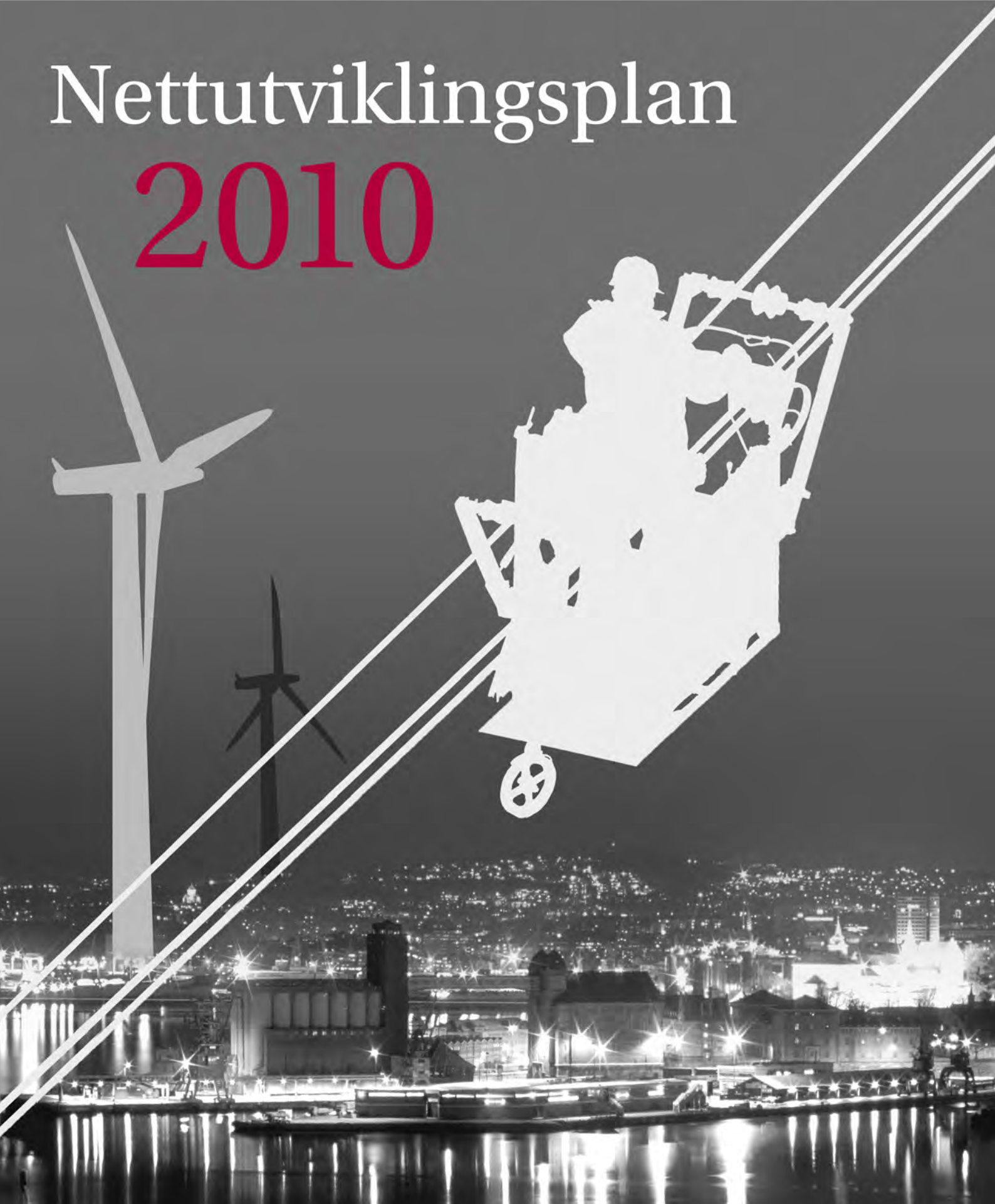


# Nettutviklingsplan 2010



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

# Forord

Statnett utgir årlig sin plan for utviklingen av det nasjonale kraftledningsnettet. Nettutviklingsplanen for 2010 viderefører det betydelige løft i ambisjoner som ble presentert i fjorårets plan. Porteføljen av prosjekter er svært omfattende. I løpet av kommende tiårsperiode foreslås ny- og ombygging av ca 3.500 km kraftledninger over hele landet som sammen med øvrige anlegg har en total kostnad på om lag 40 mrd kroner. Statnett vil prioritere prosjekter som er viktige for forsyningssikkerheten.

Planen offentliggjøres årlig. Vi ønsker på denne måten å orientere eksterne interessenter om hva Statnett anser som viktige utviklingstrekk i kraftmarkedet, hvilke planer for utvikling av sentralnettet som foreligger og hva som er bakgrunnen for disse. For å lykkes er vi avhengige av – og ser frem til – et godt samarbeid med lokalsamfunn, leverandører, kunder og nettselskaper.

Årets plan er hovedsakelig utarbeidet før sommerens store oppmerksomhet rundt ledningsforbindelsen Sima – Samnanger og tilhørende fornyet gjennomgang av prosjektet. Utfallet av disse prosessene er ennå ikke kjent. Planen for 2010 og tilhørende kostnads- og tidsestimater, legger derfor til grunn gjeldende vedtekter, policies og rammebetingelser for nettutviklingen.

September 2010



Gunnar G. Løvås  
Konserndirektør  
Divisjon Nettutvikling

# Innholdsfortegnelse

<b>Del A – Utviklingstrekk og drivere</b>	
1. Utviklingstrekk i kraftmarkedene	2
2. Europeisk utvikling, fornybar kraft og energieffektivisering som drivere for nettutvikling	10
3. Overføringsmønster i det nordiske kraftsystemet	18
<b>Del B - Strategi for nettutvikling</b>	
4. Strategi for nettutviklingen	22
<b>Del C - Regional nettutvikling</b>	
5. Nettutvikling Øst-Norge	38
6. Nettutvikling Sør-Norge	44
7. Nettutvikling Vest-Norge	50
8. Nettutvikling Midt-Norge	56
9. Nettutvikling Nord-Norge	64
10. Nye utenlandsforbindelser	70
<b>Del D - Gjennomføring av plan</b>	
11. Investeringsomfang for 2011-2020	74
12. Gjennomføring av nettutviklingsplan	76
<b>Vedlegg</b>	
13. Vedlegg a – Scenarier til 2025	82
14. Vedlegg b – Nye områder innen nettutviklingen	90

## Sammendrag

# Neste generasjon sentralnett

### Sentralnett er høyt utnyttet – og videre kapasitetsøkninger krever investeringer

Det siste året har flere forhold tydeliggjort behov for et kraftig styrket sentralnett. Vinteren 2009/2010 ble det satt ny rekord for maksimalt forbruk i Norge. Videre var det ny rekord for høy kraftpris, med store prisforskjeller mellom et høyt antall ulike prisområder i Norge, med en tilsvarende økning i flaskehalskostnadene mellom prisområdene internt i Norge. Antall timer med svekket forsyningssikkerhet inn mot de største byene økte sterkt. Snømengden denne vinteren, og beholdningen i vannmagasinene ved utløpet av våren,

har vært rekordlav. Som en konsekvens av dette har vi sommeren 2010 en rekordstor import av kraft med et tilsvarende rekordlav innenlandsk kraftproduksjon.

Statnett har gjennom mange år hatt en strategi om å gjennomføre tiltak i nettet som ikke innebærer vesentlige nettinvesteringer for å oppnå en høyere overføringskapasitet av sentralnett. Potensialet for dette er nå oppbrukt. Som figuren viser har det vært en betydelig forbruksøkning de siste to tiårene, uten at investeringer i sentralnett har vært i tråd med dette. Mer omfattende tiltak og investeringer vil være nødvendig fremover for å imøtekomme samfunnsmessige behov.

Nyinvesteringer<sup>(\*)</sup> i Stat/Statnett eiet nett siden 1963



(\*) Kun nyinvesteringer, eksklusiv reinvesteringer IT/Tele, og byggelånsrente. Prognose pr. sommer 2010

### **Prioriterte områder innen nettutviklingen**

*Forsyningsikkerheten* har høyeste prioritet for Statnett. De største utfordringene er Bergensområdet, Stavangerområdet, Midt-Norge og Nord-Norge. Til disse områdene er det behov for ny overføringskapasitet for å sikre tilfredsstillende forsyning. For Bergensområdet, Midt-Norge og Nord-Norge har Statnett søkt om nye overføringsforbindelser. For Bergensområdet har Statnett fått konsesjon for forbindelsen Sima-Samnanger, men regjeringen har besluttet å foreta en fornyet vurdering av sjøkabel som alternativ løsning i tiden frem til 1. februar 2011. Det planlegges også ny overføringskapasitet inn mot Stavanger i regi av Lyse Elnett AS. Lang behandlingstid for konsesjoner er en medvirkende årsak til at Statnett nå vurderer å iverksette særskilte, beredskapsmessige tiltak på kort sikt for disse områdene.

Statnett vil *legge til rette for verdiskaping* ved å sikre tilstrekkelig handlingskapasitet innenlands, levere kraft til ny lønnsom virksomhet, samt legge til rette for økt kraftutveksling med utlandet. Fokus på kort sikt er blant annet å legge til rette for planlagt petroleumsvirksomhet samt å etablere nye utenlandsforbindelser til kontinentet for å utnytte verdien av den norske vannkraftens reguleringssevne. Nye utenlandsforbindelser krever betydelige nettførsterkninger på Sørlandet, som i stor grad vil gjøres gjennom å oppgradere og dermed øke kapasiteten på eksisterende forbindelser.

Statnett vil *bidra til klimavennlige løsninger*, både ved å tilrettelegge for ny fornybar kraft, ved å legge til rette for økt elektrifisering innenfor petroleumsvirksomheten, og ved å bidra til omlegging av energiproduksjonen på kontinentet. Vi skal legge til rette for at Norge når sine målsettinger om ny fornybar produksjon på en kostnadseffektiv måte. I dette ligger blant annet å stimulere til en balansert utvikling, der ny produksjon bygges ut i takt med behovene, både regionalt og nasjonalt. Statnett har en rolle som overordnet koordinator av utbygging av nett og nye kraftproduksjon. Kostnadene ved nettutbygging må tas hensyn til ved vurderingen av lokalisering av ny kraftproduksjon. Det er ikke rasjonelt å etablere store kraftoverskudd som skal transporteres over lange avstander. Norge har et stort potensial for småskala vannkraftproduksjon, som i dag kan etableres til en relativt sett lav kostnad. De største potensialene finnes på Vestlandet og i Nordland, og Statnett vil prioritere å legge til rette for satsing på slik kraftproduksjon. 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 gunstig, samt vindkraftsatsing i Nord-Norge tilpasset forbruk og kapasitet for nettet i regionen.

Når det gjelder elektrifisering innen petroleumsvirksomheten handler det i første omgang om økt elektrifisering av petroleumsvirksomheten i Hammerfestområdet, som vil gi betydelige reduksjoner i nasjonale CO<sub>2</sub>-utslipp.

### **Spenningsoppgradering er en strategisk satsning for økt kapasitet innenlands**

En strategisk satsning for å øke overføringskapasitet er spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV forbindelser til 420 kV, med gjenbruk av eksisterende traséer. Spenningsoppgradering med økt overføringskapasitet skjer ved forsterkninger eller utskiftninger av eksisterende liner, master og stasjoner hvor eksisterende traseer i størst mulig grad anvendes. Dette gir små miljøkonsekvenser. Videre bidrar spenningsoppgradering til lavere nettap. Spenningsoppgradering er derfor en god løsning sett fra et miljøperspektiv.

Statnett har omfattende planer for å spenningsoppgradere 300 kV nettet til 420 kV. På grunn av økende forbruk og produksjon i kraftsystemet er det viktig at spenningsoppgraderingene foretas raskt, før belastningen på nettet blir så høy at det blir umulig å koble ut anleggene i ombygingsperioden.

Spenningsoppgradering innebærer at eksisterende linjer og stasjoner bygges om og vil kunne gi driftsmessige utfordringer i ombygingsperioden. For å redusere omfang av utkoblinger vil det bli foretatt Arbeid-Under-Spenning (AUS) på de forbindelser hvor dette er mulig.

### **Miljøfokus**

Ved bygging av nye forbindelser legger Statnett stor vekt på å finne løsninger som innebærer minst mulig ulempe på natur og nærmiljø. Dette skjer ved valg av trase, utforming og kamufasjemaling av master og annet utstyr, samt at anleggsarbeidene skal etterlate minimale sår i landskapet. Avbøtende miljøtiltak anvendes på store deler av nye ledningsprosjekter. Videre utnyttes muligheter til å sanere og omstrukturere eksisterende kraftledninger (både i sentral- og regionalnettet) ved alle nye ledningsprosjekter.

Alle Statnetts prosjekter baserer seg på bruk av stålmaster av tilsvarende type som er benyttet de seneste 20 årene, og som det finnes tusenvis av i Norge. Statnett arbeider aktivt med FoU for å undersøke muligheter for alternativ design, men klimatiske påkjenninger (vind, is og snø) gjør at stålmasterne er rådende i bruk.

Kabel (jord- og/eller sjøkabling) på de høyeste spenningsnivåene er tradisjonelt benyttet der det ikke er mulig å bygge en kraftledning, slik som ved lange fjordkryssinger eller ved kryssing av sjøområder. Det er stadig sterkere ønske fra opinionen om å velge kabel framfor luftledning. I denne sammenhengen forholder Statnett seg til vedtatt kablingspolitikk.

Kablingspolitikken ble behandlet av Stortinget våren 2009 i Ot. prp. nr. 62 (2008–2009) Om lov om endringer i energiloven: «Kabling skal også alltid vurderes når nye kraftledninger i regional- og sentralnettet skal bygges, men bruken skal være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå. Jord- eller sjøkabel er mest aktuelt på begrensede strekninger med betydelige verneinteresser eller store estetiske ulemper på 66kV og 132kV, men kan også være aktuelt på strekninger der det gir særlige miljøgevinster på 300kV og 420kV.»

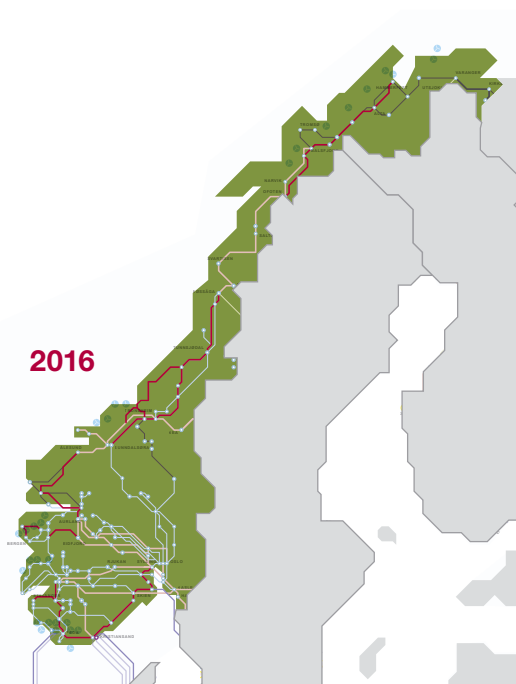
Statnetts vedtekter og formålsparagraf slår fast at Statnett har et ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av det sentrale overføringsnett for kraft. Grunnet høye kostnader vil mange forbindelser ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme ved omfattende krav om kabling. Det samfunnsøkonomiske alternativet til luftledning vil derfor i mange tilfeller være å ikke bygge ledningen.

### Utvikling av neste generasjon sentralnett

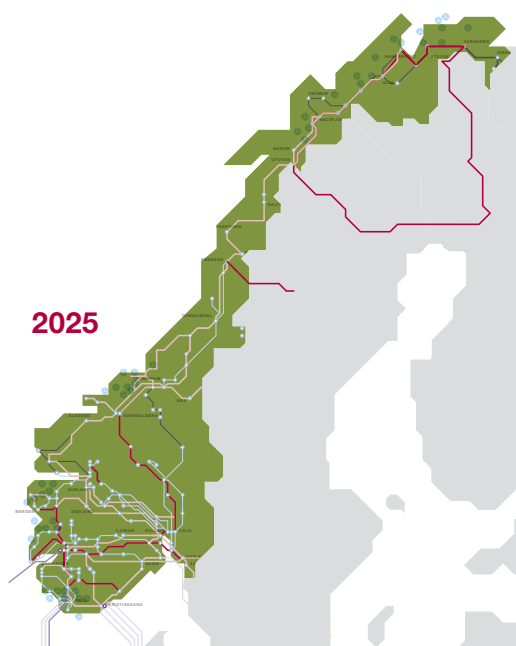
Kartene viser dagens sentralnett, samt prioriterte tiltak de nærmeste årene frem mot neste generasjon sentralnett. Røde streker angir i kartene for 2016 og 2025 nye tiltak frem til disse stadiene. Rosa streker angir det som på et tidligere stadium er forutsatt utbygd 420kV nett og blå streker tilsvarende for 300kV nett.



Dagens sentralnett



Prioriterte tiltak de nærmeste årene



Neste generasjon sentralnett



### Nettutvikling i Nord-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Nord-Norge:

- Forsyningsikkerhet for Finnmark, samt forsyningsikkerhet for Lofoten og Vesterålen
- Kraftforsyning til ny næringsvirksomhet i Finnmark
- Ny småkraft- og vannkraftproduksjon (spesielt i Nordland) og ny vindkraftproduksjon (i hele området)

Nord for Ofoten er det effektunderskudd på vinteren, med lite produksjon som kan reguleres opp ved behov. Nettet drives i lange perioder med redusert forsyningsikkerhet. Dette er en viktig årsak til at Statnett har konsesjonsøkt en ny 420 kV ledning mellom Ofoten og Balsfjord.

Statnetts fokus i den nordlige delen av Nord-Norge er også knyttet til forsyningen av petroleumsvirksomheten i Finnmark. Statoil er pålagt å utrede tiltak for å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene fra Snøhvit, og det legges opp til elektrifisering av det nye feltet Goliat. Videre planlegges Snøhvit II med kraftforsyning fra nettet. Som følge av dette har Statnett søkt konsesjon for den nye 420 kV ledningen fra Balsfjord til Hammerfest. Denne forbindelsen, sammen med ny ledning Ofoten-Balsfjord, er nødvendige for at det skal være mulig å forsyne de planlagte aktivitetene i Hammerfestregionen. Kraftnettet videre østover i Finnmark har begrenset overføringskapasitet og er lite fleksibelt i forhold til å håndtere endringer i forbruk eller produksjon i området. For å legge til rette for et mulig fremtidig økt kraftforbruk øst i Finnmark, har Statnett meldt en ny 420 kV ledning Skaidi – Varangerbotn.

Den nye 420 kV ledningen Ofoten – Balsfjord – Hammerfest gir ikke tosidig forsyning for området. For å øke forsyningsikkerheten for Finnmark er det aktuelt å videreføre den nye kraftledningen Skaidi - Varangerbotn til 420 kV nettet i Finland (Pirttikoski). En slik gjennomgående «Arctic Circle» vil gi et sterkt nett og være robust i forhold til endringer i både kraftforbruk og produksjon, og dermed legge til rette

for en betydelig vindkraftproduksjon både vest og øst i Finnmark. Det gjennomføres nå en studie av en slik løsning i samarbeid med Statnetts søsterselskap i Finland, Fingrid.

Det planlegges en betydelig mengde vindkraft i alle de tre nordligste fylkene. Statnett vurderer det som rasjonelt om omfanget av ny kraftproduksjon lengst i nord bygges ut i takt med planlagt forbruksutvikling og tilhørende ny overføringskapasitet. Det økte forbruket i Nord-Norge, og tilhørende nettutbygging, kan gjøre det mulig å bygge ut inntil 2000 MW ny produksjonskapasitet i Troms og Finnmark på sikt. En enda mer omfattende utbygging av produksjonskapasiteten lengst i nord er imidlertid en kostbar løsning på grunn av høye kostnader ved å transportere kraften til forbruksområdene.

I Nordland er det et stort potensial for småkraft. Det foreligger mange planer om både småkraft/vannkraft og vindkraft. I første omgang vil dette ha konsekvenser i forhold til behovet for transformeringskapasiteten mellom regional- og sentralnettet. 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 var det utfall i Lofot-ringen som ga utfall av forbruk. Statnett vil derfor i løpet av kommende år utarbeide forslag til løsninger på kort og lang sikt.

Norge har i dag mulighet til å importere inntil ca 50 MW fra Russland. Statnett bygger en ny kraftledning fra Varangerbotn til Skogfoss. Dette vil gjøre det mulig å øke importen fra Russland, noe som vil være positivt for forsyningsikkerheten i Øst-Finnmark. Statnett er i dialog med russiske selskaper for å undersøke disse mulighetene.



### Nettutvikling i Midt-Norge

Hovedutfordringene for kraftsystemet i Midt-Norge er:

- Forsyningsikkerhet – den største utfordringen på kort sikt
- Ny vindkraftproduksjon i regionen, samt økt kraftflyt fra nord ved ny fornybar kraftproduksjon nord for Midt-Norge
- Økt kraftforbruk knyttet til petroleumsvirksomhet

Midt-Norge har vært og er et fokusområde for Statnett på grunn av en bekymringsfull forsynings-situasjon. Området har de senere årene hatt en stor forbruksvekst uten økning i kraftproduksjonen, og etter hvert fått et betydelig kraftunderskudd. Overføringskapasiteten inn til området er ikke tilstrekkelig til å håndtere dette i alle situasjoner. Utfordringene er først og fremst knyttet til en tørrårssituasjon med lite vann i magasinene. Sammen med allerede gjennomførte nettforsterkningstiltak i og inn til Midt-Norge, vil den planlagte 420 kV linjen mellom Midt-Norge og Sogn (Ørskog- Fardal) gi en tilfredsstillende forsynings-situasjon i området. Med dette vil det også gis rom for en ytterligere forbruksøkning i området, for eksempel knyttet til petroleumsindustrien, samt at linjen legger til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre. Inntil Ørskog-Fardal er på plass har Statnett sagt stopp for videre utbygging av ny kraftproduksjon i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre.

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. For å legge til rette

for planlagt vindkraft sør for Trondheimsfjorden har Statnett søkt konsesjon for en 420 kV forbindelse videre fra Fosen via Snillfjord til sentralnettet sør for Trondheimsfjorden (Orkdal/Trollheim). Utbygging av disse ledningene forutsetter at det etableres vindkraft hhv på Fosen og i Snillfjord-området, som igjen er avhengig av at det etableres økonomiske rammebetingelser som gjør utbyggingen lønnsom for aktørene. Det planlegges også noe småkraftproduksjon i Midt-Norge. Statnett vil legge til rette for dette ved å etablere nødvendig transformeringskapasitet i sentralnettet.

### Nettutvikling i Vest-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Vest-Norge:

- Forsyningsikkerhet i Hordaland
- Ny fornybar kraftproduksjon, både småkraft/vannkraft og vindkraft, som gir utfordringer for overføringskapasiteten både inn mot sentralnettet (innmatting) og ut av området
- Utvikling innen aluminiumsindustrien

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 man opplevde i 2004. Statnett fikk på bakgrunn av dette konsesjon fra NVE i 2008 for bygging av en ny 420 kV ledning Sima – Samnanger, et vedtak som ble stadfestet av Olje- og energidepartementet i juli 2010. Regjeringen besluttet 10. august 2010 at det skal foretas en fornyet gjennomgang av sjøkabelalternativet innen 1. februar 2011. Fram til sjøkabelalternativet er vurdert på nytt, videreføres anleggsarbeidet ved at de fysiske inngrepene som er felles for gjennomgående luftledning og sjøkabel, bygges. I tiden frem til denne forbindelsen er på plass vil Statnett iverksette andre, mer kortsiktige, tiltak for å bedre forsynings-sikkerheten.



For å sikre forsyningen internt i området inn mot Bergen og Kollsnes, er det planer for nye ledninger Kollsnes - Mongstad og Mongstad – Modalen, som er henholdsvis konsesjonssøkt og meldt av BKK. Disse ledningene er svært viktige for å sikre robust forsyning innad i Bergensområdet.

Vestlandet har det største potensialet for småkraft og Statnett vil legge til rette for at en størst mulig del av dette kan realiseres. 420 kV-ledningen Ørskog-Fardal og videreføring av denne til Aurland, kombinert med Sima-Samnanger og oppgradering av strekningen Samnanger – Mauranger – Blåfalli - Sauda, gir en tilstrekkelig styrking av sentralnettet til å håndtere store volum ny fornybar kraftproduksjon.

I samarbeid med National Grid ser Statnett på mulig forbindelse mellom Norge og Storbritannia. I utgangspunktet er Kvilldal aktuelt tilknytningspunkt, men Statnett vil også vurdere andre alternativer.

For å legge til rette for nye kabler mellom Sørlandet og kontinentet er det behov for å spenningsoppgradere nettet sør for Sauda.

### Nettutvikling på Sørlandet og Sørvestlandet

Hovedutfordringene for kraftsystemet på Sørlandet og Sørvestlandet er:

- Forsyningssikkerhet for Nord Jæren / Stavangerområdet
- Nye utenlandsforbindelser til kontinentet
- Ny fornybar produksjon og tilhørende økt kraftoverskudd i regionen

Dagens overføringskapasitet inn til Nord-Jæren-regionen og Stavangerområdet er begrenset. Området forsynes av to svake 300 kV forbindelser, samtidig som kapasiteten begrenses av spenningsmessige forhold. Nettet drives i perioder uten momentan reserve, og det er potensielt store avbruddskostnader ved alvorlige feil i nettet. En ny 420 kV ledning Lyse – Støleheia vil bedre forsyningssikkerheten for Nord Jæren. Forbindelsen vil også gi en kapasitetsøkning nord-sør mellom Lyse og Feda, og vil dermed gjøre det enklere å få gjennomført de nødvendige spenningsoppgraderingene.

Samfunnsøkonomiske analyser viser at det er lønnsomt med flere utenlandsforbindelser fra Norge til kontinentet. På grunn av nærhet til Europa vil ilandføring av flere nye utenlandsforbindelser bli på Sørlandet eller Sørvestlandet. Dette skaper utfordringer for det innenlandske nettet i området og ytterligere forsterkninger er nødvendig. Med nye utenlandsforbindelser vil endringene i flytmønsteret over døgnet forsterkes og derav også behovet for nettforsterkninger i retning nord-sør på Sørlandet. Hovedstrategien er å spenningsoppgradere Kristiansand-Arendal-Bamble-Rød (østre korridor) fra 300 til 420 kV før Skagerrak 4 realiseres, samt tilsvarende spenningsoppgradere Kristiansand-Feda-Tonstad-Lyse-Sauda (vestre korridor) for ytterligere utenlandsforbindelser knyttes til.

### Nettutvikling i Øst-Norge

Øst-Norge er et betydelig underskuddsområde.

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Øst-Norge er:

- Forsyningssikkerhet for Oslofjordområdet
- Tilstrekkelig handelskapasitet til og fra Sverige
- Reinvesteringsbehov, som må koordineres med planer for spenningsoppgradering

De tre kabelforbindelsene som krysser Oslofjorden er viktige for forsyningen av Oslofjord-området og for overføringskapasiteten til og fra Sverige. Statnett har besluttet å investere i tre sett nye 420 kV sjøkabler i ytre Oslofjord (Rød-Hasle) til erstatning for eksisterende kabelsett. Oppgradering av øvrige kabler over Oslofjorden planlegges også.

Flere av transformatorstasjonene inn mot Osloområdet hadde i kuldeperioden 2009/2010 en svært høy belastning. En gjennomgang har vist at enkelte stasjoner kan være sårbare i forhold til forsyningssikkerheten. Kapasiteten planlegges derfor økt i flere transformatorstasjoner.

I de neste 10-20 årene er det omfattende utfordringer knyttet til reinvesteringsbehov og forventet befolknings- og forbruksvekst i Oslofjordområdet. Videre forventes økt transitt av kraft gjennom området som følge av nye kabelforbindelser 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 Sydvest-linken, 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 behov for å styrke ledningsnettet inn mot Oslo og Akershus. Statnett har igangsatt arbeid med en langsiktig «Master plan for Oslo og Akershus» 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.

### Svensk-norsk nettutvikling

Kraftnettene i Sverige og Norge er tett integrert. Statnett samarbeider med Svenska Kraftnät for å belyse felles problemstillinger, blant annet som følge av økt andel fornybart i det norsk-svenske kraftsystemet.

Både kontinental og nordisk utvikling gir sterke incentiver for flere forbindelser mot kontinentet, samt forsterkninger av det innenlandske svensk-norske nettet, spesielt i nord-syd-retning. I en felles svensk-norsk analyse har det vært vurdert tiltak relatert til nettutbygging nord-syd, markedsutvikling, forsyningssikkerhet og driftssamarbeid. Basert på resultater fra analysene har det blitt skissert en felles trinnsvis plan for aktuelle forsterkninger av det svensk-norske kraftsystemet.

Parallelt med dette analysearbeidet har Statnett og Svenska Kraftnät undertegnet en samarbeidsavtale om prosjektet SydVest-linken, som en likestrømsfor-

bindelse mellom Norge og Sør-Sverige, med kapasitet opp mot 1200 MW. Selskapene har startet utarbeidelsen av konsesjonssøknad. Den såkalte Norge-grenen vil ha tilknytning i Tveiten i Vestfold.

### Utenlandsforbindelser til kontinentet

Norsk og europeisk energipolitikk peker i retning av at utenlandsforbindelser både er nødvendige og lønnsomme. Det er lønnsomt med handel mellom det norske og nordiske vannkraftbaserte systemet og med kraftsystemer med mye termisk kraftproduksjon (gass, kull, kjernekraft, mv). Utenlandsforbindelser blir ytterligere lønnsomme på grunn av økt utbygging av fornybar kraftproduksjon, enten den skjer i Norge eller i utlandet, pga økt volatilitet i kraftprisene. Statnett arbeider derfor aktivt for å etablere nye forbindelser til aktuelle markeder rundt Norge.

Nye planlagte forbindelser ut av Sør-Norge:

- Danmark: Statnett har fått endelig konsesjon fra NVE til å legge en fjerde kabel til Danmark (Skagerrak 4). Prosjektet er planlagt med en kapasitet på inntil 700 MW. Dette medfører at den totale elspotkapasiteten mellom Norge og Jylland øker til om lag 1600 MW.
- Tyskland: Statnett har søkt konsesjon for en likestrømsforbindelse (NORD.LINK) mellom Norge og Tyskland. Kapasiteten for den nye forbindelse er planlagt på 1400 MW. Det planlegges at forbindelsen skal ha tilknytningssted i Sirdal kommune. Statnett samarbeider med de norske selskapene Lyse og Agder Energi, samt sveitsiske EGL om å utvikle et tilsvarende prosjekt under selskapsnavnet NorGer. Statnett er 50 prosent medeier i dette prosjektet. NORD.LINK og NorGer vil videreutvikles som selvstendige prosjekter.
- Nederland: NorNed-forbindelsen ble idriftssatt i mai 2008 og eies med en halvpart hver av Statnett og det nederlandske søsterselskapet TenneT. En utvidelse av kapasiteten (NorNed 2) med 700 MW vil bli søkt i løpet av 2010, basert på erfaringer fra utbygging og drift av NorNed. Det planlegges med tilknytningspunkt i Fedå.
- England: I samarbeid med National Grid ser Statnett på en mulig forbindelse mellom Norge og Storbritannia. Prosjektet utreder en kapasitet på opptil 1600 MW. Sannsynlig tilknytningssted i Norge vil være Kvilldal, men Statnett vil også vurdere andre alternativer.

### Investeringsomfang

Statnett forventer investeringer i sentralnettet de nærmeste 10 årene i størrelsesorden 40 mrd kr. For de første fem årene er investeringsomfanget i størrelsesorden 17-20 mrd kr. Det er usikkerhet om investeringsomfanget, blant annet knyttet til behandlingstid for konsesjonssøknader, nasjonal ambisjon i forhold til fornybarsatsningen og tempo for utbygging av nye utenlandsforbindelser. Det er økende usikker-

het for tiltak som ligger i den senere del av perioden.

Aktuelle tiltak innebærer bygging og ombygging i størrelsesorden 3500 km ledning for kommende tiårsperiode. I tillegg kommer installasjon av utenlandsforbindelser. Tiltakene vil også medføre nybygging eller ombygging av nærmere 60 stasjoner, hvor enkelte eksisterende stasjoner må bygges om samtidig som de er i drift. Det samlede omfanget er vesentlig større enn det som har vært bygd de siste tiårene.

### Utfordringer med porteføljegjennomføringen

Statnett står foran en epoke med omfattende nettutbygging for å tilknytte ny kraftproduksjon til nettet, og for å overføre kraften fram til aktuelle forbrukere i Norge og i utlandet. Tempo og omfang er høyt, og evnen til å gjennomføre porteføljen representerer en utfordring.

De siste årene har planvolumet økt, samtidig som det tar stadig lengre tid å få aksept for å bygge ut infrastrukturen. Her står både Statnett og andre berørte aktører overfor en stor utfordring. Mulighetene for å bygge nødvendig overføringskapasitet for å sikre forsyningen, øke verdiskapningen og bidra til bedre klimaløsninger kan hemmes av at det tar lang tid å etablere nye kraftlinjer (8–10 år for nye 420 kV linjer). For å ivareta forsyningssikkerheten er det viktig at ledetiden reduseres.

En eventuell knapphet på leverandører og installatører, samt lange leveringstider på viktige komponenter, vil påvirke fremdriften av prosjektene. Dette er internasjonale markeder, og knappheten i disse markedene vil i stor grad avhenge av om planene hos andre europeiske nettselskaper realiseres. Statnett arbeider for å stimulere til at flere entreprenører skal kunne konkurrere om våre oppdrag.

Det er viktig for Statnett å sikre god gjennomføringsevne, hvor blant annet kompetanse og kapital er viktig for å kunne levere den samfunnskritiske infrastruktur som sentralnettet er.

### Samarbeid viktig for å sikre prosjektrealisering

Statnett er avhengig av et godt samarbeid med lokal-samfunn, leverandører, kunder og kraftprodusenter for å gjennomføre den ambisiøse planen. Statnett har derfor inngått en rekke samarbeidsavtaler med regionale nettselskaper.



### Oppsummering: Prioriterte tiltak de nærmeste årene

Tiltak	Om tiltak	Tid <sup>1</sup>
<b>Nord-Norge:</b>		
Varangerbotn–Skogfoss 132 kV	Ny forbindelse som styrker forsyningssikkerheten til Øst-Finnmark	Under bygging og idriftsettelse 2013
Ofoten–Balsfjord 420 kV	150 km ny forbindelse som styrker forsyningssikkerheten i regionen	Konsesjonssøkt mai 2010 og idriftsettelse 2014
Balsfjord–Hammerfest 420 kV	360 km ny forbindelse som styrker forsyningssikkerheten og legger til rette for næringsutvikling og en økning av fornybar kraftproduksjon i regionen	Konsesjonssøkt 2009 og idriftsettelse 2016
Skaidi–Varangerbotn 420 kV	215 km ny forbindelse som styrker forsyningssikkerheten og legger til rette for store mengder økt forbruk og ny produksjon	Meldt juni 2010 og idriftsettelse 2020
Arctic Circle 420 kV	Ringforbindelse som forbinder det norske, svenske og finske sentralnettet og sikrer tosidig forsyning til nordområdet	
<b>Midt-Norge:</b>		
Ørskog–Fardal 420 kV	285 km ny forbindelse med fem nye stasjoner som vil styrke forsyningssikkerheten og legge til rette for store mengder fornybar energi i Sogn og på Sunnmøre	Idriftsettelse 2014 / 2015. Klagebehandling i OED
Namsos–Roan–Storheia 420 kV	120 km ny forbindelse som vil knytte til seg store mengder vindkraft som er meldt til NVE. Realisering forutsetter avtaler om ny produksjon i området.	Konsesjon gitt 2010 og idriftsettelse i 2013. Klagebehandling i OED
Spenningsoppgradering Namsos-Klæbu 420 kV	Tilrettelegge for ny fornybar kraftproduksjon i og nord for Midt-Norge	Konsesjonssøkt 2010. Ferdigstilles 2013
Spenningsoppgradering Klæbu-Aura 420 kV	Forsyningssikkerhet Møre, samt tilrettelegge for ny fornybar kraftproduksjon i og nord for Midt-Norge	Ferdigstilles 2016-17
Storheia–Snillfjord–Orkdal/Trollheim 420 kV	130 km ny forbindelse med 8 km sjøkabel som vil legge til rette for store mengder vindkraft i Snillfjord	Konsesjonssøkt mai 2010. Idriftsettelse 2017
<b>Vest-Norge:</b>		
Sima – Samnanger 420 kV	92 km ny forbindelse som vil øke forsyningssikkerheten til Bergensområdet	Konsesjon mottatt. Idriftsettelse 2012 - 2013. OED foretar fornyet gjennomgang av sjøkabelalternativ frem til 1. februar 2011.
Modalen – Mongstad – Kollsnes 420 kV	Prosjekter i regi av BKK Nett for å bedre forsyningssikkerheten til Bergensområdet	
Spenningsoppgradering Fardal – Aurland 420 kV	Økt kapasitet over Sognefjorden som blir en videreføring av Ørskog – Fardal og legger til rette for mer fornybar produksjon	Systemanalyse pågår
Spenningsoppgradering til 420 kV i regionen	Styrker forsyningssikkerheten samt legge til rette for mer produksjon og flere utenlandsforbindelser	
Utenlandsforbindelse til Storbritannia	Ny utenlandsforbindelse fra Vestlandet til Storbritannia er under planlegging	



Tiltak	Om tiltak	Tid <sup>1</sup>
<b>Sørlandet/Sørvestlandet:</b>		
Spenningsoppgradering – Østre korridor 420 kV	Eksisterende forbindelse Kristiansand–Arendal–Bamble oppgraderes for å øke nettkapasiteten mellom Sør- og Østlandet. Nybygging Bamble-Rød.	Ferdigstilles 2014
Spenningsoppgradering – Vestre korridor 420 kV	Eksisterende forbindelser Kristiansand–Feda–Tonstad–Lyse–Saurdal–Sauda oppgraderes for å øke forsyningssikkerhet samt for å håndtere ny produksjon og økt utenlandskapasitet	Ferdigstilles 2016 / 2017
Lyse – Støleheia 420 kV	Ny forbindelse som Lyse Elnett planlegger for å styrke forsyningssikkerheten for Nord-Jæren/Stavanger	Idriftsettelse 2016
<b>Øst-Norge:</b>		
Ytre Oslofjord	Ny kabelforbindelse som vil erstatte eksisterende sjøkabler	Idriftsettelse 2012
Økt transformator-kapasitet i Oslo-området	Transformatorstasjoner oppgraderes for å styrke forsyningssikkerheten og imøtekomme fremtidig vekst på Østlandet	Ferdigstilles fra 2012 til 2015
SydVest-linken	Ny likestrømsforbindelse fra Østlandet til Sverige som vil styrke handelskapasiteten over grensen	Idriftsettelse 2016/17
Master-plan for Oslo-området	Sammen med Hafslund utredes det en felles strategi for å imøtekomme fremtidens utvikling av hovedstadsregionen	
<b>Nye likestrømsforbindelser ut av det nordiske systemet:</b>		
Danmark	Økning av nåværende kapasitet med 700 MW til 1600 MW	Konsesjon gitt juni 2010, og idriftsettes 2014
Tyskland	NORD.LINK: Statnett har søkt konsesjon for en likestrømsforbindelse (NORD.LINK) mellom Norge og Tyskland. Kapasiteten for den nye forbindelse er planlagt på 1400 MW, og med tilknytningssted i Sirdal kommune. NorGer: Statnett samarbeider med Lyse og Agder Energi, samt sveitsiske EGL om å utvikle prosjektet.	Konsesjon søkt
Nederland	Vurderer utvidelse av nåværende kapasiteten med 700 MW. Det planlegges med tilknytningspunkt i Feda.	Konsesjonssøknad i løpet av 2010
Storbritannia	Sammen med National Grid vurderes forbindelse mellom Norge og Storbritannia, med kapasitet på opptil 1600 MW. Sannsynlig tilknytningssted vil være Kvilldal, men andre tilknytningspunkt vil kunne bli vurdert.	

