Statnett

Nasjonal plan for neste generasjon kraftnett

Nettutviklingsplan 2011

STATNETT har som målsetning å sikre god forsyningssikkerhet i alle deler av landet, bidra til økt verdiskaping for det norske samfunnet, og legge til rette for klimavennlige løsninger.

Forord

Samfunnsutviklingen forutsetter et sterkere nett. Den vedtatte satsingen på fornybar kraft gir nettet nye og store utfordringer. Kravene til forsyningssikkerhet har økt.

Det siste året har synliggjort at dagens nett har små marginer. Det er satt en rekke «rekorder» som i sum tegner et bilde av et kraftsystem med store investeringsbehov. Samtidig viser dette at ombyggingen av nettet må skje skrittvis og uten å svekke driftssikkerheten.

Statnetts langsiktige plan ligger fast: Innen 2030 skal neste generasjon sentralnett være etablert. Årets nettutviklingsplan presenterer en realistisk gjennomføringsplan for kommende tiårsperiode, der Statnett skal investere 40–50 mrd kroner i sentralnettet.

Oslo, november 2011

Gunnar G. Løvås
Konserndirektør
Strategi og samfunnskontakt

Sammendrag
Nettutviklingsplan 2011

Fra ambisjon til plan

Statnett lanserte i 2009 planen for utviklingen av neste generasjon sentralnett, en plan om å oppgradere og investere i ny nettkapasitet for å imøtekomme samfunnets fremtidige behov. Planen ligger fast. Gjennom nybygging og ombygging skal vi i årene frem mot 2030 styrke nettinfrastrukturen i Norge og slik sikre «ryggraden» i det norske kraftsystemet.

Nettutviklingsplanen 2010 presenterte våre ambisjoner for kommende tiårsperiode. Årets plan er mer konkret enn tidligere og det siste året er det lagt ytterligere vekt på gjennomføringsplanlegging. Slik sett er Nettutviklingsplan 2011 en plan i ordets rette forstand.

> *Statnetts langsiktige plan ligger fast: Innen 2030 skal neste generasjon sentralnett være etablert*

Sentralnettet er høyt utnyttet og marginene er små

Statnett har i mange år hatt en strategi om å gjennomføre tiltak i sentralnettet som ikke innebærer vesentlige nettinvesteringer for å oppnå en høyere overføringskapasitet. Dette har ført til at Norge i dag har ett av Europas mest effektive og smarte kraftnett. Potensialet for dette er nå i all hovedsak oppbrukt. Det betyr at omfattende tiltak og investeringer vil være nødvendig fremover for å imøtekomme samfunnets behov. Vi har de siste to tiår opplevd en betydelig forbruksøkning uten tilsvarende investeringer i sentralnettet for å imøtekomme dette.

I dag ser vi konsekvenser av at det norske sentralnettet er høyt utnyttet både gjennom hyppigere utfordringer knyttet til driften av nettet, til tider store prisforskjeller mellom ulike landsdeler som følge av mange flaskehalser og større konsekvenser av enkeltfeil. Høy utnyttelse av nettet kombinert med to tørre vintre på rad og hyppige tilfeller av ekstremvær – kulderekorder, tidligere snøsmelting, lite nedbør og lav magasinfylling, mye nedbør og flom – har testet tåleevnen til det norske sentralnettet de siste årene. Marginene i sentralnettet er små, og de har blitt mindre.

Forsyningssikkerheten er for dårlig i flere landsdeler. Statnett har som hovedprinsipp at det skal finnes backup dersom det blir feil på en viktig overføringsforbindelse, det såkalte N-1-kriteriet. Stadig oftere opplever vi at dette ikke er tilfelle. Forsterkninger av nettet er planlagt, men systemdriften vil være sårbar inntil utbyggingene er gjennomført.

Drivere for nettutvikling

Forsyningssikkerheten har høyeste prioritet

Bergensområdet, Nord-Jæren, Midt-Norge og Nord-Norge har behov for ny overføringskapasitet for å sikre en tilfredsstillende forsyning. For Bergensområdet fikk Statnett i mars 2011 bekreftet endelig konsesjon for forbindelsen Sima–Samnanger, og har kommet godt i gang med byggearbeidene. Statnett har fått endelig konsesjon på delstrekninger på Ørskog-Fardal (Sogndal), og har startet byggearbeider også her. Det planlegges ny overføringskapasitet inn mot Stavanger i regi av Lyse Elnett AS.

Lang behandlingstid for konsesjoner er en medvirkende årsak til at Statnett de siste årene har styrket fokuset på beredskap og i enkelte tilfeller har måttet iverksette særskilte, beredskapsmessige tiltak på kort sikt for enkelte områder.

Statnett legger til grunn en helhetlig risikovurdering som basis for prioritering av tiltakene.

Fornybarsatsningen krever mer nett

I løpet av 2011 er det vedtatt å innføre et ambisiøst norsk-svensk elsertifikatsystem fra 1.1.2012. Dette krever mye nytt nett – i god tid før tidsfristen for idriftsettelse av anlegg utløper i 2020.

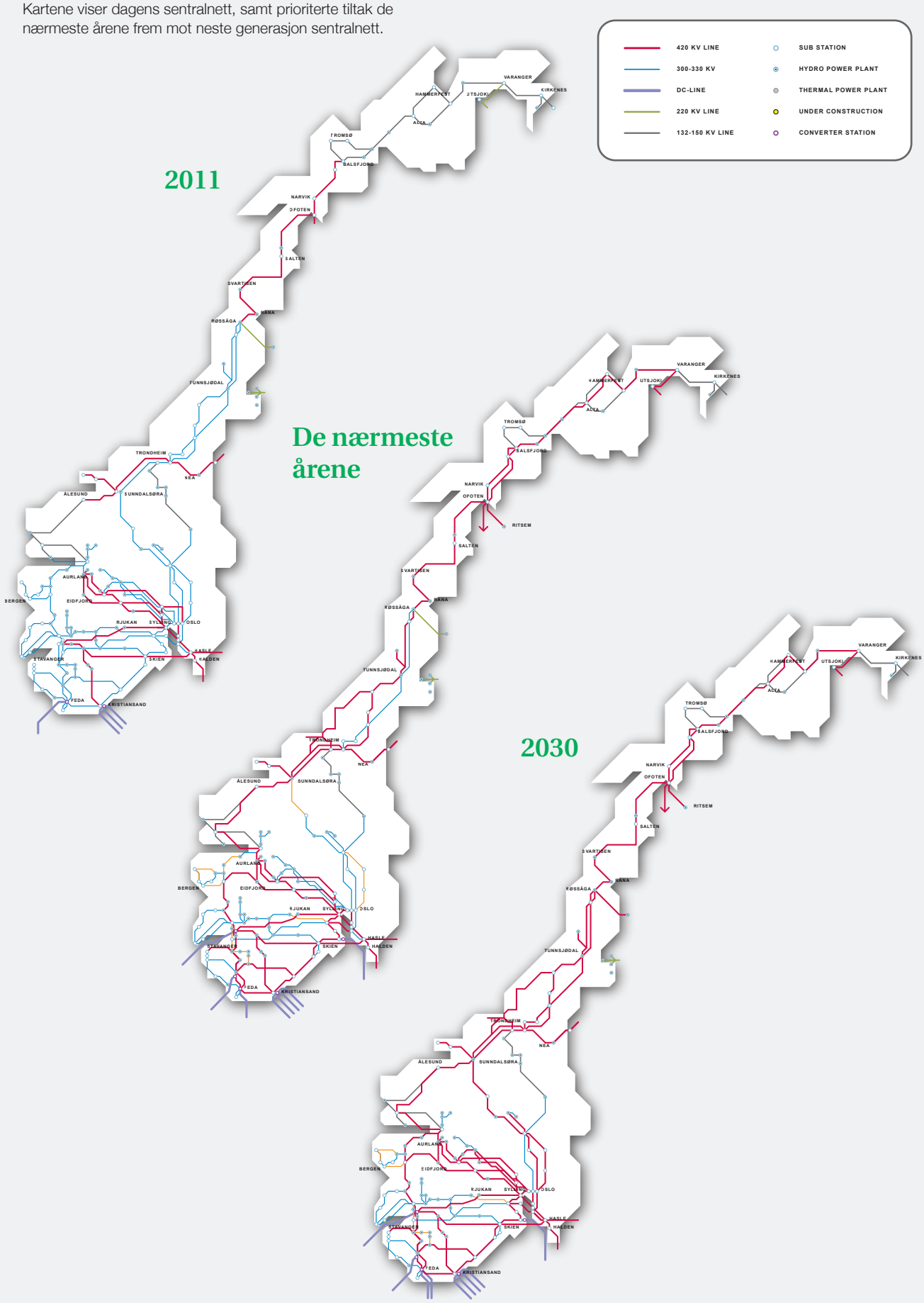
Statnett vil legge til rette for at Norge når sine målsetninger om ny fornybar produksjon på en kostnadseffektiv måte. I forbindelse med innføringen av elsertifikatmarkedet, ønsker Statnett å bidra til at minst 13,2 TWh ny fornybar kraftproduksjon kan tilknyttes nettet i Norge innen 2020.

Det er ikke rasjonelt å etablere store kraftoverskudd som skal transporteres over lange avstander. En viktig oppgave for Statnett er derfor å informere om behov for nettutvikling og om hvor det er samfunnsmessig rasjonelt å lokalisere ny fornybar produksjon.

De største potensialene for småkraft finnes på Vestlandet og i Nordland. Statnett vil prioritere å legge til rette for satsing på slik kraftproduksjon i disse områdene. Når det gjelder vindkraft, vil Statnett prioritere å legge til rette for å etablere mye vindkraft i Midt-Norge, et underskuddsområde hvor ny kraftproduksjon er

UTVIKLING AV NESTE GENERASJON SENTRALNETT

Kartene viser dagens sentralnett, samt prioriterte tiltak de nærmeste årene frem mot neste generasjon sentralnett.



gunstig. På Sør-Vestlandet er det gode vindressurser og nettet har ledig kapasitet i dag. I Nord-Norge vil nettutviklingen primært drives av økt forbruk, men dette vil samtidig gi mulighet for vindkraftutbygging.

Det er viktig at utviklingen er balansert slik at ny produksjon tilpasses nettutviklingen og endringer på forbrukssiden. Det gjelder både nasjonalt og regionalt. Planene om et styrket sentralnett omfatter derfor både tiltak innenlands og forbindelser mot andre land. Med økt fornybar kraftproduksjon blir forskjellen på tørre og våte år enda større for det norske kraftsystemet. Da er det nødvendig å øke utvekslingskapasiteten mot andre land, både for å sikre energitilgang i tørre år og å sikre avsetning av overskuddskraft i våte år.

> *Neste generasjon sentralnett vil medføre sterkere forbindelser mellom alle landsdeler, og bidra til likere kraftpriser i hele landet i normale situasjoner*

Nettet skaper verdier

Statnett vil legge til rette for verdiskapning ved å sikre nødvendig overføringskapasitet innenlands, levere kraft til ny lønnsom virksomhet, samt legge til rette for økt kraftutveksling med utlandet. Det er mange planer om nytt forbruk langs hele kysten knyttet til ny industriell virksomhet og petroleumsindustrien. Det siste året er det gjort flere oljefunn og det forventes økt leteaktivitet i Barentshavet etter at delelinjeavtalen med Russland ble signert. Fra den kraftintensive industrien kommer det signaler om økt optimisme med tanke på økt satsing i Norge i fremtiden. Dette understreker behovet for en styrking av kraftnettet langs kysten, der disse industriene normalt er lokalisert.

Statnett planlegger nye forbindelser til kontinentet. Det vil bidra til å øke verdien av den norske vannkraftens reguleringsevne, som blir stadig mer etterspurt og verdsatt i Nord-Europa.

Neste generasjon sentralnett vil medføre sterkere forbindelser mellom alle landsdeler, og bidra til likere kraftpriser i hele landet i normale situasjoner. Dette gir økt forutsigbarhet for både produsenter og forbrukere, og legger til rette for verdiskaping over hele landet.

Fremtiden er elektrisk

Statnett ser det som en viktig oppgave å bidra til klimavennlige løsninger ved å legge til rette for økt elektrifisering av petroleumsvirksomheten og transportsektoren. Dette handler i første omgang om økt elektrifisering av petroleumsvirksomheten i Hammerfestområdet, som vil gi betydelige reduksjoner i nasjonale CO2-utslipp. Det er det siste året gjort nye olje- og gassfunn, blant annet utenfor Stavanger-området, og Statnett legger til grunn at nye felt i stor grad blir forsynt med kraft fra land. Det må utvikles tilstrekkelig nettkapasitet for å støtte en slik utvikling.

På sikt forventes det at transportsektoren vil bli elektrifisert i stor grad, og sentralnettet vil utvikles for å muliggjøre dette. Selv om det elektriske energibehovet trolig blir moderat, kan effektbehovet bli høyt dersom hurtiglading blir utbredt.

Nytt siden NUP 2010

Nye kriterier for forsyningssikkerhet i systemdrift og planlegging

I desember 2010 innførte Statnett nye dimensjoneringskriterier for nettplanleggingen. Disse understøtter Statnetts minimumskrav til forsyningssikkerhet i driften. Hovedprinsippet er at sentralnettet skal driftes og planlegges ut fra det såkalte N-1-kriteriet. Det betyr at feil på én enkelt komponent normalt ikke skal gi avbrudd for forbruk. De nye kriteriene har etablert forsyningssikkerhet som en sterkere driver for nettutviklingen. Statnett har satt seg som mål at alle kjente brudd på de nye planleggingskriteriene skal rettes opp innen 2020. Fristen er satt slik for å sikre at vi også skal ha kapasitet til å gjennomføre investeringsprosjekter knyttet til andre behov.

Utfordringer erfares i systemdriften

Store deler av nettet står overfor et betydelig reinvesteringsbehov, både på grunn av alder og for å sikre tilstrekkelig beredskap. Statnett har utarbeidet en langtidsplan for reinvesteringer, som innebærer en betydelig økning av volumet på reinvesteringer de neste 10 årene og videre frem mot 2030. Reinvesteringer er svært viktig for å ivareta forsyningssikkerheten og prosjektene har derfor høy prioritet.

> *Erfaringer fra systemdriften det siste året har vist at sårbarheten er større og marginene har blitt mindre enn tidligere*

Erfaringer fra systemdriften det siste året har vist at sårbarheten er større og marginene har blitt mindre enn tidligere. Dette får også konsekvenser for gjennomføring av investeringsprosjekter. Muligheten for utkobling av anleggene er begrenset og gjør det mer krevende å

gjennomføre blant annet spenningsoppgraderinger enn vi tidligere har lagt til grunn.

Ny analyse for Sørlandet

Statnett har gjennomført nye analyser i 2011 der virkningene av flere utenlandsforbindelser til kontinentet fra Sør-Norge er vurdert. Resultatene viser at omfattende oppgraderinger av det innenlandske nettet er nødvendig før flere kabelforbindelser til utlandet kan knyttes til.

De planlagte oppgraderingene av nettet vil ta lenger tid å gjennomføre enn tidligere forutsatt, og den nettkapasiteten som oppnås blir mindre enn hva tidligere analyser har vist. Varigheten av ombyggingsarbeidet øker fordi driftsmarginene er mindre. Nettkapasiteten blir mindre fordi det registreres økende variasjon i det innenlandske produksjonsmønsteret mellom dag og natt og over sesongene. Dette gir stor variasjon i kraftflyten over tid og skjevhet i belastning mellom ulike ledninger, slik at den teoretisk maksimale kapasitet sjelden lar seg utnytte fullt ut.

> *Konsesjonsbehandlingen av flere av Statnetts ledningsprosjekter har vist seg særdeles ressurskrevende og langvarig*

Langvarige konsesjonsprosesser

Konsesjonsbehandlingen av flere av Statnetts ledningsprosjekter har vist seg særdeles ressurskrevende og langvarig. Krav om tilleggsutredninger både i NVEs konsesjonsbehandling og OEDs klagebehandling tar tid og binder opp ressurser, blant annet til trasévurderinger og stikning. Vi planlegger, stikker og grovprosjekterer omtrent dobbelt så mange kilometer som det som faktisk blir bygd.

Erfaringene fra Sima–Samnanger er at mange forhold forsinker utbyggingen, selv etter at konsesjon fra OED foreligger. Tidsbruken knyttet til ulike typer avklaringer har økt betydelig, det gjelder blant annet godkjenning av miljø- og transportplan, tiltredelse til eiendommer, kulturminner, godkjenning av utenlandsk arbeidskraft med mer. Dette har medført økt bruk av ressurser og forsinkelser i byggefasen og legger beslag på ressurser som i større grad var tiltenkt andre prosjekter, og som har ført til forsinkelser i disse. Vi registrerer at vilkårene knyttet til konsesjonsvedtakene stadig blir mer omfattende, spesielt innenfor miljøplanlegging og -oppfølging.

Statnett har lært mye av de siste års prosjektarbeid. En av de viktigste erkjennelsene er viktigheten av en bedre dialog med berørte lokalsamfunn i tidlig fase for å etablere en felles forståelse av behovene. Et styrket samarbeid mellom Statnett og de regionale nettselskapene om nettplanlegging er et viktig ledd i dette.

Gjennomføringen er krevende

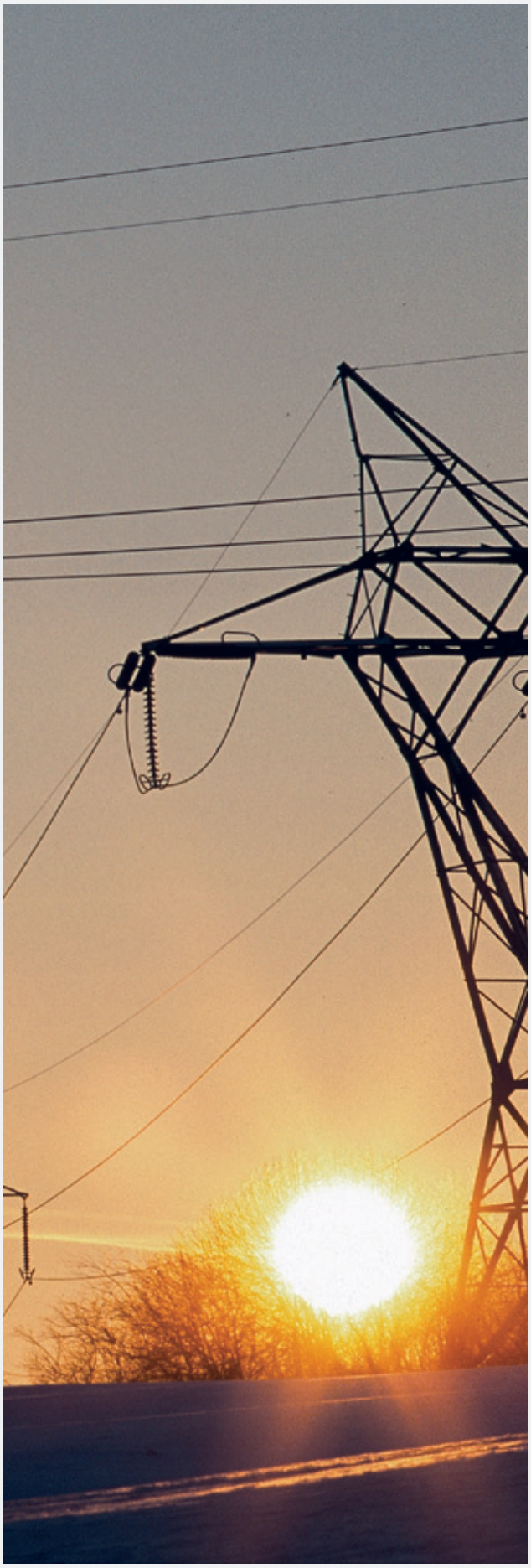
Omfanget av prosjektporteføljen har økt, gjennomføring er mer krevende av hensyn til systemdriften og myndighetsprosessene fører til økt ressursbruk og lengre gjennomføringstid for prosjektene.

Det samlede investeringsomfanget er på et historisk høyt nivå. For å sikre økt gjennomføringskapasitet har Statnett de siste årene foretatt en betydelig rekruttering og styrking av organisasjonen. Vi har utviklet nye modeller for samarbeid med eksterne leverandører, der en større andel av arbeidet gjøres utenfor Statnett. Statnett vil fremover også utrede gjennomføringsmodeller der regionale selskaper, eller andre, kan spille en enda større rolle i byggingen av neste generasjon sentralnett.

Endringer i forhold til fjorårets plan

For å sikre gjennomføring av de viktigste prosjektene først og ivareta hensynet til en sikker drift under gjennomføringen, har Statnett konkretisert og justert fremdriftsplanene sammenlignet med det som ble presentert i Nettutviklingsplan 2010.

- I hovedsak vil fremdriftsplanene for igangsatte byggeprosjekter overholdes.
- Den totale mengden reinvesteringsprosjekter har økt betydelig.
- Omfattende økning av transformatorkapasiteten i Østlandsområdet for å ivareta forsyningssikkerheten er planlagt.
- Fremdriftsplanen for de store ledningsprosjektene i nord er justert, for å ta høyde for at konsesjonsprosessene tar lengre tid enn tidligere forutsatt. Dette vil også gi en mer rasjonell ressursbruk i disse prosjektene. Skaidi-Varangerbotn bygges etter ferdigstillelse av Ofoten-Balsfjord-Hammerfest.
- Namsos-Roan-Storheia og tilhørende spenningsoppgraderinger i Midt-Norge har fått justerte fremdriftsplaner for å reflektere konsesjonsbehandlingen og sikre mer effektiv ressursbruk.
- Storheia-Orkdal/Trollheim og tilhørende spenningsoppgraderinger i Midt-Norge har fått justerte fremdriftsplaner for å reflektere konsesjonsbehandlingen og sikre mer effektiv ressursbruk.
- Spenningsoppgraderinger i vestre korridor på Sørlandet har fått justerte fremdriftsplaner på grunn av de kompliserte driftsforholdene på Sørlandet, og som følge av resultatene fra Sørlandsstudien.
- Sydvestlinken og tilhørende spenningsoppgraderinger på Østlandet er utsatt fra 2016/17 til 2019/20.



- Ambisjonsnivået for nye utenlandsforbindelser er redusert. NorNed2 er utsatt på ubestemt tid. I tillegg har vi utsatt idriftsettelsestidspunkt for kabler til Tyskland og England fra 2016/18 til 2018/21.

Nettutvikling i Nord-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Nord-Norge er:

- Svak forsyningssikkerhet i store deler av regionen som følge av gammelt og svakt nett
- Begrenset overføringskapasitet nord for Ofoten
- Forventet stor forbruksvekst i Finnmark, særlig i petroleumsindustrien
- Legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Nordland

Nord for Ofoten drives nettet i perioder med redusert forsyningssikkerhet og tendensen er økende. Flere utfall sist vinter medførte at det var nødvendig med sonevise utkoblinger av større forbruk/områder for å berge nettet fra sammenbrudd.

Forsterkningsbehovet i Nord-Norge vil ha nær sammenheng med utvinning av petroleumsressursene i området. Det er konkrete planer om en betydelig utvikling innenfor petroleumsindustrien i området, og det forventes at nye anlegg fortrinnsvis vil bli forsynt med elektrisitet fra land. Dagens overføringsnett tåler ikke ytterligere forbruksvekst.

Statnett planlegger å etablere en ny 420 kV forbindelse på strekningen Ofoten-Balsfjord og Balsfjord-Hammerfest. Til sammen utgjør dette en strekning på om lag 500 km. Statnett søkte konsesjon på de to delstrekningene i henholdsvis mai 2010 og mai 2009. Formålet er å bedre forsyningssikkerheten og legge til rette for nytt forbruk og ny næringsvirksomhet i Nord-Norge, især petroleumsvirksomheten i Hammerfestområdet.

Nordområdene har store fornybarressurser. Statnett vurderer at en viss økning i vindkraftproduksjon i Finnmark er positivt for forsyningssikkerheten. Statnetts vurdering er likevel at nettutviklingen i nordområdet i hovedsak vil drives av planene om økt kraftforbruk. En omfattende nettutbygging alene for å legge til rette for ny kraftproduksjon, fremstår ikke som rasjonelt på grunn av de store avstandene til forbrukstyngdepunktene lenger sør i Norden.

I Nordland er det et stort potensial for småkraft. Statnett ønsker å legge til rette for ny kraftproduksjon i Nordland, og studerer alternative nettløsninger for dette.

Forsyningen til Lofoten og Vesterålen har de siste årene til tider vært anstrengt. Sist vinter og vinteren før opplevde vi feilsituasjoner i området som ga utfall av forbruk. Statnett har derfor i løpet av siste år utarbeidet

forslag til løsninger på kort og mellomlang sikt.

Statnett bygger en ny 132 kV kraftledning fra Varangerbotn til Skogfoss som forventes idriftssatt i fjerde kvartal 2013. For å styrke forsyningssikkerheten ytterligere, utreder Statnett sammen med Inter-RAO en ny forbindelse mellom Skogfoss og Nikkel i Russland. Forbindelsen vil ha en planlagt kapasitet på om lag 100 MW.

Nettutvikling i Midt-Norge

Hovedutfordringene for kraftsystemet i Midt-Norge er:

- Begrenset overføringskapasitet inn til området ved vinter/vårperioden i tørrår
- Økt industriforbruk
- Svak forsyningssikkerhet i underliggende nett (Sunnmøre og Orkdal)
- Legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon
- Begrenset overføringskapasitet nord-sør og mot Østlandet

Midt-Norge preges av et betydelig kraftunderskudd og forbruksvekst. Samtidig foreligger omfattende planer om store mengder ny fornybar kraftproduksjon, spesielt vindkraft, men også noe småkraft. Lite ny kraftproduksjon er så langt realisert, og det er usikkerhet knyttet til om og eventuelt når dette vil skje. Ny kraftproduksjon i Midt-Norge vil være svært positivt for å bedre kraftbalansen i området. Statnett ønsker derfor å bidra til å legge til rette for ny produksjon gjennom å planlegge og å etablere nødvendig overføringskapasitet.

Statnett har de senere årene gjennomført og planlagt flere tiltak for å bedre kraftforsyningen til Midt-Norge. I 2007 og 2008 ble det installert spenningsregulerende anlegg for å øke overføringskapasiteten inn til området. Forbindelsen fra Nea til Järpströmmen i Sverige ble satt i drift på 420 kV i mars 2010. Statnett har også anskaffet reservekraftverk med til sammen 300 MW kapasitet, lokalisert på Tjeldbergodden og Nyhamna, som kan tas i bruk i svært anstrengte kraftsituasjoner. Statnett har de to siste vintrene fått tillatelse til å benytte reservekraftverkene dersom det foreligger en driftsforstyrrelse eller en vanskelig driftssituasjon i Midt-Norge.

Den planlagte 420 kV ledningen mellom Midt-Norge og Sogn (Ørskog–Fardal) vil gi en tilfredsstillende forsyningssituasjon i området. Dette vil også gi rom for en ytterligere forbruksøkning i området, for eksempel knyttet til petroleumsindustrien, samt legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre. Inntil Ørskog–Fardal (Sogndal) er på plass, er det ikke mulig å bygge ny kraftproduksjon i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre. En betydelig del av Norges mest kostnadseffektive fornybarproduksjon venter dermed på nettkapasitet.

Det er mange planer for ny vindkraftproduksjon i Midt-Norge, spesielt på Fosen og sør for Trondheimsfjorden. Statnett vil legge til rette for at disse planene kan realiseres gjennom å bygge nødvendige nettforsterkninger. NVE har gitt konsesjon på en ny 420 kV ledning Namsos-Roan-Storheia, samt til flere vindkraftverk på Fosen med til sammen i overkant av 800 MW produksjonskapasitet. Disse konsesjonene er nå til klagebehandling i OED. NVE har i juni 2011 uttalt at ledningen må finansieres av vindkraftprodusentene gjennom en årlig leie. Dette vil utgjøre 2-3 øre/kWh dersom det bygges ut 800 MW vindkraft i området.

For å legge til rette for planlagt vindkraft sør for Trondheimsfjorden, har Statnett søkt konsesjon for en 420 kV forbindelse videre fra Storheia via Snillfjord til sentralnettet sør for Trondheimsfjorden (Orkdal/Trollheim). Utbygging av denne ledningen forutsetter at det etableres vindkraft i Snillfjord-området.

Nettutvikling i Vest-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Vest-Norge er:

- Overskudd av kraft i sommerhalvåret
- Underskudd ved tørrår i vinterhalvåret
- Svak kobling til resten av kraftsystemet
- Legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon
- Svak forsyningssikkerhet for Bergensregionen (BKK-området)

Bergen og resten av Hordaland nord for Hardangerfjorden har et økende kraftunderskudd, og utfall av ledninger inn mot det såkalte BKK-området kan medføre store forbruksutkoblinger og mørklegging. I verste fall kan hele området mellom Boknafjorden og Sognefjorden bli mørklagt, slik vi opplevde i 2004. Det trengs en tredje kraftledning til området og 420 kV ledningen Sima-Samnanger er nå under bygging og forventes ferdigstilt i 2013.

Formålet med den nye forbindelsen er å bedre overføringskapasiteten og sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet inn mot BKK-området, særlig i vinterhalvåret. Samtidig vil ledningen styrke nettkapasiteten for ny fornybar produksjon i Hordaland i sommerhalvåret. Forbindelsen er også en forutsetning for videre utvikling og ombygging av eksisterende ledninger (spenningsoppgradering) i området.

For å sikre forsyningen internt i området inn mot Bergen og Kollsnes, har BKK søkt konsesjon for nye ledninger Kollsnes–Mongstad og Mongstad–Modalen. Mongstad–Modalen er til konsesjonsbehandling hos NVE, mens Kollsnes–Mongstad er til behandling hos OED. Disse forbindelsene er nødvendige for å sikre akseptabel forsyningssikkerhet i Bergensområdet.

Statnett forventer at en betydelig andel av kraften som skal realiseres som følge av elsertifikatmarkedet blir bygget på Vestlandet, ettersom utbyggingskostnadene er lave og avstanden til markedet er kort. Statnett har i 2011 sammen med Vestlandsalliansen (SKL, BKK, SFE og Tafjord) fullført en studie av behov for nytt sentralnett dersom en betydelig andel av fornybarpotensialet i området realiseres. Funnene fra studien er at det er behov for ytterligere nettforsterkninger ut over byggingen av 420 kV ledningene Sima-Samnanger og Ørskog-Fardal (Sogndal). I første omgang er det behov for spenningsoppgradering av deler av eksisterende 300 kV nett. Analysen peker særlig på strekningene Sogndal-Aurland og Samnanger-Sauda.

Nettutvikling på Sørlandet

Hovedutfordringene for kraftsystemet på Sørlandet er:

- Forsyningssikkerhet for Nord-Jæren og Sør-Rogaland
- Legge til rette for ny fornybar produksjon, spesielt vindkraft
- Nye kabelforbindelser til utlandet
- Driftsutfordringer under spenningsoppgradering
- Transformatorkapasitet mot regionalnettet

Dagens overføringskapasitet inn til Sør-Rogaland er begrenset. Området forsynes av to svake 300 kV forbindelser, samtidig som kapasiteten begrenses av spenningsmessige forhold. Nettet drives i lengre perioder vinterstid uten reserve. Konsekvensen er at en feil på et ugunstig tidspunkt vil medføre at store deler av Stavanger eller Sandnes risikerer å være uten forsyning inntil en eventuell feil blir rettet. Det er behov for å etablere en tredje ledning inn til Nord Jæren for å bedre forsyningssikkerheten. Oppgradering av en av dagens 132 kV ledninger fra Lysebotn til Stavanger/Sandnes til en ny 420 kV ledning Lyse-Stølaheia, fremstår som en god løsning. Statnett og Lyse samarbeider om å utarbeide en Nettplan for Sør-Rogaland, med konkrete forslag til utviklingen av nettet i området for den kommende tiårsperioden.

Sørlandet besitter store fornybarressurser og det foreligger mange planer for ny fornybar produksjon fra både vind- og småkraft. Det er store planer for vindkraftutbygging på Jæren spesielt, men også flere steder i Agder. Med tanke på nettplanlegging, gjør gode vindforhold og nærhet til forbruk at Sørlandet er et gunstig sted å lokalisere ny vindkraftproduksjon.

Hovedstrategien for utviklingen av nettet i regionen er å heve spenningen fra 300 kV til 420 kV på eksisterende nett, som går fra Kristiansand i en østre og en vestre korridor. Dette er en robust strategi som gir god kapasitetsøkning. Dette legger til rette for mye fornybar kraftproduksjon i regionen og lenger nord på Vestlandet, samt muliggjør tilkobling av to nye utenlandskabler.

Østre korridor er 300 kV nettet mellom Kristiansand og Skien og en spenningsoppgradering av dette nettet vil etter planen være ferdig før idriftsettelsen av Skagerrak 4. Første trinn vil være å oppgradere eksisterende 300 kV ledning til 420 kV driftsspenning på strekningen Kristiansand–Bamble. Videre planlegges en ny 420 kV ledning fra Kragerø/Bamble-området og opp til Rød i Skien. Dette gjøres for å forbedre forsyningssikkerheten, og øke kapasiteten i regionen og videre mot Østlandet. En nettforsterkning i området legger til rette for videre næringsutvikling, og åpner for en restrukturering av det eksisterende nettet i Grenland, inkludert mye sanering av gammelt nett.

Tiltakene i vestre korridor omfatter ombygging av det meste av 300 kV nettet mellom Feda og Sauda fra 300 kV til 420 kV. Dette vil gjennomføres trinnvis der de viktigste begrensningene tas først. Første trinn vil være å etablere en 420 kV forbindelse mellom Feda og Sauda. Dette gjøres ved nybygging og riving på strekningen Feda–Lyse, og ombygginger på strekningen Lyse–Sauda. Dette vil dekke dagens behov, samtidig som det vil sikre handlefrihet under videre oppgradering. Neste trinn er å forsterke forbindelse nummer to mellom Lyse og Sauda.

To nye kabler til utlandet krever spenningsheving på ytterligere ledninger i Vestre korridor. Det gjennomføres nå en systemstudie for å avdekke behov for forsterkninger ved nye utenlandskabler i resten av Sør-Norge. Studien vil bli ferdigstilt i første kvartal 2012.

Ny fornybar kraftproduksjon vil utløse behov for økt transformatorkapasitet mellom sentralnett og regionalnett. Transformatorkapasiteten planlegges økt ved å øke kapasiteten i eksisterende stasjoner og ved å etablere enkelte nye stasjoner. Statnett har for tiden et samarbeidsprosjekt med Agder Energi Nett for å se på steder hvor det er aktuelt med økt transformatorkapasitet. Dette prosjektet ser også på transformatorkapasitet i Agderfylkene med tanke på å øke forsyningssikkerheten til Kristiansand.

Nettutvikling i Øst-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Øst-Norge er:

- Svak forsyningssikkerhet for Oslofjordområdet
- Spenningsforhold
- Reinvesteringsbehov, som må koordineres med planer for spenningsoppgradering
- Håndtere endringer i kraftflyten på Østlandet som følge av endringer i omkringliggende områder
- Tilstrekkelig handelskapasitet til/fra Sverige

> *Statnett forventer at investeringene i kommende tiårsperiode vil utgjøre 40–50 mrd kr*

Kuldeperiodene vinteren 2009/2010 medførte svært høy last, og ny topplast i det norske kraftsystemet ble registrert 06.01.10. Statnetts stasjoner ble svært høyt belastet, og en gjennomgang har vist at driftssikkerheten i enkelte transformatorstasjoner er sårbar. Det er derfor besluttet å øke kapasiteten i flere transformatorstasjoner i det sentrale østlandsområdet.

Det er omfattende utfordringer knyttet til reinvesteringsbehov og forventet befolknings- og forbruksvekst i Oslofjordområdet de neste 10-20 årene. Statnett har igangsatt arbeid med en langsiktig «Nettplan Stor-Oslo» i tett samarbeid med Hafslund, og vil ha en åpen prosess med andre interessenter, kommuner og fylker. Målet er å etablere et bilde av nettet i 2050, og utvikle en plan for nettutviklingen med forslag til konkrete tiltak som må iverksettes i første tiårsperiode. Ambisjonen er å ferdigstille planarbeidet i løpet av 2012.

