reinvestering
Under planlegging	Kostnadsintervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Beredskapskabel Ofotfjorden	145 - 160	i.a		Forsyningssikkerhet	Forventet ferdigstillelse 2015
Tjeldsundet kabelanlegg	110 - 160	2012	3 år	Forsyningssikkerhet	Innskutt på ledning 132kV Kvandal-Kanstadbotn
Kobbelv, ny transformering	130 - 180	2013	2-3 år	Ny fornybar kraftproduksjon	Fått konsesjon
Reaktiv kompensering Lofoten/Vesterålen	110 - 160	2013	2-3 år	Forsyningssikkerhet	Fått konsesjon. Melbu, Kilbotn, Sortland
Svartisen ny transformering	80 - 110	2013	3 år	Ny fornybar kraftproduksjon	Fått konsesjon
Ofoten-Balsfjord, ny 420 kV kraftledning	3000 - 4000	2013	3-4 år	Forsyningssikkerhet	Forventet byggestart 2014
Nedre Røssåga, 420kV anlegg	180 - 260	2014	2 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Salten, ny stasjonsløsning	250 - 350	2014	2-3 år	Forsyningssikkerhet	
Nedre Røssåga-Namsos, spenningsoppgradering	800 - 1300	2014	4-6 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Balsfjord-Skaidi-Hammerfest, ny kraftledning	5000 - 8000	2014	6-8 år	Forsyningssikkerhet	Videreføring til Hammerfest forutsetter anleggsbidrag
Skaidi-Varangerbotn, ny kraftledning	2000 - 4000	2017	7-8 år	Forsyningssikkerhet	Realisering avhengig av behovsutvikling
Pågående konseptvurdering	Kostnadsintervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Lofoten/Vesterålen ny forsyning				Forsyningssikkerhet	
Trofors systemløsning				Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	
Røssvatn				Ny fornybar kraftproduksjon	Ny transformering
Kolsvik				Ny fornybar kraftproduksjon	Ny transformering

Tabell 3

Planlagte nettutviklingsprosjekter i region Nord. Prosjekter under utførelse vises i løpende kroner, øvrige prosjekter i 2013-kroner.

Prosjekter under gjennomføring

Ny 132 kV forbindelse Varangerbotn-Skogfoss skal sikre forsyningen mot Sør-Varanger og i Øst-Finnmark forøvrig. Ledningen ble satt i drift oktober 2013 og gir tosidig innmating mot Kirkenesområdet. Full ferdigstillelse av prosjektet inkludert større ombygginger i stasjonene planlegges i løpet av 2014.

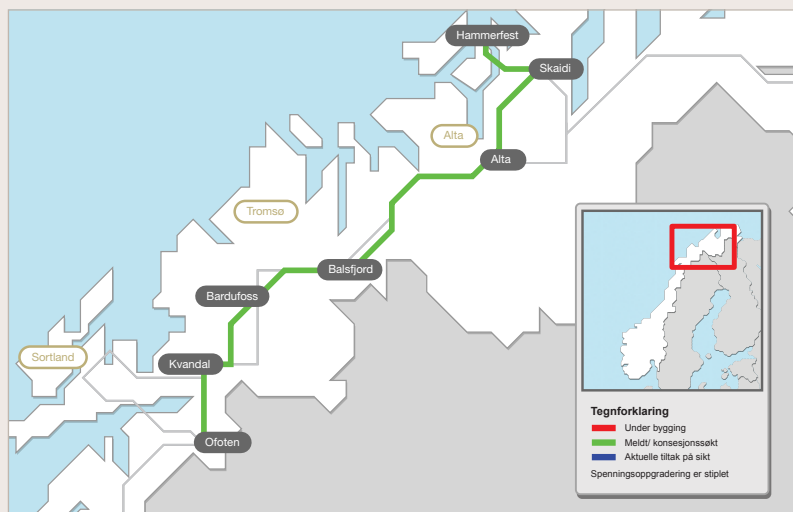
I Adamselv transformatorstasjon ble reservetransformatoren mellom 132 og 66 kV satt i drift sommeren 2013. Det vurderes å investere i en ny reservetransformator grunnet skader på eksisterende transformator i forbindelse med lynnedslag sommeren 2013.

Statnett temperaturoppgraderer 132 kV forbindelsene Guolas-Nordreisa-Kvænangen-Alta samt flere andre delstrekninger. I Lakselv transformatorstasjon gjennomføres en større reinvestering av stasjonen, samtidig som det settes inn økt reaktiv kompensering i form av kondensatorbatteri. Disse tiltakene øker overføringskapasiteten inn til området, bedrer forsyningssikkerheten og kan bidra til å møte noe av den forventede forbruksøkningen fra petroleumsvirksomheten.

Ny Mestervik koblingsstasjon er under bygging og forventes ferdigstilt i 2014.

Prosjekter som ligger i planen

■ Nytt sterkt nett fra Ofoten og nordover



Ofoten - Balsfjord

Statnett har fått endelig konsesjon fra OED på 420 kV forbindelsen Ofoten - Balsfjord, og planlegger byggestart i 2014 med forventet byggetid på 3 til 4 år. Forbindelsen vil bidra til at området fra nord i Nordland, Troms og Finnmark får sikrere kraftforsyning. Allerede i dag er det perioder der ledningsnettet drives med redusert sikkerhet. Forsterkningen er også nødvendig i forbindelse med forventet forbruksøkning og dagens planer om større industriell aktivitet i Nord-Norge. Forbindelsen Ofoten – Balsfjord er videre en forutsetning for at den planlagte forbindelsen mellom Balsfjord og Skaidi skal fungere optimalt.

Fakta

- 160 kilometer
- Omfatter utvidelse av stasjonene i Ofoten, Kvandal, Bardufoss og Balsfjord.
- Berører kommunene Narvik, Gratangen, Lavangen, Salangen, Bardu. Målselv og Balsfjord.

Balsfjord – Skaidi (Hammerfest)

Statnett avventer endelig konsesjon fra OED på 420 kV-forbindelsen Balsfjord – Skaidi – Hammerfest.. Konsesjon ble gitt av NVE i mai 2012. Forbindelsen vil gi mulighet for forbruksøkning i nordområdene.

Nettet nord for Balsfjord er svakt. Allerede når Goliat kommer på drift vil vi trenge systemvern for å opprettholde forsyningen i en rekke driftssituasjoner. Planen om å bygge ny ledning til Skaidi ligger derfor fast, men tempoet tilpasses utviklingen i kraftforbruket. Forbruksveksten i Finnmark på kort sikt har i løpet av det siste året blitt mer usikker. Høsten 2012 ble utvidelsen på Snøhvit (Tog 2) utsatt på ubestemt tid. Flere gruveprosjekter er også uavklart eller utsatt, men Nussir i Kvalsund kommune venter avklaring på sine gruveplaner innen kort tid.

420 kV forbindelsen mellom Skaidi og Hammerfest bygges når industrien i Hammerfest har behov for økt kapasitet og forsyningssikkerhet. Statoil som operatør på Melkøya, og ENI som operatør på Goliat har varslet at de ikke trenger denne forbindelsen på nåværende tidspunkt.

Fakta

- 370 kilometer (cirka 300 kilometer uten Skaidi – Hammerfest), innebærer sanering av cirka 9 kilometer ledning mellom Skillemoen og eksisterende Alta stasjon.
- Omfatter nybygging av stasjonene Nordreisa, Alta og Skaidi.
- Berører kommunene Balsfjord, Storfjord, Kåfjord, Nordreisa, Kvænangen, Alta, Kvalsund og Hammerfest.

I hele Nordland planlegger Statnett nye stasjonsløsninger og ny transformator-kapasitet for å kunne tilrettelegge for planer om ny fornybar kraftproduksjon

For å være i forkant av utviklingen, og kunne levere kraft til eventuell ny virksomhet i Øst-Finnmark, sikter Statnett mot å søke konsesjon for 420 kV forbindelsen Skaidi-Varangerbotn i løpet av 2015. Forbindelsen ble meldt i 2010. Tidspunktet for utbygging vil primært styres av behovet for kraft til ny, større industriell virksomhet i Øst-Finnmark. Det er aktuelt å bygge delstrekningen Lakselv – Adamselv, som er første etappe, og drifte denne på 132 kV i en mellomperiode.

For å sikre forsyningssikkerheten i Skaidi-området planlegges installering av reaktiv kompensering frem til Balsfjord-Skaidi er bygget. Det er installert to 35 MVar SVC-anlegg ved Goliat-lisensens anlegg ved Hammerfest, Disse planlegges idriftsatt våren 2014 når Hyggevatn stasjon (eid av Hammerfest Energi og ENI) står ferdig.

I Lofoten og Vesterålen planlegges installering av reaktiv kompensering i Sortland, Kilbotn og Melbu transformatorstasjoner for å bedre forsyningssikkerheten på kort sikt.

I hele Nordland planlegger Statnett nye stasjonsløsninger og ny transformator-kapasitet for å kunne tilrettelegge for planer om ny fornybar kraftproduksjon og opprettholde forsyningssikkerheten.

- Ny stasjonsløsning i Salten transformatorstasjon forventer endelig konsesjon i 2013-2014 og er nødvendig for å redusere konsekvenser ved feil, samt legge til rette for forventet ny småkraft. Her er konsesjonsvedtaket til NVE under klagebehandling hos OED.
- Ny transformering i Kobbelv fikk konsesjon i 2013 og vil gi tosidig innmating til Nord-Salten Kraftlag sitt område, bedre forsyningssikkerheten, samt legge til rette for småkraften som er planlagt i dette området. Planlagt idriftsettelse er 2015.
- Ny transformering i Svartisen fikk konsesjon i 2013. Sammen med 132 kV forbindelse fra Svartisen til Halså legger den til rette for innmating av ny fornybar produksjon. Planlagt idriftsettelse i 2016.
- I forbindelse med Statkraft sin utvidelse i Nedre Røssåga og planer om tilknytning på 420 kV sender vi mot slutten av 2013 konsesjonssøknad for nytt 420 kV koblingsanlegg i Nedre Røssåga stasjon med plan om ferdigstilling i 2016.

Forventning om økt kraftoverskudd i Nordland gjør at vi planlegger å oppgradere den sterke 300 kV forbindelsen fra Røssåga til Midt-Norge. Nedre Røssåga – Tunnsjødal - Namsos til 420 kV.

Mulige behov for nettutvikling på lengre sikt

Statnett følger utviklingen i næringslivet i regionen for å kartlegge hvordan dette påvirker belastningen på sentralnettet. I Nord-Norge er vi kjent med flere prosjekter som vil øke belastningen vesentlig de neste årene. Vi venter at den største forbruksveksten vil komme i Finnmark og at økt aktivitet i petroleumssektoren vil stå for den største veksten. Usikkerheten er imidlertid stor.

Statnett har regelmessig kontakt med Oljedirektoratet og de største petroleums-selskapene. Hensikten er å fange opp nye behov tidlig. Det er særlig viktig for Statnett å forstå det typiske forløp etter et eventuelt funn i Barentshavet.

Tilbakemeldingene Statnett får er at det normalt tar 10-15 år fra det gjøres et drivverdig funn til produksjonen av olje eller gass starter opp. Statnetts utviklingsstrategi legger til grunn at vi i tide skal kunne levere kraft til nytt stort forbruk, og at vi også i tide skal kunne presentere troverdige planer som petroleumsaktørene kan basere seg på ved sine konseptvalgbeslutninger. Dette er hovedgrunnen til at Statnett nå vil gjenoppta planarbeidet med strekningen Skaidi – Varangerbotn.

Hvis det blir en betydelig forbruksøkning nord for Ofoten er det nødvendig med ytterligere investeringer utover Ofoten – Balsfjord – Skaidi for å sikre normal forsynings sikkerhet (N-1). Statnett vil vurdere behovet for ytterligere investeringer på et senere tidspunkt, og hensynta nytt forbruks behov og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

I Lofoten og Vesterålen er det behov for å se på de mer langsiktige løsningene, både med tanke på driftsform (spolejording), fornying av dagens aldrende nett og fremtidige planer om nytt forbruk og produksjon. En eventuell fremtidig åpning for leting etter olje og gass utenfor Lofoten og Vesterålen vil spille inn, da det er begrenset hvor mye nytt forbruk som kan tas inn på dagens nett.

Behovet for overføring av kraft ut av Nordland vil påvirkes av hvordan kraftoverskuddet utvikler seg frem mot 2020 og videre. Forsterkninger mot Midt-Norge og mot Sverige vil være aktuelt. Mot Sverige vil det fra Statnetts perspektiv være interessant å vurdere både forsterkning fra Ofoten til Porjus og fra Nedre Røssåga til Ajaure lenger sør. Økt overføringskapasitet mot Sverige må vurderes i samarbeid med Svenska Kraftnät. I Svenska Kraftnät sin perspektivplan, utgitt i april 2013, fremgår det at de ikke ønsker å prioritere en forsterkning mot Norge i nord mot Ofoten. Dette begrunnes hovedsakelig ut i fra et stort energi- og effektoverskudd i Nord-Sverige og at det vil bli utfordrende å legge en forbindelse gjennom et område som finnes på UNESCOs verdensarvliste.

Overføringskapasiteten mellom Norge og Finland er i dag begrenset til 100MW fra Finland til Norge og 60-80 MW fra Norge til Finland. Forbindelsen har en vesentlig høyere termisk kapasitet. Statnett vil i felleskap med Fingrid, Statnetts søsterselskap i Finland, vurdere mulighetene for å kunne øke overføringskapasiteten gjennom eksempelvis bedre styringssystemer.

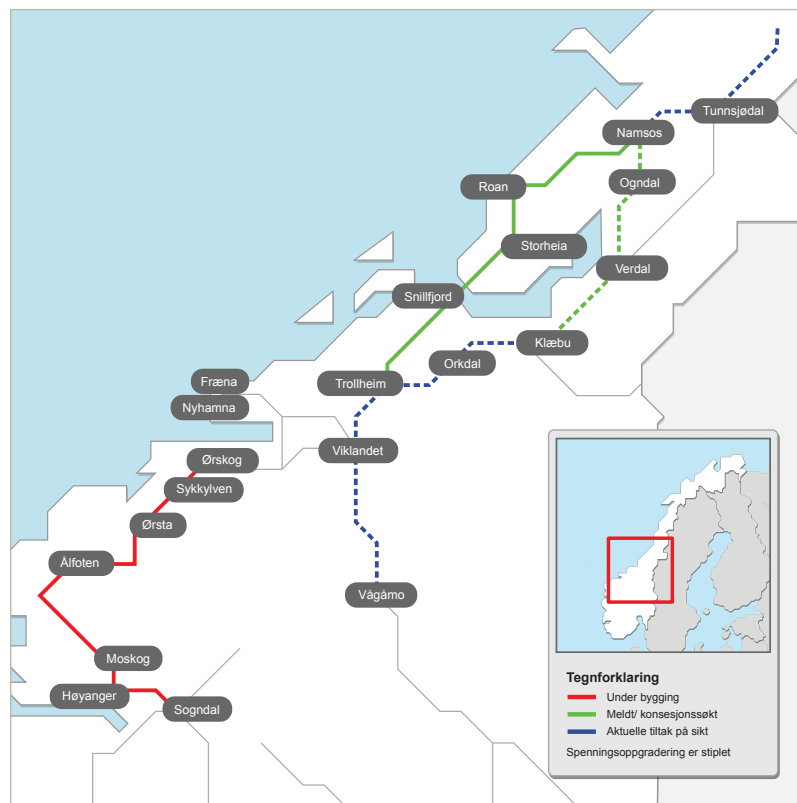
Mot Russland har Statnett i flere år samarbeidet med det russiske kraftselskapet Inter-RAO om utvikling av en ny forbindelse mellom Skogfoss i Finnmark og Nikel på Kolahalvøya. OED forutsatte høsten 2012 at de to eldste reaktorene på Kola stenges, som planlagt, før en eventuell ny tilknytning til Russland kan realiseres. Dette utsetter prosjektoppstart tidligst til planlagt nedstenging av reaktorene i 2018. Etter OEDs avklaring har det vært liten fremdrift i arbeidet, hovedsakelig fordi Statnett og partner InterRAO så langt ikke har vært i posisjon til å avklare den gitte forutsetning. Statnett vurderer imidlertid fortsatt at noe økt import fra Russland er gunstig for forsynings sikkerheten i nordområdet, og vi vil fortsette arbeidet med mål om å øke kapasiteten.