<sup>1</sup> Idriftsettelsesdatoer er indikative og bygger på forutsetninger

# Utviklingstrekk i kraftmarkedet

Vinteren 2009/2010 ble det registrert ny maksimallast både i det norske og det nordiske kraftsystemet. Maksimallasten for Norge var 23 994 MW (6. jan 2010), mens den for det samlede nordiske systemet var 69 639 MW (8. jan 2010).

Energimessig var det for 2009 en nedgang i forbruket i både Norge og Norden i forhold til tidligere år. Brutto forbruk for Norge i 2009 var 124 TWh. Forbruket er lavere enn i 2008, hvor brutto forbruk var 129 TWh. Den største reduksjon var i sektoren kraftintensiv industri, noe som gjaldt også de øvrige nordiske landene.

## 1.1. Produksjonssammensetning og systemkarakteristika i det nordiske kraftsystemet

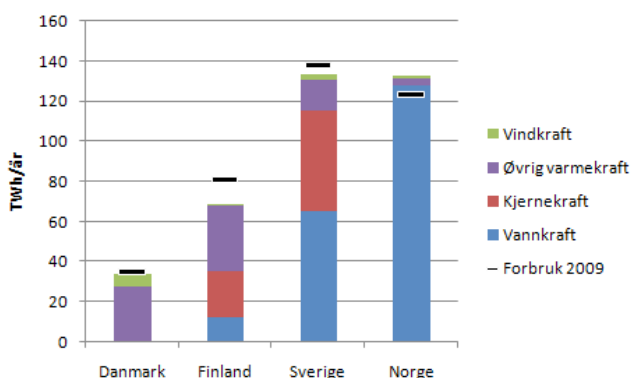
Det nordiske kraftsystemet er et blandet vannkraft-/varmekraftsystem. I et normalår består produksjonen i Norge hovedsakelig av vannkraft (98 %). Norsk vindkraftproduksjon utgjorde i 2009 0,8 % av samlet produksjon. I Sverige utgjør vannkraft og kjernekraft i et normalår ca 45 % hver. Finland har ca 20 % vannkraft, 30 % kjernekraft, mens resten utgjøres av ulike

typer varmekraft. Danmarks miljøpolitikk har gitt gode vilkår for utviklingen av vindkraft slik at denne utgjør ca. 20 % av kraftproduksjonen. Forøvrig er produksjonen i Danmark basert på kull, gass og biobrensel.

De nordiske landenes kraftproduksjon (eksklusive Island) i 2009 er fremstilt i tabell 1.1 og i figur 1.1. Samlet sett var årsproduksjonen i 2009 på 370 TWh (mot 398 TWh i 2008).

I 2009 utgjorde vannkraften 56 %, varmekraft 42 % og vindkraft 3 % av kraftproduksjonen. Både produksjon og forbruk var rundt 20 TWh under normalen. Det var forbruksnedgang i Norden fra 2008 til 2009, hovedsakelig på grunn av lavere forbruk i kraftintensiv industri. Finanskrisen reduserte forbruket i Sverige og Finland, og spesielt gjaldt dette papirindustrien. Blant annet var reduksjon i papirproduksjonen i Finland på rundt 25 prosent i 2009 sammenlignet med 2006. For Sveriges del må en helt tilbake til 1994 for å finne samme lave forbrukstall.

Kjernekraftproduksjonen i Sverige var lav i 2008 med 61 TWh, og enda lavere i 2009 med 50 TWh, en reduksjon på nærmere 20 prosent. Den lave produksjonen i 2009 skyldtes til stor del driftsproblemer og ombygging av svensk kjernekraft, som har ført til mye lenger revisjonsperioder enn først antatt. I perioder vinteren 2009/2010 førte dette til prisrekorder i kraftmarkedet. I motsetning til Sverige har kjernekraftproduksjonen i Finland i 2009 vært rekordhøy. Samlet kjernekraftproduksjon i Finland var 23 TWh i 2009, en økning fra 22 TWh i 2008. Vannkraftproduksjonen i Norden for året var tilnærmet normal, men med mer vannkraftproduksjon i siste del av året (og gjennom vinteren 2009/2010) for å erstatte deler av den reduserte kjernekraftproduksjonen.



FIGUR 1.1: Produksjonssammensetning nordiske land 2009.



I løpet av 2009 ble det i Norge etablert rundt 200 MW ny småskala vannkraft, mens det i Sverige og Danmark ble installert henholdsvis over 230 MW og 250 MW ny vindkraftproduksjon. 210 MW av disse ble tilsluttet Horns Rev 2, verdens største havvindmøllepark med 91 vindmøller, som kom i drift i september. Til sammen har Norge, Sverige og Danmark nå installert vindkraftkapasitet på henholdsvis 440 MW, 1050 MW og 3400 MW, som til sammen står for om lag 3 % av kraftproduksjonen i Norden. På sommeren 2009 var det enkelttimer hvor prisen i Norden var null på grunn av høy vindkraftproduksjon. Fortsatt økt vindkraftkapasitet i Danmark, resten av Norden og på kontinentet kan føre til flere timer med kraftpriser som er svært lave eller lik null i Norden.

## 1.2. Historisk kraftbalanse for Norge

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 1.2.

Kraftforbruket i Norge vokste jevnt i lang tid frem mot år 2000. Etter år 2000 har veksten i forbruket flatet ut, noe som delvis skyldes milde vintre. For perioden 2000-2009 har det faktiske forbruket vært i gjennomsnitt 3,1 TWh lavere enn det temperaturkorrigerede forbruket. Sett i sammenheng med klimaendringer er det ventet at denne trenden fortsetter.

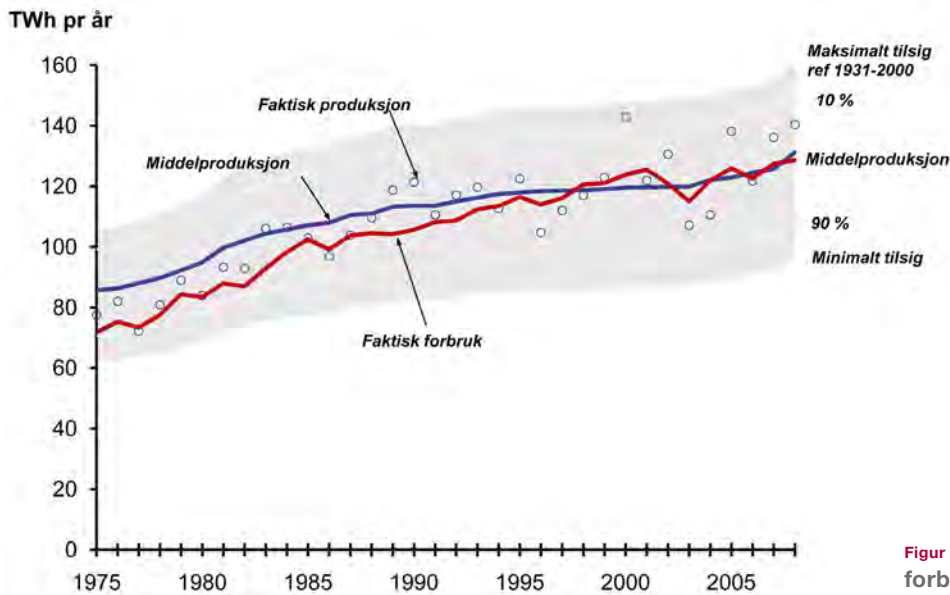
Analysen viser at vi har et lavere normalårsforbruk enn hva offisielle tall tilsier, og at forbruket sannsynlig er redusert med 3 TWh pr. år 2010 som følge av mildere klima<sup>1</sup>. Dette er også brukt i våre prognoser.

Figur 1.3 viser årlig nettoutveksling av kraft mellom Norge og utlandet fra 1980 og frem til 2009. I de aller

<sup>1</sup> Reduksjoner i normalårsforbruket er regnet i forhold til forventet årsforbruk basert på temperaturserien for perioden 1961-1990. Metrologisk institutt definerer temperaturnormalen.

Kraftproduksjon 2008 [TWh]	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Samlet
Vannkraft	0.0	12.6	128.3	65.2	206.1
Kjernekraft	0.0	22.6	0.0	50.0	72.6
Øvrig varmekraft	27.7	33.3	3.5	15.9	80.4
Vindkraft	6.7	0.3	1.0	2.5	10.5
Kraftproduksjon totalt [TWh]	34.4	68.7	132.8	133.7	369.7
Totalforbruk [TWh]	34.7	80.8	123.7	138.3	377.5

Tabell 1.1: Nordiske lands kraftproduksjon i 2009, eksklusive Island



Figur 1.2: Produksjon og forbruk i Norge

fleste årene (i cirka 4 av 5 år) har det vært netto eksport fra Norge. Som følge av variasjoner i tilsig og vannkraftproduksjon vil netto utveksling variere fra år til år.

I ekstremt tørre år kan årstilsiget i Norge være inntil 30 TWh lavere enn tilsig 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, av dette er ca. 15 TWh flerårsmagasin<sup>2</sup>. Fleksibiliteten på produksjonssiden kombinert med priselastisiteten på forbrukssiden gjør at det historisk ikke har vært behov for import større enn 12 TWh til Norge over en 12-måneders periode (2004).

### 1.3. Dagens effektsituasjon i Norge og Norden

Maksimallasten for Norge var vinteren 2009/2010 på 23 994 MW (6. jan.2010), mens den for det samlede nordiske systemet var på 69 639 MW (8. jan.2010). Dette er rekord både for det norske og det nordiske kraftsystemet. Tidligere maksimumlast inntraff den 5. februar 2001, med en samlet last på ca 69 000 MW. Samme tidspunkt hadde også Norge sin maksimumlast (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. Et forbruk innen kraftintensiv industri på nivå med årene før 2009 ville ha gitt en langt mer kritisk effektsituasjon.

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 reserver), noe som betyr at både Norge og Norden i ekstremt kalde perioder vil være selvforsynt.

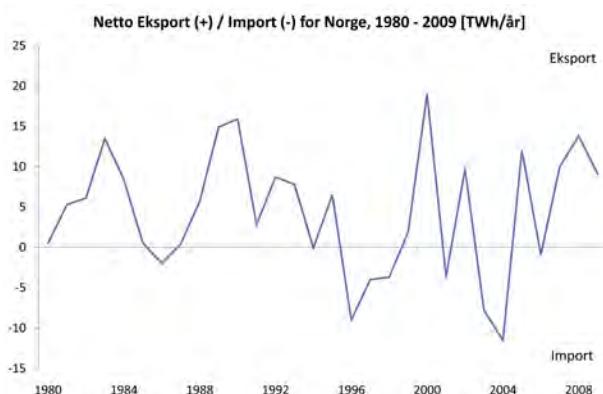
<sup>2</sup> Definisjonen av et flerårsmagasin er at det ikke er tilstrekkelig produksjonskapasitet til at det lar seg tømme innen ett år.

### 1.4. Effektsituasjonen de kommende år

Installert produksjonskapasitet i Norden forventes å øke vesentlig de nærmeste årene.

I Finland har en hatt et stadig stigende kraftunderskudd, med dertil stor importavhengighet. Av denne grunn har Finland besluttet å bygge et femte kjernekraftverk (1600 MW) som er ferdig i 2012. Finland vil etter dette fortsatt ha et kraftunderskudd. Finland har imidlertid startet planleggingen for et sjette og et syvende kjernekraftverk.

I tillegg forventes stor økning i produksjonskapasitet Sverige knyttet til oppgradering av eksisterende kjernekraftverk samt fornybar kraft. Det foreligger planer for oppgraderinger av eksisterende kjernekraft, der en de neste årene forventer i overkant av 1000 MW ny kapasitet. Grønne sertifikater gir sterke incentiver til ny fornybar produksjon, både innenfor vindkraft og innenfor bioenergi. Planene kan ses på som en direkte konsekvens av den svenske sertifikatordningen og et avklart fornybarkrav i henhold til det nye EU-direktivet om at 49 % av energibruken i Sverige skal komme fra fornybare energikilder innen 2020.



FIGUR 1.3.: Årlig netto eksport (+) og import (-) for Norge 1980 - 2009

I Danmark er det satset stort på vindkraft, noe som fortsatt har stort potensial. I Danmark er to store vindkraftverk vedtatt utbygd (Anholt på 400 MW og Rødsand 2 på 215 MW). Dansk kullkraft forventes redusert. Dette som følge av klimafokuset der utslippsforpliktelser og CO<sub>2</sub>-avgifter har en sterk negativ påvirkning på kullkraften.

Den norske effektsituasjonen forventes ikke å endre seg vesentlig. Ny gasskraftproduksjon på Mongstad (280 MW) kommer i løpet av 2010. Av ny vannkraft er Svartisen (250 MW) og Kjøsnestjøen (83 MW) de største prosjektene. Utover dette regner en med en rekke mindre småkraft- og vindkraftverk.

I følge prognoser hos den enkelte TSO vil vi få en begrenset forbruksøkning de kommende år. Dette skyldes blant annet forventning om redusert kraftforbruk i industrien som følge av finanskrisens ettervirkninger, samt at varmepumper og andre energieffektiviseringstiltak vil bidra til lavere forbruksøkning innen alminnelig forsyning.

I sum betyr dette at Norden går mot et økt overskudd både i forhold til energi- og effektbalanse. Påplussert forventning om fast import fra Russland vil dette bety en vesentlig krafteksport fra Norden mot kontinentet.

## 1.5. Utviklingstrekk for norsk produksjon

Forutsetningene for fornybar kraftproduksjon i Norge er svært bra, og det foreligger ambisiøse planer for ny fornybar kraftproduksjon. Om vi tar med alt som per april 2010 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, jf figur 1.5. Dette er et omfang som neppe vil bli realisert i overskuelig fremtid. Med dagens kraft-

## EFFEKTBALANSE Norden 8.jan 2010 (maksimallast Norden)

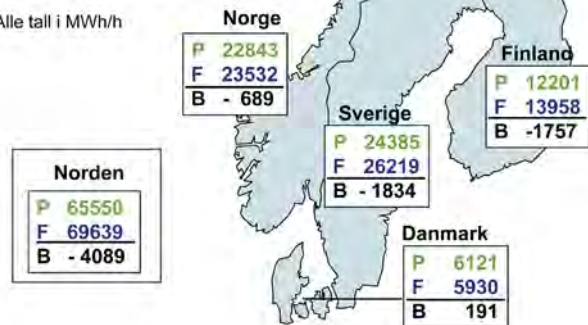
Temperaturforhold som ved 1 av 10 vintre

P = Produksjon fratrukket reserver

F = Makslast i hvert land

B = Balanse i hvert land

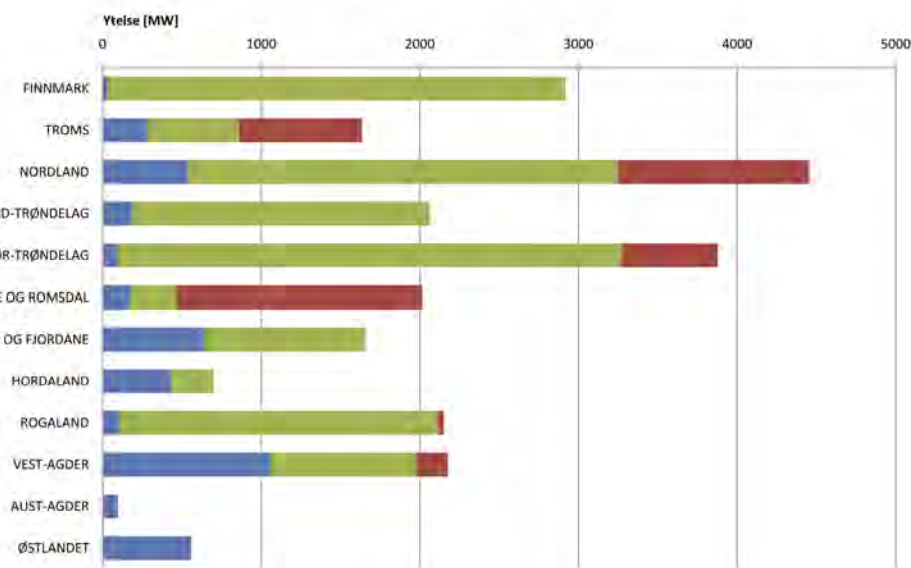
Alle tall i MWh/h



Figur 1.4: Produksjon og forbruk i Norden under maksimallest vinter 2009/2010.

priser er vindkraften avhengig av økonomisk støtte for å bli lønnsom, og myndighetenes rammevilkår vil dermed spille en avgjørende rolle for hva som faktisk blir utbygd. Som eksempel var støtten nærmere 6 mill kr per MW ved siste tildeling av støttemidler fra ENOVA. Gjennomsnittlig investeringskostnad er i størrelsesorden 12 – 18 mill kr per MW.

Utbyggingsplanene for fornybar kraft 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 småkraft og opprusting / utvidelser (O/U) av eksisterende anlegg er Nordland og Sogn og Fjordane. Men også Hordaland, Rogaland og Vest-Agder har store vannkraftpotensialer. I dag finnes det om lag 11 TWh vannkraft i ulike stadier av planleggingsfasen, og ressursgrunnlaget er enda større. Til forskjell fra vindkraft er deler av vannkraftpotensialet kommersielt lønnsomt med dagens kraftpriser.



FIGUR 1.5: Meldt og konsesjonssøkt fornybar kraftproduksjon per april 2010. Kilde: NVE.





Utbygging av gasskraft har et potensial i Norge, men med kraftoverskudd er dette mindre aktuelt. I en situasjon med overskudd, er det mer rasjonelt for Norge å eksportere gass enn å produsere strøm av gass for så å eksportere kraften. Dette skyldes at gasstransport over store avstander har mindre tap og kostnader enn tilsvarende kraftoverføring. Utbygging av gasskraft fremstår ikke som aktuelt med nåværende fremtidsbilder. Realisering av nye gasskraftverk vil være avhengig av en lavere gasspris, kombinert med nødvendigheten av at utviklingen av CO<sub>2</sub>-fangst lykkes.

## 1.6. Kraftforbruk

Elektrisitetsforbruket utgjør cirka 50 % av samlet energibruk i Norge og over 60 % av stasjonært energiforbruk. Fordeling av elektrisitetsforbruk i 2009 i Norge er vist i figur 1.6.

### 1.6.1. Alminnelig forsyning

Alminnelig forsyning omfatter elektrisitetsforbruket innen husholdninger, jordbruk og fiske, tjenesteyting og annen industri. Historisk sett har dette forbruket fulgt den økonomiske veksten. I et slikt lys skulle den økonomiske utviklingen siden 1990 medført stor vekst innen alminnelig forsyning.

Etter en viss forbruksvekst tidlig på 1990-tallet, flatet imidlertid forbruket innen alminnelig forsyning ut fra midten/slutten av 1990-tallet. Gjennomsnittlig årlig forbruksvekst har vært 1,1 % om vi ser hele perioden fra 1990-2007 under ett, og kun 0,4 % per år i perioden 1997-2007. Brutto nasjonalprodukt (BNP) for fastlandsøkonomien har til sammenligning økt med 3,1 % per år mellom 1990 og 2007, og med ca 2,7 % per år fra 1997 til 2007. Utflatning av kraftforbruket skyldes en kombinasjon av energieffektivisering 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 boenheter og økt aktivitetsnivå. I tillegg til at forbruket vokser, er det en klar trend at samfunnet blir mer avhengig av en stabil og sikker strømforsyning, da stadig flere kritiske samfunnsfunksjoner avhenger av strøm. På lengre sikt vil bosetningsmønster og demografiske utvikling være viktige drivere for forbruket.

I Norge er energiforbruket til oppvarming i større grad enn i andre land dekket av elektrisitet til relativt lave priser, og det er et betydelig potensial for energieffektivisering i denne sektoren. Potensialet for energieffektivisering gir stor usikkerhet omkring fremtidig kraftforbruk innen alminnelig forsyning, selv om vi igjen får en periode med stor økonomisk vekst.

### 1.6.2. Industrien

Kraftintensiv industri (KII, som inkluderer bransjene aluminium, ferro, kjemisk) og treforedling utgjør til sammen ca 30 % (35 TWh i 2009) av det norske kraftforbruket.

Forbruket i industrien er kjennetegnet ved et relativt jevnt forbruk over året og over døgnet. I korte perioder (inntil et par timer) er forbruket i store deler av KII fleksibelt ved at det kan reduseres kraftig uten at det får alvorlige teknisk/økonomiske konsekvenser. Dette innebærer at KII kan brukes som systemvern (belastningsfrakopling, BFK) i tilfeller ved feil i nettet, og som effektreserve i timer med ekstremt stort forbruk. I tørrår, der spotprisen er svært høy i lange perioder, kan deler av KII redusere produksjonen av råvaren og selge kraft 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 (påvirker regionale kraftbalanser) og behovet for nettkapasitet i ulike deler



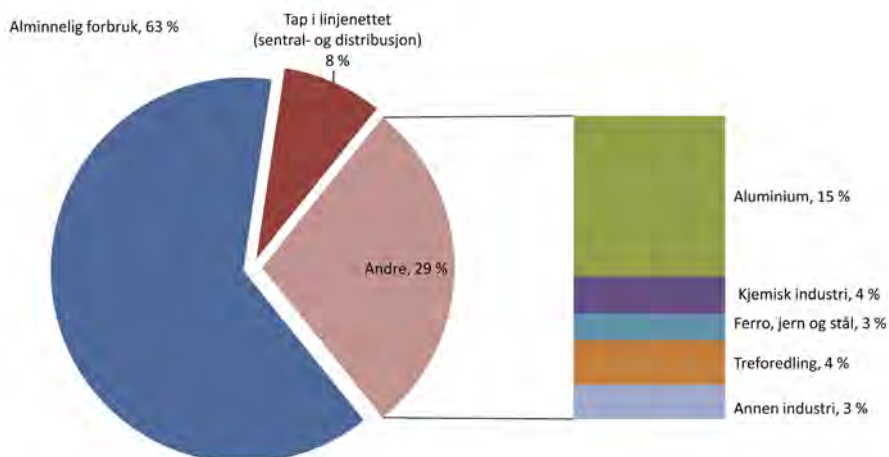
av nettet. Kll har historisk vært lokalisert i nærheten av kraftverk, og endringer i industriforbruket kan derfor få store konsekvenser for kapasitetsbehov i nettet.

Den globale finanskrisen har gitt fall i etterspørsel for kraftintensiv industri i Norge og Norden. Forbruket i 2009 i kraftintensiv industri i Norge var 18 % lavere enn nivået i 2008. Den økonomiske krisen ga fall i energipriser og lavere priser på utslippskvoter (ETS). Smelteverksindustrien (aluminium og ferro) i Norge bruker årlig om lag 27 TWh elektrisk kraft. I løpet av 2009 har flere fabrikker og produksjonslinjer blitt midlertidig stengt eller nedlagt. Dette gjelder for blant annet Sør-norske Aluminium (Soral) på Husnes, Søderberg-ovnene ved Hydro på Karmøy og produksjonshallen SU3 på Hydro Sunndalsøra.

Utvikling innen kraftintensiv industri vil avhenge av flere forhold. Finanskrisen og etterfølgende virkninger vil være viktig både for den globale etterspørselen etter norske varer, samtidig som usikkerheter rundt økonomisk utvikling vil påvirke industriens vilje og evne til å foreta nødvendige reinvesteringer i Norge. Industrien fremhever også at sær-europeiske karbonpriser på

kraft og kostnader for industriens utslipp er dempende for investeringene. Samtidig vil en situasjon med betydelig kraftoverskudd i Norge og Norden kunne gi industrien vilkår for å opprettholde og eventuelt foreta utvidelser.

Norsk treforedlingsnæring bruker årlig i overkant av 5 TWh elektrisk kraft. Næringen er i hovedsak lokalisert på Østlandet og i Midt-Norge, men det finnes også to mindre anlegg på Sørlandet. Den norske treforedlingsnæringen, som har avisepapir som primærprodukt, har sine viktigste markeder i Europa. Her er imidlertid forbruket på vei nedover. Dette har skapt økende overkapasitet innen produksjon av avisepapir, og har medført at bransjen omstiller seg mot magasinpapir. Den norske treforedlingsbransjen sliter med lønnsomheten. Dette har ført til at deler av industrien enten er lagt ned eller har redusert kapasitetsutnyttelse. Ytterligere innskrenkninger kan komme. Transportkostnader, utløp av langsiktige kraftavtaler, små energieffektiviseringspotensialer og virkningene av finanskrisen kan bidra til dette.



FIGUR 1.6: Elektrisitetsforbruk 2009 i Norge. Kilde: SSB

### 1.6.3. Petroleumsvirksomhet

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. Denne utviklingen har gitt mulighet for en type industriforbruk, og vesentlig forbruksøkninger langs kysten på Vestlandet, i Midt-Norge samt i de nordlige landsdeler. Dette skaper nye utfordringer for kraftnettet.

Per i dag er det kun Troll A og Ormen Lange av offshoreinstallasjonene som blir forsynt 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 kraftvarme anlegg. De andre innretningene på sokkelen får i all hovedsak dekket behovet for elektrisk og mekanisk kraft (direkte drift av kompressorer og pumper) fra gassturbiner. I noen tilfeller benyttes også diesel som brennstoff, eller en kombinasjon av diesel og gass (dual fuel maskiner).

Per 2009 var det 174 gassturbiner på norsk sokkel med en samlet installert effekt på om lag 3000 MW. De fleste turbinene er i størrelsen 20-30 MW, men 41 turbiner er under 10 MW. De fleste av disse er reserveturbiner. Per i dag er det totale behovet for mekanisk og elektrisk energi på norsk sokkel om lag 15 TWh. Egenproduksjon av elektrisk kraft er om lag 7 TWh. Behovet forventes å være relativt stabilt i årene fremover.

På Valhall bygges det en likestrømskabel (med HVDC VSC omformerteknologi) på 78 MW fra Lista og ut til feltet. Forbindelsen vil bli idriftsatt i løpet av 2010. Beslutningen om å hente strøm fra land ble fattet i forbindelse med en beslutning om fornyelse av plattformen. Tilsvarende er Gjøa besluttet elektrifisert. Kabelen fra Mongstad til Gjøa er en AC-kabel på 40 MW, og planlegges idriftsatt i løpet av 2010.

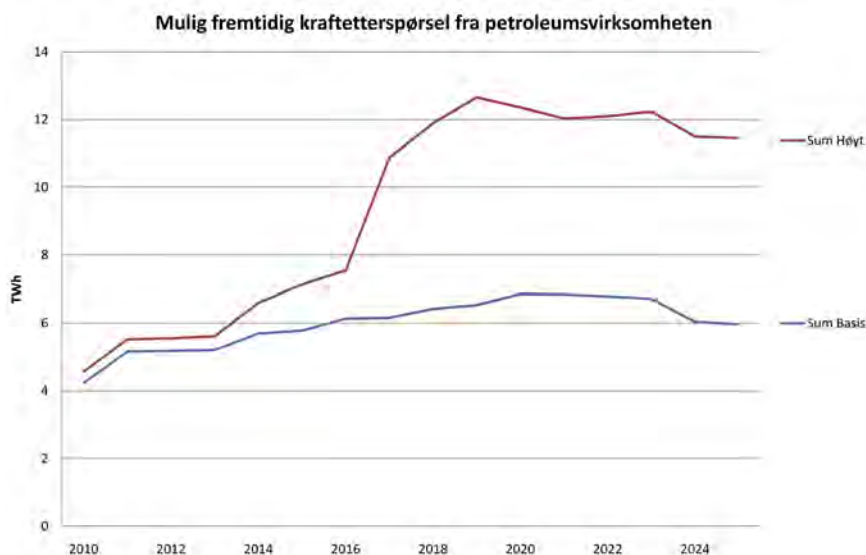
I tillegg er det bestemt at Goliat skal del-elektrifiseres fra 2013 og fullelektrifiseres fra 2018, jf. St.prp. nr 64 (2008–2009). Fullelektrifiseringen er imidlertid avhengig av at det er tilstrekkelig kapasitet i det innenlandske nettet. Dette er ikke tilfellet i dag, og stiller krav til nettutvikling. Dette er en av flere grunner til at Statnett har konsesjonsøkt 420 kV linjen 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 økt kompresjon for Troll.

Regjeringen ba Oljedirektoratet (OD) i 2009 om å vurdere forventet kraftteterspørsel fra land i årene frem mot 2025. I figur 1.6 viser totale tall for forventet kraftteterspørsel fra petroleumsvirksomheten. Utfallsrommet er illustrert gjennom to ulike scenarier, et basis scenario og et høyt scenario.

I basis scenario i figur 1.7 ligger de nevnte felt inne med forbruksøkninger. Kraftbehovet er i dette scenario i størrelsesorden 7 TWh, som er en økning fra nåværende cirka 4 TWh. I det høyt scenariet ligger det også inne elektrifisering av eksisterende innretninger i nordlige Nordsjø og en mindre elektrifisering av nytt felt i Norskehavet. Dersom det besluttes at alle disse prosjektene skal forsynes med kraft fra land, vil kraftbehovet til petroleumsanleggene utgjøre om lag 12 TWh i 2020. Tallene er imidlertid heftet med stor usikkerhet. Tallene gjelder vedtatte utbygde felt.

For nye funn (bortsett fra Goliat) forventes det utbygging med undervannsproduksjonsanlegg i tilknytning til eksisterende felter. Umodne funn som Peon i Nordsjøen, Onyx, Luva, Stetind og Hvitveis i Norskehavet trenger selvstendige produksjonsinnretninger til havs, men det er langt frem til en avgjørelse. Hva som skjer i Lofoten og Vesterålen er foreløpig usikkert. Eventuell utbygging vil uansett ligge langt frem i tid.



FIGUR 1.7: Mulig fremtidig kraftteterspørsel fra petroleumsvirksomheten

Petroleumssektoren sto i 2008 for 27 % av de norske klimagassutslippene. Andelen har vært økende som følge av økt aktivitet. Flere rapporter har vurdert mulighetene for elektrifisering. NVE og OD publiserte i 2008 rapporten «kraft fra land» (KFL-rapporten). Flere andre aktører har også gjort studier av elektrifisering, bla. OLF, ECON, ZERO og Bellona. KFL-rapporten kostnadsfester kun del-elektrifisering. Dvs. at utstyr for produksjon av elektrisitet på innretningene blir erstattet med kraft fra land, mens det forutsettes at direktdrevne pumper og kompressorer fortsatt vil drives med gass.

Tiltakskostnaden fra KFL-rapporten, og som legges til grunn for Klimakur 2020s vurderinger, starter på rundt 1600 - 2000 kroner per tonn CO<sub>2</sub> for Sørlige og Nordlige Nordsjø (60 Hz) sammen med Norskehavet. Dyrest er Midtre Nordsjø med opp mot 4000 – 5000 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Avgjørende for kostnaden er levetid, effekt, overføringsavstander og felles systemfrekvens.

#### 1.6.4. Samferdsel

Det er i dag økende oppmerksomhet på elektrifisering av samferdsel, og i første rekke elektrifisering av personbiler. Transport står for om lag 28 % av de norske klimagassutslippene, og vegtransport alene utgjør ca 18 % av utslippene. Klimaforlikets ambisjon er en 10 % andel av ladbare biler (både elektriske og ladbare hybridbiler) innen 2020. Ved inngangen av 2010 var det registrert totalt 2 871 elbiler i Norge (SSB), hvilket er om lag 0,1 % av den totale bilparken.

Det er forventet økt trafikk i og rundt de store byene fremover. Hovedårsaken til økning i veitransport er at antall biler øker, og ikke at hver enkelt bil kjører lengre enn tidligere. For korte distanser vil elbiler være et godt alternativ.

Det har skjedd store fremskritt innen batteriteknologi som bidrar til at batteridrevne biler, også i form av plug-in hybrider, blir stadig bedre alternativer til biler med forbrenningsmotor. Batteriprodusenter mener at kostnaden for batteripakker vil reduseres i et midtels til langt perspektiv. Ny batteriteknologi vil gjøre elektrisk drift kommersielt tilgjengelig raskere enn tidligere antatt.

Innføring av elektriske biler i tråd med Klimaforlikets ambisjon på 10 % andel i 2020 vil ikke føre til problemer for verken energi- eller effektbalansen i Norge. 10 % andel elbiler i Norge i 2020 vil ha et behov på i underkant av 1 TWh per år. Dette forbruket har liten betydning for det overordnede kraftsystemet og sentralnettet. Hvis alle personbiler i Norge blir drevet helt av elektrisk kraft vil årsforbruket bli om lag 8 TWh. En personbil har gjennomsnittlig levetid på 20 år (SSB), og tilnærmet alle biler som blir solgt i dag er drevet av forbrenningsmotor. Det vil dermed ta tid før hele personbilparken kan være elektrifisert.

Elbiler er mest utbredt i de større byene. Økt elektrifisering av bilparken er mest aktuell hvor det er høy befolkningstetthet, og hvor infrastrukturen først

vil bygges ut. I en nordisk sammenheng, hvor det er bedre grunnlag med høyere befolkningstetthet, vil en omfattende elektrifisering av samferdsel kunne representere et nytt, samlet forbruk i størrelsesorden 10 – 20 TWh.

Samtidig lading fra strømmettet kan potensielt være et problem for regional- og distribusjonsnett. For å redusere samtidig belastning på strømmettet ved lading av elbiler kan tidsstyring være et mulig tiltak. Innføring av toveiskommunikasjon (smart grids) kan gi incentiver til å lade bilen når det er gunstig for kraftsystemet, for eksempel på natten. Ved å lade elbilene på natten vil dette føre til en utjevning av forbruksprofilen i Norge.

Det samlede elektrisitetsforbruket for jernbane i Norge var i overkant av 0,5 TWh i 2009. NSB planlegger 15 % reduksjon i elektrisitetsforbruket i samarbeid med ENOVA.

Elektrifisering av skip ved havn kan ha betydelig samlet effektbehov i enkelte havner, som for eksempel Bergen, Oslo og Stavanger. Det vil primært være i sommerhalvåret behovet for effekt vil være størst. Dette sammenfaller godt med lavlast i effektforbruk på land, og det vil derfor være mulig å dekke effektbehovet innenfor kapasitetsgrensen i forsyningsnettet. Det vil imidlertid være behov for å gjøre noen oppgraderinger og utbedringer på det lokale distribusjonsnettet og ut til båtene. For eksempel er det foretatt vurderinger for Bergen havn som indikerer en maksimal last på 40 – 50 MW om sommeren.

# 2

## Europeisk utvikling, fornybar kraft og energieffektivisering som drivere for nettutvikling

EU har de seneste årene vedtatt omfattende lovgivingspakker med betydning for energiområdet også i Norge. Spesielt gjelder dette klima- og energipakken, som innbefatter 20-20-20 målene og direktiv for fornybar energi, samt den tredje energimarkedspakke som har som mål å forbedre konkurransen og effektiviteten i de europeiske el og gass markedene. Disse pakkene vil endre de europeiske og nordiske kraftsystemene, og vil sette rammer for norsk energi- og nettutvikling. Blant annet bidrar europeisk fornybarsatsning til økt etterspørsel etter reguleringsevne.

Gjennomføring av ambisiøse norske mål for fornybar kraftproduksjon vil få store konsekvenser for det norske kraftsystemet. Selv om de politiske signalene gir en klar retning om økt fornybarsatsning er det samtidig betydelig usikkerhet knyttet til ambisjonsnivå og fremdrift. Avklaringer på dette området er viktig både for fornybaraktørene og Statnett slik at vi kan planlegge nødvendige tiltak i tide.