Østlandsområdet vil oppleve økt kraftflyt gjennom området som følge av nye mellomriksforbindelser og ny fornybar kraftproduksjon i andre deler av landet. Overføringskapasiteten inn mot Oslofjord-området vil i all hovedsak bli økt gjennom spenningsoppgraderinger av eksisterende nett fra sør, vest og nord. I tillegg planlegges Sydvestlinken, en ny forbindelse til Sverige (likestrømsforbindelse). Alle 300 kV ledningene i og inn mot området er i utgangspunktet aktuelle for oppgradering til 420 kV. I første omgang er det mest aktuelt å oppgradere ledningene i Oslo og i Flesakersnittet vest for Oslo.

Det er tre kabelforbindelser som krysser Oslofjorden. Statnett er i ferd med å legge nye 420 kV sjøkabler i ytre Oslofjord (Rød-Hasle) til erstatning for de eksisterende kabelsett. Erstatning av de to sjøkabelforbindelsene over Drøbaksundet planlegges i de kommende år.

Nettutvikling mot utlandet

Økt kapasitet mot utlandet er en integrert og viktig del av et sentralnett som legger til rette for ny fornybar kraftproduksjon og ivaretar forsyningssikkerheten innenlands. Med økt fornybar kraftproduksjon blir forskjellen på tørre og våte år enda større og mer utfordrende for det norske kraftsystemet. Det er nødvendig å øke utvekslingskapasiteten mot andre land både for å sikre energitilgang i tørre år og sikre avsetning av overskuddskraft i våte år.

Samtidig vil nye utenlandsforbindelser bidra til å utnytte verdien av den norske vannkraftens reguleringsevne, som blir stadig mer etterspurt og verdsatt i Nord-Europa.

Resultatene fra Sørlandsstudien og driftserfaringene den siste tiden, har gitt behov for en justering av planene om å etablere nye utenlandsforbindelser i den kommende tiårsperioden. Statnetts prosjektportefølje for utenlandskabler består av fire prosjekter:

Den nye 700 MW kabelforbindelsen til Danmark (Skagerrak 4) som er under bygging, følger sin opprinnelige plan om idriftsettelse i 2014. Tilknytningspunkt i det norske nettet er Kristiansand.

Statnett planlegger en ny forbindelse mot Sverige (Sydvestlinken) med en kapasitet på 1400 MW. Melding om prosjektet ble sendt NVE i oktober 2011. Sydvestlinken er planlagt i drift før 2020. Tilknytningspunkt er Tveiten.

Statnett utvikler i samarbeid med utenlandske partnere utenlandsforbindelser mot England og mot Tyskland. Planlagte tilknytningspunkt i det norske nettet er Kvilldal og Tonstad. Statnett planlegger å ferdigstille én av disse to kabelforbindelsene i 2018 og den andre i 2021. Nettanalysene viser at nettet har kapasitet til to kabler på i størrelsesorden 1000 MW i denne perioden. Statnett vil underveis i prosjektutviklingen utrede ulike tekniske, markedsmessige og regulatoriske konsepter og optimalisere kablenes kapasitet.

Statnett har samordnet planleggingen mot Tyskland i ett internt prosjekt, men det arbeides med ulike alternativer under prosjektnavnene NorGer og Nord.link.

Samlet representerer dette om lag 4000 MW ny utvekslingskapasitet i kommende tiårsperiode, tilsvarende en økning på om lag 70 prosent fra dagens nivå. Dette er fortsatt en meget ambisiøs plan, til tross for at planen er noe redusert sammenlignet med fjorårets plan.

Kostnader

Statnett forventer at investeringene i kommende tiårsperiode vil utgjøre 40-50 mrd kr. Disse kostnadene må dekkes av kundene gjennom en økning av nettleien.

Innhold
Nettutviklingsplan 2011

1 Energi og klimapolitikk – Statnetts oppdrag

1.1 Sentralnettet er høyt utnyttet – og videre kapasitetsøkninger krever investeringer

De siste par årene har flere forhold tydeliggjort et behov for et styrket sentralnett. Statnett har i mange år hatt en strategi om å gjennomføre tiltak i nettet som ikke innebærer vesentlige nettinvesteringer for å oppnå en høyere overføringskapasitet i sentralnettet. Dette har ført til at sentralnettet i Norge i dag er svært høyt utnyttet. Potensialet for kapasitetsøkninger i eksisterende nett er nå i all hovedsak oppbrukt. Det betyr at mer omfattende tiltak og investeringer vil være nødvendig fremover for å imøtekomme samfunnets behov. Vi har de siste to tiår opplevd en betydelig forbruksøkning uten tilsvarende investeringer i sentralnettet for å imøtekomme dette. Statnett presenterte i 2009 planen for utviklingen av neste generasjon sentralnett, en plan om å oppgradere og investere i ny nettkapasitet for å imøtekomme de behov en videre vekst krever. Det siste året har flere hendelser og beslutninger bekreftet behovet for et kraftig styrket sentralnett fra Lindesnes til Nordkapp. Vi opplever økt støtte for denne strategien i det norske samfunnet.

I dagens Norge er det utenkelig å skulle klare seg uten elektrisitet over lengre tid og det er en selvfølge at alle som ønsker det skal få tilgang til denne. Samtidig har økende oppmerksomhet rundt klima- og miljøpolitiske problemstillinger, samt den forestående innføringen av et felles norsk-svensk marked for elsertifikater økt incentivene til å investere i ny fornybar energi. Alle disse faktorene forsterker betydningen av en videre investering og utvikling av sentralnettet.

Store deler av forventet fremtidig forbruksøkning vil komme langs kysten av landet vårt. Ikke bare er befolkningstettheten høyere her, men det er også et økende behov for kraft fra land til petroleumsinstallasjoner. Ytterligere etterspørsel fra kraftintensiv industri langs kysten vil forsterke trenden. Nye vindparker langs kysten vil i mange tilfeller lokaliseres langt fra de store forbrukssentra. I en situasjon med mer langtransport av kraft mellom nord og sør, er det viktig å få på plass en solid og robust infrastruktur, en «kystriksvei» for kraftsystemet. Et moderne samfunn er avhengig av en sikker og stabil tilgang på elektrisitet for å fungere, og Statnett har ansvaret for å sikre dette.

1.2 Statnetts mandat og mål

Det er Statnetts oppgave å sørge for at det norske sentralnettet bygges ut og driftes på en samfunnsmessig rasjonell måte. Statnett skal utvikle det norske sentralnettet i takt med samfunnsutviklingen gjennom å tilby overføringskapasitet i Norge og mot utlandet, tilrettelegge for effektive markedsmekanismer, og bidra til en rasjonell utvikling av produksjon og forbruk gjennom informasjon og kommunikasjon om utviklingen i kraftnettet. Dette innebærer både en investeringsplikt for å sikre alle som ønsker det tilgang til å koble nytt forbruk eller ny kraftproduksjon til sentralnettet, men innebærer også et ansvar for å opprettholde kvaliteten på eksisterende anlegg og å drive nettet på en forsvarlig måte.

Statnett ønsker å bidra til at ny fornybar kraftproduksjon realiseres på de steder det er samfunnsmessig rasjonelt og legger til rette for dette gjennom investeringer i ny nettkapasitet der dette er nødvendig.

Statnett skal sørge for en forsvarlig drift av det norske sentralnettet og har derfor løpende reinvesteringsplaner for å sikre kvaliteten på eksisterende sentralnettsanlegg. Dette er nødvendig for å opprettholde kapasiteten og standarden i dagens nett. Kombinert med investeringer i ny nettkapasitet, vil Statnett skape neste generasjon sentralnett. Det er imidlertid viktig å bygge ut nettet i riktig tempo. Nybygging og oppgradering av eksisterende anlegg og ledninger krever utkoblinger. For å opprettholde driftssikkerheten i byggefasen er det begrensinger på hvor mange byggeprosjekter det er forsvarlig å gjennomføre samtidig. Statnett ønsker å utnytte eksisterende traseer og anlegg så langt det lar seg gjøre ved ombygging av eksisterende anlegg, men slike byggeprosjekter er teknisk og gjennomføringsmessig vanskeligere enn å bygge helt nye anlegg.

1.3 Drivere for nettutvikling

Statnett arbeider kontinuerlig med å kartlegge utviklingen i de tre hoveddriverne for nettutvikling; forsyningssikkerhet, verdiskapning og klima- og miljø-

faktorer. En stabil forsyningssikkerhet i hele landet har høy oppmerksomhet og er en forutsetning for at Statnett skal kunne legge til rette for økt verdiskapning i Norge og bidra til gode klima- og miljøløsninger.

1.3.1 Økende krav til forsyningssikkerhet i et moderne samfunn

Det moderne samfunnet stiller store krav til en sikker og stabil forsyning av elektrisitet. Det er lav aksept for langvarige utfall, og nesten alle viktige samfunnsfunksjoner og -oppgaver avhenger sterkt av en stabil kraftforsyning. En langvarig strømstans vil lamme et moderne samfunn totalt. Som systemansvarlig er Statnett i *Forskrift for systemansvaret i kraftsystemet* gitt ansvar og virkemidler for å håndtere driften av kraftsystemet. Forskriftens formål er å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet. Leveringskvalitet er et samlebegrep for leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Leveringspålitelighet innebærer kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker og knyttes til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningen.

Erfaringer fra systemdriften de to siste vintrene, samt vintrene 2002/2003 og 2007/2008, viser at enkelte områder har utsatt drift og også redusert forsyningssikkerhet. Spesielt gjelder dette nettet i Hordaland nord for Hardanger (BKK-området), Midt-Norge, Nord-Norge nord for Ofoten og området rundt Stavanger som i perioder har blitt drevet med redusert forsyningssikkerhet. Midt-Norge har et betydelig kraftunderskudd og importerer i størrelsesorden 50 prosent av det totale forbruket. Nord for Ofoten er det effektunderskudd på vinteren, med lite produksjon som kan reguleres opp ved forbrukstopper, og nettet kjøres i perioder med redusert driftssikkerhet. I Hordaland nord for Hardangerfjorden er det et kraftunderskudd på rundt

> *En langvarig strømstans vil lamme et moderne samfunn totalt*

3 TWh i året. I perioder med lite egenproduksjon, spesielt på vinteren når mange av vannkraftverkene i området ikke produserer, er det et stort overføringsbehov inn til området. På sommeren er det normalt høy produksjon i området og det kan periodevis være vanskelig å frakte kraftoverskuddet ut av området.

Hvis et underskuddsområde risikerer alvorlig knapphet og rasjonering, kan økt kraftproduksjon i området eller redusert forbruk begrense problemene. Det samme kan naturligvis et sterkere nett. Fordelen med et sterkere nett er at nettet også vil være til nytte dersom området skulle få et overskudd av kraft. Erfaringen

> *Usikkerhet om fremtidig kraftproduksjon og forbruk er i seg selv et argument for et sterkere nett.*

har vist at det ofte er kort vei mellom overskudd og underskudd, særlig når kraftproduksjonen varierer med været. Overføringsnettet har en fleksibilitet som gjør det robust i mange ulike scenarioer. Diskusjonen rundt kraftledningen Sima-Samnanger og kraftforsyningen til Bergen og omland er en god illustrasjon på dette. Dette området har ofte overskudd om sommeren og problemer med å få kraften ut, samtidig som området kan ha store problemer med å dekke forbruket om vinteren. Situasjonen gir både svak forsyningssikkerhet, problemer ved utbygging av ny fornybar kraft i området og begrensninger for næringsutviklingen.

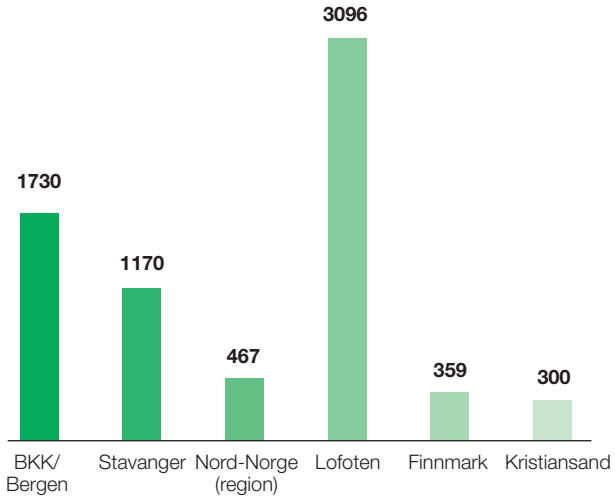
På kort sikt er problemet at produksjon og forbruk ikke i tilstrekkelig grad sammenfaller i tid. På lang sikt er problemet at det er usikkert hvordan produksjonen og forbruket vil utvikle seg. Hva kommer av investeringer i ny produksjon og hva kommer av nytt forbruk? I Midt-Norge forventet mange for 10 år siden at store investeringer i gasskraft skulle gi et kraftoverskudd, men slik ble det ikke. Derimot fikk vi en betydelig økning i industriens kraftforbruk og et problematisk kraftunderskudd i området.

Med et sterkere nett håndterer vi varierende tilgang på kraft, varierende forbruk og flere ulike scenarioer for utviklingen i produksjon og forbruk. Usikkerhet om fremtidig kraftproduksjon og forbruk er i seg selv et argument for et sterkere nett. At det tar svært lang tid fra behovet for nytt nett er identifisert til ledningene kan være på plass, er også et argument for å bygge et robust nett. Ved å bygge en solid infrastruktur med en viss overkapasitet, er vi i stand til å håndtere flere uforutsette hendelser og nye utviklingsretninger. Hvis manglende nett hindrer næringsutviklingen, for eksempel i petroleumssektoren, kan det økonomiske tapet for samfunnet bli betydelig.

I Nettutviklingsplanen presenteres planer for oppgradering og nybygging av det innenlandske nettet som er nødvendige for å sikre kvaliteten på strømforsyningen i Norge. Omfanget er resultatet av et betydelig etterslep på investeringer etter en periode med svært lite nybygging. I dag ser vi konsekvensene av at det norske sentralnettet er høyt utnyttet både gjennom hyppigere utfordringer knyttet til driften av nettet, til tider store prisforskjeller mellom ulike landsdeler som følge av mange overføringsbegrensninger i nettet og større konsekvenser av enkeltfeil i nettet. Kombinert med to

tørre vintre på rad og hyppigere tilfeller av ekstremvær – kulderekorder, tidligere snøsmelting, lite nedbør og lav magasinfylling – har dette testet tåleevnen til det norske sentralnettet de siste årene. Statnett overvåker kontinuerlig tilstanden til ulike komponenter og det har vist seg at deler av sentralnettet er i dårligere stand og høyere utnyttet enn det som tidligere er lagt til grunn.

Erfaringer i systemdriften de siste årene har vist oss at marginene i nettet er mindre enn for noen få år siden. Vi ser også at nettet er sårbart dersom en feilsituasjon skulle oppstå. Dette illustreres ved et økende antall timer med redusert driftssikkerhet i flere landsdeler, større frekvensavvik og økte spesialreguleringskostnader. Figur 1-1 viser antall timer med redusert driftssikkerhet i 2010 for seks områder som skiller seg ut med et stort eller økende antall timer med såkalt N-0-drift. I løpet av vinteren 2010/2011 har vi opplevd flere tilfeller av større feilsituasjoner, blant annet en større feil i Nord-Norge som førte til sonevis utkobling av forbruket i deler av landsdelen. I tillegg har vi opplevd flere HMS-hendelser og uhell. Hensynet til både systemsikkerhet og sikkerhet i gjennomføring (HMS) har gjort at Statnett øker fokus på sikkerhet – i alle ledd.



FIGUR 1-1: ANTALL TIMER MED REDUSERT DRIFTSSIKKERHET FOR UTVALGTE OMRÅDER 2010

For å sikre en stabil drift, sikkerhet i byggefasen og gode prosesser, er det hensiktsmessig å begrense antallet parallelle byggeprosjekter og heller gjennomføre oppgraderinger og nybygging mer sekvensielt enn det som lå i planene i 2010. Dette får konsekvenser for fremdriftsplanene for flere av prosjektene.

1.3.2 Klimapolitikk og fornybarsatsning krever mer nett

Klimadebatten og krav i klimapolitikken utfordrer hele kraftsektoren. Vi påvirkes av det som skjer i våre naboland, vi påvirkes via EØS-avtalen, vi vil bli påvirket via EUs og vår egen klimapolitikk og vi kan bli påvirket ved at konkurransesituasjonen for industrien endres. Klimapolitikk er i seg selv en driver for økt elforbruk, blant annet til elektrifisering i samferdselssektoren og i petroleumssektoren. Elektrifisering av eldre offshorefelt med

kort gjenværende levetid blir veldig dyrt, men for nye felt og ved større ombygginger er elektrifisering svært aktuelt. Her har vi inntrykk av at petroleumsindustrien har blitt mer positiv, blant annet på grunn av nye utbyggingsmessige løsninger, ny teknologi og lokale fordeler som redusert støy og forurensning. Det er naturligvis også aktuelt med fornybar kraftforsyning til nye anlegg på land. Også på andre områder kan elektrisitet erstatte fossile energibærere.

> *Myndighetene har gitt Statnett rollen som koordinator for å sikre samspillet mellom nett og ny kraftproduksjon*

Myndighetene har gitt Statnett rollen som koordinator for å sikre samspillet mellom nett og ny kraftproduksjon. Det er dermed Statnetts ansvar, i kraft av denne rollen, å identifisere muligheter og vise hvordan klimamålene kan nås effektivt og på en måte som er forenlig med et robust kraftsystem.

Mange av de politiske rammene og driverne for nettutviklingen er knyttet til forpliktelser om å redusere utslipp og øke andelen fornybar kraftproduksjon som følge av EUs 20-20-20-mål. Gjennom EØS er Norge pliktig redusere egne CO2-utslipp innen 2020. Statnett ønsker å legge til rette for gode klima- og miljøløsninger. I Norge er elektrisk kraft ensbetydende med klimavennlig energi på grunn av den høye andelen vannkraftproduksjon i det norske kraftsystemet.

En ny lov om elsertifikater ble vedtatt av Stortinget 9. juni 2011 og innebærer et felles norsk-svensk sertifikatmarked fra loven trer i kraft 1.1.2012. En overgangsordning fører til at alle kraftverk (fornybar kraft) med byggestart etter 7. september 2009 omfattes av ordningen. I tillegg omfattes vannkraftverk med byggestart etter 1. januar 2004 med installert effekt inntil 1 MW. Målsetningen er totalt 26,4 TWh ny fornybar kraft i Norge og Sverige innen 2020. Av dette har Norge forpliktet seg til å finansiere 13,2 TWh. Målet om 13,2 TWh innen 2020 er ambisiøst, og elsertifikatmarkedet er en av de viktigste driverne for investeringer i nytt nett i Norge. Det krever et felles løft og evne til koordinering av myndighetsprosesser og utbyggingstakt. Dersom det er underskudd på nett, slik vi blant annet har sett i Midt-Norge, vil manglende nettkapasitet kunne bremse realiseringen av myndighetenes fornybarmål. De samfunnsmessige prosessene knyttet til kraftutbygging og nettutvikling må støtte opp rundt dette felles målet. For å sikre en hensiktsmessig gjennomføring vil Statnett

bidra til god koordinering mellom nytt nett og ny kraftproduksjon. Dette sikres i dag gjennom tett dialog med utbyggere og myndigheter underveis, samt ved å inngå avtaler før utbygging starter.

Dersom Norge skal oppfylle ambisiøse klimamål, står vi overfor en periode med storstilt kraftutbygging. Dette vil medføre utfordringer for sentralnettet og vil utløse investeringer i ny overføringskapasitet. Det tar lang tid å bygge nett, lengre tid enn Statnett er komfortabel med. Nettet kan raskt bli en bremsekloss både for næringsutviklingen og for klimapolitikken. I første omgang vurderes det som rasjonelt å lokalisere ny produksjon der det i dag finnes tilgjengelig nettkapasitet. Ledetiden for etablering av nye nettanlegg er vesentlig lengre enn for ny produksjon, og avhengig av målsetningene må det parallelt planlegges for nye ledninger. I forlengelsen av dette bør rammevilkår og støtteordninger utformes på en måte som sikrer utbygging av de mest kostnadseffektive prosjektene først. Kostnader til nytt nett bør hensyntas. Sett ut fra et kraftsystemperspektiv, er det gunstig at nye kraftverk etableres i områder med tilgjengelig nettkapasitet og fortrinnsvis i områder i eller nær områder med kraftunderskudd.

> *Dersom Norge skal oppfylle ambisiøse klimamål, står vi overfor en periode med storstilt kraftutbygging*

Fordi det planlegges og gjennomføres mange småkraftprosjekter samtidig som det eksisterer et stort potensial for videre utbygging, har Statnett økt oppmerksomheten mot småkraftfylkene og arbeider aktivt med å legge til rette for ny småkraft. Dette gjelder først og fremst transformatorkapasitet inn mot sentralnettet, men i enkelte områder vil det også være behov for økt ledningskapasitet for å transportere kraften ut av området.

Vindkraft planlegges gjerne i store konsentrerte parker på steder med dårlig nettilgang, mens småkraftverkene er spredt over store geografiske områder. På hvert sitt vis er dette utfordrende med tanke på hensiktsmessige systemløsninger. Det kan derfor være rasjonelt å tilknytte mye produksjon i samme område, gitt at det finnes tilstrekkelig regulerbar kraftproduksjon i området. Slik kan det være fordelaktig å velge ut noen geografiske områder med et stort konsentrert potensial fremfor å få en spredt utbygging over hele landet. Men aller helst bør vi utnytte eksisterende nettkapasitet, hvilket i første omgang betyr spredt utbygging.

Småkraft og vindkraft er mindre forutsigbare produksjonskilder enn kraftverk med store magasiner. En økende andel av ny fornybar kraft i det norske systemet vil derfor føre til større svingninger i produksjonen. En vindturbin kan bare produsere elektrisk strøm når vinden blåser i riktig hastighet, mens et småkraftverk ikke har magasin og derfor ikke mulighet til å «spare på nedbøren» og produsere på andre tidspunkt. Dette skaper potensielt store mengder elektrisitet som må overføres når værforholdene gjør at slike kraftverk produserer. En økt andel ikke-regulerbar kraft i det norske og nordiske kraftsystemet vil derfor kreve mer nettkapasitet for å kunne utnytte denne produksjonen. Det er derfor viktig med en balansert utvikling der ny produksjon, markedstilknytning og nettinfrastruktur utvikles parallelt. Statnett arbeider kontinuerlig med planer for tilknytning av ny fornybar produksjon for å legge til rette for å realisere store mengder småskala vannkraft og vindkraft.

1.3.3 Kraftnettet skaper verdier

En viktig oppgave for Statnett er å legge til rette for nytt forbruk innenlands. Dette innebærer å utrede og planlegge ny kapasitet der det er nødvendig for å tilknytte nytt forbruk innen industri og petroleumsvirksomhet. Statnett har tilknytningsplikt for nytt forbruk etter Energiloven. Dersom det ikke er ledig nettkapasitet for nytt forbruk, er vi pliktig å utrede og gjennomføre investeringer i nytt nett for å gjøre tilknytning mulig.

I dagens situasjon har kraftnettet i begrenset grad kapasitet til å forsyne kraft til nytt forbruk, inklusive petroleumsforbruk offshore. Dette er en medvirkende årsak til at Statnetts plan i sum representerer en ny «kystriksvei» i kraftnettet for størstedelen av norskekysten.

Kraftintensiv industri kan vokse som følge av et økt kraftoverskudd i Norge og Norden. Statnett ønsker å legge til rette for lønnsom næringsutvikling. Vi registrerer ny optimisme i deler av den kraftintensive industrien som på sikt kan lede til nye industrietableringer. Store deler av den nye næringsaktiviteten krever et sterkere sentralnett.

Norsk Hydro har meldt at Norge kan bli et interessant land for nye investeringer. Det skyldes at vi har god tilgang på fornybar kraft og etter hvert forventer høyere energipriser i de fleste andre land fordi fossil kraft blir dyrere. I dette bildet kan norsk fornybar kraft bli konkurransedyktig. Vi kan også oppleve forbruksvekst i helt nye næringer, som serverparker som leverer datatjenester til Europa.

Utenlandsforbindelser bidrar til verdiskapning ved handel mellom det norske vannkraftbaserte systemet og kraftsystemer med en høy andel termisk kraftproduksjon. Kraftproduksjon fra vannkraft kan reguleres ned i perioder med lave kraftpriser på kontinentet og opp igjen når kraftprisen er høy. Samtidig

gir utenlandsforbindelsene økt forsyningssikkerhet gjennom mulighet for import i tørrår eller perioder med lav magasinfylling i Norge. På bakgrunn av nye analyser,

> *Et robust sentralnett er en forutsetning for i fremtiden å kunne utnytte den potensielle verdiskapingen og økte forsyningssikkerheten som ytterligere utenlands-forbindelser vil føre med seg*

blant annet Sørlandsstudien og Vestlandsstudien, og erfaringer fra driften de siste årene, ser vi at behovet for oppgraderinger i innenlandsk nett er større enn tidligere analyser har vist. Et robust sentralnett er en forutsetning for i fremtiden å kunne utnytte den potensielle verdiskapingen og økte forsyningssikkerheten som ytterligere utenlandsforbindelser vil føre med seg.

Den forestående innføringen av det felles norsk-svenske markedet for elsertifikater har som siktemål å innføre totalt 26,4 TWh ny fornybar kraft i Norge og Sverige innen 2020. Energieffektiviseringstiltak kan isolert sett føre til en nedgang i kraftforbruket. Et overskudd på den norske kraftbalansen vil gi behov for å øke overføringskapasiteten mellom Norge og utlandet dersom ikke denne produksjonen følges av økt forbruk fra for eksempel etablering av ny kraftintensiv industri. Dette gjør utenlandsforbindelsene nødvendige for at norske og europeiske myndigheters fornybarsatsning skal kunne realiseres.

1.3.4 Fremtiden er elektrisk

Statnett vil for øvrig bidra til klimavennlige løsninger ved å legge til rette for økt elektrifisering av petroleums-virksomheten og transportsektoren. Det er det siste året gjort nye olje- og gassfunn, jamfør Skrugard og Aldous/Avaldsnes. En annen viktig hendelse det siste året er at Norge har signert delelinjeavtale med Russland i

Barentshavet. For å begrense norske klimagassutslipp, legger vi til grunn at nye felt i stor grad blir forsynt med kraft fra land, og at det må utvikles tilstrekkelig nettkapasitet for dette. Nettutvikling i Nord-Norge blir viktig for fremtidig verdiskaping og for å nå klimamål.

Elektrisitet kan i en del tilfeller erstatte fossilt brensel og gi lavere utslipp, dersom det ekstra elektrisitetsforbruket produseres med tilstrekkelig lave utslipp. Kraft til elbiler og plug-in hybridbiler kan gi betydelig reduksjon i CO2-utslippene, siden elektriske motorer er om lag fire ganger så energieffektive som bensinmotorer.

1.4 Utviklingen i Europa

EU-kommisjonen har kommet med et utkast til infrastrukturlovgivning som vil gjøre utbygging av viktig infrastruktur raskere og bedre, med et forslag om en bindende 3-års tidsfrist for behandling av konsesjonssøknader for prosjekter av felles europeisk interesse. Videre innebærer det å styrke ACER (organisasjon av europeiske regulatorer) og nasjonale myndigheters mandat til å behandle og kvalitetssikre konsesjonssøknader raskt og effektivt, samt ta større miljøhensyn og sikre involvering av berørte parter tidlig ved infrastrukturutbygging. Prosjekter som defineres å være av felles europeisk interesse vil kunne få økte finansieringsmuligheter, prioritert saksbehandling, lovfestet behandlingstid og politisk støtte fra EU.

Dersom lovforslaget blir konkludert å være EØS-relevant, vil dette kunne endre nasjonale og internasjonale spilleregler for infrastrukturprosjekter som nettinvesteringer. Saken vil derfor potensielt kunne få stor betydning for Norge. Det endelige lovforslaget ble publisert 19. oktober 2011, og vil deretter behandles og ventelig vedtas i endelig form av Europaparlamentet og medlemslandene. Statnett følger denne saken nøye.

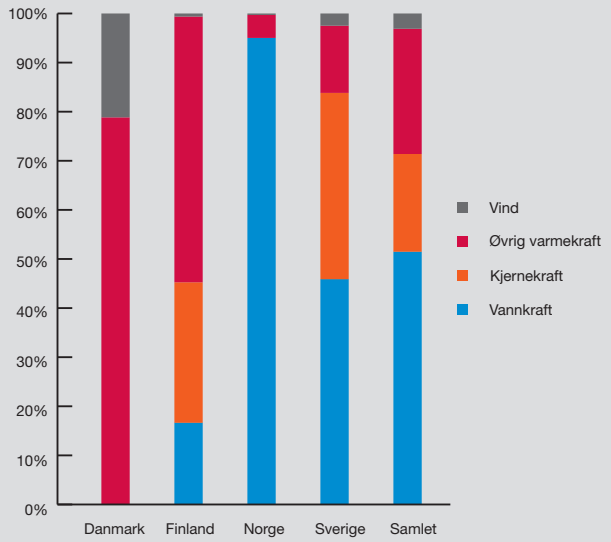
2 Dagens situasjon i det norske og nordiske kraftmarkedet

2.1 Utfordringer erfares i systemdriften

For kraftsystemet har de to siste årene vært preget av rekorder. Vinteren 2009/2010 ble det satt rekorder med ny maksimallast både for Norge og Norden. Maksimallasten for Norge var 23 994 MW, mens den for det samlede nordiske systemet var 69 639 MW. De store prisforskjellene mellom et høyt antall ulike prisområder i Norge og en tilsvarende økning i flaskehalskostnadene mellom prisområdene førte også til en rekordhøy kraftpris den samme vinteren.

Snømengden vinteren 2009/2010 var rekordlav, og beholdningen i vannmagasinene ved utløpet av våren 2010 var lavere enn noensinne. Dette medførte lange perioder med import av kraft til Norge. Sommeren 2010 opplevde Norge som konsekvens av dette en rekordhøy import med tilsvarende rekordlav innenlandsk kraftproduksjon som representerte store driftsmessige utfordringer. November og desember ble kaldere enn normalen og forbruket steg. Og idet vi gikk inn i vinteren 2010/2011 sto vi overfor en stram energisituasjon i. Den lave magasinfyllingen og det høye forbruket som følge av lave temperaturer i begynnelsen av vinteren bidro til høy verdsettelse av magasinvannet til de nordiske vannkraftsprodusentene. Gjennomsnittlig var prisene sist vinter høyere enn for året før. De første månedene av 2011 ble energisituasjonen enda strammere og i mars 2011 varslet Statnett for første gang noensinne en *anstrengt* kraftsituasjon i Sør-Norge. Den anstrengte situasjonen slapp gradvis taket idet snøsmeltingen i 2011 startet nesten én måned tidligere enn det som regnes som normalen.

Statnett har opplevd to påfølgende vintre preget av forhold vi ikke har sett i kombinasjon tidligere. Et rekordhøyt forbruk og høye priser, kombinert med lavt tilsig, førte vinteren 2010/2011 til bekymring for om det ville være nok elektrisitet til alle sluttbrukere. En rekordhøy maksimallast representerer en betydelig påkjenning for kraftsystemet og vi har registrert et



FIGUR 2-1: PRODUKSJONSSAMMENSETNING NORDISKE LAND 2010

Kraftproduksjon 2010 [TWh]					
	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Samlet
Vannkraft	0,0	12,8	117,3	66,2	196,3
Kjernekraft	0,0	21,9	0,0	55,6	77,5
Øvrig varmekraft	29,0	42,0	5,3	19,7	96,0
Vind	7,8	0,3	0,9	3,5	12,5
Kraftproduksjon totalt [TWh]	36,8	77,0	123,5	145,0	382,3
Totalforbruk [TWh]	35,6	87,4	128,4	141,5	392,9

TABELL 2-1: NORDISKE LANDS KRAFTPRODUKSJON I 2010

økende antall timer med redusert forsyningssikkerhet inn mot de største byene i landet. Norge har i dag ett av Europas mest effektive og smarte sentralnett. Et høyt utnyttet nett betyr også mindre ekstra kapasitet når vi opplever situasjoner utenfor normalen. Derfor mener Statnett at det nå er nødvendig med mer omfattende tiltak og investeringer for å imøtekomme samfunnsmessige behov.

> *Norge har i dag ett av Europas mest effektive og smarte sentralnett.*

I kraftbransjen er det fokus på at Norge skal hjelpe nabolandene i Nord-Europa ved å tilby vår fleksible vannkraft og tjene penger på det. Dette er riktig, men det er ikke hele historien: Norge har også behov for hjelp fra andre land. Vi trenger handel for å balansere den ujevne tilgangen på vannkraft. Vi trenger handel for å sikre kraftforsyningen i tørre år og for å sikre at verdier ikke går tapt i vannrike perioder. De to siste årene har vist dette svært tydelig. Når de nordiske landene gradvis blir mindre i stand til å balansere ut store svingninger mellom våte og tørre år, blir det viktig med økt handelskapasitet ut av Norden. Det er en fordel for Norge at Sverige og Danmark knyttes sterkere til andre land, og det er en fordel for Norge å ha en mer diversifisert handel, slik at vi også kan utveksle kraft direkte med for eksempel Tyskland og England.

2.2 Produksjonssammensetning og systemkarakteristika i det nordiske kraftsystemet

Det nordiske kraftsystemet er et blandet vannkraft-/varmekraftsystem. I et normalår består produksjonen i Norge hovedsakelig av vannkraft (97 prosent). Norsk vindkraftproduksjon utgjorde 0,7 prosent av samlet produksjon i 2010. I Sverige utgjør vannkraft og kjernekraft i et normalår ca 45 prosent hver. Finland har ca 20 prosent vannkraft, 30 prosent kjernekraft, mens resten utgjøres av ulike typer varmekraft. Danmarks miljøpolitikk har gitt gode vilkår for utviklingen av vindkraft slik at denne utgjør ca 20 prosent av kraftproduksjonen. Forøvrig er kraftproduksjonen i Danmark basert på kull, gass og biobrensel.

De nordiske landenes kraftproduksjon (eksklusive Island) i 2010 er fremstil i tabell 2-1 og i figur 2-1. Samlet sett var årsproduksjonen i 2010 på 382 TWh (mot 370 TWh i 2009).