Nettutvikling i Region Midt

Regionen har et betydelig kraftunderskudd, og har underskudd også i år med stort tilsig.

Region Midt har et energiunderskudd som dekkes med strøm fra overskuddsområdet i nord og fra Sverige i øst. Regionen har mange modne vindkraftprosjekter, og en realisering av disse vil ha stor innvirkning på behovet for nettkapasitet. Nytt forbruk er planlagt i gassanlegget på Nyhamna og i andre industribedrifter i området. Ny produksjon nord for regionen vil også ha stor innvirkning på behovet for nettkapasitet fra nord til sør gjennom regionen.



8.1 Energiunderskudd gjør region Midt avhengig av import

Region Midt omfatter fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag. Regionen har et betydelig kraftunderskudd, og har underskudd også i år med stort tilsig. Underskuddet dekkes med forsyning fra to 300 kV forbindelser fra nord og én 420 kV forbindelse fra øst. I tillegg er det én 300 kV forbindelse fra sør, men denne bidrar lite til dekning av underskuddet på energibalansen.

Det er en stor andel industriforbruk i regionen, særlig i Møre og Romsdal hvor industrien står for over 60 prosent av forbruket. Den største forbrukeren er Hydro Aluminium på Sunndalsøra. Innenfor treforedling er Norske Skog på Skogn den største, og innenfor petroleumsindustri er det anleggene på Nyhamna og Tjeldbergodden som dominerer.

8.2 Hovedutfordringene i Region Midt

Underskudd på kraftbalansen har gitt svak forsyningssikkerhet

I regionen har det tidvis vært høyere kraftpriser enn i Sør-Norge. Dette skyldes underskudd på kraftbalansen i kombinasjon med overføringsbegrensninger i nettet. Grunnet økning i industriforbruket ble kraftbalansen så svak at det i 2009 ble installert to reservekraftverk på totalt 300 MW for å sikre forsyningen i tørre år. Statnett bygde også en ny 420 kV forbindelse sammen med Svenska Kraftnät, Nea-Järpstrømmen, som ble satt i drift i 2009, og har hjulpet betraktelig på situasjonen. Forsyningen vil imidlertid ikke normaliseres før forbindelsen Ørskog-Sogndal kommer på drift i 2016. Samtidig vil nye planer om økt industriforbruk kunne forverre kraftbalansen.

Realisering av ny fornybar kraft vil utløse nettinvesteringer

Det er mange planer om ny vindkraftproduksjon i regionen. Lønnsomheten er avhengig av støtte fra elsertifikatmarkedet, og målet er derfor å komme i kommersiell drift innen utgangen av 2020.

På Fosen og i Snillfjord-området har vindkraftprosjekter med en samlet kapasitet på 1300 MW fått endelig konsesjon fra OED.

På Fosen og i Snillfjordområdet har vindkraftprosjekter med en samlet kapasitet på 1300 MW fått endelig konsesjon fra OED. Til sammen har over 1400 MW vindkraft fått konsesjon i disse to områdene. Nettet i områdene er ikke dimensjonert for å kunne ta inn store mengder ny kraftproduksjon, og Statnett fikk, samtidig med vindkraftparkene, endelig konsesjon fra OED på en ny gjennomgående 420 kV forbindelse fra Namsos til Trollheim. Det er imidlertid ikke tatt investeringsbeslutning for noen av vindkraftparkene ennå, og Statnett jobber sammen med vindkraftaktørene for å samordne utbygging av produksjon og nett.

Målinger viser at det også er gode vindforhold i innlandet og fjellområdene i Trøndelag. Prosjekter på til sammen 1600 MW er registrert i NVE sin database for meldte og konsesjonssøkte kraftverk, men kun 400 MW av disse har søkt konsesjon og ingen har ennå fått konsesjon av NVE. Prosjektene er altså ikke like modne som prosjektene på Fosen og Snillfjord. Realisering av disse vindkraftprosjektene, i tillegg til de som allerede har fått konsesjon, vil kreve oppgradering av eksisterende 300 kV forbindelser internt og ut av regionen.

Ny vindkraftproduksjon er under bygging på Ytre Vikna, og det foreligger planer på Hitra og Frøya, samt på Nordmøre og Sunnmøre. Etablering av planlagt ny kraftproduksjon i disse områdene krever forsterkning av regionalnettet og økning av transformeringskapasiteten mellom regional- og sentralnettet.

Ny industri og forsyning av gassanlegg

Ormen Lange-lisensen forsynes fra sentralnettet på Fræna, der det i praksis er ensidig forsyning via en 420 kV ledning fra Viklandet. Fra Fræna til Nyhamna eier Ormen Lange en sjøkabelforbindelse som forsyner anlegget. Det er planlagt en større økning i forbruket her fra slutten av 2016 når gass fra feltene Åsta Hansteen og Zidane skal prosesseres og eksporteres via Polarled. OED har pålagt operatøren Shell å utrede den samfunnsøkonomiske betydningen av å etablere tosidig forsyning til Nyhamna. Utredningen skal være ferdig innen 1.juli 2014. Statnett søkte i september 2013 om endring i konsesjonsvilkårene for bruk av reservekraftverket på Nyhamna slik at det kan settes i drift og forsyne gassanlegget Ormen Lange ved en langvarig feil på forbindelsen Viklandet – Fræna. Statnett vil også på selvstendig grunnlag vurdere hvilke tiltak som er nødvendige for å sikre akseptabel forsyning på Nyhamna når forbruket øker betydelig fra 2017.

Planer om annen ny industri og forsyning av denne kan kreve forsterkning særlig i regionalnettet og transformering mellom regional- og sentralnettet.

Økt kraftflyt gjennom regionen

Ny fornybar kraft nord for Namsos vil i stor grad påvirke behovet for transittkapasitet fra Nordland til Midt-Norge og nord-sør gjennom regionen. Avhengig av mengden produksjon som blir bygget kan det på lengre sikt også bli behov for større kapasitet fra Midt-Norge og mot Østlandet.

Tabell 4

Planlagte nettutviklingsprosjekter i region Midt. Prosjekter under utførelse vises i løpende kroner, øvrige prosjekter i 2013-kroner.

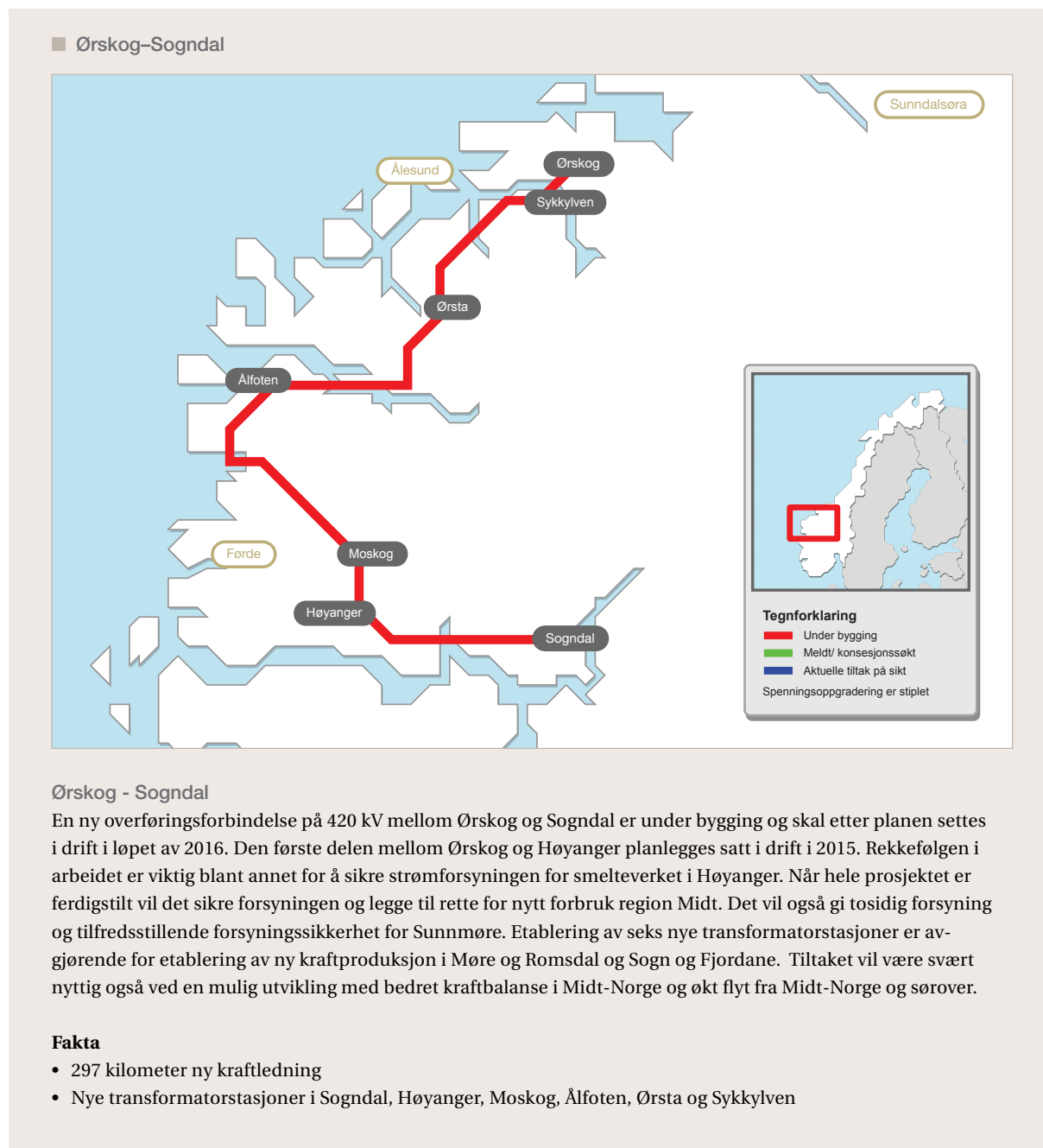
8.3 Neste generasjon sentralnett i region Midt

Når Ørskog – Sogndal står ferdig i 2016 vil energisituasjonen i regionen normaliseres. Fremover vil oppgradering av spenningsnivå fra 300 til 420 kV være den viktigste strategien. Utviklingen innen ny fornybar produksjon både innenfor og utenfor regionen vil være avgjørende for hvor vi forsterker og bygger nytt.

Prosjekter i region Midt

Under gjennomføring	Kostnadsintervall	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Ørskog-Sogndal, ny kraftledning	4600 - 5600	2011	2016	Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	
Under planlegging	Kostnadsintervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Klæbu-Namsos, spenningsoppgradering	700 - 1000	2012	4 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Namsos-Storheia, ny kraftledning	1900 - 2700	2013	5 år	Ny fornybar kraftproduksjon	Fått konsesjon
Snillfjord - Trollheim, ny kraftledning	1600 - 2300	2013	6 år	Ny fornybar kraftproduksjon	Fått konsesjon
Storheia-Snillfjord, ny kraftledning	1900 - 2700	2013	10-15 år	Ny fornybar kraftproduksjon	Fått konsesjon
Aura -Vågåmo, klagjøre for 420 kV	40 - 60	2015	3 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Klæbu-Aura/Viklandet, spenningsoppgradering	1200 - 1700	2016	3 år	Kapasitetsøkning og ny fornybar kraftproduksjon	
Pågående konseptvurdering	Kostnadsintervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Tunnsjødal				Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	Ny transformering og klagjøring for 420 kV
Fræna/Nyhamna - økt forbruk				Forsyningssikkerhet	

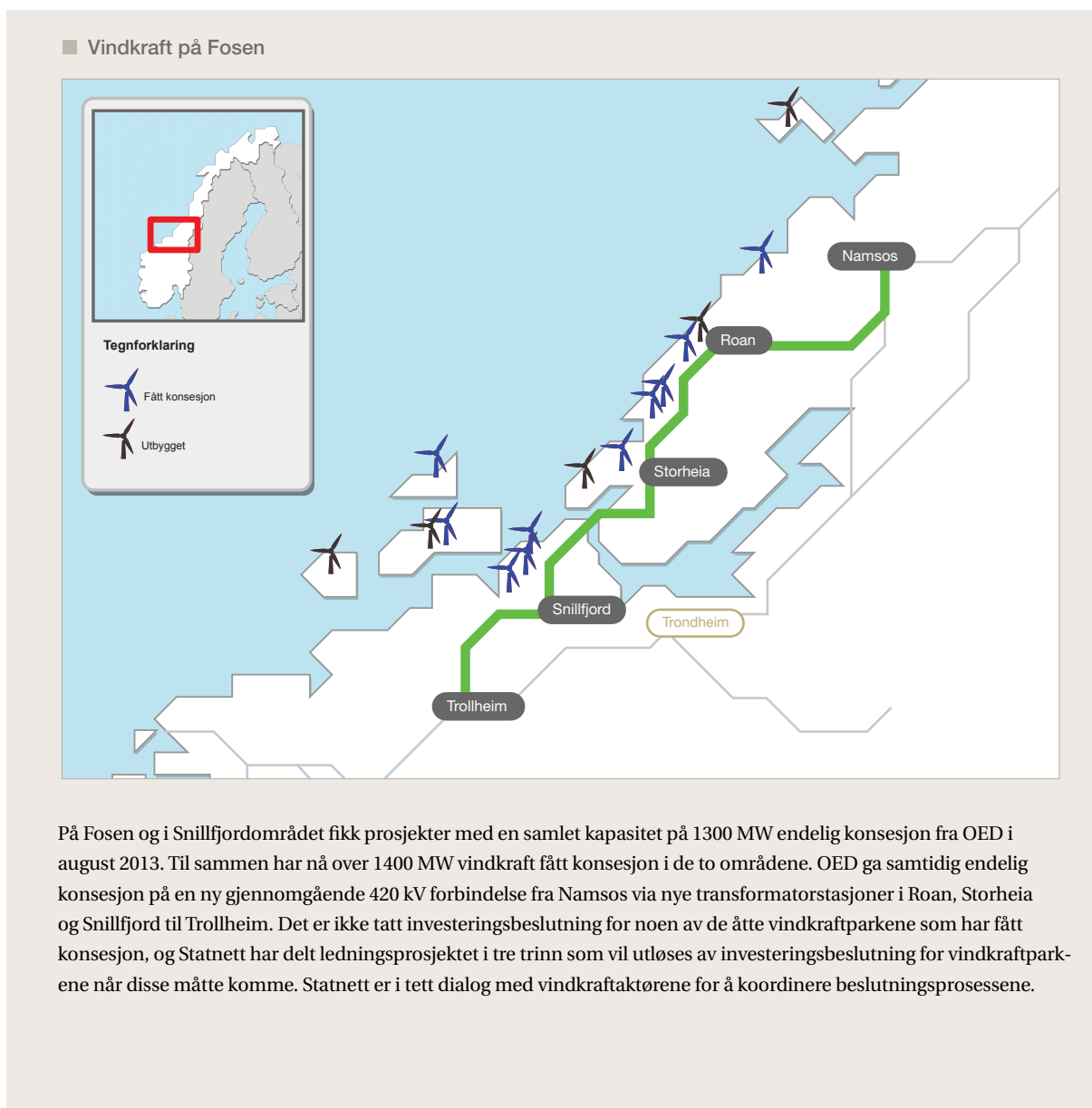
Prosjekter under gjennomføring



Spenningsoppgradering av Klæbu – Namsos til 420 kV er under gjennomføring med forventet idriftsettelse i 2015-2016. Dette legger til rette for ny fornybar produksjon både i og nord for Midt-Norge, og vil sammen med en eventuell ny 420 kV forbindelse fra Namsos til Trollheim gi betydelig kapasitetsøkning nord-sør.

Mindre, men likevel viktige, tiltak er ny reservetransformator i Verdal, temperaturoppgraderinger av ledninger for å legge til rette for ny småkraft, og reaktorer for å overholde normerte spenningsgrenser.

Prosjekter som ligger i planen



Namsos – Roan - Storheia

Første trinn er gjennomføring av forbindelsen Namsos – Roan – Storheia. Statnett har i konsesjonssøknaden til prosjektet påpekt at det må etableres minst 600 MW vindkraft på Fosen for at Statnett skal realisere dette ledningsprosjektet.