Det er et sterkt sammenheng mellom reduksjoner av klimagasser og forsterkninger i det norske kraftsystemet, både ved elektrifisering av petroleumsindustrien og ved å tilrettelegge for ny fornybar kraftproduksjon. Erfaringsmessig har ledetiden for nye tiltak økt den senere tiden, ikke minst som følge av tidkrevende konsesjonsprosesser. En oppnåelse av klimamålene forutsetter en kortere gjennomføringstid for tiltakene.

Nettkapasitet og kostnad ved nytt nett må tas med i vurderingen når man skal vurdere lokalisering av ny produksjon. Det er samfunnmessig rasjonelt med en god koordinering mellom utvikling i forbruk og nett og produksjon.

En mer effektiv bruk av energi har positive virkninger for samfunnet. For Statnett vil en stor grad av energieffektivisering ha konsekvenser for nettutviklingen ved at behovet for nye overføringslinjer reduseres. Samtidig er effektivitet (MW) av energieffektivisering (MWh) mindre sikker, og dette må vurderes nærmere. Høye mål for utbygging av fornybar energi, i tillegg til en stor grad av energieffektivisering, vil ha konsekvenser for kraftbalansen og vil øke behovet for nettførsterkninger internt i Norge og mot utlandet.

### 2.1. EUs klimapolitikk

EU står samlet bak et mål om at den globale gjennomsnittstemperaturen ikke skal øke mer enn 2 grader Celsius, som også er anbefalingen fra FNs klimapanel. Skal denne målsettingen nås må klimapolitikken innrettes deretter. EU-kommisjonen vedtok i desember 2008 nye direktiver som skal sikre oppnåelse av klimamålene. EUs klimapakke fokuserer langs de tre hoveddimensjonene kvotehandel, energieffektivitet og fornybare energikilder. Klimapakken inneholder blant annet følgende direktiv:

- Et direktiv for bruk av fornybar energi
- Et direktiv om kvotehandelssystemer 2013-2020
- Retningslinjer for statstøtte i miljøprosjekter
- Et policydokument vedrørende CO<sub>2</sub> fangst og lagring
- Oppdatering og implementering av nasjonale handlingsplaner for energieffektivisering

EUs fornybardirektiv 2009/28/EC forplikter at alle EU land samlet skal redusere klimagassutslippene med 20 prosent samt ha en økning på 20 prosent fornybar energi innen 2020. Per i dag kommer om lag 8 % av EU-landenes energiforbruk fra fornybare energikilder. Alle EU land har fått individuelle bindende mål der en bestemt andel av total energibruk skal være fornybar,



inkludert varme og kjøling og energieffektivisering av transportsektoren, hvorav minimum 10 prosent av energien i transportsektoren skal være biodrivstoff. De ulike tiltakene hvert land vil gjøre for å nå dette målet er beskrevet i nasjonal handlingsplaner som ble levert EU i juni 2010. Dette vil resultere i økte kostnader for de ulike landene og direktivet legger derfor til rette for samarbeid mellom land ved bruk av fleksible markeds mekanismer for å nå de respektive nasjonale målene. Norge er også forpliktet av dette direktivet da det er EØS relevant, men endelig krav for Norge sin del skal forhandles med EU.

EUs ambisiøse målsetning om å redusere klimagassutslippene vil fremtvinge en større teknologiomlegging innenfor kraftproduksjon, der fossile energikilder erstattes med fornybare energikilder. Dersom EU skal oppnå sitt fornybarmål vil dette måtte innebære en omfattende utbygging av blant annet vindkraft. På grunn av vindkraftens uforutsigbare produksjon, og at den ofte vil være lokalisert i områder med lite forbruk, vil dette kreve betydelig investeringer i nye overføringsforbindelser. Dette gjelder både internt i land og mellom land. Men det vil samtidig være utfordrende å nå EUs klimamål kun basert på fornybar kraftproduksjon. Dette har i stor grad bidratt til å aktualisere utvidelser og nyetablering av kjernekraftverk i Europa.

## 2.2. EUs tredje energimarkedspakke

For å fremme konkurranse og effektivitet i el- og gassmarkedene har EUs medlemsland vedtatt den tredje energimarkedspakke som skal være implementert i EUs medlemsstater innen mars 2011. Gjennom den tredje energimarkedspakken har EU-kommisjonen tatt et sterkere grep om utviklingen av kraftmarkedet i Europa.

Den tredje energimarkedspakken er EØS-relevant og skal være forhandlet og eventuelt implementert

i norsk lovverk senest seks måneder etter at den er implementert i medlemslandene.

Gjennom den tredje energimarkedspakken har EU-kommisjonen fått en rekke nye verktøy for å nå målsetningen om et felles indre marked for energi. Det viktigste verktøyet er utarbeidelsen og implementering av felles regelverk. Dette arbeidet har derfor stor oppmerksomhet i Europa. Det er særlig stort fokus på regler for tilknytning av ny produksjon. Felles detaljert regelverk for markedsdesign (intraday), samt regelverk for driftskoordinering har også prioritet. Statnetts vektlegger i dette arbeidet å sikre løsninger som sikrer at Norge sitter igjen med en rimelig andel av handelsgevinsten med utlandet.

Kommisjonen vil se sterkere og mer uavhengige regulatorer, i tillegg til at de oppretter Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). ACER vil være sentral i spørsmål knyttet til grenseoverskridende saker, samt i den europeiske regelverksutformingen. TSO-ene har også fått en svært sentral rolle i utviklingen gjennom opprettelsen av The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (se kapittel 2.3).

Behov for økte nettinvesteringer i Europa fremover vil rette oppmerksomheten på investeringsinsentiver og tariffing. EU-kommisjonen har signalisert at de vil diskutere dette tema som en del av EUs Infrastrukturpakke som skal offentliggjøres i slutten av 2010. Statnetts fokus med dette arbeidet er å sikre at løsningene og insentivene bidrar til å gjennomføre og finansiere nødvendige investeringer i kraftmarkedet. En viktig del av dette arbeidet er internasjonalt transittkompensasjon (ITC). Statnett, sammen med norske myndigheter og aktører, har i flere år arbeidet aktivt med ITC og ordningens påvirkning på utviklingen av et effektivt kraftmarked. Europeisk regelverk (guidelines) for tariffing og ITC er nå vedtatt av medlemslandene. Løsningen er en modell der Norges

økonomiske eksponering er betydelig redusert ut fra tidligere modeller.

Det jobbes med å få på plass markedskopling mellom landene i nord-vest Europa (Norden inkludert). Etter lange prosesser ser det nå ut til at man skal lykkes med en felles markedskopling mellom de nordiske landene og sentrale land i Europa. En effektiv markedskopling er viktig for Norge for å kunne utnytte de norske ressursene på en fornuftig måte. Spesielt blir dette viktig med mye fornybar produksjon både i Norden og i Europa. Statnett vektlegger i dette arbeidet at effektive handelsløsninger må sikre at vi både kan utnytte døgnvariasjoner, eksportere grønn kraft, samt legge til rette for salg av reserver.

### 2.3. ENTSO-E og felles europeiske nettutviklingsplan

Ett viktig forhold i den tredje energimarkedspakken er opprettelsen av The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). EU-kommisjonen vil benytte ENTSO-E i utarbeidelsen av fremtidig europeisk regelverk innenfor kraftsektoren.

I påvente av endelig implementering av den tredje energimarkedspakken opprettet 42 europeiske TSOer fra 34 land ENTSO-E på frivillig basis i desember 2008. Hensikten var å starte samarbeidet så raskt som mulig og få en effektiv gjennomføring av den tredje energimarkedspakken. Opprettelsen av ENTSO-E førte til at alle de regionale samarbeidsorganisasjonene, slik som Nordel ble nedlagt og deres aktiviteter videreføres av ENTSO-E.

ENTSO-E vil blant annet arbeide med å utarbeide et fremtidig europeisk regelverk innen kraftsektoren, som inkluderer regler for systemdriften og markedsdesign. Disse reglene vil bli juridisk bindende for alle EU/EØS land.

Statnett er fullverdig medlem av ENTSO-E.

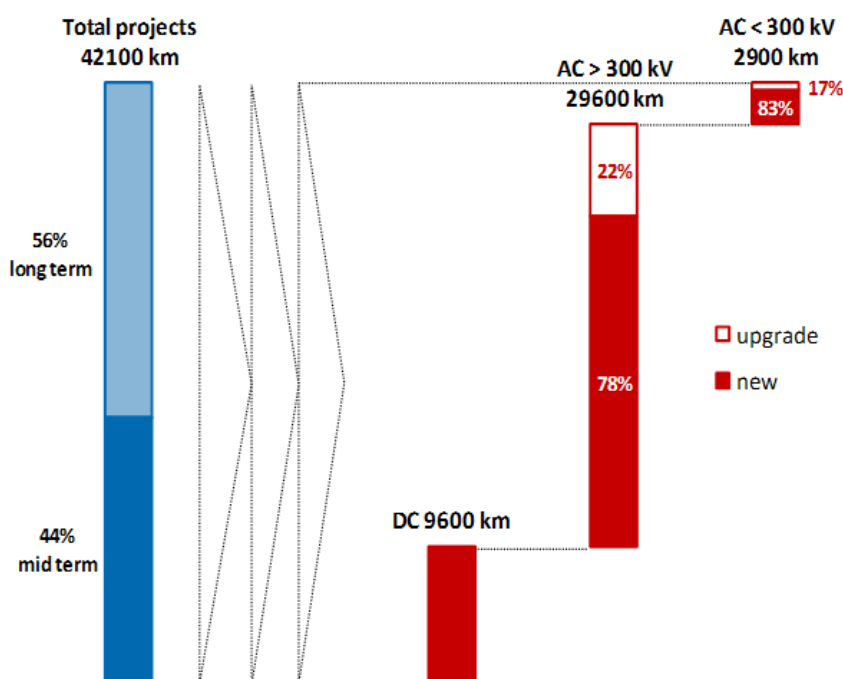
Som en del av det felles europeiske arbeidet offentliggjorde ENTSO-E i juni 2010 den første europeiske nettutviklingsplanen – Ten Year Network Development Plan (TYNDP). TYNDP er beskrevet i EUs tredje energimarkedspakke for energisektoren, og er en ikke-bindende plan som skal utarbeides og gjøres offentlig hvert annet år av ENTSO-E. Årets utgave er en pilotutgave og den første offisielle versjonen vil foreligge i år 2012.

TYNDP-planen 2010 inneholder nærmere 500 prosjekter, med en et samlet investeringsomfang i størrelsesorden 200 mrd kr de nærmeste fem årene. Planen viser at drivere for nettutviklingen i Europa er primært knyttet til:

- Ny fornybar kraftproduksjon i Nord- og Sør-Europa, med utgangspunkt i EUs 20/20/20 klimamål
- Tilnknytning av ny konvensjonell produksjon (termisk og kjernekraft)
- Markedsintegrasjon og verdiskapning gjennom handel - sentrale/østlige deler av Europa og Baltikum
- Forsyningssikkerhet i enkelte byer/regioner

Ambisjonen er at 42000 km nytt nett, både internt i landene og mellom landene, enten skal bygges nytt eller bygges om i tiårsperioden, som vist i figur 2.1.

Planen understreker behovet for større grad av samordning av insentiver og regulatoriske forhold for



FIGUR 2.1 ENTSO-E Ten Year Network Development plan

å sikre gjennomføring av tiltakene, samt påpeker at raske godkjenningprosesser for nye prosjekter vil kunne være avgjørende for å sikre at nettutviklingen kan legge til rette for EUs 20/20/20 klimamål.

## 2.4. Norsk fornybarsatsing

### 2.4.1. Norsk klima- og fornybarpolitikk

I følge Norges forpliktelser i Kyotoprotokollen kan Norge øke sine CO<sub>2</sub>-utslipp i perioden 2008–2012 med 1 prosentpoeng i forhold til 1990. Regjeringen foreslo i juni 2007 at Norge innen 2012 skal overoppfylle sine forpliktelser og redusere utslippene med 9 % i forhold til 1990. Videre har regjeringen foreslått at Norge fram til 2020 påtar seg en forpliktelse om å kutte utslippene av klimagasser med tilsvarende 30 % av Norges utslipp i 1990, og at Norge skal være karbonnøytralt i 2050.

I 2009 ble det sluppet ut 50,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, og ikke siden 1995 har utslippene vært så lave. Nedgangen skyldes for en stor del reduserte utslipp fra industrien og fra olje- og gassvirksomheten, men også utslippene fra veitransport og landbruk gikk ned. Norges tildelte kvotemengde under Kyotoprotokollen er 250,6 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter for perioden 2008–2012. I 2008, Kyotoprotokollens første gjeldende år, var utslippene 53,7 millioner tonn. Selv om 2009 hadde kraftig reduserte klimautslipp vil det sannsynligvis være nødvendig med statlige kvotekjøp for å oppnå det nasjonale målet om 10 prosent overoppfyllelse av Kyotoprotokollen.

Klimaforliket, som ble vedtatt av Stortinget i 2008, innebærer at Norge åpner for å fremskynde målet om å bli et karbonnøytralt samfunn fra 2050 til 2030. Videre innebærer forliket at det skal gjennomføres reduksjoner i de norske klimagassutslippene på 15-17

millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter innen 2020. Dette betyr at om lag 2/3 av Norges totale utslippsreduksjoner tas nasjonalt. De konkrete virkemidlene for å nå disse målene er foreløpig ikke på plass.

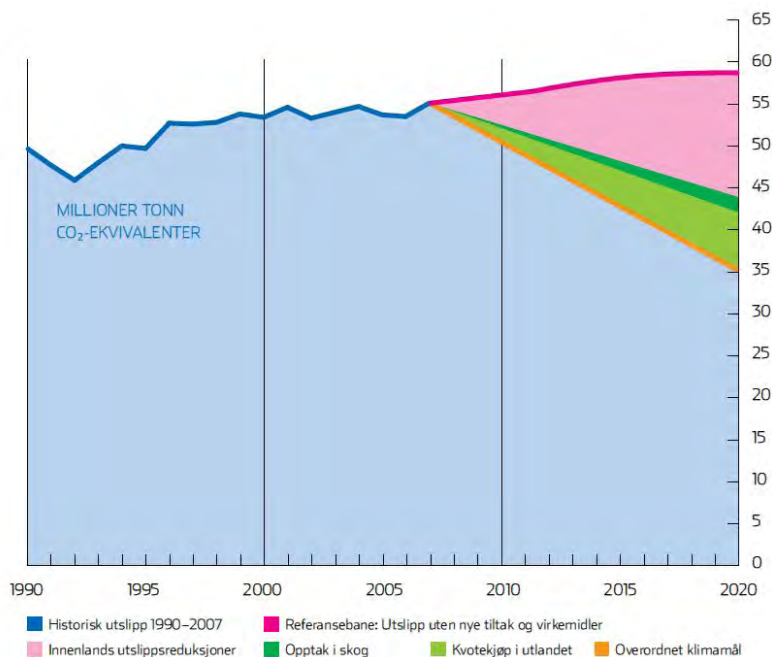
I St.meld. nr. 29 (1998-99) vedtok Stortinget en målsetning om at det skal etableres 3 TWh vindkraftproduksjon innen 2010. ENOVA, som er myndighetenes verktøy i satsingen på fornybar energi og energiomlegging, har en avtale med myndighetene om å fremskaffe 18 TWh fornybar varme- og kraftproduksjon samt energisparing innen utgangen av 2011 (basisåret er 2001). I avtalen inngår også målet om 3 TWh vindkraft og 4 TWh vannbåren varme. I 2007 inngikk ENOVA kontrakter som gir et samlet energireultat på om lag 3 TWh/år. Samlet for perioden 2001 til 2009 rapporterer ENOVA om et kontraktsfestet resultat på 13 TWh/år. Målsetningen om 3 TWh vind i år 2010 vil ikke nås, men samlet målsetning på 18 TWh forventes nådd innen år 2011.

Uklarhet om ambisjoner og virkemidler for å realisere klimamålene gir betydelige utfordringer for Statnetts nettplanlegging i vårt arbeid med å understøtte dette målet.

### 2.4.2. Klimakur 2020

Regjeringen varslet i Stortingsmelding nr. 34 (2006-2007) Norsk klimapolitikk (klimameldingen) at den vil legge frem en vurdering av klimapolitikken og behovet for endrede virkemidler for Stortinget i 2010. Klimakur 2020 ble opprettet av regjeringen for å utforme grunnlagsmaterialet for en slik vurdering. Analysen fra Klimakur 2020 tar utgangspunkt i målet om nasjonale utslippskutt på 15 – 17 millioner tonn CO<sub>2</sub> innen 2020, som er nedfelt i avtalen om klimameldingen (klimaforliket) som flertallet på Stortinget inngikk i 2008.

Klimakur 2020 har sett på ulike valgmuligheter myndighetene har for å nå målet om nasjonale



Figur 2.2 Målsetting for klimapolitikken.  
Kilde: Klimakur



utslippsreduksjoner i 2020, og konsekvensene av disse. Klimakur 2020 har ikke gitt anbefalinger om hvordan målet kan nås. Klimakur 2020 har imidlertid satt sammen forskjellige virkemiddelmenyer for å illustrere ulike måter å nå det nasjonale målet for utslippsreduksjoner.

Klimakur 2020 har gjennomført sektorvise analyser av mulige tiltak og virkemidler for utslippsreduksjoner gjort en makroøkonomisk vurdering av de totale samfunnsøkonomiske kostnadene ved å innfri målet.

Totalt har Klimakur 2020 identifisert om lag 160 mulige utslippsreducerende tiltak som er beskrevet med utslippsreduksjonspotensial og tiltakskostnader. En sammenstilling av de sektorvise analysene gir en kostnadskurve som indikerer at det er mulig å oppnå en utslippsreduksjon på 12 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter innen 2020 i forhold til referansebanen, dersom man gjennomfører alle tiltak med kostnader opp til omkring 1100 kroner/tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalent. I følge de makroøkonomiske beregningene vil de samfunnsøkonomiske kostnadene ligge mellom 5 og 10 milliarder kroner per år, avhengig av sammensetningen av virkemiddelbruken.

De fleste tiltakene som er vurdert innebærer omlegging fra direkte bruk av fossil energi til fornybar energi, særlig bioenergi. I følge Klimakur 2020 vil den samlede etterspørselen etter elektrisitet særlig avhenge av grad av elektrifisering på norsk sokkel og tiltak i industrien. I sum forventer Klimakur 2020 ingen økning i kraftetterspørselen som følge av tiltakene fordi mange av tiltakene frigjør el som følge av effektivisering.

Selv om Klimakur 2020 estimerer at netto elektrisitetsforbruk rundt null vil dette kunne utfordre nettutviklingen siden de ulike tiltakene kan skje på ulike deler av landet og ha ulike forbruksprofil. Det er ikke foretatt en egen analyse av effekter på energibalansen sett i lys av de mange tiltakene som skal gjøres. Det er heller ikke foretatt vurderinger av den gjensidige avhengigheten mellom Klimakur 2020 og Norges sannsynlige forpliktelser i henhold til EUs fornybardirektiv. Implementeringen av fornybardirektivet vil legge føringer på kraftbalansen og andre forhold som påvirker analysen i Klimakur 2020. I det nordiske kraftmarkedet er det prognostisert et betydelig overskudd av kraft på mellom 40-60 TWh i 2025. Etter Statnetts vurdering vil elektrisitet spille en større rolle i fremtidens klimavennlige energisystem enn det som framgår av rapporten fra Klimakur 2020.

Til tross for at Klimakur 2020 opererer med uforandret kraftetterspørsel i 2020 er det etter Statnetts vurderinger flere forhold som trekker i retning av økt satsing på fornybar kraftproduksjon i Norden, og dermed et betydelig kraftoverskudd. Dette kan blant annet anvendes til elektrifisering av petroleumsinstallasjoner og økt bruk av elektrisitet innenfor transportsektoren. Statnett tar sikte på å investere i størrelsesorden 30 – 40 milliarder kroner de neste 10 årene, og tiltakene kan legge til rette for elektrifisering av petroleumsanlegg på land og offshore. For

eksempel vil de planlagte 420 kV ledningene Ofoten-Balsfjord og Balsfjord-Hammerfest, ved normal drift, legge til rette for økt elektrifisering av Snøhvit og Goliat. I denne sammenhengen er det verdt å nevne at ledetiden for nye kraftlinjer er lang, og at det er viktig at myndighetene fokuserer på å redusere denne i tiden fremover. Det er en sterkt sammenheng mellom reduksjoner av klimagasser og forsterkninger i det norske kraftsystemet.

#### **2.4.3. Svensk/norsk sertifikatmarked**

I september 2009 inngikk Norge og Sverige en prinsippavtale om et felles sertifikatmarked mellom landene. Dette innebærer en forpliktelse mellom landene om et langvarig samarbeid for utbygging og investering i ny fornybar produksjon, og er i samsvar med samarbeidsmekanismer i direktivet. Rammene rundt samarbeidet innebærer at ordningen skal ha oppstart 1. januar 2012 med varighet til 2035. Den skal være teknologinøytral og innbefatte investering i ny produksjon tilsvarende 26 TWh totalt, slik at 13 TWh blir godskrevet begge land som bidrag til den nasjonale måloppnåelsen. For at avtalen med Sverige skal kunne iverksettes til planlagt tid er det viktig at Norge fases inn i fornybardirektivet på lik linje med de andre EU landene så raskt som mulig, inklusive nasjonale allokeringssplaner for det norske systemet.

Det er usikkert hvordan sertifikatmarkedet skal utformes i detalj, men det legges til grunn at systemet kan antas å ha store felles trekk med hvordan dagens sertifikatmarked (El-certh) er utformet i Sverige. Der utstedes det hver måned et sertifikat per produsert MWh til produsenten. Etterspørselen etter sertifikatene skjer gjennom kvoteplikt ved at leverandører av strøm er forpliktet til å anskaffe og innløse sertifikater tilsvarende en kvote av sine kunders strømforbruk. Kvoten er en prosentandel som er satt ut i fra estimert økningen av ny fornybar kraftutbygging per år.

Omfanget av ny fornybar produksjon som vil bygges i Norge som følge av sertifikatordningen har stor usikkerhet. En teknologinøytral sertifikatordning forventes å medføre at småkraften realiseres før vindkraften på grunn av bedre lønnsomhet i prosjektene.

Utforming og målsetning knyttet til et mulig svensk/norsk sertifikatmarked er en viktig premis for både norsk og nordisk nettutvikling. Sammen med usikkerheten knyttet til i Norges målsetninger innen fornybart, medfører dette tilsvarende usikkerhet for Statnett som tilrettelegger for ny produksjon som må kobles til nettet.

#### **2.4.4. Fornybardirektivet i Norge**

Gjennom EØS-avtalen vil Norge få en forpliktelse til å etterleve EUs fornybardirektiv, og konkrete norske forpliktelser skal være avklart i forhold til EU i løpet av 2010. Den påfølgende handlingsplanen vil være klar noe senere. Resultatet av forhandlingene med EU er en svært viktig premis for det norske behovet for nettutvikling.

Både økt produksjon av fornybar kraft, økt forbruk av fornybar energi, og redusert forbruk av ikke-fornybar energi bidrar til å oppnå et lands fornybarforpliktelse innenfor fornybardirektivet. Fornybarandelen er gitt ved samlet forbruk av fornybar energi sett i forhold til samlet sluttforbruk av energi.

Slik fornybarandelen kommer til uttrykk i brøken vil det ikke være likegyldig om man reduserer energiforbruket, eller øker produksjonen av fornybar kraft. En TWh økt fornybar kraftproduksjon vil gi høyere skår enn en TWh redusert forbruk av ikke-fornybar energi.

Norge overoppfyller allerede i dag EUs egen målsetning med en fornybar energiproduksjon nær 60 %. Alle land har fått en økning på 5,5 prosentpoeng, hvilket innebærer minimum 65 %. I ytterste fall kan likevel forhandlingene vedrørende fornybardirektivet resultere i at Norge må øke sin andel fornybar energi fra dagens 60 % til 72 % innen 2020. For kraftsektorens del kan dette (ved uendret forbruk) bety at Norge må etablere 25-30 TWh ny kraftproduksjon basert på fornybare energikilder. Til sammenligning økte vannkraftproduksjonen i kraftutbyggingsepoken fra 1970 til 1980 med 30 TWh.

I hvilken grad man vil prøve å nå fornybarandelen ved økt produksjon av fornybar kraft, eller ved redusert kraftforbruk, for eksempel ved energieffektivisering, vil få ulike implikasjoner for nettutviklingen og tilhørende kostnader. Det er vanskelig å forutsi konkret hvilke forskjeller dette vil medføre, men vi må anta at den geografiske fordelingen av tiltak vil bli ulik. Begge typer tiltak vil medføre kraftoverskudd og økt behov for handelskapasitet mot land utenfor Norden. Generelt forventes energieffektivisering å gi mindre behov for nett enn ny produksjon.

## 2.5. Energieffektivisering og nettutvikling

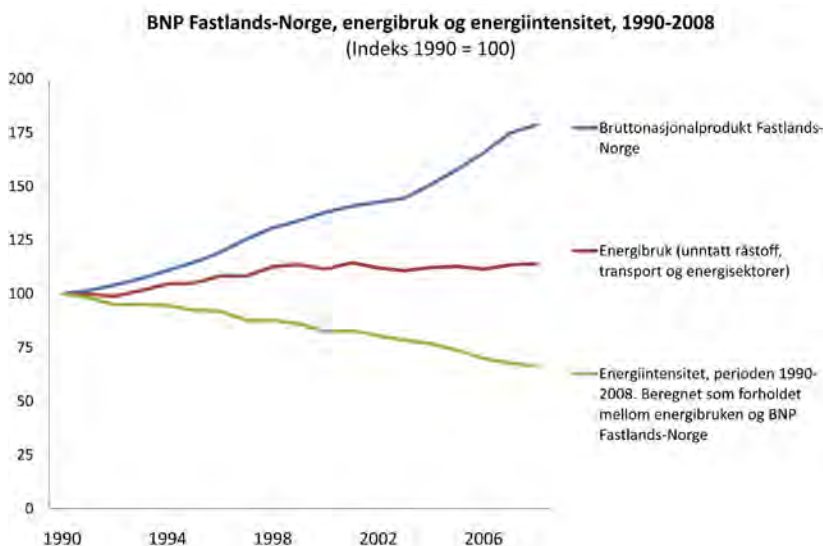
Utviklingen i elektrisitetsforbruk er viktig for utforming av fremtidens nett. Graden av energieffektivisering i årene fremover vil påvirke elektrisitetsforbruket og dermed kunne påvirke utviklingen av fremtidens nett. Energieffektivisering gjennom reduserte tap i kraftnettet omtales i kapittel 4.

### 2.5.1. Utviklingen i energieffektivitet

I 2008 utgjorde energibruk til stasjonære formål (det vil si andre formål enn råstoff, transport og energisektorer) 147 TWh. Av dette utgjorde elektrisitet 111 TWh, olje/gass 20 TWh, fast brensel 13 TWh (ved, flis, kull til oppvarming) og fjernvarme 3 TWh.

Forholdet mellom energibruk og BNP for fastland-Norge, omtalt som energiintensitet, er redusert, jf figur 2.4. Fallet i energiintensiteten tyder på en generell reduksjon i energibruk per produsert enhet innenfor de ulike næringene på fastlandet. Det kan også skyldes endringer i næringsstrukturen og produksjonsprosesser som følge av vekst i energipriser. Også innenfor industrien har energiintensiteten, målt som energibruk/produksjonsverdi, gått kraftig ned siden 1990. I følge SSB skyldes nedgangen en kombinasjon av energieffektiviserende tiltak, økt arbeidskraftproduktivitet og endringer i næringsstrukturen.

Etter en gradvis vekst i energibruken i boligsektoren i perioden 1990-1996, har energibruken i boliger siden vært relativt stabil i underkant av 45 TWh. Denne utflatingen har funnet sted til tross for kraftig vekst i privat konsum og vekst i antall boliger og oppvarmet boligareal. Folketallet har også vært jevnt økende i perioden. Utviklingen i ulike energiindikatorer fra 1990 og frem til 2005 viser blant annet at energibruken per oppvarmet kvadratmeter bolig er redusert med i størrelsesorden 13 prosent siden 1990. På bakgrunn av data innhentet av Lavenergiutvalget betyr dette at energibruk for boliger har blitt redusert fra om lag 230 kWh/m<sup>2</sup> per år i 1990



**FIGUR 2.4** Utvikling i energiintensitet, perioden 1990-2008. Kilde SSB

til om lag 200 kWh/m<sup>2</sup> per år i 2007. Energibruken per person har imidlertid ikke blitt redusert veldig mye. Dette skyldes at det bor færre personer i en gjennomsnittlig norsk husholdning nå enn tidligere og at boligareal per person har økt i perioden. Det viktigste trekket er imidlertid nedgangen i energibruk per krone konsumert, som slår fast at det har vært en dekolpling mellom privat konsum og energibruk i husholdningene i perioden fra 1990 og frem til i dag.

### 2.5.2. Potensialer for energieffektivisering

Energieffektiviteten endres over tid som følge av en kontinuerlig teknologisk utvikling. Endringer i næringsstrukturen og generell økonomisk utvikling vil også ha noe å si for potensialet for energieffektivisering. Hvorvidt potensialet blir realisert avhenger av lønnsomheten ved å gjennomføre tiltaket, men det finnes også eksempler på at lønnsomme prosjekter ikke blir realisert. Lønnsomheten avhenger blant annet av energipriser, gjenværende levetid på utstyr, teknologisk utvikling, tidshorisont, tilgang på kapital og kunnskap.

Det er vanlig å skille mellom teknisk og økonomisk potensial for energieffektivisering. Det tekniske potensialet beskriver de ulike tilgjengelige teknologier uavhengig av kostnader, mens det økonomiske potensialet omfatter de teknologier som er lønnsomme gitt dagens energipriser.

#### Kraftintensiv industri (KII) og øvrig industri

Det er foretatt en rekke undersøkelser og studier for å kartlegge potensialet knyttet til industrien.

Energieffektivisering i landbasert industri (2009, ENOVA og McKinsey): Landbasert industri utgjorde 35 % (79 TWh) av Norges totale energiforbruk i 2007 og er som sektor landets største energibruker. Studien viste at landbasert industri har et totalt teknisk potensial for å redusere netto energibruk med 29 % (27 TWh) i forhold til referansebanen for 2020. Dette tilsvarer en årlig forbedring i spesifikt energibruk på 3,1 %. I følge rapporten er 12 TWh av potensialet lønnsomt og kommer fra redusert bruk av primærenergi (elektrisitet, olje, gass og kull) i industrien. Ytterligere 10 TWh kommer fra ekstern utnyttelse av spillvarme fra industrien, noe som kan bidra til å redusere bruk av primærenergi i samfunnet forøvrig. Realisering av dette potensialet forutsetter imidlertid tilstrekkelig avtak (etterspørsel og infrastruktur) for spillvarmen.

Energieffektivisering i norsk prosessindustri (2002, IFE og Kjelforeningen – Norsk energi): Undersøkelsen omfattet treforedlings-, sement-, aluminiums- og ferrolegeringsindustrien, som representerer til sammen

om lag 55 prosent (35 TWh) av samlet energibruk i norsk industri. Totalt ble det identifisert 130 tiltak som til sammen ville redusert bruken av energi med 5,3 TWh, til en investeringskostnad mindre enn 8 kr/kWh. Det tekniske potensialet fordelte seg med 65 og 35 prosent på henholdsvis elektrisk og termisk energi. I følge undersøkelsen var nærmere 50 prosent av potensialet (2,5 TWh) bedriftsøkonomisk lønnsomt ved en energipris på 18 øre/kWh, 10 prosent kalkulasjonsrente og 5 års levetid.

Energieffektivisering innen næringsmiddelindustrien (2007, ENOVA): Samlet årlig energiforbruk på om lag 4,7 TWh. Det tekniske energisparepotensialet ble i undersøkelsen estimert til å være om lag 30 prosent av energibruken innen næringen, tilsvarende om lag 1,3 TWh per år. I følge undersøkelsen kan nærmere 70 prosent av potensialet realiseres for mindre enn 1 kr/kWh, eller om lag 2 års tilbakebetalingstid.

Belysning i industrien (2008, ENOVA): Utgjør om lag 20-30 prosent av det totale elektrisitetsforbruket i norske industribedrifter. Potensialet ble estimert til 1,5 TWh per år med en inntjeningsstid på 1-3 år.

Elektromotorer og automatisering av prosesser i industrien (Bellona og Siemens, 2008): Effektiviseringspotensial på henholdsvis 2,65 og 1 TWh.

#### Byggsektoren

Lavenergiutvalget skiller her mellom boliger og yrkesbygg. Yrkesbygg inkluderer industribygg, mens boliger inkluderer småhus og leilighetsbygg, men utelater fritidsboliger og garasjer. Totalt utgjorde energibruken 80 TWh i de to sektorene i 2007 og fordelte seg med 36 og 44 TWh for henholdsvis yrkesbygg og boliger.

Utvalget har for byggsektoren valgt å gjøre egne analyser fremfor å benytte eksisterende utredninger, og har i sine vurderinger tatt hensyn til energieffektiviseringspotensialet ved nybygging og rehabilitering. Utvalget har i tillegg tatt hensyn til saneringsraten og gjort forutsetninger knyttet til enøk-rate for eksisterende bygg og innskjørpelser i energikravene hvert femte år i de tekniske byggeforskriftene. På bakgrunn av disse forutsetningene har utvalget gjort beregninger av energieffektiviseringspotensialet frem mot 2040, sammenlignet med forbruket i 2007 (80 TWh).

Utvalget har på grunn av begrenset tidsramme ikke foretatt noen vurderinger av lønnsomheten av effektiviseringspotensialene i tabell 1.

Et beregnet teknisk effektiviseringspotensial som spenner seg fra 11 TWh i 2020 og nærmere 50 TWh i 2040 vil etter Statnetts vurdering kunne få meget store konsekvenser for kraftsystemet dersom det blir

#### De beregnede potensialene er oppsummert i tabell 2.1.

Potensial	2020 (TWh/år)	2030 (TWh/år)	2040 (TWh/år)
Boliger	4,5	13,6	23
Yrkesbygg	6,5	15,8	26,2
Sum	11	28,8	49,2

TABELL 2.1 Energieffektiviseringspotensial i 2020, 2030 og 2040, sammenlignet med energibruk i 2007

realisert. Det er imidlertid kun et teknisk potensial og vil være svært kostbart å realisere og bør derfor kun ses på som en teoretisk øvre grense.

### **2.5.3. Energieffektivisering og konsekvenser for nettutviklingen**

En mer effektiv bruk av energi i den norske energiforsyningen, både i stasjonær energiforsyning og innen transportsektoren, har positive virkninger for samfunnet. Dette er knyttet til økonomisk effektivitet, og til at produksjon og forbruk av energi har negative virkninger for eksempel i form av klimagassutslipp. Energieffektivisering innen for eksempel industrien vil gi større produksjon med samme ressursinnsats og dermed økt verdiskaping for Norge.

Flere undersøkelser viser at det er et stort potensial for energieffektivisering, og at mange av energieffektiviseringstiltakene er både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomme. Flere av tiltakene kommer også svært godt ut lønnsomhetsmessig, sammenlignet med for eksempel bygging av ny fornybar produksjon. Til tross for god lønnsomhet er det imidlertid relativt få prosjekter, i forhold til potensialet, som blir realisert.

Innen industrien har ENOVA avdekket fem fundamentale barrierer som i dag hindrer realisering av det totale potensialet:

- Manglende ekstern infrastruktur, spesielt tilstrekkelig avtak for spillvarme
- Umoden teknologi
- Manglende bedriftsøkonomisk attraktivitet
- Begrenset tilgang på kapital
- Manglende bevissthet og kompetanse hos aktørene

Blant de økonomiske barrierene er fremtidsutsiktene en faktor som industrien ofte trekker frem. Dette gjelder særlig kraftintensiv industri. En usikker fremtid gjør det vanskelig å forsvare investeringer med lang tilbakebetalingstid. Energieffektivisering er heller ikke en del av kjernevirksomheten og bedriftene kan mangle tilstrekkelig fokus/kompetanse til å gjennomføre tiltakene.

Innenfor bygg, anlegg og husholdninger er bildet noe mer sammensatt, men også her spiller de økonomiske barrierene en viktig rolle. Disse er særlig knyttet til det faktum at Norge historisk har hatt relativt lave priser på energi og særlig elektrisitet. Dette gir i seg selv små incentiver til å spare og har også påvirket vår adferd når det gjelder bruk av elektrisitet. I tillegg utgjør energiutgiftene i de fleste bygg en begrenset kostnad. Også innenfor denne sektoren konkurrerer energieffektiviseringstiltak med andre prosjekter om tilgjengelig investeringskapital.

Tiltak for energieffektivisering fokuserer vanligvis på å redusere energiforbruket, og har mindre oppmerksomhet på effektdimensjonen. Eksempler fra næringsmiddelindustrien viser at energibruken reduseres som følge av effektiviseringstiltak, men at det maksimale effektuttaket ikke endres. Det er

effektuttaket som er dimensjonerende for behovet for overføringskapasitet i kraftnettet. Denne problemstillingen er også relevant ved overgang til bruk av varmepumper i byggsektoren.

Overgang til passivhus, utskiftingstakt av gamle boliger, reinvesteringer osv kan veie opp for den økte tilflyttingen til sentrale strøk, og energieffektivisering kan således ha regional virkning. I tillegg vil for eksempel bygging av fjernvarme kunne redusere forbruket, sammenlignet med en situasjon uten tiltak. Hvorvidt dette påvirker behovet for nettinvesteringer i de store byene er ikke entydig. Selv om alle de nevnte tiltakene bidrar til at energibruken reduseres, vil investeringer i nettforsterkninger dimensjoneres ut fra behovet for elektrisitet på den kaldeste vinterdagen. For eksempel har det vist seg at varmepumper, som er et energieffektiviseringstiltak, kobler ut når temperaturen faller under et vist nivå, og sånn sett ikke bidrar til effektreduksjoner ved vinter høytlast.