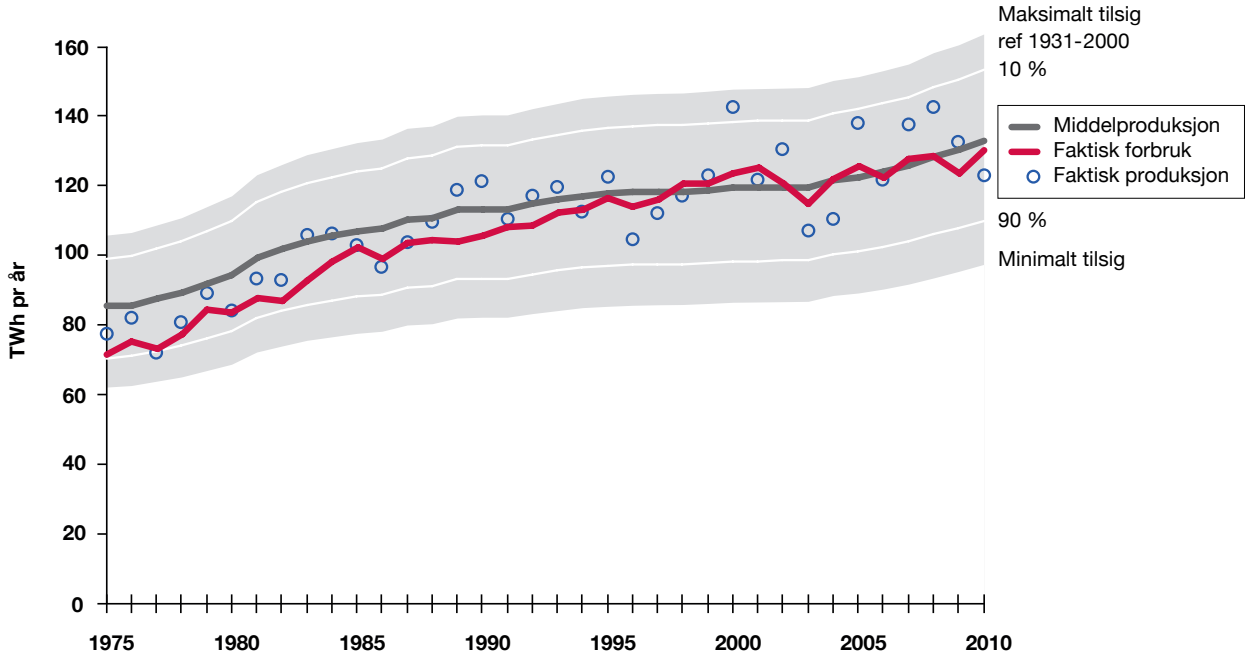
I 2010 ble det etablert rundt 118 MW (0,4 TWh) ny småskala vannkraft i Norge. Ved inngangen til høsten 2011 venter over 700 søknader om utbygging av småkraft på behandling hos Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE). Til sammen utgjør dette rundt 12 TWh ny produksjon. Dersom alle planene realiseres vil norsk kraftproduksjon øke med nesten 10 prosent, fra 124 TWh i 2010. Mehuken II vindkraftpark på 18,4 MW ble satt idrift i 2010, men samtidig ble 14 MW vindkraftproduksjon ved Hundhammerfjellet tatt ut av produksjon. Den store pågangen av konsesjonssøknader antas å henge sammen med nyere og bedre teknologi, samt forventninger om bedre lønnsomhet når det felles norsk-svenske elsertifikatmarkedet innføres ved årsskiftet. Når en økende andel av kraftproduksjonen kommer fra småkraft- og vindkraftverk, vil det påvirke dynamikken i det nordiske systemet. I mange tilfeller lokaliseres kraftproduksjonen i områder hvor forbruket er lavt. Siden småkraftverk i hovedsak produserer kraft i sommerhalvåret når forbruket i Norge er lavt, vil kraftoverskuddet øke og kraftprisen reduseres relativt til prisene i land med en høyere andel kull- og gasskraftproduksjon. Statnett forventer derfor et økende overskudd med tilhørende økt eksport til andre land i sommerhalvåret. Når elektrisk kraft skal overføres fra de nordligste landsdelene til de sørlige, hvor kraften kan eksporteres videre til Danmark, Sverige og Nederland, blir det nødvendig med økt overføringskapasitet innenlands, spesielt i nord-sør-aksen.

Det forventes en utvikling med større variasjoner i eksport/import over året og over døgnet, der Norge eksporterer kraft i perioder med kraftoverskudd og importerer kraft fra Europa i perioder med lav magasinfylling, lav innenlandsk produksjon eller lave priser på kontinentet relativt til de norske prisene. Utenlandsforbindelsene sikrer på den måten forsyningen til norske forbrukere i perioder med en anstrengt kraftsituasjon og tilrettelegger samtidig for en optimal utnyttelse av de norske vannkraftsressursene.

> *I tørre år er Norge avhengig av import fra utlandet, og i våte år har vi overskuddskraft som kan eksporteres.*

2.3 Vannkraften dominerer kraftsystemet

Et kjennetegn ved det norske og nordiske kraftsystemet er en høy andel vannkraft. Vannkraftproduksjonen varierer med nedbør og tilsig, fra situasjoner med tørke og lav produksjon til flomsituasjoner med høy produksjon og overløp. I tørre år er Norge avhengig av import fra utlandet, mens vi i våte år har overskuddskraft som kan



FIGUR 2-2: IMPORT OG EKSPORT TIL NORGE

eksporteres. Vannkraften er svært fleksibel og produksjonen kan enkelt reguleres opp og ned til relativt lave kostnader. Magasinene gir mulighet for å lagre vann både over døgn og sesonger, og gir mulighet til å tilpasse produksjonen til prisene. En del av den norske vannkraften produseres i elvekraft- eller småkraftverk, og andelen er økende. I slike kraftverk kan ikke produksjonen reguleres på samme måte som i vannkraftverk med magasiner.

Erfaringene med det markedsbaserte kraftsystemet i Norge har vært gode. En av årsakene til dette er at vi fra starten av hadde en romslig energi- og effektbalanse. Etter hvert som vi beveger oss inn i en situasjon med en mer anstrengt kraftbalanse og mindre ledig kapasitet i nettet, kan det oppstå situasjoner som markedet ikke har erfaring med å håndtere. Sannsynligheten for at slike situasjoner kan oppstå forsterkes av at det tar lang tid å gjennomføre investeringer i både produksjon og nett, blant annet på grunn av omfattende konsesjonsprosesser. Statnett legger derfor stor vekt på både å videreutvikle kraftmarkedet og å ha tiltak i beredskap i tilfelle markedet ikke håndterer spesielle situasjoner som oppstår.

Kombinasjonen av et vannkraftbasert system og begrenset overføringskapasitet mot utlandet medfører et potensial for store prisvariasjoner i det norske kraftmarkedet. Dette kan skape ekstra prisusikkerhet og gjøre det vanskeligere å trekke kapital til investeringer.

2.4 Kraftbalansen

I tiden før 1990 var det norske kraftmarkedet styrt av oppdekningsplikt og fastkraftforpliktelser. Myndighetene og bransjen selv påla de enkelte kraftselskaper å investere i ny kapasitet eller inngå kraftavtaler som ga dekning i ni av ti år. I gjennomsnitt ga dette et kraftoverskudd, som ble eksportert til våre naboland. Etter innføringen av et mer markedsbasert system, har dette overskuddet blitt redusert og tendert mot en tilnærmet balanse som illustrert i figur 2-2.

> *I ekstremt tørre år kan årstilsiget i Norge være inntil 30 TWh lavere enn tilsig i normalår.*

I ekstremt tørre år kan årstilsiget i Norge være inntil 30 TWh lavere enn tilsiget i normalår. Årsproduksjonen i tørre år vil ikke svekkes like mye på grunn av muligheten for å lagre vann i magasinene. Norske vannmagasiner har en samlet kapasitet på ca 83 TWh. Fleksibiliteten på produksjonssiden og priselastisiteten på forbrukssiden gjør at maksimalt importbehov til Norge ikke har vært større enn 12 TWh over et kalenderår (2004).

2.5 Energisituasjonen

For sesongen 2010/2011 var det nordiske kraftmarkedet preget av en spesielt kald forvinter, en vår med særskilt høye temperaturer og mai/juni med nedbør betydelig over normalen. Tilsiget var derfor lavt gjennom hele vinteren, men i fra slutten av mars måned økte tilsiget

mye som følge av betydelig mildere vær enn normalt. Det høye tilsiget fortsatte utover sommeren på grunn av mye nedbør. Den svenske kjernekraftproduksjonen var høy gjennom hele vinteren, noe som muliggjorde en stabilt høy import til Norge. Det ble satt importrekorder til Norge både i januar og februar måned.

Handel med våre naboland har spilt en viktig rolle for å sikre kraftforsyningen gjennom tørråret 2010, og for å utnytte de uvanlig store tilsigene vi har hatt i år. Det eksisterer en folkelig oppfatning om at krafthandel er lik eksport. Det er ikke tilfelle. Handelen vil gå begge veier og den bidrar til å stabilisere priser og sikre kraftforsyningen. De to siste årene har det vært mest import til Norge

Om lag 2/3 av vår utvekslingskapasitet er til Sverige. Da svensk kjernekraft sviktet i 2009 bidro norsk vannkraft til sikrere kraftforsyning i Sverige. I andre situasjoner har Norge fått dekket deler av underskuddet og dermed sikret kraftforsyningen, blant annet i Midt-Norge, fra Sverige og via Sverige. Figur 2-3 viser netto utveksling per måned fra juni 2009 til og med juni 2011. Måneder med netto import er vist som røde positive søyler. Eksport er vist som negative søyler. Fra juni til og med desember 2009 eksporterte Norge 7,8 TWh. Av dette gikk 2/3 til Sverige hvor mye av kjernekraften var ute av drift. Fra januar 2010 snudde handelen til netto import. Samlet for hele perioden fra januar 2010 til og med mai 2011 hadde Norge en netto import på mer enn 15 TWh.

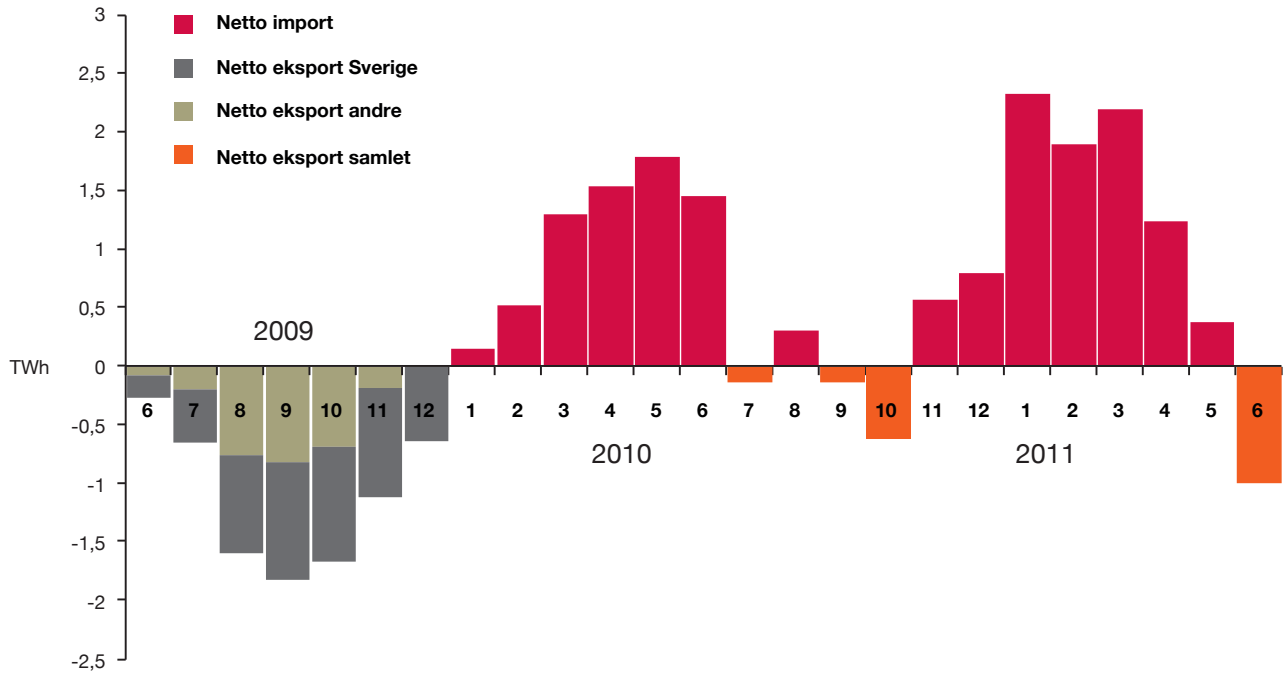
Siste vinter gikk det en betydelig netto flyt av kraft inn til Norge og Sverige fra landene rundt. Det at de nordiske landene er godt knyttet sammen med hverandre og med landene rundt, gir bedre forsyningssikkerhet og mer stabile priser for alle.

Det har nå vært to år på rad med krevende energisituasjoner. I tillegg var både vinteren 2002/03 samt 2006/07 krevende. Det har også vært mange perioder med vær som kan karakteriseres som ekstremt sammenliknet med statistikken som brukes til prognoser. Etter Statnetts vurdering fungerte kraftmarkedet bra gjennom høy utnyttelse av importkapasiteten til Norge i løpet av vinteren.

2.6 Effektsituasjonen

Unormalt kaldt og tørt vær i kombinasjon med problemer i svensk kjernekraftproduksjon førte i 2010 til perioder med effektknapphet. Dette gav perioder med svært høye spotpriser i topplasttimene. Maksimallasten for Norge var vinteren 2009/2010 på 23 994 MW (6. januar 2010), mens den for det samlede nordiske systemet var på 69 639 MW (8. januar 2010). Dette er rekord både for det norske og det nordiske kraftsystemet. Tidligere maksimallast inntraff den 5. februar 2001, med en samlet last på ca 69 000 MW. Samme tidspunkt hadde også Norge sin forrige maksimallast (23 050 MW).

Maksimallasten ble registrert i en periode hvor deler av kraftintensiv industri, både i Norge og Norden, hadde et lavere forbruk enn tidligere grunnet ettervirkninger av finanskrisen. Et forbruk innen kraftintensiv industri på nivå med årene før 2009 ville ha gitt en langt mer kritisk effektsituasjon.



FIGUR 2-3: NETTO UTVEKSLING PER MÅNED JUNI 2009 – JUNI 2011

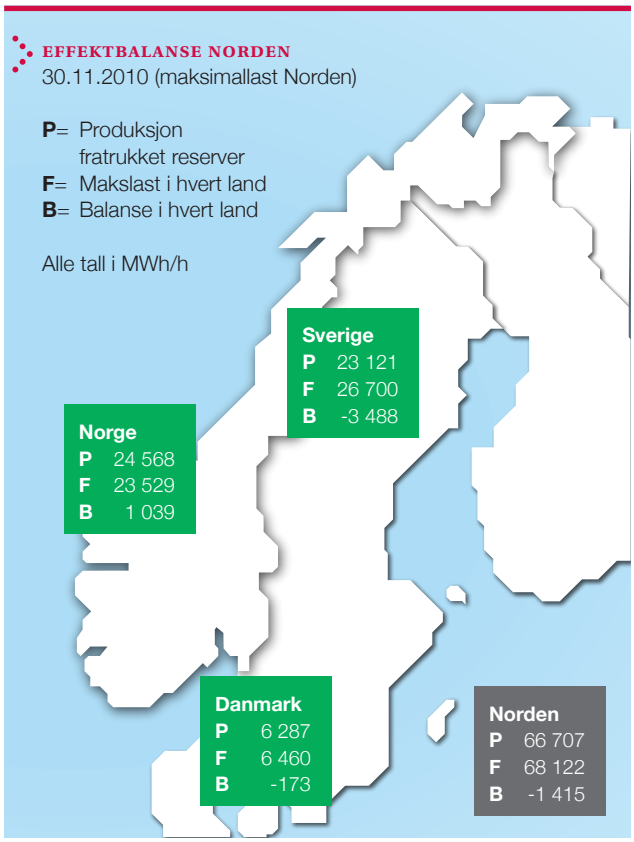
Under normalt gode forhold regnes tilgjengelig produksjonskapasitet å være i størrelsesorden 72 000 MW for Norden og 25 300 MW for Norge (fratrukket 1200 MW i reserver), noe som betyr at både Norge og Norden i kalde perioder vil være selvforsynt.

Isolert sett, var den norske effektbalansen god ved inngangen til vinteren 2010/2011. For øvrige nordiske land var tallene, med unntak av Finland, også positive. Finland har tidligere hatt en til dels svært negativ balanse. Finanskrisen har likevel gitt stor forbruksnedgang, noe som medfører noe redusert effektunderskudd. For Sverige og Danmark synes forbruket å gå oppover igjen, noe som gir en negativ virkning på effektbalansen. Ved inngangen til vinteren var det knyttet en viss spenning til tilgjengeligheten av svensk kjernekraft. Her hadde flere store kraftverk vært ute med feil i løpet av 2010. Vinteren 2010/2011 var det tilnærmet full produksjon ved de svenske kjernekraftverkene.

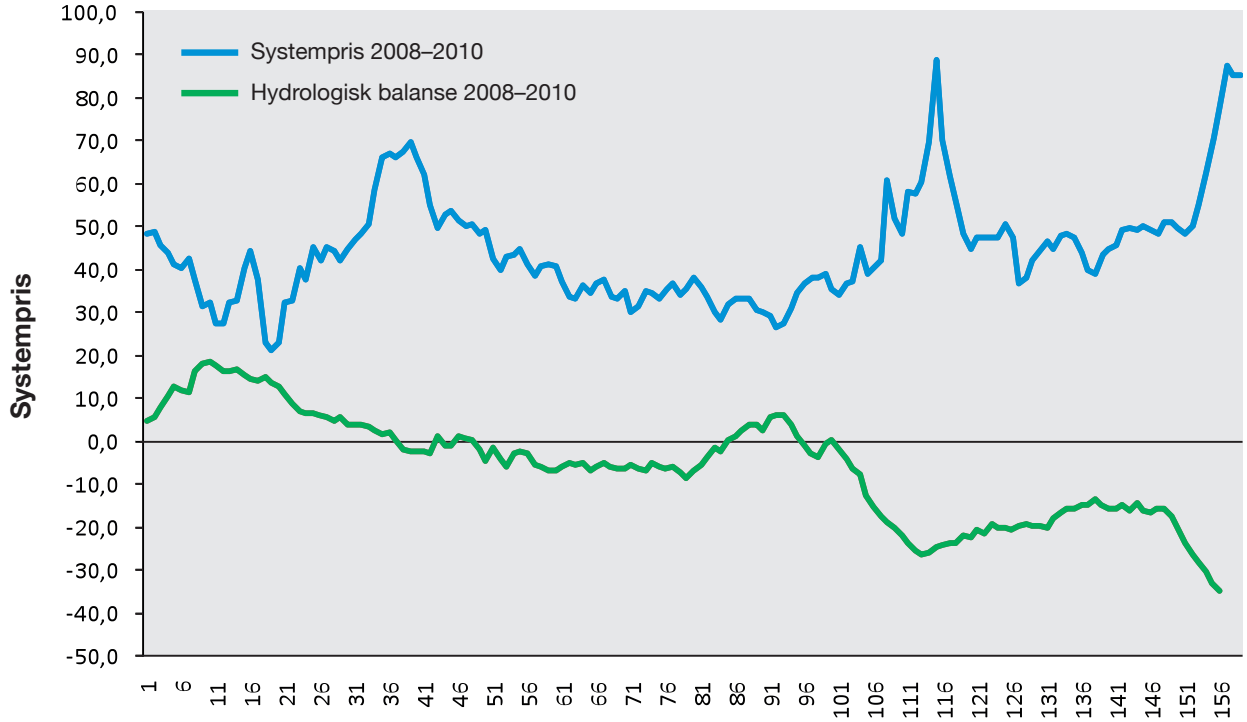
2.7 Kraftprisen

Den store andelen fleksibel vannkraft er med å prege det nordiske markedet. Normalt er det tilnærmet lik pris over døgnet og et prisnivå som varierer mellom sesongene og avhenger av tilsiget.

Vannkraftproduksjon har ingen direkte marginalkostnader tilsvarende brenselskostnadene i termiske



FIGUR 2-4: EFFEKTBALANSE NORDEN VINTEREN 2010/2011



FIGUR 2-5: GJENNOMSNITTLIG UKENTLIG SYSTEMPRIS FRA NORDPOOL 2008-2010 OG UKENTLIGE NORSKE HYDROLOGISKE BALANSEVERDIER (AVVIK FRA NORMALEN I TWH) FOR SAMME TIDSSERIE.

verk. «Drivstoffet» kommer som nedbør og er i seg selv gratis. Vannet har likevel en verdi fordi det kan lagres i magasiner og fordi vanntilgangen er en begrenset ressurs. De viktigste faktorene som påvirker vannverdien er fyllingsgrad, tid på året, forventet tilsig og usikkerheten i tilsiget, samt prisen på alternativer til vannkraft.

> *Med større utvekslings-kapasitet mellom det nordiske systemet og kontinentet, kan vi forvente at vi i mindre grad vil oppleve de mest ekstreme utslagene i kraftprisene i Norge.*

Normalt vil den nordiske kraftprisen ligge rundt samme nivå som marginalkostnadene for kull- og gasskraftproduksjon. I de tilfellene prisene i Norge har vært mest ulik de kontinentale prisene, skyldes det som oftest den hydrologiske situasjonen. De høye prisene vinteren 2003, 2006 og 2010 oppstod i såkalte tørrår med mindre tilsig i norske vannmagasiner enn normalt. I 2010 spilte også kjernekraftsituasjonen i Sverige en sentral rolle. Tilsvarende gav de store tilsigene somrene 2005, 2007 og 2008 lave kraftpriser. Prisene i Norge avviker altså mest fra det kontinentale markedet når vi kommer langt utenfor hydrologisk normalår, enten det er vått eller tørt. Ved høy vannføring i elvene og fare for overløp synker prisene. Motsatt vil prisene stige i perioder med lave magasinfyllinger og fare for tomgang/rasjonering. Dette mønsteret vises i figur 2-5 der hydrologisk balanse er negativ korrelert med systemprisen på NordPool de siste tre årene.

Med større utvekslingskapasitet mellom det nordiske systemet og kontinentet, kan vi forvente at vi i mindre grad vil oppleve de mest ekstreme utslagene i kraftprisene i Norge.

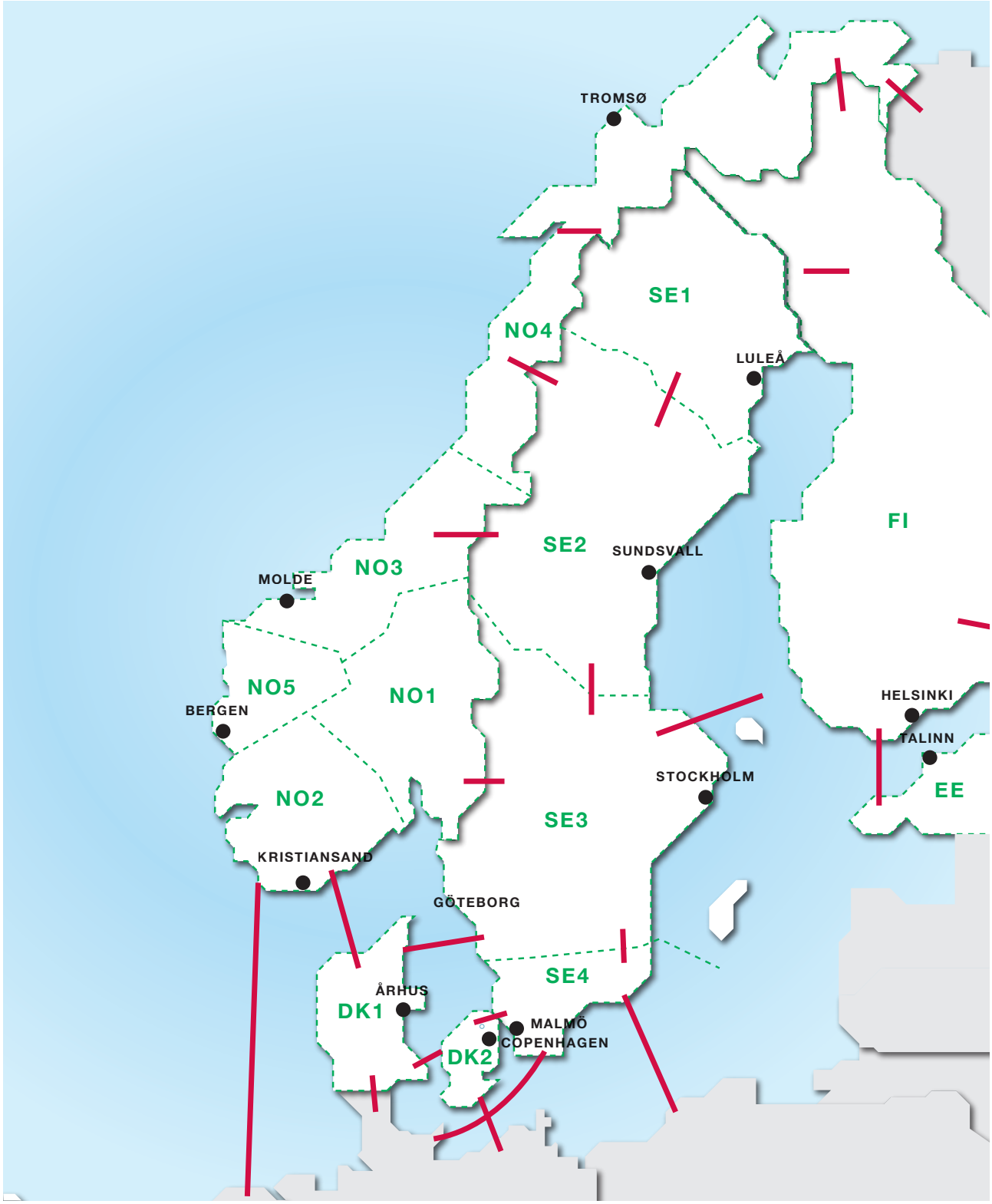
I store deler av første halvår 2011 lå kraftprisene i Norden høyere enn kraftprisene på kontinentet. Denne trenden snudde i mai, og siden da har kraftprisen i Norden stort sett ligget under de europeiske prisene.

Det ble opprettet to nye prisområder i 2010. 11. januar ble Sør-Norge inndelt i to elspotområder for å få bedre kontroll på produksjonskapasiteten i Norge og en bedre utnyttelse av nettet, inkludert forbindelsene til Sverige. 15. mars ble deler av Vestlandet skilt ut som eget prisområde for å håndtere kraftunderskuddet i området, slik at det i 2011 er totalt fem prisområder i Norge.

Fra 5. september 2011 ble elspotinndelingen i Norge justert. Idriftsettelsen av Saurdal-Sauda har forsterket Sauda-snittet, og flaskehalsen flyttes lengre nord enn tidligere. Det er fremdeles behov for et eget elspotområde på Vestlandet, men dette området (NO5) er mindre enn tidligere som følge av den nye inndelingen.

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 flytforhold i nettet. Både elspot- og regulerkraftpriser vil samsvare mer med de reelle nettbegrensningene og ressursallokeringen på kort og lang sikt vil bli riktigere. På bakgrunn av dette mener Statnett at dette vil bidra til bedre driftssikkerhet generelt og frekvenskvalitet spesielt. For utbyggingsprosjektene i Norge forventes den nye prisområdeinndelingen å ha marginal eller ingen betydning.



FIGUR 2-6: NY ELSPOTINNDELING FRA 1. NOVEMBER 2011 (KILDE: NORDPOOL)

3 Utviklingstrekk frem mot 2030

3.1 Effektsituasjonen de kommende år

Installert produksjonskapasitet i Norden forventes å øke vesentlig de nærmeste årene. Finland har et stadig stigende kraftunderskudd, med tilhørende stor importavhengighet. Av denne grunn besluttet den finske Riksdagen i juli 2010 bygging av to nye kjernekraftreaktorer. Begge de to reaktorene skal bygges på den finske vestkysten. Den ene reaktoren skal bygges ved det eksisterende kjernekraftverket i Euraåminne, nord for byen Rauma. Den andre reaktoren skal enten bygges i Simo, som ligger helt nord i Bottenviken, ikke langt fra grensen til Sverige, eller i Pyhäjoki som ligger noe lenger sør langs Østersjøkysten. Denne andre reaktoren vil bli Finlands femte kjernekraftverk med en installert effekt på inntil 1800 MW, noe som tilsvarer en årlig produksjon på 13 TWh. Kraftverket skal stå ferdig i 2012. Finland vil også etter dette ha underskudd på kraft. Imidlertid har landet startet planleggingen av et sjette og syvende kjernekraftverk. I tillegg planlegges mer fornybar kraftproduksjon.

I Danmark er det satset stort på vindkraft og det er fortsatt potensial for ytterligere utbygging. I oktober 2010 ble en utvidelse av Rødsand Havmøllepark (Rødsand II på 215 MW) åpnet. Ytterligere én stor offshore vindmøllepark er vedtatt utbygd; Anholt Havmøllepark på 400 MW. Dansk kullkraft forventes redusert som følge av klimafokuset siden utslippsforpliktelser og CO2-avgifter har en sterk negativ påvirkning på kullkraften.

Det forventes stor økning i produksjonskapasitet i Sverige knyttet til oppgradering av kjernekraftverk samt ny fornybar kraftproduksjon. Potensialet for biokraft og vindkraft er stort.

> *Norden går mot et økt overskudd på både energi- og effektbalansen*

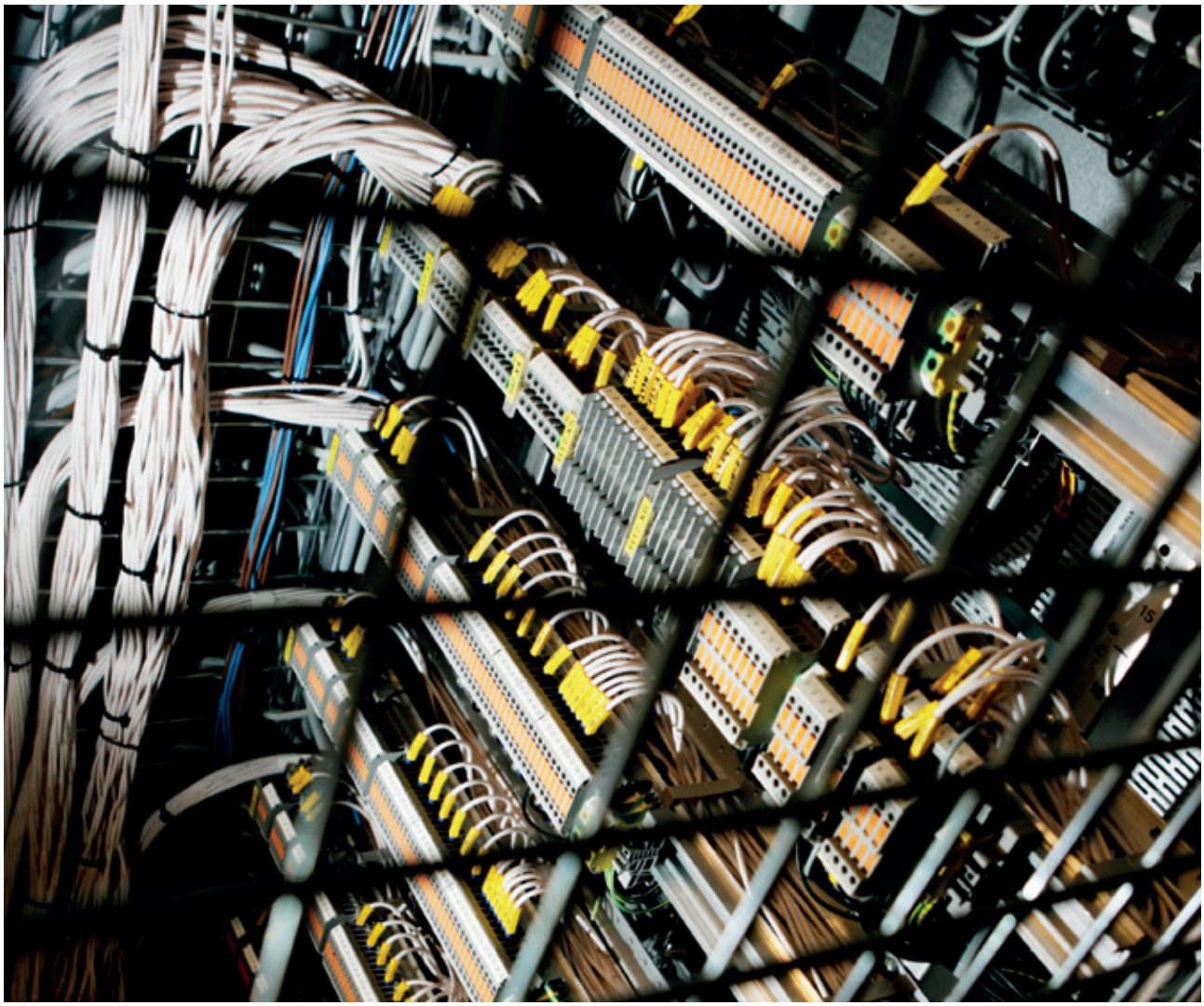
Det forventes ny produksjon fra en rekke mindre småskala vannkraft- og vindkraftverk de kommende årene som følge av innføringen av det felles norsk-svenske markedet for elsertifikater. I tillegg vil EUs fornybardirektiv, som også er EØS-relevant, sette krav til økning av de nordiske landenes respektive fornybarandeler. I følge prognoser hos den enkelte TSO vil vi få en begrenset forbruksøkning de kommende år. Dette skyldes blant annet en forventning om redusert kraftforbruk i industrien som følge av finanskrisens ettervirkninger, samt at varmepumper og energieffektiviseringstiltak vil bidra til en lavere forbruksøkning i alminnelig forsyning. I sum betyr dette at Norden går mot et økt overskudd på både energi- og effektbalansen.

> *I en situasjon med overskudd er det mer rasjonelt for Norge å eksportere gass direkte enn å produsere elektrisitet av gassen for deretter å eksportere elektrisiteten*

3.2 Utviklingstrekk for norsk kraftproduksjon

Forutsetningene for fornybar kraftproduksjon i Norge er svært gunstige og det foreligger i dag ambisiøse planer om ny fornybar kraftproduksjon. Om vi tar med alt som per juni 2011 er meldt, konsesjonssøkt og innvilget konsesjon hos NVE, foreligger det planer om å etablere mer enn 90 TWh ny produksjonskapasitet, hvorav ca 80 TWh innen vindkraft og ca 10 TWh innen vannkraft. EU og Norge har avtalt at en norsk fornybarandel skal være 67,5 prosent i 2020. Dette vil være en økning på om lag 9,5 prosentpoeng fra 2005. Dermed vil fornybar energiproduksjon utgjøre mer enn to tredjedeler av energiforbruket i Norge i 2020. Det som er en langt høyere andel enn i alle EU-land.

Utbyggingsplanene for ny fornybar kraftproduksjon er spredt over hele landet. De store vindkraftfylkene er Finnmark, Nordland, Nord- og Sør-Trøndelag, Møre og Romsdal og Rogaland. De to fylkene med størst potensial for småskala vannkraft er Nordland og Sogn og Fjordane, men også Hordaland, Rogaland og Vest-Agder har stort potensial for vannkraftutbygging. Deler



av vannkraftpotensialet er kommersielt lønnsomt med dagens kraftpriser, og vindkraftanlegg forventes å være kommersielt attraktive når elsertifikatmarkedet innføres.

Det er potensial for utbygging av gasskraft i Norge, men med et kraftoverskudd forventes dette å være mindre kommersielt attraktivt. I en situasjon med overskudd er det mer rasjonelt for Norge å eksportere gass direkte enn å produsere elektrisitet av gassen for deretter å eksportere elektrisiteten. Gasstransport over større avstander har mindre tap og kostnader enn tilsvarende kraftoverføring. En utbygging av gasskraft i Norge fremstår derfor ikke som aktuelt med nåværende fremtidsbilder.

3.3 Utviklingstrekk for norsk kraftforbruk

Kraftforbruket i Norge deles gjerne inn i alminnelig forsyning og forbruk i den kraftintensive industrien. Vurderinger av nasjonal og regional forbruksvekst i et lengre tidsperspektiv er usikre og krever omfattende analyser. Statnett gjør jevnlig analyser av forbruksutviklingen under ulike forutsetninger om fremtiden på lang sikt. I 2011 pågår et omfattende arbeid for å oppdatere scenarioene Statnett bruker i sine analyser om fremtidig utviking. Disse vil danne grunnlag for analysene som utføres til Statnetts kraftsystemutredning og nettutviklingsplan for 2012.

> *Utflatingen av kraftforbruket skyldes en kombinasjon av energieffektiviserende tiltak og høyere kraftpriser*

3.3.1 Alminnelig forsyning

Alminnelig forsyning omfatter elektrisitetsforbruket innen husholdninger, jordbruk og fiske, tjenesteytende virksomhet, samt annen industri. Av det årlige forbruket i alminnelig forsyning utgjør husholdningenes elektrisitetsforbruk i underkant av 50 prosent. Historisk har dette forbruket fulgt den økonomiske veksten. Etter

en viss forbruksvekst på begynnelsen av 1990-tallet har imidlertid forbruksveksten flatet ut. Utflatingen av kraftforbruket skyldes en kombinasjon av energieffektiviserende tiltak og høyere kraftpriser. Tross mer effektiv energibruk, kan det totale forbruket øke fremover som følge av økt bruk av elektriske apparater, økte komfortkrav, økt arealbruk, flere boliger og økt aktivitetsnivå. Samtidig er det en klar trend at samfunnet blir stadig mer avhengig av en stabil og sikker strømforsyning siden stadig flere kritiske samfunnsfunksjoner avhenger av strøm. På lengre sikt vil også bosettingsmønster og demografisk utvikling være en viktig driver av forbruket. Norge skiller seg fra andre land ved at energiforbruket til oppvarming i stor grad er dekket av elektrisitet til relativt lave priser. Det er et betydelig potensial for energieffektivisering i denne sektoren. Dette potensialet gir stor usikkerhet omkring fremtidig kraftforbruk i alminnelig forsyning, selv om vi igjen får en periode med høy økonomisk vekst.