Fakta

- Cirka 120 kilometer
- Nye transformatorstasjoner i Roan og Storheia samt utvidelse av eksisterende Namsos transformatorstasjon
- Berører Overhalla, Namsos, Namdalseid, Osen, Roan og Åfjord kommuner

Snillfjord – Trollheim

Andre trinn er forbindelsen sør for Trondheimsfjorden, mellom Snillfjord og Trollheim. Statnett har i konsesjonssøknaden til prosjektet påpekt at det må bygges minst 400 MW vindkraft i Snillfjord før Statnett kan realisere dette ledningsprosjektet. Forbindelsen Trollheim – Viklandet må også være oppgradert til 420 kV for å håndtere vindkraftproduksjonen.

Fakta

- 65 kilometer
- Nye transformatorstasjoner i Snillfjord og Trollheim
- Berører Snillfjord, Hemne, Rindal og Surndal kommuner

Storheia – Snillfjord

Det siste trinnet er forbindelsen mellom Storheia og Snillfjord som vil gi en gjennomgående 420 kV forbindelse over Trondheimsfjorden. Denne bygges når behovet for overføring i nord-sør retning er tilstrekkelig stort. Statnett har vurdert at dette trolig blir en gang i perioden 2023 – 2028.

Fakta

- 70 kilometer (inkludert 7 kilometer sjøkabel i Trondheimsfjorden)
- Berører kommunene Åfjord, Rissa, Agdenes, Snillfjord

Bildet er fra Ytre Vikna.
Foto: Sarepta Energi/Marie Malvik.



Utviklingen i industrien vil ha stor innvirkning på overføringsbehovet i region Midt.

Eksisterende 300 kV forbindelse mellom Klæbu og Aura planlegges oppgradert til 420 kV mellom Klæbu og Viklandet. Tiltaket er nødvendig dersom ny 420 kV ledning Namsos-Fosen-Snillfjord-Trollheim med tilhørende vindkraftproduksjon på Fosen og i Snillfjord-området etableres. Som et minimum må ledningen oppgraderes på strekningen Trollheim - Aura/Viklandet. Prosjektet er også gunstig ved økt flyt fra nord, ved mulig økt kraftoverskudd i Nordland.

Uten ny produksjon på Fosen og stor utbygging nord for Namsos kan det være mer rasjonelt å oppgradere spenningen på eksisterende sentralnettforbindelser i indre strøk for å øke kapasiteten nord-sør gjennom Midt-Norge.

Ny transformatorstasjon i Trollheim planlegges for å ta imot ny fornybar kraftproduksjon i Nordmørøringen. Tiltaket kan også avlaste 132 kV forbindelsene Ranes-Aura og Nordheim-Kristiansund, som i perioder er høyt belastet.

Mulige behov for nettutvikling på lengre sikt

Etablering av vindkraft nord og midt i Sverige sammen med Svenska Kraftnät sine planer om forsterkning av nettet vil ha innvirkning på kraftflyt i det norske nettet. Statnett samarbeider med Svenska Kraftnät om å utrede behovet for overføringskapasitet.

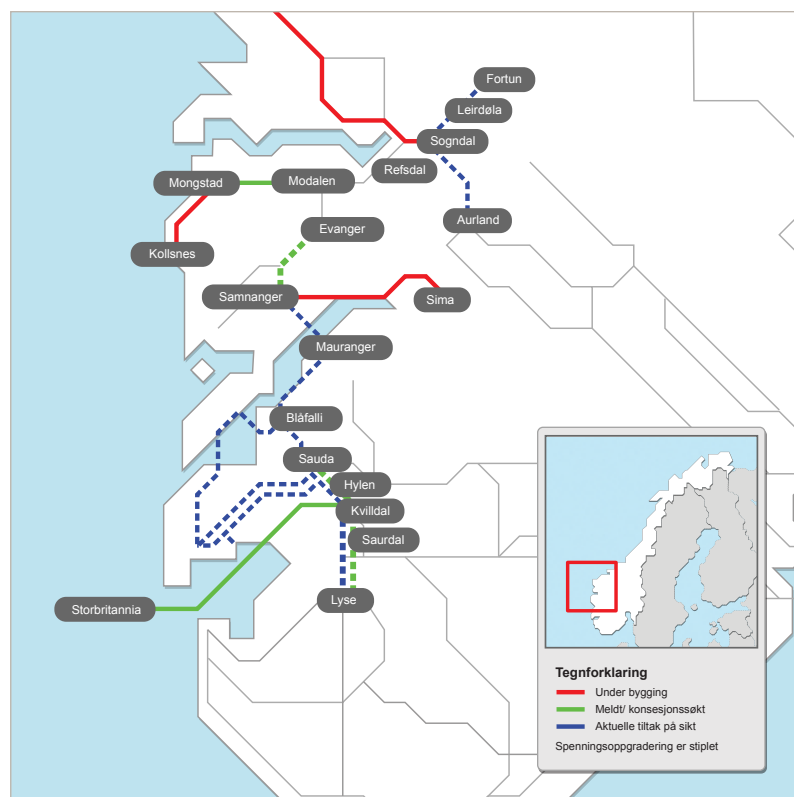
Utviklingen i industrien vil ha stor innvirkning på overføringsbehovet i region Midt. Ytterligere utvidelser på Nyhamna og i andre industribedrifter i området vil kunne utløse nettinvesteringer. Eventuell nedleggelse av industribedrifter vil sannsynligvis også medføre større behov for overføringskapasitet gjennom og ut av regionen fordi dette vil føre til endring i den lokale kraftbalansen.



Nettutvikling i Region Vest

Norges totalt sett mest lønnsomme nye fornybarressurser befinner seg i regionen, som også rommer store deler av landets kraftintensive industri.

Region Vest har sterk nærings- og befolkningsvekst som krever stadig mer av kraftsystemet for å opprettholde sikker forsyning. Norges totalt sett mest lønnsomme nye fornybarressurser befinner seg i regionen, som også rommer store deler av landets kraftintensive industri. For å legge til rette for ønsket utvikling av forbruk og produksjon, og samtidig ivareta sikker strømforsyning, er det behov for betydelige investeringer i sentralnett.



Nettet på Vestlandet må håndtere store variasjoner i produksjon og forbruk, og før Sima – Samnanger kommer på drift har nettet en svak kobling til resten av kraftsystemet.

9.1 Region Vest har store svingninger i produksjon og forbruk

Region Vest avgrenses av Boknafjorden i sør, Langfjella i øst og Nordfjord i Nord. Området kan deles inn i tre nettområder med nettet nord for Sognefjorden (SFE-området), nettet mellom Sognefjorden og Hardangerfjorden (BKK-området) og Sunnhordland mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden (SKL-området).

Mye av forbruket er lokalisert langs kysten knyttet til smelteverkene, petroleumsindustrien og de store byene. Industrien står for rundt 60 prosent av forbruket i regionen. Det meste av vannkraftproduksjonen er lokalisert i fjelltraktene øst i området. I tillegg er det gasskraftverk på Kårstø og på Mongstad.

Nettet på Vestlandet må håndtere store variasjoner i produksjon og forbruk, og før Sima – Samnanger kommer på drift har nettet en svak kobling til resten av kraftsystemet. Regionen har et gjennomsnittlig overskudd på energibalansen, men relativt liten magasinkapasitet medfører at det kan være et betydelig importbehov i kalde og tørre perioder vinterstid. Tilsvarende kan det oppstå stort eksportbehov i våte perioder på våren, sommeren og høsten. Det er også store geografiske ubalanser med stort forbruk ved kysten og stor kraftproduksjon i fjellene. Dette gjelder både BKK- og SKL-området.

9.2 Hovedutfordringene i region Vest

Forsyningssikkerheten til Bergen er ikke tilfredsstillende

Forsyningssikkerheten i BKK-området er i dag svak. Behovet for importkapasitet løses ved idriftsettelse av Sima – Samnanger høsten 2013.

Bergensområdet og petroleumsindustrien langs kysten, med Kollsnes og Mongstad, vil fortsatt ikke ha reserve dersom det skjer feil i nettet i perioder med høyt forbruk. I tillegg har myndighetene gitt konsesjon for økt forbruk til gassproduksjon på Troll A og oljefeltet Martin Linge. Begge innretningene vil forsynes fra Kollsnes og vil øke importbehovet mot Bergensområdet betydelig.

Omfattende planer om fornybar kraft krever betydelige nettinvesteringer

Det foreligger mange planer om både småkraft og vindkraft i hele regionen. Den nye produksjonen må være i drift senest i 2020 for å komme med i elsertifikatordningen. Det gir sterke føringer for fremdriften av nødvendige tiltak i sentralnettet.

Etablering av økt kapasitet i ledningsnettet er ikke tilstrekkelig for å kunne tilknytte ny produksjon. Økt transformeringsskapasitet kreves i svært mange av sentralnettstasjonene på Vestlandet.

Prosjektene Sima-Samnanger og Ørskog-Sogndal legger til rette for opp mot 3 TWh ny produksjon i sentralnettet i regionen. Den geografiske fordelingen vil påvirke hvor mye det er plass til før nye flaskehalsar vil inntreffe.

Summen av planene kan føre til at forbruket i SKL-området mer enn dobles fra dagens maksimale forbruk på rundt 800 MW.

Planer om stor forbruksvekst innen industri og petroleum

Statoil har på vegne av ti lisenshavere startet konsesjonsprosessen for å skaffe strøm fra land til de planlagte utbyggingene på Utsirahøyden. Prognosene Statoil har presentert tilsier et kraftbehov på 250-300 MW. Avstanden til land og kraftbehovet gjør at Statoil planlegger en likestrømsforbindelse av typen VSC. Kårstø er eneste omsøkte alternativ som tilknytningspunkt. Planlagt oppstart av løsningen for strømforsyning er i 2018. Forbruket vil gradvis stige med en antatt topp i 2025.

Hydro lanserte våren 2013 planer om et pilotanlegg for ny produksjonsteknologi for aluminium på fabrikken på Karmøy med et kraftbehov på rundt 115 MW. Tidsplanen for oppstart er anslått til tidligst 2017. Avhengig av markedsforholdene for aluminium varsler Hydro at det kan bli aktuelt å utvide piloten til et fullskala anlegg som vil øke forbruket til totalt 500 MW med oppstart tidligst 2022-2023. Statnett har også mottatt flere henvendelser fra aktører som vurderer å etablere ny industri på Haugaland næringspark lokalisert mellom stasjonene på Kårstø og Håvik.

Summen av planene kan føre til at forbruket i SKL-området mer enn dobles fra dagens maksimale forbruk på rundt 800 MW.

Statnett vurderer at det er rom for en forbruksøkning på 300 MW på Kårstø og 115 MW på Karmøy forutsatt at det etableres spenningsstøtte (SVC) samt tilgang til gass-turbin offshore eller på land som kan startes i knapphetssituasjoner og revisjoner. En total økning på 800 MW vil kreve omfattende nettoppgradering. Statnett tar sikte på å avklare nødvendige tiltak i nettet etter nærmere avtale med Hydro.

9.3 Neste generasjon sentralnett i region Vest

En balansert nettutvikling i regionen som ivaretar dagens forsyningssikkerhet, planene om ny produksjon og legger til rette for planer om økt forbruk innebærer å styrke nettet i nord-sør retning. Prosjektene Ørskog-Sogndal, Sogndal – Aurland, Sima – Samnanger og Sauda – Samnanger vil bidra til å realisere denne nord-sør kapasiteten.

Prosjekter i region Vest

Under gjennomføring	Kostnadsintervall	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Håvik, økt transformorkapasitet	25 - 35	2008	2013	Reinvestering og økt forbruk	SKL Nett. Utvidelse innenfor gjeldende konsesjon, skal etter planen være ferdig oktober 2013
Sima-Samnanger, ny kraftledning	900 - 1100	2010	2013	Forsyningssikkerhet	
Evanger, økt transformorkapasitet	135	2010	2016	Ny fornybar kraftproduksjon	BKK Nett AS. Konsesjon er gitt.
Åsen, økt transformorkapasitet	16 - 19	2012	2014	Ny fornybar kraftproduksjon og reinvestering	Odda Energi AS. Kostnadstill gjelder kun sentralhetsdelen av prosjektet.
Samnanger, økt transformorkapasitet	50	2013	2016	Ny fornybar kraftproduksjon	BKK Nett AS. Konsesjon er gitt.
Mongstad-Kollsnes, ny 300 (420) kV-ledning	1200	2013	2017	Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	BKK Nett AS. Konsesjon er gitt.
Under planlegging	Kostnadsintervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstilling etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Røldal, ny transformering	90 - 130	2011	3 - 4 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Refsdal transformering	60 - 90	2014	1 - 2 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Evanger-Samnanger, spenningsoppgradering	60	2014	2 - 3 år	Økt handelskapasitet og ny fornybar kraftproduksjon	BKK Nett AS. Konsesjon søkt.
Mauranger, ny transformering	110 - 160	2014	3 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Modalen-Mongstad, ny 300 (420) kV ledning	930	2014	3 år	Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	BKK Nett AS. Konsesjon søkt.
Spanne, økt transformorkapasitet	20 - 30	2014 - 2015	1 - 2 år	Ny fornybar kraftproduksjon	SKL Nett. Utvidelse innenfor gjeldende konsesjon.
Leirdøla reinvesteringer trinn 2 inkl. (T2) økt transformering	140 - 210	2015	2 år	Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	
Bremanger, transformering (Ålfoten/Grov)	180 - 260	2015	2 - 3 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Aurland-Sogndal, spenningsoppgradering	500 - 900	2016	3 - 4 år	Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	
Pågående konseptvurdering	Kostnadsintervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstilling etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Samnanger-Sauda, spenningsoppgradering	2000 - 3000	2016	4 - 5 år	Handelskapasitet og ny fornybar kraftproduksjon	
SKL-Ringen				Nytt forbruk	

Tabell 5

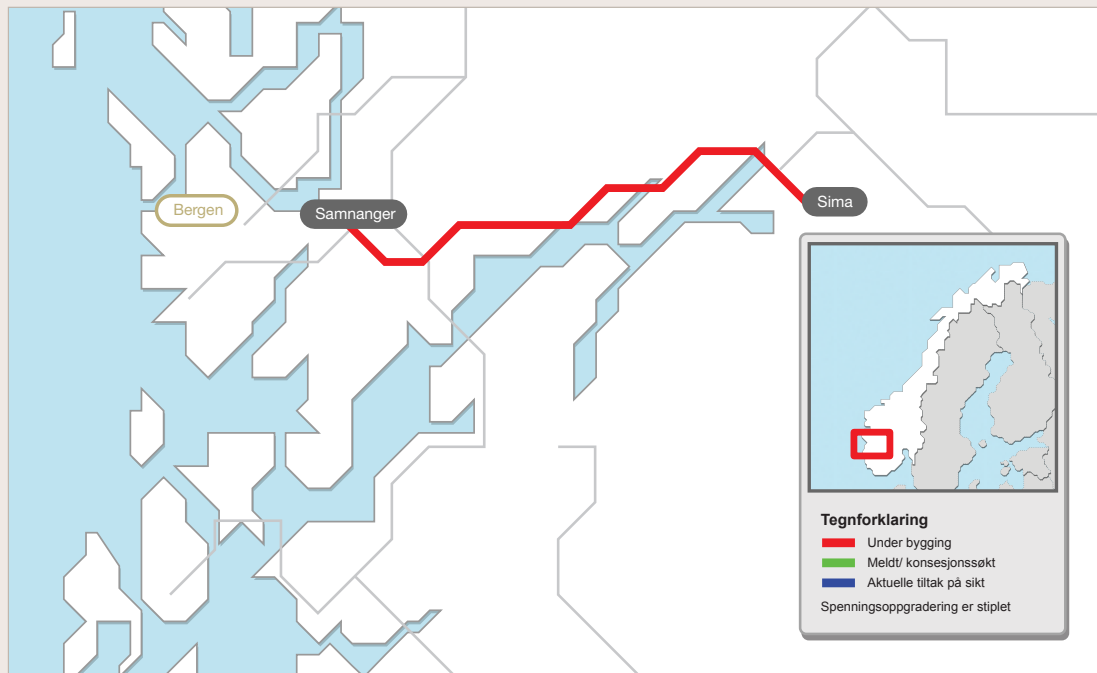
Planlagte nettutviklingsprosjekter i region Vest. Prosjekter under utførelse vises i løpende kroner, øvrige prosjekter i 2013-kroner.