ENOVA har i dag flere programmer som bidrar til realisering av energieffektiviseringstiltak både i industrien og innen byggsektoren. Hvor stor del av potensialet som realiseres avhengig blant annet av hvor omfattende og sterke støtteordningene vil være, sammen med regler og direktiver, for eksempel bygningsdirektivet.

For Statnett er det viktig å ha en god oversikt over utviklingen innen alle områder som påvirker fremtidig energibruk for å planlegge nettet så rasjonelt som mulig. Utviklingen innenfor energieffektivisering vil derfor være et fokusområde i årene fremover. Særlig vil overgangen til passivhus og nullenergihus være interessant å følge.

# 3

## Overføringsmønstre i det nordiske kraftsystemet

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 (strukturelle) ubalanser mellom forbruk og produksjon. Desto større ubalanser, desto større blir behovet for overføring av kraft. En annen viktig driver er bruk av vannkraft til å regulere variasjoner i forbruk over døgnet og over året. Begge disse faktorene preger både det nordiske nettets oppbygging og hovedtrekkene i flytmønsteret.

De norske og svenske kraftsystemene er tett koblet. Sammenlignet med Sverige er Norge både i bosetting og kraftproduksjon jevnere geografisk fordelt. Dette medfører at en vesentlig andel av den norske kraften er relativt «kortreist», og at behovet for krafttransport over større avstander har vært relativt lite. Utbygging av ny kraftproduksjon i områder uten tilsvarende økning i forbruket vil kunne endre dette, og gi mer langtransport av kraft også i Norge.

Fordeling og størrelse på produksjon og forbruk varierer med blant annet tid på døgnet, sesong, temperatur og tilsig. Dette gir betydelige variasjoner i den nordiske kraftflyten over tid. Samtidig er andre viktige faktorer for fordeling av kraftflyten langt mer stabile. Kraftflyten varierer stort sett mellom et sett relativt faste gjenkjennelige hovedmønstre. På overordnet nivå kan transporten av kraft i Norden deles inn i en nord-sør flyt og i en vest-øst flyt. Nord-sør-flyten består av to hoveddeler, hhv transport av kraft sørover fra Nord-Norge og Nord-Sverige til underskuddsområdene Midt-Norge og Sør-Sverige, og utvekslingen mellom Norden og kontinentet. Vest-øst-flyten er knyttet til energitransport fra vest til øst i Sør-Norge, utveksling mellom Sør-Norge og Sør-Sverige, samt mellom Sverige og Finland.

Det skal relativt store endringer til i kraftsystemet til for at flytmønstre endres vesentlig. Det typisk er at kraftsystemutviklingen ofte forsterker eksisterende flytmønstre og stiller krav til større nettkapasitet for den aktuelle flytretningen.

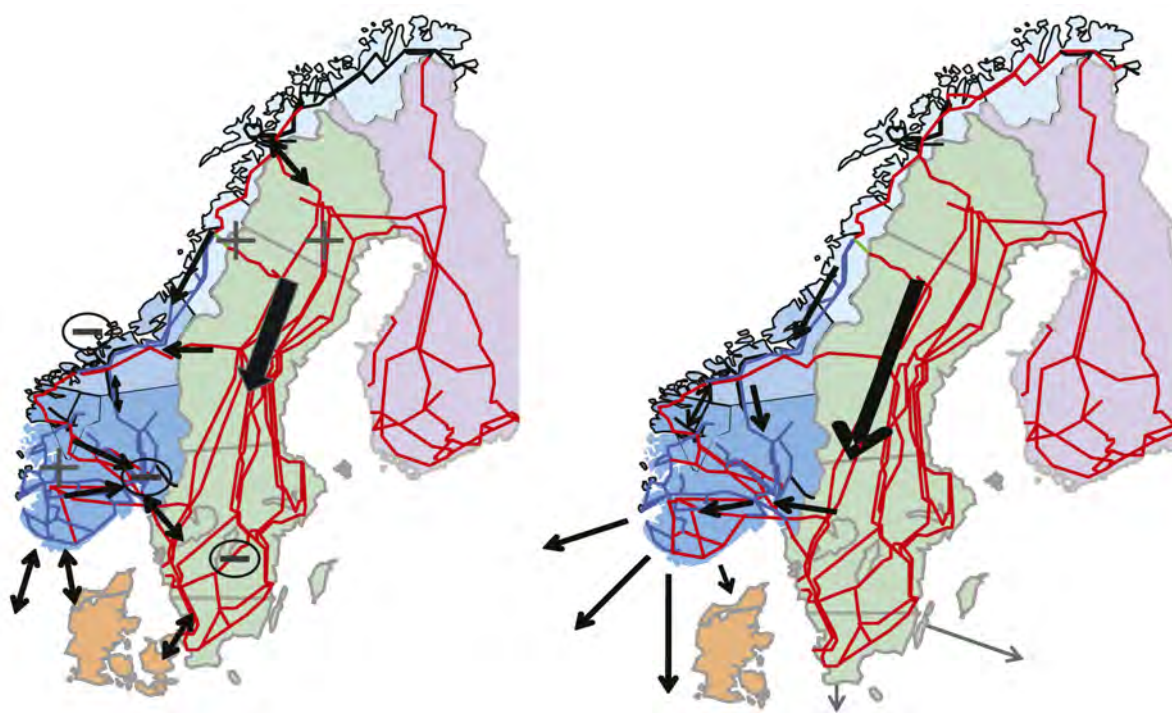
I det etterfølgende gis det en kort gjennomgang av hovedtrekk ved dagens flytmønstre og de viktigste

endringene frem mot 2025. Sistnevnte er analysert ved hjelp av modellsimuleringer av de aktuelle scenarioene med markeds- og nettmodellen Samlast.

### 3.1. Nåværende flytmønstre

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. 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.

På svensk side er det meste av forbruket knyttet til de store befolkningssentraene i de sørlige delene av landet. Produksjonskapasiteten i dette området består hovedsakelig av kjernekraftverk. Disse kjøres som grunnlast med lik produksjon døgnet rundt, og er stort nok til å dekke det regionale forbruket på natten. På dagtid dekker svensk og delvis norsk vannkraft det meste av topplasten. Dette gir et stort transportbehov siden den svenske vannkraften i all hovedsak er lokalisert i de nordlige delene av landet. Resultatet er et fast flytmønster med en stor flyt fra nord til sør i Sverige på dagtid. På nattetid flyter kraften også mot sør, men volumet er da mye mindre enn på dagen.



**FIGUR 3.1:** Typiske flytmønster. Venstre figur viser typisk flytmønster 2010 mens høyre figur illustrerer typisk flytmønster i 2025 (hovedflytretninger).

Kraftsystemene i Norge og Sverige er tett integrert, og kan sees som et helhetlig (elektrisk) system. Dette er spesielt tydelig for de to landenes delvis parallelle transport av kraft fra nord til sør. Her fører et relativt sett mye sterkere nett i Sverige til at norsk kraft trekkes over i det svenske nettet. Noe av denne kraften flyter tilbake på norsk side lenger sør, og gir transitt via det svenske nettet (nord-sør overføringen). Tilsvarende vil noe av den svenske nord-sør flyten ta veien via Midt-Norge mot Østlandet, og dette gjelder særlig ved stor nord-sør flyt i Sverige.

Kraftoverføringen er på de fleste linjer størst om

vinteren når forbruket er på sitt høyeste. Innenfor døgnet følger flyten vanligvis lastvariasjonen. Dette gir størst flyt på dagtid og minst om natten i det meste av nettet.

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 nattetid. Denne vekslingen påvirker

kraftflyten i hele det nordiske nettet. Eksempelvis forsterkes den svenske nord-sør flyten på dagen, mens den avlastes på natten. 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. Denne effekten sees allerede med nåværende kapasitet mot utlandet, og denne transitten må ved bygging av flere kabler forventes øke vesentlig. Dette vil stille krav til økt kapasitet mellom Sørlandet og Vestlandet/Østlandet.

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 på 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 ut dette slik at konsekvensene blir fordelt utover lengre perioder.

Den svenske kjernekraften tas normalt ut i revisjon hver sommer. Mye av dette produksjonsbortfallet erstattes med økt vannkraftproduksjonen i Nord-Sverige og på Vestlandet. Dette gir tilsvarende økt flyt på linjene fra disse områdene og inn mot Sør-Sverige.

Sverige vil fra 2011 innføre prisområder. Dette vil 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 forventes å bli redusert vesentlig. Med Sverige delt inn i flere prisområder gis muligheter i planfasen for en mer presis styring av flytforhold, ved at de faktiske begrensningene i systemet synliggjøres gjennom gitte handelsgrenser og hensyntas i elspot. Elspotpriser forventes som følge av prisområdeinndelingen å øke litt i Sør-Sverige og reduseres litt i Nord-Sverige. En viss parallell bevegelse kan også forventes i henholdsvis Sør- og Nord-Norge, men i mindre grad enn i Sverige.

En mulig konsekvens av prisområder i Sverige og høyere pris i Sør-Sverige er økt import/mindre eksport til /fra Sør-Sverige i enkelte høylast-timer. Dette er ønskelig fordi det vil kunne gi en bedre ressursutnyttelse, forbedret reservesituasjon og kanskje også bedring av reguleringsmulighetene/frekvenskvaliteten i Norden. Prisstrukturen i Sør-Sverige vil nærme seg dansk/kontinental prisstruktur, det vil si større variasjon mellom lav og høylastsituasjoner.

Videre kan det forventes noen flere timer med norsk eksportflaskehals i Hasle og noe høyere pris i Øst-Norge i timer uten flaskehals, men neppe vesentlig høyere i gjennomsnitt. Midt-Norge er knyttet til Sverige nord for snitt 2. Prisen i Midt- og Nord-Norge vil få en sterk kobling til den «nye» prisen i Nord-Sverige, og antakelig gå litt ned.

### 3.2. Kraftflyt i 2025

I en situasjon i 2025 med lav fornybar satsing og få nye utenlandsforbindelser vil kraftsystemet strukturelt omtrent være det samme som i dag, og flytmønsteret forandres dermed heller ikke i særlig grad. Imidlertid vil utbygging av enkelte planlagte nettforsterkninger, blant annet Ørskog-Fardal, Sydvestlinken, Fenno-Skan II og Skagerak 4, gi økt kapasitet på viktige snitt i det nordiske kraftsystemet, og dermed bidra til visse endringer i forhold til dagens flytmønster. For eksempel vil flyten på Ørskog-Fardal (Sogndal) erstatte noe av flyten på Nea – Järpströmmen inn mot Midt-Norge. Tilsvarende vil SydVest-linken bidra til økt flyt mellom Sør-Sverige og Sør-Norge, og dermed kunne gi økt transittpress mot utenlandsforbindelsene på Sørlandet.

Med omfattende fornybarsatsning og flere nye utenlandsforbindelser vil det bli relativt store endringer i kraftflyten sammenlignet med i dag. Det som gir de største endringene i flyten i en slik situasjon er forutsetningene om nye kabler til Storbritannia og kontinentet, og vesentlig økt kraftoverskudd i Norden. Det er viktig hvor forbindelsene knyttes til det norske og nordiske nettet. For eksempel vil en forbindelse på Vestlandet være gunstig for å håndtere overskuddet på Vestlandet samt avlaste forbindelsene inn mot Sørlandet.

Det økte kraftoverskuddet i Norden må transporteres ut av det nordiske området, og dette gir mer langtransport av kraft i det nordiske nettet. I en slik situasjon vil en stor del av den økte nordiske eksporten sendes gjennom kabler fra Sør-Norge (og eventuelt Sør-Sverige). Samtidig er det en god del av den økte produksjonskapasiteten lagt til de nordlige og midtre delene av Norge og Sverige. Dermed øker flyten fra nord til sør på alle snitt, og det blir økt transitt gjennom Sør-Norge. Mye ny kraftproduksjon nord i Norge vil øke kraftflyten nord-sør, og medføre behov for ny overføringskapasitet.

Den økte kabelkapasiteten mot kontinentet forsterker vekslingen over døgnet og dette påvirker flyten i hele nettet. Virkningen blir størst på Sørlandet der flyten går mot nord om natten og mot sør på dagen. Allerede med dagens kapasitet på utenlandsforbindelser opplever systemdriften høy flyt og store endringer over døgnet mot Vestlandet og mot Østlandet.





# 4

## Strategi for nettutviklingen

Nettutviklingsstrategien gjenspeiler de mål, krav og føringer som ligger for utviklingen av sentralnettet. Kjernen i nettutviklingsstrategien er fem langsiktige satsningsområder. Tre av satsningsområdene reflekterer målene for nettutviklingen direkte. Nord-området og spenningsoppgradering er definert som strategiske programmer for å etablere helhetlig og langsiktig satsning på disse viktige områdene. Satsningsområdene omtales i kapittel 4.2-4.6.

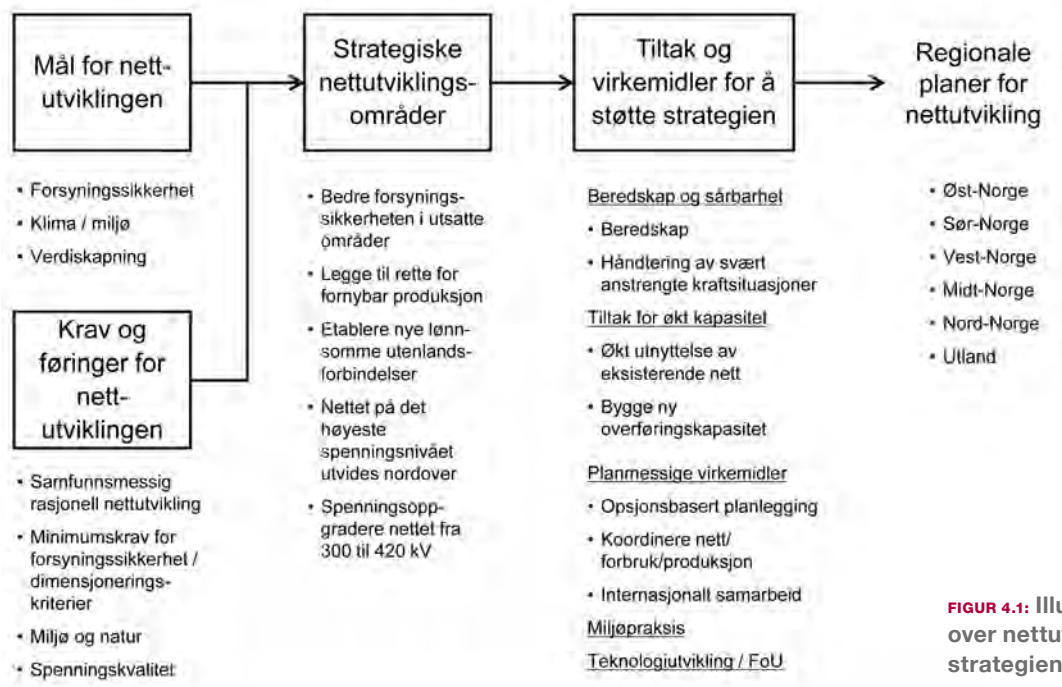
Det er nødvendig med god koordinering og planlegging for å sikre en rasjonell nettutvikling. Statnett ser behov for økt koordinering mellom nytt forbruk, produksjon og nett for å sikre samfunnsmessige rasjonelle løsninger. Opsjonsbasert planlegging er viktig for å sikre at nye tiltak kan realiseres til riktig tid. Dette omtales nærmere i kapittel 4.10-4.11

Internasjonalt samarbeid innen nettutviklingen er viktig. Tiltak i det norske nettet må ses i sammenheng

med andre lands nettutvikling, noe som betinger godt og langsiktig samarbeid. Dette omtales i kapittel 4.12-4.13.

Nettutviklingsstrategien er basis for de regionale nettplanene, som omtales nærmere i kapittel 5 – 10.

Statnett anvender scenarier for å belyse hvordan usikre drivkrefter virker sammen og kan lede den fremtidige utviklingen i forskjellige retninger med ulike utfordringer for sentralnettet. Scenariene er til hjelp



FIGUR 4.1: Illustrasjon over nettutviklingsstrategien



ved å identifisere områder hvor det kan/vil bli behov for fremtidige nettiltak, samt til å teste robustheten ved de enkelte investeringer. Tre scenarier for 2025 omtales i kapittel 13.

Mål for nett-  
utviklingen

#### 4.1. Mål, krav og føringer for nettutviklingen

Krav  
og føringer  
for nett-  
utviklingen

##### 4.1.1. Mål for nettutviklingen

Det er Statnetts oppgave å sørge for at det norske sentralnettet bygges ut og drives på en samfunnsmessig rasjonell måte. Statnett skal utvikle det norske og nordiske kraftsystemet gjennom å tilby overføringskapasitet i Norge og mot utlandet, tilrettelegge for effektive markedsmekanismer, og bidra til rasjonell utvikling av produksjon og forbruk gjennom informasjon og kommunikasjon om utviklingen i kraftsystemet.

Statnett skal gjennom den langsiktige nettutviklingen:

- Sikre god forsyningssikkerhet i alle deler av landet
- Legge til rette for klimavennlige løsninger
- Bidra til norsk verdiskapning gjennom de løsningene som realiseres.

##### 4.1.2. Samfunnsmessig rasjonell nettutvikling

Statnett skal sørge for en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet.

Statnetts vedtekter legger føringer på samfunnsøkonomisk lønnsomhet som overordnet beslutningskriterium for nettinvesteringer, med kostnadsminimering som avledet kriterium dersom tiltak må gjennomføres pga. myndighetspålegg, konsesjoner eller selvpålagte forpliktelser, herunder hensynet til forsyningssikkerhet. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet innbefatter også vurdering av ikke kvantifiserbare forhold.

Nytten av et tiltak skal være større enn ulempene. Nytteløshet og kostnader kvantifiseres og verdset-

tes så langt dette er mulig, mens vanskelig kvantifiserbare virkninger underlegges en bred kvalitativ vurdering. Relevante faktorer vektlegges til slutt i en samlet vurdering.

De viktigste kvantifiserbare nyttevirkningene er:

- redusert kostnader ved flaskehals i nettet
- reduserte kostnader av nettap
- reduserte avbruddskostnader

Forhold som typisk er vanskeligere å kvantifisere, men som likevel skal vektlegges, er:

- forsyningssikkerhet
- miljøkonsekvenser
- velfungerende kraftmarked

Det er sannsynlig at ulempene for samfunnet ved store og langvarige avbrudd kan være større enn det som reflekteres i de avbruddkostnadene som legges til grunn i samfunnsøkonomiske analyser. Dette gjelder særlig i forhold til utfall med svært små sannsynligheter, men med store konsekvenser. Vurdering av forsyningssikkerhet får bred oppmerksomhet innenfor Statnetts analyser.

Utbygging av nettanlegg medfører synlige inngrep i naturen som er vanskelig å kvantifisere. Se nærmere omtale i 4.1.3.

Et velfungerende kraftmarked er en forutsetning for at de samfunnsmessige gode løsningene lar seg realisere. Det er viktig at markedsinformasjon når frem til aktørene og at ingen enkeltaktører er i posisjon der de kan utnytte dette til egen fordel på bekostning av samfunnet. Den betydningen tiltakene har for et velfungerende marked vurderes skjønnsmessig i våre analyser.

En positiv beslutning for et gitt investeringsprosjekt henger sammen med at nåverdien av nyttevirkningene for Norge samlet sett er vurdert til å være større enn nåverdien av kostnader og ulemper knyttet til tiltaket. Tiltak rettet mot økt utnyttelse av eksisterende nett blir alltid vurdert som et foretrukket alternativ til å



bygge nye overføringsanlegg i tilfeller hvor nytten er i samme størrelsesorden.

#### 4.1.3. Miljø og natur

Våre ledningsprosjekter berører store arealer og mange mennesker, og har virkning på natur og nærmiljø. Anleggene etableres blant annet i ulike typer terreng og det er ofte flere og ulike bruksinteresser som berøres. Ved bygging av nye forbindelser legger Statnett stor vekt på å finne løsninger som innebærer minst mulig ulempe på natur og nærmiljø. Avbøtende tiltak/miljøtiltak anvendes med stort hell ved utbygging av nye linjer. Statnett vektlegger å gjøre anleggene mindre synlig i landskapet gjennom bedre design og bruk av farger og mindre sjenerende overflater. Videre skal anleggsarbeidene etterlate minimalt med sår i landskapet.

Statnett vurderer også muligheter for å sanere og omstrukturere eksisterende nett på underliggende spenningsnivå. Økt grad av sanering kan for eksempel oppnås gjennom etablering av flere transformatorer underveis. I sum planlegger Statnett å rive 300 km stålmasterledninger i tilknytning til nye prosjekter.

Det er stadig sterkere krav fra opinionen om å velge kabel framfor luftledning. I denne sammenhengen forholder Statnett seg til to viktige premisser, nemlig myndighetens kraftledningsstrategi og samfunnsøkonomisk lønnsomhet som beslutningskriterium, hvor de samfunnsmessige ulempene vurderes opp mot kostnadene.

I Ot. prp. nr. 62 (2008–2009) Om lov om endringer i energiloven er myndighetenes strategi for kraftledninger uttrykt. Her heter det blant annet at «Bruk av kabel som alternativ til luftledning skal alltid vurderes når nye kraftledninger på alle spenningsnivåer skal bygges. Særlig kan jordkabel være et godt tiltak i distribusjonsnettet.» og «Kabling skal også alltid vurderes når nye kraftledninger i regional- og sentralnettet skal bygges, men bruken skal være gradvis

mer restriktiv med økende spenningsnivå. Jord- eller sjøkabel er mest aktuelt på begrensede strekninger med betydelige verneinteresser eller store estetiske ulemper på 66kV og 132kV, men kan også være aktuelt på strekninger der det gir særlige miljøgevinster på 300kV og 420kV.»

I strategien for kraftledninger (Ot. prp. nr. 62 (2008–2009)), pekes det på bruken av avbøtende tiltak som kamuflasje, landskapstilpasset ledningsdesign, hensyn til fugl og kabling ved etablering av nye kraftledninger.

#### 4.1.4. Dimensjoneringskriterier i sentralnettet

Nettet skal forsterkes dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt, eller dersom det må gjøres for å tilfredsstille minimumskrav for forsyningssikkerhet. Statnett legger begrensninger på hvor store og langvarige avbrudd som kan aksepteres i sentralnettet. Hovedprinsippene gjelder i operativ drift, men er også en fundamental forutsetning for nettplanlegging.

Statnett minimumskrav til forsyningssikkerhet i driftsfasen er endret fra i fjor, og er følgende:

- Det norske kraftsystemet skal driftest slik at enkeltutfall av linjer, kabler, transformatorer eller generatorer ikke medfører høyere strømbelastninger i nettet enn det anleggsdelene skal tåle.
- Med intakt nett skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.
- Ved planlagte driftsstanser skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 500 MW forbruk av inntil 2 timers varighet.
- Etter et avbrudd skal nettet drives slik at det er liten risiko for et nytt avbrudd i samme punkt inntil avklaringer har funnet sted og nødvendige korrektive tiltak er utført.

Minimumskravene 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.

Sentralnettet skal som hovedprinsipp driftes og planlegges ut fra N-1 kriteriet. Det betyr at feil på en enkelt komponent normalt ikke skal gi avbrudd for forbruk. En avgrensning og konkretisering av dette hovedprinsippet for investeringer er nødvendig, ettersom det ikke er mulig å etterleve dette kriteriet i alle sammenhenger.

Statnett har igangsatt et arbeid for å konkretisere de krav som skal legges til grunn ved dimensjonering av sentralnettet. En viktig premisse vil være at nettet må bygges ut slik at minimumskrav for forsynings-sikkerhet kan oppfylles i driftsfasen.

De nye dimensjoneringskriteriene vil vedtas i løpet av høsten 2010, og de vil etablere forsynings-sikkerhet som en sterkere driver for investeringer enn tidligere.

#### 4.1.5. Spenningskvalitet

Komponenter i sentralnettet er dimensjonert av leverandørene i henhold til IEC-normen og de øvre spenningsgrensene i sentralnettet er gitt av denne. Den øvre grensen for kontinuerlig driftsspenning for 300 kV er 300 kV mens den for 420 kV er 420 kV. Maksimum midlertidig driftsspenning innenfor 15 min er 315 kV for 300 kV nettet og 440 kV for 420 kV nettet. Dersom komponenter drives langvarig med høyere spenning enn det de er dimensjonert for vil levetiden kunne reduseres og sannsynligheten for havari øker. Den nedre grensen for spenningen er gitt av systemmessige forhold og er 280 kV i 300 kV nettet og 400 kV i 420 kV nettet.

Ved stor flyt og høy belastning i nettet vil ledningene trekke reaktiv effekt og spenningen synker. For å unngå spenningskollaps brukes reaktive kompenseringsmidler i form av kondensatorbatterier, fasekompensatorer eller SVC anlegg.

Når flyten i nettet er lav, produserer ledningene reaktiv effekt, og spenningen stiger. For å overholde grenser for maksimal spenning er man avhengig av å kunne redusere spenningen ved lav overføring. Til dette brukes reaktorer, fasekompensatorer eller SVC anlegg.

Spenningsmessig er forskjellen stor mellom et maksimalt belastet nett og tilnærmet ingen flyt. Typisk vil utvekslingskapasitet mot utlandet gi store endringer i kraftflyt. Flyten varierer ofte fra full eksport til full import i løpet av døgnet. Mellom disse to ytterlighetene vil flyten i perioder også være svært lav. Når endringen mellom de to ytterlighetene i tillegg skjer i løpet av noen få timer gir det store utfordringer. I enkelte områder vil det dermed være et stort behov for utstyr til spenningsregulering (reaktiv kompensering).

Vurdering av behov og tiltak for å sikre overholdelse av spenningsgrenser er en viktig del av nettutviklingen.

Strategiske  
nettutviklings-  
områder

#### 4.2. Bedre forsynings-sikkerheten i utsatte områder

Det moderne samfunnet stiller store krav til sikker forsyning av elektrisitet. Det er lav aksept for langvarige utfall, og nesten alle viktige samfunnsfunksjoner og oppgaver har stor avhengighet av stabil kraftforsyning. En langvarig strømstand vil føre til total lammelse av et moderne samfunn. Som systemansvarlig er Statnett i Forskrift om 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 beskriver kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker, og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningen.

Erfaringer fra kraftsystemdriften vintrene 2002/2003, 2006/2007, og 2009/2010 viser at enkelte områder i perioder har utsatt drift og også redusert forsynings-sikkerhet. Spesielt gjelder dette nettet i Hordaland nord for Hardanger, Midt-Norge og i Nord-Norge nord for Ofoten, som har blitt drevet i perioder med redusert forsynings-sikkerhet. Midt-Norge har et betydelig kraftunderskudd, og må importere i størrelsesorden 50 % av forbruket. Nord for Ofoten er det effektunderskudd på vinteren, med liten 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 ca 3 TWh/år. Det er stort overføringsbehov inn til området i situasjoner med liten egenproduksjon. Spesielt om vinteren er dette et problem. Om sommeren kan det periodevis være vanskelig med overføringsbehov ut av området. Vinteren 2009/2010 viste tydelig hvor anstrengt forsynings-situasjonen er for området. Ved inngangen til vinteren var magasinfyllingen god for Vestlandet isolert og for Norge generelt. En uvanlig kald vinter medførte et rekordhøyt forbruk samtidig som tilsiget var svært lite. Statnett som systemansvarlig brukte i vinteren 2009/2010 alle tilgjengelige markedsmessige virkemidler for å overholde overføringsgrensene til området, inklusiv etablering av prisområde. Overføringsbehovet inn til området var så stort at sentralnettet i Bergensområdet ble driftet delt, slik at halve Bergen ble forsynt nordfra, resten fra syd. Et enkelt ledningsutfall nord eller sør for Bergen ville ha mørklagt halve regionen. Denne driftsformen eksponerte også områdene Sunnhordland og Sogn og Fjordane for mørklegging dersom enkeltledninger falt ut.

Som vist for Hordaland vil feil i nettet medføre utfall av forbruk som ligger langt over minimumskrav for forsynings-sikkerhet (omtalt i kapittel 4.1). Et krav om at nettet skal dimensjoneres slik at minimumskravene overholdes, medfører at forholdene inn mot Bergen utløser behov for å forsterke nettet inn mot Bergens-området.

Det er viktig i de regionale nettutviklingsplanene å identifisere og prioritere tiltak som sikrer at forsynings-sikkerheten opprettholdes eller økes. Spesielt er følgende områder og tiltak identifisert:

- Oslo-området: Utfall ved høy last. På kort sikt er tiltakene rettet mot økt transformeringskapasitet. Tiltak på lengre sikt er under vurdering.
- Stavanger-området: Utsatt for utfall / feil på eksisterende forbindelser. Tiltak er forsterkning inn mot Stavanger-området, håndtert av Lyse Netts prosjekt Lyse – Støleheia
- Midt-Norge: Utsatt for tørrår. Tiltak er Ørskog – Fardal (Sogndal)
- Hordaland, nord for Hardangerfjorden: Utsatt for tørrår, samt N-0 ved høyt forbruk. Tiltak er Sima-Samnanger samt ledningene Modalen-Mongstad og Mongstad-Kollsnes i BKK-området.
- Nord-Norge, nord for Ofoten: Utfall vinterstid. Tiltak er Ofoten og Balsfjord og Balsfjord – Hammerfest

Risikoen for tørre og kalde vintre før nye ledninger kommer på plass for disse utsatte områdene, gjør at Statnett vurderer å iverksette særskilte, beredskapsmessige tiltak på kort sikt for å sikre strømforsyningen i disse områdene. Noen av tiltakene vil virke for å møte forbrukstoppene, andre for å håndtere mulig energimangel i løpet av vinteren. Noen aktuelle tiltak for å håndtere forsynings-sikkerheten i de utsatte områdene er:

- Økt bruk av energiopsjoner i forbruk: I 2006 etablerte Statnett et system for handel med energiopsjoner som sikrer redusert kraftforbruk i enkelte industribedrifter i anstrengte perioder. Dette er et tiltak som gir Statnett anledning til å betale bedrifter for redusere forbruket sitt ved risiko for energimangel. Statnett tar sikte på mer omfattende kjøp av slike opsjoner før vinter 2010/2011 enn tidligere.
- Innsigelser mot tilknytning av nytt forbruk: I utgangspunktet har Statnett plikt til å la nye forbrukere få tilgang til sentralnettet, men det kan gjøres unntak for nytt eller økt forbruk i utsatte områder dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig. Nye store forbruksenheter er utfordrende for forsynings-sikkerheten før det er bygget nye ledninger inn til Vestlandet (Bergen og Stavanger), Midt-Norge, Troms og Finnmark.
- Nye/flytting av reservekraftanlegg: Statnett har 300 MW reservekraftverk tilgjengelig i Midt-Norge. Reservekraftverkene skal kun startes i svært anstrengte kraftsituasjoner. Statnett vurderer å etablere reservekraftanlegg for å bedre situasjonen på Vestlandet (Bergens- og Stavangerområdet) og i Troms og Finnmark. I disse områdene vil bruken måtte være nærmere knyttet mot forbrukstopper (effekt). Slike anlegg kan tidligst være på plass i løpet av 2012. For vinteren 2010/2011 vil Statnett søke om å kunne benytte reservekraftverkene ved omfattende feil og vanskelige driftssituasjoner, i tråd med dispensasjoner som ble gitt vinteren 2009/2010.
- Anvende gasskraftverket på Mongstad som reserve: Gasskraftverket på Mongstad har en ubenyttet produksjonskapasitet på 100 MW, og Statnett undersøker muligheten til å bruke dette som reserve når forbruket er høyt. Dette forutsetter at myndighetene gir utslippstillatelse til slik økt bruk.
- Økt beredskap for å utbedre feil: som omtalt i kapittel 4.7.  
Nærmere beskrivelse av de aktuelle regionale utfordringene og tilhørende tiltakene er gitt i kapittel 5 – 9.

### 4.3. Legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon

Klimadebatten og kravene i klimapolitikken utfordrer hele kraftsektoren. Statnett skal tilrettelegge for en mer klimavennlig kraft- og energisektor basert på de mål og strategier de politiske myndigheter setter. Myndighetene har gitt Statnett rollen som koordinator

for å sikre samspillet mellom nett og ny kraftproduksjon. I kraft av sin kompetanse og rolle vil Statnett identifisere muligheter og vise hvordan klimamålene kan nås effektivt og på en måte som er forenlig med et robust kraftsystem.

Skal Norge oppfylle ambisiøse fornybarmål, står landet ovenfor en ny periode med storstilt kraftutbygging. Dette vil medføre utfordringer for sentralnettet og vil utløse investeringer i ny overføringskapasitet. Det vurderes som rasjonelt i første omgang utnytte eksisterende nett ved at ny produksjon lokaliseres gunstig i forhold til tilgjengelig nettkapasitet. Avhengig av målsetningene må det parallelt planlegges for nye ledninger. Ledetiden for etablering av nye nettanlegg kan være vesentlig lenger enn for ny produksjon.

Rammevilkår og støtteordninger for fornybar kraftproduksjon bør utformes slik at de mest kostnadseffektive prosjekter bygges ut først. Kostnader knyttet til nytt nett må tas hensyn til. Sett ut fra kraftsystemsperspektiv er det gunstig med etablering i områder med tilgjengelig nettkapasitet og fortrinnsvis i områder med kraftunderskudd eller i nærhet av områder med behov for mer kraft.

Gjennomføring av svært ambisiøse norske mål for fornybar kraftproduksjon vil kunne bli utfordrende



for overføringskapasiteten i deler av sentralnettet. I dagens sentralnett er det mulig å øke produksjonen av fornybar kraft med 4500-5000 MW (om lag 12-14 TWh) om dette etableres i områder med ledig nettkapasitet. Det vil imidlertid uansett være behov for nye tilkoblingsledninger m.m. for å ta imot denne kraften, og eventuelle tiltak i regionalnettet.

Utbyggingsplanene for fornybar kraft 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 småkraft og opprusting/utvidelse (O/U) av eksisterende vannkraft er Nordland og Sogn og Fjordane, men også Hordaland og Rogaland har store vannkraftpotensialer. På grunn av det planlegges og gjennomføres mange småkraftprosjekter, samt et stort potensial, har Statnett økt oppmerksomheten på småkraftfylkene, og arbeider aktivt for å tilrettelegge for ny småkraft. Dette gjelder først og fremst transformorkapasitet inn mot sentralnett, men i enkelte områder kan det også bli behov for økt ledningskapasitet.

Vindkraft planlegges gjerne i store konsentrerte parker på steder med dårlig nettilgang, mens småskala vannkraft er spredt over store geografiske områder i mange små enheter. På hvert sitt vis er dette utfordrende med hensyn på hensiktsmessige systemløsninger. Dersom vindkraftutbygging i et gitt område utløser nye investeringer i sentralnettet, vil det oftest være gunstig å tilknytte mye produksjon i samme område, gitt at det finnes tilstrekkelig regulerbar kraftproduksjon i området. Av den grunn er det fordelaktig å velge ut noen geografiske områder med stort konsentrert potensial og utnytte eksisterende og ny nettkapasitet til det fulle, heller enn å få en spredt utbygging over hele landet. Men aller helst bør vi utnytte eksisterende nettkapasitet, hvilket i første omgang betyr spredt utbygging.

Tabell 4.1. viser kapasiteten i sentralnettet i dagens situasjon<sup>3</sup>, i forventning 2015 og med de utbygginger som er forespeilet i scenariet «Vind & Vekst» (se kapittel 13). Det vil da være plass til opp mot 20-30 TWh ny fornybar kraft. Dette vurderes som et ambisiøst scenario, som krever betydelige tiltak.

<sup>3</sup> Vi vurderer situasjonen slik at det vil være ressursgrunnlaget og lavere nettnivåer, og i mindre grad sentralnettet, som er begrensende for utbygging av ny fornybar produksjon på Østlandet.

Område	Ledig kapasitet i dagens nett, MW	Nett iht forventning 2015	Nett iht scenario vind og forbruksvekst 2025
1	100-150	125 - 250	1000 - 1500
2	600	1100	1200 - 1600
3	500	700	1300 - 2000
4	400	800	1500
5	1500	2000-2500	2500-3000
6	300	600	600
7	400	1000-1200	1000-1200
8	1000-1200	1000-1200	2000-3000

**TABELL 4.1:** Ledig kapasitet i dagens nett, i forventning 2015 og scenario vind og forbruksvekst 2025 [MW]

Statnetts prioriteringer for å tilrettelegge for fornybar kraftproduksjon:

- Vestlandet. Stort og realistisk potensial for lønnsom småkraft. Transformator kapasitet mot sentralnettet. Bygging av Sima-Samnanger. Spenningsoppgradering av ledninger.
- Nordland: Transformator kapasitet mot sentralnettet. Spenningsoppgradering til 420 kV samt vurdere nye ledninger.
- Midt-Norge: Statnett vil planlegge og bygge ut ny overføringskapasitet for vindkraft. Midt-Norge er et område med stort kraftunderskudd og etablering av ny produksjon vurderes som svært gunstig.
- Nord-Norge, nord for Ofoten: Det vurderes som mest hensiktsmessig at ny produksjon tilpasses utviklingen av nytt forbruk og nett som planlegges i tilknytning til dette. De nye 420 kV ledningene Ofoten-Balsfjord og Balsfjord-Hammerfest og på lengre sikt Arctic Circle vil være viktige forsterkninger. Det økte forbruket i Nord-Norge, og nødvendig nettutbygging i den forbindelse, gjør det mulig å etablere inntil 2000 MW ny fornybar produksjon i Troms og Finnmark på sikt. En mer omfattende utbygging av produksjon i Nord-Norge er imidlertid kostbart på grunn av høye investeringskostnader og høye tap i nettet ved å transportere kraften til forbruksområdene.
- Øvrige Norge: Utbygging ny fornybar tilpasses forbruk, eksisterende og ny nettkapasiteten.