Som et ledd i å sikre Norge strøm i anstrengte kraftsituasjoner, har Statnett og Enova inngått en samarbeidsavtale. Målet er blant annet å utvikle forbrukerfleksibilitet som et effektivt virkemiddel i situasjoner der tilgangen på kraft er knapp. Statnett har ansvar for å utrede virkemidler ved svært anstrengte kraftsituasjoner. Enovas formål er å fremme en omlegging av norsk energiproduksjon og energibruk i en mer miljøvennlig retning. Formålet med samarbeidsavtalen er derfor å utnytte Statnetts og Enovas samlede kunnskap, kompetanse og kapasitet for å utvikle effektive virkemidler. Et område som prioriteres er å øke forbrukerfleksibiliteten i kraftmarkedet. Forbrukerfleksibilitet innebærer blant annet å formidle kunnskap om effektive sparetiltak i forkant av situasjoner der dette kan bli nødvendig. Videre skal en se på utforming og gjennomføring av informasjonskampanjer i situasjoner med tiltakende stramhet i kraftmarkedet og eventuelt resulterende svært anstrengte kraftsituasjoner. På bakgrunn av dette lanserte Statnett og Enova vinteren 2011 en stor nasjonal kampanje for å få strømbruken i Norge ned. Utveksling av informasjon om forbruk og forbruksmønstre for strøm og utviklingen på kraftmarkedet, analyser med mer blir en naturlig del av samarbeidet.

3.3.2 Kraftintensiv industri

Kraftintensiv industri (KII, omfatter bransjene aluminium, ferro og kjemisk) og treforedling utgjør til sammen ca 30 prosent av det norske kraftforbruket. Finanskrisen førte til at en del av forbruket ved industrien på Vestlandet og i Midt-Norge ble redusert. Mye av dette har nå økt til tidligere nivå.

Forbruket i industrien er kjennetegnet ved et relativt jevnt forbruk over døgnet og over året. I korte perioder (inntil et par timer) er store deler av dette forbruket fleksibelt ved at det kan reduseres kraftig uten alvorlige teknisk/økonomiske konsekvenser. Dette innebærer at KII kan brukes som systemvern (såkalt belastningsfrakobling, BFK) i tilfeller ved feil i nettet, og som effektreserve i timer med ekstremt høyt forbruk. I tørrår, når spotprisen er svært høy, kan deler av KII redusere produksjonen og selge elektrisiteten tilbake til markedet. Både den kortsiktige og langsiktige fleksibiliteten i industrien er viktige for systemdriften og for nettutviklingen. På lang sikt er industriforbruket en kilde til stor usikkerhet både knyttet til totalt forbruk og behov for nettkapasitet i ulike deler av nettet. Historisk har kraftintensiv industri vært lokalisert i umiddelbar nærhet av vannkraftverk. Både endringer i industriforbruket og en omlokalisering av industrien kan derfor få store konsekvenser for kapasitetsbehov i nettet.

3.3.3. Petroleumssektoren

Utvikling innen undervannsteknologi, flerfasestrøm og kabelteknologi har både gjort det mulig å forsyne petroleumsvirksomhet til havs med kraft fra land og å legge prosesseringsanlegg på land. Utviklingen har gitt mulighet for en ny type industriforbruk og har medført stor forbruksendringer langs kysten på Vestlandet, i Midt-Norge og i de nordlige landsdelene. Dette skaper utfordringer for kraftnettet.

I dag forsynes offshoreinstallasjonene Troll A, Gjøa og Ormen Lange med kraft fra land. I tillegg benytter landterminalene Tjeldbergodden, Kårstø, Kollsnes, Mongstad og Sture kraft fra nettet. På Snøhvit hentes det i perioder noe kraft fra landbasert kraftproduksjon, men anlegget er i utgangspunktet selvforsynt med kraft fra eget kraftvarmeanlegg. På norsk sokkel er det i dag 174 gassturbiner med en samlet installert effekt på om lag 3000 MW. Det totale behovet for mekanisk og elektrisk energi på norsk sokkel er om lag 15 TWh. Egenproduksjon av elektrisk kraft er om lag 7 TWh. Behovet forventes å være relativt stabilt i årene fremover.

For å forsyne Valhall bygges det en likestrømskabel på 78 MW fra Lista og ut til feltet. Beslutningen om å hente strøm fra land ble fattet i forbindelse med en fornyelse av plattformen. Gassturbinene på Valhall skal i løpet av 2011-2012 skiftes ut med 100 prosent strøm fra land, og Valhall blir dermed det første feltet i drift som foretar denne typen utskiftning. Testkjøring av HVDC-kabelen foregår i andre halvår 2011 og Statnett forventer idriftsettelse av kabelen første halvår 2012. I tillegg er det bestemt at Goliat skal del-elektrifiseres fra 2013 og fullelektrifiseres fra 2018, jf. St.prp. nr 64 (2008–2009). Fullelektrifiseringen er imidlertid avhengig av at det er tilstrekkelig kapasitet i det innenlandske nettet. Dette er ikke tilfellet i dag, og stiller krav til nettutvikling. Det er en

av flere grunner til at Statnett har konsesjonssøkt 420 kV-ledningen Balsfjord–Hammerfest.

I tillegg til de utbyggingene som allerede har bestemt utbyggingsløsning, er det flere nye prosjekter hvor kraft fra land vil bli vurdert. Dette gjelder blant annet på utvidelse av Snøhvit, Ormen Lange offshore kompresjon, Ekofiskområdet og nye felt vest for Karmøy. I 2011 har Statoil fått konsesjon til å øke forbruket ved Trollplattformen, knyttet til installasjon av to nye kompressorer. Tidligere i høst ble det kjent at funnene Aldous og Avaldsnes utenfor Sandnes samlet kunne utgjøre mellom 1,2 og 2,6 mrd fat utvinnbar olje. Regjeringen er positiv til elektrifisering av det nye oljefunnet Aldous/Avaldsnes, men fastholder at kraft fra land må vurderes spesielt nøye i dette tilfellet slik at løsningen ikke får negative virkninger på kraftsystemet.

> *Det elektriske energibehovet forventes å bli moderat, men effektbehovet kan bli høyt dersom hurtiglading blir utbredt*

3.3.4 Samferdsel

Det har de siste årene vært økende oppmerksomhet på elektrifisering av samferdsel, og i første rekke elektrifisering av personbiler. Transport står for om lag 28 prosent av de norske klimagassutslippene og veitransport alene utgjør ca 18 prosent. Klimaforlikets ambisjon er en andel av ladbare biler på 10 prosent innen 2020. Dette omfatter både elektriske og ladbare hybridbiler. Ved inngangen til 2010 var andelen elbiler registrert i Norge på rundt 0,1 prosent av den totale bilparken. Det elektriske energibehovet forventes å bli moderat, men effektbehovet kan bli høyt dersom hurtiglading blir utbredt.

Det forventes økt trafikk i og rundt de store byene fremover. Hovedårsaken til økningen er at antallet biler forventes å øke, ikke at hver enkelt bil kjører lengre. For kortere distanser vil elbiler være et godt alternativ. Innføring av elektriske biler i tråd med Klimaforlikets ambisjon på 10 prosent innen 2020 vil ikke representere problemer for verken energi- eller effektbalansen i Norge. Disse elbilene vil ha et årlig behov i underkant av 1 TWh, noe som er for lite til å være av betydning for det overordnede kraftsystemet og sentralnettet. I tillegg er det sannsynlig at økt elektrifisering vil skje i områder

med høy befolkningstetthet, hvor infrastrukturen først vil bygges ut. Samtidig lading av slike biler fra strømnettet vil på sikt, spesielt hvis en ser elektrifiseringen av bilparken i en nordisk sammenheng, kunne føre til behov for ny nettkapasitet. Innføring av toveiskommunikasjon (Smart Grids) og tidsstyring kan redusere belastningen på strømnettet gjennom å gi incentiver til å lade bilen når strømmen er billig, for eksempel om natten. En slik samtidig lading av elbiler om natten vil føre til en utjevning av døgnprofilen for forbruket i Norge. På lengre sikt kan elbiler utgjøre en økende andel av bilparken. Siden elbiler er svært energieffektive, ventes de imidlertid å representere en marginal utfordring for sentralnettet.

> *Det er ikke energimengden, men effektforbruk i maksimallasttimen som er dimensjonerende for kapasitet i nettet*

Elektrifisering av skip ved havn kan ha et betydelig samlet effektbehov ved enkelte havner, som for eksempel i Bergen, Oslo og Stavanger. Det er foretatt vurderinger på blant annet Bergen havn som indikerer en maksimallast på mellom 40 og 50 MW om sommeren. Behovet for effekt vil primært være størst i sommerhalvåret, når utenlandske cruiseskip besøker norske havner. Dette sammenfaller godt med lavlast i effektforbruk på land, og det vil derfor være mulig å dekke effektbehovet innenfor kapasitetsgrensen for forsyningsnettet. En slik omfattende elektrifisering vil imidlertid utløse behov for oppgraderinger og utbedringer i det lokale distribusjonsnettet og ut til skipene.

3.4 Energiomlegging, energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet

Stor satsing på energiomlegging og effektivisering vil endre måten kraft og energi brukes på. Større utenlands-kapasitet og fornybar kraftproduksjon vil dessuten gi behov for fleksibelt forbruk. Disse faktorene kan få stor betydning for fremtidig drift og investeringer i nett.

Det er politiske målsetninger om å erstatte elektrisitet med andre energibærere innen oppvarming, og å redusere energiforbruket i bygninger. Myndighetene har blant annet innført nye byggtekniske forskrifter (TEK 07 og TEK 10) med krav om lavere energibruk, og gitt Enova som oppgave å bidra til å realisere målsetningene. Energiomlegging gjennomføres imidlertid gjerne i forbindelse med rehabilitering eller nybygging, og det vil gå mange år før vi ser de fulle virkningene av innsatsen.

Målet om å erstatte elektrisitet innen oppvarming vil kunne redusere, eller utsette, investeringsbehov i kraftnettet. Innenfor større varmeenheter kan det dessuten være aktuelt å ha både en bio- og en elkjel for å kunne veksle mellom energikilder. Dette kan både bidra til bedre utnyttelse og redusert eller utsatt investeringsbehov i nett.

Energieffektivisering vil bidra til redusert behov for nett i den grad det reduserer kraftbruk. Installasjon av varmepumper vil imidlertid kunne erstatte fossil energi og dermed kunne øke elektrisitetsbruken. Elektrisitetsforbruket i en varmepumpe vil dessuten øke ved lave temperaturer og øke elforbruket i perioder når nettet belastes maksimalt (om vinteren).

Avanserte målesystemer (AMS) med timemåling av forbruket, skal være innført innen 1. januar 2017. Dette kan øke fleksibiliteten hos forbrukerne gjennom bedre informasjon om priser og forbruk. Respons fra forbrukerne fordrer imidlertid tilstrekkelig økonomiske motiver, hvilket det ikke er i dag i en normalsituasjon. I tørre år kan imidlertid økt informasjon gi økt bevissthet om energibruken og lede til redusert forbruk. Det er ikke energimengden, men effektforbruk i maksimallasttimen som er dimensjonerende for kapasitet i nettet.

Energiomlegging og energieffektivisering er godt egnet for å redusere energiforbruket, men ikke nødvendigvis effektforbruket. Det er tiltak som reduserer maksimallasten som vil redusere eller utsette investeringsbehov i nettet. Fleksibelt forbruk kan redusere maksimallasten, men dersom dette skal være et alternativ til nett må forbrukerresponsen være like sikker som tilgangen til nett, hvis ikke risikerer vi å svekke forsyningssikkerheten. Dette betyr at forbruket i utgangspunktet må ligge inne når reduksjonsbehovet er der, og forbrukerne må få tilstrekkelige incentiver for å flytte forbruket.

3.5 Endringer i flytmønstre

Kraftflyten i det nordiske sentralnettet bestemmes av en rekke fysiske og markedsmessige forhold. Selve behovet for transport av kraft er i hovedsak en konsekvens av regionale ubalanser mellom forbruk og produksjon. Jo større ubalanser, desto større blir behovet for overføring av kraft. En annen viktig driver er bruk av vannkraft til å regulere variasjoner i forbruk. Begge disse faktorene preger både det norske og nordiske nettets oppbygging og hovedtrekkene i flytmønsteret.

I Norge er både bosetting og kraftproduksjon jevnere geografisk fordelt enn i våre naboland. Samtidig er den kraftkrevende industrien tradisjonelt plassert i nærheten av større vannkraftverk. Det medfører at en vesentlig andel av den norske kraften er «kortreist» og at behovet

for krafttransport over større avstander er relativt lite. Utbygging av ny kraftproduksjon uten tilsvarende økning i forbruket vil endre dette og gi mer langtransport av kraft også i Norge.

Fordeling av og størrelse på produksjon og forbruk varierer med blant annet tid på døgnet, sesong, temperatur og tilsig. Dette gir betydelige variasjoner i kraftflyten over tid. Samtidig er andre viktige faktorer for fordeling av kraftflyten langt mer stabile. Eksempelvis skal det bygges svært mye nytt nett før hovedtrekkene ved nettets fysiske egenskaper endres i vesentlig grad. Det samme gjelder fysisk plassering og egenskaper ved de enkelte produksjons- og forbruksenhetene, og energibalansen i de ulike regionene. Til sammen fører dette til at kraftflyten varierer mellom et sett faste gjenkjennelige hovedmønstre, og at det skal store endringer til for at en opplever vesentlig endret kraftflyt.

På overordnet nivå kan transporten av kraft i Norden deles inn i en nord-sør flyt og en vest-øst flyt. Nord-sør-flyten består av to hoveddeler, henholdsvis transport av kraft sørover fra Nord-Norge til underskuddsområdene i Midt-Norge og utvekslingen mellom Norge og kontinentet over utenlandskablene. Tilsvarende bilde har man også i Sverige. Vest-øst-flyten er knyttet til energitransport fra vest til øst i Sør-Norge.

I Norge forsynes mye av forbruket på Østlandet med kraft fra vannkraftområdene på Vestlandet. Dette gir et tydelig mønster med flyt fra vest til øst i denne delen av landet. Kun i spesielle situasjoner vil flyten gå i motsatt retning, slik vi så vinteren tørråret 2009/2010. Lenger nord dekkes kraftunderskuddet i Midt-Norge av tilsvarende overskudd i Nordland og Nord-Sverige. Dette gir en tilnærmet kontinuerlig sørgående kraftflyt fra Nordland til Midt-Norge. I tillegg går flyten på forbindelsen mellom Midt-Norge og Sverige langt oftere mot Midt-Norge enn motsatt, selv om det her også er mange timer med eksport i et normalår.

En sentral del av det nordiske og norske flytmønsteret er knyttet til «pumpingen» av kraft mellom Norden og kontinentet. Samspillet mellom det vannkraftdominerte nordiske systemet og det termisk baserte kontinentale gir et felles flytmønster på de fleste forbindelsene mellom de to systemene. Under normale hydrologiske forhold går flyten mot sør på dagtid og mot nord nattestid. Denne vekslingen påvirker i prinsippet kraftflyten i hele det nordiske nettet. I Norge er virkningene størst på Sørlandet, der vekslingen på kablene til Jylland og Nederland gir en ekstra transitt opp til de store vannkraftområdene sør på Vestlandet. I dag er effekten av dette relativt beskjeden, men ved et økende kraftoverskudd fra fornybare kilder uten en tilsvarende økning i forbruket nær produksjonen, vil det bli lønnsomt og aktuelt med flere utenlandsforbindelser ut av Sør-Norge. Dette vil føre til at transitten vil øke vesentlig.

Den store andelen vannkraft i Norden gjør hydrologi til en av de store driverne for svingningene i det nordiske flytmønsteret. Ved lengre perioder med lite nedbør erstattes den manglende energitilgangen på nordisk nivå med import fra kontinentet, økt termisk produksjon i Finland og Danmark, og nedtapping av magasinene. For Norges del gir dette flere timer med import på kablene fra Nederland og Danmark, og via forbindelsene mot Sverige. Motsatt gir langvarig høyt tilsig mer eksport i alle retninger, samt lavere produksjon i de termiske anleggene i Danmark og Finland. Her bidrar imidlertid fleksibiliteten i vannkraftsystemet til å jevne dette ut slik at konsekvensene blir fordelt utover lengre perioder.

> *Smart Grid fordrer en ny måte å utvikle og drifte kraftsystemet på, og er mye mer enn «smarte» energimålere (AMS)*

Sverige har i november 2011 innført prisområder. Dette vil imidlertid ikke endre flytmønsteret i særlig grad. Unntaket er flyten på forbindelsene ut av Sverige i sør, der dagens praksis med å sette ned kapasiteten i høylast vil forsvinne.

I tillegg til det typiske flytmønsteret som beskrives over, vil vi fremover forvente at vindkraftproduksjonen i Nord-Europa vil nyansere bildet: I perioder med mye vind vil kraftprisene på kontinentet bli svært lave, og Norge vil importere. Når vinden slutter å blåse, vil vi eksportere og selge kraften tilbake til høyere pris.

3.6 Nye områder innen nettutviklingen

Fremtidens nettutvikling må kunne håndtere både nye kundegrupper, som offshore petroleumsindustri, samtidig som det bygges inn robusthet og fleksibilitet til å håndtere distribuert produksjon og forbruk.

Ny fornybar kraftproduksjon vil kunne etableres langt unna forbruket og gi et økt behov for overføringskapasitet. Mye av den fornybare kraften er uregulert og vil kreve et sterkt nett for å håndtere variasjonen i produksjon. Et supergrid (supernett) er langdistanseoverføring av store mengder elektrisk kraft. Et europeisk supernett har fått økt aktualitet for å knytte sammen nasjonale og regionale nett og balansere over- og underskuddsområder. Slike ubalanser kan skyldes enten strukturelle forhold eller kortsiktige variasjoner på grunn av fornybar kraftproduksjon. Et slikt supernett vil

være «motorveier»; et overliggende nett som bidrar til å binde sammen de nasjonale infrastrukturene. ENTSO-E arbeider med supergrid på flere områder hvor Statnett deltar. Det pågår blant annet et arbeid som ser på modeller for et pan-europeisk supernett, og som har et langsiktig fokus mot 2050.

En økt andel distribuert og uregulerbar produksjon stiller nye krav til fremtidens systemansvar og nettutvikling. Smart Grid er et vidt begrep som omfatter løsninger for å håndtere samspillet mellom distribuert energiproduksjon, kraftnettet og forbrukere. Smart Grid baserer seg på automatiserte løsninger, med toveis flyt av elektrisk energi og toveis informasjonsflyt mellom produksjonsenheter og forbrukere. Fra et teknologisk ståsted er Smart Grid knyttet til distribuert «smartness», hvor styringssystemer i kraftsystemet knytter sammen overvåkning, styring og vern. Dette krever kommunikasjonsinfrastruktur på ulike nivåer i systemet for å få til en effektiv innhenting og distribuering av styre- og målesignaler. Smart Grid fordrer en ny måte å utvikle og drifte kraftsystemet på, og er mye mer enn «smarte» energimålere (AMS). Slike energimålere er en nødvendig, men ikke tilstrekkelig byggekloss for å kunne automatisere kraftsystemet. Slike løsninger vil kunne være et viktig bidrag knyttet til balansering av kraftsystemet i fremtiden. Statnett har i dag en betydelig aktivitet innen FoU knyttet til utvikling av nye applikasjoner for Smart Grid-løsninger for nettdrift. Smart Grids vil neppe redusere behovet for investeringer i sentralnettet, men vil gi større besparelser i det kundenære distribusjonsnettet.

4 Strategi for nettutviklingen

4.1 Neste generasjon sentralnett

For to år siden formulerte Statnett strategien med å bygge neste generasjon sentralnett. Denne strategien sier at vi skal øke overføringskapasiteten i hele det norske nettet, blant annet ved å heve spenningsnivået til 420 kV innenlands. Samtidig vil vi styrke forbindelsene til våre naboland i Norden og til Nord-Europa. En viktig bakgrunn for strategien er at det sentralnettet vi har i dag er for svakt til å møte fremtidens utfordringer.

Det siste året har flere hendelser og beslutninger bekreftet at strategien med å bygge neste generasjon sentralnett er riktig, og vi opplever økende støtte for denne strategien utenfor Statnett. En økende andel uregulerbar kraft, nye olje- og gassfunn, en gryende optimisme i den kraftintensive industrien og erfaringer fra systemdriften som har vist at nettet er sårbart for feil og at marginene er mindre enn de var tidligere. Dette er en konsekvens av et aldrende nett og mer ekstreme værforhold som gir endringer i flytmønstre. Dette bekrefter behovet for et robust kystnært kraftnett fra Lindesnes til Nordkapp.

Behovet for neste generasjon sentralnett er knyttet til

- Økende krav til forsyningssikkerhet i et moderne samfunn
- Klimapolitikk, herunder satsing på ny fornybar kraft
- Verdiskaping, det vil si at nettet ikke skal bli et hinder for lønnsom næringsutvikling i ulike landsdeler

> *For at et tiltak skal gjennomføres, må den totale nytten for samfunnet som helhet vurderes som større enn de tilsvarende ulempene*

4.2 Mål, krav og føringer for nettutviklingen

4.2.1 Økonomiske beslutningskriterier

Statnetts vedtekter slår fast at nettinvesteringer skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Kostnadsminimering er avledet kriterium dersom tiltak må gjennomføres som følge av myndighetspålegg, konsesjoner eller selvpålagte forpliktelser, herunder hensynet til forsyningssikkerhet. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet omfatter alle relevante forhold, også de som ikke kan tallfestes, for eksempel miljøkonsekvenser. For at et tiltak skal gjennomføres, må den totale nytten for samfunnet som helhet vurderes som større enn de tilsvarende ulempene.

4.2.2 Nye dimensjoneringskrav i sentralnettet

En sentral vurdering i nettplanleggingen er i hvor stor grad vi vil akseptere avbrudd i kraftleveransen som følge av at det oppstår feil i komponenter i nettet. Det er sannsynlig at ulempene for samfunnet ved omfattende avbrudd er større enn det som reflekteres i de avbruddskostnadene som legges til grunn i samfunnsøkonomiske analyser. Dette gjelder spesielt utfall med svært små sannsynligheter, men med store konsekvenser. Systemsikkerhet må derfor vektlegges i tillegg.

Nettet skal forsterkes dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt, eller for å tilfredsstille definerte minimumskrav for forsyningssikkerhet. Kravene er begrunnet ut fra en samfunnsøkonomisk vurdering og legger begrensninger på hvor store og langvarige avbrudd som kan aksepteres i sentralnettet. Hovedprinsippene gjelder både i operativ drift og i nettplanleggingen.

Minimumskrav for forsyningssikkerhet i driftsfasen bygger på en vurdering av hva som er uakseptable konsekvenser for samfunnet ved feil i nettet, og er forankret i det overordnede rammeverket for utviklingen av det norske kraftsystemet slik det er formulert i Energiloven og Statnetts mandat.

Nye krav til kriterier for å sikre akseptabel forsyningssikkerhet ved planlegging av nettet ble vedtatt av Statnetts styre i desember 2010. Hovedprinsippet er at sentralnettet skal planlegges og driftes ut fra N-1 kriteriet. Det betyr at systemet skal ha «backup» i tilfelle feil, det skal finnes en alternativ forsyningsvei. Kravet er ikke absolutt: Kriteriene omfatter et antall absolutte krav (SKAL-krav) og anbefalte krav (BØR-krav), se tabell 4-2. Med de nye justerte dimensjoneringskriteriene er forsyningssikkerhet en sterkere driver for investeringer

enn tidligere. Statnett legger til grunn at det vil ta om lag ti år å bygge ut nettet for å tilfredsstille disse kravene.

Følgende avvik fra hovedprinsippet aksepteres, og definerer minimumskrav for forsyningssikkerhet som skal legges til grunn for planlegging av sentralnettet. I tillegg til disse kravene finnes en rekke detaljerte tekniske krav som må oppfylles ved dimensjonering av nettet.

	System
Absolutte krav	Nettet skal planlegges slik at enkeltutfall ved intakt nett maksimalt fører til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.
	Nettet skal planlegges slik at det er mulig å gjennomføre planlagte driftsstanser slik at enkeltutfall maksimalt gir bortfall av 500 MW forbruk av inntil 2 timers varighet.
	Transformatorkapasitet skal dimensjoneres slik at:
	Det er momentan reserve dersom last > 200 MW
	For last < 200 MV skal all last kunne innkobles igjen innen 1 time
	Øvre spenningsgrenser skal overholdes, og strømgrenser skal overholdes.
	Transformatorer som er definert som kritiske, skal kunne erstattes av tilgjengelige reservetransformatorer innen 4 uker ved havari. I denne perioden aksepteres det N-0 drift.
Hovedregler – avvik skal begrunnes	Nettet bør dimensjoneres uten bruk av belastningsfrakobling (BFK).
	Nettet kan dimensjoneres med forutsetning om bruk av produksjonsfrakobling (PFK).
	Nettet bør dimensjoneres slik at N-1 overføringskapasitet skal kunne opprettholdes ved langvarig feil på en innenlandsk kabelforbindelse.
	N-1 kriteriet kan fravikes for kunder i tilfeller hvor det er aktuelt å innkreve anleggsbidrag for et nytt tiltak og kunden ikke ønsker tiltaket.
	Anlegg
Absolutte krav	Alle AC sjøkabelforbindelser skal installeres med en reserve kabellengde og alle fjordspenn med en ekstra fase.
Hovedregler – avvik skal begrunnes	All (ny og om-) bygging bør utføres etter 420 kV spesifikasjoner.
	Nye transformatorer for 300kV drift bør være omkoblbare til 420kV drift
	Nye stasjonsanlegg for 420 kV bør bygges med fullverdig dobbel samleskinneløsning, to effektbrytere og to strømtransformatorer per felt
	Nye stasjonsanlegg for 145 kV bør bygges med doble samleskinner, to effektbrytere og enkeltsett strømtransformatorer per felt
	Det bør ikke bygges SF_6-anlegg

TABELL 4-1: STATNETTS SKAL-KRAV OG BØR-KRAV FOR DIMENSJONERING AV SENTRALNETTET

4.3 Strategiske nettutviklingsprogrammer

For å sikre et høyt fokus og fremdrift på prioriterte områder innen nettutvikling, har Statnett etablert tre strategiske programmer:

4.3.1 Nordområdeprogrammet

Statnetts nordområdeprogram er opprettet for å sikre høyt fokus på og fremdrift innenfor det geografiske området nord for Ofoten. Dette omfatter aktiviteter knyttet til å øke forsyningssikkerheten, samt i neste omgang å tilrettelegge for ny næringsvirksomhet, herunder elektrifisering av petroleumsindustrien. Forsyningssikkerheten i området i er i lange perioder ikke tilfredsstillende. Dette er den sterkeste driveren for nytt nett i nord. Prosjektene vil også gi andre fordeler. En utvikling av nettet lengst i nord vil legge bedre til rette for ny fornybar kraftproduksjon og muliggjøre en videre elektrifisering av Snøhvit 2 og Goliat. Nordområdeprogrammet skal være en pådriver i disse prosessene og sikre en helhetlig dialog med aktørene i regionen.

Nettet i området er lite fleksibelt og har begrensede muligheter til å håndtere nytt forbruk eller produksjon. Området har samlet sett et energioverskudd, men med store sesongmessige variasjoner i effektbalansen. Nord for Ofoten er det i dag et stort effektunderskudd på vinteren, og nettet kjøres i lange perioder med redusert driftssikkerhet da området har lite produksjon som kan reguleres opp i tunglast. Elektrifisering av petroleumsindustri og oppstart av ny gruvedrift i Finnmark kan gi nesten en tredobling av forbruket i Finnmark i kommende tiårsperiode sammenlignet med dagens nivå. En omfattende forsterkning av nettet fra Ofoten og nordover er derfor påkrevd.

En nærmere beskrivelse av utfordringer og tiltak for området finnes i kapittel 5.

4.3.2 Spenningsoppgradering

Det er rasjonelt å utnytte eksisterende traséer best mulig før Statnett planlegger nye ledninger. Ved spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV kan det oppnås

betydelige kapasitetsøkninger i det norske nettet uten nye inngrep. Statnett vil de kommende årene satse stort på oppgradering av 300 kV ledninger og stasjoner til 420 kV standard. På lengre sikt vil de fleste av dagens 300 kV anlegg bli bygget om og drevet med 420 kV spenning.

Sentralnettet består av ca 2700 km med 420 kV-ledninger og ca 4800 km med 300 kV, derav ca 1500 km 300 kV-ledninger med duplex-liner (to liner per fase). Et fåtall 300 kV-ledninger er allerede klargjort for 420 kV. Duplex-ledningene kan relativt enkelt bygges om til 420 kV standard, med lave kostnader sammenlignet med nybyggingskostnad. Spenningsoppgradering gir i seg selv ca 40 prosent økning av termisk kapasitet på hver enkelt ledning, og sammen med temperaturoppgradering kan økningen bli rundt 80 prosent. Hvor stor økning som oppnås i den utnyttbare kapasiteten i nettet vil variere mye fra ledning til ledning. Andre systemmessig forhold kan begrense den totale kapasitetsøkningen i et snitt, for eksempel spenningsforhold, nettstabilitet og andre begrensende ledninger. Tapene i nettet reduseres kraftig ved overgang fra 300 til 420 kV.

> *Tapene i nettet reduseres kraftig ved overgang fra 300 til 420 kV*

Oppgradering av simplex-ledninger vil i hovedsak skje ved at det bygges en ny ledning i eller ved den gamle traséen. Normalt sett vil den gamle simplex-ledningen rives etterpå.

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. Et 420 kV bryterfelt krever normalt ca 25 prosent større lengde og bredde enn et 300 kV bryterfelt. Nye 420 kV koblingsanlegg vil som regel bli etablert på et nytt areal i tilknytning til eksisterende stasjon.

Statnett står foran store reinvesteringer i 300 kV stasjonsanlegg idriftsatt fra 1970/80-tallet i den kommende 10-årsperioden. Eldre 300 kV anlegg vil ved reinvestering planlegges med tanke på fremtidig 420 kV. Ved reinvesteringer i 300 kV anlegg velger Statnett komponenter som senere skal kunne drives med 420 kV. For nye 300 kV sentralnettstransformatorer har det de siste årene blitt valgt omkoblbare transformatorer for både 300 og 420 kV drift. I Norge er det om lag 40 stk 300 kV generatortransformatorer som vil nå antatt teknisk levetid frem mot 2020.

Spenningsoppgradering berører også andre 300 kV anleggseiere enn Statnett og Statnett har kommunisert ambisjonene om oppgradering til øvrige netteiere.

I ombyggingsfasen skal forsyningssikkerhet ivaretas og det ønskes også minst mulig flaskehalskostnader. I tillegg skal andre overføringsanlegg kunne kobles ut for planlagt vedlikehold eller akutt behov for feilretting. Statnett står derfor overfor betydelige utfordringer når et stort antall 300 kV overføringsanlegg over mange år skal bygges om til 420 kV. Følgende strategi legges til grunn for å lette gjennomføringen:

- Utnytte den økte kapasiteten som oppstår i sentralnettet ved idriftsettelse av planlagte nye ledninger blant annet Sima-Samnanger og Ørskog-Fardal) til å bygge om de gamle 300 kV simplex-ledningene
- Øke kapasiteten i sentralnettet først ved å oppgradere duplex-ledningene til 420 kV (i stor grad ved hjelp av arbeid under spenning, AUS)
- Kritiske simplex-ledninger bygges om før ny produksjon, nytt forbruk og nye utenlandsforbindelser knyttes til nettet

For duplex-ledninger forventes relativt kort utkoblingsbehov, da arbeidsomfanget er begrenset og deler av oppgraderingsarbeidet kan gjøres under spenning. For simplex-ledninger kan det være snakk om periodevis utkobling over flere år for lange ledninger. I utkoblingsperioden vil redusert overføringskapasitet påvirke forsyningssikkerheten, og det kan medføre flaskehalser. Dette kan gjøre det vanskelig å koble ut flere ledninger samtidig, og det kan være nødvendig å oppgradere ledningene i «serie» og i mindre grad i «parallell». I tillegg må det tas hensyn til at andre ledninger i sentralnettet må kobles ut for planlagt vedlikehold eller nødvendig feilretting.

Plan-, myndighets- og ombyggingsprosessen er kompleks og utfordrende og «god tid» er kritisk for prosjektgjennomføringen. Dersom vi venter for lenge med å spenningsoppgradere kan resultatet bli at alternativet faller bort på grunn av at høy belastning i sentralnettet gjør det umulig å ta anleggene ut for ombygging.

> *Det er behov for en overordnet plan for hvordan kraftnettet i Oslo og Akershus skal utvikles*

4.3.3 Nettplan Stor-Oslo

Det er behov for en overordnet plan for hvordan kraftnettet i Oslo og Akershus skal utvikles. Statnett har derfor igangsatt prosjektet «Nettplan Stor-Oslo» som skal etablere en slik plan for perioden fra 2013 frem mot 2050. Planen vil legge føringer for hvilke prosjekter Statnett vil gjennomføre i området og rekkefølgen av disse. Prosjektet gjennomføres i samarbeid med Hafslund og med deltakelse fra Enova.

Kraftproduksjonen i Oslo og Akershus er liten sammenlignet med strømforbruket i området. Dermed er sentralnettsledningene helt avgjørende for strømforsyningen. Etter 1990 har forbruket økt med 30 prosent uten at det har vært gjort vesentlige investeringer i økt kapasitet i sentralnettet. I topplastperioder er flere

av ledningene inn til regionen belastet helt opp mot sin kapasitetsgrense. Den ledige kapasiteten som tidligere fantes i systemet er nå borte. Samtidig forventes en befolkningsvekst fra dagens 1,1 millioner innbyggere til opp mot ca 2 millioner innen 2050. Dette vil føre til en vekst i strømforbruket den første tiårsperioden. Også etter 2020 forventer SSB en høy befolkningsvekst i regionen, men på grunn av et økende fokus på energieffektivisering, er det usikkert om strømforbruket vil øke tilsvarende.

Kraftsystemet i Oslo og Akershus er utviklet over 100 år. I denne perioden har det skjedd store endringer i teknisk standard på kraftledninger og i behovene som er lagt til grunn ved utbygging. Normalt antas ca 70 års levetid for ledninger og 50 år for transformatorstasjoner og kabler. Transformatorstasjonene og ledningene i sin nåværende form er stort sett fra 1950-1980. Basert på dette, må store deler av nettet fornyes de neste tiårene. Når Statnett uansett må gjøre endringer i sentralnettet, må en samtidig vurdere å forsterke nettet og dermed øke kapasiteten. Strukturelle grep som gir en mer helhetlig løsning bør også vurderes dersom dette gir store systemmessige forbedringer eller en mer gunstig arealbruk. Det viktigste tiltaket for å forsterke sentralnettet i Oslo og Akershus vil innebære spenningsoppgradering av ledninger og transformatorstasjoner til 420 kV.

Prosjektet er ytterligere omtalt i kapittel 9.

4.4 Nettplanlegging i et porteføljeperspektiv

Statnetts prosjektporteføljeplan er en samlet fremstilling av alle investerings- og analyseprosjekter vedrørende kraftnettet som er under planlegging eller gjennomføring. Planen danner grunnlag for ressursplanlegging i prosjektene. Formålet med prosjektporteføljestyring er å sikre at sammensetningen av prosjektporteføljen støtter opp om Statnetts mål:

- Sikre god forsyningssikkerhet
- Legge til rette for god samfunnsøkonomisk verdiskapning
- Legge til rette for gode klima- og miljøløsninger

For å underbygge disse er det definert rammer for Statnetts byggeaktivitet:

Reinvesteringer: Nivået på reinvesteringer skal utgjøre om lag 1 mrd kr per år i gjennomsnitt frem til 2020, med en gradvis opptrapping fra 2011-nivået.