Ørskog - Sogndal legger til rette for en storstilt utbygging av fornybar kraft på Nord-Vestlandet.

Prosjekter under gjennomføring

Den nye 420 kV forbindelsen Ørskog – Sogndal normaliserer kraftsituasjonen i Midt-Norge ved at kraftunderskuddet håndteres med tilstrekkelig importkapasitet. Ørskog - Sogndal legger til rette for en storstilt utbygging av fornybar kraft på Nord-Vestlandet ved at det etableres seks nye transformatorstasjoner for å ta i mot kraften som skal leveres fra distribusjons- og regionalnettet. (Mer om prosjektet i kapittel 8).

■ Sima – Samnanger



Ferdigstillingen av Sima – Samnanger før vintersesongen 2013-2014 blir svært viktig for å sikre kraftimport til regionen og legge til rette for økt produksjon. Den nye forbindelsen gir forsyningsikkerhet på normalt nivå (N-1) inn til BKK-området. Forbindelsen vil også muliggjøre videre oppgradering av eksisterende nett i regionen. Byggeprosjektet har i tillegg til å bygge ny kraftledning i en ny trasé lagt om traseen for eksisterende ledning mellom Samnanger og Mødalen slik at de første ti kilometerne går i samlet trasé med Sima – Samnanger.

Fakta

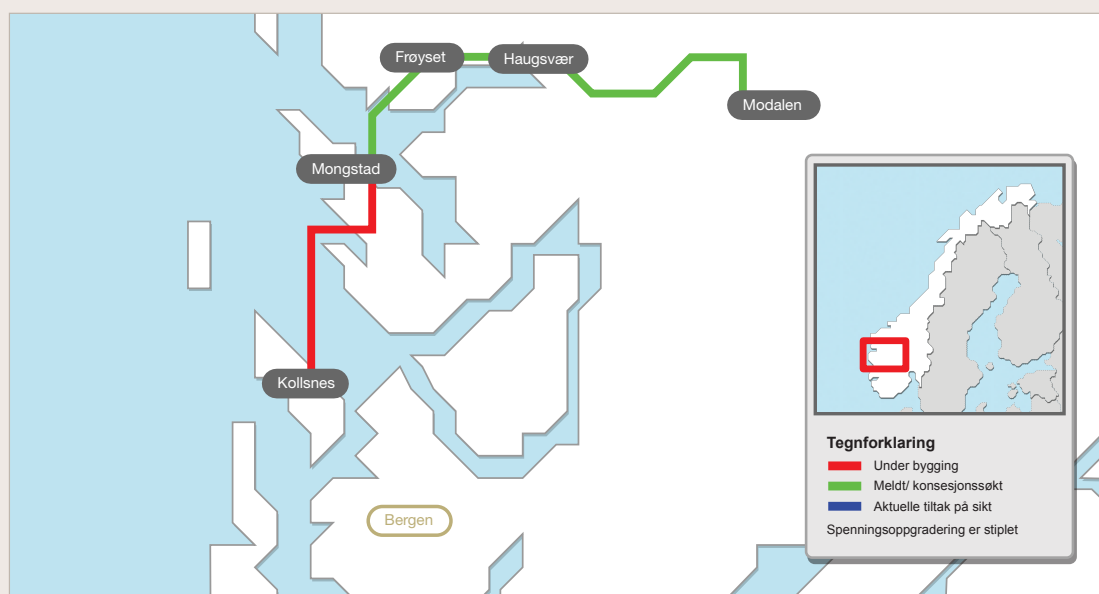
- 92 kilometer.
- Omfatter stasjonene Sima og Samnanger.
- Berører kommunene Eidfjord, Ulvik, Granvin, Kvam og Samnanger.

Prosjekter under planlegging

Statnett planlegger å bygge om 300 kV ledningen Sogndal – Aurland til drifts-spennning på 420 kV. Dette øker overføringskapasiteten sørover fra Sogndal og vil medføre at eksisterende anlegg i Fardal fjernes. Vi planlegger å sende konsesjon på tiltaket i løpet av 2014.

BKK søkte sommeren 2013 konsesjon for oppgradering av 300 kV forbindelsen mellom Evanger og Samnanger. Den er bygd i flere etapper hvor den eldste delen av forbindelsen er fra 1968, mens den nyeste delen er fra 1990. Som en del av sentralnettet på Vestlandet har forbindelsen en viktig funksjon for transport av kraft i regionen. Økt kraftflyt fra nord til sør gjør det nødvendig å oppgradere ledningen.

■ To nye forbindelser sikrer forsyninger i Bergensområdet



Mongstad – Kollsnes

Regionalnettselskapet BKK Nett AS fikk våren 2013 endelig konsesjon fra OED for bygging av forbindelsen Mongstad – Kollsnes. Sammen med forbindelsen Mongstad – Modalen er dette prosjektet svært viktig for å sikre kraftforsyningen til Bergensregionen og petroleumsindustrien langs kysten. Forbindelsene vil også gi plass til ny fornybar kraft. De neste trinnene i prosjektutviklingen er prosjektering, anbud og byggestart. Etter planen skal ledningen settes i drift i 2017. For at feil i dagens nett skal få minst mulig konsekvens er det installert systemvern for utkobling av betydelige deler av petroleumsforbruket på Kollsnes og alminnelig forbruk. Med de planlagte forbindelsene i drift vil det ikke lenger være nødvendig med systemvern etter- som forsyningssikkerhet tilsvarende N-1 er ivaretatt.

Fakta

- Cirka 35 kilometer.
- Spenningsnivå på 300 kV tilrettelagt for drift på 420 kV.
- Berører kommunene Lindås, Radøy og Øygarden.
- Eid av BKK Nett.

Modalen – Mongstad

BKK søkte konsesjon om forbindelsen Modalen – Mongstad i 2010. NVE oversendte i september 2013 innstilling til OED om å gi konsesjon for Mongstad – Modalen. Forbindelsen vil sammen med Mongstad – Kollsnes styrke strømforsyningen til Bergensområdet og gi plass til ny fornybar kraft. Dersom BKK får fremdrift som planlagt vil forbindelsen kunne settes i drift i 2017.

Fakta Modalen - Mongstad

- Cirka 70 kilometer.
- Spenningsnivå på 300 kV tilrettelagt for oppgradering til 420 kV.
- Berører kommunene Modalen, Masfjorden, Lindås og Gulen.
- Omfatter ny stasjon i Haugsværdalen og utvidelse av Frøyset transformatorstasjon.
- Eid av BKK Nett.

Statnett planlegger nybygging av og utvidelser i flere transformatorstasjoner for å legge til rette for økt fornybar produksjon. I tillegg til stasjoner i forbindelse med ledningsprosjektene foreligger det planer om utvidelser i Leirdøla, Refsdal, Mauranger og Røldal. I tillegg planlegger BKK utvidelser i Evanger og Samnanger og Odda Energi jobber med økt transformator kapasitet i Åsen stasjon. Kapasiteten for å ta inn økt produksjon i Indre Sogn er begrenset. I dag er det til sammen 1300 MW installert ytelse i kraftverkene i området. Statnett har konkludert med at det innenfor rammen av sikker drift kan aksepteres inntil 100 MW økt produksjon ut over dagens nivå på 1300 MW. Dette krever at spenningstøtten (SVC) som er planlagt i nye Sogndal stasjon og systemvern for produksjonsfrakobling tas i bruk.

Statnett har jobbet tett med BKK og SKL for å finne en måte å dekke behovet for økt overføringskapasitet mellom Sauda og Samnanger. Behovet utløses av planer om ny produksjon på Vestlandet, forbruksøkning i SKL-ringen og nye mellomlandsforbindelser. Arbeidet med konseptvalgutredning er i slutfasen, og sannsynlig anbefaling er oppgradering av eksisterende ledning mellom Sauda og Samnanger.

Det foreligger i dag planer for forsterkning i nord-sør-retning som strekker seg fra Kristiansand i sør og opp til Ørskog.

Mulige behov for nettutvikling på lengre sikt

Det foreligger i dag planer for forsterkning i nord-sør-retning som strekker seg fra Kristiansand i sør og opp til Ørskog. Disse forsterkningene er tilstrekkelig for å legge til rette for to nye mellomlandsforbindelser samt ny fornybar produksjon som utløses av elsertifikatmarkedet.

Statnett har i lengre tid jobbet med mulighetene for å kunne fase inn økt forbruk i Sunnhordland. Ny informasjon om elektrifisering av Utsirahøyden, Hydros planer om pilotanlegg som kan oppskaleres til fullskala anlegg og planer om industri-etablering på Haugaland Næringspark gir behov for å finne løsninger for sikker strømforsyning til både dagens forbruk og mulig nytt forbruk.

Videre økt produksjon vil påvirke behovet for transformeringskapasitet mellom sentralnettet og regionalnettet. Eventuelle økte nasjonale fornybarmålsetninger i perioden 2020-2030 vil bety ekstra mye for utviklingen på Vestlandet. I Indre Sogn kan videre utvikling i kraftproduksjon utløse betydelige nettforsterkninger. Allerede i dag er kapasiteten for å ta inn økt produksjon begrenset.

På lengre sikt vil eventuelt ytterligere behov for forsterkning nord-sør avhenge av mengden ny fornybar kraft, utvikling i forbruket til smelteverksindustrien og petroleum samt eventuelt ytterligere mellomlandsforbindelser. Ved betydelig økning i kraftoverskudd nord i regionen i kombinasjon med store forbruksøkninger i smelteverksindustrien kan det være aktuelt å vurdere forsterkning i parallell gjennom området, eventuelt ute langs kysten. Spenningsoppgradering av 300 kV-nettet mellom Sogndal og Samnanger kan også være aktuelt.

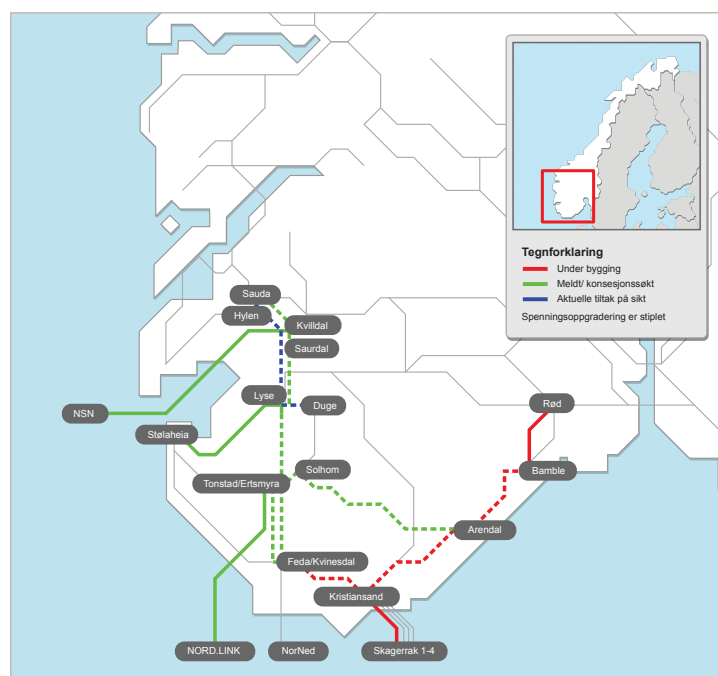
Videre befolkningsutvikling og forbruksvekst hos husholdning og servicenæring i Bergensområdet kan medføre behov for å oppgradere dagens nett fra Evanger og Samnanger og vestover mot Bergen.



Nettutvikling i Region Sør

Mellomlandsforbindelsene til Danmark og Nederland gir stor transitt av kraft gjennom området.

En av de største utfordringene i Region Sør er den svake forsyningssikkerheten til Sør-Rogaland. Området har hatt en sterk befolknings- og forbruksvekst de siste årene, og Lyse Sentralnett har søkt konsesjon om en ny forbindelse fra Lyse til Stølaheia for å bedre strømforsyningen. Planer om ny produksjon i Vest-Agder øker behovet for transformator kapasitet mellom sentral- og regionalnettet, og Statnett samarbeider med Agder Energi Nett om dette. Mellomlandsforbindelsene til Danmark og Nederland gir stor transitt av kraft gjennom området, og Statnett planlegger å oppgradere nettet for å tilrettelegge for høy utnyttelse av nye og eksisterende forbindelser mot Europa, sikre forsyningen i hele området og muliggjøre utbyggingsplaner for ny fornybar produksjon.



10.1 Region Sør har kraftoverskudd og høy transitt av kraft

Region Sør omfatter Agder-fylkene og Rogaland sør for Boknafjorden. Regionen har i dag et samlet kraftoverskudd. Hovedtyngden av forbruket ligger langs kysten fra Arendal til Stavanger. I Agder er det tre store industribedrifter med betydelig kraftforbruk; Eramet i Kvinesdal, Xstrata Nikkelverk i Kristiansand og Alcoas aluminiumsverk på Lista. Produksjonen er fordelt over hele regionen, med unntak av Nord-Jæren, som har lite lokal produksjon.

Typisk flytmønster på mellomlandsforbindelsene er eksport på dagtid og import på nattestid.

I Kristiansand er det tre kabelforbindelser til Danmark med en samlet kapasitet på 1000 MW. Fra Feda går det en kabelforbindelse til Nederland, NorNed, med kapasitet på 700 MW. Disse kabelforbindelsene påvirker kraftsystemet og kraftflyten i regionen. Typisk flytmønster på mellomlandsforbindelsene er eksport på dagtid og import på nattestid.

Forbindelsene inn til regionen består av to 300 kV forbindelser fra Ulla-Førre-området, en 300 kV ledning sørover fra Grenland og en 420 kV ledning sørover fra Holen. På disse fire forbindelsene overføres relativt store kraftmengder både ut og inn av området og medfører transitt av kraft gjennom området til og fra mellomlandsforbindelsene til Danmark og Nederland.

Sentralnettet i Agder er i hovedsak eid av Statnett. I Sør-Rogaland er sentralnettet eid av Lyse Sentralnett, der Statnett fra januar 2014 eier 50 prosent, med en avtale om å overta de resterende 50 prosent i to faser.

10.2 Hovedutfordringene i region Sør

Forsyningssikkerheten på Nord-Jæren og i Sør-Rogaland er presset

Nord-Jæren, inklusive Stavangerområdet, er et betydelig underskuddsområde med stort behov for overføring av kraft inn til området. De siste årene har det vært en stor økning i kraftforbruket som følge av befolkningsvekst. Forsyningssikkerheten i Sør-Rogaland er ikke tilfredsstillende, og den forventede økningen i kraftforbruket vil forverre situasjonen.

Forsyningssikkerheten i Sør-Rogaland er ikke tilfredsstillende, og den forventede økningen i kraftforbruket vil forverre situasjonen.

Området er forsynt via to 300 kV forbindelser med begrenset kapasitet. Nettet driftes i perioder uten momentan reserve. For å unngå at feil på en av sentralnettforbindelsene skal føre til kollaps og mørklegging av hele regionen, benyttes en spesiell driftskobling. Dette innebærer at strømforsyningen til kommunene Eigersund, Klepp, Hå og deler av Sandnes kobles ut automatisk dersom det skjer en feil i nettet når forbruket er høyt. Konsekvensen ved feil kan bli at flere titalls tusen innbyggere blir uten strøm inntil feilen er rettet opp. Dette er i strid med Statnetts generelle driftsprinsipper.

Den mest alvorlige situasjonen som kan oppstå i Sør-Rogaland er feil på strekningen mellom Sandnes og Stavanger. Her går det to forbindelser på samme masterekke, og dette er hovedforsyningen til nordre deler av Sandnes i tillegg til kommunene Stavanger, Sola, Randaberg, Rennesøy og Kvitsøy kommuner. En feil på denne dobbeltkursledningen vil gi utfall av strømforsyningen for svært mange mennesker i regionen. Deler av området kan forsynes via regionalnettet, men i om lag halvparten av årets timer er forsyningssituasjonen slik at deler av befolkningen ved en feil i nettet vil måtte vente på at nødvendig reparasjon er utført før strømmen er tilbake.

Økt transitt av kraft med nye mellomlandsforbindelse til Danmark og Tyskland

Kraftflyten i området er preget av transitt til og fra kablene til Danmark og Nederland. Et typisk flytmønster er eksport på dag og import på natt. Integrasjonen mot kontinentet, har forsterket produksjonsvariasjonen over døgnet i Norge, med større produksjon ved eksport og lavere produksjon ved import.