For å sikre en hensiktsmessig gjennomføring av disse prioriteringene vil Statnett bidra for å sikre en god koordinering med ny fornybar kraftproduksjon. Et konkret eksempel på hvor dette gjøres i praksis er utbyggingen på Fosen-halvøya. På Fosen planlegges det mye vindkraft, men etablering forutsetter bygging av ny 420 kV ledning Namsos – Storheia. Statnett har siden 2005 arbeidet med å planlegge en slik ledning, og fikk juni 2010 konsesjon av NVE. Dette har vært en koordinert prosess mellom vindkraftaktørene og Statnett, med godt samarbeid underveis. Samtidig fikk også fire vindkraftverk konsesjon av NVE. Ledningen Namsos – Storheia er planlagt ut fra behovet for å ta i mot ny fornybar kraftproduksjon i et underskuddsområde og vil dermed bidra til å styrke forsynings sikkerheten i Midt-Norge. Etter Statnetts vurdering er dette et eksempel på hvordan myndighetene og Statnett i samspill bidrar til en god koordinering for å oppnå en rasjonell utvikling av kraftsystemet.

Mens den nye ledningen Namsos – Storheia har som hovedmål å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon er de fleste ledningsprosjektene som Statnett planlegger i stor grad drevet av andre forhold enn fornybar kraftproduksjon. Disse forholdene knytter seg særlig til bedret forsynings sikkerhet, tilrettelegge for ny næringsvirksomhet og økt handelskapasitet mot utlandet. Tiltakene legger imidlertid også til rette for å ta inn mye ny fornybar kraftproduksjon, gitt at utviklingen koordineres.

For å realisere en storstilt utbygging av ny fornybar kraftproduksjon i Norge må det innenlandske nettet styrkes. Det er imidlertid også avgjørende at overføringskapasiteten til utlandet utvikles i takt med kraftutbyggingen. Dersom det etableres betydelig ny kraftproduksjon som skal eksporteres vil det være hensiktsmessig at hovedtyngden av ny kraftproduksjon lokaliseres i Sør-Norge.

En nærmere beskrivelse av hvordan Statnett vil bidra til en god koordinering av kraftnett, forbruk og produksjon gis i kapittel 4.11. En nærmere beskrivelse av de aktuelle regionale utfordringene og tilhørende tiltakene er gitt i kapittel 5 – 9.

#### 4.4. Etablere nye utenlandsforbindelser

Statnett skal bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet. Etter Statnetts vurdering innebærer det blant annet at selskapet skal bidra aktivt til at samfunnsøkonomisk lønnsomme forbindelser til utlandet blir realisert. Statnett ser på utenlandsforbindelser som en naturlig del av TSOers kjernevirksomhet, og en viktig del av det internasjonale arbeidet i Statnett.

Utenlandsforbindelser skaper verdier ved å overføre kraft og reguleringstjenester fra områder med lave priser til områder med høye priser, samt at det bedrer forsynings sikkerheten. Produksjon med høye kostnader erstattes av produksjon med lavere kostnader, slik at totale kostnader går ned. Samtidig bidrar handelen til mer stabile priser og mer effektiv konkurranse. Muligheten til å importere og eksportere kraft gjør at man kan holde en høy forsynings sikkerhet med mindre total produksjonskapasitet.

Lønnsomheten er knyttet til både strukturelle prisforhold og tilfeldige forhold. Land med varmekraft har stor prisforskjell mellom dag og natt. Denne prisstrukturen bidrar mye til lønnsomheten av handel med Norge. Prisforskjellene dag/natt øker vesentlig når brenselprisene og CO<sub>2</sub>-kostnadene stiger. Mange forventer at produksjonskostnadene for fossil kraft vil være høyere i fremtiden enn historisk. I så fall kan man forvente høyere handelsgevinst i fremtiden. Videre vil det bli mer uregulert kraft med lave marginalkostnader (som vindkraft) samtidig som fossil kraft blir dyrere (høyere marginalkostnader). Dette vil gi større variasjon og volatilitet i prisene, og dermed øker lønnsomhet av handel med et norsk og nordisk vannkraftbasert kraftsystem. I tillegg gir tilfeldige markedshendelser, som utfall av produksjonskapasitet, store prisutslag. Disse hendelsene gir svært høy handelsgevinst.

En vesentlig del av den økonomiske gevinsten ved handel over utenlandsforbindelser til kontinentet eller Storbritannia vil fremkomme som såkalt flaskehalsinntekt. Flaskehalsinntekt er lik overført volum ganget med prisforskjellen, fratrukket kostnadene ved overføringstap. Flaskehalsinntekten tilfaller normalt eierne

av forbindelser, det vil si brukerne av sentralnettet i Norge. Statnetts andel av flaskehalsinntekten vil bare dekke kostnadene ved anlegget mens øvrige inntekter bidrar til lavere sentralnettstariff. Statnett tar sikte på å eie minst 50 % av hver ny utenlandsforbindelse.

Analysen viser at lønnsomheten også er robust ved utbygging av flere forbindelser. Ved økende utbygging av handlingskapasitet blir prisvirkningene i Norge sterkere og mer av inntekten flyttes fra flaskehalsinntekt til konsument- og produsentoverskudd. Dette skjer både fordi vi får mer variasjon i prisene i Norge og fordi vi får mindre prisforskjell mellom våte og tørre år. Virkninger på det gjennomsnittlige prisnivået kan også ha en viss effekt.

Prioritet i arbeidet de siste årene har vært å utvikle nye utenlandsforbindelser for realisering. Statnett ivaretar norske interesser i forhandlinger med motparter i de land forbindelsene legges til. Utfallet av forhandlingene kan ha stor betydning for lønnsomheten i utenlandsforbindelsene.

I løpet av det siste året har Statnett søkt anleggs-konsesjon på to nye utenlandsforbindelser, Skagerak 4 (desember 2009) og NORD.LINK (april 2010). NVE ga juni 2010 konsesjon for Skagerrak 4. Videre har Statnett i juni 2010 kjøpt 50 % av NORGER-prosjektet (inntil da eid av Agder, Lyse og det sveitsiske energiselskapet EGL) som tidligere har søkt om konsesjon for en forbindelse mellom Norge (Tonstad) og Tyskland. NVE godtok i juni 2010 Statnetts søknad om en forenklet meldingsfase på NorNed 2. Dette innebærer at NorNed 2-prosjektet mellom Norge og Nederland betraktes som meldt på bakgrunn av tidligere høringsrunder og konsekvensanalyser. Det forventes at konsesjonssøknad på prosjektet kan sendes innen utgangen av 2010. Ut over dette foregår det prosjektutviklingsarbeid mot Storbritannia (North Sea Network) og mot Sverige (Sydvest-linken).

Med utgangspunkt i at analyser og erfaringer viser at nye utenlandsforbindelser er lønnsomme, og at lønnsomheten er robust også når det bygges flere forbindelser fra Norge, har Statnett følgende fokus:

- Flere prosjekter utvikles i parallell mot ulike markeder. Hvilke prosjekter som realiseres når avhenger blant annet av forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet, motpart og avtaler med motpart. Utvikling av flere prosjekter parallelt gir bedre forhandlingsmuligheter overfor utenlandske partnere. Det er gunstig å spre utenlandsforbindelsene mellom ulike markeder for å minske eksponeringen mot enkeltmarkeder.
- Bygging av flere nye utenlandskabler krever et sterkt innenlandsk nett. For at Statnett skal kunne realisere en betydelig økning i utvekslingskapasiteten fra Norge, må det eksisterende 300 kV nettet i den sørligste delen av Norge oppgraderes til 420 kV (Østre og Vestre korridor, se nærmere omtale i kapittel 6). Dette arbeidet er viktig og har høy prioritet.
- Vurdere alternative tilknytningspunkt i det norske

sentralnettet: I og med at det kan være aktuelt med flere nye forbindelser vil det være aktuelt å se på andre tilknytningspunkter enn de som hittil har vært aktuelle.

- Strategi for å sikre optimal utnyttelse av forbindelsene på mottakersiden: Dette innebærer at man må sikre at det foreligger tilstrekkelig nettkapasitet og markedsløsninger i det andre markedet for å sikre en god utnyttelse og verdiskapning på de nye forbindelsene.
- Leverandørmarkedet for sjøkabler og installasjonstjenester kan bli en begrensende faktor for Statnetts planer for nye utenlandsforbindelser, spesielt sett i lys av mange konkurrerende kabel- og vindkraftprosjekter i Europa og verden forøvrig. Statnett vurderer behovet for tiltak for å sikre kabel- og installasjonskapasitet ved en ambisiøs utbygging av kabelprosjekter.
- VSC HVDC vurderes som teknologi for nye utenlandsforbindelser.

En nærmere omtale av de enkelte prosjektene finnes i kapittel 10.

## 4.5. Nordområdeprogrammet

Statnetts nordområdeprogram er opprettet for å sikre høy fokus og fremdrift innenfor det geografiske området nord for Ofoten. Dette omfatter aktiviteter knyttet til økt forsyningssikkerhet, og mulighet for forsyning av ny næringsvirksomhet, herunder petroleumsindustri, med elektrisk kraft fra land. En utvikling av nettet lengst i nord vil også legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon. Nordområdeprogrammet skal være en pådriver i disse prosessene, og for å sikre et helhetlig dialog med aktørene i regionen.

Området har i dag et nett som er lite fleksibelt i forhold til nytt forbruk eller produksjon. Området har samlet sett et energioverskudd på årsbasis i dag, men med store sesongmessige variasjoner i effektbalansen. Det sees da bort fra LNG-anlegget på Melkøya, som i hovedsak dekker seg opp ved egen produksjon. Nord for Ofoten er det i dag et stort effektunderskudd på vinteren, og nettet kjøres i lange perioder med redusert driftssikkerhet da området har liten produksjon som kan reguleres opp i tunglast. Elektrifisering av petroleumsindustrien fra land og oppstart av ny gruveindustri kan gi nesten en tredobling av kraftforbruket i Finnmark i forhold til dagens nivå. En omfattende forsterkning av nettet fra Ofoten og nordover er derfor påkrevet.

Statnetts hovedfokus i Nord-Norge er:

- Legge til rette for forsyning av nytt kraftforbruk i Finnmark, herunder elektrifisering av oljefeltet Goliat utenfor Hammerfest og utvidelsen av LNG-anlegget på Melkøya.
- En fremtidig olje- og gassutbygging lengre øst i Barentshavet vil kunne gi økt aktivitet på norsk side og økt behov for energiforsyning fra nettet.



Statnett har som en del av nordområdesatsingen konsesjonssøkt en ny 420 kV forbindelse fra Ofoten via Balsfjord til Hammerfest. Det er meldt en ny 420 kV forbindelse mellom Skaidi og Varangerbotn.

Av utredningsprosjekter inngår også nye forbindelser til Finland og Russland. Tosidig mating fra 420 kV nettet er av stor betydning for å oppnå god forsyningssikkerhet og kapasitet i nettet. En aktuell løsning er å videreføre 420 kV-nettet frem til Varangerbotn og etablere en 420 kV forbindelse mellom Norge og Finland. En slik gjennomgående ring-forbindelse vil gi et sterkt nett lengst nord i Norge og Finland og nettet vil være robust i forhold til endringer i kraftforbruk og produksjon. Analysearbeidet er startet opp som et samarbeidsprosjekt mellom Statnett og Fingrid.

Det pågår også sonderinger mellom Norge og Russland med tanke på noe økt import fra Russland i Pasvik. Dette er små kraftmengder, inntil 50 MW, men vil ha stor betydning for forsyningssikkerheten i nettet nord for Ofoten under tunglast.

En nærmere beskrivelse av utfordringer og tiltak for området finnes i kapittel 9.

#### 4.6. Spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV

Som følge av det økende behovet for overføringskapasitet har Statnett omfattende planer for investeringer i sentralnettet. Det forventes å bli krevende å få godkjent nye ledningstraséer uten at eksisterende traséer er best mulig utnyttet. Ved spenningsoppgradering av eksisterende ledninger fra 300 til 420 kV kan det miljøvennlig oppnås betydelige kapasitetsøkninger i det norske nettet ved at eksisterende traséer gjenbrukes. Virkningene på natur og nærmiljø vil være omtrent som i dag. Videre vil nettapene reduseres ved spenningsoppgradering.

Statnett vil de kommende årene satse stort på oppgradering av 300 kV ledninger og stasjoner til 420 kV standard. På lengre sikt vil de fleste av dagens 300 kV anlegg bli bygget om og drevet med 420 kV spenning.

Sentralnettet består av ca 2600 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. Oppgradering av duplex-ledninger til 420 kV kan realiseres med svært lave kostnader sammenlignet med nybyggingskostnad, og en oppnår minimum 40 % økning av termisk kapasitet. Andre systemmessige forhold kan i en overgangsfase begrense den totale kapasitetsøkningen i et snitt, for eksempel spenningsforhold, nettstabilitet og andre begrensende ledninger. Tapene i nettet reduseres kraftig referert samme overføringsnivå ved overgang fra 300 til 420 kV.

Oppgradering av simplex-ledninger vil kunne innebære omfattende ombygging av mastene, noe som er

kostbart og krever langvarig utkobling av de aktuelle ledningene.

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.

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 framtidig 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 man de siste årene valgt omkopplbare 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 forsyningssikkerheten ivaretas og det ønskes også minst mulig flaskehalskostnader. I tillegg skal andre overføringsanlegg kunne koples 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:

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

For duplex-ledninger forventes relativt kort utkoplingsbehov, da arbeidsomfanget er begrenset og deler av oppgraderingsarbeidet kan gjøres under spenning. For simplex-ledninger kan det være snakk om periodevis utkopling på opptil flere år for lange ledninger. I utkoplingsperioden vil redusert overføringskapasitet påvirke forsyningssikkerheten, og det kan medføre flaskehals. Dette kan gjøre det vanskelig å kople ut flere ledninger samtidig, og man kan bli nødt til å oppgradere ledningene i «serie» og i mindre grad i «parallell». I tillegg må det tas hensyn til at andre ledninger i sentralnettet må koples ut for planlagt vedlikehold eller nødvendig feilretting. For å redusere omfanget av utkoblinger, vil Statnett fremover se nærmere på løsninger og erfaringer fra andre land hvor dette er håndtert, for eksempel løsninger med forbi-looping.

Også for stasjonene vil det være komplisert å legge om fra 300 til 420 kV samtidig som driften opprettholdes. Videre vil 420 kV stasjoner kreve større areal enn 300 kV stasjoner, typisk 25 % større lengde og bredde. Oppgradering kan medføre at det først må bygges et helt nytt anlegg, og at det gamle anlegget deretter rives.

Plan-, myndighets- og ombyggingsprosessen er kompleks og utfordrende og «god tid» er kritisk for prosjektgjennomføringen. Dersom man 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.

Første trinn med spenningsoppgradering omfatter nærmere 1500 km med ledning. Av dette er det cirka 200 km er simplex ledninger, som trolig innebærer riving og bygging av ny linje. Aktuelle områder og tiltak er:

- Sørlandet: Gis høy prioritet av hensyn til planene om nye utenlandsforbindelser. For Rød-Bamble/Porsgrunn-Arendal-Kristiansand er det sendt konsesjonssøknad på strekningen Porsgrunn-Arendal-Kristiansand og melding for ny ledning i Grenland fra Rød med tilkøpling til Porsgrunn-Arendal i Bamble-området. Det er også søkt konsesjon for Feda-Tonstad, mens det vil bli søkt konsesjon for Kristiansand-Feda i løpet av 2010 og mellom Tonstad og Sauda i 2011.
- Midt-Norge: Er gitt høy prioritet på grunn av utbygging av fornybar kraftproduksjon i Midt-Norge og Nordland. Det er sendt konsesjonssøknad for strekningen Namsos-Klæbu. Det er igangsatt et forprosjekt for spenningsoppgradering mellom Nedre Røssåga og Namsos, inklusiv Namsos-Kolsvik og Klæbu-Orkdal-Aura/Viklandet. Mellom Nedre Røssåga og Tunnsjødal er det igangsatt arbeid med å bygge om den sterkeste av de to ledningene til 420 kV standard.
- Østlandet. I forbindelse med planene om SydVest-linken er det forutsatt at ledningene Rød-Tveiten-Flesaker-Syilling blir spenningsoppgradert.
- Vestlandet: 420 kV Fardal-Aurland er en forlengelse av Ørskog-Fardal. Gis høy prioritet på grunn av ny fornybar kraftproduksjon nord for Fardal (Sogndal).

Tiltak og virkemidler for å støtte strategien

## 4.7. Tiltak for beredskap og svært anstrengte kraftsituasjoner

### 4.7.1. Tiltak for økt beredskap og sårbarhet

De senere årene har det vært mye oppmerksomhet på forsyningssikkerhet og beredskap. Hendelser som kabelbrudd i Oslofjorden, utfall på Skagerrakforbindelsen og utsiktene til spenningsproblemer i Midt-Norge er noe av bakgrunnen for at Statnett de senere år har rettet stor fokus på beredskapshensyn. Statnett har følgende strategier for å styrke beredskapen i sentralnettet:

- Anskaffelse av reservetransformatorer og transportberedskap
- Ekstra kabel ved sjøkabler
- Fjordspenn med ekstra fase
- Beredskapsmaster på lager
- Planer for rask omkobling ved langvarig feil i SF6-anlegg

I perioder med høyt forbruk og for lav overføringskapasitet vil man måtte vurdere å drive ledningsnettet med større risiko for strømbrudd. Dette krever et mer skreddersydd opplegg for beredskap inntil det er bygget nye ledninger. Statnett vil endre beredskapsopplegget i samarbeid med lokale og regionale energiselskap og i samråd med NVE.

I forbindelse med klimaendringer og risiko for at disse skal få alvorlige konsekvenser for kraftnettet, har Statnett foretatt et arbeid om klimaendringenes virkninger på komponenter i kraftsystemet. Det foreslås ingen øyeblikkelige tiltak, men en gjennomgang av eldre ledninger i forhold til mekanisk styrke er aktuelt. Det forventes ikke store konsekvenser for Statnetts stasjonsanlegg, men kontroll og vedlikehold av drenering vil bli viktigere.

### 4.7.2. Tiltak for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS)

I ekstreme tørrår vil det i enkelte regioner være fare for en svært anstrengt kraftsituasjon. Til tross for økt nedbør som følge av klimaendringer kan det ikke uten videre legges til grunn at de tørreste årene blir mindre tørre enn tidligere. Mer ekstremvær kan også innebære økt volatilitet i nedbørsmønsteret og hyppige tørrere perioder.

Statnett er ansvarlig for tiltak for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner. Den langsiktige løsningen på disse utfordringene er å etablere økt importkapasitet til de utsatte områdene. I tillegg har Statnett vurdert og implementert særskilte tiltak for å håndtere denne type situasjoner. I 2006 etablerte Statnett en ordning med energiopsjoner i forbruk som sikrer redusert kraftforbruk i enkelte industribedrifter i anstrengte situasjoner. Statnett har også anskaffet 300 MW reservekraftverk i Midt-Norge, som kun skal benyttes i svært anstrengte kraftsituasjoner.

Det er Stavangerregionen, Hordaland, Midt-Norge og Nord-Norge nord for Ofoten som er de mest

sårbare områdene, og Statnett vil i disse områdene utvikle og gjennomføre tiltak for å sikre forsynings-sikkerheten frem til nye linjer er på plass.

## 4.8. Tiltak for økt kapasitet

### 4.8.1. Tiltak for økt utnyttelse av eksisterende nett

Statnett arbeider systematisk med å gjennomføre tiltak som øker kapasiteten i nettet uten å bygge nye ledninger. De mest virkningsfulle tiltakene har frem til nå vært å utnytte systemvern, herunder produksjons- og belastningsfrakopling (PFK og BFK) ved enkelte driftsforstyrrelser i nettet til å øke overføringskapasiteten. Slike systemvern innebærer at definerte produksjons- eller forbruksanlegg kobles fra nettet momentant i tilfelle en feil i nettet, for å unngå overbelastning av det «gjenværende» nettet. Systemvernet muliggjør dermed høyere utnyttelse av nettet uten at belastningsgrensene overskrides. Dette tiltaket sammen med strøm-/temperatur-oppgradering av begrensende ledninger og installasjon av nye kondensatorbatterier og spenningsregulerende anlegg har gjort at vi i dag kan overføre betydelig høyere effekter på enkeltledninger og i overføringssnitt.

Konsekvensen av en betydelig høyere kapasitetsutnyttelse er en mer krevende driftssituasjon. Potensialet for fremtidige kapasitetsøkninger gjennom ytterligere økt systemutnyttelse er nå begrenset. Dette skyldes dels at potensialet for enkle oppgraderingsløsninger er tatt ut, og dels at driftsrisikoen øker med økende bruk av systemvern.

For å ivareta forsyningsikkerheten og legge til rette for ny produksjon fremover, vil ny overføringskapasitet i større grad måtte fremskaffes ved investeringer i ny overføringskapasitet (nye linjer og spenningsoppgradering). Statnett vil fremover kun i spesielle tilfeller legge til grunn bruk av belastningsfrakopling (BFK) i nettplanleggingen.

### 4.8.2. Ny kapasitet

Der det er behov for nye ledninger bygger Statnett normalt luftledninger med 420 kV-standard og med linetype duplex Parrot. Termisk grense er 2500 MW. Mastetyper som vanligvis benyttes er Statnetts standardmast med innvendig bardunering. Bruk av utvendig bardunerte master gir lavere investeringskostnad, men den norske topografi gjør at denne typen master er lite anvendbare på mange strekninger. Statnett har igangsatt et FoU-prosjekt for å utvikle og vurdere alternative mastedesign.

Det norske kraftsystemet drives med vekselstrøm (HVAC). Likestrøm (HVDC) brukes til overføring fra punkt til punkt over store avstander der vekselstrøm av ulike årsaker ikke egner seg. Vekselstrøm kan for eksempel ikke benyttes for overføring av strøm gjennom sjø- eller landkabel over lange avstander. Bruk av HVDC-teknologi i kraftsystemet er i første rekke styrt av behov for å kunne styre effektflyt, forbinde asyn-

krone nett og ved overføring over lange avstander.

Løsninger med likestrøm krever kostbare stasjoner for omforming mellom vekselstrøm (AC) og likestrøm (DC) i hvert tilkoblingspunkt til vekselstrømsystemet. I de senere årene er en annen omformertype utviklet for stadig høyere spenninger og ytelser. Teknikken denne omformerer baserer seg på kalles Voltage Source Converter (VSC) teknologi. VSC-teknologien har også vært kjent i en årrekke, og løser noen av de begrensningene som ligger i tradisjonell HVDC-teknikk. Per i dag er det ikke i drift noe anlegg i verden for effektnivå/spenning høyere 400 MW/150 kV idriftsatt. Risikoen knyttet til VSC som system og omformerkomponent vil være avtagende etter hvert som flere prosjekter ferdigstilles og erfaring vinnes. Statnett vil vurdere å ta i bruk teknologien der dette totalt sett gir den beste løsningen for kraftsystemet. HVDC VSC er den anbefalte løsningen for Sydvestlinken som planlegges fra Tveiten i Vestfold til Sverige, samt også aktuell for den planlagt nye utenlandsforbindelsen Skagerrak 4 mellom Norge og Danmark (Kristiansand – Jylland).

## 4.9. Miljøpraksis og bruk av kabel

Statnett skal legge til rette for klima- og miljøvennlige løsninger. Dette krever at Statnett er en miljøbevisst og samfunnsansvarlig organisasjon, med høy tilitt i markedet og blant eksterne interessenter. For nettvikling innebærer dette primært vektlegging av tre områder:

- Ivareta miljøhensyn ved nettvbygging
- Redusere tap i nettet
- Tilrettelegge for en klimavennlig energisektor

### 4.9.1. Ivareta miljøhensyn ved nettvbygging

Våre ledningsprosjekter berører store arealer og mange mennesker, og har virkning på natur og nærmiljø. Statnett arbeider for en god dialog med hver enkelt kommune som blir berørt, kommunens innbyggere og berørte grunneiere for best mulig å ivareta alle parter interesser.

Kabel på de høyeste spenningsnivå er normalt kun benyttet der det er fysisk umulig å bygge en kraftledning, slik som ved lange fjordkryssinger eller ved kryssing av sjøområder. Det er stadig sterkere krav fra opinionen om å velge kabel framfor luftledning, primært av estetiske årsaker.

I denne sammenhengen forholder Statnett seg til to viktige premisser, nemlig myndighetens kraftledningsstrategi og samfunnsøkonomisk lønnsomhet som beslutningskriterium, hvor de samfunnsmessige ulempene vurderes opp mot kostnadene.

I Ot. prp. nr. 62 (2008–2009) Om lov om endringer i energiloven er *myndighetenes strategi for kraftledninger* uttrykt. Her heter det blant annet at «Bruk av kabel som alternativ til luftledning skal alltid vurderes når nye kraftledninger på alle spenningsnivåer skal

bygges. Særlig kan jordkabel være et godt tiltak i distribusjonsnettene.» og «Kabling skal også alltid vurderes når nye kraftledninger i regional- og sentralnettet skal bygges, men bruken skal være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå. Jord- eller sjøkabel er mest aktuelt på begrensede strekninger med betydelige verneinteresser eller store estetiske ulemper på 66kV og 132kV, men kan også være aktuelt på strekninger der det gir særlige miljøgevinster på 300kV og 420kV.»

Statnetts vedtekter og formålsparagraf slår fast at Statnett har et ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av det sentrale overføringsnett for kraft. Grunnet høye kostnader vil mange forbindelser ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme ved for omfattende krav om kabling. Det samfunnsøkonomiske alternativet til luftledning vil derfor i mange tilfeller være å ikke bygge ledningen. Konsekvenser av dette vil være noe redusert forsyningssikkerhet, større prisforskjeller i landet, større overføringstap, og et nett som i mindre grad evner å integrere ny fornybar kraft og tilrettelegge for videre utvikling av industri- og næringsvirksomhet.

Luftledninger på 420 kV nivå har om lag dobbel kapasitet av tilsvarende kabler, mens kostnader for en kabelløsning er flere ganger høyere, avhengig av teknologi og valg av løsning. Det er grunn til å tro at miljøkostnadene i enkelte sammenhenger vil kunne forsvare ekstrakostnadene ved kabling, men man må være oppmerksom på at jordkabel på de høyeste spenningsnivåene også innebærer betydelige og varige naturinngrep.

Luftledninger er robuste og enkle, og har lave vedlikeholdskostnader. Luftledninger er imidlertid eksponert for omgivelsene, og krever av den grunn hyppigere vedlikehold enn jordkabler som er mindre utsatt for vær og vind. Luftledninger har imidlertid normalt lavere enhetspriser for slikt vedlikehold. Kabler er atskillig dyrere å etablere, har sjeldnere feil forårsaket av omgivelsene, men når en feil først inntreffer, er reparasjonen ofte langvarig og kostbar. Hensynet til forsyningssikkerhet taler ofte for å velge en luftledning, dersom det er mulig.

Kabelteknologi er i stadig utvikling og vil sannsynligvis på lengre sikt bidra til at kapasitets- og kostnadsforskjellen mellom luftledning og kabel reduseres.

I strategien for kraftledninger (Ot. prp. nr. 62 (2008–2009)), pekes det på bruken av avbøtende tiltak som kamuflasje, landskapstilpasset ledningsdesign, hensyn til fugl og kabling ved etablering av nye kraftledninger.

Avbøtende tiltak/miljøtiltak har med stort hell vært benyttet ved planlegging og utbygging av nye linjer. Statnett jobber med å gjøre anleggene mindre synlig i landskapet gjennom bedre design og bruk av farger og mindre sjenerende overflater.

Ved bygging av sentral- og regionalnett skal det legges økt vekt på å benytte muligheten for å rydde opp i ledningsnettene ved å fjerne eldre ledninger. Sanering

og omstrukturering av eksisterende luftlinjer vurderes ved alle nye ledningsprosjekter. For eksempel er det i forbindelse med etablering av den nye 420 kV ledningen Ørskog-Fardal (Sogndal), hvor det planlegges cirka 280 km med ny 420 kV ledning, også aktuelt å rive cirka 170 km av eksisterende ledninger. Av ledningene som det er aktuelt å rive er ca 55 km en 300 kV stålmastledning (Fardal – Høyanger), samt 115 km 132 kV stålmastledning (Høyanger – Moskog, Leivdal – Haugen, Haugen – Sykkylven, Sykkylven – Ørskog).

I spennet mellom kabling på 420 kV og en luftlinje på tilsvarende nivå, finnes det etter vår vurdering mange muligheter til å kunne ivareta natur og miljø innenfor en samfunnsøkonomisk ramme. Det er imidlertid viktig å ha en bred tilnærming til miljøspørsmålet, hvor man i første rekke sikrer at det eksisterende nettet er utnyttet maksimalt, og at nettet bygges på en slik måte at det er mulig å sanere gammelt nett.

Statnett skal bidra til å koordinere og påvirke lokalisering av ny produksjon og forbruk i forhold til behovet for nett. Gjennom en god og rasjonell koordinering vil omfanget av nye ledninger kunne reduseres. Nytt nett skal bare bygges når dette er den klart beste løsningen.

#### 4.9.2. Tap i nettet

Transport av kraft til forbrukerne og høy utnyttelsesgrad av nettet bidrar til høye termiske tap i kraftnettet. De senere årene har nettapene i det norske sentralnettet vært økende. Denne utviklingen er koplet til økt forbruk og produksjon og økt belastning på nettet.

Foruten å generere store kostnader, er nettap lite ønskelig også ut fra et miljøsynspunkt. Kraft som går bort i tap må erstattes med annen kraftproduksjon, og ved å redusere tapene reduseres behovet for annen kraftproduksjon. Tiltak som reduserer tap i kraftnettet vil dermed bidra både til å spare miljøet, og til å redusere kostnadene.

Det finnes flere tiltak som kan iverksettes for å redusere tapene i nettet. For eksempel reduseres nettapet ved spenningsoppgradering av ledninger, eller ved oppføring av nye ledninger på høyere spenningsnivå og/eller med høyere tverrsnitt. Ved spenningsoppgradering av en duplex-ledning fra 300 kV til 420 kV halveres nett-tapet referert samme overføringsnivå (MW). Dessuten kan bruk av reaktive kompensatorer (i form av batterier, SVC og fasekompensatorer) også bidra til å redusere nettapene.

Statnetts praksis for samfunnsøkonomisk verdsetting i forbindelse med investeringer er at verdien av tap i nettet settes lik markedsprisen på kraft pluss et påslag tilsvarende samfunnets betalingsvilje for ny produksjon. Den praktiske utformingen av den norske energipolitikken tilsier at samfunnet setter en verdi på ny fornybar kraftproduksjon og forbruksreduksjoner som er høyere enn markedsprisen på kraft. I forhold til produksjon gis det subsidier gjennom Enova til investeringer i vindkraft, og det arbeides med å etablere et felles svensk-norsk system for grønne

sertifikater. I forhold til forbruk gis det subsidier til energieffektivisering og omlegging fra bruk av el og fossile brenslere til varme basert på fornybare energikilder. I Statnetts vurderinger settes derfor samfunnets betalingsvilje ut fra (den forventede) prisen i det kommende svensk-norske sertifikatmarkedet, korrigert for at sertifikatberettiget produksjon får tildelt sertifikater bare i deler av levetiden.

#### 4.10. Opsjonsbasert planlegging

Det er mindre ledig kapasitet i sentralnettet nå enn tidligere, samtidig som usikkerheten i faktorer som påvirker overføringsbehovet ser ut til å øke. Dette gir betydelige utfordringer i forhold til å vurdere system- og nettmessige konsekvenser av mulige, med usikre hendelser som påvirker overføringsbehovet. Ofte vil etablering av nytt forbruk, f.eks. en større industrietablering, kunne realiseres raskere enn en ny linje i sentralnettet. Nye sentralnettslinjer skal detaljplanlegges, og de skal gjennom en meldings- og en konsesjonsprosess før selve byggingen kan starte. Som regel påklages NVEs konsesjonsvedtak til OED, og denne klagebehandlingen tar ofte 1-2 år eller mer. Fra planlegging starter til oppstart av byggingen har det tradisjonelt gått 3-4 år. De siste prosjektene kan tyde på at behandlingstiden hos myndighetene har økt betydelig. Dette understreker behovet for tidlig planlegging.

Statnetts viktigste motiv for å melde og konsesjons-søke mulige utbyggingsprosjekter mer aktivt, er å ha større kontroll på total realiseringstid. Tidligere gjennomføring av meldings- og konsesjonsprosess gir opsjon på å kunne reagere raskere dersom det går mot utbygging av produksjon eller forbruk som medfører behov for omfattende nettførsterkninger i sentralnettet. En konsekvens av opsjonsbasert planlegging er derfor at Statnett melder og eventuelt konsesjonssøker flere linjer enn vi forventer å bygge.

#### 4.11. Koordinering mellom kraftnett, produksjon og forbruk

Etablering av ny kraftproduksjon og betydelig nytt forbruk har stor betydning for utviklingen av sentralnettet, og vice versa. Det norske kraftsystemet står ovenfor store utfordringer knyttet til implementering av ny fornybar kraftproduksjon for å nå de forventede norske fornybarmålene. Det er viktig for samfunnet at ny kraftproduksjon blir fasett inn på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte.

For Statnett er det et viktig mål å bidra til en effektiv innfasing av ny produksjon samtidig som feilinvesteringer i nettet unngås. Riktig lokalisering av ny produksjon er viktig både for samfunnsøkonomi og gjennomføringsevne. Ugunstig lokalisering av ny produksjon i forhold til nettet vil medføre unødvendig høye nettkostnader. I tillegg vil lokalisering i områder

uten tilstrekkelig nettkapasitet medføre at det tar lengre tid å realisere investeringer i ny produksjon i påvente av nytt nett.

Som regel må nettløsningen være på plass før nytt forbruk eller produksjon etableres, og Statnett må dermed oftest basere større investeringer på forventninger til fremtidig produksjons- og forbruksutvikling. Statnett må ha tilstrekkelig sikkerhet for at ny produksjon og/eller forbruk realiseres før investering i nett besluttes.

Statnett blir trukket frem både i Olje- og energidepartementets budsjett fremlegg (Prop. 1 S (2009-2010)) og regjeringens politiske plattform for 2009-2013 (Soria Moria 2) som en viktig tilrettelegger for ny kraftproduksjon. I den politiske plattformen heter det at «Regjeringen vil styrke Statnetts rolle som tilrettelegger mellom store forbrukere av kraft, nettbygging og produksjon». I OEDs budsjettfremlegg heter det blant annet at «Departementet har registrert at det i noen områder er viktig å ha stor oppmerksomhet rettet mot koordineringen av utbyggingen av nett og produksjon. Statnett vil styrke arbeidet med å legge til rette for en god samordning i slike områder».

Som en oppfølging av utfordringen i Soria Moria 2 og budsjettfremlegget har Statnett igangsatt arbeid hvor formålet er å komme frem til mulige løsninger som vil bidra til å løse opp i koordineringsutfordringen.

##### 4.11.1 Planorienterte virkemidler som sikrer god helhetlig planlegging

Kraftsystemutredninger og konsesjonsprosesser med tilhørende høringer, er viktige virkemidler for å få til en rasjonell nettvikling. Forskrift og retningslinjer stiller klare krav til forbrukere, produsenter og de planansvarlige nettselskapene om nødvendig informasjonsutveksling og koordinert planlegging.

For å oppnå et godt samspill mellom investeringer i produksjon og nett har Statnett en viktig oppgave i å kommunisere systemmessige og økonomiske konsekvenser relatert til produksjons- og forbruksplaner overfor produsenter, forbrukere og myndigheter. Det er også viktig å kommunisere premisene for nettplanleggingen, samt kombinasjoner av nett og produksjon/forbruk vi anser som gunstige i forhold til målet om samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling av kraftsystemet.

For forbruk som er knyttet til petroleumsrelatert industri, kan myndighetene gjennom behandlingen av plan for utbygging og drift (PUD) bidra til at hensynet til et effektivt kraftsystem blir ivaretatt.

Fra 1. januar 2010 ble tilknytningsplikt innført. Her gis kraftprodusenter en rett til å bli tilknyttet nettet dersom produksjon og nett samlet sett er samfunnsmessig rasjonelt. Dersom dette kriterium er oppfylt og det ikke er ledig kapasitet i nettet, vil nettselskapet måtte investere i nye nettløsninger. Tilknytningsplikten gjelder også forbruk på alle nettnivå. Nettselskaper må gjennomføre nødvendige forsterkninger, men kan nekte tilkobling av nytt forbruk inntil nettet har fått tilstrekke-

lig kapasitet. Tilknytningsplikten nødvendiggjør etter Statnetts vurdering en utvidelse av nettselskapenes adgang til å kreve anleggsbidrag av den eller de som utløser investeringen for å sikre at investeringene som gjennomføres er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

NVEs konsesjonspolitik for vindkraftproduksjon er et sentralt virkemiddel for å legge til rette for en effektiv utvikling av kraftsystemet. Viktige punkt i dagens konsesjonspolitik er:

- Nettbegrensninger tas hensyn til i tildelingen av konsesjoner til ny vindkraftproduksjon.
- Regionalt samordnet konsesjonsbehandling.

Statnett er den sentrale bidragsyteren for å beskrive nettbegrensninger i sentralnettet gjennom kraftsystemutredningen, høringsuttalelser, meldinger av nye linjer og systemanalyser for øvrig.

Samordnet behandling av produksjonsprosjekter og nødvendig nett for å få frem produksjonen er en god tilnærming for å sikre en helhetlig planlegging av nett og produksjon. Statnett legger derfor stor vekt på å ha en tett og god dialog med NVE knyttet til problemstillingen om samspillet mellom nett og produksjon.

Ved etablering av produksjonsanlegg mindre enn 10 MW gjelder egne konsesjonsregler. Enkeltvis etablering av slike anlegg påvirker ikke sentralnettet, men summen av flere i samme region kan likevel ha betydning. Dette er en problemstilling som vil bli stadig mer aktuell i fremtiden, med utbygging av store mengder småkraft som følge av planene om et felles norsk-svensk grønt sertifikatmarked fra 2012. Småkraftpotensialet er ofte lokalisert i områder med begrenset nettkapasitet og en storstilt utbygging krever koordinering mellom både utbyggere og nettselskap.