SKAL-krav: Som følge av ny driftspolicy er det avdekket mange brudd på SKAL-krav. Statnett skal lukke alle kjente brudd på SKAL-krav innen 2020.

Fornybarmålene: Sverige og Norge innfører et marked

for grønne sertifikater gjeldende fra 2012 til og med 2020. Markedet skal fasilitere 26,4 TWh ny produksjon. Statnett skal bygge tilstrekkelig nett til å gjøre det mulig for Norge å bygge ut halvparten av den nye kraftproduksjonen.

Utenlandsprosjekter: Statnett skal bygge Skagerrak 4 og Sydvestlinken i henhold til plan, samt en utenlandskabel til England/Tyskland innen 2018. Innen 2021 skal ytterligere en utenlandskabel til England/Tyskland bygges.

Statnetts prosjektporteføljе består av et antall prosjekter som skal gjøre det mulig for Statnett å oppfylle disse målene. Til sammen vil tiltakene som er skissert her utgjøre neste generasjon sentralnett innen 2030. Prosjektporteføljen er ambisiøs og har en stram tidsplan.

4.5. Gjennomføring av prosjektporteføljen

Det er store utfordringer knyttet til gjennomføringen av alle de planlagte prosjektene i henhold til planen. Som beskrevet i kapittel 1 har vi i dag en situasjon hvor Norge er et av de landene med høyest utnyttet kapasitet i sentralnettet. Dette er resultatet av en periode på nesten 20 år uten betydelige investeringer for å oppnå en høyere utnyttelse i nettet. Forbruksøkningen de siste to tiårene, kombinert med et lavt investeringsnivå i sentralnettet, har gitt et betydelig etterslep på investeringer i ny overføringskapasitet. For selve byggefasen kan vi støte på problemer når det gjelder å koordinere nødvendige utkoblinger mellom parallelle byggeprosjekter slik at forsyningen og systemdriften kan opprettholdes på et akseptabelt nivå.

Store deler av nettet står nå overfor et betydelig reinvesteringsbehov, både på grunn av alder og for å sikre tilstrekkelig beredskap. Statnett har utarbeidet en offensiv langtidsplan for reinvestering og større vedlikeholds- og beredskapstiltak for eksisterende stasjons-, lednings- og kabelanlegg. Planen innebærer en betydelig økning av volumet på reinvesteringer de neste 10 årene og videre frem mot 2030. Vi ser for oss opptil en tredobling av reinvesteringene fra et nivå på 300-350 mill til gjennomsnittlig 1 mrd i året de neste ti årene. Reinvesteringer er svært viktig for å ivareta forsyningssikkerheten og disse prosjektene har derfor høy prioritet.

Behandlingstiden for konsesjonssøknader for store nybyggingsprosjekter har økt, det viser erfaringer fra Sima–Samnanger og Ørskog-Fardal (Sogndal). I tillegg er det mange forhold som har påvirket gjennomføring etter at endelig konsesjonsvedtak er fattet, blant annet godkjenning av miljø- og transportplan, tiltredelse til eiendommer, kulturminner, godkjenning av utenlandsk arbeidskraft med mer. Dette har medført økt bruk av ressurser og forsinkelser i byggefasen i forhold til det som var planlagt. Dette har påvirket ressurser som i større grad var tiltenkt andre prosjekter, og som har ført til forsinkelser i disse. I tillegg registrerer vi også at vilkårene knyttet til konsesjonsvedtakene stadig blir mer omfattende, spesielt innenfor miljøplanlegging og -oppfølging. Vi må videre forvente at prosjekter som møter stor motstand lokalt eller på andre måter er kontroversielle, vil få omfattende vilkår knyttet til konsesjonsvedtaket, som igjen vil kreve økte ressurser fra Statnett som byggherre. Ofte må de store utbyggingsprosjektene i én region være på plass før mindre omfattende tiltak kan gjennomføres. Derfor vil forsinkelser i disse prosjektene potensielt påvirke hele porteføljen.

> *Prosjektporteføljeplanen innebærer bygging av over 200 km ny ledning pr år frem til 2020*

Prosjektporteføljeplanen innebærer bygging av over 200 km ny ledning pr år frem til 2020, med en topp på over 300 km i et enkelt år. Statnett vurderer at en kapasitet på 200 km pr år som et krevende mål selv med økt kapasitet.

For å sikre økt gjennomføringskapasitet, har Statnett de siste årene foretatt en betydelig rekruttering og styrking av organisasjonen. Vi har utviklet nye modeller for samarbeid med eksterne leverandører, der en større andel av arbeidet gjøres utenfor Statnett. Statnett vil fremover også utrede gjennomføringsmodeller der regionale selskaper, eller andre, kan spille en enda større rolle i byggingen av neste generasjon sentralnett.

4.6 Justering av Statnetts nettutviklingsplan

For å sikre gjennomføring av de viktigste prosjektene først, og ivareta hensynet til en sikker drift under gjennomføringen, har Statnett konkretisert og justert fremdriftsplanene sammenlignet med det som ble presentert i Nettutviklingsplan 2010.

- I hovedsak vil fremdriftsplanene for igangsatte byggeprosjekter overholdes.
- Den totale mengden reinvesteringsprosjekter er økt betydelig.
- Omfattende økning av transformatorkapasiteten i Østlandsområdet for å ivareta forsyningssikkerheten er planlagt.
- Fremdriftsplanen for de store ledningsprosjektene i nord er justert, for å ta høyde for at konsesjonsprosessene tar lenger tid enn tidligere forutsatt.

Dette vil også gi en mer rasjonell ressursbruk i disse prosjektene. Skaidi-Varangerbotn bygges etter ferdigstillelse av Ofoten-Balsfjord-Hammerfest.

- Namsos-Roan-Storheia og tilhørende spenningsoppgraderinger i Midt-Norge har fått justerte fremdriftsplaner for å reflektere konsesjonsbehandlingen og sikre mer effektiv ressursbruk.
- Storheia-Orkdal/Trollheim og tilhørende spenningsoppgraderinger i Midt-Norge har fått justerte fremdriftsplaner for å reflektere konsesjonsbehandlingen og sikre mer effektiv ressursbruk.
- Spenningsoppgraderinger i vestre korridor på Sørlandet har fått justerte fremdriftsplaner på grunn av de kompliserte driftsforholdene på Sørlandet, og som følge av resultatene fra Sørlandsstudien.
- Sydvestlinken og tilhørende spenningsoppgraderinger på Østlandet er utsatt fra 2016/17 til 2019/20.
- Ambisjonsnivået for nye utenlandsforbindelser er redusert. NorNed2 er utsatt på ubestemt tid. I tillegg har vi utsatt idriftsettelsestidspunkt for kabler til Tyskland og England fra 2016/18 til 2018/21.

4.7 Omfanget av planen

Statnett har de siste årene erfart at omfanget og kostnadsestimatene vokser for de større prosjektene våre i perioden frem mot investeringsbeslutning. Samfunnsprosessene har også gjort det nødvendig i en del tilfeller å velge mer kostbare løsninger for utbyggingsprosjektene våre enn det som opprinnelig ble konsesjonssøkt og utredet. Samtidig har noen prosjekter blitt skjøvet ut i tid og har havnet utenfor tiårsperioden frem til 2021.

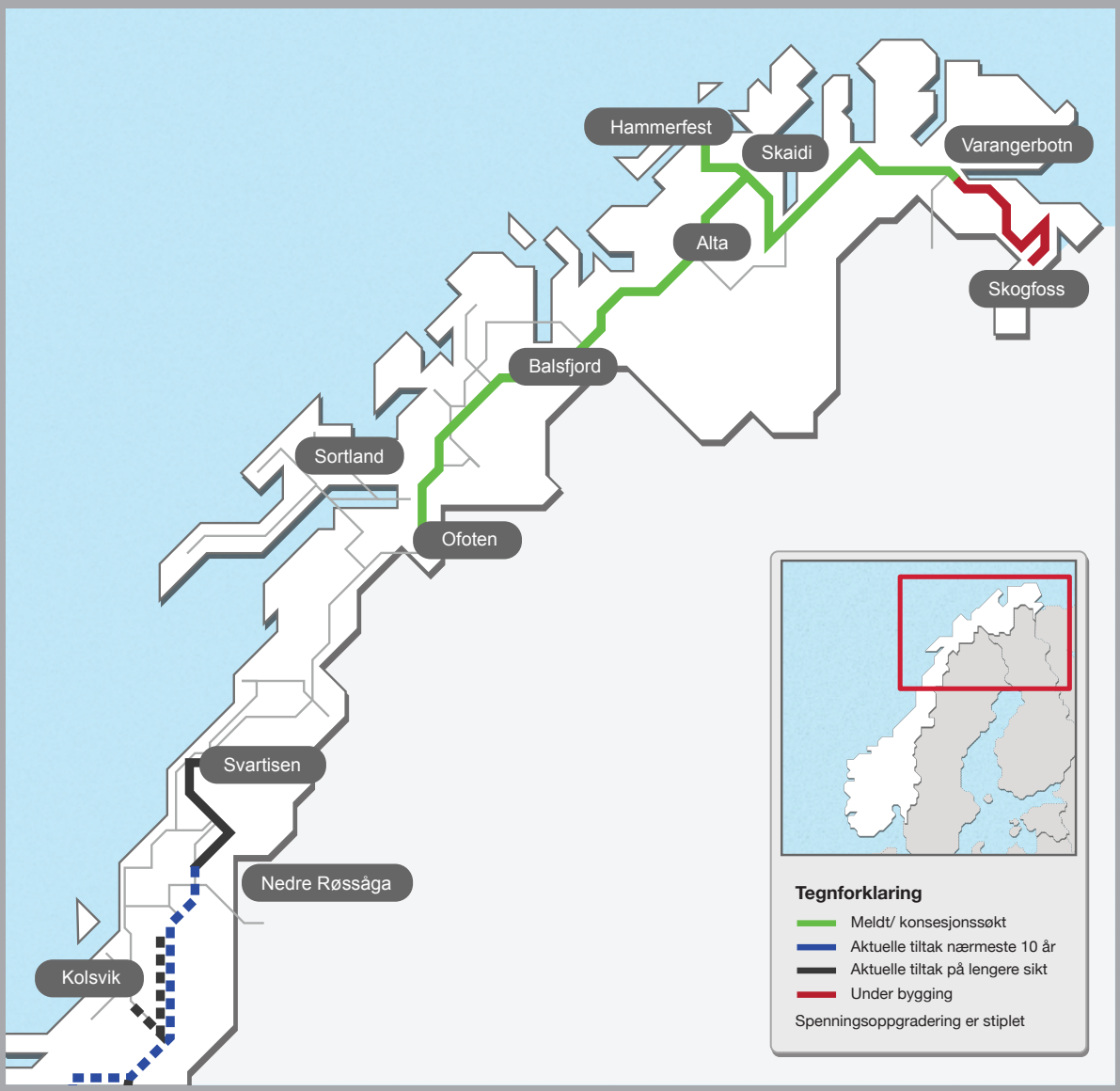
Statnett forventer investeringer i sentralnettet på 40-50 mrd kr i kommende tiårsperiode. Aktuelle tiltak i tiårsperioden omfatter bygging og ombygging i størrelsesorden 3000 km ledning, inkludert reinvesteringer. I tillegg kommer installasjon av utenlandsforbindelser. Tiltakene vil også innebære arbeid og investeringer i rundt 100 stasjoner, hvor enkelte stasjoner bygges om mens de er i drift. Stasjonsarbeidet varierer fra store ombygginger og nybygging til betydelig mindre omfattende tiltak som reinvestering av komponenter. Det samlede omfanget er betydelig større enn det som noen gang har vært bygget i sentralnettet og representerer en stor utfordring.

Ved å gjennomføre investeringene i nettutviklingsplanen vil nettleien for en gjennomsnittlig husholdning i Norge øke med om lag 4 øre/kWh i løpet av tiårsperioden, gitt dagens rammevilkår og tariffmodell. Dette tilsvarer i størrelsesorden 5 prosent av den totale strømkostnaden for en gjennomsnittlig husholdning.

De anbefalte tiltakene viser et høyt ambisjonsnivå. Planene gjenspeiler identifiserte utfordringer som observeres og forventes, og anbefaler tiltak som skal løse disse. Det stilles store krav til koordinering og planlegging for å sikre en god gjennomføring av tiltakene. Statnett er også avhengig av et godt samarbeid med lokalsamfunn, leverandører, kunder og kraftprodusenter for å gjennomføre planen. Statnett har derfor inngått en rekke samarbeidsavtaler med regionale nettselskaper og vektlegger tidlig dialog med lokalsamfunn enda sterkere enn før.

I de neste kapitlene gjennomgås den justerte nettutviklingsplanen med tilhørende prosjekter regionsvis.

5 Nettutvikling i Nord-Norge



FIGUR 5-1: HOVEDNETTET I NORD-NORGE MED PLANLAGTE NETTFORSTERKNINGER

5.1 Regionens særtrekk

Nord-Norge omfatter Finnmark, Troms, Nordland, samt deler av Nord-Trøndelag. Sentral- og regionalnettet i området avgrenses i nordøst mot Russland og Finland, i øst mot Sverige og i sør mot Midt-Norge (Tunnsjødal).

Området har samlet sett et kraftoverskudd på nærmere 5 TWh i et normalår. I Finnmark er kraftoverskuddet 0,7 TWh med stort kraftoverskudd på sommeren og tilsvarende underskudd om vinteren. I dette området er det mye uregulerbar vannkraftproduksjon som gir store sesongmessige variasjoner. For Nordland og Troms er det samlet sett et kraftoverskudd på ca 4,3 TWh, mens området nord for Ofoten har et kraftunderskudd på vinteren.

Nettet nord for Balsfjord har 132 kV som høyeste systemspenning og har begrenset overføringskapasitet. 132 kV-nettet er stort sett dublert, men mellom Adamselv og Lakselv er det kun én 132 kV-ledning. Fra Balsfjord via Ofoten og sørover til Røssåga går det en 420 kV-ledning. Fra Nedre Røssåga og sørover til Midt-Norge består sentralnettet av 2 stk 300 kV-ledninger. Nettet har tilknytning mot flere land på ulike spenningsnivå. Fra Kirkenes går det en 150 kV-ledning til kraftverket Boris Gleb i Russland. Fra Varangerbotn til Finland går det en 220 kV-ledning. Det går en 420 kV-ledning fra Ofoten til Sverige. I Nedre Røssåga går det en 220 kV-ledning til Sverige. Overføringsbehovet inn og ut av Nord-Norge påvirkes av forbruks- og produksjonsforhold i Nordland, Troms og Finnmark og av handel med Sverige, Finland og Russland.

Området mellom Ofoten og Tunnsjødal har mye industri, men likevel et stort kraftoverskudd som følge av store vannkraftverk som Kobbelv, Svartisen, Rana og Røssåga. Dominerende kraftflyt i denne regionen er fra nord mot sør. Kraftflyten på forbindelsen til Sverige er i hovedsak eksport på Nedre Røssåga-Ajaure.

5.2 Hovedutfordringer

- Svak forsyningssikkerhet i store deler av regionen som følge av gammelt og svakt nett
- Begrenset overføringskapasitet nord for Ofoten
- Forventet stor forbruksvekst i Finnmark, særlig i petroleumsindustrien
- Legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Nordland

Hovedutfordringen i Nord-Norge er på kort sikt å etablere tilstrekkelig overføringskapasitet fra Ofoten via Balsfjord og nordover til Skaidi/Hammerfest for å bedre forsyningssikkerheten til Finnmark. Dette vil legge til rette for ny næringsvirksomhet i Finnmark (petroleumsindustri, gruvedrift og annen industri). Det er knyttet stor usikkerhet til omfanget av nytt forbruk i årene som kommer og til hvor stort kraftbehovet fra land vil være. På noe lengre sikt er det behov for tiltak for å bedre forsyningssikkerheten til Lofoten og Vesterålen.

Det foreligger betydelige planer om mye ny fornybar kraft i hele dette området. Når det gjelder småkraft og vannkraft er potensialet størst i Nordland, mens de mange planene for vindkraft er mer spredt over hele området. Planene for nettutvikling i nordområdet er i hovedsak motivert av planene for nytt kraftforbruk. Det nye nettet vil samtidig legge godt til rette for betydelige mengder ny kraftproduksjon. Utbygging av mye nytt nett kun av hensynet til ny kraftproduksjon, fremstår ikke som rasjonelt på grunn av store avstander til forbrukstyngdepunkt.

Om sommeren er det ofte høye spenninger i «Nordnettet», som er alt 132 kV nett nord for Kvanndal og helt til Øst-Finnmark. Dette skyldes nettets store utstrekning som innebærer at spenningen stiger over lange ledningsforbindelser. For å redusere overspenningene er det installert reaktorer.

I enkelte perioder med høyt forbruk og lite vann i magasinene, har det vært utfordringer knyttet til forsyningen av området mellom Ofoten og Goulas og nettet har i perioder vært driftet med redusert driftssikkerhet (N-0). Overskudd på sommerstid gir behov for økt kapasitet ut av området.

5.3 Utviklingstrekk og strategi for nettutviklingen i området

Hovedstrategi for området består av tiltak for å bedre forsyningssikkerheten. De mange utfallene vinteren 2010/11, hvor det blant annet var nødvendig med sonevise utkoblinger av større forbruk/områder under bygger behovet for å bedre forsyningssikkerheten i Nord-Norge.

> *Hovedstrategi for området består av tiltak for å bedre forsyningssikkerheten*

I påvente av mer permanente nettforsterkningstiltak vedtatt mindre, midlertidige tiltak i form av reaktive kompenseringer som løser problemene på kort og mellomlang sikt. Dette gjelder blant annet for forsyningen av Hammerfest-området og Lofoten og Vesterålen.

5.3.1 Større nettforsterkningstiltak som er under bygging

Ny 132 kV-ledning Varangerbotn-Skogfoss er under bygging for å sikre kraftforsyningen inn mot Sør-Varanger. Ledningen var opprinnelig konsesjonssøkt

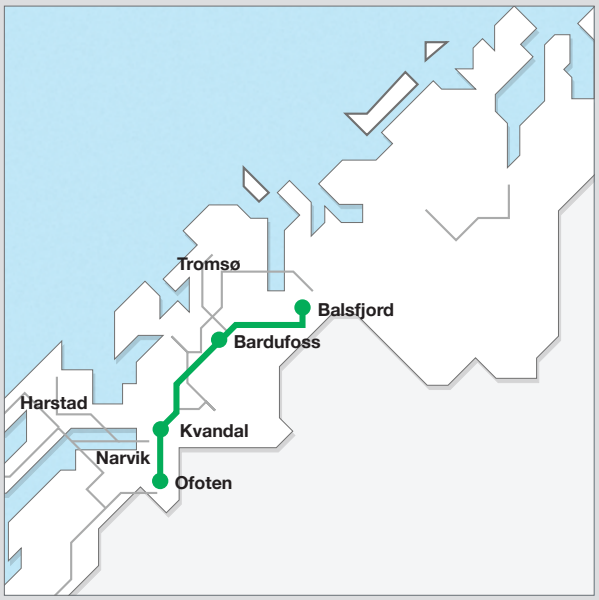
av Varanger Kraft, men Statnett har overtatt anleggskonsesjonen og står for utbyggingen. Ledningen erstatter eksisterende 66 kV-ledning Varangerbotn-Bjørnevatn, som har begrenset overføringskapasitet og nærmer seg utløpet av teknisk levetid.

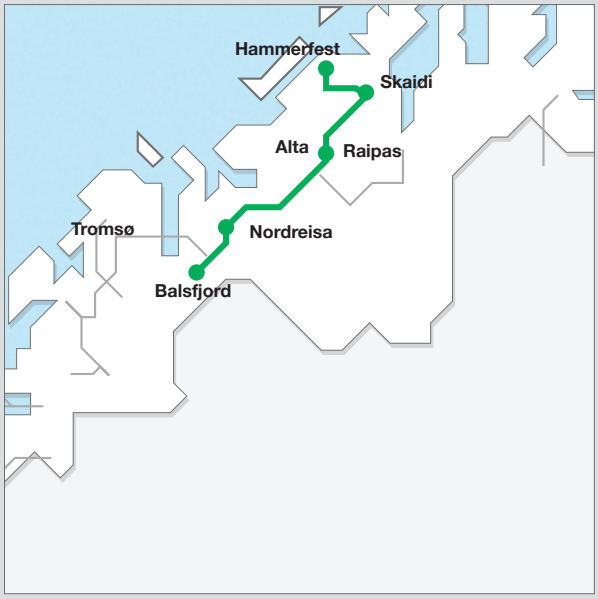
I tillegg pågår en rekke tiltak for å bedre transformatorstasjonene i regionen:

- Varangerbotn transformatorstasjon rehabiliteres. Det planlegges å reinvestere i 132 kV-anlegget (apparat- og kontrollanlegg), samt bygge nytt kontrollhus i stasjonen. Tiltaket skal etter planen være ferdig i 2012.
- For å sikre forsyningen til Narvik økes kapasiteten i Narvik transformatorstasjon. Transformatoren er satt i drift og byggearbeidene fullføres tidlig i 2012.
- I Sortland er det besluttet økt transformatorkapasitet for å dekke eksisterende forbruk og forventet forbruksøkning. Tiltaket skal etter planen være ferdig i 2012.

I tillegg har Statnett vedtatt å anskaffe seks reservetransformatorer, hvorav fire skal installeres i Nord-Norge. Adamselv og Kanstadbotn ble levert i 2010, mens Nedre Røssåga og Varangerbotn ble levert i 2011. Av disse er tre transformatorer installert.

Ofoten – Balsfjord og Balsfjord – Hammerfest





Ofoten – Balsfjord

420 ledningen Ofoten-Balsfjord ble konsesjonssøkt i mai 2010. Tilleggssøknad ble sendt i mai 2011. Tiltaket vil bedre forsyningssikkerheten og legge til rette for industrivekst og økt verdiskapning, samt ny fornybar produksjon i landsdelen. Det er allerede i dag perioder med flaskehalser over Ofoten-snittet som løses med spesialreguleringer og tidvis også N-0 drift. Flere utfall vinteren 2011 viser hvor sårbart nettet er. Statnett jobber for å få på plass ny ledning Ofoten-Balsfjord snarest mulig, for å sikre tilstrekkelig forsyningssikkerhet for eksisterende forbruk, samt legge til rette for planlagte forbruksøkninger i forbindelse med Goliat-feltet, økt uttak på Snøhvit I og gjenåpning av gruvedriften i Sør-Varanger. Ledningen mellom Ofoten og Balsfjord er en forutsetning for at ledningen Balsfjord–Hammerfest skal fungere optimalt.

Fakta

- 420 kV
- Ca 160 km lang
- Berører 7 kommuner

Balsfjord-Hammerfest

En ny 420 ledning Balsfjord-Hammerfest ble konsesjonssøkt våren 2009. Tilleggssøknad ble sendt i mai 2011. Bardufoss vurderes nå som et bedre utgangspunkt for ledningen enn Balsfjord. Ledningen er nødvendig for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet til Finnmark, og er i tillegg nødvendig for å kunne forsyne forventet forbruksvekst. Alene vil Balsfjord-Hammerfest ikke tilfredsstille Statnetts driftskriterier. Når Snøhvit II kobles til nettet, vil det være nødvendig å utvikle systemvern for å takle utfall av den samme ledningen.

Ofoten-Balsfjord og Balsfjord-Hammerfest vil sammen med økt forbruk legge til rette mye ny fornybar kraftproduksjon nord for Ofoten. Endelig konsesjon for ledningen ventes i løpet av 2012

Fakta

- 420 kV
- Ca 370 km lang
- Berører 8 kommuner

5.3.2 Planlagte tiltak

En ny 420 kV-ledning Skaidi-Varangerbotn ble meldt i mai 2010. Ledningen er planlagt som en del av en fremtidig «Arctic Circle» i nordområdene. Eksisterende nett i Finnmark har lite kapasitet til å håndtere endringer i både forbruk og kraftproduksjon. Tiltaket vil først og fremst være knyttet til en mulig større forbruksøkning i Øst-Finnmark og/eller behov for å bedre forsyningssikkerheten til planlagt forbruk lengre vest. Det vil også legge til rette for innmating av ny fornybar produksjon (vindkraft). Ledningen vil bygges etter ferdigstilling av Ofoten Balsfjord-Hammerfest, og vil derfor trolig idriftsettes etter 2020.

Ny 420 kV Varangerbotn-Finland er en aktuell videreføring av en ny forbindelse fra Skaidi til Varangerbotn etter 2020 og vil medføre betydelig kapasitetsøkning, samt bedret driftssikkerhet ved en større forbruksøkning i Finnmark. Tiltaket vil også være gunstig for ny vindkraftproduksjon. Dagens ledning mellom Finnmark og Finland har begrenset kapasitet (100 MW ut fra dynamiske forhold). Et slikt tiltak kan på lengre sikt legge til rette for sanering av ledninger mellom Balsfjord og Varangerbotn.

For å bedre forsyningssikkerheten til Lofoten og Vesterålen på kort og mellomlang sikt skal det installeres reaktiv kompensering. Tiltaket omfatter én SVC på Sortland og to kondensatorbatterier i Kilbotn- og Melbu transformatorstasjoner. Planlagt idriftsettelse er 2013. På grunn av alder, tilstand og kapasitet i 132 kV-nettet i Lofoten og Vesterålen må det settes i gang en prosess for langsiktig nettutvikling i området. Statnett forventer ikke at Lofoten og Vesterålen åpnes for petroleumsaktivitet før etter 2025.

For å sikre forsyningssikkerheten i Skaidi-området frem til Balsfjord-Hammerfest er bygget, vil Statnett og ENI installere reaktiv effekt ved Hammerfest (SVC-anlegg), samt økt kondensatorbatterikapasitet i Skaidi-, Lakselv- og Alta transformatorstasjoner. Statnett har besluttet å temperaturoppgradere 132 kV-ledningene Adamselv–Lakselv og Alta Kraftverk–Alta for å fjerne kjente flaskehalser. Dette vil bedre forsyningssikkerheten. I tillegg vurderes fem 132 kV-ledninger mellom Balsfjord og Alta for temperaturoppgradering.

Statnett planlegger å installere reaktorer i Svartisen og Bardufoss for å overholde spenningsgrenser.

Statnett planlegger flere utbedringer og kapasitetsøkninger i transformatorstasjonene i regionen, både for å sikre en mer stabil forsyning og for å muliggjøre utbygging av småkraft:

- Det er søkt om konsesjon på ny stasjonsløsning i Salten transformatorstasjon for å redusere konsekvenser ved feil, samt gi plass til økt transformering for å realisere forventet ny småkraft.
- Ny transformering i Kobbelv og Svartisen. Transformeringen vil gi tosidig forsyning til Nord-Salten Kraftlag sitt område, bedre forsyningssikkerheten,

samt legge til rette for småkraft som er planlagt i området.

- Statnett har i tillegg fått konsesjon på økt transformeringskapasitet i Kolsvik i forbindelse med planlagt ny vindkraftproduksjon på Ytre Vikna.

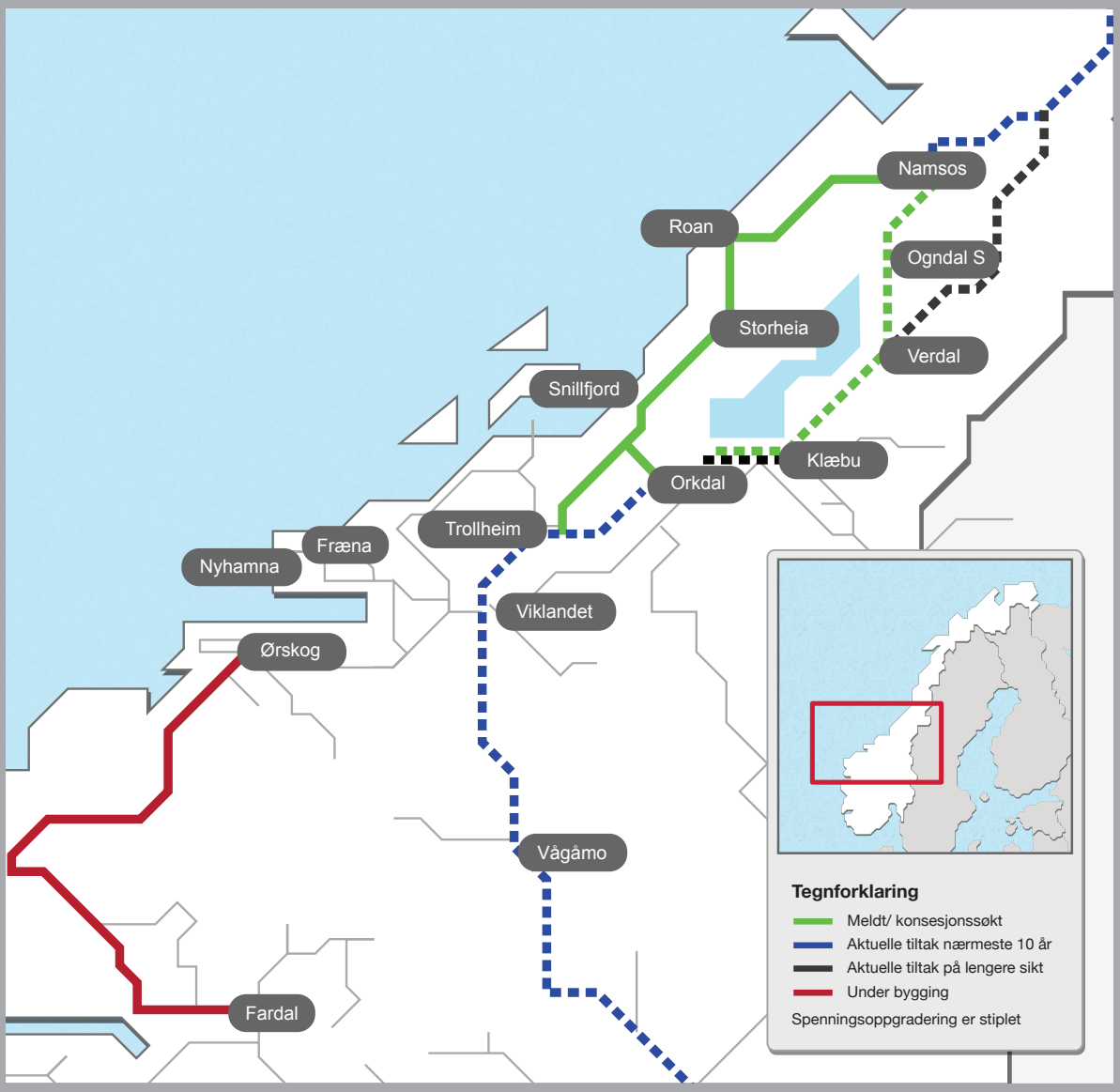
Norge har i dag mulighet til å importere inntil ca 50 MW fra det russiske kraftverket i Boris Gleb. Normalt er kapasiteten på denne forbindelsen begrenset til 28 MW. Statnett bygger en ny kraftledning fra Varangerbotn til Skogfoss som forventes idriftssatt i fjerde kvartal 2013. Ledningen dobler forsyning mot Sør-Varanger og muliggjør økning i forbruk og produksjon. Statnett er i dialog med Inter-RAO om å utvikle en ny HVDC-forbindelse mellom Skogfoss og Nikkel i Russland med en planlagt kapasitet på 100-150 MW i første fase og senere 250-300 MW i fase 2. En eventuell fase 2 vil ikke være mulig før etter at 420 kV Skaidi-Varangerbotn er bygget.

Prosjekter i Nord-Norge

Under gjennomføring	Kostnads-ramme	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Reservetransformatorer Nord-Norge	180	2010	2011-2012	Forsyningssikkerhet	
Sortland, økt transformeringskapasitet	80	2011	2012	Forsyningssikkerhet	Endelig konsesjon feb 2011
Hyggevatn SVC	40	2011	2013	Forsyningssikkerhet Hammerfest	Utføres av ENI
Varangerbotn-Skogfoss, ny ledning	490	2007	2013	Forsyningssikkerhet Sør-Varanger	Endelig konsesjon jun 2007
Reaktorer i Svartisen og Bardufoss	100	2011	2013	Myndighetspålegg, forsyningssikkerhet	
Pågående konseptvurderinger	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Skaidi og Alta, kondensatorbatterier	20-40	2012	1 år	Forsyningssikkerhet	
Tjeldsundet kabelanlegg, innskutt på ledning 132kV Kvandal-Kanstadbotn	80-100	2012	1 år	Forsyningssikkerhet	Konsesjon søkt mar 2011
Reaktiv kompensering Lofoten/Vesterålen	100-150	2012	2 år	Forsyningssikkerhet Lofoten og Vesterålen kort/mellomlang sikt	
Kobbelv – Ny transformering	100-150	2012	2-3 år	Ny fornybar kraft-produksjon	
Ofoten–Balsfjord 420 kV ledning	2000-3000	2013	2-3 år	Forsyningssikkerhet	Konsesjon søkt mai 2010
Salten, ny stasjonsløsning	250-350	2013	2-3 år	Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	Er konsesjonssøkt
Svartisen – Ny transformering	80-100	2013	3 år	Forsyningssikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon	Ses i sammenheng med Nordlandsnett sin søknad, ikke søkt ennå
Balsfjord-Hammerfest 420 kV ledning	4000-6000	2013	4-5 år	Forsyningssikkerhet, forbruksøkning, ny fornybar kraftproduksjon	Konsesjon søkt mai 2009
Nedre Røssåga – Namsos, spenningsoppgradering	500-1000	2015	3-4 år	Økt kraftoverskudd, ny fornybar kraftproduksjon	
Skaidi-Varangerbotn	2000-4000	2016-2018	4 år	Økt forbruk og ny fornybar kraftproduksjon	Melding sendt juni 2010 Bygging starter etter at Ofoten–Balsfjord–Hammer-fest er fullført
Pågående konseptvurderinger	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Svartisen-Nedre Røssåga	800-1200			Ny fornybar kraftproduksjon	
Økt kapasitet mot Russland				Økt handelskapasitet mot Russland	
Tunnsjødal, Trofors og Kolsvik – transformeringskapasitet				Ny fornybar kraftproduksjon	

TABELL 5-1: PLANLAGTE NETTUTVIKLINGSPROSJEKTER NORD-NORGE

6 Nettutvikling i Midt-Norge



FIGUR 6-1: HOVEDNETTET I MIDT-NORGE MED PLANLAGTE NETTFORSTERKNINGER

6.1 Regionens særtrekk

Midt-Norge omfatter Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag samt mesteparten av Nord-Trøndelag. Området har de senere årene hatt en stor forbruksvekst innenfor industri og petroleumsvirksomhet, uten særlig økning i kraftproduksjonen. Dette har medført et kraftunderskudd på 7-8 TWh (normalår), som primært er knyttet til Møre og Romsdal. Faktisk import har i perioden 2006-10 variert mellom 5,3 og 8,1 TWh. Kraftunderskuddet dekkes opp av kraftflyt på to 300 kV-ledninger nordfra og på den oppgraderte 420 kV-forbindelsen fra Sverige.

Det er i dag begrenset overføringskapasitet inn og ut av området. Dagens overføringskapasitet inn til området er ikke tilstrekkelig dimensjonert til å sikre forsyningen i alle situasjoner. Utfordringene er først og fremst knyttet til energiknapphet ved vinter-/vårperioden i tørre år. På kort sikt er det nødvendig å basere seg på systemvern i form av belastningsfrakobling (BFK), noe som gir mulighet for å øke overføringskapasiteten inn til området. Uten BFK må overføringskapasiteten settes lavere, og risikoen for økte kraftpriser og rasjonering av forbruk øker. Med økt forbruk i området uten en tilsvarende økning av produksjonen, kan situasjonen også bli anstrengt i normalår.

> *Dagens overførings-kapasitet inn til området er ikke tilstrekkelig dimensjonert til å sikre forsyningen i alle situasjoner*

Det er planer om økt forbruk ved eksisterende og ny kraftintensiv industrivirksomhet i området. Dette gjelder delvis nye planer og delvis en gradvis innfasing av industriforbruk som ble faset ut i forbindelse med finanskrisen. Det er muligheter for en større forbruksvekst knyttet til petroleumsvirksomheten i området. Elektrifisering av nye og utvidelser av eksisterende felt i Norskehavet vurderes også. Når det gjelder dagens utfordringer med forsyningen i Midt-Norge, vil større forbruksøkninger være krevende for kraftsystemet inntil ny overføringskapasitet er i drift.