Det planlegges ytterligere kabelforbindelser til kontinentet. Skagerrak 4 (700 MW til

Danmark) er under bygging med forventet idriftsettelse i 2014. Statnett har i tillegg søkt konsesjon for en ny forbindelse til Tyskland med kapasitet på 1400 MW, som er planlagt ferdigstilt i 2018. På Vestlandet er det søkt konsesjon for en ny 1400 MW forbindelse til Storbritannia, som planlegges ferdigstilt i 2020. Med flere kabelforbindelser vil flytmønsteret over døgnet forsterkes og vi ser derfor behov for økt kapasitet i retning nord-sør på Sørlandet. I dag er det tre korridorer på Sørlandet i retning nord-sør. Disse er østre, midtre og vestre korridor.

Behov for økt transformeringskapasitet mellom regional- og sentralnettet

I Vest-Agder er det begrenset transformeringskapasitet mellom sentral- og regionalnettet. Dette er et problem både ved regionale underskudds- og overskuddssituasjoner.

I perioder med underskudd i regionalnettet er området avhengig av nedtransformering fra sentralnettet for å få tilført kraft. De siste årene har det vært flere kalde og tørre vintre. Det har vært unormalt lite vann i mange av kraftverkene i Agder, noe som har gjort forsyningen svært sårbar ved en eventuell transformatorfeil.

I Vest-Agder er det kraftoverskudd om sommeren, og det er behov for økt transformatorkapasitet for å kunne knytte til planlagt ny produksjon.

De siste årene er det gitt konsesjon for rundt 600 MW vindkraft i regionen. Det er søkt og meldt om til sammen 2500 MW, men det er knyttet stor usikkerhet til hvor mange av disse prosjektene som blir realisert. De fleste prosjektene er så store at det er behov for ny transformering opp mot sentralnettet. Med planlagte oppgraderinger i nettet vil kapasiteten i sentralnettet i Agderfylkene være tilstrekkelig til å kunne ta imot planlagt vindkraft. I Sør-Rogaland vil det være begrensninger i nettet avhengig av lokalisering og hvor mye ny kraft som er planlagt. I sentralnettstasjonene Kielland, Åna-Sira og nye Bjerkreim stasjon vil det være plass til 600-700 MW ny produksjon til sammen etter hvert som planlagte tiltak frem mot 2020 ferdigstilles.

Tabell 6

Planlagte nettutviklingsprosjekter i region Sør. Prosjekter under utførelse vises i løpende kroner, øvrige prosjekter i 2013-kroner.

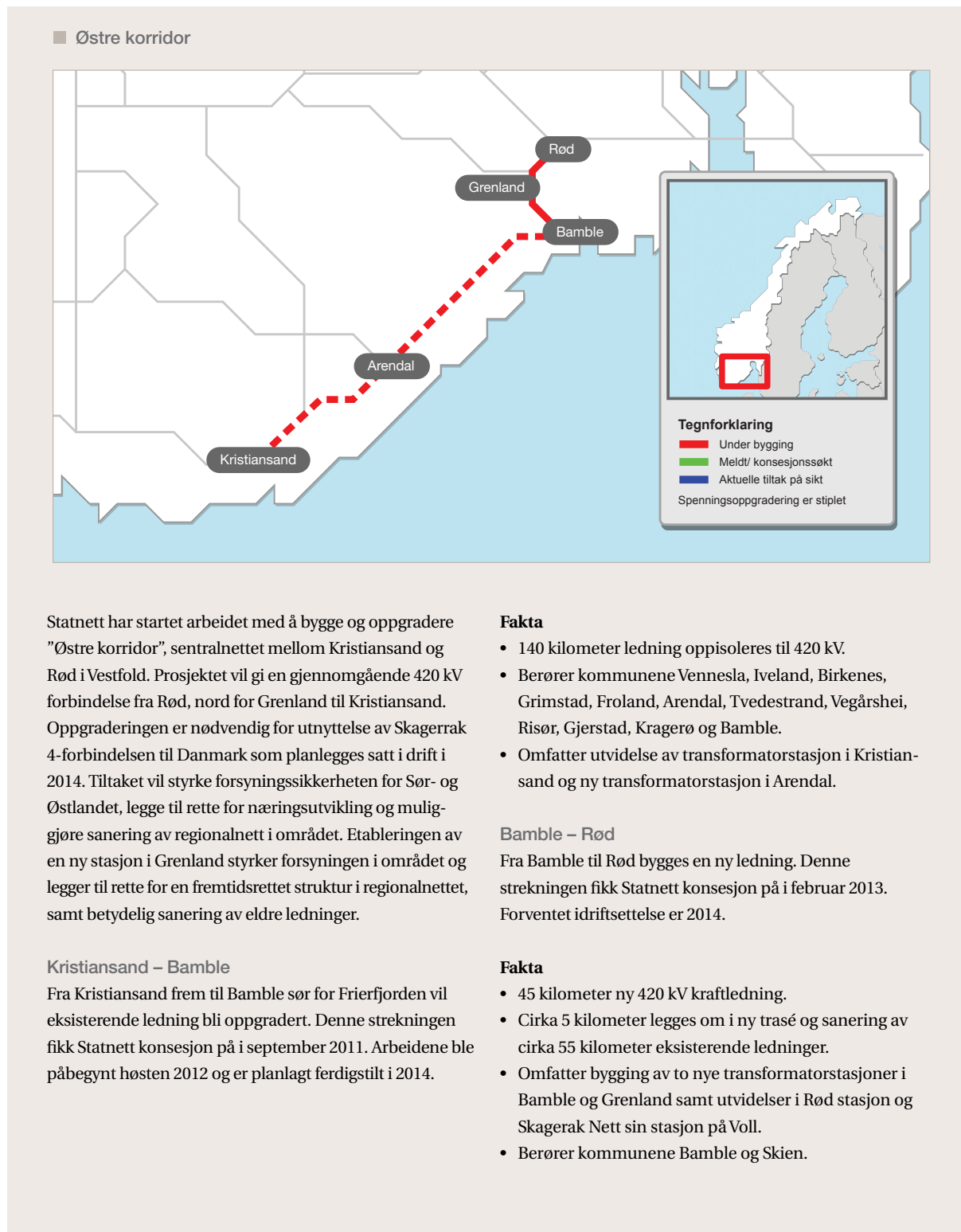
10.3 Neste generasjon sentralnett i Region Sør

Regionen har mange prosjekter innenfor kommende tiårsperiode og store deler av nettet i regionen planlegges oppgradert til 420 kV hovedsakelig gjennom prosjektene Østre og Vestre korridor.

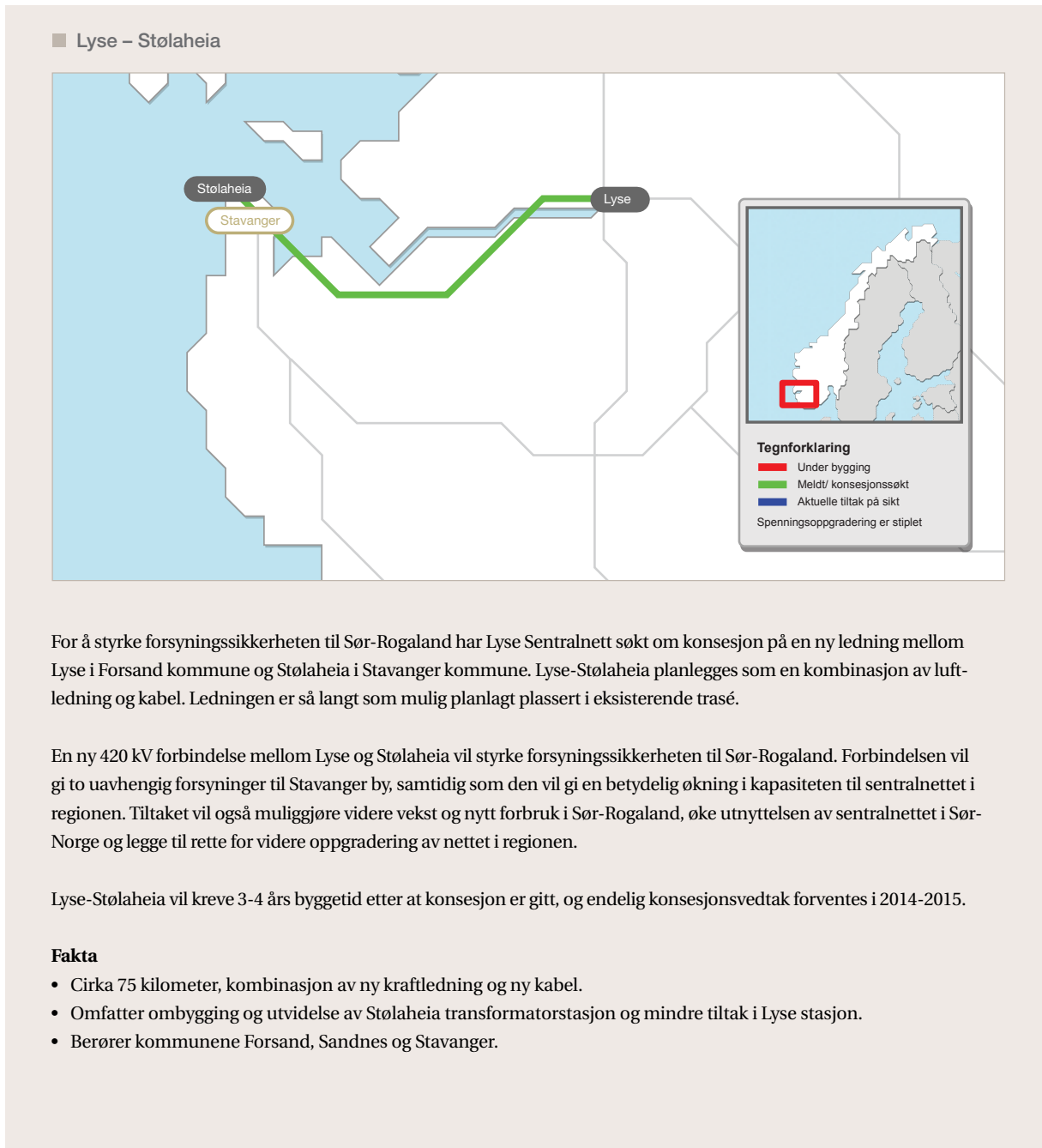
Prosjekter i region Sør

Under gjennomføring	Kostnadsintervall	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Kristiansand, økt transformatorkapasitet (Ny T2)	50 - 70	2013	2014	Forsyningssikkerhet	
Østre korridor, spenningsoppgradering og ny kraftledning	1300 - 1600	2013	2014	Handelskapasitet og forsyningssikkerhet	
Under planlegging	Kostnadsintervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstilling etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Bjerkreim transformatorstasjon	250 - 300	2012	2-3 år	Ny fornybar kraftproduksjon	Prosjekt i Lyse Sentralnett.
Avhengig av investeringsbeslutning på vindkraft					
Honna transformatorstasjon	230	2013	3 år	Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	Prosjekt i Agder Energi Nett
Lyse-Stolaheia, ny kraftledning	2200 - 2500	2014 - 2015	3 - 4 år	Forsyningssikkerhet	Prosjekt i Lyse Sentralnett.
Vestre korridor, spenningsoppgradering	6000 - 9000	2013 - 2016	4 - 6 år	Handelskapasitet og forsyningssikkerhet	Består av flere delprosjekter som er i ulik fase

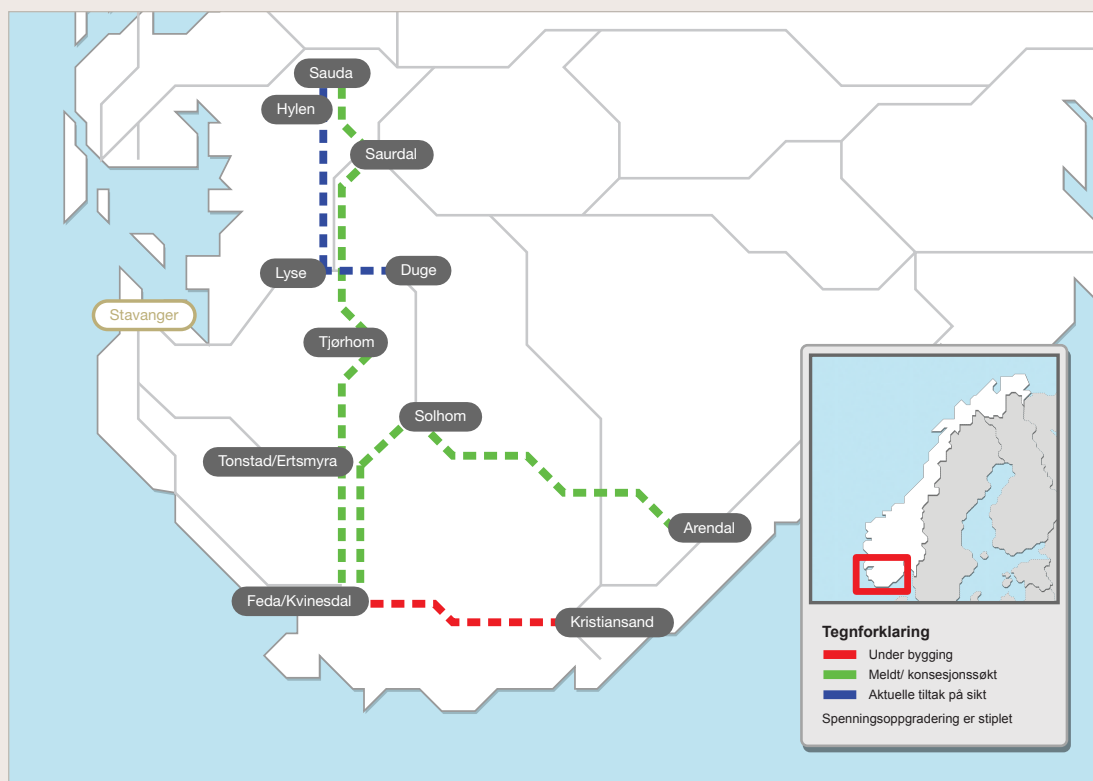
Prosjekter under gjennomføring



Prosjekter under planlegging

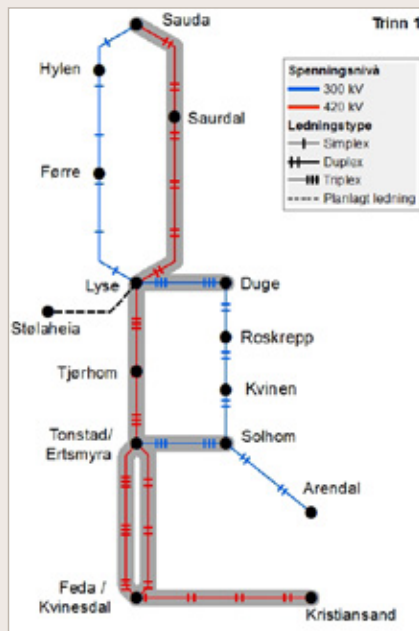


■ Vestre korridor



Planlagt oppgradering av ledningene fra Kristiansand via Feda i sør til Souda i nord, samt strekningen fra Arendal til Solhom, er organisert i prosjektet Vestre korridor. Oppgradering av Vestre korridor er den neste naturlige oppgraderingen av nettet på Sørlandet. For å kunne oppnå høy utnyttelse av Skagerrak 4 samt tilknytning av ytterligere mellomlandsforbindelser, må store deler av denne korridoren oppgraderes til 420 kV. Ferdigstillelse av korridoren vil være en forutsetning for høy kapasitetsutnyttelse på begge de to planlagte forbindelsene til Tyskland og England. I tillegg vil korridoren gi økte driftsmarginer og redusert behov for systemvern, samt legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon på Sør- og Vestlandet. Prosjektet er delt i tre trinn og ni konsesjonssøknader.