NVEs konsesjonsbehandling skal se til at man unngår ikke-optimal utbygging av ny produksjon sett i forhold til målet om effektiv utvikling av det totale kraftsystemet. Dette sikrer likevel ikke at de prosjektene som får konsesjon faktisk blir realisert. Statnett må dermed fortsatt forholde seg til usikkerhet knyttet til når og hvor mye ny kraftproduksjon som blir realisert i et område.

#### **4.11.2. Markedsmessige virkemidler som påvirker investorens beslutninger**

Det norske kraftsystemet er basert på at markedspriser skal sikre balansen i kraftmarkedet, blant annet ved å utløse investeringer i ny kapasitet. Omfanget og utformingen av tilskuddsordninger for ny fornybar produksjon vil imidlertid også påvirke volum, teknologi og lokalisering. Statnetts hovedvirkemidler for å gi økonomiske signaler om lokalisering er sentralnettstariffen og bruk av markedsområder i Elspot.

Dagens regelverk åpner ikke for bruk av anleggsbidrag i masket nett. Etter Statnetts vurdering er det å kunne kreve anleggsbidrag ved tilknytninger også i maskete nett et viktig virkemiddel for å sikre en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet,

selv om det i et masket nett kan være komplekst å påvise den enkelte aktørs nytte. Muligheten til å kreve anleggsbidrag er med på å synliggjøre hvilke kostnader en ønsket tilknytning påfører kraftsystemet. Dette er viktig for å kunne vurdere alternative løsninger opp mot hverandre.

Marginaltapsleddet gjenspeiler de marginale tap aktørene påfører nettet ved innmating eller uttak og skal gi kortsiktige signaler til kundene om effektiv utnyttelse av nettet. I tillegg gir marginaltapsleddene langsiktige lokaliseringssignaler som kan redusere behovet for investeringer i nettet.

På grunn av regionale ubalanser og begrensninger i overføringskapasiteten mellom ulike nettområder kan flere prisområder være et egnet virkemiddel. Formålet med å definere et underskuddsområde som eget prisområde er å bedre krafttilgangen og forsyningssikkerheten gjennom at aktørene i området får et tydeligere prissignal som reflekterer knappheten på kraften. I driftssituasjonen er dette et viktig og nødvendig virkemiddel, da det legger til rette for god ressursdisponering og økt import av kraft til området. Prisområder er også et lokaliseringssignal for ny produksjon, og bidrar på denne måten til en bedre koordinering av nett, produksjon og forbruk. Forskrift om Systemansvaret i kraftsystemet (FoS) gir føringer for bruk av elspotområder.

#### **4.11.3. Nye virkemidler for å styre koordineringen**

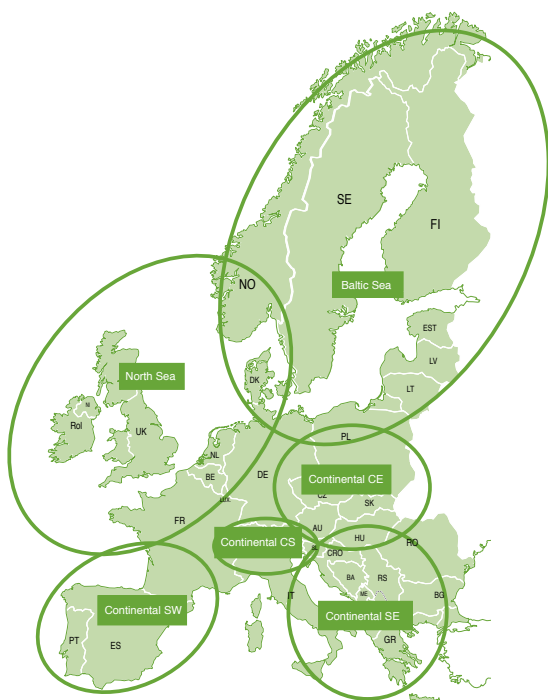
Statnett ser behov for ytterligere virkemidler for å sikre en effektiv oppnåelse av de kommende norske fornybarmålene. Vi vil i løpet av kommende år utvikle nye samarbeidsmodellere med utbyggere av ny kraftproduksjon for å ivareta behovet for koordinering mellom konkrete produksjons- og nettinvesteringer. Vi tar også sikte på å utarbeide et nytt plandokument som skal gi en samlet oversikt over potensialer og planer for produksjon, sett i sammenheng med kapasiteten i nettet og Statnetts planer for nettinvesteringer.

## 4.12. Internasjonalt samarbeid – ENTSO-E

Statnetts samarbeidsorgan i Europa er European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), hvor rammer og regler for internasjonale nettutvikling drøftes og fastlegges.

Innen planområdet vil ENTSO-Es felles europeiske nettutviklingsplan (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) være viktig. Den første europeiske nettutviklingsplanen ble offentliggjort juni 2010, jf omtale i kapittel 2.2.3. Innspillene til TYNDP fra Norge er basert på Nettutviklingsplanen 2009.

I forbindelse med planarbeidet deltar Statnett i to geografiske arbeidsgrupper, Baltic Sea og North Sea, jf figur 4.2. Baltic Sea gruppen dekker investeringer på landsiden i Norden og rundt Østersjøen. I North Sea gruppen er hovedfokus på planlegging av nye overføringsforbindelser i og mellom de ulike landene rundt Nordsjø-bassenget. I denne sammenheng vurderes også mulighetene for et mulig fremtidig offshore kraftnett. Etter Statnetts vurdering ligger løsninger hvor nye DC-forbindelser er tilknyttet offshore vindparker langt frem i tid. Statnetts planlagte nye overføringsforbindelser til Danmark, Nederland, Tyskland og Storbritannia er i utgangspunktet direkte forbindelser fra land til land. Statnett vurderer å benytte VSC HVDC-teknologien på disse forbindelsene, noe som vil legge til rette for en mulig fremtidig tilknytning av produksjon eller forbruk. Det er viktig å få på plass teknologisk standardisering og regulatorisk harmonisering knyttet til et offshore nett. I denne sammenhengen er deltakelse i ENTSO-E svært viktig.



FIGUR 4.2: Organisering av ENTSO-Es planområder

## 4.13. Internasjonalt samarbeid – Svensk-norsk nettsamarbeid

I prosjekter om forbindelser mellom land er det betydelig samarbeid med de aktuelle TSO'ene. Statnett samarbeider med Svenska Kraftnät om analyser av det svensk-norske kraftsystemet, deriblant en bilateral studie for å belyse felles problemstillinger som følge av økt andel fornybarproduksjon.

Frem til nå har samarbeidet mellom Statnett og Svenska Kraftnät hovedsakelig vært kanalisert gjennom den nordiske TSO organisasjonen Nordel. Som følge av Nordels nedleggelse og som følge av at Statnett og Svenska Kraftnät i 2008 innledet et samarbeid ble det på flere områder foreslått et mer omfattende faglig samarbeid mellom Statnett og Svenska Kraftnät. Et av satsingsområdene er felles analyse og utarbeidelse av en overordnet vurdering av svensk-norsk nettutvikling.

En av de viktigste drivkreftene for utviklingen av det svensk-norske kraftsystemet vil være nasjonale forpliktelser tilknyttet EU's 20/20/20 målsetninger, herunder utvikling av et svensk/norsk sertifikatmarked. For Norden vil et sannsynlig fremtidsbilde være et økende energioverskudd, med potensial for mye ny produksjon i nord samtidig et økt behov for stor eksport. For kontinentet vil målsetningene sannsynligvis medføre endret produksjonssammensetning, med økende andel vindkraft til erstatning for termisk kraft. Dette gir et økt reguleringsbehov både i forhold til dag/hatt og i forhold til mye vind/lite vind.

Både kontinental og nordisk utvikling gir sterke incentiver for flere forbindelser mot kontinentet, samt forsterkninger av det innenlandske svensk-norske nettet, spesielt i nord-syd-retning.

Hovedfokus i de felles analysene er å tilrettelegge svensk/norske vann-vinn-løsninger relatert til nettbygging nord-syd. En søker blant annet å tilrettelegge for den felles svensk/norske fornybarsatsing som myndighetene gjennom felles sertifikatmarked legger opp til. Dette gjennom gode utbyggingsalternativer, gitt ulike fremtiddscenarier.

Analysene viser at nettet i nord-syd-retning på den skandinaviske halvøy må forsterkes dersom det skal bygges ut ny produksjon i nord. I så måte vil både det teknisk og økonomisk mest rasjonelle være et svensk-norsk samarbeide.

Svenska Kraftnät og Statnett tar sikte på å ta dette arbeidet videre for å finne gode vann-vinn løsninger, hvor ulike tiltak må sees i sammenheng. Ambisjonen er at en felles plan for svensk-norske fellesprosjekter blir etablert i løpet av 2010.

## 4.14. Internasjonalt samarbeid – Offshore kraftnett

Det er i mange europeiske land stor oppmerksomhet rundt et mulig offshore kraftnett, sterkt motivert av EU's

offensive satsing på utbygging av ny fornybar energi. Det forventes og planlegges en massiv utbygging av offshore vindkraft hos flere av landene som grenser til Nordsjøen. Statnett ser i denne sammenheng en rekke mulige nytteverdier for Norge, de potensielt viktigste er:

- Økt verdi av norsk vannkraft gjennom eksport av reguleringsevne (spot, intraday og balansetjenester)
- Posisjonere Norge som et fremtidig Europas «grønne hjørne» med potensial for både onshore og offshore vindkraft og eksport av fornybar kraft, forutsatt at kjøperne er villige til å betale nødvendig pris.

For å unngå en utvikling mot dårlig koordinerte løsninger, er det behov for en aktør som er systemansvarlig for et fremtidig offshore kraftnett. En systemansvarlig offshore vil ivareta et helhetlig perspektiv; ved å se vindkraftutvikling, utenlandsforbindelser, grensesnittet mot fastlandsnettet og mulig elektrifisering av utvalgte olje og gass installasjoner i sammenheng. Videre bør kraftnettet onshore og offshore opereres som en samlet enhet, av hensyn til driftssikkerheten og en optimalisert kraftflyt. Systemoperatøren må oppfylle EUs krav til nøytralitet i forhold til likebehandling av alle aktører. Ved utbygging av et mulig offshore kraftnett vil internasjonalt samarbeid med tilknyttede TSOer være grunnleggende for utvikling av nettet, samt en sikker og effektiv drift av nettet.

Statnett ønsker å ivareta en rolle som TSO også offshore. Statnetts deltagelse gjennom det formaliserte samarbeidet i ENTSO-E, der det er etablert egne arbeidsgrupper for Nordsjøområdet, aktualiserer rollen som offshore TSO ytterligere. Arbeidet innen ENTSO-E viser at det i fremtiden er forventet å være teknisk mulig å bygge et offshore kraftnett i sørlige del av Nordsjøen. Teknologien som må nyttes ved bygging av slikt nett må være VSC HVDC, og med et felles spenningsnivå hos de aktuelle TSOer. Tilknytningsplattformer offshore med disse dimensjoner fremkommer i dag som meget dyre og teknisk krevende.

Analysen viser at en mulig kraftforsyning til olje- og gassinstallasjoner i sørlige del av Nordsjøen kan gjøres via egne radialer fra land eller knyttes til en kabel mellom Norge og Storbritannia. Alternativene har omtrent samme kostnad for brukerne.

Statnetts vurdering er at utbyggingen av et mulig offshore kraftnett vil skje trinnvis, over tid. Et første naturlige skritt kan for eksempel være å etablere en utenlandsforbindelse til Storbritannia/kontinentet med likestrømskabler med VSC omformerteknologi, og videre legge til rette for å kunne tilknytte offshore vindkraft og petroleumsvirksomhet på sikt.

Offshore vindkraft er kostbart. Basert på samfunnsøkonomiske vurderinger synes det derfor naturlig at Norge bør bygge ut de rimeligste fornybare ressursene først, det betyr vann- og vindkraft på land. Statnett anser derfor ikke offshore vind som en vesentlig driver for utbygging av et mulig offshore kraftnett i norsk sektor på denne siden av 2020. Andre land har et annet ressursgrunnlag, mindre ledige arealer på land

og grunne områder offshore. Offshore utbygging er derfor nødvendig for å oppfylle deres klimamål til 2020.

Statnett legger til grunn at et mulig fremtidig offshore kraftnett vil ha en egen inntektsramme slik at kunder offshore dekker kostnaden, mens kunder på land skjermes fra disse.

Havenergiloven som er vedtatt av Stortinget i vårsesjonen 2010 gir grunnlag for en mulig fremtidig utvikling offshore i norsk sektor. Statnett ser positivt på den nye loven og vil i samråd med myndighetene kunne tilpasse fremtidige traseer for utenlandskabler i forhold til de områder myndighetene velger å åpne for offshore energiproduksjon, dette gjelder spesielt for områder i sørlige del av Nordsjøen. Statnett vil da hvor det er hensiktsmessig benytte HVDC VSC teknologi som gir mulighet for tilkobling til kablene.

Mulige områder for utvikling av begrensede offshore kraftnett på norsk sokkel kan være nordlige del av Nordsjøen (Tampen-området) eller i Norskehavet.

Forutsetningen for at dette skal kunne skje er at myndighetene i mye sterkere grad pålegger utbyggerne elektrifisering selv om tiltakskostnadene er høyere enn alternativene. Videre må myndighetene for å sikre en enhetlig utvikling utpeke en offshore systemoperatør som kan ivareta en helhetlig planlegging og utbygging. utfordringer med et mulig offshore nett er at brukerne kommer i ulike tidsfaser og at infrastruktur derfor må etableres og finansieres med betydelig overkapasitet i perioder.

Statnett vil i tiden fremover aktivt arbeide videre med problemstillinger knyttet til offshore kraftnett blant annet gjennom det internasjonale samarbeidet i ENTSO-E. Hovedfokuset vil være utvikling av utenlandsforbindelser, som på sikt eventuelt kan tenkes å inngå som en del av et fremtidig offshore nett.



# 5

## Nettutvikling Øst-Norge

### 5.1. Om området

Øst-Norge består av Oslofjordområdet (definert som Oslo, Akershus, Vestfold og Østfold) og mesteparten av Hedmark, Oppland, Buskerud og Telemark. Alminnelig forsyning, det vil si husholdninger, service og mindre industri, utgjør over 80 % av samlet forbruk i regionen. Regionen har totalt et kraftforbruk på 50 TWh for 2009, og hadde et samlet kraftunderskudd på ca 9 TWh.

Mens Oslofjordområdet er et betydelig under-skuddsområde (ca minus 21 TWh) med høyt forbruk og liten regulerbar kraftproduksjon er indre del av Telemark og Buskerud et overskuddsområde (ca 13 TWh). Kraftunderskuddet i Oslofjordområdet må dekkes med import fra Vestlandet, Sørlandet og Sverige. Området er også et transittområde for kraft som eksporteres til Sverige, fra Vestlandet og/eller fra import på kablene på Sørlandet.

For 2015 ventes et kraftunderskudd på omlag 20 TWh i Oslofjordområdet, og et kraftoverskudd på om lag 13 TWh i resten av regionen. Forventet kraftunderskudd i 2015 for regionen samlet er omlag 7 TWh. At kraftunderskuddet reduseres i forhold til 2009 skyldes forventet ny kraftproduksjon, relativt lav forbruksvekst og utfasing av deler av industrien.

Fram mot 2025 er det større usikkerhet knyttet til utviklingen. Viktige utviklingsforhold for Øst-Norge vil være veksten i alminnelig forsyning, eventuell forbruksreduksjon innen industrien, samt omfang av økt eksportkapasitet til utlandet fra Sør-Norge til kontinentet.

I en situasjon i 2025 med betydelig vekst innen alminnelig forsyning og opprettholdelse av dagens industrimønster forventes energiunderskuddet i Øst-Norge å øke til et underskudd på 10–11 TWh. Preges situasjonen i 2025 av et betydelig kraftoverskudd i Norge og med flere nye utenlandsforbindelser reduseres det forventede underskuddet i regionen til om lag

4 TWh. Viktig årsak vil være at forbruket da forventes å være samme nivå som i 2015, blant annet som følge av reduksjon i forbruket til industrien og at kraftpriser og/eller sertifikater motiverer til energieffektivisering i alminnelig forsyning. I fremskrivningene frem mot 2025 er det også aktuelt at et varmere og våtere vær gir redusert forbruksvekst i Oslofjordområdet og økt vannkraftproduksjon i indre deler av Telemark og Buskerud. Videre kan produksjonen øke, blant annet fra biokraft/fjernvarme.

Økt antall utenlandsforbindelser medfører noe redusert transittbehov gjennom Østlandet til Sverige i situasjoner med eksport fra Norge, men gir nye utfordringer for transittbehovet som følge av økt import fra kontinentet.

Det er relativt liten variasjon i de nettmessige utfordringene for 2025 knyttet til utviklingen i regionen, men derimot vil store endringer i omliggende områder (gjelder spesielt utenlandsforbindelser på Sørlandet) påvirke behov for nettutviklingen betydelig.

En nærmere gjennomgang av fremtidsbilder for 2025 gis i kapittel 13.

### 5.2. Hovedutfordringer i Øst-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Øst-Norge:

- Forsyningsikkerhet for Oslofjordområdet
- Tilstrekkelig handelskapasitet til og fra Sverige
- Spenningsforholdene på Østlandet
- Reinvesteringsbehov, som må koordineres med planer for spenningsoppgradering
- Utvikling av nettet for å håndtere endringer i kraftflyten på Østlandet ved nye utenlandsforbindelser og ved ny fornybar produksjon i Vest-, Midt- og Nord-Norge

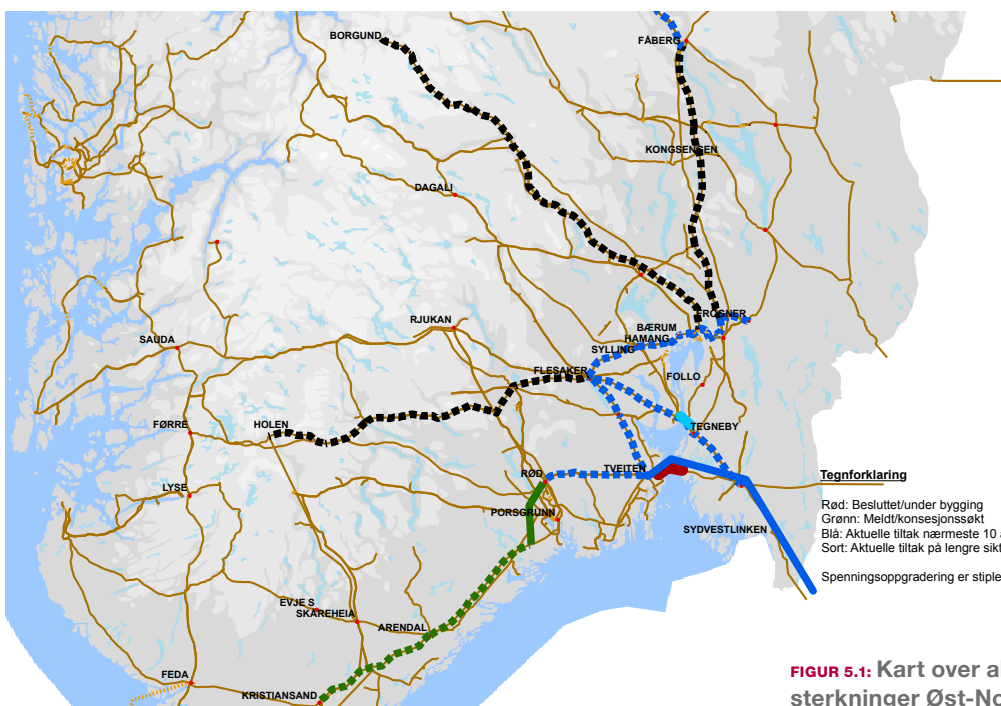
Hovedutfordringene i Øst-Norge er på kort sikt å sikre forsyningen gjennom å etablere tilstrekkelig over-



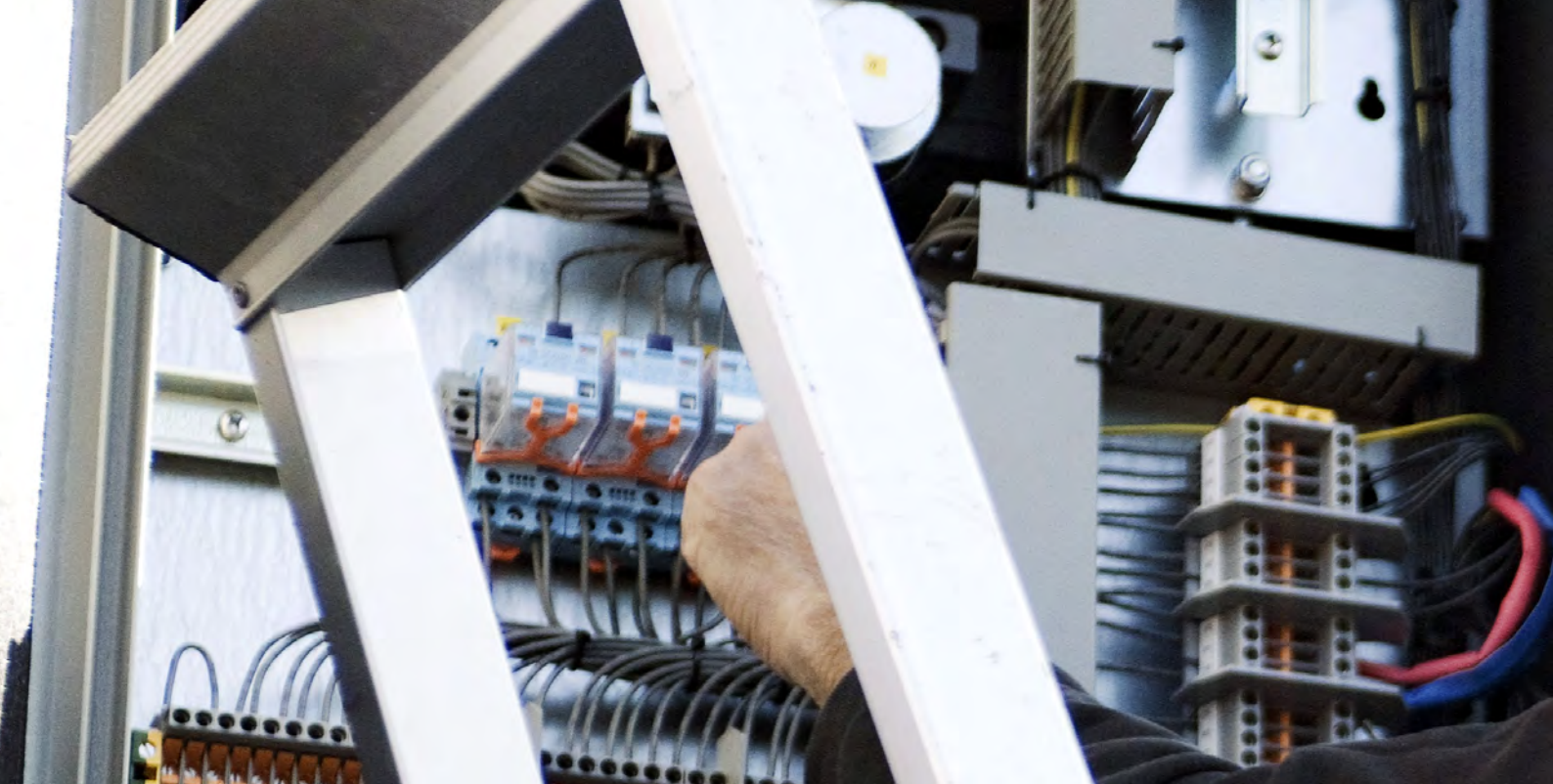
føringskapasitet over Oslofjorden og til/fra Sverige, å sikre tilstrekkelig forsyningsikkerhet i stasjoner der økt forbruk medfører behov for økt transformeringskapasitet, og å sikre tilfredsstillende spenningsforhold i Oslofjordområdet.

I sentralnettet er det tre kabelforbindelser som krysser Oslofjorden. Disse er viktige for forsyningen av Oslofjordområdet, samtidig som de er sentrale i forhold til overføringskapasiteten til og fra Sverige. Kapasiteten mot Sverige ble sterkt redusert da det i mars og april 2008 med kort mellomrom oppstod feil på to av de tre kabelforbindelsene. Den ene ble reparert og satt i drift i oktober 2008, mens den andre ble idriftsatt med redusert overføringskapasitet i november 2009,

og vil drives med redusert kapasitet inntil nye kabler er idriftsatt. Dette gjør at det i mange driftssituasjoner oppstår flaskehals i nettet mellom Sørvest-Norge og Østlandet. I januar 2010 ble det derfor, på grunn av begrensningene i kapasiteten over Oslofjorden, opprettet et nytt markedsområde for strøm i Norge ved å dele det tidligere prisområdet NO1 i to områder: Øst-Norge og Vestlandet nord for Bergen utgjør ett område (nytt NO1), mens Sørvest-Norge utgjør ett prisområde (nytt NO2). I tillegg til at kablene ble reparert ble det gjort en vurdering av behov for overføringskapasitet, reserveløsninger og reinvestering for alle disse kablene. Statnett har ut fra dette besluttet å investere i opptil tre sett nye 420 kV sjøkabler i ytre Oslofjord (Rød-Hasle)



**FIGUR 5.1:** Kart over aktuelle nettforsterkninger Øst-Norge



til erstatning for de eksisterende kabelsett. Ytterligere tiltak for å øke kapasiteten over Oslofjorden vurderes og er nærmere omtalt nedenfor.

Kuldeperiodene vinteren 2009/2010 medførte svært høy last, og ny topplast i det norske kraftsystemet ble satt 06.01.10. Statnetts stasjoner ble i kuldeperioden svært høyt belastet, og en gjennomgang har vist at enkelte transformatorstasjoner er sårbare i forhold til Statnetts krav til forsyningssikkerhet. Det er derfor startet et arbeid med å vurdere behovet for å øke transformorkapasiteten frem mot 2015, spesielt i Oslo-området, for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet.

Spenningsene i sentralnettet på Østlandet er tidvis for høye og tidvis for lave, avhengig av driftssituasjonen. Det er besluttet å investere i en rekke nye reaktive kompenseringer. Ytterligere tiltak for å holde spenningen i sentralnettet under de øvre grenser er nødvendig, og er under planlegging.

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.

På litt lengre sikt vil fokus i planarbeidet være å koordinere reinvesteringsbehov og tiltak som er nødvendige for forsyningssikkerheten som følge av økt last i Oslofjordområdet. Et økende forbruk, som i hovedsak ventes drevet av befolkningsvekst i Oslofjordområdet, vil medføre behov for kapasitetsøkninger. I tillegg vil nye flytmønstre kunne medføre behov for ytterligere tiltak, som følge av økt behov for transitt ved etablering av nye utenlandsforbindelser og ny fornybar kraftproduksjon.

Statnett gjennomførte i 2009 en forstudie for å finne gode nettløsninger for sentralnettet i Oslo-området frem mot år 2050, der også Hafslund deltok. Studien er en del av grunnlaget for den igangsatte vurderingen av transformorkapasiteten i Oslo-området, der blant annet tiltak i Frogner transformatorstasjon

er aktuelt. Videre avdekket studien et behov for å styrke ledningsnettet inn mot Oslo by, hvor Oslo vest og Bærum er vurdert som det området der behovet for tiltak vil være størst i første omgang.

Det tas derfor sikte på å starte opp arbeidet med en langsiktig overordnet plan (master plan) for Oslo-området der behovet for reinvesteringer og tiltak både på stasjons- og ledningssiden, herunder spenningsoppgradering, vil bli vurdert. Målsetningen er å utarbeide en helhetlig plan som kan gi en robust langsiktig strategi for området, med konkrete forslag til hvilke tiltak som bør prioriteres i første fase i den videre utviklingen. Statnett har i flere år samarbeidet med EB Nett, Hafslund Nett og Skagerak Nett om modernisering og oppgradering av nettet inn mot og gjennom Oslo. Videreføringen av dette samarbeidet er viktig for å legge til rette for en rasjonell, fremtidsrettet nettstruktur i området.

Spenningsoppgradering er en hensiktsmessig måte å øke kapasiteten på der dette lar seg gjøre. Alle 300 kV ledninger er i utgangspunktet kandidater for oppgradering til 420 kV, og det arbeides med å gjennomgå hvilke av disse som kan og bør klargjøres for 420 kV på kort og lengre sikt. I avsnitt 4.3 og 4.4 er det skissert en portefølje av spenningsoppgraderingstiltak og stasjonsoppgraderinger. Det er så langt usikkerhet rundt hva som vil være omfang og rekkefølge på tiltakene, siden behovet vil påvirkes av utviklingen i forbruksvekst og Østlandets rolle som transittområde. Forberedelsene for spenningsoppgradering må i tillegg koordineres med utskiftingsbehov i eldre anlegg og gjennomførbarhet. Ombygging av anlegg som er i drift krever en nøye planlegging og kan bli tidkrevende på grunn av at det ved behov for utkobling i ombygningsperioden må tas hensyn til forsyningssikkerheten. Et eksempel på dette er den pågående ombyggingen av Hasle stasjon, der arbeidet gjøres trinnvis i perioden 2008-2011.



Dagens driftssituasjon har begrensninger i handlingskapasiteten til/fra Sverige som vil vedvare til utskiftingen av de eksisterende sjøkablene i Ytre Oslofjord er gjennomført. På lengre sikt vil SydVest-linken, en planlagt likestrømsforbindelse mellom Norge og Sør-Sverige, kunne gi en vesentlig økning i kapasiteten mellom Norge og Sverige (Vestkystsnittet, Hasletrappen). Ledningen er planlagt med en kapasitet på 1200 MW og tilknytningspunkt i Tveiten (ved Tønsberg) på norsk side. Forbindelsen planlegges som en luftledning med VSC-teknologi. Forbindelsen vil tidligst kunne være ferdig utbygd i 2016. Tiltaket utløser behov for spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV mellom Rød og Tveiten og mellom Tveiten, Flesaker og Sylling. Prosjektet er nærmere beskrevet i kapittel 10 om utenlandsforbindelser.

### 5.3. Utviklingsstrategi i Øst-Norge

Hovedstrategi for å dekke fremtidig overføringsbehov til og innenfor området:

#### Kort sikt:

- Installasjon av reaktiv kompensering (spenningsforhold)
- Utskifting av kabler over Oslofjorden (handelskapasitet mot Sverige, forsyningssikkerhet)
- Transformorkapasitet i Oslo-området (forsyningssikkerhet)

#### Lengre sikt:

- Spenningsoppgradering av Rød-Tveiten-Flesaker-Sylling og Flesaker-Tegneby-Hasle samt i Oslo-ringen (forsyningssikkerhet og handelskapasitet mot Sverige)
- Økt kapasitet inn til Østlandet fra Sverige, Midt- og Vest-Norge (forsyningssikkerhet, økt transittbehov

ved ny produksjon og nye utenlandsforbindelser). Samlet utgjør prosjektene forventede investeringer i størrelsesorden 6-7 mrd kr de nærmeste 10 årene (2011-2020) inkludert SydVest-linken. Av dette er om lag 0,2 mill kr investeringer i prosjekter som er igangsatt. Frem til 2025 er investeringsnivået på tiltak som kan være aktuelle i Øst-Norge anslått til mellom 7-10 mrd NOK.

### 5.4. Nærmere om de enkelte tiltakene

#### 5.4.1. Større nettførsterkningstiltak som er gjennomført fra 2006 til medio 2010

Ombygging av Rjukan transformatorstasjon ble ferdig i 2007/2008. Tiltaket omfatter to nye transformatorer mellom 420 kV og 132 kV, og at 420 kV Kvilldal – Sylling ble ført innom stasjonen. 300 kV Vemorktoppen - Flesaker ble samtidig lagt om og ført utenom Rjukan. Årsaken til ombyggingen var økt kraftoverskudd på Rjukan etter nedleggelse av industri og behov for reinvestering. Samtidig oppnås store tapsgevinster, spesielt i regionalnettet. Ombyggingen muliggjorde riving av kraftledning over Gaustatoppen, og tiltaket er også et ledd i en senere oppgradering mellom Vestlandet og Østlandet.

Det er installert reaktive kompenseringssystemer i flere stasjoner på Østlandet for å styrke spenningsforholdene og sikre et mer robust nett i Oslofjordområdet: I 2006 ble det installert et 300 MVAR kondensatorbatteri i Tegneby. I 2007 ble det idriftsatt nye kondensatorbatterier i Vågåmo og Øvre Vinstra, hver på 100 MVAR, for å styrke overføringskapasiteten mot Midt-Norge.

Lave spenninger i tunglast påvirker overføringskapasiteten til Sverige over Hasle. Det ble derfor i 2008 ferdigstilt en større rehabilitering av TCR-anlegget (statisk kompensering vha tyristorstyrte reaktorer) i Hasle, og to 200 MVAR kondensatorbatterier ble

idriftsatt i Halden transformatorstasjon i april 2010. Det er i perioden gjennomført en rekke rehabiliterings og oppgraderingsprosjekter i eksisterende anlegg. I Minne ble tre gamle transformatorer mellom 132 og 66 kV erstattet med en ny 160 MVA transformator i 2007, og 132 kV anlegget ble samtidig skiftet. Vardal transformatorstasjon ble oppgradert i 2006/2007. Hafslund Nett byttet i 2007 ut en del komponenter i sine innføringsstasjoner, blant annet effektbrytere, med 420 kV standard. 300 kV kablene NØ1 og NØ2 gjennom Oslo ble lagt om i 2006 i forbindelse med vegvesenets Ring 3 prosjekt, og i Smestad og Ulven ble det i 2009 idriftsatt nye 300 kV transformatorer med økt transformator kapasitet og muligheter for omkobling til 420 kV.

I 2006 ble en ny transformatorstasjon i Hof (Vestfold) idriftsatt, med transformering mellom 300 kV og 132 kV (300 MVA) og tilknytning til 300 kV Flesaker – Tveiten. Løsningen har gitt en god langsiktig løsning av forsyningssikkerheten i nordre Vestfold, og den la også til rette for sanering av noe 132 kV regionalnett. Transformatoren er omkoblbar til 420 kV.

I 2009 ble det installert to nye 300 MVA transformatorer mellom 300 og 132 kV i Flesaker transformatorstasjon, som er sentral i forsyningen av Buskerud og Vestfold. Også disse er omkoblbare til 420 kV, med henblikk på kommende spenningsoppgradering

Det er anskaffet en beredskapskabel for 420 kV forbindelsen Rød-Hasle (Ytre Oslofjord) for å være mindre sårbar for feil på kabelen. Denne ble ferdigstilt i juni 2010.

#### **5.4.2. Nettforsterkningstiltak som er besluttet/pågå**

Ombygging av Hasle transformatorstasjon er i full gang og vil være ferdig i 2011. Hasle er en av de mest sentrale stasjonene i Østlandsområdet, og er svært viktig både for forsyningen av Østfold og for kraftutvekslingen med Sverige. Alt anlegg på 300 kV og 420 kV rives og det bygges ny stasjon på 420 kV. Tiltaket er en del av spenningsoppgraderingen av sentralnettet i Østlandsområdet, som vil gi økt kapasitet og lavere tap.

Spenningene i sentralnettet på Østlandet er tidvis for høye og tidvis for lave. Lave spenninger påvirker overføringskapasiteten til Sverige over Hasle, og høye spenninger oppstår typisk ved lite forbruk. For å bedre spenningsforholdene er det besluttet å investere i en rekke nye reaktive kompenseringer. Et nytt 200 MVA kondensatorbatteri planlegges idriftsatt i Hafslunds stasjon Sogn høsten 2010. I tillegg planlegges et 300 MVA kondensatorbatteri idriftsatt i Hasle sommeren 2011. For å begrense problemet med for høye spenninger er det besluttet å installere regulerbare 80-150 MVA reaktorer i Vang og Vågåmo. Begge planlegges idriftsatt høsten 2010. I tillegg har E-CO besluttet å installere en reaktor i Usta.

#### **5.4.3. Meldte og konsesjonssøkte nettinvesteringer**

Statnett har besluttet å investere i økt kapasitet over Oslofjorden ved å legge opptil tre nye sett med 420 kV sjøkabler i ytre Oslofjord (Rød-Hasle) til erstatning for de to eksisterende kabelsettene, som fikk omfattende skader i 2008. Tiltaket gir en robust løsning for utviklingen i overføringsbehovet på Østlandet, som er viktig for forsyningssikkerheten i Østlandsregionen og for å opprettholde tilliten i kraftmarkedet. De nye kabelsettene fikk juli 2010 konsesjon fra NVE og planlegges idriftsatt innen utgangen av 2012.

#### **5.5. Andre aktuelle tiltak nærmeste 10 år**

Hamang transformatorstasjon er viktig for å opprettholde forsyningssikkerheten i Asker og Bærum. På grunn av store reinvesteringer i stasjonen samt behov for økt transformeringskapasitet mot regionalnettet, planlegges en ombygging av stasjonen. Tiltaket vil også være et ledd i planene om spenningsoppgradering av 300 kV nettet. Det planlegges med tre nye transformatorer samt oppgradering av 47 kV anlegget. Det vurderes nytt 420 kV og 132 kV både som konvensjonelt luftisolert anlegg eller som SF<sub>6</sub>-anlegg. Tiltaket skal etter planen konsesjonssøkes i 2010.

I tillegg til de spenningsregulerende tiltakene som er besluttet for sentralnettet er det nødvendig med ytterligere tiltak for å holde spenningen i sentralnettet under de normerte grenser (300,0 kV og 420,0 kV). Statnett har frist til 31.12.13 for å få implementert nødvendige tiltak, og det er fattet beslutning om å installere reaktorer i Hasle, Sylling og Frogner.