Midt-Norge har gunstige forhold for etablering av ny fornybar kraftproduksjon. På Fosen og i Snillfjord-området foreligger det mange planer om ny vindkraftproduksjon. Det er tidligere gitt konsesjon til enkelte vindkraftverk i området som så langt ikke er bygget. Det er også planer om mye ny småskala vannkraftproduksjon. Småkraften er lokalisert mer spredt i fylkene, men hovedtyngden er lengst nord og sør i området.

En eventuell økning i kraftoverføringen fra nord til sør som følge av utbygging av ny fornybar produksjon i Nordland vil begrenses av overføringskapasiteten gjennom Midt-Norge og kan få betydning for nett-utviklingen i regionen på sikt.

6.2 Hovedutfordringer

- Begrenset overføringskapasitet inn til området ved vinter-/vårperioden i tørrår
- Økt industriforbruk
- Svak forsyningssikkerhet i underliggende nett (Sunnmøre og Orkdal)
- Legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon
- Begrenset overføringskapasitet nord-sør og mot Østlandet

Det økte kraftunderskuddet kombinert med begrenset overføringskapasitet inn til området har ført til stor bekymring omkring forsyningssikkerheten i regionen. Dagens system er ikke tilstrekkelig dimensjonert for å håndtere tørrår uten bruk av systemvern. Med forventet forbruksøkning blir også normalårene utfordrende.

Det vurderes nå økt industriaktivitet både i Møre og Romsdal og i Sør-Trøndelag, samt innen petroleumsindustrien på Nyhamna. Statnett er svært skeptisk til særlig økt forbruk i Midt-Norge før overføringskapasiteten inn til området er økt, eller det er etablert tilstrekkelig ny kraftproduksjon.

Eksisterende nett i områdene på Fosen og i Snillfjordområdet har lavere spenningsnivå, og er ikke dimensjonert for å kunne ta inn nevneverdig ny kraftproduksjon. Ny vindkraftproduksjon i disse områdene forutsetter derfor nye overføringsforbindelser. Det er også planer om vindkraft i andre områder (Ytre Vikna, Nordmøre, Sunnmøre), hvor utfordringene i sentralnettet primært er knyttet til transformeringskapasiteten mellom regionalnett og sentralnettet. Transformeringskapasiteten vil i enkelte områder også være en begrensing for planlagt småkraft. Avhengig av omfanget ny kraftproduksjon i eller nord for Midt-Norge, vil overføringskapasiteten nord-sør både gjennom Midt-Norge og videre sørover mot Østlandet kunne bli en begrensning.

6.3 Utviklingstrekk og strategi for nett-utviklingen i området

Statnett har gjennomført og planlagt flere tiltak for å sikre kraftforsyningen til Midt-Norge på kort sikt. Det er gjort tiltak for å bedre spenningsforholdene og dermed øke overføringskapasiteten inn til området. Det er anskaffet

Ørskog-Fardal (Sogndal)

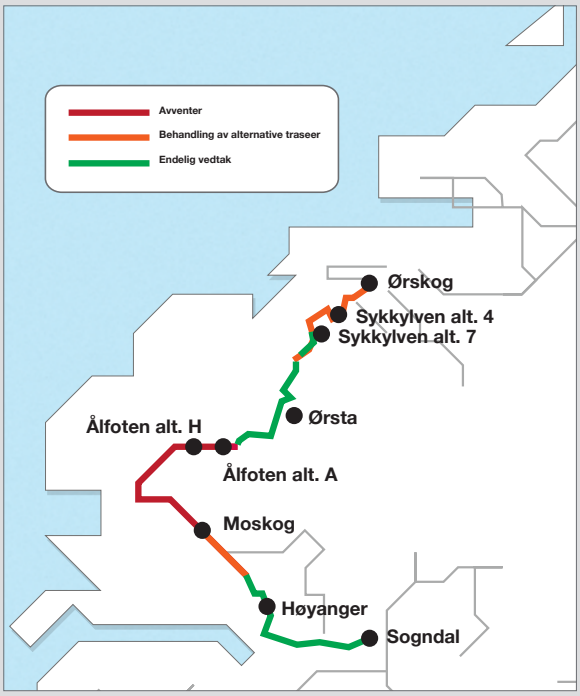
Bakgrunn og behov
Statnett vil bygge en ny 420 kV-ledning mellom Ørskog i Møre og Romsdal og Fardal (Sogndal) i Sogn og Fjordane for å sikre Midt-Norge en god strømforsyning. I tillegg vil ledningen styrke nettet for å realisere fornybar kraftproduksjon på Sunnmøre og i Sogn og Fjordane, hvor det er mange planer spesielt for ny småkraftproduksjon.

Midt-Norge har et energiunderskudd på i underkant av 8 TWh i et normalår. Dette tilsvarer et årlig forbruk på 400.000 eneboliger med et gjennomsnittlig forbruk på 20.000 kWh per år. Dagens overføringskapasitet inn til området er ikke tilstrekkelig til å håndtere et økt importbehov på ettervinter/vår i tørre år. Med et stort underskudd er nettet også mer sårbart for langvarige feil.

I Sogn og Fjordane og på Sunnmøre har ikke nettet lenger kapasitet til å ta inn ny kraftproduksjon. Det vil si at småkraftverk og ny fornybar kraftproduksjon ikke vil bli realisert før det blir bygget nye overføringsledninger. Bare i Sogn og Fjordane ligger det nå ca 100 småkraftprosjekt på vent for behandling hos NVE. En ny ledning mellom Ørskog og Fardal er det tiltaket som er mest robust for å møte fremtidige endringer av produksjon og forbruk i regionen.

Status og fremdrift
NVE ga konsesjon til Ørskog-Fardal (Sogndal) i juni 2009, men vedtaket ble påklaget. OED har gitt endelig konsesjon på strekningene Ørsta-Hundvikfjorden og Moskog-Sogndal. Det er omsøkt alternative traseer mellom Hundvikfjorden og Moskog, samt to alternative løsninger til konsesjonsgitt løsning (NVE) mellom Ørsta og Ørskog. Tiltaket planlegges i drift i løpet av 2015, forutsatt at endelig konsesjonsvedtak for hele strekningen som luftledning fattes i 2011.

Fakta
- 295 km kraftledning med ca 800 master.
- Fem nye transformatorstasjoner (Sogndal, Høyanger, Moskog, Ålfoten og Ørsta).
- Sanering av Fardal transformatorstasjon i Sogndal og fjerning av over 100 km eksisterende stålmastledninger.



reservekraftverk med til sammen 300 MW kapasitet, som kan tas i bruk i svært anstrengte kraftsituasjoner. Det er også etablert systemvern som blant annet sikrer belastningsfrakobling ved utfall av sentrale ledninger/anlegg. Reservekraftverkene og systemvern er å betrakte som midlertidige tiltak i påvente av mer permanente løsninger for å sikre forsyningen til området. På lengre sikt er hovedstrategien å øke overføringskapasiteten inn til området og legge til rette for betydelig ny kraftproduksjon i området. Statnett vil bygge en ny overføringsforbindelse inn til Sunnmøre fra overskuddsområdet Sogn, en ny 420 kV ledning Ørskog-Fardal (Sogndal). Sammen med allerede gjennomførte nettforsterkningstiltak i og inn til Midt-Norge, vil ledningen gi en tilfredsstillende forsyningssituasjon for Midt-Norge.

Et annet prioritert tiltak for Statnett er å bygge en ny ytre forbindelse nord-sør over Fosen for å tilrettelegge for utbygging av planlagte vindkraftprosjekter i området. Investeringene i nytt nett fra Namsos over Fosen til Trollheim/Orkdal forutsetter at det blir utbygd tilstrekkelige mengder vindkraft i området, og planleggingen av nettforsterkningene og vindkraften må derfor koordineres. For å kunne ta inn planlagt vindkraftproduksjon på Fosen og i Snillfjordområdet må det etableres nye overføringsforbindelser med høy kapasitet over Fosen, videre til Snillfjord og inn mot sentralnettet sør for Trondheimsfjorden. En gjennomgående forbindelse over Fosen vil også være gunstig i sammenheng med en mulig økt kraftflyt sørover fra Nordland. Ny vindkraftproduksjon er under utbygging på Ytre Vikna, og det foreligger planer på Hitra og Frøya, på Nordmøre, på Sunnmøre og utenfor Nyhamna (offshore).

Statnett vil også, som et ledd i spenningsoppgraderingsprogrammet, oppgradere eksisterende 300 kV-nett i området. Planlagt spenningsoppgradering mellom Namsos og Klæbu, samt mellom Klæbu og Aura/Viklandet vil, sammen med den nye forbindelsen over Fosen, gi to parallelle 420 kV-ledninger og et sterkt nord-sør nett gjennom Midt-Norge. Uten ny

produksjon på Fosen vil imidlertid en bedre løsning for økt nord-sør kapasitet gjennom Midt-Norge kunne være å spenningsoppgradere eksisterende sentralnettsforbindelser i indre strøk. Utviklingen av overføringsnettet nord-sør i Norge må ses i sammenheng med etablering av ny kraftproduksjon nord og midt i Sverige og utviklingen av overføringskapasiteten nord-sør i Sverige.

I enkelte områder vil det også være behov for å etablere økt transformeringskapasitet (for eksempel Ørskog, Nordmøre, Tunnsjødal, Kolsvik) for å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon.

6.3.1 Større nettforsterkingstiltak som er under utbygging

Statnett har fattet beslutning om å bygge ny 420 kV Ørskog-Fardal (Sogndal). Tiltaket vil sikre forsyningen og legge til rette for nytt forbruk i Midt-Norge (se faktaboks s 55).

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

6.3.2 Planlagte tiltak

Forbindelsen Klæbu-Namsos planlegges spenningsoppgradert til 420 kV. Konsesjonssøknad ble sendt i juni 2010. På deler av strekningen er selve ledningen oppgradert som et ledd i FoU prosjekt for «arbeid under spenning» (AUS). Oppgradering av resten av ledningen og stasjonene vil igangsettes når konsesjon foreligger. Tiltaket vil isolert sett ikke medføre særlig ny overføringskapasitet, men vil sammen med en ny ledning fra Namsos til Møre medføre en betydelig kapasitetsøkning.

Spenningsoppgradering av ledningen videre nordover fra Namsos til Nedre Røssåga planlegges også. Sammen med andre aktuelle nye nettforsterkninger

Vindkraft på Fosen

Bakgrunn og behov

Med bakgrunn omfattende planer om vindkraft på Fosen og i Snillfjordområdet, planlegger Statnett en ny nord-sør forbindelse i ytre strøk gjennom Trøndelagsfylkene.

Dagens nett på Fosen har ikke kapasitet til å ta imot ny kraftproduksjon, og det må derfor bygges en ny ledning fra Fosen inn til sentralnettet i Namsos, ledningen Namsos-Roan-Storheia. Ved mer enn 800 MW vindkraft på Fosen, økt kraftoverskudd lengre nord, og/eller ny vindkraft i Snillfjordområdet, er det aktuelt å forlenge denne ledningen videre sørover over Trondheimsfjorden til Snillfjord og videre til Orkdal i Sør-Trøndelag og/eller Trollheim/Surnadal i Møre og Romsdal. Denne forbindelsen omtales som prosjektet Storheia – Orkdal/Trollheim.

Namsos-Roan-Storheia

Namsos–Roan–Storheia er knyttet til planene om ny vindkraftproduksjon på Fosen. Tiltaket vil, kombinert med spenningsoppgradering av Namsos–Klæbu, legge til rette for ca 800 MW vindkraft inn til Namsos. NVE ga i juni 2010 konsesjon til tiltaket, samtidig med konsesjon til fire vindkraftverk i området. Vedtaket er påklaget og behandles nå av OED. Endelig konsesjon ventes i 2012. Gjennomføring av tiltaket er avhengig av at det etableres vindkraft på Fosen, og beslutningsprosessen for ledningen koordineres med vindkraftverkene.

Fakta

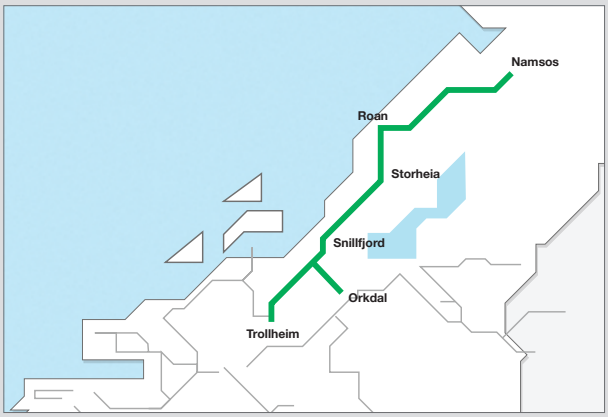
- Ca 120 km
- Nye transformatorstasjoner i Roan og Storheia
- Berører Overhalla, Namsos, Namdalseid, Osen, Roan og Åfjord kommuner

Storheia-Orkdal/Trollheim

En ny ledning fra Storheia over Trondheimsfjorden til Snillfjord og videre til Orkdal og/eller Trollheim planlegges for å legge til rette for ytterligere vindkraft på Fosen og vindkraft i Snillfjordområdet. Tiltaket ble konsesjonssøkt i mai 2010. Løsningen vil muliggjøre til sammen 1500-2000 MW ny kraftproduksjon på Fosen og i Snillfjordområdet, gitt at også 300 kV-ledningen mellom Klæbu og Aura oppgraderes til 420 kV.

Fakta

- Ca 130 km luftledning, herav 8 km sjøkabel, med endepunkt i Trollheim.
- Berører kommunene Roan, Åfjord, Rissa, Agdenes, Snillfjord, Orkdal, Hemne, Rindal og Surnadal
- Ny transformatorstasjon i Snillfjord, Orkdal og/eller Trollheim.



nord-sør vil dette gi en betydelig kapasitetsøkning.

Eksisterende 300 kV-ledning mellom Klæbu og Aura planlegges oppgradert til 420 kV Klæbu-Viklandet. Tiltaket er nødvendig dersom ny 420 kV-ledning Namsos-Fosen-Snillfjord-Orkdal/Trollheim med tilhørende vindkraftproduksjon på Fosen og i Snillfjord-området etableres. Som et minimum må ledningen oppgraderes sørover fra tilknytningspunktet for ledningen fra Snillfjord. Tiltaket er også gunstig ved mulig økt kraftflyt inn mot Midt-Norge fra nord, som følge av økt kraftoverskudd i Nordland.

Ny transformatorstasjon i Trollheim planlegges for å kunne ta imot ny fornybar kraftproduksjon i Nordmørsringen. Tiltaket er i tillegg gunstig for å avlaste ledningene Ranes-Aura og Nordheim-Kristiansund, som i perioder er høyt belastet allerede i dag. Det er aktuelt å øke transformeringskapasiteten i flere stasjoner, som følge av ny fornybar kraftproduksjon. En del steder vil transformeringskapasiteten økes i sammenheng med spenningsoppgraderingen til 420 kV. For øvrig vurderes behovet løpende i lys av utviklingen av ny kraftproduksjon.

Statnett planlegger å oppgradere eksisterende ledning mellom Aura/Viklandet og Østlandet. Tiltaket er nødvendig ved etablering av større mengder ny kraftproduksjon i og nord for Midt-Norge. Økt kraftoverskudd som følge av ny fornybar kraftproduksjon midt og nord i Norge og Sverige vil sammen med flere nye utenlandsforbindelser fra Sør-Norge og Sør-Sverige øke belastningen på ledningsnettet nord-sør både i Norge og Sverige.

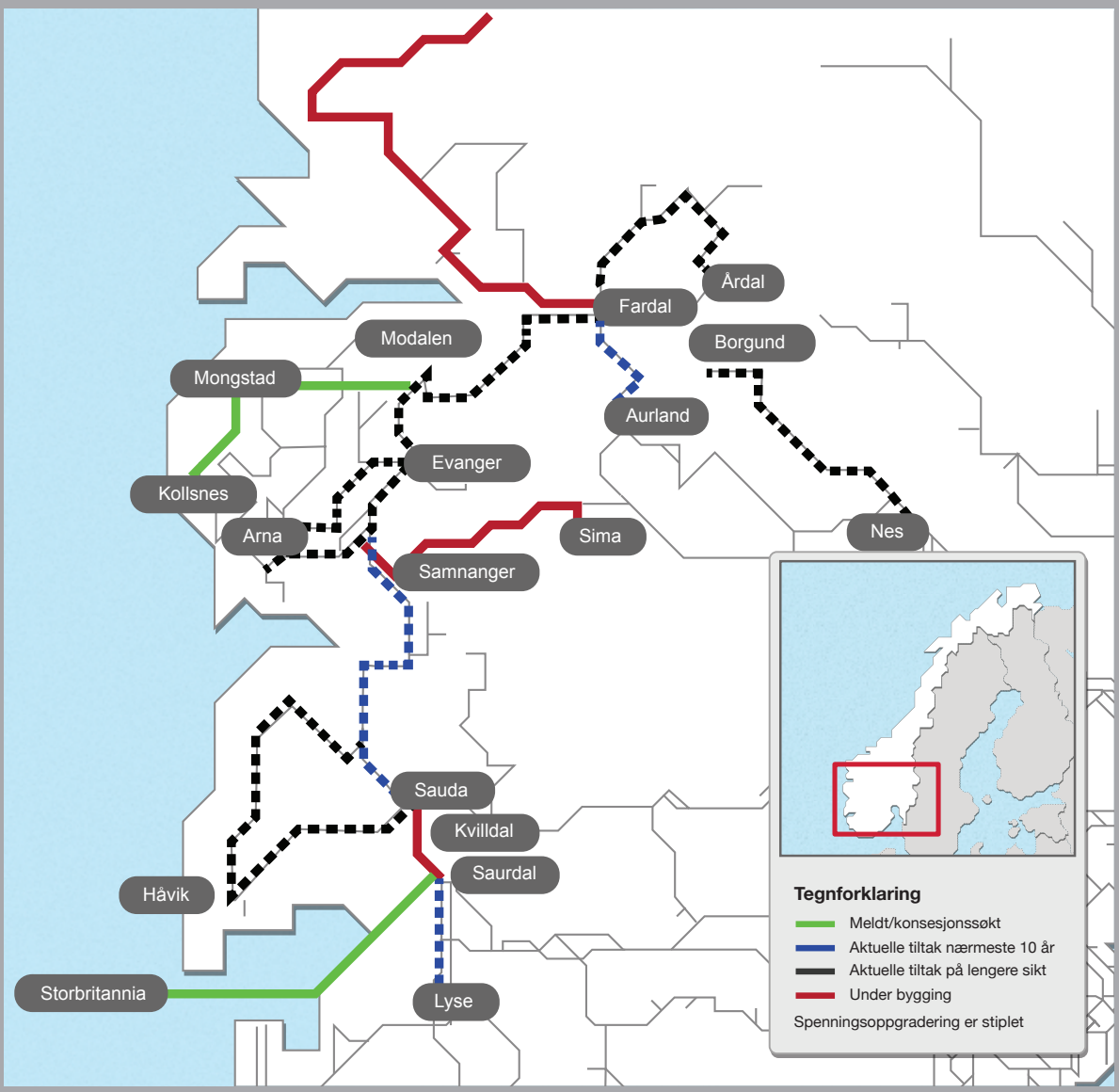
Ny 420 kV Namsos-Roan-Storheia og ny 420 kV-ledning fra Storheia over Trondheimsfjorden til Snillfjord og videre til Orkdal og/eller Trollheim planlegges i tilknytning til planene om ny vindkraftproduksjon på Fosen og i Snillfjordområdet (se faktaboks forrige side).

Prosjekter i Midt-Norge

Under gjennomføring	Kostnads-ramme	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Ørskog-Fardal (Sogndal) 420 kV ledning	4900	2011-2012	2015	Forsyningssikkerhet Midt-Norge og ny kraftproduksjon	Det er gitt konsesjon på deler av strekningen
Reaktorer Midt-Norge: Viklandet, Klæbu, Nea	200	2011	2013	Overholde spenningsgrenser	
Pågående konseptvurderinger	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Klæbu-Namsos, spenningsoppgradering	700-1000	2012	ca 3 år	Økt overføringskapasitet nord-sør og ny kraft-produksjon	Konsesjon søkt i mai 2010
Namsos-Roan-Storheia 420 kV ledning	800-1200	2012	3 år	Ny vindkraftproduksjon på Fosen	Konsesjon 2010, vedtak påklaget. Realisering avhenger av vindkrafts-produsentene
Storheia-Snillfjord-Orkdal/Trollheim 420 kV ledning	2000-3000	2013	4-5 år	Ny vindkraftproduksjon i Snillfjordområdet	Konsesjon søkt mai 2010. Realisering avhenger av vindkraftprodusentene
Trollheim – ny transformatorstasjon	200-300	2013-2014	2-3 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Klæbu-Aura/Viklandet, spenningsoppgradering	1000-1500	2014-2015	2-3 år	Økt overføringskapasitet nord-sør og ny kraftpro-duksjon	Må være på plass før Storheia-Snillfjord-Orkdal/ Trollheim
Pågående konseptvurderinger	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Orkdal – Transformatorkapasitet	40-60			Forsyningssikkerhet, nytt industriforbruk	
Viklandet-Fåberg, spenningsoppgradering	1500-2500			Økt overføringsbehov nord-sør/ny kraft-produksjon	

TABELL 8-1: PLANLAGTE NETTUTVIKLINGSPROSJEKTER I MIDT-NORGE

7 Nettutvikling i Vest-Norge



FIGUR 7-1: HOVEDNETTET I VEST-NORGE MED PLANLAGTE NETTFORSTERKNINGER

7.1 Regionens særtrekk

Vest-Norge strekker seg fra Boknafjorden i sør til Nordfjord i nord. Fylkene Sogn og Fjordane, Hordaland og nordre del av Rogaland inngår i området. Det kan deles inn i følgende geografiske og nettmessige områder: Sunnhordland, BKK-området mellom Hardangerfjorden og Sognefjorden og Sogn og Fjordane nord for Sognefjorden.

Karakteristiske trekk for området er store forbruksområder nær kysten og vannkraftproduksjon i fjelltraktene øst i området. Vestlandet er elektrisk sammenknyttet via én gjennomgående ledning fra nord til sør. Kobling mot resten av det norske og nordiske kraftsystemet går via Sauda i sør og fra Sogndal i nord. Regionens svake kobling til resten av kraftsystemet gir området betydelige utfordringer ved både stort produksjonsoverskudd som skal ut fra området, og ved stort importbehov på grunn av kraftunderskudd.

Store vannkraftproduksjonsenheter finnes i Ulla-Førre, Røldal/Suldal, BKK-området og i indre Sogn. Området får også forsyning fra gasskraftverk på Kårstø og Mongstad. De største forbrukssentra for alminnelig forsyning er Bergen og Haugesund. Området har i tillegg et stort industriforbruk lokalisert ved smelteverkene på Håvik, Husnes, Sauda, Odda, Årdal, Høyanger og Svelgen. I tillegg forbruker petroleumsindustrien, forsynt fra Kårstø, Kollsnes og Mongstad, betydelige kraftmengder. Nær 60 prosent av forbruket i regionen er industriforbruk. Regionen har ved normale nedbørsmengder et netto kraftoverskudd på 10 TWh med et kraftforbruk på ca 25 TWh.

Statnett eier det meste av sentralnettet i regionen, med unntak av Sunnhordland (SKL) og Bergenshalvøya (BKK).

7.2 Hovedutfordringer

- Svak forsyningssikkerhet for Bergensregionen (BKK-området)
- Overskudd av kraft i sommerhalvåret
- Underskudd ved tørrår i vinterhalvåret
- Svak kobling til resten av kraftsystemet
- Legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon

Som det fremgår over er regionen ved normale forhold i netto overskudd av kraft i et normalt nedbørsår. Nedbørsmengden, og i hvilke perioder den kommer, varierer sterkt og værtypen er ofte korrelert for hele området. Er det tørt i Sogn og Fjordane er det ofte også tørt sørover mot Rogaland. Det samme gjelder når det kommer mye regn på kort tid. Dette innebærer at behovet for å frakte betydelige energimengder ut og inn av området varierer betydelig etter den hydrologiske situasjonen og med strømforbruket i regionen.

> *Erfaringen har tydeliggjort behovet for å styrke nettkapasiteten mellom Vestlandet og omkringliggende områder*

De to foregående vintrene var kalde og tørre og satte kraftsystemet i regionen på harde prøver. Selv om deler av kraftkrevende industri har redusert sitt forbruk etter finanskrisen, var det likevel et rekordstort importbehov til Hordaland og Sogn og Fjordane. Lite tilgang på vann i magasinene bidro til situasjonen. Erfaringen har tydeliggjort behovet for å styrke nettkapasiteten mellom Vestlandet og omkringliggende områder. Spesielt har situasjonen i det såkalte BKK-området rundt Bergen fått oppmerksomhet de siste to vintrene. På grunn av lav overføringskapasitet inn mot området i perioder med høyt forbruk, har deler av Bergen by tidvis stått i fare for å miste strømforsyningen. I slike perioder bryter Statnett med driftspolicyen og N-1-kriteriet. Statnett har derfor tatt i bruk virkemidler som systemvern i området for å hindre at store deler av det alminnelige forbruket i Bergen faller ut ved en eventuell feilsituasjon.

7.3 Utviklingstrekk og strategi for nettutviklingen i området

Hovedstrategi for nettutviklingen i Vest-Norge er å øke overføringskapasiteten nord-sør og sikre en robust infrastruktur langs vestkysten av Norge. Videre vil det være viktig å øke kapasiteten inn og ut av regionen for import i perioder med lav produksjon i området og eksport i perioder med høy produksjon.

Vestlandet har et stort potensial for utbygging av småkraft. NVE har de siste årene gitt mange konsesjoner til småkraftverk som kun avventer tilgjengelig nettkapasitet før de blir realisert. Det er behov for betydelige investeringer i regional- og distribusjonsnett for å kunne ta imot denne produksjonen, men også i sentralnettet er det behov for store investeringer.

Statnett har i 2010 og 2011 sammen med Vestlandsalliansen (SKL, BKK, SFE og Tafjord) gjennomført en studie av behov for nytt sentralnett dersom en betydelig andel av fornybarpotensialet i området realiseres. Statnett forventer at en betydelig andel av kraften som skal realiseres som følge av det grønne sertifikatmarkedet blir bygget på Vestlandet, ettersom utbyggingskostnadene er lave og avstanden til markedet er kort. Studien viser at det er behov for ytterligere nettforsterkninger ut over byggingen av 420 kV-ledningene Sima-Samnanger og Ørskog-Fardal (Sogndal). Dette kommenteres nærmere under

planlagte tiltak på side 62.

Statnett har gjennomført en studie av behovet og mulighetene for nettforsterkninger dersom Hydro relanserer sitt ønske om å øke kapasiteten på smelteverket på Karmøy. I hovedtrekk vil Statnett avvente nye nettiltak til Hydro fatter investeringsbeslutning. I første omgang vil økt aluminiumsproduksjon kreve at det installeres reaktiv kompensering, et SVC-anlegg, for å sikre at eksisterende nett kan utnyttes optimalt. Videre fremstår bygging av en ny ledning Kårstø-Håvik som et godt første skritt i en større oppgradering av nettet fra Blåfalli via Håvik til Sauda. Tilsvarende tiltak vil også være nødvendig ved elektrifisering av ny petroleumsvirksomhet vest for Karmøy.

Statnett har konsesjon for tilknytning av en utenlandsforbindelse til England i Kvilldal. Det arbeides med flere kabelprosjekter i Statnett. Rekkefølge for realisering vil avhenge av blant annet kommersielle vilkår og hvordan hver enkelt og summen av flere forbindelser påvirker det landbaserte vekselstrømnettet.

7.3.1 Større nettforsterkingstiltak under utbygging

Sauda – Saurdal er under bygging og planlagt idriftsatt snart (2011/2012). Ledningen ivaretar behovet for økt kapasitet inn og ut fra Vestlandet i korridoren øst for Sauda. Den nye ledningen legger til rette for arbeid med spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV på Sør-Vestlandet. Det viktigste tiltaket i regionen er Sima–Samnanger. Se faktaboks.

Sima-Samnanger

Bakgrunn og behov

Statnett bygger en ny 420 kV-forbindelse Sima–Samnanger for å bedre overføringskapasiteten og sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet inn mot BKK-området. Det er i dag et betydelig kraftunderskudd i Hordaland nord for Hardangerfjorden. Utfall av enkeltledninger inn mot området kan i dag føre til mørklegging eller forbruksutkoblinger i BKK-området. Sima–Samnanger vil gi høy overføringskapasitet og sikre forsyningen inn mot området i vinterhalvåret. Samtidig vil ledningen styrke nettkapasiteten ut av området for ny fornybar produksjon i Hordaland i sommerhalvåret. Forbindelsen er en forutsetning for videre utvikling og ombygging av eksisterende ledninger (spenningsoppgradering) i området.

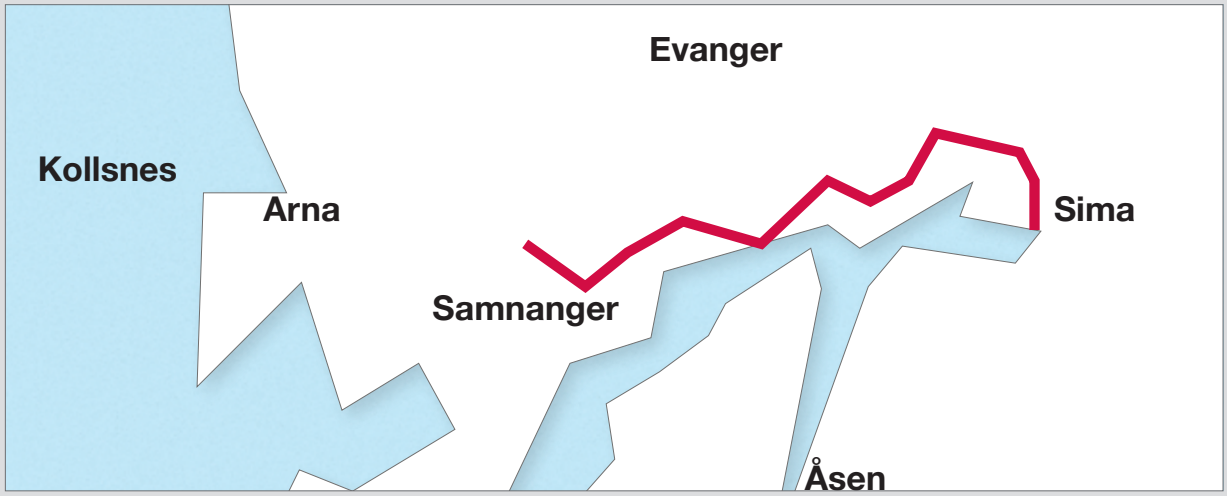
Ny 420 kV-ledning Sima–Samnanger ble konsesjonssøkt i mai 2006 og konsesjon ble innvilget av NVE i mai 2008. Vedtaket ble påklaget til OED, som 2. juli 2010 besluttet å opprettholde NVEs vedtak om å gi Statnett konsesjon til å bygge ledningen. OED besluttet samtidig å iverksette ytterligere avbøtende tiltak for å redusere ulempene med ledningen. Blant annet er Statnett pålagt å legge om 300 kV-kraftledningen mellom Mauranger og Samnanger ved Kvamskogen, slik at den går parallelt med Sima–Samnanger de siste 11 km inn til Samnanger stasjon. Statnett er i tillegg blitt bedt om å søke konsesjon for å bygge en transformatorstasjon i Øystese. Dermed legges det til rette for sanering av 132 kV kraftledningen mellom Samnanger og Norheimsund. Regjeringen besluttet senere i august 2010 en fornyet gjennomgang av blant annet sjøkabelalternativet innen 1. februar 2011. Resultatet ble at vedtaket om luftledning langs hele strekningen ble opprettholdt. Ledningen er nå under bygging og forventes ferdigstilt i 2013. Dersom det vedtas en transformatorstasjon i Øystese vil den ikke stå ferdig før etter at ledningen er på plass.

Status og fremdrift

Per oktober 2011 er fundament for 146 master ferdig støpt og 102 master er montert. Totalt inngår ca 290 mastepunkt i hele prosjektet.

Fakta

- Spenningsnivå: 420 kV
- Lengde: 92,3 km
- Berører kommunene Eidfjord, Ulvik, Granvin, Kvam og Samnanger

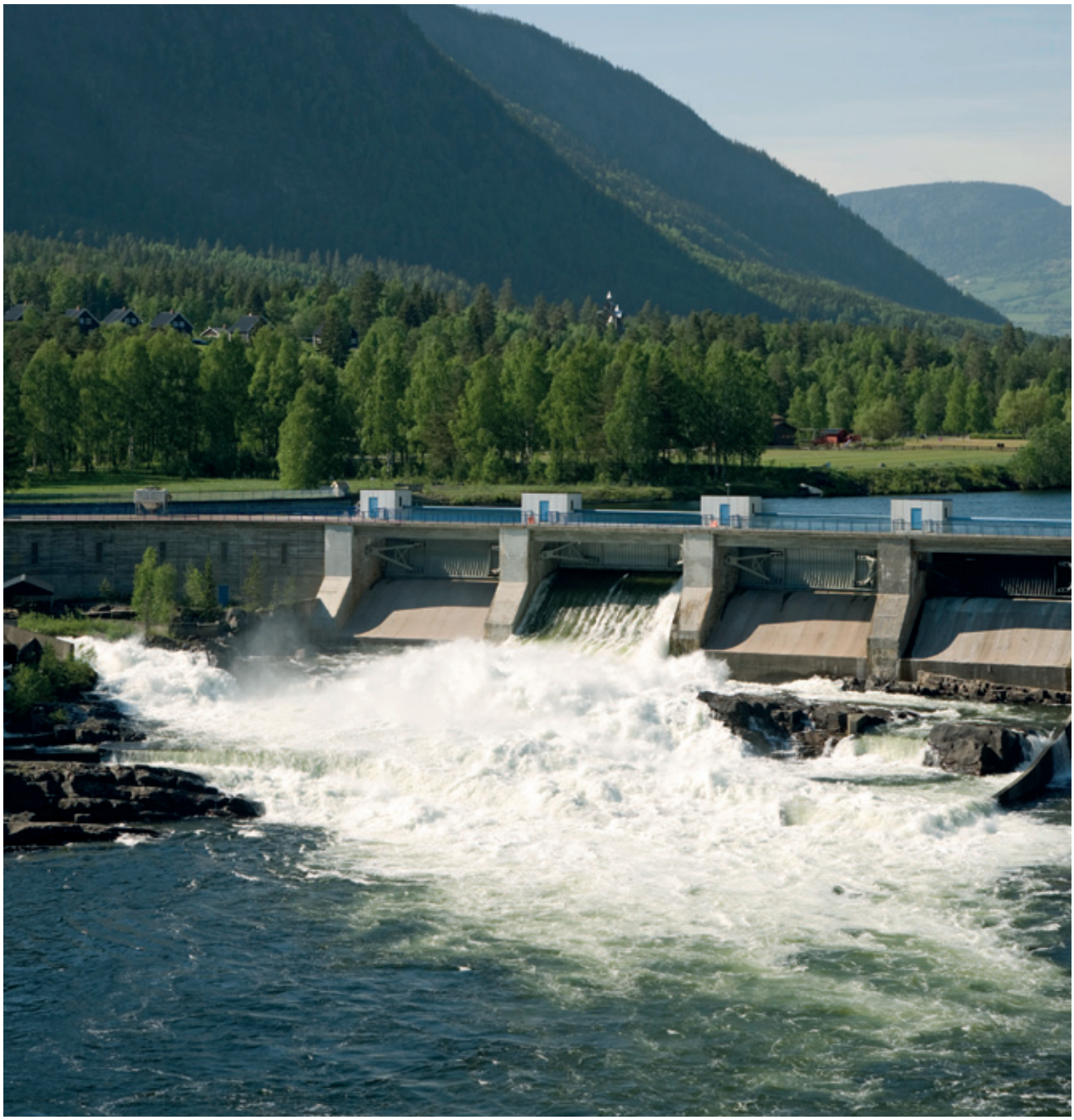


7.3.2 Planlagte tiltak

Statnett fattet i mai 2010 investeringsbeslutning for de delstrekninger på Ørskog-Fardal (Sogndal) som har fått endelig konsesjon. Dette innebærer også at Statnett har fattet prinsipiell investeringsbeslutning for de resterende strekningene som fortsatt er til konsesjonsbehandling i Olje- og energidepartementet. Statnett har igangsatt anleggsarbeidene med mål om at ledningen kan stå ferdig innen utgangen av 2015. Prosjektet er viktig for å legge til rette for satsing på fornybar energi, verdiskaping og samfunnsutvikling i Midt-Norge og Sogn og Fjordane. Ledningen er viktig for å redusere flaskehalser mellom områder som de siste år tidvis har hatt betydelige prisforskjeller (se faktaboks om Ørskog–Fardal (Sogndal) s. 55)

For å sikre forsyningen internt i området inn mot Bergen og Kollsnes, har BKK planlagt to nye ledninger; Kollsnes–Mongstad og Mongstad–Modalen. NVE har avgitt innstilling til OED om konsesjon for bygging av forbindelsen Kollsnes–Mongstad. Mongstad–Modalen er konsesjonssøkt av BKK og er til behandling hos NVE. Disse ledningene er svært viktige for å sikre forsyningssikkerheten innad i Bergensområdet.