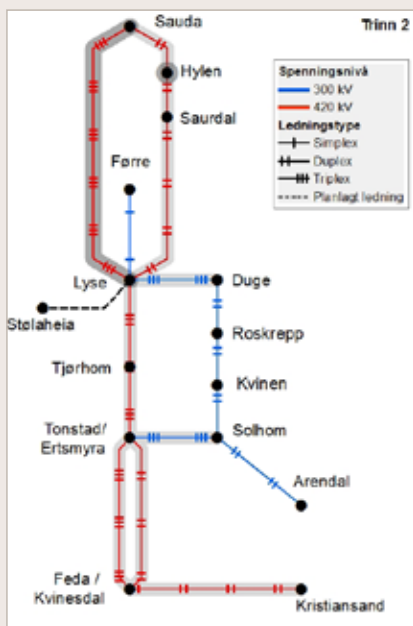
■ Trinn 1-3



Trinn 1

- Spenningsoppgradering slik at det blir én 420 kV forbindelse Kristiansand, Feda og nordover til Sauda. For rask økning av kapasiteten i korridoren settes strekningen Kristiansand – Kvinesdal – Saurdal – Sauda i drift først. Oppgraderingen innebærer nybygging av en 420 kV ledning fra Lyse via Tonstad til Feda. Den eksisterende 300 kV simplex-ledningen på samme strekning vil bli revet.
- Oppgradering av stasjonene Saurdal, Lyse, Tjørhom, samt etablere Ertsmyra stasjon ved Tonstad og Kvinesdal stasjon ved Feda. Eksisterende 420 kV stasjon i Kristiansand utvides med ett felt og i Sauda knyttes en autotransformator til ledningen Sauda – Saurdal.
- For strekningene Kristiansand – Feda, Feda – Tonstad 2 og Saurdal – Sauda vil spenningen heves på eksisterende ledning.
- Lyse–Duge og Tonstad (Ertsmyra)–Solhom oppgraderes til triplex. Det vil si nybygging og deretter riving av gammel simplex-ledning.
- Solhom–Arendal oppisoleres og klargjøres til 420 kV, men ledningene driftes fortsatt på 300kV inntil trinn 3 er etablert.

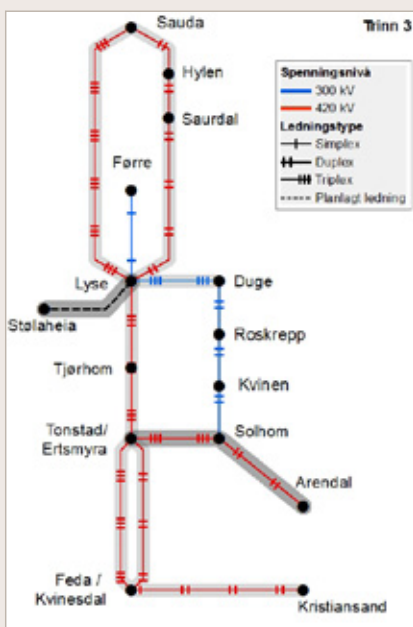
Trinn 1 gir mulighet for høy utnyttelse av dagens mellomlandsforbindelser og Skagerrak 4, muliggjør økt fornybar produksjon på Sør-Vestlandet, og gir nødvendig kapasitet for fremtidige nettoppgraderinger og revisjoner.



Trinn 2

- Spenningsoppgradering av Lyse-Sauda. Det vil si ny triplex-ledning mellom Lyse og Sauda og riving av dagens svake simplex-ledning på strekningen Sauda – Førrer. For å sikre forbindelsen østover fra Førrer mot Tokke vil Lyse-Førrer bestå inntil videre med drift på 300 kV. Førrer har ikke egnet beliggenhet for en sentralnettstasjon. Statnett vil derfor utrede andre endepunkt enn Førrer for en oppgradert forbindelse fra Vestre korridor og østover.
- Fullførelse av 420kV anlegg i Sauda og oppgradering av stasjonen i Hylen.

Økt kapasitet fra Sauda og sørover gir mulighet for en mellomlandsforbindelse til England fra Kvilldal. I tillegg muliggjør trinn 2 økt fornybar produksjon på Vestlandet.



Trinn 3

- Spenningsheving Solhom–Arendal og etablering av ny stasjon i Solhom.

Denne oppgraderingen gir sammen med andre planlagte tiltak mulighet for høy utnyttelse av tysklandskabelen fra Ertsmyra.

Gjelder alle tre trinn

Delstrekningene i Vestre korridor er i ulike faser av prosjektutviklingen. Arbeidet med oppisolering av Kristiansand-Feda blir gjennomført høsten 2013. Strekningene Feda(Kvinesdal)-Tonstad(Ertsmyra), Tonstad(Ertsmyra)-Lyse, Ertsmyra-Solhom og Lyse -Saurdal er konsesjonssøkt, mens strekningene Lyse-Sauda, Lyse-Duge og Solhom - Arendal er under planlegging.

Fakta

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

Prosjektene Østre korridor og Vestre korridor vil samlet gi et stort løft for området med betydelig økning i kapasitet med rom for videre utvikling innen forbruk og produksjon.

Statnett har satt i gang arbeidet med å skifte ut dagens transformator i Kristiansand mellom 110 kV og 300 kV med større kapasitet. Den nye transformatoren planlegges satt i drift i 2014. Denne utskiftningen vil styrke forsyningsikkerheten til Vest-Agder, samt legge til rette for ny produksjon i fylket. Med samme begrunnelse har Agder Energi Nett søkt konsesjon for en ny transformatorstasjon på Honna for å knytte sammen regional- og sentralnettet i indre Vest-Agder.

Mulig behov for nettutvikling på lengre sikt

I region Sør vil det være stor aktivitet i den kommende fem- til tiårsperioden. Prosjektene Østre korridor og Vestre korridor vil samlet gi et stort løft for området med betydelig økning i kapasitet med rom for videre utvikling innen forbruk og produksjon. I Sør-Rogaland ser vi en utvikling som vil kreve økte nettinvesteringer på lengre sikt. Statistisk Sentralbyrå har anslått at folketallet i Sør-Rogaland vil øke med 100 000 frem mot 2025. Økt vekst vil medføre at det kan bli aktuelt med ytterligere tiltak i Sør-Rogaland for å muliggjøre økt forbruk og produksjon og samtidig styrke forsyningsikkerheten. Statnett og Lyse Elnett starter i løpet av kort tid opp et felles samarbeid for å finne de beste fremtidige løsningene for sentral- og regionalnettet i regionen.

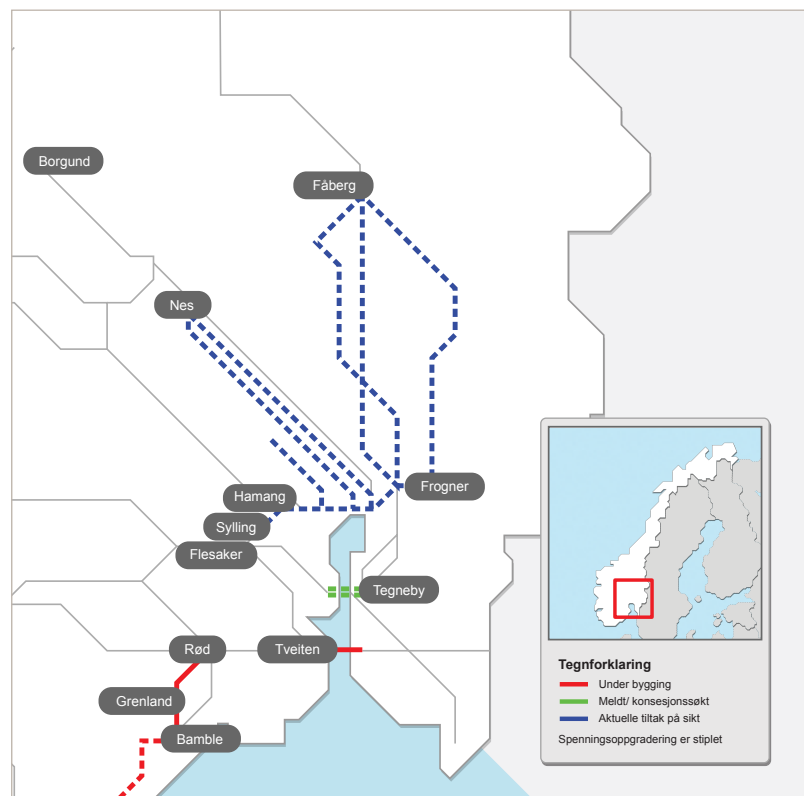
Nye offshoreinstallasjoner er pålagt å utrede kraftforsyning fra land og vurdere lønnsomheten. Statnett får også på Sør-Vestlandet flere henvendelser fra offshore-aktører som er pålagt å utrede elektrifiseringsløsninger. Konkretisering av slike planer kan potensielt utløse nettinvesteringer, avhengig av lokalisering for tilknytning og total forbruksøkning.



Nettutvikling i Region Øst

I regionen er reinvesteringer og oppgradering av eksisterende forbindelser viktig for å sikre forsyningen fremover.

Region Øst kjennetegnes av høyt forbruk, relativt lite produksjon og stor overføring av kraft fra andre områder. I Stor-Oslo presser befolknings- og forbruksveksten kapasiteten i et aldrende nett. I regionen er reinvesteringer og oppgradering av eksisterende forbindelser viktig for å sikre forsyningen fremover. Økt kapasitet vil være nødvendig for å legge til rette for økt transitt gjennom området.



Det er lite kraftintensiv industri i regionen og alminnelig forsyning utgjør om lag 80 prosent av kraftforbruket.

11.1 Region Øst er et underskuddsområde med høy transitt av kraft

Regionen omfatter fylkene Akershus, Oslo, Vestfold og Østfold samt store deler av fylkene Buskerud, Hedmark, Oppland og Telemark.

Samlet er region Øst 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 har overskudd av kraft. Underskuddet dekkes av import fra Vestlandet, Sørlandet og Sverige. Det er også omfattende transitt av kraft til og fra Sverige, fra Vestlandet og eksport og import over kablene fra Sørlandet. Det er lite kraftintensiv industri i regionen og alminnelig forsyning utgjør om lag 80 prosent av kraftforbruket.

Sentralnettet i regionen består av både 300 kV og 420 kV forbindelser fra produksjonsområdene i vest og inn til regionen. 420 kV forbindelsene ble i hovedsak bygget etter 1970, og de fleste 300 kV forbindelsene ble bygget på 50- og 60 tallet. Utvekslingen av kraft med Sverige går i hovedsak over de to 420 kV forbindelsene fra Østfold og til Sverige

11.2 Hovedutfordringene i Region Øst

Gammelt nett krever reinvesteringer

For å opprettholde høy forsyningssikkerhet stiller Statnett strenge krav til kvalitet og pålitelighet i eksisterende anlegg. De siste års ekstremværsituasjoner og kritiske feil i enkeltanlegg har ytterligere aktualisert behovet for reinvesteringstiltak som er kritiske for forsyningssikkerheten.

Spesielt i Oslo og Akershus er det flere store stasjonsanlegg med høy alder som vil kreve totalrehabilitering kommende år. Disse anleggene vil bli bygd for 420 kV, men driftes på 300 kV frem til videre oppgradering er gjennomført. Samtidig vil det også være behov for reinvesteringer i øvrige anlegg i hele regionen.

En økende befolkning i store bysentra krever sterkere nett

Sterk befolknings- og forbruksvekst i og omkring byområdene i regionen, stiller større krav til forsyningssikkerhet og leveringskvalitet.

Oslo er i en særstilling med høyt forbruk og viktige samfunnsfunksjoner som er avhengig av sikker og pålitelig strømforsyning. Området har flere eldre transformatorer i Furuset, Hamang, Røykås, Sogn, Smestad og Ulven og det har vært flere feilsituasjoner de siste årene. Dette understøtter behovet for reinvesteringer og utskiftning av transformatorer for å sikre forsyningssikkerheten. Samtidig er det behov for mer omfattende endringer av nettet for å møte en forventet forbruksøkning.

Mengden ny fornybar kraft i Norge og Sverige vil ha betydelig innvirkning på flyten gjennom østlandsområdet og forbindelsen Østre korridor.

Endring i kraftflyt kommer som følge av endringer rundt regionen

Planene for utbygging av ny fornybar produksjon i region Øst er langt mindre enn i andre regioner. Det er i hovedsak utbygging av ny fornybar kraft i resten av landet som vil øke behovet for overføringskapasitet inn mot og innen regionen.

Innen regionen er det få planer som kan utløse direkte investeringer i sentralnettet dersom de blir realisert. Utbygging av ny fornybar inn mot underliggende nett vil imidlertid kunne utløse tiltak i nettet og enkelte stasjoner.

Med nye mellomlandsforbindelser i region Øst vil det bli økt kraftflyt mellom øst og sør i perioder av året. Vi forventer at denne flyten vil forsterkes. Mengden ny fornybar kraft i Norge og Sverige vil ha betydelig innvirkning på flyten gjennom østlandsområdet og forbindelsen Østre korridor.

Tabell 7

Planlagte nettutviklingsprosjekter i region Øst. Prosjekter under utførelse vises i løpende kroner, øvrige prosjekter i 2013-kroner.

11.3 Neste generasjon sentralnett i region Øst

Hoveddelen av prosjektene i region Øst er prosjekter under planlegging, og vil i løpet av de neste 10-15 årene legge grunnlaget for neste generasjon sentralnett i regionen.

Prosjekter i region Øst

Under gjennomføring	Kostnadsintervall	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Ytre Oslofjord (Teigen-Evje), nytt kabelanlegg	1200 - 1400	2010	2014	Forsyningssikkerhet, oppgradering av eksisterende kabel	
Trafokapasitet Østlandet: Follo, Tegneby, Sogn, Vågåmo, Tveiten og Fåberg	680 - 740	2012 - 2013	2015	Forsyningssikkerhet	
Under planlegging	Kostnadsintervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Borgund, økt transformator kapasitet 300/66 kV	50 - 80	2013	2 år	Ny kraftproduksjon	
Vemorktoppen	140 - 210	2013	3-4 år	Forsyningssikkerhet	Reinvestering
Balbergskaret - Vang - Minne - Frogner, klagjøre ledning for 420 kV	60 - 90	2014	1-2 år	Forsyningssikkerhet	
Indre Oslofjord (Solberg-Brenntangen), 420kV	580 - 840	2014	2-4 år	Forsyningssikkerhet	Reinvestering
Indre Oslofjord (Filtvedt - Brenntangen) 300 (420) kV kabel	575 - 830	2014	2-4 år	Forsyningssikkerhet	Reinvestering
Hamang transformatorstasjon	480 - 700	2014	3-4 år	Forsyningssikkerhet	
Flesaker-Hof-Tveiten	40 - 60	2015	6 år	Handelskapasitet	Klargjøring for 420 kV
Vemorktoppen - Flesaker	30 - 50	2016	6 år	Handelskapasitet	Klargjøring for 420 kV
Nettplan Stor-Oslo	5000 - 8000	2015 - 2019	2 - 5 år	Forsyningssikkerhet	Tiltak i Nettplan Stor-Oslo de neste 10 år

Nettplan Stor-Oslo anslås å ha en robust positiv nåverdi, gi økt forsynings-sikkerhet og positive miljøeffekter. Miljøeffektene består av klimaeffekter, reduksjon i arealbruk og antall nærføringer.

Prosjekter under gjennomføring

Etter en svært kald vinter 2009-2010 med rekordhøyt forbruk, startet Statnett prosjektet Transformatorkapasitet Østlandet. Prosjektet skal øke transformator-kapasiteten og bedre forsynings-sikkerhet flere steder i regionen. Det installeres ny transformeringskapasitet i Frogner, Tegneby, Sogn, Follo, Tveiten, Fåberg og Vågåmo. Nye transformator på Sogn settes i drift høsten 2013. På Follo vil en transformator flyttes og settes i drift våren 2014 og høsten 2014. Idriftsettelse av transformator i Vågåmo, Tegneby og Fåberg er planlagt i 2014 og Tveiten 2014 - 2015. For å sikre overføringskapasiteten over Oslofjorden og forsynings-sikkerheten i østlandsregionen har Statnett startet arbeidet med å installere nye kabler for ytre Oslofjord. Anlegget skal etter planen ferdigstilles i 2014. Det nye sjøkabel-anlegget er en del av 420 kV forbindelsen Rød - Hasle, og skal erstatte eksisterende anlegg.