Transformatorytelsen i Nedre Vinstra er liten i forhold til dagens last og enheten er relativt gammel. Statnett har for å bedre forsyningssikkerheten i området fattet konseptbeslutning om at å flytte en 80 MVA transformator fra Ogdal til Nedre Vinstra når ny transformator er på plass i Ogdal. Planlagt idriftsettelse er juni 2013.

Omfang og rekkefølge for spenningsoppgraderingstiltak inn mot og innenfor Østlandsområdet 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 reinvesteringer i eksisterende anlegg.

Ny kabel på 300 kV forbindelsen Flesaker – Tegneby i Indre Oslofjord vil få 420 kV standard, og planlegges konsesjonssøkt i 2010. Spenningsoppgradering av resten av forbindelsen, det vil si luftledningen på strekningen Flesaker-Tegneby-Hasle, vil være en del av det videre arbeidet med å planlegge videre spenningsoppgradering i Oslofjord-området.

Oppgraderingen av 300 kV forbindelsen Rød - Tveiten - Flesaker - Sylling til 420 kV bør gjøres i forkant av ferdigstillingen av den planlagte SydVest-linken. SydVest-linken er en 1200 MW ny likestrømsfor-

bindelse mellom Norge og Sverige som planlegges med tilknytning i Tveiten. Ledningene er også viktige i forbindelse med forsyningen av Oslofjord-området og økt utveksling mot Sverige i eksisterende nett.

Det er startet et arbeid som skal vurdere behovet for å øke transformatorkapasiteten frem mot 2015, spesielt i Oslo-området, for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerheten. Statnett står overfor betydelige utfordringer når det gjelder videre nettutvikling i Oslo-området, med tanke på utvikling i overføringsbehov og praktisk gjennomføring av spenningsoppgradering for eksisterende nett. Det tas derfor sikte på å starte opp arbeidet med en langsiktig plan (Master plan) for Oslo-området der behovet for ytterligere tiltak og spenningsoppgradering på lengre sikt vil bli vurdert helhetlig.

Ved utbygging av ny produksjon, blant annet ved mye småkraft på Vestlandet, vindkraft i Midt- og Nord-

Norge, vil det bli behov for økt overføringskapasitet. For overføring fra Midt-Norge er spenningsoppgradering av strekningen Viklandet – Fåberg aktuelt, se omtale i kapittelet om nettførsterkninger i 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 300 kV ledningene fra Hallingdalen til Sogn.

Spenningsoppgradering av øvrige forbindelsene mellom Vestlandet og Østlandet vil etter hvert være aktuelle, avhengig av omfanget og plasseringene av utvekslingskapasiteten med utlandet. For øvrig vil eventuelle investeringer i nye apparatanlegg og transformatorer så langt som mulig klargjøres for 420 kV.

## 5.6. Oversikt over prosjekter for perioden 2010-2020

Oversikt over tiltak som er som er igangsatt eller planlagt igangsatt kommende 10-års periode

Prosjekt	Konsesjons-søknad	I drift	Mill.kr 2010	Kommentar / begrunnelse
Ombygging Hasle		2011	300	Besluttet. Slutføring, inkl ombygging 132 kV samleskinne
Rehabilitering Porsgrunn transformatorstasjon		2010	50	Besluttet og igangsatt. Reinvestering.
Reaktiv kompensering: Reaktorer i Usta (E-CO), Vågåmo og Vang. Kondensatorbatteri Hasle, Halden og Sogn.		2010 – 2011	210	Besluttet og igangsatt. Sikre spenningsforhold.
Reservetransformator Hamang		2011	40	Besluttet. Forsyningssikkerhet
Vang og Dagali transformatorstasjoner		2010	50	Besluttet. Reinvestering.
Ny 420 kV kabel Ytre Oslofjord (Rød-Hasle)	2009	2012	1 100	Konsesjon gitt av NVE. Forsyningssikkerhet og økt handelskapasitet.
Reaktiv kompensering: Reaktorer aktuelt i Frogner, Hasle, Sylling, Tveiten og Usta (E-CO), nye kondensatorbatterier.		2012-2013	300-400	Sikre spenningsforhold.
Hamang transformatorstasjon	2010	2013	350-500	Reinvestering og kapasitetsutvidelse
Nye sjøkabler indre Oslofjord (Brenntangen-Filtvedt og Brenntangen-Solberg)	2010-2011	2013-2014	400	Reinvestering og kapasitetsutvidelse
Økt transformeringskapasitet. Aktuelle stasjoner: Frogner, Nedre Vinstra, Fåberg, Sogn, Vågåmo,		2011-2015	400-600	Reinvestering, kapasitetsutvidelse, tilrettelegging for ny kraftproduksjon
Spenningsoppgradering Rød-Tveiten-Flesaker-Sylling		2016-2018	650	Kapasitetsøkning. I tilknytning med Sydvest-linken
Spenningsoppgradering Osloringen, trinn 1		2015-2020	1500-2000	Forsyningssikkerhet, økt kapasitet
Spenningsoppgradering Flesaker-Tegneby-Hasle		2015-2020	600	Økt handelskapasitet, forsyningssikkerhet
SydVest-linken 420 kV VSC (likestrømsforbindelse til Sverige)	2011	2016-2018	1500	Økt handelskapasitet Sverige
Spenningsoppgradering Holen-Tokke-Flesaker		2018-2023	1350	Kapasitet vest-øst. Behovet reduseres ved økt antall utenlands-kabler på Sørlandet.

Mulige tiltak etter 2020:

- Videre spenningsoppgradering
- Oslo-ringen, trinn2
- Økt kapasitet Midt-Norge – Østlandet
- Økt kapasitet Vest-Norge – Østlandet

# 6

## Nettutvikling Sør-Norge

### 6.1. Om området

Sør-Norge omfatter Sør-Rogaland og Agder, det vil si området fra og med stasjonene Førre, Holen og Arendal og sørover.

Regionen har i dag et kraftoverskudd på om lag 6 TWh, samlet forbruk er på 12 TWh. Geografisk er produksjonen godt fordelt i området. På Nord-Jæren, inklusiv Stavangerområdet, er det imidlertid lite lokal produksjon og et betydelig overføringsbehov inn til området. Forsynings sikkerheten i området er ikke tilfredsstillende. Tilflytting og forbruksvekst på Nord-Jæren vil svekke kraftbalansen ytterligere, og Statnett er bekymret for utviklingen av forsynings sikkerheten. Nord-Jæren forsynes via 300 kV ledninger fra Tonstad og Feda, hvor Tonstad er det sterkeste punktet med mye produksjon og spenningsstøtte.

Regionen forøvrig har utenlandsforbindelser mot Danmark (Kristiansand) og Nederland (Feda), og er aktuell for ytterligere forbindelser mot Danmark, Tyskland og Nederland.

Hovedutfordring i regionen er overføringskapasiteten

på forbindelsene inn til og ut av området, i det såkalte Sørlandssnittet. Statnett har i den forbindelse gjennomført omfattende studier av området de siste par årene.

For stadium 2015 forventes kraftoverskuddet i regionen å øke med 0,5 TWh til 6,5 TWh, som følge av ny fornybar produksjon sammen med relativt begrenset forbruksvekst. De fleste vindkraftplanene er lokalisert vest og syd i regionen. Småkraften er mer spredt, med et tyngdepunkt i 110 kV nettet mellom Feda og Kristiansand. Fram mot 2025 forventes kraftoverskuddet å bli på mellom 5,5 og 7,5 TWh. Variasjonen skyldes i hovedsak ulike forventninger om tilgang på ny fornybar produksjon, samt den generelle forbruksveksten i området.

Kraftoverskuddet både på Sørlandet og totalt for Norge, indikerer et stort behov for kapasitet for å frakte overskuddet ut av landet. Vurdering av en fremtid med stort kraftoverskudd har blitt mer aktuell i løpet av de siste årene. Nye utenlandsforbindelser vil bidra med tørrårssikring og bedret forsynings sikkerhet i år med lite nedbør. Det norske vannkraftsystemet har god reguleringsevne som gjennom utenlandsforbin-



**FIGUR 6.1:** Mulige nye linjer og spenningsoppgraderinger i Sør-Norge.



delsene vil samspille med termiske systemer og gi betydelig verdiskaping for Norge. Statnett vurderer derfor at det er svært viktig med høyt tempo i arbeidet med å forsterke nettet på Sørlandet og utvikle nye utenlandsforbindelser.

I juni 2010 fikk en fjerde utenlandsforbindelse til Danmark konsesjon (Skagerrak 4) fra NVE, med en kapasitet på 700 MW tilknyttet i Kristiansand. Ytterligere aktuelle utenlandsforbindelser er NorNed 2 tilknyttet i Fedaa, samt en forbindelse til Tyskland tilknyttet i Tonstad. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 10 om nye utenlandsforbindelser.

## 6.2. Hovedutfordringer i Sør-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Sør-Norge på kort og lang sikt:

- Forsyningsikkerhet for Nord Jæren / Stavangerområdet
- Nye kabelforbindelser til utlandet med store variasjoner i flytmønsteret over døgnet
- Transitt av kraft og behov for økt overføringskapasitet inn til og ut av regionen mot Vestlandet og Østlandet
- Ny fornybar produksjon og tilhørende økt kraftoverskudd i regionen
- Driftsutfordringer under spenningsoppgradering

Dagens overføringskapasitet inn til Nord Jæren regionen/Stavangerområdet er begrenset. Området forsynes av to svake 300 kV forbindelser, samtidig som kapasiteten begrenses av spenningsmessige forhold. Nettet drives i perioder uten momentan reserve og det er potensielt store avbruddskostnader ved alvorlige feil i nettet. En ny 420 kV ledning Lyse – Stølaheia, vil sikre tilfredsstillende forsyningsikkerhet for Nord Jæren inkl. Stavanger. Forbindelsen vil også gi en kapasitetsøkning nord-sør mellom Lyse og Fedaa, og vil dermed gjøre det enklere å få gjennomført de nød-

vendige spenningsoppgraderingene ved realisering av flere utenlandskabler.

Kraftflyten i området er preget av import og eksport via kablene til Danmark og Nederland. Et typisk flytmønster er eksport på dag og import på natt, og sammenfaller med lastvariasjonen over døgnet. Dette har medført økte endringer i produksjonen over døgnet, med større produksjon ved eksport og lavere produksjon ved import. Denne våren har Statnett erfart at det er vanskelig å holde stabil frekvens i situasjoner med høy import fra utlandet samtidig som at magasinverkenes stoppes for å spare vann. Frekvensavvikene er større og hyppigere enn normalt.

Dette flytmønsteret videreføres innover i landet, og pålaster nettet typisk sydover på dag og nordover på natt. Med nye kabelforbindelser til utlandet vil endringene i flytmønsteret over døgnet forsterkes og derav også behovet for nettforsterkninger i retning nord-sør på Sørlandet. Ny 420 kV Skåreheia – Holen bedrer overføringsforholdene, men er ikke tilstrekkelig ved tilknytning av flere nye kabelforbindelser på Sørlandet. Ytterligere forsterkninger av nettet er en klar forutsetning ved flere kabler til utlandet. Økende antall kabler forutsetter dessuten flere anlegg for hurtig regulering av reaktiv effekt. Slike anlegg er viktig for å kontrollere spenningen på en god måte i forbindelse med vekslingen mellom import/eksport. Klassiske likestrømsanlegg krever et sterkt nett med høy kortslutningsytelse for å fungere tilfredsstillende. Etablering av roterende fasekompensatorer i omformerstasjonene vil bidra med både kortslutningsytelse og hurtig spenningsregulering.

Ny fornybar produksjon gir økende overskudd, særlig i sommerhalvåret, noe som også vil påvirke flyten over Sørlandssnittet samt flyten over kablene. 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 flaskehals.



Ny fornybar kraftproduksjon vil også utløse behov for økt transformator kapasitet mellom sentralnett og regionalnett. Transformator kapasiteten økes gjennom å etablere økt kapasitet i eksisterende stasjoner og ved å etablere enkelte nye stasjoner.

Med et allerede anstrengt nett inn og ut av Sørlandet, er det potensielle driftsutfordringer knyttet til perioder med revisjoner og ombygginger i nettet. En omfattende utbyggingsstrategi i regionen krever derfor nøye planlegging for å unngå store problemer med begrensninger i nettet i ombyggingsperioden. Store deler av nettet må bygges om før nye kabler settes i drift i Feda eller Tonstad.

### 6.3. Utviklingsstrategi i Sør-Norge

Hovedstrategi for å dekke fremtidig overføringsbehov til og innenfor området:

- Sikre forsyningssikkerheten på Nord-Jæren ved en ny 420 kV forbindelse Lyse – Stølaheia. Dette bør kombineres med nye reaktive kompenseringsanlegg for spenningsstøtte. Forbindelsen bidrar også til økt kapasitet nord-sør mellom Lyse og Feda.
- Spenningsoppgradering av «østre korridor» (Rød – Kristiansand): Eksisterende ledningsnett har kapasitet til å håndtere Skagerrak 4 (SK4), den planlagte likestrømsforbindelsen mellom Norge og Danmark, i tillegg til eksisterende linker. En tilkobling av SK4 i dagens nett vil imidlertid gjøre det langt vanskeligere å oppgradere eksisterende 300 kV nett til 420 kV, fordi nettkapasiteten reduseres i ombyggingsperioden. Utbyggingsstrategien innebærer at SK4 først kan tilknyttes nettet etter at spenningsoppgraderingen av østre korridor er gjennomført. Oppgraderingen av «østre korridor» er planlagt fullført i løpet av 2014. SK4 planlegges tilkoblet i 2014.
- Spenningsoppgradering av vestre korridor (Kristiansand – Feda – Tonstad – Lyse – Sauda): For å kunne tilknytte den planlagte likestrømsforbindelsen mellom Norge og Nederland (NorNed 2) i Feda, vil det i tillegg til østre korridor være nødvendig å oppgradere nettet mellom Kristiansand, Feda og Tonstad til 420 kV. Med de nødvendige nettførsterkningene for NorNed 2 gjennomført, ville nettet ha kapasitet til både SK4 og NorNed 2. Tilknytning av 1400 MW ny likestrømskapasitet til dette nettet vil imidlertid gjøre det vanskelig å gjennomføre spenningsoppgradering mellom Tonstad og Sauda, fordi nettkapasiteten reduseres i ombyggingsperioden. Statnett forventer og vil legge til rette for mer ny likestrømskapasitet enn 1400 MW. Av denne grunn innebærer utbyggingsstrategien at tilkobling av første link etter SK4 ikke kan gjennomføres før hele vestre korridor er oppgradert. Vestre korridor planlegges oppgradert i løpet av 2016-17.
- Spenningsoppgradering av Tonstad – Solhom – Arendal: Denne vekselstrømsforbindelsen bør også oppgraderes før tilknytning av en ny

likestrømsforbindelse i Tonstad eller Feda etter at SK4 forbindelsen er realisert. Tilkobling av en ny likestrømsforbindelse i Feda eller Tonstad før denne forbindelsen er oppgradert vil kunne gi periodevise nettbegrensninger, særlig i anleggsperioden, inntil nettoppgraderingen er gjennomført. Tilkobling av en 1400 MW forbindelse i Tonstad forventes å gi større begrensninger enn tilkobling av en 700 MW forbindelse i Feda.

- Installasjon av roterende fasekompensatorer som bidrar med både kortslutningsytelse og hurtig spenningsregulering er en naturlig del av omformerstasjonene til klassiske likestrømsanlegg.

Samlet utgjør prosjektene forventede investeringer på 2,7 – 5,5 mrd kr de nærmeste 10 årene (2011-2020). Av dette er ca 1,3 mrd kr investeringer som skal gjennomføres av andre aktører enn Statnett. I tillegg kommer investeringer i utenlandsforbindelser inklusiv roterende fasekompensatorer.

### 6.4. Nærmere om de enkelte tiltakene

#### 6.4.1. Større nettførsterkningstiltak som er gjennomført fra 2006 til medio 2010

Ny forbindelse Skåreheia – Holen er ferdig bygd og kompletterer 420 kV forbindelsen mellom Kristiansand og Holen. Ledningen Holen-Brokke-Kristiansand ble satt i drift med 420 kV spenningsnivå i august 2009. Dette er den første ledningen med «moderne» spenningsnivå på Sørlandet. Formålet med ledningen er å styrke kapasiteten i Sørlandssnittet, slik at man bedre kan nyttiggjøre overføringskapasiteten på kablene til Danmark og Nederland. I Brokke er det etablert to transformatorer mellom 420 og 132 kV, noe som gir betydelig reduksjon av overføringstapene i 132 kV nettet. Prosjektet inkluderer også to reaktorer, 200 MVar i Holen og 120-200 MVar i Kristiansand, som sikrer god regulering av spenningen i nettet.

Forbindelsen er også et viktig element i videre forsterkning av nettet for å kunne håndtere ytterligere kabelforbindelser. Med den nye ledningen er kapasiteten i Sørlandssnittet 2500 MW nordover og 2700 MW sørover.

Statnett har sammen med Energinet.dk anskaffet to reservetransformatorer til Skagerrak 3 forbindelsen. Disse er nå klare til eventuell drift fra juni 2010.

Kabelforbindelsen NorNed ble idriftsatt mai 2008. Forbindelsen har en kapasitet på 700 MW og går fra Feda i Norge til Eemshaven i Nederland.

I 2006 ble en 300/110 kV (160 MVA) transformator flyttet fra Øie til Kristiansand.

#### 6.4.2. Nettførsterkningstiltak som er besluttet/pågår

Det er for tiden ingen prosjekter i denne kategorien.



#### 6.4.3. Meldte og konsesjonssøkte nettinvesteringer

420 kV Lyse – Stølaheia. Lyse Elnett planlegger å bygge 420 kV ledningen Lyse – Stølaheia. Tiltaket ble opprinnelig konsesjonssøkt i 2001. En oppdatert konsesjonssøknad planlegges sendt i løpet av 2010. Ledningen vil sikre tilfredsstillende forsyningsikkerhet for Nord-Jæren og Stavangerområdet. Forbindelsen vil også gi en viss kapasitetsøkning i Sørlandssnittet og vil derfor gjøre det enklere å få gjennomført de nødvendige spenningsoppgraderingene ved realisering av flere utenlandskabler.

Oppgradering av dagens 300 kV nett mellom Kristiansand og Rød («østre korridor») til 420 kV må gjennomføres før SK4 tilknyttes i Kristiansand. Oppgraderingen av østre korridor er samtidig et ledd i å styrke forsyningsikkerheten på Østlandet. Ved import på likestrømsforbindelsene går kraftflyten mot Østlandsområdet, og mye av kraften flyter i østre korridor som er korteste vei mot Østlandet. «Østre korridor» er begrensende for importkapasiteten og kapasiteten mot Østlandet. Myndighetsprosessene ble startet opp i 2009. Melding av 35 km ny 420 kV ledning på den nordligste delen av korridoren, Rød – Bamble, ble oversendt NVE i desember 2009. Etablering av transformering til 132 kV på denne forbindelsen åpner for en restrukturering av 132 kV nettet og sanering av en del 132 kV nett i tettbygde strøk. Nettløsningen for regionalnettet i området vurderes i samarbeid med Skagerak Nett og skal avklares før Bamble – Rød konsesjonssøkes i innværende år. På strekningen Kristiansand – Arendal – Bamble ligger det til rette for spenningsoppgradering av eksisterende duplex ledninger. Spenningsoppgradering av denne 140 km lange strekningen ble konsesjonssøkt i februar 2010.

Ved nye kabler til kontinentet vil det i tillegg være nødvendig med forsterkning av «vestre korridor», dvs. spenningsoppgradering av 300 kV Kristiansand-Feda-Tonstad-Lyse-Førre-Saurdal-Sauda. På denne strekningen er det 172 km gamle og svake simplex ledninger i parallell med en sterkere duplex forbindelse. Kapasiteten begrenses i første rekke av de svake simplex ledningene, og en ombygging/nybygging av disse til duplex med 420 kV standard er første og viktigste steg på veien mot en gjennomgående 420 kV forbindelse i vestre korridor. Det er viktig å påbegynne arbeidet mens det fortsatt er tilstrekkelig kapasitet i nettet til å kunne håndtere langvarige utkoblinger. Av denne grunn må vestre korridor oppgraderes før det kan tilknyttes en likestrømsforbindelse i Feda eller Tonstad i tillegg til SK4. Konsesjonssøknaden for spenningsoppgradering av strekningen Tonstad – Feda ble oversendt til NVE i mars 2010. Oppgraderingen av de resterende strekningene i vestre korridor planlegges konsesjonssøkt i løpet av første halvår 2011.

#### 6.4.4. Andre aktuelle tiltak nærmeste 10 år

Spenningsoppgradering av 300 kV forbindelsen Tonstad – Solhom – Arendal er en naturlig del av en 420 kV forsterkningsstrategi i området. Simplex ledningen

på strekningen Tonstad – Solhom har betydning for utvekslingskapasiteten nord – syd, mens strekningen Solhom – Arendal ikke er like sterkt knyttet til antall nye likestrømsforbindelser som ledningene i «østre» og «vestre korridor». Solhom – Arendal er en duplex ledning som er enkel å spenningsoppgradere, og som bør tas når både vestre og østre korridor er ferdig oppgradert.

På grunn av problemer med både høye og lave spenninger i 300 kV nettet på Sørlandet, er det behov for flere anlegg for reaktiv kompensering i området. Spenningsproblemene er avhengig av effektoverføring, last og produksjon. Økt effektflyt i nettet på Sørlandet som følge av økt overføring mot utlandet drar spenningene ned, mens høye spenninger oppstår ved import og ved ramping. I importsituasjoner oppstår også problemer med lav kortslutningsytelse på Sørlandet. Ny ledning Kristiansand – Brokke – Hølen avhjelper noe på problemene med lav spenning og lav kortslutningsytelse, men ikke på problemet med høy spenning. Statnett har fattet konseptbeslutning om installering av 200 MVar roterende fasekompensator i Feda, et 150 MVar kondensatorbatteri i Kristiansand og en regulerbar reaktor på 80–150 MVar i Flesaker. Med spenningsoppgradering av Kristiansand – Rød og ny ledning Lyse – Stølaheia anbefales det i tillegg å installere regulerbare reaktorer på 120–200 MVar, én i Arendal og én i Lyse. Analyser og tiltak fokuserer på dagens situasjon samt med Skagerrak 4 i drift. Ved realisering av flere kabler, vil det være behov for ytterligere investeringer i reaktive kompenseringer.

Likestrømsforbindelser med klassisk teknologi, slik som Skagerrak og NorNed, krever et sterkt nett (høy kortslutningsytelse) for å sikre stabil og pålitelig drift. Utfordringen knyttet til manglende kortslutningsytelse i nettet øker med antall likestrømsforbindelser med klassisk teknologi. For å sikre tilstrekkelig kortslutningsytelse stilles det nå krav til nye klassiske likestrømsforbindelser: Tiltak som sikrer forbindelsen tilstrekkelig kortslutningsytelse skal være en naturlig del av likestrømsforbindelsen. Etablering av roterende fasekompensatorer i omformerstasjonene er et slikt tiltak.

Som følge av omfattende planer om ny produksjon – i første rekke ny vindkraft og småkraft – i Agder og Rogaland, vurderes behovet for økt transformatorkapasitet i området. Realisering av vindkraftprosjekter på Jæren vil utløse Bjerkereim transformatorstasjon på sentralnettsledningen Kjelland – Stokkeland. I samarbeid med Agder Energi Nett vurderes blant annet kapasiteten mellom sentral- og regionalnett i stasjonene Øie, Tonstad, Kristiansand og eventuelt Smeland/Hodna (ny stasjon på Solhom – Arendal ledningen) for å kunne ta imot ny fornybar produksjon. Når spenningsoppgraderingene er gjennomført, vil det anslagsvis være plass for 2–3000 MW ny vind- og vannkraftproduksjon.

I Kristiansand legges mer og mer forbruk over på 132 kV nettet, og det vurderes en dublering av 300/132 kV transformatoren i Kristiansand for å sikre forsyningsikkerheten i området.

## 6.5. Oversikt over prosjekter for perioden 2010-2020

Oversikt over tiltak som er som er igangsatt eller planlagt igangsatt kommende 10-års periode

Prosjekt	Konsesjons-søknad	I drift	Mill.kr 2010	Kommentar / begrunnelse
Reaktiv kompensering på Sørlandet	2011	2013	350	
300 (420) kV Lyse - Stølaheia	2010	2016	1 300	Lyse Elnett prosjekt Forsyningsikkerhet
Spenningsoppgradering Kristiansand – Rød («østre korridor»)	2010	2014	1 100	Før SK4. Kostnader inkl. ny ledning Rød – Bamble og Voll stasjon
Spenningsoppgradering Kristiansand-Feda-Tonstad-Lyse-Saurdal-Sauda («vestre korridor»)	2010 og 2011	2015 – 17	2 200	Inkl. 500 mill i reaktiv kompensering
Spenningsoppgradering Tonstad-Solhom-Arendal	2012	2016 - 18	350	420 kV forsterkningsstrategi
Økt transformator kapasitet i Øie og Kristiansand	2011	2014	150	Forsyningsikkerhet og tilrettelegging for ny fornybar kraft

### Mulige tiltak etter 2020:

Økt transformeringskapasitet for småkraft og vindkraft,

- Hodna / Smeland 420/110 kV
- Tonstad 420/132 kV

Spenningsoppgradering av resterende 300 kV nett

- Lyse – Duge – Roskrepp – Kvinen – Solhom
- Stølaheia – Bærheim – Stokkeland – Tonstad
- Stokkeland – Kjelland – Åna Sira – Feda

# 7

## Nettutvikling Vest-Norge

### 7.1. Om området

Vest-Norge består av Rogaland nord for Boknafjorden, Hordaland og Sogn og Fjordane. Beskrivelse av nettutviklingen knyttet til Ørskog – Fardal forbindelsen inngår imidlertid i område Midt-Norge, se kapittel 8.

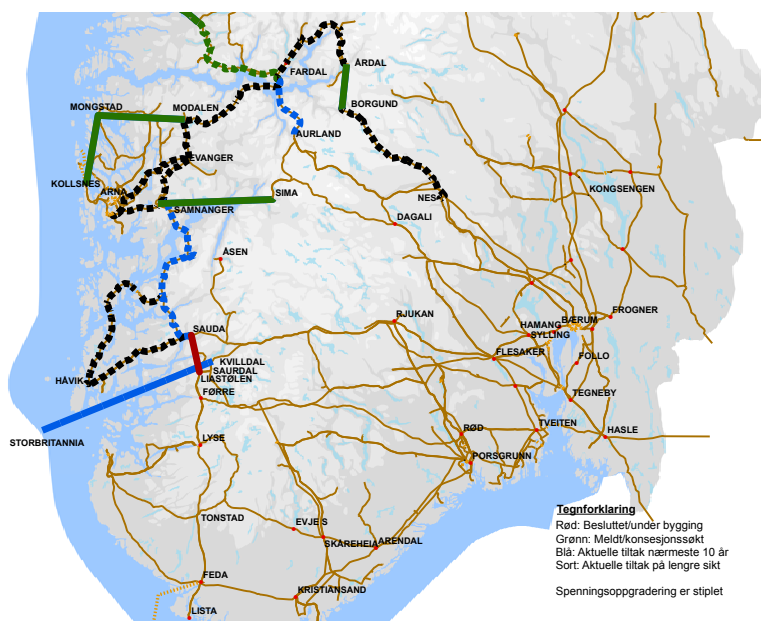
I et normalår har området et kraftoverskudd på i underkant av 10 TWh. Dette overskuddet tilsvarer produksjonen til de største kraftverkene i området: Ulla-Førre, Sima og Aurland, som alle er tilkoblet sterke 420 kV nett mot Østlandet. Regionen har stort forbruk i Bergensområdet, flere aluminiumsverk (Karmøy, Husnes, Høyanger og Årdal) og petroleumsvirksomhet på Kårstø, Kollsnes og Mongstad.

Kraftflyten i området styres av de mange kraftverkene i området. Normalt er det balanse eller overskudd nord for Sognefjorden, slik at kraften går fra Fardal til

Aurland. Om sommeren er det lange perioder med stort overskudd som gjør det nødvendig å dele nettet mellom Fardal og Hove, slik at overskuddet styres inn til Aurland. I vintersituasjoner med høyt forbruk og lite vann i magasinene, slik som sist vinter, snur kraftflyten fra Aurland til Fardal.

Hordaland og Sunnhordland er underskuddsområder, hvor importbehovet varierer med lokal produksjon. Importen til områdene skjer via Sauda til Sunnhordland i sør og via Fardal til Hordaland i nord. Driftserfaringene fra sist vinter viser at forsyningsikkerheten til Hordaland nord for Hardangerfjorden er uakseptabel. Eksisterende 300 kV nett inn til området har ikke kapasitet til å forsyne forbruket i kuldeperioder hvor lokale kraftverk må redusere produksjonen på grunn av vannmangel.

For stadium 2015 forventes det en svak styrking av



**FIGUR 7.1:** Mulige nye linje og spenningsoppgraderings-tiltak Vest-Norge



kraftbalansen i området, med et kraftoverskudd på drøyt 10 TWh. Dette skyldes i all hovedsak økt tilgang på ny fornybar produksjon samt kraftvarmeverk på Mongstad (130 MW fra høsten 2010 fram til 2014, deretter 280 MW). Det forventes at gasskraftverket på Kårstø vil produsere i år med normale eller lave tilsig. Det er forutsatt noe økning i kraftkrevende industri, da nedgangen som observeres under finanskrisen antas å være forbigående, men forbruksveksten for øvrig er beskjeden. Innenfor området forventes imidlertid fortsatt et betydelig energiunderskudd i Hordaland nord for Hardangerfjorden.

Frem mot 2025 forventes det et kraftoverskudd på mellom 8 og 10 TWh. Variasjonen er knyttet til ulike forutsetninger om tilgangen på ny småkraft og vindkraft, utvikling innen kraftkrevende industri og petroleumsindustrien, inklusive elektrifisering offshore. Utviklingen i området vil også til stor del påvirkes av antall nye utenlandskabler, blant annet en mulig kabel til Storbritannia som er tenkt tilknyttet i Vest-Norge (Kvilldal).

Vest-Norge har stort potensial for ny vannkraft. I de fleste fremtidsvurderinger er det forutsatt relativt stor tilvekst av inntil 2,8 TWh ny vannkraft (nye småkraftprosjekter og utvidelsesprosjekter) og noe vindkraft. I en situasjon med betydelig satsning på vindkraft forventes det etablert betydelig ny vindkraft (3 TWh), herunder offshore vindkraft utenfor Boknafjorden, innen stadium 2025.

Kraftbalansen i Hordaland nord for Hardangerfjorden bedres som følge av Energiverk Mongstad (EVM) og ny fornybar produksjon. I vinterhalvåret er det imidlertid kun EVM som bidrar med produksjon. Forbruksvekst i oljeindustri og økt forbruk på Mongstad i kombinasjon med EVM forventes å gi en netto bedring av vinterbalansen på snaut 100 MW. Om sommeren er det periodevis flaskehaler ut av Bergensområdet som følge av høy produksjon og lavt forbruk.

I våre vurderinger er det forutsatt en viss økning

i forbruket innen KII, dog relativt lite i en situasjon med lav global og nasjonal vekst. Statnett vurderer at industrien, i en framtid med kraftoverskudd, vil ha gode betingelser for å investere i Norge. Økningen i alminnelig forsyning er relativt svak i de fleste vurderinger.

## 7.2. Hovedutfordringer i Vest-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Vest-Norge på kort og lang sikt:

- Forsyningssikkerhet Hordaland - største utfordring på kort sikt
- Overføringskapasitet for ny fornybar kraftproduksjon inn på sentralnettet (innmating)
- Overføringskapasitet ut av området for ny produksjon, mot Sør-Norge og mot Øst-Norge.
- Kabler til kontinentet og tilhørende behov for forsterkningstiltak
- Utvikling innen aluminiumsindustrien, som er en driver for ny kapasitet

I Hordaland nord for Hardangerfjorden (BKK-området) er det kraftunderskudd på ca 3 TWh/år. Egenproduksjonen i dette området er høy, noe som gir stort overføringsbehov inn til området i situasjoner hvor kraftverkene må spare på vann. Vinteren 2009/2010 viste tydelig hvor anstrengt forsyningssituasjonen er. Overføringsbehovet inn til området var så stort at sentralnettet gjennom Bergen måtte deles, slik at halve Bergen ble forsynt nordfra, resten fra syd. Et enkelt ledningsutfall nord eller sør for Bergen ville ha mørklagt halve regionen. Denne driftsformen eksponerte også områdene Sunnhordland og Sogn og Fjordane for mørklegging dersom enkeltledninger falt ut.

For å sikre en tilfredsstillende forsyningssikkerhet, mener Statnett at det er nødvendig så raskt som mulig å bygge en ny ledningsforbindelse Sima – Samnanger og inn til området.



I sommerhalvåret er det periodevis kraftoverskudd i BKK-området, noe som blir forsterket av Energiwerk Mongstad. Dette skaper behov for økt overføringskapasitet ut av området i sommerhalvåret. Det foreligger videre planer om betydelig ny småskala vannkraftproduksjon i BKK-området. På grunn av manglende overføringskapasitet ut av BKK-området i sommerhalvåret er det nå er satt stopp for tilkobling av ny fornybar produksjon i dette området.

BKK Nett har konsesjonssøkt økt transformator-kapasitet i Evanger, Samnanger og Dale. Sammen med Sima – Samnanger vil dette åpne for tilknytning av ny vind- og vannkraftproduksjon. Etableringen av Modalen – Matre – Mongstad er en forutsetning for tilknytning av ny produksjon i Matre området. Med Sima – Samnanger på plass vil det anslagsmessig være plass til 700 MW ny produksjon i BKK-området.

En ny ledningsforbindelse Sima – Samnanger vil sikre hovedinnmatningen til hele regionen mellom Aurland/Fardal i nord og Sauda/Blåfalli i sør. Lokalt har nettet mellom Evanger/Samnanger og Bergen by ikke kapasitet til å forsyne vinterforbruket i vest. Utfall av den sterke ledningen Samnanger – Fana i denne årstiden krever utkobling av forbruk. I vest er det ingen lokal produksjon å regulere på, altså må forbruk være utkoblet inntil den sterke ledningen er reparert. BKK Nett arbeider med å få på plass en ytre ring som vil gi tilfredsstillende forsyningssikkerhet for Bergen by og Kollsnes. Den ytre ringen består av nye 420 kV ledninger Kollsnes - Mongstad og Mongstad – Modalen, som er henholdsvis konsesjonssøkt og meldt av BKK.

I forbindelse med utfasing av gamle Søderbergovner har Hydro tidligere varslet en mulig utvidelse av aluminiumsverket på Karmøy. Dette er foreløpig lagt på is, men kan bli aktuelt igjen på lengre sikt. Uten utvidelser, dvs. en videreføring av dagens forbruk uten Søderbergovnene, har eksisterende nett ut mot Karmøyområdet tilstrekkelig kapasitet. I tilfelle planene

om en forbruksøkning gjenopptas, er det imidlertid behov for forsterkninger. Statnetts analyser fra 2009 viste behov for en ny ledning fra vannkraftområdet Sauda/Saurdal til Karmøy for å håndtere en utvidelse på Karmøy. Dagens forbrukssituasjon på Karmøy kan åpne for andre forsterkningsalternativer, blant annet spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV ledninger til 420 kV. Dette er nå til vurdering.

I Sogn og Fjordane er det et stort potensial for utbygging av småskala vannkraft og vindkraft. Småkraften er lønnsom uten støtteordninger, og det foreligger omfattende utbyggingsplaner. Det er omsøkt ca 500 MW småkraft, og inkluderes alle kjente planer øker volumet til 900 MW. Dette kommer i tillegg til eksisterende 300 MW som er idriftsatt. Foruten småkraft er det planer om inntil 600 MW større vannkraftverk, hvorav 190 MW allerede har fått konsesjon. Vindkraftplanene er også betydelige, men mer usikre grunnet behov for støtteordninger. Eksisterende sentralnett nord for Sognefjorden har ikke kapasitet til å ta imot mer kraftproduksjon. Det er, på bakgrunn av felles brev (datert 1.april 2009) til NVE fra SFE Nett, Istad Nett og Statnett, ikke mulig med nettilknytning for kraftverk som har fått konsesjon etter denne datoen. Realisering av 420 kV ledningen Ørskog – Fardal med transformering i Ålfoten, Moskog og Høyanger vil legge til rette for tilkobling av betydelige mengder ny kraftproduksjon i vestre del av fylket. SFE Nett arbeider med nettførsterkninger i regionalnettet, slik at småkraften skal kunne overføres til de nye transformeringspunktene. Etter effektutvidelsen av Tyin kraftverk, samt reduksjoner ved aluminiumsverket i Årdal, har det vært kapasitetsproblemer ut av Indre Sogn. Realisering av planer om ny vannkraft og småkraftutbygging vil øke overskuddet ytterligere. Overføringsbehovet nærmer seg termisk kapasitet på ledningen Leirdøla – Fardal. Nettløsning for å håndtere dette er nå til vurdering.

Utbyggingen av småkraft nord for Sognefjorden og



i Indre Sogn, sammen økende transittbehov for ny fornybar kraft lenger nord, vil øke overføringsbehovet over Sognefjorden og videre sørover. En 420 kV forbindelse mellom Fardal og Aurland vil øke overføringskapasiteten over Sognefjorden og legge til rette for en slik utvikling. Etter hvert som ny produksjon bygges ut vil det være behov for ytterligere kapasitetsøkning over Sognefjorden og ut av Indre Sogn.

I syd vil flere utenlandsforbindelser mellom Sørlandet og kontinentet kreve at kapasiteten inn mot området øker. For å legge til rette for nye utenlandsforbindelser er det aktuelt å spenningsoppgradere nettet sør for Sauda (Vestre korridor). En nærmere omtale av dette er gitt i kapittel 6.2.