Systemutredningen for sentralnettet i Vestlandsregionen har avdekket behov for nettforsterkninger med fokus på to fremtidsbilder; ett med forbruksøkning, og ett med betydelig økt fornybar kraftproduksjon i form av småkraft og noe vindkraft. Hovedresultatene fra



utredningen er at det tegner seg et behov for å forsterke nettet følgende steder:

- Indre Sogn
- Over Sognefjorden
- Fra Samnanger og sørover

Indre Sogn er forsynt via én 300 kV-ledning i dag. Strømforsyningen vil normalt kunne gjenopprettes ved feil, men det krever at det er tilstrekkelig med vann i kraftverkene i området. I overskuddsscenarioet er det tydelig et behov for å forsterke nettet for å få kraften ut av området.

Etableringen av Ørskog–Fardal (Sogndal) gir betydelig ny kapasitet for å ta imot ny fornybar kraftproduksjon. Likevel oppnås ikke fullt utbytte av ledningen før den blir videreført over Sognefjorden. Oppgradering av dagens 300 kV mellom Sogndal og Aurland vil gi en gjennomgående 420 kV-ledning mellom Midt-Norge og Østlandet. Dette vil gi betydelig økt kapasitet for fornybar kraftproduksjon i hele Sogn og Fjordane deler av Møre og Romsdal.

I Vest-Norge er det store ressurser som kan utnyttes til småskala vannkraftverk (småkraft). Behov og aktuelle tiltak for å forsterke sentralnettet er vurdert i systemutredningen for Vestlandet. Blant annet planlegger Statnett å skifte ut eksisterende 300/66 kV transformator i Mauranger på grunn av småkraftutbygging i Jondalen og Kvinnherad. Tiltaket omfatter også oppgradering av 66 kV-ledning Mauranger-Jukla-Eidesfossen samt ny 66/22 kV transformator i Eidesfossen. I Røldal vil Statnett installere ny transformering 300/22 kV for å kunne ta imot ny småkraft i Odda og Suldal. Ytterligere økning av transformatorkapasiteten på Vestlandet vil vurderes på lengre sikt. Omfanget vil avhenge av hvor mye ny småkraft som realiseres.

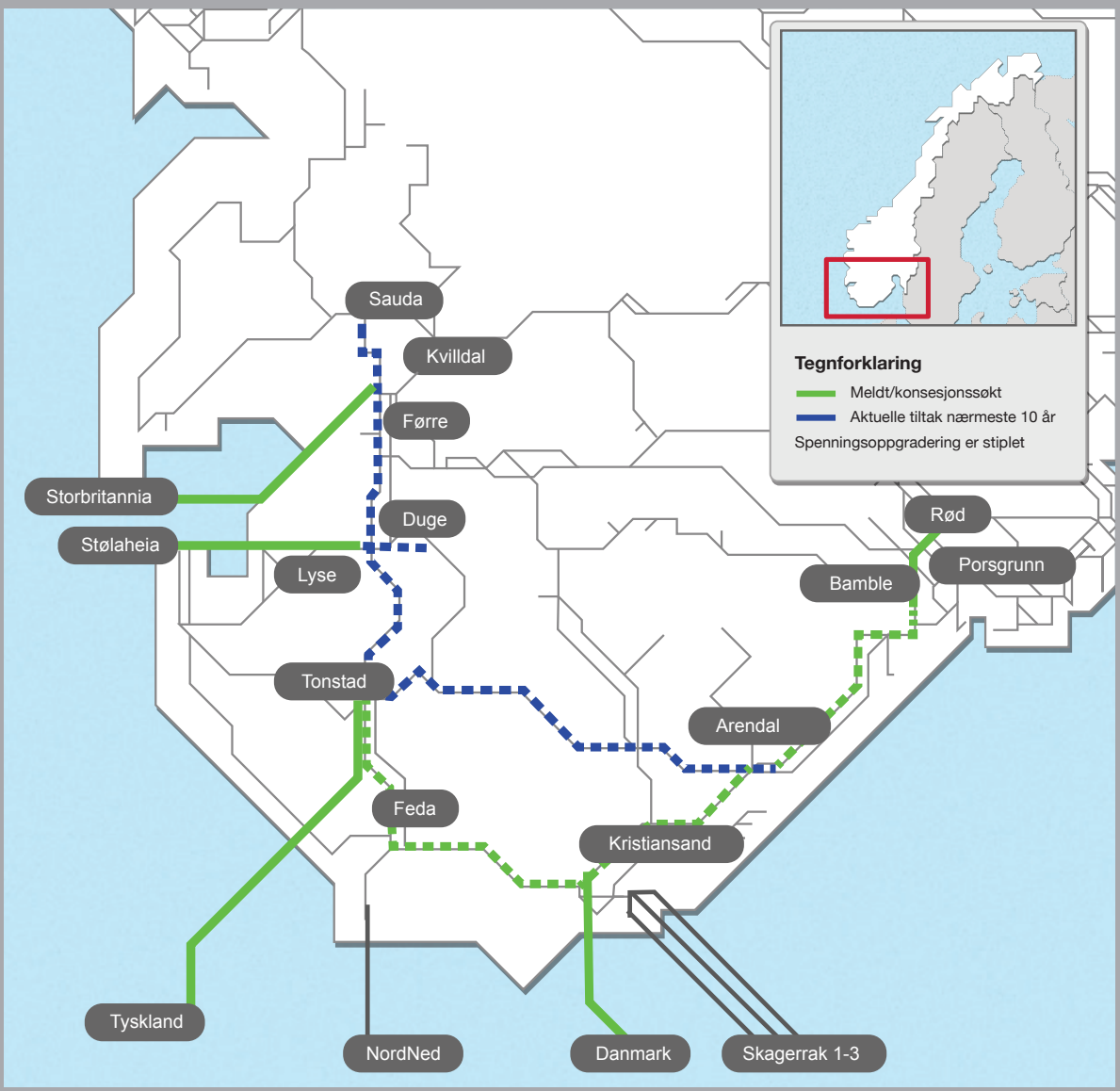
Kombinasjonen av en tettere kobling mot kontinentet gjennom nye utenlandsforbindelser og ny kraftproduksjon på Vestlandet, bidrar til økt kraftflyt nord-sør på Vestlandet. Oppgradering av dagens 300 kV fra Samnanger over Mauranger og Blåfalli til Sauda fremstår som et godt alternativ for å øke kapasiteten nord-sør i regionen.

Prosjekter i Vest-Norge

Under gjennomføring	Kostnads-ramme	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Sauda-Liastølen 300 (420) kV	200	2004	2011-2012	Forsyningssikkerhet	Under bygging
Sima-Samnanger 420 kV ledning	1000	2010	2013	Forsyningssikkerhet og tilknytning av ny produksjon	Under bygging
Pågående konseptvurderinger	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Røldal – Ny transformering	80-100	2011	2-3 år	Tilknytning av ny produksjon	Konsesjon mai 2011, avklaring av anleggsbidrag pågår
Mauranger – Ny transformering	100-200	2012-2013	2-3 år	Tilknytning av ny produksjon	
Aurland – Fardal/Sogndal, spenningsoppgradering	300-500	2014-2015	ca 2-4 år	Tilknytning av ny produksjon	
Samnanger-Sauda, spenningsoppgradering	1500-2500	2016	4-5 år	Økt handelskapasitet og tilknytning av ny produksjon	
Pågående konseptvurderinger	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Indre Sogn	600-1000		3-4 år	Forsyningssikkerhet og tilknytning av ny produksjon	
Vurdering av øvrig transformatorkapasitet Vestlandet	200-300			Tilknytning av ny produksjon	Utreder stasjonene Hove, Leirdøla, Borgund
SKL-ringen, kapasitetsøkning – forsyning Karmøy/Haugesund	100-250			Forbruksøkning og kapasitetsøkning/ oppgradering	Kortsiktig tiltak for å håndtere økt forbruk. Investeringsvolumet blir større ved vesentlig forbruksøkning i regionen

TABELL 7-1: PLANLAGTE NETTUTVIKLINGSPROSJEKTER I VEST-NORGE

8 Nettutvikling på Sørlandet



FIGUR 8-1 HOVEDNETTET I SØRLANDET MED PLANLAGTE NETTFORSTERKNINGER

8.1 Regionens særtrekk

Sørlandet omfatter Rogaland sør for Boknafjorden og Agder. Regionen har i dag et samlet kraftoverskudd på ca 6 TWh, med 18 TWh produksjon og 12 TWh forbruk. Hovedtyngden av forbruket ligger langs kysten fra Arendal til Stavanger. I Agder er det i tillegg to store industribedrifter med betydelig kraftforbruk; jernverket Eramet Norway Kvinesdal og Alcoas aluminiumsverk på Lista. Produksjonen er geografisk godt fordelt i regionen, med unntak av Nord-Jæren, som har lite lokal produksjon.

Nord-Jæren, inklusive Stavangerområdet, er et betydelig underskuddsområde med påfølgende stort overføringsbehov for kraft. Området har de siste årene hatt en stor økning i kraftforbruket som følge av befolkningsvekst. Statnetts syn er at forsyningssikkerheten på Nord-Jæren ikke er tilfredsstillende og forventet økning i kraftforbruket vil forverre situasjonen. Området er forsynt via to 300 kV-ledninger.

Sørlandet er knyttet til Vestlandet med to 300 kV-forbindelser fra Ulla-Førre-området og sørover. I 2009 ble en ny 420 kV-ledning fra Holen til Skåreheia ferdigstilt. Det ga en gjennomgående 420 kV-forbindelse fra Holen til Kristiansand. Fra Arendal er det en 300 kV-ledning mot Grenlandsområdet. På disse fire forbindelsene overføres relativt store kraftmengder både ut og inn av området da Sørlandet er et transittområde for kraft til og fra kontinentet.

I Kristiansand er det tre kabelforbindelser til Danmark. Disse har en samlet kapasitet på 1000 MW. Fra Feda går en kabelforbindelse til Nederland, NorNed, med kapasitet på 700 MW. Kabelforbindelsene påvirker kraftsystemet og kraftflyten i regionen. Typisk flytmønster på utenlandskablene er eksport på dagtid og import på nattestid, som følge av høy kraftpris på kontinentet på dagtid og motsatt om natten.

Sentralnettet i Agder er i hovedsak eid av Statnett. I Rogaland er store deler av sentralnettet eid av Lyse Elnett.

8.2 Hovedutfordringer

- Forsyningssikkerhet for Nord-Jæren og Sør-Rogaland
- Legge til rette for ny fornybar produksjon, spesielt vindkraft
- Nye kabelforbindelser til utlandet
- Driftsutfordringer under spenningsoppgradering
- Transformatorkapasitet mot regionalnettet

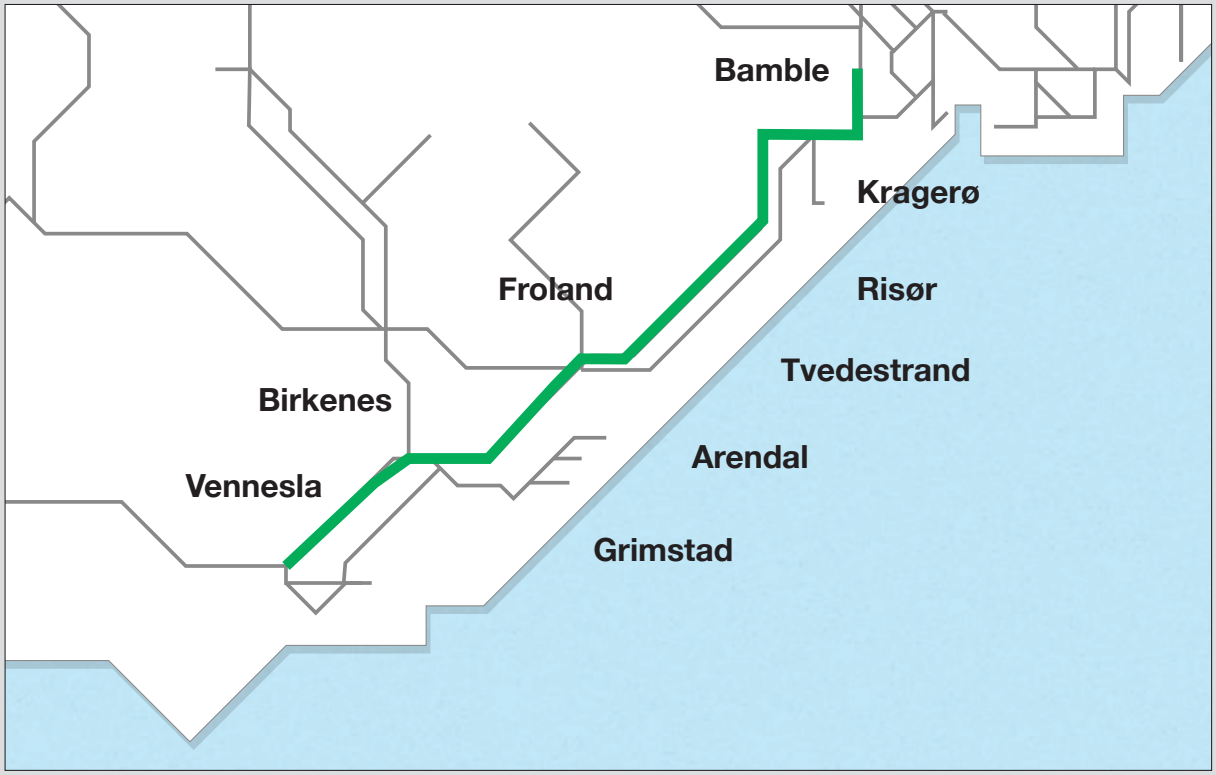
Dagens overføringskapasitet inn til Nord-Jæren og Sør-Rogaland er begrenset. Området forsynes av to svake 300 kV-forbindelser med begrenset overføringskapasitet. Samtidig begrenses kapasiteten tidvis også av spenningsmessige forhold. Nettet driftes i perioder uten momentan reserve. For å unngå kollaps i slike situasjoner, driftes nettet slik at Sandnes automatisk vil kobles fra ved feil på overføringsledningene inn til

Østre korridor

Østre korridor er 300 kV-nettet mellom Kristiansand og Rød. En spenningsoppgradering av dette nettet må være ferdig før idriftsettelsen av Skagerrak 4.

Første trinn vil være å oppgradere eksisterende 300 kV-ledning til 420 kV driftsspenning på strekningen Kristiansand–Arendal–Bamble. Statnett fikk konsesjon fra NVE 21.9.2011. Vedtaket er klaget til OED. Oppgraderingen vil i hovedsak innebære arbeid i eksisterende master. Når arbeidene er avsluttet, vil endringene være lite synlige. Det skal bygges en ny Arendal stasjon med 420 kV samleskinne.

Videre planlegger Statnett en ny 420 kV-ledning fra Kragerø/Bamble-området og opp til Rød i Skien. Dette gjøres for å forbedre forsyningssikkerheten, samt øke kapasiteten i regionen og videre oppover Østlandet. En nettforsterkning i området legger til rette for videre næringsutvikling, og åpner for en restrukturering av det eksisterende nettet i Grenland. Restruktureringen foregår i samarbeid med Skagerrak Energi Nett og omfatter blant annet riving av 53 km 132 kV-ledning i området. Det legges også opp til ny transformering i Skagerrak Netts Voll stasjon. Den nye ledningen blir 37–50 km lang, avhengig av hvilket alternativ skal bygges. Ledningen ble konsesjonssøkt i februar 2011.



området. Konsekvensen ved en enkeltfeil kan bli at flere titalls tusen innbyggere blir uten strøm inntil feilen er rettet opp. Dette er et brudd på Statnetts driftspolicy.

Det er planer om mye ny fornybar kraftproduksjon på Vestlandet og på Sørlandet. Mye av denne flyten vil gå gjennom nettet på Sørlandet. Det er en forutsetning for realisering av mye ny fornybar kraft på Vestlandet at nettet sør for Sauda er oppgradert til å ta imot kraften.

Det foreligger mange planer for ny fornybar produksjon på Sørlandet i form av vind- og småkraft. Det vil utløse behov for økt transformatorkapasitet mellom sentralnett og regionalnett. Vindkraftplanene i Bjerkreim-området har gunstig lokalisering i forhold til kraftnettet og attraktive vindforhold.

Kraftflyten i området er preget av import og eksport over kablene til Danmark og Nederland. Et typisk flytmønster er eksport på dag og import på natt, som sammenfaller med lastvariasjonen over døgnet. Dette har forsterket produksjonsvariasjonen over døgnet, med større produksjon ved eksport og lavere produksjon ved import.

> *Det er en forutsetning for mye ny fornybar kraft på Vestlandet at nettet sør for Sauda er oppgradert til å ta imot kraften*

Det er også planer om ytterligere kabelforbindelser til kontinentet. Skagerrak 4 (700 MW til Danmark) er under bygging og det foreligger planer om to nye kabler innen 2021 på til sammen 2000 MW. Nye kabler til utlandet

vil medføre mer kraftflyt i nettet. Med flere kabelforbindelser vil flytmønsteret over døgnet forsterkes ytterligere og derav også behovet for nettforsterkninger nord-sør på Sørlandet. Spenningsoppgradering av forbindelsen fra Kristiansand til Grenland (østre korridor) vil bedre overføringsforholdene, men gir ikke tilstrekkelig kapasitet til at flere nye kabelforbindelser på Sørlandet kan knyttes til uten at andre planlagte tiltak er idriftssatt.

Det foreligger omfattende planer om spenningsoppgradering av nettet på Sørlandet. Disse planene er viktige for å legge til rette for fornybarutbygging på Vestlandet og Sør-Vestlandet. Planene må også gjennomføres før ytterligere utenlandsforbindelser kan knyttes til. Nettet er høyt utnyttet nett i dag og det er potensielle driftsutfordringer knyttet til oppgraderingene. For å få eksisterende 300 kV-ledninger opp til 420 kV, er det nødvendig med kortere og lengre utkoblinger. Det er viktig med en nøye planlagt strategi for å sikre forsvarlig drift også under ombyggingsperioden.

8.3 Utviklingstrekk og strategi for nettutviklingen i området

Hovedstrategien for området består i å sikre akseptabel forsyningssikkerhet til Nord-Jæren, samt øke kapasiteten i det innenlandske nettet for å legge til rette for tilknytning av ny fornybar kraft og nye utenlandsforbindelser.

Statnett har inngått et samarbeid med Lyse Elnett for å finne en god løsning for forsyningen til Nord-Jæren. Oppgradering fra 132 til 420 kV for en av ledningene fra Lysebotn til Sandnes, Lyse-Stølaheia, er en mulig god løsning. En slik ledning vil også bidra til å forsterke nettet nord-sør mot Sørlandet. Et alternativ med å legge en kabel under Boknafjorden til Kårstø/Karmøy vurderes også. Statnett og Lyse Elnett samarbeider om å utarbeide en nettplan for Sør-Rogaland med konkrete forslag til

utviklingen av nettet i området de neste 10–20 årene.

Ny fornybar produksjon gir økende kraftoverskudd, særlig i sommerhalvåret. Dette vil påvirke kraftflyten på Sørlandet, samt flyten over utenlandskablene. I enkelte situasjoner vil dette kunne bidra til å avlaste sentralnettet, mens det i andre situasjoner vil kunne gi økt belastning på nettet, med potensielle flaskehalser.

Ny fornybar kraftproduksjon vil utløse behov for økt transformatorkapasitet mellom sentralnett og regionalnett. Transformatorkapasiteten planlegges økt ved å øke kapasiteten i eksisterende stasjoner og ved å etablere enkelte nye stasjoner. Statnett har for tiden et samarbeidsprosjekt med Agder Energi Nett for å se på steder hvor det er aktuelt med økt transformatorkapasitet. Prosjektet ser også på transformatorkapasitet i Agderfylkene med tanke på å øke forsyningssikkerheten til Kristiansand. De to siste vintrene har vært kalde og tørre. Tilgangen på vann har vært meget lav for kraftverk i Agder. Dette har medført vanskelige driftssituasjoner som følge av manglende nett- og transformeringskapasitet. Fellesstudien vil søke å finne løsninger som både vil sikre forsyningen til Kristiansand, samtidig som den vil legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i regionen.

Mer fornybar kraftproduksjon andre steder i landet, spesielt på Vestlandet, vil påvirke overføringsbehovet på Sørlandet. De siste årene har vist økt press på de to hovedkorridorene på Sørlandet, østre og vestre korridor. For å kunne ta imot store mengder kraft fra Vestlandet er det viktig at nettet mellom Sauda og Feda er oppgradert slik at det er sterkt nok til å ta imot kraften.

Som en del av Statnett sine planer om å spenningsoppgradere sentralnettet, vil store deler av det eksisterende 300 kV-nettet på Sørlandet oppgraderes til 420 kV. For deler av sentralnettet vil det kun være nødvendig med mindre tiltak som gir små endringer

på ledningene. For andre strekninger vil det ikke være mulig å spenningsoppgradere på samme måte, og det vil være nødvendig å bygge ny ledning enten i eksisterende eller ny parallell trasé.

Statnett har i 2011 gjennomført en analyse av nettet på Sørlandet; «Områdestudie Sørlandet – Konsekvenser av økt kabelkapasitet». Arbeidet bygger på tidligere analyser, men vinklingen har vært noe annerledes. Studien har primært hatt fokus på mellomlang sikt fra ferdigstillelsen av Skagerrak 4 i 2014 og ti år frem i tid. Analysene har tatt inn over seg driftserfaringer i perioden etter NorNed har vært i drift. I tillegg har studien sett på hvordan gjennomføringen av spenningsoppgraderinger vil påvirke kraftsystemet på Sørlandet.

Studien bekrefter systemdriftens erfaring med at nettdriften tidvis er anstrengt i dag og at den vil bli mer anstrengt med Skagerrak 4 i drift. Analysen viser at det er behov for nettforsterkninger i Vestre korridor. Første steg er å etablere 420 kV på hele strekningen Feda-Sauda/Saurdal ved hjelp av spenningsoppgradering av eksisterende nett (se faktabokser s. 71).

8.3.1 Større nettforsterkingstiltak under utbygging

For å sikre kraftforsyningen til Kristiansand har Statnett besluttet å øke transformeringskapasiteten i Kristiansand stasjon. Statnett vil flytte en 300/132 kV transformator som tidligere stod i Hasle for å avlaste eksisterende transformator mellom 300 og 132 kV.

8.3.2 Planlagte tiltak

Lyse Elnett søkte i 2001 konsesjon på 300 (420) kV ledningen Lyse–Stølaheia. Et annet alternativ er en sjøkabelforbindelse over Boknafjorden. Det pågår et oppdateringsarbeid for å vurdere hva som er den mest hensiktsmessige nettløsningen for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet for Nord Jæren/Stavangerområdet. Avhengig av hvilken løsning som velges, vil nettforsterkningen også kunne gi en viss kapasitetsøkning i Vestre korridor og gjøre det enklere å få gjennomført de nødvendige spenningsoppgraderingene.

Samarbeidsprosjektet mellom Agder Energi Nett og Statnett om økt transformatorkapasitet mellom 300 kV og 110 kV nettet i Vest-Agder, vurderer blant annet en ny sentralnettstasjon i Hodna. Denne transformatorstasjonen vil legge til rette for ny kraftproduksjon i området. I tillegg vil den sikre forsyningssikkerheten i 110 kV nettet til Agder. Fellesstudien vurderer å øke transformeringskapasiteten i Kristiansand og Øye. Det jobbes med muligheten for å slå Øye og Feda sammen til én sentralnettstasjon.

For å sikre riktig spenningsnivå i sentralnettet vil Statnett investere i reaktiv kompensering. Denne skal plasseres flere steder på Sørlandet og sikre at systemdriften holdes innenfor de korrekte spenningsnivåene.

Prosjekter på Sørlandet

Under gjennomføring	Kostnads-ramme	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Kristiansand nytt kondensatorbatteri og transformator 300/132 kV	50	2011	2012	Forsyningssikkerhet	
Kristiansand–Bamble (spennings-oppgradering østre korridor)	550	2012	2014	Økt handelskapasitet, forsyningssikkerhet	Konsesjon fra NVE sept. 2011. Er klaget til OED
Pågående konseptvurderinger	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Reaktiv kompensering på Sørlandet	300-500	2012	ca 2 år	Forsyningssikkerhet	Konsesjon søkt i des 2010
Øye og Kristiansand, økt tranformatorkapasitet 300/110 kV	100-150	2012	1-2 år	Forsyningssikkerhet og tilknytning ny produksjon	
Bamble-Rød ny 420 kV ledning Grenland (østre korridor)	700-1000	2013	2-3 år	Økt handelskapasitet	Konsesjon søkt i jan 2011
Kristiansand–Feda–Tonstad–Lyse–Saurdal (spenningsoppgradering vestre korridor)	5000-7000	2013-14	4-6 år	Driftssikkerhet, økt handelskapasitet, tilknytning ny produksjon	Pakke på flere delstrekninger, trinnvis utbygging
Pågående konseptvurderinger	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Ny transformatorstasjon i Hodna 300(420)/110kV	200-300	2013	2-4 år	Forsyningssikkerhet og tilknytning ny produksjon	

TABELL 8-1: PLANLAGTE NETTUTVIKLINGSPROSJEKTER PÅ SØRLANDET

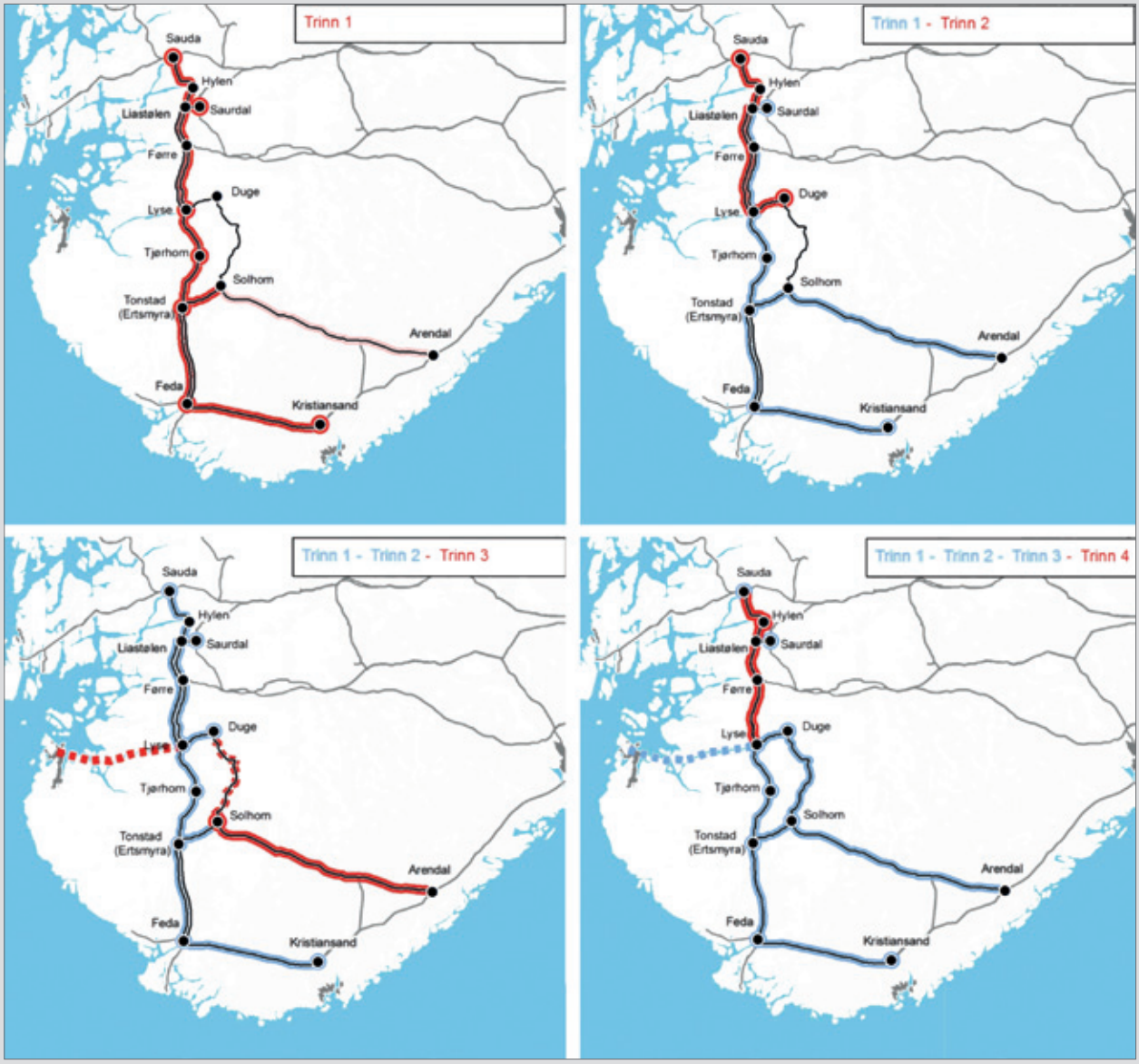
Vestre korridor

Statnett har de siste årene gjennomført flere studier av nettet på Sørlandet. Basert på studier i 2008 og 2009 ble spenningsoppgradering av østre og deler av vestre korridor konseptbesluttet i november 2009 og arbeidet med konsesjonsprosessen ble satt i gang.

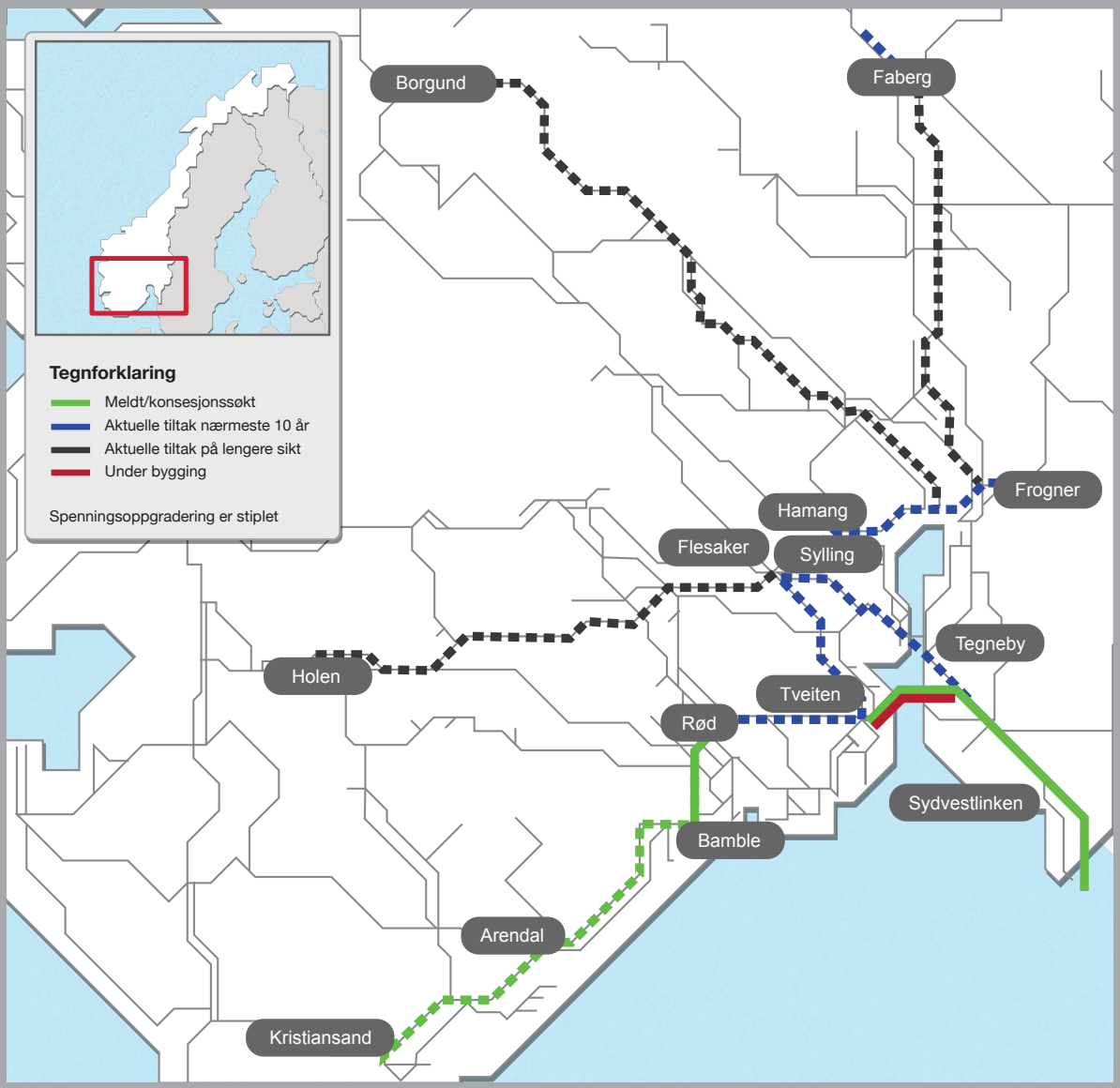
Vestre korridor er en betegnelse på sentralnettet mellom Feda og Sauda. Dette er en viktig korridor for transport av kraft til og fra ilandføringspunktene for utenlandskablene i Feda og Kristiansand. Samtidig er det også store mengder produksjon tilknyttet i korridoren. Erfaringer etter at NorNed ble idriftsatt i 2008 viser at nettdriften er mer presset enn forutsatt. Deler av vestre korridor må oppgraderes for å opprettholde sikker drift med dagens situasjon. Nyere analyser viser at utnyttelsen av Skagerrak 4 vil være noe begrenset inntil planlagte kapasitetsøkninger i Vestre korridor er ferdigstilt.

Vestlandet og Sørlandet har blant Europas beste fornybarressurser i form av vind og småkraft, og det foreligger store utbyggingsplaner. Økt fornybar produksjon på Vestlandet og medfølgende nettforsterkninger vil øke flyten sørover mot Sauda. Det er viktig at nettet sør for Sauda er klar til å ta i mot denne økte kraftflyten.

Det anbefales en spenningsoppgradering av det meste av 300 kV-nettet mellom Feda og Sauda fra 300 kV til 420 kV. Dette skal gjennomføres i en trinnvis utvikling der de viktigste begrensningene tas først. Første skritt vil være å spenningsoppgradere slik at det blir en 420 kV-forbindelse mellom Feda og Sauda. Det vil dekke dagens behov pluss behov som følge av Skagerrak 4, samtidig som det vil sikre handlefrihet under videre oppgradering. Den videre trinnvise utviklingen er vist i figurer under. Trinn 2 vil legge til rette for ny fornybar og spenningsoppgraderinger på Vestlandet. Ved trinn 4 vil det være mulig å knytte til to nye utenlandskabler fra Sør-Vestlandet. Det gjennomføres nå en systemstudie for å se på behov ved nye utenlandskabler i resten av nettet i Sør-Norge. Studien vil bli ferdigstilt i første kvartal 2012. Gjennomførings strategien til prosjektet er lagt opp for å tilrettelegge for en utenlandsforbindelse i 2018 og én i 2021. Figurene under er ment å illustrere den trinnvise utviklingen av Vestre korridor.