Statnett og Svenska Kraftnät besluttet våren 2013 å ikke gjennomføre Sydvestlinkens vestre gren mellom Tveiten ved Tønsberg og Nässjö i Sverige. Nye vurderinger viste at prosjektet ikke lenger er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Årsakene til den reduserte nytten er hovedsakelig forventning om stort kraftoverskudd i hele Norden, et sterkere nett både i Norge og Sverige, innføring av fire nye prisområder i Sverige, samt økt utvekslingskapasitet mellom Norden og kontinentet. Dette gir små prisforskjeller mellom Øst-Norge og Sør-Sverige, og nytten av å øke overføringskapasiteten mellom de to områdene blir lavere enn tidligere antatt. Behovet for spenningsoppgradering av strekningen Rød-Tveiten-Flesaker-Syilling må ses i sammenheng med bortfallet av Sydvestlinken, og dette vurderes nå på nytt.

Prosjekter under planlegging

■ Nettplan Stor-Oslo anbefaler oppgradering av eksisterende forbindelser

Sentralnettet i hovedstadsområdet har høy alder og begrenset kapasitet, samtidig som befolkningen og kraftforbruket øker. Statnett startet derfor i 2011 arbeidet med prosjektet Nettplan Stor-Oslo (NSO). Etter konseptvalgutredning anbefales spenningsoppgradering av eksisterende forbindelser som fremtidig løsning for sentralnettet i hovedstadsområdet.

Behovene for å gjøre tiltak i regionen er basert på to forhold:

- Mange anlegg vil passere forventet levealder de nærmeste årene. Behovet for utskiftning grunnet alder og slitasje er stort.
- Kapasiteten i sentralnettet i regionen er langt på vei utnyttet. I topplastperioder er flere av ledningene til regionen belastet opp mot kapasitetsgrensen. Det er gjennomført en usikkerhetsanalyse for fremtidig effektbehov i Stor-Oslo. Denne viser et stort spenn i prognosene som blant annet avhenger av energieffektiviseringstiltak inkludert innføring av nye bygningstekniske standarder. Selv med en vellykket innføring av en rekke energieffektiviseringstiltak forventer vi vekst i forbruket.

For å møte behovene har vi i tillegg til nettforsterkninger, vurdert muligheter for tiltak på forbrukssiden, og mulighet for lokal kraftproduksjon. Tiltak som reduserer effektbehovet kan teoretisk bidra til å utsette nettinvesteringer, men før eller senere vil nettets alder og tilstand kreve omfattende reinvesteringer. Våre analyser viser at det vil være krevende og kostbart å gjennomføre tiltak som i tilstrekkelig stor skala reduserer maksimalforbruket, som er dimensjonerende for nettkapasiteten. Hovedstadsregionen skiller seg fra andre deler av landet ved at den har lite lokal produksjon. Vi har vurdert ulike teknologier innenfor lokal kraftproduksjon, men disse vil ikke kunne dekke regionens behov for kapasitet eller forsyningsikkerhet.

I praksis er det altså kun nettforsterkninger som fullt ut kan dekke kravene til kapasitet og tilfredsstillende forsyningsikkerhet. Vi anbefaler spenningsoppgradering av sentralnettet i regionen for å møte de identifiserte behov, mål og krav knyttet til fremtidens strømforsyning i Oslo og Akershus. Nettplan Stor-Oslo anslås å ha en robust positiv nåverdi, gi økt forsyningsikkerhet og positive miljøeffekter. Miljøeffektene består av klimaeffekter, reduksjon i arealbruk og antall nærføringer.

Spenningsoppgradering av hele sentralnettet i hovedstadsområdet må foregå over en 10-20 årsperiode. Så langt frem i tid er det betydelig usikkerhet rundt anslagene for investeringskostnad, og omfanget av kabling er en viktig faktor. Som et grovt estimat er en kostnad på 5 - 8 milliarder kroner lagt inn i planen for første tiårsperiode (2013-2023). For prosjektene i første tiårsperiode er det først og fremst alder på anlegg som driver behovet for oppgradering av dagens nett. Hovedtyngden av investeringene forventes å komme i perioden 2020-2030. Investeringstakten i denne perioden vil tilpasses forbruksveksten, og faktisk forbruksvekst er det viktigste usikkerhetsmomentet for investeringstidspunkt.

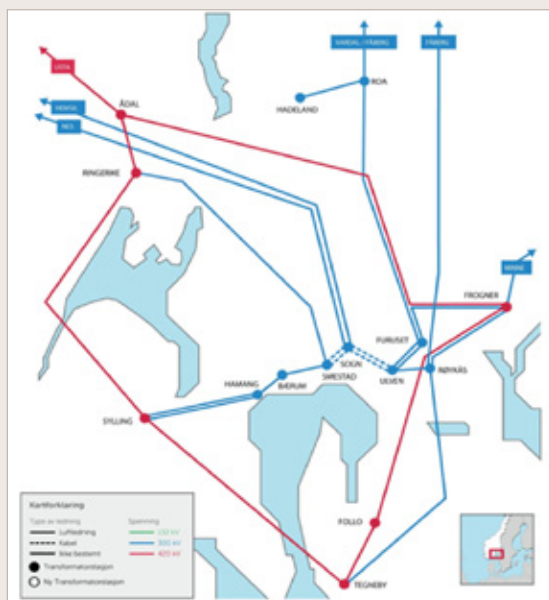
De første tiltakene er en oppgradering av Smestad transformatorstasjon og etableringen av en ny kabelforbindelse mellom Smestad og Sogn transformatorstasjoner.

For å sikre god strømforsyning i Oslo, Akershus og Østfold og verdiskaping gjennom krafthandel med Sverige vil 420 kV sjøkablene mellom Solberg og Brenntangen og Filtvedt og Brenntangen i Indre Oslofjord fornyes. For Solberg-Brenntangen planlegges byggestart i 2014. For Filtvedt-Brenntangen planlegges byggestart i 2015.

Konseptvalgutredning for Nettplan Stor-Oslo oversendes OED i oktober/november 2013 for politisk behandling i henhold til nytt regelverk. Statnetts ambisjon er å beslutte struktur på det fremtidige kraftnettet i hovedstadsområdet innen sommeren 2014.

Kart

Kartet til venstre viser dagens nettstruktur og kartet til høyre viser en mulig fremtidig struktur. Gjennom spenningsoppgradering oppnås høyere kapasitet og forsyningssikkerhet med færre forbindelser enn i dag.



Statnett tar sikte på å sende konsesjonssøknad for å klargjøre for 420 kV av strekningene Balbergskaret– Vang–Minne-Frogner i løpet av 2013, Flesaker – Hof – Tveiten i 2014 og Vemorktoppen-Flesaker i 2015. Ledningene vil driftes på 300 kV noen år etter ombygging.

En oppgradering av Hamang transformatorstasjon er nødvendig for å sikre forsyningen i Asker og Bærum. Statnett har fått konsesjon av NVE, og saken er til klagebehandling hos OED.

For å øke forsyningssikkerheten i sentralnettet har Statnett fått konsesjon for å bygge ny koblingsstasjon på Vemorktoppen. Reinvesteringen vil være et positivt bidrag til driftssikkerheten, og faren for feil og havari vil reduseres. Anlegget legger til rette for fremtidig 420 kV drift og planlagt ferdigstilling er 2016-2017.

Sentrale deler av
Østlandet har kraftig
befolkningsvekst.

Mulig behov for nettutvikling på lengre sikt

Sentrale deler av Østlandet har kraftig befolkningsvekst. Vi forventer at dette fortsetter, og legger til grunn at det vil være omfattende investeringer i regionen i hele planperioden (2013-2033). Nettplan Stor-Oslo beskriver planen for hovedstadsområdet, men også de omkringliggende områdene vil trolig kreve tiltak på sikt.

Drivkreftene er de samme i hele området; befolkningsvekst og gammelt nett, potensielt også i kombinasjon med strengere krav til forsyningssikkerhet. Det er imidlertid usikkerhet i både forbruksvekst og investeringsnivå fremover i tid, dels fordi det er usikkert hva som kan oppnås gjennom energieffektivisering og dels fordi nye anvendelser som for eksempel elbiler vil slå ekstra kraftig ut på strømforbruket i regionen.

Styrket kraftbalanse i Midt- og Nord-Norge som følge av mye ny kraftproduksjon innebærer betydelig økt kraftflyt sørover mot Østlandet. Dette kan gi behov for å øke kapasiteten på forbindelsen gjennom Gudbrandsdalen. Behovet for oppgradering er knyttet til forbruksutvikling i Stor-Oslo og generelt reinvesteringsbehov og forbruksutviklingen i Oslo med tilhørende overføringsbehov.

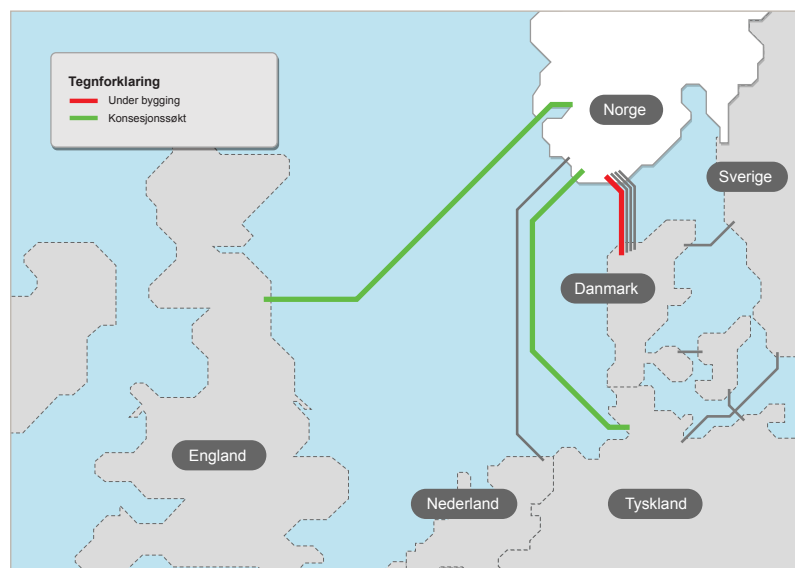
I dagens situasjon begrenses flyten gjennom Gudbrandsdalen av energiunderskuddet i Midt-Norge i kombinasjon med et sterkt svensk nett som går parallelt. Denne situasjonen vil vedvare så lenge nettet gjennom Nordland ikke oppgraderes ytterligere.



Tettere kobling med Norden og Europa

Slik fremtiden ser ut vil handel med kraft over landegrensene få enda større betydning enn tidligere.

Statnetts hovedfokus for Norden og Europa er å realisere nye mellomlandsforbindelser til Danmark, Tyskland og England. De nye forbindelsene styrker norsk forsynings sikkerhet og legger til rette for økt norsk verdiskaping. Samtidig legger kablene til rette for fornybar kraftproduksjon i Norge, og gir et norsk bidrag til å løse europeiske systemutfordringer i forbindelse med innfasing av store mengder fornybar kraft i Europa. Kablene har robust samfunnsøkonomisk lønnsomhet.



12.1 Nye mellomlandsforbindelser til Danmark, Tyskland og England

Et sentralt element i utviklingen av det norske sentralnettet er økt handlingskapasitet gjennom bygging av nye mellomlandsforbindelser til kontinentet.

Handel med våre naboland har vært en økonomisk effektiv måte å utbalansere hydrologiske svingninger. I tørre år med underskudd på energibalansen sikres energitilgangen gjennom muligheten for import. I perioder med overskudd av kraft sikrer utvekslingen at norsk fornybar energi kommer til nytte i andre land. Overskuddet vil da erstatte fossil kraftproduksjon, og vi oppnår god ressursutnyttelse samtidig som vi legger til rette for reduserte utslipp av klimagasser. I tillegg har en europeisk utvikling i retning av mer fornybar og mindre termisk kraftproduksjon og flytting av forbruk, gitt nye flytmønstre som er en driver for økt europeisk balanseringsbehov. Slik fremtiden ser ut vil handel med kraft over landegrensene få enda større betydning enn tidligere.

Nye kabler gir god samfunnsnytte:

- Økt forsynings sikkerhet
- Økt verdiskaping for Norge og Norden
- Bidrar til fremtidens klimavennlige energisystem

Vår plan innebærer å bygge én forbindelse til Tyskland på 1400 MW i 2018 og én forbindelse til England på 1400 MW i 2020. I tillegg er en forbindelse på 700 MW til Danmark under bygging med forventet idriftsettelse i 2014.

En ny forbindelse til Danmark ferdigstilles i løpet av 2014

Statnett er i full gang med bygging av Skagerrak 4, en ny forbindelse til Danmark, i samarbeid med den danske systemoperatøren Energinet.dk. Kabelen vil få en kapasitet på 700 MW, hvorav 100 MW er reservert system- og balansetjenester de første fem driftsårene. Tilkoplingspunktene vil være Kristiansand på norsk side, og Tjele på dansk side. Hele sjøkabelen ble installert sommeren 2013, mens det gjenstår arbeider i landanleggene. Idriftsettelse forventes i løpet av 2014. Inntil de første oppgraderingene i Vestre korridor er slutført, vil begrensninger i det eksisterende landbaserte nettet hindre full utnyttelse av mellomlandsforbindelsene. Samlet begrensning er opp til 400 MW og vil bli lagt på NorNed, til Nederland, eller Skagerrak eller fordeles på de to forbindelsene basert på forventet samfunnsøkonomi. Statnett arbeider med å finne en løsning med de berørte parter.

Vi planlegger en ny forbindelse til Tyskland og en ny forbindelse til England

Prosjektene til Tyskland og England er viktige for utviklingen av det nord-europeiske kraftsystemet og høyt prioritert av alle involverte parter. Som følge av dette oppnådde prosjektene i 2012 viktige avklaringer med Statnetts utenlandske partnere. Statnetts analyser viser at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å øke handelskapasiteten er høy og robust.

Tysklandsprosjektet (NORD.LINK) er et samarbeid mellom Statnett og TenneT/KfW. Forbindelsen til Tyskland vil være på nominelt 1400 MW. Tilkoplingspunktene for kabelen vil være Tonstad/Ertsmyra i Sirdal på norsk side og Wilster i Schleswig-Holstein på tysk side. Statnett og TenneT/KfW vil eie hver sin fysiske halvdel av forbindelsen og landanlegg på hver sin side. TenneT er en av fire tyske systemoperatører, mens KfW er en tysk, statlig eid finansieringsinstitusjon.

Englandsprosjektet (NSN) er et samarbeid mellom Statnett og National Grid. Også forbindelsen til England vil være på nominelt 1400 MW. Tilkoplingspunktene for kabelen vil være Kvilldal på norsk side, og Blyth på britisk side. Statnett og National Grid vil eie hver sin fysiske halvdel av forbindelsen og landanleggene. National Grid er britisk systemoperatør.

Statnett søkte OED om utenlandskonsesjon for prosjektene til Tyskland og UK i mai 2013. I juli ble innkjøpsforespørsler på Tysklands-kabelen sendt ut. Statnett og partnerne planlegger investeringsbeslutninger i 2014 forutsatt at konsesjoner og akseptable leverandørtilbud er mottatt.

Planer om en ny forbindelse til Sverige fra Østlandet er skrinlagt

Statnett og Svenska Kraftnät besluttet våren 2013 å ikke gjennomføre Sydvestlinkens vestre gren mellom Tveiten ved Tønsberg og Nässjö i Sverige. Nye vurderinger viste at prosjektet ikke lenger er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Årsakene til den reduserte nytten er hovedsakelig forventning om stort kraftoverskudd i hele Norden, et sterkere nett både i Norge og Sverige, samt økt utvekslings-

Tabell 8

Planlagte mellomlandsforbindelser. Prosjekter under utførelse vises i løpende kroner, øvrige prosjekter i 2013-kroner.

kapasitet mellom Norden og kontinentet. Dette gir små prisforskjeller mellom Øst-Norge og Sør-Sverige, og nytten av å øke overføringskapasiteten mellom de to områdene blir lavere enn tidligere antatt. Spenningsoppgradering av strekningen Rød-Tveiten-Flesaker-Syilling, som i hovedsak var utløst av Sydevestlinken, er derfor skjøvet ut i tid.