9 Nettutvikling Øst-Norge



FIGUR 9-1 HOVEDNETTET I ØST-NORGE MED PLANLAGTE NETTFORSTERKNINGER

9.1 Regionens særtrekk

Øst-Norge omfatter Oslofjordområdet (Oslo, Akershus, Vestfold og Østfold) og mesteparten av Hedmark, Oppland, Buskerud og Telemark. Dette er et område med relativt høy befolkningstetthet og alminnelig forsyning utgjør over 80 prosent av strømforbruket i regionen. Regionen har totalt et kraftforbruk på 50 TWh for 2010, og hadde et samlet kraftunderskudd på ca 9 TWh.

Oslofjordområdet er et betydelig underskuddsområde med høyt forbruk og liten regulerbar kraftproduksjon, mens indre del av Telemark og Buskerud er et overskuddsområde. Kraftunderskuddet dekkes med import fra Vestlandet, Sørlandet og Sverige. Området har også omfattende transitt av kraft til/fra Sverige, fra Vestlandet og/eller fra import over kablene på Sørlandet. Et økt antall utenlandsforbindelser kan medføre et noe redusert transittbehov gjennom Østlandet til Sverige i situasjoner med eksport fra Norge, men gir nye utfordringer knyttet til overføringsbehovet som følge av import fra kontinentet.

9.2 Hovedutfordringer

- Svak forsyningssikkerhet for Oslofjordområdet
- Spenningsforhold
- Reinvesteringsbehov, som må koordineres med planer for spenningsoppgradering
- Håndtere endringer i kraftflyten på Østlandet som følge av endringer i omkringliggende områder
- Tilstrekkelig handelskapasitet til/fra Sverige

Hovedutfordringene i Øst-Norge er på kort sikt å sikre forsyningen ved å etablere tilstrekkelig overføringskapasitet over Oslofjorden og til/fra Sverige, tilstrekkelig forsyningssikkerhet i stasjoner der økt forbruk fører til behov for økt transformeringskapasitet, samt sikre tilfredsstillende spenningsforhold i Oslofjordområdet.

De eldste 300 kV stasjonene, ledningene og kablene på Østlandet er fra 1950/60-tallet, og det er behov for omfattende reinvestering og oppgradering av disse anleggene i planperioden. Forbruksutviklingen i området er usikker, men et eventuelt økt forbruk vil medføre behov for kapasitetsøkninger. På litt lengre sikt vil derfor fokus være å koordinere reinvesteringsbehov med tiltak for forsyningssikkerheten. I tillegg vil nye flytmønstre som følge av nye mellomriksforbindelser og ny fornybar kraftproduksjon i Vest-, Midt- og Nord-Norge og i Sverige, kunne gi behov for økt transittkapasitet. Sentralnettet i regionen er i all hovedsak eid av Statnett.

9.3 Utviklingstrekk og strategi for nettutviklingen i området

Det er relativt liten variasjon i de nettmessige behovene Statnett ser for seg for fremtiden knyttet til utviklingen i regionen. Området er likevel sårbart for endringer i omkringliggende områder, da spesielt utviklingen for utenlandsforbindelser på Sørlandet og potensielt store mengder ny fornybar produksjon i Vest-, Midt- og Nord-Norge, som vil påvirke behov for nettutviklingen betydelig.

Hovedstrategi for området består av tiltak for å utbedre spenningsforhold og å gi økt forsyningssikkerhet. I 2011 sluttføres installeringen av nye kondensatorbatterier og reaktorer i en rekke stasjoner. Kuldeperiodene vinteren 2009/2010 medførte svært høy last, med rekordforbruk i Østlandsområdet. Dette understøtter behovet for å øke transformeringskapasiteten i en rekke stasjoner. Et betydelig antall nye transformatorer planlegges installert i perioden 2012–2016. Se avsnitt 9.3.1 og 9.3.2 for nærmere beskrivelse av de største tiltakene. Utskiftningen av sjøkablene på Rød-Hasle ble påbegynt i 2010, som et ledd i å bedre handelskapasiteten mot Sverige og for å styrke forsyningssikkerheten for området.

Nettplan Stor-Oslo

Nettplan Stor-Oslo er et prosjekt som skal utarbeide en langsiktig plan for sentralnettet i Oslo- og Akershus. Prosjektet gjøres i samarbeid med Hafslund og med bistand fra Enova. Behovet for reinvesteringer og tiltak både på stasjons- og ledningssiden, herunder spenningsoppgradering, vil bli vurdert. Arbeidet er en videreføring av en forstudie for utvikling av sentralnettet i Oslo-området, der det blant annet ble avdekket et behov for å styrke ledningsnettet inn mot Oslo by. Oslo vest og Bærum er vurdert som det området der behovet for tiltak vil være størst i første omgang. Planen dekker perioden fra 2013 frem mot 2050 og vil legge føringer for hvilke prosjekter Statnett vil gjennomføre i området og for rekkefølgen av disse.

> *Osloregionen er det området i Norge hvor konsekvensene av strømbrudd vil være størst*

Bakgrunn og behov

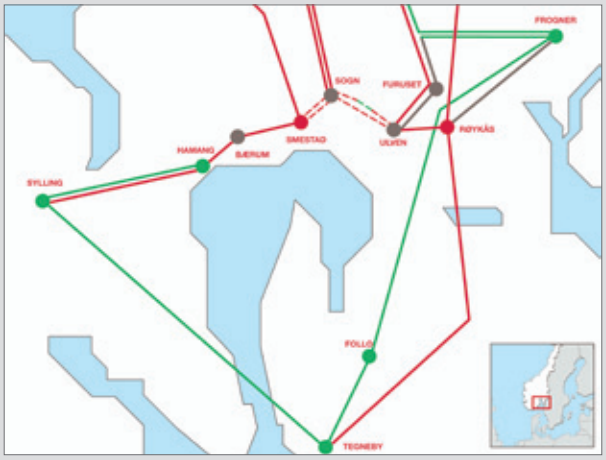
Osloregionen er det området i Norge hvor konsekvensene av strømbrudd vil være størst, fordi mange nasjonale fellesfunksjoner vil bli berørt. Kraftproduksjonen i Oslo og Akershus er liten sammenlignet med forbruket, og sentralnettsledningene er derfor helt avgjørende for strømforsyningen til området.

Forbruket i regionen har økt med 30 prosent siden 1990, uten vesentlige investeringer i økt kapasitet i sentralnettet. Mange av ledningene og transformatorstasjonene er i dag fra perioden 1950–80. Basert på dette, må en stor del av nettet i regionen fornyes de neste tiårene. I topplastperioder er flere av ledningene belastet helt opp mot sin kapasitetsgrense.

Samtidig forventes en befolkningsvekst fra dagens 1,1 millioner innbyggere opp mot ca 2 millioner innen 2050. Denne veksten vil trekke i retning av økt strømforbruk, selv om energieffektivisering vil dempe veksten. Befolkningsveksten i Oslo og Akershus vil imidlertid kreve arealer til boligformål. Både regional- og sentralnett legger i dag beslag på betydelige arealer. Det er derfor sentralt at fremtidens nett utvikles på en mest mulig arealeffektiv måte og i samarbeid med lokale og regionale myndigheter.

Status og fremdrift

Første fase av prosjektet «Nettplan Stor-Oslo» fullføres i november 2011 med en rapport som oppsummerer utredningene som avdekker behov i regionen av betydning for utvikling av kraftnettet. Neste fase vil fokusere på ulike alternative løsninger som kan møte behovene som er identifisert. Tredje og siste fase av prosjektet skal utvikle en masterplan for utvikling av sentralnettet i Oslo og Akershus som forventes ferdigstilt i fjerde kvartal 2012.



På litt lengre sikt vil fokus være på å planlegge reinvesteringstiltak og spenningsoppgradering som kan ivareta fremtidige behov for forsyningssikkerhet med økt last i Oslofjordområdet og for økt transitt som følge av nye utenlandsforbindelser og ny fornybar kraftproduksjon. Det er derfor igangsatt et prosjekt som skal utvikle en langsiktig plan for hovedforsyningen av Oslo og Akershus. (se faktaboks om Nettplan Stor-Oslo.)

For 2020 ventes et kraftunderskudd på omlag 20 TWh i Oslofjordområdet, og et kraftoverskudd på om lag 13 TWh i resten av regionen, slik at regionen samlet har et kraftunderskudd på omlag 7 TWh. At kraftunderskuddet reduseres i forhold til 2010 skyldes forventning om ny kraftproduksjon, relativt lav forbruksvekst og utfasing av deler av industrien (en stor del av dette fra treforedlingsindustrien). Frem mot 2025 vil videre utvikling avhenge av veksten i alminnelig forsyning, forbruksutviklingen i industrien, samt endring i transittbehovet.

9.3 1 Større nettforsterkningstiltak som er under gjennomføring

Ombygging av Hasle transformatorstasjon er nær fullført. To nye transformatorer ble idriftsatt i Hasle som en del av en større rehabilitering og oppgradering av stasjonen. Hasle er en svært sentral stasjon i Østlandsområdet, som er viktig både for forsyningen av Østfold og for kraftutvekslingen med Sverige. Alt anlegg på 300 kV er revet, og det er bygget en ny stasjon på høyeste spenningsnivå. Gjenstående arbeid omfatter blant annet idriftsettelse av et nytt kondensatorbatteri. Prosjektet er utvidet til også å omfatte installasjon av en ny reaktor og en ytterligere utvidelse av 132 kV-anlegget. Arbeidet med Hasle stasjon forventes å være ferdig i 2012.

Tre nye sett med sjøkabler over ytre Oslofjord (Rød–Hasle) er under bygging. Tiltaket er en reinvestering der det samtidig etableres økt overføringskapasitet, i tillegg er det viktig for overføringskapasiteten til Sverige og for fremtidig forsyningssikkerhet på Østlandet. To av kabelsettene forventes i drift i 2012, mens det siste kabelsettet planlegges i drift i 2013.

9.3.2 Planlagte tiltak

Det er behov for å øke transformatorkapasiteten frem mot 2014, spesielt i Oslo-området, for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Det er derfor planer om å investere i nye transformatorer i Frogner, Tegneby, Sogn og Follo. I tillegg er det planer om å reinvestere i

nye transformatorer med økt kapasitet i Tveiten, Fåberg og Vågåmo. I Frogner planlegges det for idriftsettelse i 2012, for øvrige stasjoner er planlagt idriftsettelse 2014. Det er også aktuelt med økt transformatorkapasitet i Røykås-området. Et transformatorhavari på Frogner i januar 2011, demonstrerte sårbarheten ved samtidige feil. Det planlegges derfor også å øke reservekapasiteten for transformatorer.

Hamang transformatorstasjon er viktig for forsyningssikkerheten i Asker og Bærum. Statnett planlegger en ny stasjonsløsning i transformatorstasjonen. Tiltaket ble konsesjonssøkt i desember 2010 på grunn av store reinvesteringsbehov og behov før økt transformeringskapasitet. Tiltaket er et ledd i planene om spenningsoppgradering av 300 kV-nettet.

Transformatoren i Nedre Vinstra er liten i forhold til dagens last og enheten er relativt gammel. For å bedre forsyningssikkerheten i regionalnettet i området er det besluttet å sette inn en ny transformator.

Det er nødvendig med ytterligere spenningsregulerende tiltak i sentralnettet for å holde spenningen i sentralnettet under de normerte grenser. Statnett har frist til 31.12.13 for å få implementert nødvendige tiltak, og det er fattet beslutning om å installere reaktorer i Flesaker, Hasle, Sylling og Frogner. I tillegg vil en ny reaktor bli installert i Tveiten stasjon i 2012, knyttet til de nye sjøkablene på Rød-Hasle.

Omfang og rekkefølge for spenningsoppgraderingstiltak inn mot og innenfor Østlandsområdet vurderes og vil bli analysert videre i kommende år. Tidspunkt for oppgradering av de enkelte forbindelser vil påvirkes av forbruksveksten på Østlandet, nye utenlandsforbindelser og behovet for koordinering med reinvesteringsbehov i eksisterende anlegg. Statnett står overfor betydelige utfordringer når det gjelder videre nettutvikling i Oslo-området, med tanke på overføringsbehov og praktisk gjennomføring av spenningsoppgradering for eksisterende nett. Første etappe forventes å være Rød–Tveiten–Flesaker–Sylling. Det er startet opp arbeid med en langsiktig plan for nettutviklingen i Oslo-området, Nettplan Stor-Oslo, der behovet for ytterligere tiltak og spenningsoppgradering frem mot 2050 blir vurdert helhetlig (se faktaboks s. 75).

Sjøkablene på forbindelsene Sylling–Tegneby og Flesaker-Tegneby i Indre Oslofjord skal fornyes, og nye planlegges idriftsatt i henholdsvis 2014 og 2015, med 420 kV standard. Spenningsoppgradering av luftledningen på strekningen Flesaker–Tegneby–Hasle, vil vurderes i det videre arbeidet med å planlegge spenningsoppgradering i Oslofjordområdet.

Oppgraderingen av hele eller deler av forbindelsen Rød–Tveiten–Flesaker–Sylling til 420 kV må gjøres i forkant av Sydvestlinken, som er planlagt i drift i 2018-20. Sydvestlinken er en 1400 MW ny likestrømsforbindelse mellom Norge og Sverige (se faktaboks). Denne spenningsoppgraderingen vil være viktig for forsyningen av Oslofjordområdet og for økt utveksling mot Sverige i eksisterende nett.

Utbygging av ny produksjon, eksempelvis småkraft på Vestlandet og vindkraft i Midt- og Nord-Norge, vil gi behov for økt overføringskapasitet inn mot Østlandet. For overføring fra Midt-Norge er spenningsoppgradering av strekningen Viklandet–Fåberg aktuelt, se omtale i kapittelet om Midt-Norge. På sikt vil ytterligere tiltak for økt kapasitet mellom Øst-Norge og Midt-Norge og/eller Vestlandet være aktuelle som følge av ny kraftproduksjon. Dette må vurderes i sammenheng med fremtidige reinvesteringsbehov på eksisterende ledninger, blant annet 300 kV-ledningen Fåberg–Vardal-Roa-Ulven og ledningene fra Hallingdalen til Oslo (Sogn).

Sydvestlinken

Bakgrunn og behov

Sydvestlinken legger til rette for et velfungerende svensk-norsk elsertifikatmarked som vil føre til økt produksjon av fornybar kraft. Ledningene over Hasle-snittet har i dag for liten kapasitet slik at snittet blir en flaskehals i perioder med høy last. Dette fører både til redusert forsyningssikkerhet i Østlandsområdet og til økte forskjeller mellom norske og svenske kraftpriser. Målet med en ny overføringsforbindelse mellom Norge og Sverige er å tilrettelegge for ny fornybar kraftproduksjon som følge av innføringen av elsertifikatmarkedet, redusere flaskehalser mellom landene, bedre forsyningssikkerheten til Østlandsområdet, samt å bidra til en utjevning av strømprisene i Norge og Sverige.

Status og fremdrift

Forbindelsen er planlagt å gå fra Tveiten ved Tønsberg, over Oslofjorden og til svenskegrensen. Statnett vurderer ulike trasé- og løsningsalternativer, og har ikke bestemt en nøyaktig rute ennå. Forbindelsen vil bli 60–110 km på norsk side og hovedløsningen her er luftledning. Det er fra flere hold ytret ønske om å utvide bruken av sjøkabel i retning Sverige. Med utgangspunkt i geografien i området, at det uansett må benyttes sjøkabel for kryssingen av Oslofjorden og retning mot endepunktet i Sverige, er dette et naturlig tema for videre utredning, for å få et best mulig beslutningsgrunnlag om hvilke løsning som skal konsesjonssøkes. Melding ble sendt NVE i oktober 2011.

Fakta

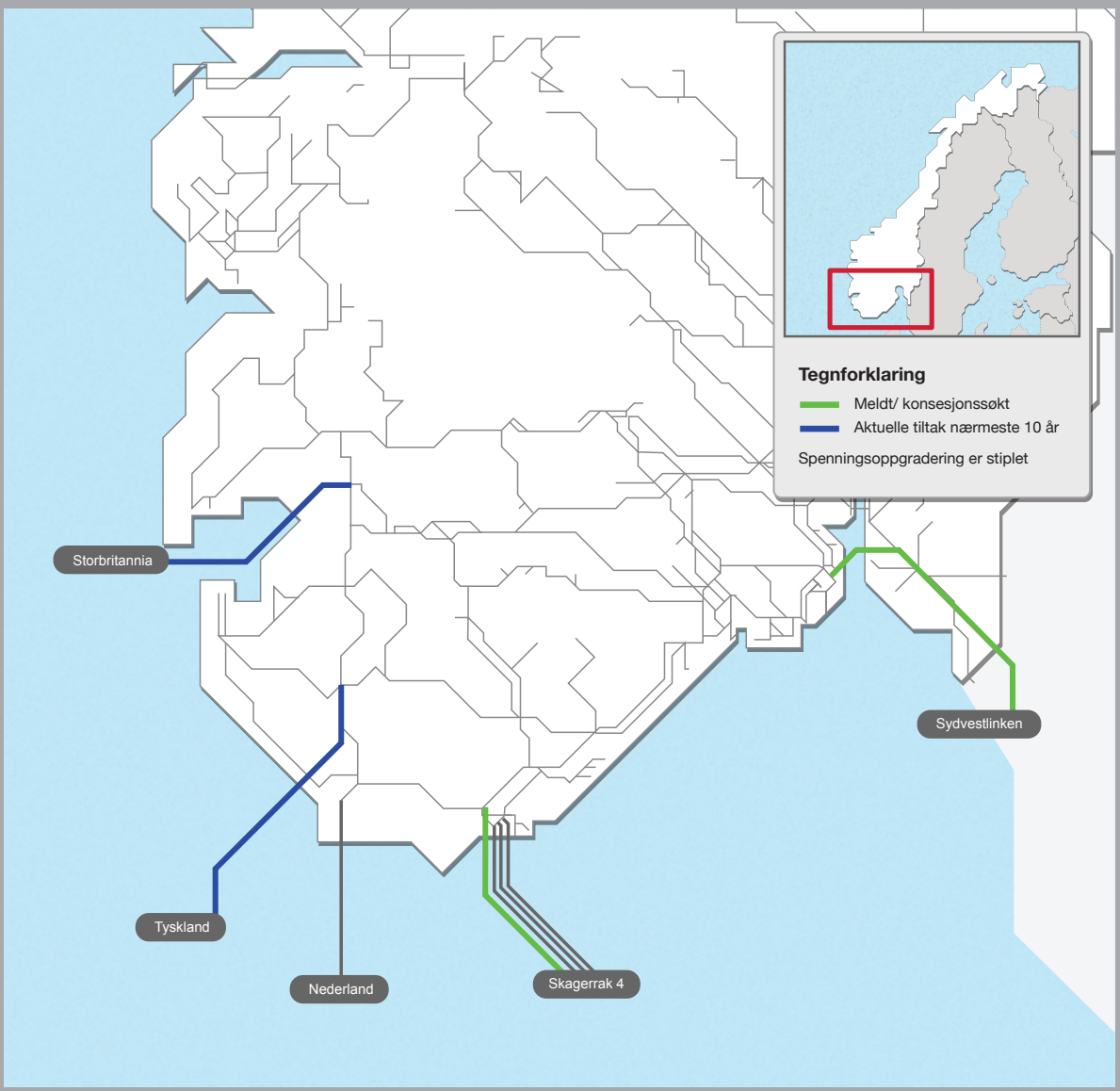
- Trasèlengde: 60-110 km avhengig av trasevalg
- Planarbeidet berører 13 kommuner

Prosjekter i Øst-Norge

Under gjennomføring	Kostnads-ramme	Endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Ombygging Hasle transformator-stasjon	400	2008	2012	Forsyningssikkerhet	Sluttføring, inkludert ombygging 132 kV samleskinne
Frogner, ny 420/66 kV transformator	80	2011–2012	2012	Forsyningssikkerhet	
Ytre Oslofjord (Teigen-Evje), nytt kabelanlegg	1200	2010	2012-2013	Forsyningssikkerhet og økt handelskapasitet mot Sverige	
Økt transformatorkapasitet Nedre Vinstra	20	2011	2013	Forsyningssikkerhet	Regionalnettstransformator
Under planlegging	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Reaktorer (Tveiten, Flesaker, Frogner)	200-250	2012	2-3 år	Myndighetskrav, overholde spenningsgrenser	Tveiten er under gjennomføring.
Trafokapasitet Østlandet: Follo, Vågåmo, Tveiten, Tegneby og Fåberg	550-650	2012	2 år	Reinvestering, forsynings-sikkerhet, tilrettelegging for ny kraftproduksjon	
Hamang transformatorstasjon	400-600	2012	4-5 år	Reinvestering og forsyningssikkerhet	Konsesjon søkt i des 2010
Vemorktoppen	50-100	2012-2013	2-3 år	Reinvestering	
Solberg-Brenntangen (Sylling–Tegneby) 420 kV kabel	300-400	2013-2014	2-3 år	Reinvestering og kapasitetsutvidelse	
Filtvedt-Brenntangen (Flesaker-Teg-neby) 300 (420) kV kabel	300-400	2013-2014	3-4 år	Reinvestering og kapasitetsutvidelse	
Sydvest-linken 420 kV VSC (likestrømsforbindelse til Sverige)	2000-4000	2015	4 år	Økt handelskapasitet mot Sverige	4 ulike alternative konsepter er meldt til NVE, med ulik tilhørende kostnad
Pågående konseptvurderinger	**Kostnads-intervall**	**Forventet konsesjon**	**Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon**	**Begrunnelse**	**Kommentar**
Trafokapasitet i Røykåsområdet	100-250	2013	2 år	Forsyningssikkerhet	
Rød-Tveiten-Flesaker-Sylling, spenningsoppgradering (inkl stasjoner)	1200-1600	2015-2016	3-4 år	Kapasitetsøkning, nødvendig forutsetning for Sydvest-linken	

TABELL 9-1: PLANLAGTE NETTUTVIKLINGSPROSJEKTER I ØST-NORGE

10 Norge som del av Norden og Europa



FIGUR 10-1: UTVIKLINGSTREKK OG STRATEGI FOR UTENLANDSFORBINDELSER

De to siste årene har værforholdene synliggjort behovet for et sterkt nett. Vi har sett hvordan tilsigene til vannkraftverkene kan svinge svært mye over tid. Når ressurstilgangen svinger, trenger vi et sterkt nett og effektiv handel internt mellom regioner i Norge og med andre land.

Utenlandsforbindelsene bidrar til verdiskapning ved handel mellom det norske vannkraftbaserte systemet og kraftsystemer med en høy andel termisk kraftproduksjon. Kraftproduksjon fra vannkraft kan reguleres ned i perioder med lave kraftpriser på kontinentet og opp igjen når kraftprisen er høy. Samtidig gir utenlandsforbindelsene økt forsyningssikkerhet gjennom økt mulighet for import i tørrår eller perioder med lav magasinfylling i Norge.

Kraftproduksjon fra uregulerbar vannkraft og vindkraft varierer over døgnet og året. Denne variasjonen vil gi økt volatilitet i kraftprisene og gjøre forbindelsene ytterligere lønnsomme.

En rekke forhold i norsk og europeisk energipolitikk peker i retning av at nye utenlandsforbindelser er både nødvendige og lønnsomme. I dag vil det under normale driftsforhold være en kapasitet på 3700 MW ut av Sør-Norge. Kapasiteten fordeler seg på 2050 MW mot Sverige, 950 MW mot Danmark og 700 MW mot Nederland. I tillegg er det i Midt- og Nord-Norge en kapasitet på mellom 1400 og 1700 MW mot Sverige, 120 MW mot Finland og 50 MW mot Russland.

> *De to siste årene har værforholdene synliggjort behovet for et sterkt nett*

10.1 Integrasjon mot europeiske markeder gjør det norske og nordiske kraftsystemet mer fleksibelt

Det norske kraftsystemet er karakterisert ved en høy andel vannkraft (97 prosent). Dette gir stor fleksibilitet i kraftproduksjonen, men gjør oss sårbare i tilfeller med tørrår der magasinfyllingen er lavere enn normalt. Kombinasjonen av lite vann i magasinene og kalde vintre, slik vi har opplevd de siste to årene kan være spesielt utfordrende.

Handel med våre naboland har spilt en viktig rolle for å sikre kraftforsyningen gjennom tørråret 2010, og for å utnytte de uvanlig store tilsigene i 2011. Det eksisterer en folkelig oppfatning om at krafthandel er lik eksport, men slik er det ikke. Handelen vil gå begge veier og den bidrar til å stabilisere priser og sikre kraftforsyningen. Utenlandsforbindelser gjør det mulig å utnytte den innebygde fleksibiliteten i norske vannkraftverk, samt utjevne prisforskjeller som følger av de naturlige

> *Det eksisterer en folkelig oppfatning om at krafthandel er lik eksport, men slik er det ikke*

hydrologiske svingningene i det norske og nordiske kraftsystemet. På denne måten bidrar forbindelsene til en effektiv utnyttelse av de norske vannkraftressursene.

Gjennom kjøp og salg av kraft over døgnet er det mulig å selge norsk kraft til det europeiske markedet om dagen når prisene er høye, og å importere kraft fra Europa om natten når prisene er lavere. Dette er mulig fordi de store kull- og kjernekraftverkene i Europa har høye start- og stoppkostnader slik at det ikke er hensiktsmessig å stoppe produksjonen i perioder med lav etterspørsel som for eksempel om natten. Dette gir et overskudd av kraft som driver spotprisen på elektrisitet ned. Det er imidlertid tilnærmet ingen kostnader ved å stoppe produksjonen i et konvensjonelt vannkraftverk, slik at norske kraftprodusenter kan stoppe produksjonen når prisen på kraft i markedet er lav. Gevinsten ved å selge dyrt og kjøpe billig kommer forbrukerne til gode gjennom redusert nettleie. Samtidig gjør utenlandsforbindelsene det enklere å håndtere situasjoner med en anstrengt kraftsituasjon der forbruket er høyere enn vanlig og de norske kraftprodusentene har problemer med å møte etterspørselen.

Det felles norsk-svenske markedet for elsertifikater har som siktemål å innføre totalt 26,4 TWh ny fornybar kraft i Norge og Sverige innen 2020. Et overskudd i den norske kraftbalansen vil gi behov for å øke overføringskapasiteten mellom Norge og utlandet dersom ikke denne produksjonen følges av en tilsvarende økning i forbruket fra for eksempel etablering av ny kraftintensiv industri eller en betydelig konvertering fra fossil energi til fornybar kraft. Dette gjør sertifikatmarkedet til en viktig driver for eventuelle nye utenlandsforbindelser.

10.2 Nordisk integrasjon

Det norske kraftsystemet er tett integrert med systemene i de andre nordiske landene og det er derfor naturlig å snakke om et felles nordisk kraftsystem.

De nordiske landene har lange tradisjoner for samarbeid på energiområdet. På myndighetsnivå er det etablert et samarbeid under Nordisk Ministerråd. De nordiske energiministrene møtes årlig. På Energiministermøtet i København 25. oktober 2010 besluttet de nordiske energiministrene at nordiske TSOer og regulatorer skal ha et nordisk perspektiv når de planlegger og godkjenner fremtidige

nettinvesteringer. Et nordisk samarbeid er viktig for å nå målet om et mer integrert nordisk kraftmarked. De nordiske TSOene ble også bedt om å levere en felles nordisk nettutviklingsplan annethvert år hvor planene er basert på felles nordisk nytte. Nettinvesteringer som gir samfunnsøkonomisk nytte for hele det nordiske området skal gjennomføres og integrasjon av fornybar energi i systemet skal inkluderes.

Når det norsk-svenske markedet for elsertifikater trer i kraft i 2012, skaper det et ytterligere behov for sterke nettforbindelser mot Sverige for å sikre en god kraftflyt – en forutsetning for et fungerende marked. Statnett samarbeider med Svenska Kraftnät om utviklingen av det norsk-svenske kraftnettet.

10.3 Utenlandsforbindelser

Statnett har i dag kabelforbindelser til Danmark og Nederland, se figur 10-1. I tillegg er det norske sentralnettet knyttet sammen med det finske, svenske og russiske nettet.

De nordiske og de europeiske kraftmarkedene er delvis integrert. Markedsutformingen gjør at døgn- og sesongvariasjoner i produksjonen gjenspeiles i kraftprisen. Gjennom å knytte det norske kraftsystemet til det europeiske, kan vi utnytte egenskaper ved det norske vannkraftbaserte systemet til å maksimere verdien av den norske vannkraften og utnytte de norske ressursene effektivt.

10.3.1 Utviklingstrekk og strategi for utenlandsforbindelser

Statnett vil tilrettelegge for økt verdiskapning og en effektiv utnyttelse av norske ressurser gjennom å bygge forbindelser til kontinentet der det anses som rasjonelt. Slike forbindelser gir gjensidig nytte for Norge og kontinentet, både gjennom å utnytte fleksibiliteten og tilrettelegge for en effektiv ressursutnyttelse i Norge, gjennom verdiskapning og salg av kraft til Europa over døgnet, og ved å gi Europa tilgang på norsk vannkraft. Norge har et stort potensial med store vannkraftressurser og gode forhold for etablering av vindkraft. En tettere integrasjon mot resten av Norden og Europa gjør det mulig å oppnå verdiskapning gjennom å utnytte norske naturressurser på en god og bærekraftig måte. Med utgangspunkt i analyser og erfaringer som viser at nye utenlandsforbindelser er lønnsomme og at lønnsomheten er robust også ved flere forbindelser fra Norge, har Statnett følgende fokus:

- Utenlandsforbindelser mot Tyskland og England utvikles parallelt. Hvilket prosjekt som realiseres først, avhenger både av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, avtaler med motpart, konsesjonsprosessen og hvilke innenlandske nettforsterkninger som må være på plass.

> *De nordiske landene har lange tradisjoner for samarbeid på energiområdet*

- Et robust innenlandsk nett er en forutsetning for å kunne tilknytte flere utenlandsforbindelser. Det eksisterende 300kV-nettet på Sørlandet må være oppgradert til 420 kV før ny kabelkapasitet mot utlandet kan tilknyttes.
- Optimal utnyttelse av forbindelsene i mottakerlandet er viktig. Det må foreligge tilstrekkelig nettkapasitet og markedsløsninger i det andre markedet for å sikre en god utnyttelse av og verdiskaping på de nye forbindelsene.
- Nye utenlandsforbindelser bør bygges med VSC-teknologi for å redusere påvirkningen på det norske nettet.

På bakgrunn av dette har Statnett i 2011 besluttet en justert strategi for kabelforbindelser mot utlandet.

10.3.2 Planlagte tiltak i Norden

Statnett har satt igang bygging av en fjerde kabelforbindelse over Skagerrak til Danmark (Skagerrak 4). Kabelen har kapasitet på inntil 700 MW, hvorav 100 MW er reservert til system- og balansetjenester de første fem driftsårene. Idriftsettelse er planlagt i 2014.

Statnett og Svenska Kraftnät har undertegnet en samarbeidsavtale om Sydvestlinken, som er en overføringsforbindelse mellom Norge og Sør-Sverige med en kapasitet opp mot 1400 MW. For den såkalte Norge-grenen (fra Jönköping til Tveiten) planlegges idriftsettelse i 2018-20. Den sørlige og nordlige delen er konsesjonssøkt av Svenska Kraftnät og vil idriftsettes tidligere. Se omtale og faktaboks i kapittel 9.

Videre vurderer Statnett og Svenska Kraftnät aktuelle nettforsterkninger mellom Midt-/Nord-Norge og Sverige for å håndtere økt fornybar kraftproduksjon. Aktuelle tiltak er drøftet i regionsvurdering for Nord-Norge (kapittel 5).

Norge og Finland har en relativt svak forbindelse i dag, fra Varangerbotn og sørover. Forbindelsen er viktig for forsyningssikkerheten i nord. Ved en kraftig økning i forbruket i Finnmark aktualiseres behovet for en oppgradering av forbindelsen. Ny 420 kV Varangerbotn–Finland er omtalt i regionsvurderingen for Nord-Norge (kapittel 5)

Statnett er i dialog med russiske selskaper for å undersøke muligheter til å øke kraftimporten fra Russland på kortere og lengre sikt (se kapittel 5.3)

10.3.3 Planlagte tiltak mot Tyskland og England

Statnett utvikler i samarbeid med utenlandske partnere

forbindelser mot England og mot Tyskland. Planlagte tilknytningspunkt i det norske nettet er Kvilldal og Tonstad. Statnett planlegger å ferdigstille én av disse to kabelforbindelsene i 2018 og den andre i 2021. Nettanalysene viser at nettet har kapasitet til to kabler, hver på rundt 1000 MW, i denne perioden. Statnett vil underveis i prosjektutviklingen utrede ulike tekniske, markedsmessige og regulatoriske konsepter og optimalisere kablenes kapasitet.

Statnett har samordnet planleggingen mot Tyskland i ett internt prosjekt, men det arbeides med ulike alternativer under prosjektnavnene NorGer og Nord.link.

To nye kabler til utlandet krever spenningsheving på ytterligere ledninger i vestre korridor. Det gjennomføres nå en systemstudie for å avdekke behov for forsterkninger ved nye utenlandskabler i resten av Sør-Norge ved nye utenlandskabler. Studien vil bli ferdigstilt i første kvartal 2012.

Den planlagte økningen i handelskapasitet fra Norge de neste 10 årene vil være om lag 4000 MW. I tillegg kommer andre nye forbindelser ut av Norden. Den økte kapasiteten gjør at vi kan håndtere en vesentlig økning i fornybar kraft på en god måte. Vi får evne til å eksportere et betydelig overskudd i våte år og vi har mange importkanaler som sikrer oss mot en langvarig svikt i tilsigene. Den planlagte økningen gir oss derfor en god forsyningssikkerhet. Forbindelsene vil også være til stor nytte for våre handelspartnere, og i normale situasjoner vil forbindelsene først og fremst gi utveksling av kraft, med eksport på hverdagene og import om natten og i helgene.

> *En tettere integrasjon mot resten av Norden og Europa gjør det mulig å oppnå verdiskapning gjennom å utnytte norske naturressurser på en god og bærekraftig måte*

Prosjekt	Kapasitet (MW)	Forventet idriftsettelse	Kommentar
Skagerrak 4: Ny kabel til Danmark	700	2014	Konsesjon gitt juni 2010 Samarbeidsprosjekt med Energinet.dk
NSN: Kabel til Storbritannia	1000	2018 eller 2021	Samarbeidsprosjekt med National Grid Uavklart om realiseres i 2018 eller 2021
NordGer/ NORD.LINK: Kabel til Tyskland	1000	2018 eller 2021	Konsesjon søkt april 2010 Uavklart om realiseres i 2018 eller 2021
Sydvest-linken: Ny DC-forbindelse til Sverige	1400	2018-2020	Samarbeidsprosjekt med Svenska Kraftnät. Melding sendt september 2011

TABELL 10-1: PLANLAGT INVESTERINGSAKTIVITET PÅ UTENLANDSKABLER

Statnett vil i kraft av sin rolle også medvirke til å realisere ytterligere utenlandsforbindelser i tiden etter 2021. Den tilgjengelige billige norske fleksibiliteten i magasinverkene er begrenset, og drifts- og lastforholdene i det norske nettet vil i økende grad sette begrensninger for ny utenlandskapasitet. Trolig er det nødvendig å vurdere alternative løsninger både kommersielt, systemmessig, driftsmessig og regulatorisk for «neste generasjon utenlandskabler» i perioden etter 2021.

Statnett

Statnett SF
Husebybakken 28b
Postboks 5192 Majorstuen
N-0302 Oslo
Telefon: +47 23 90 30 00
Telefax: +47 23 90 30 01
www.statnett.no
firmapost@statnett.no