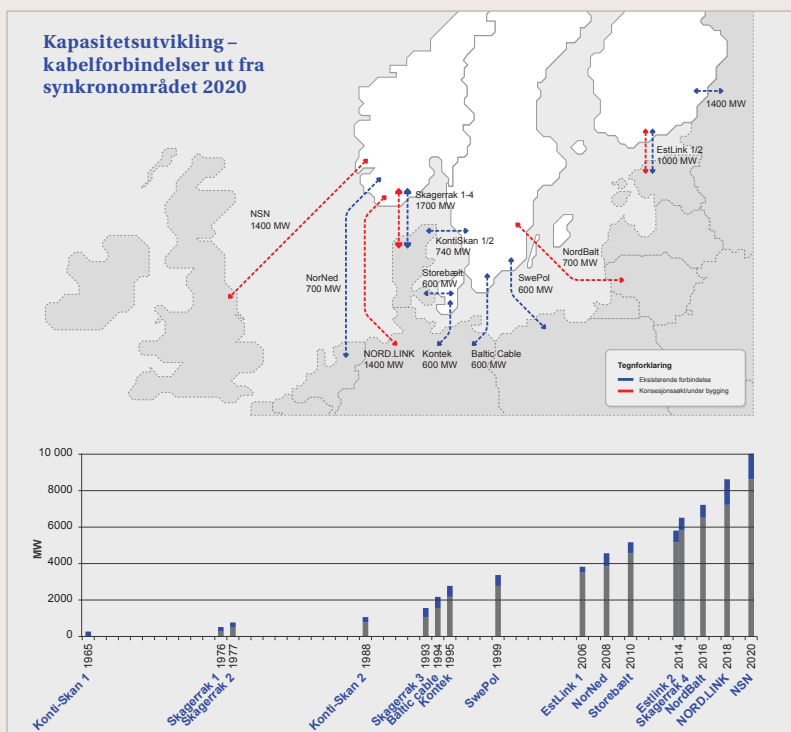
Mellomlandsforbindelser

Under gjennomføring	Kostnadsintervall ¹⁾	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Kapasitet (MW)	Begrunnelse	Kommentar
Skagerrak 4: Kabel til Danmark	1400 - 1700	2010	2014	700	Handelskapasitet	Samarbeidsprosjekt med Energinet.dk
Under planlegging	Kostnadsintervall	Forventet konsesjon	Forventet idriftsettelse	Kapasitet (MW)	Begrunnelse	Kommentar
NORD.LINK: Kabel til Tyskland	6000 - 8000	2013 - 2014	2018	1400	Handelskapasitet	Konsesjonssøkt 2013. Samarbeid med Tennet og KfW.
NSN: Kabel til Storbritannia	6000 - 8000	2013 - 2014	2020	1400	Handelskapasitet	Konsesjonssøkt 2013. Samarbeid med National Grid NSN Link Limited.

¹⁾ Kostnadene som angis er Statnetts andel av totalkostnadene på 50 prosent.

■ **Dobling av kapasiteten ut fra det nordiske synkronområdet før 2020**

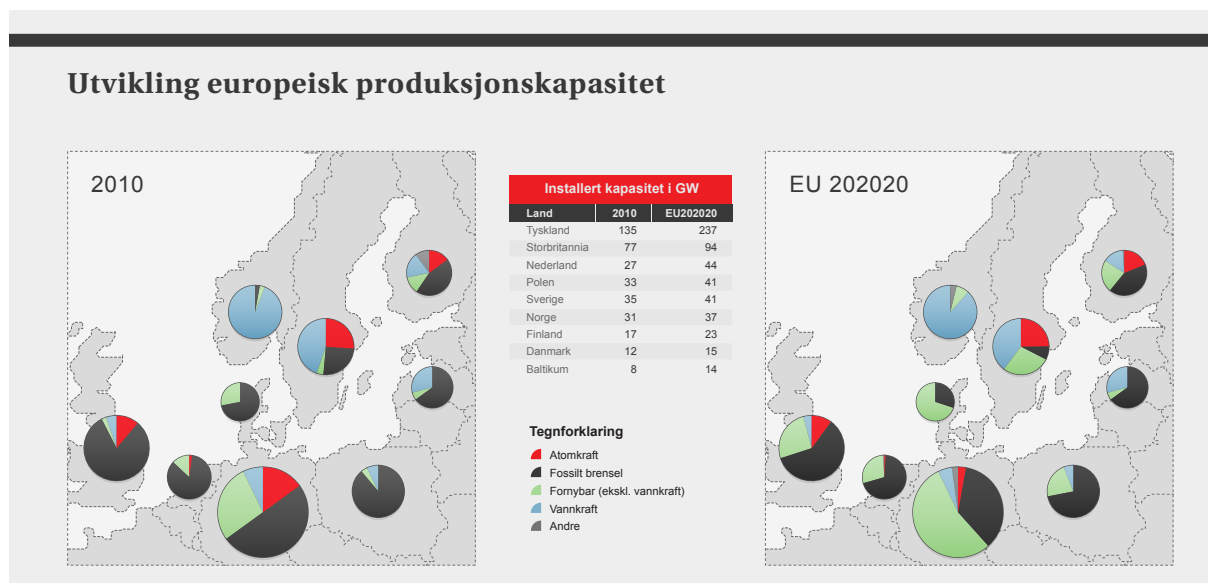
I dag vil det under normale driftsforhold være en kabelkapasitet på 1700 MW mellom Norge og Danmark og Nederland. Med realisering av Statnetts kabelplaner, vil kapasiteten mellom Norge og Europa øke til 5200 MW innen 2020, noe som tilsvarer mer enn en tredobling. Ut av hele det nordiske synkronområdet totalt sett er kabelkapasiteten i dag på 5000 MW, mens den i henhold til planene nær vil dobles innen 2020.



Figur 27

Grafen viser akkumulert kapasitet siden den første forbindelse ble bygget mellom Danmark og Sverige i 1965.

12.2 Norges rolle i Europa etter 2020



Figur 28
Produksjonsmiks i landene i Nord-Europa i 2010 og i 2020 med utgangspunkt i landenes 2020-2020-forpliktelser.
Kilde: ENTSO-e

Som følge av klimapolitikken utvikler det europeiske kraftsystemet seg i retning mer fornybar produksjon og mindre termisk produksjon. Ny fornybar kraftproduksjon på kontinentet består hovedsakelig av vindkraft og solkraft. Produksjonsnivåene er avhengig av været og vil variere mye. Dette gir et økende europeisk behov for balansering av det kontinentale systemet. Fra et kraftsystemperspektiv vil både effektutvidelser og nye overføringsforbindelser være gode tiltak for å løse fleksibilitetsutfordringene.

Statnetts fokus i forhold til Norden og Europa er å realisere de nye planlagte mellomlandsforbindelser til Tyskland og England, samt fullføring av Skagerrak 4 til Danmark. Statnett har ingen nåværende planer om å øke utvekslingskapasiteten utover dette. I Nordområdet er det ønskelig å øke kapasiteten mellom Norge og nabolandene Russland, Finland og Sverige. Dette omtales nærmere i kapittel 7 om Nord-Norge.

Som følge av klimapolitikken utvikler det europeiske kraftsystemet seg i retning mer fornybar produksjon og mindre termisk produksjon.

Mulig å utnytte fleksibiliteten i det norske vannkraftsystemet ytterligere

Statnett vurderer at Norge på lengre sikt, gjennom sine vannkraftressurser, har et potensiale for å levere ytterligere balansering til Europa utover de planlagte mellomlandsforbindelser. Et mulig konsept er etablering av storskala pumpekraft kombinert med ytterligere mellomlandsforbindelser. Dette vil rent teknisk være realiserbart uten nye magasin eller utvidet regulering. Konseptet vurderes imidlertid foreløpig å være umodent, men med et fremtidig potensial. Både forretningsmodeller, som sikrer en positiv netto nytte for Norge, og ulike tekniske problemstillinger må videreutvikles gjennom europeisk samarbeid. Blant viktige moment er aksept for kablernes deltakelse i eventuelle kapasitetsmarkeder.

Statnett forventer at det i de kommende nettutviklingsplaner vil være grunnlag for å tegne et klarere bilde av langsiktige muligheter og begrensninger knyttet til økt handelskapasitet og pumpekraft.

12.3 Nordisk og europeisk samarbeid

Statnett er engasjert i internasjonalt samarbeid både på nordisk og europeisk nivå. Flere rammebetingelser blir fastlagt av EU og er derfor relevante for Norge gjennom EØS-avtalen. Etableringen av et felles europeisk kraftmarked gjør det nødvendig å harmonisere rammene for markedet, system- og nettdriften. Fordi det norske vannkraftsystemet er forskjellig fra det europeiske er det avgjørende at rammebetingelsene utformes slik at de ivaretar norsk forsyningssikkerhet og er i samsvar med norske interesser.

Europeisk nettutviklingsplan

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), der Statnett er medlem, består av 41 europeiske TSOer. ENTSO-E har blant annet fått i oppdrag å utarbeide forslag til et detaljert europeisk regelverk for kraftmarkedet, samt å utarbeide en felles europeisk nettutviklingsplan (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) annethvert år.

TYNDP ble første gang utgitt som en pilot i 2010. TYNDP 2012 var den første offisielle planen og presenterte viktige europeiske prosjekt med samlet lengde på 52 300 kilometer til en investeringskostnad på 104 milliarder euro. TYNDP 2014 skal presentere nye planlagte forbindelser, samtidig som utviklingstrekk frem mot 2030 analyseres. Planleggingen foregår i seks regionale grupper, der Statnett er representert i gruppene North Sea og Baltic Sea. TYNDP 2014 skal på offentlig høring høsten 2014 før publisering i desember 2014.

De viktigste driverne i den europeiske planen er:

- EUs 20-20-20-mål, deriblant tilrettelegging for ny fornybar produksjon.
- Forsyningssikkerhet, og spesielt virkningen av de store systemendringene.
- Integrasjon av det europeiske kraftmarkedet.

Nordisk nettutviklingsplan

Det norske kraftsystemet er tett integrert med systemene i de andre nordiske landene, noe som gjør det naturlig å snakke om et felles nordisk kraftsystem. De nordiske landene har lange tradisjoner for samarbeid på energiområdet, blant annet er det på myndighetsnivå etablert et samarbeid under Nordisk Ministerråd der de nordiske energiministrene møtes. På Energiministermøtet i København 25. oktober 2010 ble det besluttet at nordiske systemoperatører og regulatorer skal ha et nordisk perspektiv når de planlegger og beslutter fremtidige nettinvesteringer.

Også i den nordiske planleggingen er viktige drivere innfasing av ny fornybar produksjon, markedsintegrasjon og forsyningssikkerhet. Dette har blant annet resultert i investeringspakken "Fem prioriterte snitt" samtidig som nye mellomlandsforbindelser både til Baltikum og til kontinentet og UK planlegges. Siste nordiske nettutviklingsplan ble utgitt i 2012. I den neste nordiske planen ventes økt fokus på overføringskapasitet fra Norden mot kontinentet, samt utbygging av nettet i de nordlige områder.

Det norske kraftsystemet er tett integrert med systemene i de andre nordiske landene.

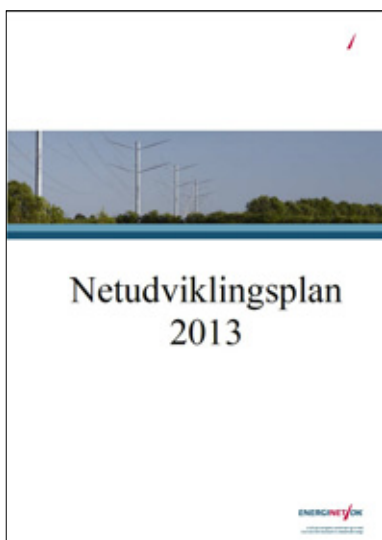


Svensk nettutvikling

Svenska Kraftnät publiserte i april 2013 sin Perspektivplan 2025. Planen viser forventede utviklingstrekk i det svenske kraftsystemet. Forsterkninger i nettet vil være nødvendig både for å fortsette den europeiske markedsintegrasjon og for å møte de klimapolitiske målsetninger.

Det forventes relativt store mengder vindkraft i det svenske kraftsystemet, dette i tråd med målsetningene rundt det svensk-norske sertifikatmarkedet. Fordi Sverige har lite termisk produksjon å fase ut, vil dette kunne medføre et relativt stort energioverskudd. Av særlig viktighet for fremtidig kraftbalanse er utviklingen i svensk kjernekraft, der reaktorene alle er 30-40 år gamle. Riksdagen besluttet i juni 2010 å oppheve loven om kjernekraftens avvikling. Samtidig ble det bestemt at nye reaktorer kan erstatte dagens eksisterende reaktorer, under forutsetning at de bygges på samme lokalitet (Forsmark, Oskarshamn og Ringhals). Riksdagens beslutning legger til rette for et generasjonsskifte av den svenske kjernekraften, forutsatt at det finnes aktører som også finner dette kommersielt interessant. Fremtiden for svensk kjernekraft vil i tillegg være viktig for forsyningssikkerhet i Norden. En eventuell reduksjon i kapasitet i svensk kjernekraftproduksjon vil ha stor betydning for det nordiske kraftmarkedet.

Svenska Kraftnät planlegger ulike forsterkninger i retning nord-sør, deriblant den svenske delen av Sydvestlinken. Videre er byggingen av mellomlandsforbindelsen NordBalt (700 MW) mellom Sverige og Litauen startet. Denne forbindelsen vil tilrettelegge for videre integrasjon av det baltiske markedet med Norden. Utover dette vurderer Svenska Kraftnät å starte planleggingen av en ny forbindelse til Tyskland.



Dansk nettutvikling

Energinet.dk publiserte i mai 2013 den danske nettutviklingsplanen. I Danmark er det et bredt politisk flertall for en grønn energipolitikk. I dette ligger en visjon om innen 2050 å ha kun fornybar elproduksjon. I tillegg ønsker Danmark å gå lengre enn EUs 2020-forpliktelser. Som følge av dette, forventes økt mengde vindkraft og solkraft samt utfasing av termisk produksjon. Dette medfører behov for nye forbindelser til de nye produksjonspunktene. Samtidig vil produksjonssystemet bli mindre fleksibelt og flere forsterkninger til andre land vil kunne tvinge seg frem. I dette bildet passer Skagerrak 4 veldig bra inn. I forbindelse med Skagerrak 4 forsterker Energinet.dk nettet fra nord til sør på Jylland (2014). I tillegg planlegges det forsterkninger mellom Jylland og Tyskland, både i form av spenningsoppgraderinger og i form av to nye forbindelser (2021). Utviklingen i Danmark bygger opp under Skagerrak 4 som et samfunnsmessig rasjonelt prosjekt både sett med norske og danske øyne.

Finsk nettutvikling

Fingrid publiserte i april 2013 den finske nettutviklingsplanen. Planene skal sikre gjennomføring av den finske energipolitikken som inkluderer 2500 MW ny vindkraft og etablering av to nye kjernekraftblokker. Finsk energipolitikk har de senere år fokusert på å bedre energibalansen i Finland og redusere importavhengigheten.

Ett nytt 1600 MW kjernekraftverk (Olkiluoto) er under bygging, og forventes satt i drift i 2016 etter flere forsinkelser. Denne kjernekraftblokken blir den femte i Finland. Energibalansen vil fortsatt være negativ etter dette, og den finske regjeringen har gitt prinsipiell aksept for bygging av en 6. og 7. kjernekraftblokk. En av kjernekraftblokkene ligger i sørvest (Olkiluoto) og en i nord (Hahnikiivi). I nord forventes det beslutning om videreføring av prosjektet i løpet av 2013. Da med en 1200 MW kjernekraftblokk som planlegges realisert innen 2024.

Nye finske kjernekraftblokker vil i vesentlig grad påvirke den nordiske energibalansen. Selv om det er politisk aksept for bygging av mer kjernekraft, vurderer Statnett at det er stor usikkerhet knyttet til om aktørene vil finne det kommersielt attraktivt i et nordisk kraftmarked der det forventes betydelige kraftoverskudd.

Fingrid forsterker for tiden sine mellomlandsforbindelser. I 2011 ble Fennoskan 2 mellom Finland og Sverige satt i drift. Videre planlegges idriftsettelse av Estlink 2 i 2014. I tillegg planlegges forbindelsen mot Russland i 2014 tilrettelagt for både import og eksport. I samarbeid med Svenska Kraftnät planlegges en tredje forbindelse fra Finland til Sverige i nord.

www.statnett.no

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