En ny utenlandsforbindelse med tilknytning i Kvilldal øker overføringsbehovet i nettet mellom Saudal og Samnanger. Dette nettet bør spenningsoppgraderes før en slik kabel tilknyttes nettet.

### 7.3. Utviklingsstrategi i Vest-Norge

Hovedstrategi for å dekke fremtidig overføringsbehov til og innenfor området:

- Ny ledningsforbindelse Sima-Samnanger for å sikre forsyningen i Hordaland i vinterhalvåret og legge til rette for ny fornybar produksjon i sommerhalvåret.
- Nye ledninger Mongstad – Kollsnes og Modalen – Mongstad for å fjerne nettbegrensningene internt i BKK-området og sikre forsyningen av Bergen by og oljeindustrien lenger vest
- Ny ledning Ørskog – Fardal for å sikre forsyningen i Midt-Norge og kunne ta i mot ny fornybar produksjon i Sogn og Fjordane
- Etablere økt transformeringsskapasitet mellom sentralnett og regionalnett for å legge til rette for tilkobling av ny fornybar produksjon.
- Ny 420 kV forbindelse Fardal – Aurland for økt

nettkapasiteten over Sognefjorden, nødvendig for å gi ytterligere plass til ny fornybar kraft i Sogn og Fjordane.

- Økt kapasitet ut av Indre Sogn. To hovedalternativer vurderes nå, og på sikt kan det være aktuelt å realisere begge:
- Spenningsoppgradering av eksisterende nett Fortun – Fardal – Samnanger – Sauda
- Kombinasjon av nybygging og spenningsoppgradering til 420 kV på strekningen Fardal – Fortun – Borgund – Nes
- Spenningsoppgradering av 300 kV nett Samnanger – Saudal for å håndtere en likestrømsforbindelse til Storbritannia tilkoblet i Kvilldal
- Spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV mellom Fardal/Sogndal og Sauda. Forutsetter at Sima – Samnanger bygges først. Dette tiltaket er sammenfallende med to andre nettførsterkninger: Økt kapasitet ut av Indre Sogn, og nødvendig oppgradering av 300 kV nettet mellom Samnanger og Saudal ved realisering av en likestrømsforbindelse til Storbritannia.
- Øke kapasiteten i nettet mellom Sauda og Håvik for å forsyne en eventuell utvidelse av aluminiumsverket på Karmøy

Samlet utgjør prosjektene forventede investeringer i størrelsesorden 3-4,5 mrd kroner de nærmeste 10 årene (2011–2020), eksklusiv Ørskog – Fardal, hvorav 0,9 mrd kroner er besluttet gjennomført. Av dette er ca 1,5 mrd kroner investeringer som skal gjennomføres av andre aktører enn Statnett. I tillegg kommer en eventuell utenlandsforbindelse til Storbritannia. Investeringsanslagene for perioden forventes å øke når flere av prosjektene er kostnadsberegnet og tidfestet.



## 7.4. Nærmere om de enkelte tiltakene

### 7.4.1. Større nettførsterkningstiltak som er gjennomført fra 2005 til medio 2010

I Fardal er det i løpet av høsten 2009 gjort to tiltak i stasjonen. Etablering av systemvern med produksjonsfrakobling (PFK) i Tyin øker overføringskapasiteten ved sammenkoblet nett. Produksjonen i Tyin som legges på PFK kan overføres i tillegg til den vanlige overføringsgrensen. 300 kV samleskinnen i Fardal kan nå deles. Kraftoverskuddet i vestre del av fylket kan kobles mot Hove i perioder med ledig transittkapasitet gjennom BKK-området. På denne måten får overskuddsområdet i Indre Sogn disponere hele kapasiteten på ledningen mot Aurland. Dersom overskuddet i vest er større enn transittkapasiteten gjennom BKK-området, må man gå tilbake til den tradisjonelle driftsformen og dele nettet mellom Fardal og Hove.

Nytt kondensatorbatteri til SKL-ringen ble satt i drift i februar 2009.

Som et ledd i å styrke kapasiteten inn og ut fra Indre Sogn ble i 2007 en gammel 200 MVA 300/132 kV transformator i Fortun satt i parallell med den nye 300 MVA transformatoren fra 2004.

### 7.4.2. Nettførsterkningstiltak som er besluttet/pågår

300 (420) kV Sauda – Liastølen inngår som en del av en langsiktig strategi for utvikling av kraftsystemet i området i forbindelse med spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV ledning på samme strekning. Dette vil både tilrettelegge for økt utvekslingskapasitet mot utlandet, og for økt forbruk i Sunnhordland. Ledningen er nå under bygging med planlagt idriftsettelse høsten 2011.

To regulerbare 120-200 MVA reaktorer installeres nå i Sima og Saudal. I perioder med lav kraftoverføring i 420 kV nettene mellom Vestlandet og Østlandet er det utfordrende å holde driftsspenningene under den maksimale spenningsgrensen komponentene er dimensjonert for. Reaktorene vil gjøre det mulig å redusere driftsspenningene i nettet.

Ny 420 kV Sima – Samnanger ble konsesjonssøkt i mai 2006. Formålet med den nye forbindelsen er å bedre overføringskapasiteten og sikre tilfredsstillende forsynings sikkerhet inn mot BKK-området. Dette i lys av et betydelig kraftunderskudd i Hordaland nord for Hardangerfjorden. Utfall av enkeltledninger inn mot området vil kunne medføre mørklegging eller forbruksutkoblinger i BKK-området. Sima – Samnanger vil gi høy overføringskapasitet og sikre forsyningen inn mot området i vinterhalvåret, sikre nettkapasitet ut for ny fornybar produksjon i Hordaland og Sogn og Fjordane i sommerhalvåret, samtidig som den er en forutsetning for videre utvikling og ombygging av eksisterende ledninger i området. NVE ga konsesjon 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 sanere deler av 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 transformator i Øystese. Dermed legges det til rette for at 132 kV kan også kraftledningen mellom Samnanger og Norheimsund saneres.

Regjeringen besluttet senere den 10. august 2010 at det skal foretas en fornyet gjennomgang av blant annet sjøkabelalternativet innen 1. februar 2011. Fram til sjøkabelalternativet er vurdert på nytt, videreføres anleggsarbeidet ved at de fysiske inngrepene som er felles for luftspenn og sjøkabel, gjennomføres.

### 7.4.3. Meldte og konsesjonssøkte nettinvesteringer

BKK Nett planlegger nye 420 kV kraftledninger Kollsnes - Mongstad og Mongstad - Modalen. Kollsnes - Mongstad ble konsesjonssøkt høsten 2007 og er fortsatt under behandling, mens Mongstad – Modalen ble meldt primo 2009 og planlegges konsesjonssøkt i inneværende år. Det er forventet økning i lastuttaket på Kollsnes, samtidig med et stort kraftoverskudd i Mongstad/Matre-området, blant annet som følge av Statoils nye kraftvarmeverk på Mongstad. Belastningen på eksisterende 132 kV nettet øker betydelig som følge av dette, og ny ledning Mongstad - Kollsnes vil redusere energitapet i nettet, øke leveringssikkerheten i området samt redusere avbrudds- og flaskehalskostnader i området. Videreføring av forbindelsen fra Mongstad til Modalen vil ytterligere styrke forsynings sikkerheten og bedre nettkapasiteten i Bergensområdet.

### 7.4.4. Andre aktuelle tiltak nærmeste 10 år

Spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV forbindelse Fardal – Aurland til 420 kV er en naturlig videreføring av den planlagte 420 kV ledningen Ørskog - Fardal. Dette for å legge til rette for ny fornybar produksjon i området. Det vurderes som aktuelt å bygge ny ledning i parallell først. Det kan være aktuelt å beholde den eksisterende forbindelsen inntil nettet i området er ytterligere forsterket gjennom et av følgende tiltak: Spenningsoppgradering av eksisterende nett Fortun – Fardal – Samnanger – Sauda, det vil si gjenbruk av eksisterende traséer. Alternativt spenningsoppgradering av Fardal – Fortun – Øvre Årdal – Borgund – Hemsil – Nes. En ny 420 kV ledning Borgund – Årdal inngår som en del av denne forsterkningsstrategien. Etter realiseringen av ett av disse tiltakene vil eksisterende 300 kV forbindelse Fardal – Aurland kunne rives slik at antall fjordspenn over Sognefjorden og antall ledninger gjennom området mellom Fardal og Aurland ikke endres. 420 kV forbindelsen Sima – Samnanger og Ørskog – Fardal forutsettes bygget før ombygging/nybygging av Fardal – Aurland kan utføres.

Flere steder i regionen vil det være aktuelt med nettførsterkninger, i første rekke økt/ny transformator-kapasitet mellom sentralnett og regionalnett (og eventuelt distribusjonsnett) for å kunne tilkoble nye småkraftanlegg til nettet. Aktuelle området er Sunnhordland, BKK-området/ Indre Hardanger og Sogn og Fjordane. I tillegg planlegges et nytt «T-avgreningspunkt» på 300 kV forbindelsen Husnes – Stord for tilkobling av Midtjellet vindkraftpark. Dersom ny kabel til Storbritannia realiseres med tilknytning i Kvilldal, vil det bli nødvendig med spenningsoppgradering av nettet mellom Samnanger og Sauda.

BKK Nett vurderer spenningsoppgradering av 300 kV ledningene mellom Samnanger, Evanger, Dale, Arna og Fana etter at Modalen – Mongstad – Kollsnes er på plass.

Ny transformatorstasjon i Grov i Sogn og Fjordane (420/132kV) vurderes som aktuell dersom det blir etablert et visst omfang vindkraft langs kysten i Sogn og Fjordane. Det foreligger i dag meldinger om et større omfang vindkraft blant annet på Bremangerlandet og i Sollund. Stasjonen kan i prinsippet etableres når Ørskog-Fardal er kommet i drift.

#### 7.4.5. Andre aktuelle tiltak på lengre sikt

Mellom Sauda og Håvik er det nødvendig med nettførsterkninger ved eventuell forbruksøkning ved aluminiumsverket på Karmøy. Hydros tidligere varslede planer om utvidelser er foreløpig lagt på is, men kan bli aktuelle igjen på sikt. Uten slik forbruksøkning har det eksisterende nettet tilstrekkelig kapasitet i overskuelig fremtid. En spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV nett mellom Sauda og Håvik og videre til Stord og Blåfalli vil gi økt overføringskapasitet.

## 7.5. Oversikt over prosjekter for perioden 2010 – 2020

Oversikt over tiltak som er som er igangsatt eller planlagt igangsatt kommende 10-års periode

Prosjekt	Konsesjons-søknad	I drift	Mill.kr 2010	Kommentar / begrunnelse
Reaktiv kompensering. Reaktorer i Sima og Saudal		2011	110	Under bygging. Sikre spenningsforhold
420 kV Sauda – Liastølen		2011	190	Under bygging
420 kV Sima – Samnanger (NB! – Kostnader og fremdrift i tråd med konsesjon fra NVE. Kostnader er for luftledning eksklusiv vedtatte avbøtende tiltak)	2006	2012 -13	900	Forsyningsikkerhet Hordaland og ny kraftproduksjon. Besluttet. Konsesjon gitt juli 2010, men endelig løsning vil avklares vinteren 2010/11
420 kV Kollsnes – Mongstad	2007	2014	550	BKK prosjekt. Forsyningsikkerhet og ny produksjon
420 kV Mongstad – Modalen	2010	2016	600	BKK prosjekt Forsyningsikkerhet og ny produksjon
420 kV Fardal – Aurland		2016 - 2018	300	Ny kraftproduksjon i Sogn og Fjordane
Spenningsoppgradering til 420 kV: Saudal – (Høyen –) Sauda		2016 - 2018		Planlegges innarbeidet i spenningsoppgradering av «vestre korridor»
Spenningsoppgradering til 420 kV Sauda – Samnanger		Ca 2020	700	Økt kraftoverskudd på Vestlandet, strategi for spenningsoppgradering, kabel til Storbritannia
Nettførsterkning ut av Indre Sogn, eksempelvis 420 kV ledning Borgund – Årdal			600	Ny fornybar kraftproduksjon. Aktuell som en del av ny 420 kV forbindelse Fortun – Borgund – Nes
Økt transformeringskapasitet til underliggende nett			400	Tilrettelegging for ny fornybar kraftproduksjon

#### Mulige tiltak etter 2020:

- Spenningsoppgradering:
- Samnanger – Evanger – Dale – Arna – Fana
- Fardal – Hove – Refsdal – Modalen – Evanger
- 300 kV nettet mellom Sauda og Håvik, samt resten av SKL-ringen
- Ny transformatorstasjon for vindkraft ved Grov

Tidshorisonten for spenningsoppgraderingen på Vestlandet er koblet mot valg av nettførsterkningsstrategi fra Fortun og ut. Velges oppgradering via BKK-området, fra Fortun til Fardal, Evanger og Sauda, må denne strekningen fremskyndes. Velges østlige korridor via Borgund må den traséen prioriteres og fremskyndes.

# 8

## Nettutvikling Midt-Norge

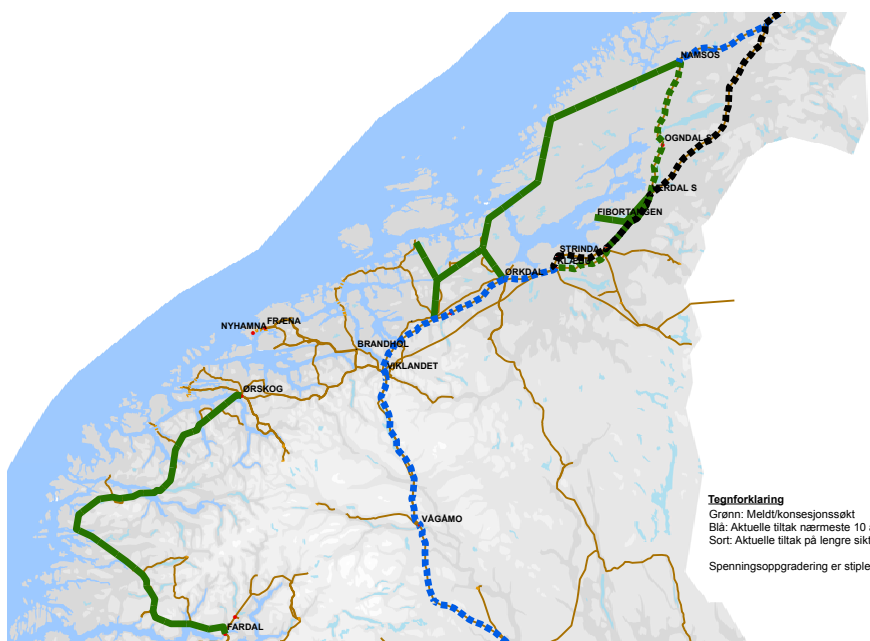
### 8.1. Om området

Midt-Norge omfatter Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag samt mesteparten av Nord-Trøndelag. Regionen har et kraftunderskudd på nærmere 8 TWh. Underskuddet har økt betydelig de senere årene som følge av stor vekst innenfor industri og petroleumsvirksomhet, uten særlig økning i kraftproduksjonen. Det økte underskuddet kombinert med begrenset overføringskapasitet inn til området har ført til stor bekymring omkring forsynings sikkerheten i regionen. Erfaringer fra vinteren 2009-2010 viste tydelig behovet for økt overføringskapasitet inn til området.

Kraftunderskuddet i Midt-Norge dekkes i dag i all hovedsak opp av kraftflyt på to 300 kV ledninger nordfra og på den oppgraderte 420 kV-forbindelsen fra Sverige.

For stadium 2015 forventes en bedring av kraftbalansen i området med 3 TWh, til et underskudd på ca 5 TWh. Dette som følge av forventninger om ny vindkraftproduksjon samt redusert forbruk innen deler av industrien. Midt-Norge, spesielt Fosen, vurderes å ha bra forhold for vindkraftutbygging og betydelig potensial i så måte. Det er mange planer om et stort omfang ny vindkraftproduksjon i området.

Videre frem mot 2025 er det et spenn i forhold til utviklingen av kraftbalansen i området. I en situasjon med svak fornybarsatsning forventes det små endringer og en kraftbalanse omtrent på nivå med i dag. I tilfelle en mer ekspansiv fornybarpolitikk og stor etablering av mye fornybar kraftproduksjon forventes en betydelig reduksjon av kraftunderskuddet i Midt-Norge, til et nivå på ca 3 TWh.



**FIGUR 8.1:**  
Aktuelle netttiltak  
for Midt-Norge



Det påpekes at det fortsatt er stor usikkerhet knyttet til om og når ny vindkraftproduksjon blir realisert, og omfanget av dette. Selv om det er planer om et betydelig omfang ny vindkraftproduksjon i Midt-Norge, vil en realisering av dette forutsette blant annet gode nok økonomiske rammebetingelser. Dette har så langt vært en utfordring. Det er videre muligheter for en større forbruksvekst knyttet til petroleumsvirksomheten i området. Både Nyhamna/Aukra og Tjeldbergodden vurderes som aktuelle lokaliseringer i forhold til prosessering. Elektrifisering av nye og utvidelser av eksisterende felt i Norskehavet vurderes også. Det er ikke forutsatt etablering av nye gasskraftverk i Midt-Norge i våre vurderinger.

Midt-Norge som transittområde ved eventuelt økt vind- og vannkraftkapasitet i Nordland, vil også kunne få betydning for nettutviklingen i regionen på sikt.

## 8.2. Hovedutfordringer i Midt-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Midt-Norge på kort og lengre sikt:

- Forsyningssikkerhet – den største utfordringen for Midt-Norge på kort sikt
- Ny småkraft- og vindkraftproduksjon
- Økt kraftflyt fra nord ved økt ny fornybar kraftproduksjon i nord
- Økt kraftforbruk offshore. Elektrifisering / prosessanlegg på land

### Forsyningssikkerhet – den store utfordringen de nærmeste årene

Midt-Norge har vært et fokusområde for Statnett i flere år på grunn av en bekymringsfull forsyningssituasjon. Utfordringene er først og fremst knyttet til en tørrårssituasjon med lite vann i magasinene, hvor det vil være behov for større import til området. Vinteren

2009/10 var produksjonskapasiteten i Norden redusert ved at store deler av kjernekraften i Sverige var ute. Dette sammen med en betydelig kaldere vinter enn normalt, samt lite nedbør, førte til lav magasinbeholdning også i Midt-Norge. Overføringskapasiteten inn til Midt-Norge var i vinteren 2009/10 høyt utnyttet, og det var perioder med flaskehals. Situasjonen i Midt-Norge ble karakterisert som stram. Dette til tross for at det samtidig var redusert aktivitet og dermed lavere kraftforbruk ved industrien i området. Området hadde i mai 2010 lavere magasinbeholdning og betydelig mindre snø enn normalen. Midt-Norge har normalt et høyt importbehov, og dette øker i tørrår. Området er svært sårbart for langvarige begrensninger i overføringskapasiteten.

Statnett har de senere år gjennomført og planlagt flere tiltak for sikre kraftforsyningen til Midt-Norge. I 2007 og 2008 ble det installert spenningsregulerende anlegg for å bedre spenningsforholdene og dermed kunne øke overføringskapasiteten inn til området. Forbindelsen fra Klæbu over Nea til Järpströmmen i Sverige er i samarbeid med Svenska Kraftnät forsterket, og endelig løsning ble satt i drift på 420 kV i mars i år. Statnett har også anskaffet reservekraftverk med til sammen 300 MW kapasitet, lokalisert på Tjeldbergodden og på Nyhamna (Aukra), som kan tas i bruk i svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS). Som følge av kgl. resolusjon 26. mars 2010 fikk Statnett anledning til å benytte reservekraftverkene også utenom en ren SAKS-situasjon, dersom det foreligger en driftsforstyrrelse eller en vanskelig driftssituasjon i Midt-Norge. Tillatelsen var begrenset til 31.5.2010. Statnett vil søke om mulighet for utvidet bruk av reservekraftverkene også for vinteren 2010/2011.

Videre er det søkt konsesjon for å bygge en ny 420 kV forbindelse mellom Ørskog på Sunnmøre og Fardal (Sogndal) i Sogn og Fjordane. NVE har gitt konsesjon, men vedtaket er påklaget og saken

behandles nå av Olje- og Energidepartementet. Når denne nettforsterkningen er i drift, vurderes kraftforsyningen til Midt-Norge som tilfredsstillende.

Selv om forsyningssikkerheten for Midt-Norge vurderes som tilfredsstillende kan det likevel være utfordringer mer lokalt. Et eksempel på dette er forsyningen i Orkdalsområdet, hvor det i vinter oppsto en anstrengt situasjon og det ble avbrudd i forsyningen. En ny 66 kV forbindelse mellom Klæbu og Melhus (regionalnett) er planlagt i regi av TrønderEnergi, og klagebehandles nå i OED. Ledningen vurderes som viktig for forsyningssikkerheten i dette området. Videre er det også behov for tiltak for å sikre forsyningen til Averøya/Kristiansundsområdet i forbindelse med økt industriforbruk.

### Ny kraftproduksjon

Det planlegges mye ny vindkraftproduksjon i Midt-Norge. Mye av dette er lokalisert på Fosen og i Snillfjordområdet (inkl Hitra og Frøya), men det er også planer om noe vindkraftverk på Ytre Vikna, Nordmøre og i Romsdalen. Til sammen har NVE pr mai til behandling ca 6500 MW eller nærmere 13 TWh vindkraft i Midt-Norge. Det er tidligere gitt konsesjon til flere vindkraftverk i området som så langt ikke er bygget, blant annet Ytre Vikna og Havsul I, og i juni i år ga NVE konsesjon til fire nye vindkraftverk på til sammen 770 MW på Fosen. Det også planer om ny vannkraft-/småkraftproduksjon, og et omfang på i overkant av 400 MW er pr mai til behandling i NVE. Fra og med 2009 til mai 2010 er det gitt konsesjon til nærmere 60 MW. Småkraften er lokalisert spredt i fylkene, men hovedtyngden er lengst nord og sør i området. Statnett ser det som svært gunstig med etablering av ny kraftproduksjon i Midt-Norge, og ønsker å legge til rette for dette gjennom å planlegge og gjennomføre nødvendige nettforsterkninger.

Utbygging av vindkraft på Fosen og i Snillfjordområdet vil kreve investeringer i ny overføringskapasitet i Midt-Norge. For å legge til rette for vindkraft på Fosen planlegger Statnett en ny 420 kV ledning fra Namsos via Roan til Storheia. Med dette tiltaket kan det tas inn anslagsvis 800 MW vindkraft fra Fosen inn til Namsos. Omfanget begrenses da av kapasiteten i sentralnettet sørover fra Namsos. For å legge til rette for ny vindkraft i Snillfjordområdet og samtidig muliggjøre et større omfang vindkraft på Fosen, planlegger Statnett en videreføring av 420 kV ledningen fra Storheia videre sørover over Trondheimsfjorden via Snillfjord til Trollheim og/eller Orkdal. Det vurderes som aktuelt å starte med utbygging av radielle løsninger til Fosen og Snillfjord, for deretter å knytte forbindelsene sammen over Trondheimsfjorden. Med radiell nettløsning fra Trollheim/ Orkdal til Snillfjord og forutsatt produksjonsfrakobling ved feil i nettet, vil det være mulig å ta inn inntil 1200 MW vindkraft fra Snillfjord-området. En sentral forutsetning for å ta inn særlig ny kraftproduksjon inn mot Orkdal eller Trollheim er imidlertid at 300 kV ledningen mellom Klæbu og Aura er oppgradert til 420 kV, som et

minimum sør for tilkoblingspunktet. En ytre gjennomgående 420-kV forbindelse vil sammen med planlagt spenningsoppgradering mellom Namsos og Klæbu og videre til Aura/Viklandet, gi to parallelle 420 kV ledninger og dermed et sterkt nett gjennom Midt-Norge. Dette vil gi rom for 2000-3000 MW vindkraft i området, avhengig av løsning. Det vil imidlertid oppstå behov for økt overføringskapasitet sørover fra Midt-Norge ved omkring 1600 MW vindkraft på Fosen og i Snillfjordområdet, dog avhengig av omfanget øvrig ny kraftproduksjon i Midt- og Nord-Norge.

Det er utfordringer knyttet til rekkefølgen av utbyggingen av nettforsterkningene for å legge til rette for ny vindkraftproduksjon i Midt-Norge. Før den gjennomgående ledningen over Fosen kan knyttes til i Orkdal eller Trollheim, må 300 kV ledningen mellom Klæbu og Aura (minimum sør for tilkoblingspunktet) være oppgradert til 420 kV. Ledningen kan ikke tas ut for oppgradering før Ørskog-Fardal er i drift. Forsinkelser av Ørskog-Fardal vil dermed også forsinke utbyggingen av nett for vindkraft og dermed vindkraftutbyggingen i Midt-Norge.

Investeringene i nytt nett fra Namsos over Fosen til Trollheim/Orkdal er knyttet til at det blir utbygd tilstrekkelige mengder vindkraft i området. Planleggingen av de nevnte nettforsterkningene for å legge til rette for vindkraftproduksjon må derfor koordineres med planene om vindkraft, og det er inngått samarbeidsavtaler med aktuelle vindkraftutbyggere. Utbyggingsplan vurderes nærmere i forhold til behovet. Den gjennomgående forbindelsen vil imidlertid også være gunstig i forhold til et mulig økt overføringsbehov fra nord til sør, samt i forhold til en fremtidig spenningsoppgradering av den svakeste 300 kV ledningen nordfra inn mot Klæbu og strekningen videre fra Klæbu til Orkdal eller Trollheim (til påkoblingspunktet for den nye ledningen).

Det er også planer om ny vindkraft på Nordmøre. Eksisterende overføringsnett i og ut av nettet på Nordmøre (Nordmøre-ringen) har ikke tilstrekkelig kapasitet til å ta inn planlagt ny vindkraftproduksjon. Statnett har i samarbeid med regionale netteiere nylig gjennomført en studie for å se på fremtidig nettutvikling på Nordmøre med tilknytting av ny produksjon. Aktuelle tiltak som vil bli vurdert/planlagt videre er en ny sentralnettsstasjon med transformering 420/132 kV i Trollheim, kombinert med økt kapasitet i regionalnettet inn mot Trollheim.

Vindkraftverket Havsul I er gunstig lokalisert i forhold til utfordringene med kraftunderskudd i Møre og Romsdal. Realisering av dette krever ikke investeringer i sentralnettet.

Den planlagte nettforsterkningen mellom Ørskog og Fardal er avgjørende for å kunne ta imot planlagt ny små-/vannkraftproduksjon og vindkraftproduksjon på Sunnmøre og i Sogn og Fjordane, da kapasiteten i det eksisterende 132 kV nettet i dette området allerede er fullt utnyttet. Kapasiteten er i dag så begrenset at det har vært nødvendig å si stopp for tilknytning av ny kraftproduksjon som har fått konsesjon etter 1.4.2009.

Når de gjelder den planlagte småkraften for øvrig, vil denne først og fremst ha konsekvenser i forhold til behovet for transformeringskapasitet mellom regionalnett og sentralnettet. Det vil være behov for økt transformeringskapasitet som følge av småkraft/vannkraft i Tunnsjødal (Nord-Norge, se kapittel 9). Kombinasjon av småkraft- og vindkraftplaner medfører behov for transformering i Trollheim, samt økt transformeringskapasitet i Ørskog. Dersom planene om en større utbygging av vindkraftverket på Ytre Vikna realiseres vil det også være behov for økt transformeringskapasitet i Kolsvik (Nord-Norge, se kapittel 9).

Det har vært planer om flere gasskraftverk i Midt-Norge, uten at noen av disse er blitt realisert. Statnett har arbeidet med å legge til rette med nødvendige nettilknytninger både for gasskraftverk på Skogn og Tjeldbergodden. Industrikraft Møre har fått konsesjon, med krav om CO<sub>2</sub> fangst, til å realisere et gasskraftverk på Fræna. Ut fra kraftsituasjonen i Midt-Norge, og spesielt da på Møre, vil et gasskraftverk lokalisert i dette området være gunstig. Statnett vurderer det som svært usikkert om gasskraftverk i Midt-Norge vil bli realisert, og har ikke lagt dette til grunn i våre scenarier.

Et mulig økt kraftoverskudd i Nord-Norge medfører behov for å øke overføringskapasiteten nordfra og inn mot Midt-Norge. Et første tiltak vil være å oppgradere den ene 300 kV ledningen mellom Namsos og Nedre Røssåga, men særlig kapasitetsøkning vil først oppnås når dette kombineres med andre nettforsterkninger i området. I tillegg til planer om mye ny fornybar produksjon nordover i Norge, er det også planer om et betydelig omfang vindkraftproduksjon i nordlige og midtre deler av Sverige. Statnett og Svenska Kraftnät har i samarbeid studert nettløsninger for overføring av ny fornybar kraftproduksjon nord-sør. Behovet for tiltak er naturlig nok avhengig av omfanget ny kraftproduksjon. Med et moderat omfang ny kraftproduksjon vurderes det som gunstig å øke overføringskapasiteten fra Ofoten til Sverige (Porjus) og mellom Svartisen og Røssåga, i tillegg de omtalte nettforsterkningene i Midt-Norge. Med et større omfang ny kraftproduksjon i Nord-Norge vil det være behov for mer omfattende nettforsterkninger, og en løsning med to 420 kV ledninger nordfra inn mot Midt-Norge vurderes som aktuelt. Sistnevnte er avhengig av kapasiteten mellom Nedre Røssåga og Sverige, og må ses i sammenheng med denne. Det er så langt ikke besluttet hvilke tiltak som videreføres mot en konsesjonsprosess.

Mye ny kraftproduksjon i eller også nord for Midt-Norge, vil medføre et behov for økt overføringskapasitet fra Midt-Norge og sørover. Gjennomførte og planlagte tiltak for å øke overføringskapasiteten inn mot Midt-Norge, det vil si både Nea-Järpstrømmen og Ørskog-Fardal, vil også være robuste i forhold til en slik mulig fremtidig situasjon. Ved en større økning av kraftoverskuddet i eller nord for Midt-Norge, vil det tillegg være behov for økt overføringskapasitet sørover

fra Midt-Norge. Det vurderes da som aktuelt som et første tiltak å oppgradere eksisterende forbindelse fra Aura/Viklandet til Fåberg og Frogner (Østlandet). Med dette tiltaket anslås det å gi rom for ca 2000 - 3000 MW vindkraft i Midt-Norge, avhengig av nettløsning fra Snillfjord og blant annet kraftsituasjonen nord for Midt-Norge. Bli omfanget ny kraftproduksjon og dermed kraftoverskuddet tilstrekkelig stort vil det oppstå nye begrensningen knyttet til kapasiteten sørover ut av Midt-Norge. Det vil gjøres nærmere studier av en ny 420 kV forbindelse mellom Midt-Norge og Østlandet.

Med en ytterligere større satsing og utbygging av fornybar produksjon i Nord- og Midt-Norge, kan det være aktuelt å vurdere likestrømsløsninger mellom Nord-Norge og Sør-Norge/Østlandet (VSC HVDC), med eventuelt pålastningspunkt i Midt-Norge. Det vurderes at dette kan være et mulig neste steg, men at det som et første steg bør etableres et sterkere AC-nett nord-sør.

### **Økt kraftforbruk**

Det vurderes etablering av et nytt jernverk på Tjeldbergodden. I forhold til dagens utfordringer med forsyningen i Midt-Norge, vil større forbruksøkninger være krevende for kraftsystemet inntil ny overføringskapasitet (Ørskog-Fardal) er i drift. Avhengig av størrelsen på forbruket, må dette derfor vurderes nærmere

Det vurderes som sannsynlig med et økt kraftforbruk knyttet til elektrifisering av olje-/gassinallasjoner i Norskehavet. Statnett er kjent med at det pågår slike vurderinger, og at det for enkelte installasjoner kan være aktuelt allerede de nærmeste årene. Hvor stort forbruk dette eventuelt vil medføre er så langt ikke avklart. Statnett har vært involvert i forhold til vurdering av aktuelle tilknytningspunkter.

Det kan også bli aktuelt med økt forbruk ved eksisterende eller nye prosessanlegg i Midt-Norge. Aukra/Nyhamna eller Tjeldbergodden vurderes som mest aktuelt i så måte. Det er i dag en 420 kV ledning ut til Nyhamna, mens det til Tjeldbergodden er en 132 kV ledning. Statnett har anbefalt OED om å avslutte klagebehandlingen for den planlagte 420 kV ledningen Ørskog-Nyhamna, med bakgrunn i at det gjennom en dialog med Shell ble klart at nytten av tiltaket ikke sto i forhold til tiltakets omfang og kostnader. Statnett er fortsatt opptatt av å bedre forsyningssikkerheten til eksisterende prosessanlegg (Ormen Lange) på Nyhamna, og ønsker sammen med regionale nettselskaper å se på nye og mer tilpassede løsninger for dette.

Kraftforsyning til olje-/gassinallasjoner på kysten av Midt-Norge, økt kraftforbruk i Kristiansundsområdet/ Akerøya, samt planer om vindkraft på Mørkysten, gjør det aktuelt med forsterkninger av nettet i dette området. Slik dette vurderes pr i dag, er det mest aktuelt med forsterkningstiltak i regionalnettet på 132-kV nivå både på Nordmøre og videre mot/til Romsdalshalvøya. Dette omtales nærmere i regional kraftsystemutredning for Møre og Romsdal. Dersom kraftforbruket knyttet til olje/

gassinstallasjoner i Møre og Romsdal i et lengre perspektiv skulle utvikle seg til å bli større enn det et fremtidig 132 kV nett har kapasitet til, vil 420 kV løsninger kunne vurderes som et neste steg. Statnett har konsesjon fra NVE på en ny 420 kV ledning mellom Trollheim og Tjeldbergodden, knyttet til tidligere planer om et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Det kan også være aktuelt å videreføre den planlagte 420 kV ledningen nordfra til Snillfjord, videre til Fræna.

### 8.3. Utviklingsstrategi i Midt-Norge

Hovedstrategi for å dekke fremtidig overføringsbehov til og innenfor området:

- Bygge ny ledning Ørskog-Fardal (Sunnmøre – Indre Sogn) for å styrke forsyningssikkerheten i Midt-Norge og legge til rette for vind- og vannkraft
- Spenningsoppgradere 300 kV duplex ledningen Klæbu-Namsos, og videre nordover til Nedre Røssåga. Effektivt tiltak som gir økt kapasitet sammen med andre aktuelle nye nettførsterkninger nord-sør.
- Oppgradere 300 kV forbindelsen mellom Klæbu og Aura/Viklandet til 420 kV, for økt overføringskapasitet til Møre og videre sørover. Nødvendig ved ny kraftproduksjon inn til Trollheim/Orkdal, men ikke knyttet kun til dette.
- Bygge nye kraftledninger for å legge til rette for vindkraft. Først en ny ledning fra Namsos til Roan og Storheia for å mate inn vindkraft på Fosen. Videre ny ledning fra Snillfjord til Trollheim eller Orkdal for å mate inn vindkraft fra Snillfjord-området, og en gjennomgående forbindelse over Trondheimsfjorden fra Storheia til Snillfjord ved økt vindkraftproduksjon på Fosen og økt kraftoverskudd lengre nord.
- Ny transformator kapasitet for å legge til rette for småkraft/vannkraft og vindkraft
- Oppgradere 300 kV forbindelsen fra Aura/Viklandet til Østlandet (Frogner) til 420 kV, for å overføre kraftoverskudd som følge av ny fornybar kraftproduksjon sørover. Starte med den svakeste delen Vågåmo-Øvre Vinstra-Fåberg.
- Vurdere ytterligere ny overføringskapasitet mellom Midt-Norge og Østlandet. Spenningsoppgradere (bygge ny og rive eksisterende) 300 kV simplex forbindelsen nordfra inn til Klæbu

Samlet utgjør prosjektene investeringer på nærmere 10 mrd kr de nærmeste 10 årene (2010-2020). Av dette er ca 0,3 mrd kr besluttete eller pågående prosjekter.

### 8.4. Nærmere om de enkelte tiltakene

#### 8.4.1. Nettførsterkningstiltak gjennomført 2005 - medio 2010

Ny 420 kV ledning Viklandet-Fræna og ny Fræna stasjon ble satt i drift i 2006. Forbindelsen er nødvendig for forsyningen av gassterminalen for Ormen Lange på

Nyhamna, men er også viktig i forhold til den øvrige kraftforsyning på Romsdalshalvøya. Nedtransformering i Fræna er et viktig innmatingspunkt for Istad sitt 132 kV regionalnett.

420 kV Fræna-Nyhamna og ny stasjon på Nyhamna ble satt i drift i 2006. Dette er en industriradial for forsyning av gassterminalen for Ormen Lange (ikke sentralnett).

Det ble i 2007 og 2008 installert reaktive kompenseringer i flere stasjoner i Midt-Norge. Det er idriftsatt 900 MVar kondensatorbatterier og 2\*250 MVar SVC anlegg. Formålet med tiltaket var å bedre spenningsforholdene i området, og dermed bedre systemsikkerheten samt heve importkapasiteten inn til Midt-Norge.

Reservekraftverk på Tjeldbergodden og Nyhamna på hver 150 MW ble installert i 2008. Anskaffelsen er knyttet til den forventede krevende kraftsituasjonen i regionen i et mulig tørrår. Stortingsmelding nr 18 (2003-2004) om forsyningssikkerheten for strøm mv ga Statnett et utvidet ansvar for forsyningssikkerheten, og pekte på reservekraft som et mulig virkemiddel for å håndtere perioder med ekstraordinær svikt i nedbøren. Reservekraftverk skal ikke være i ordinær drift, men skal kun startes i sjeldne og svært anstrengte kraftsituasjoner, etter formell søknad og godkjenning av NVE.

Klæbu – Nea – Järpstrømmen er i samarbeid med Svenska Kraftnät spenningsoppgradert fra 300 kV til 420 kV. Strekningen Klæbu-Nea ble spenningsoppgradert i 2005, men ble driftet på 300 kV inntil resten av strekningen var ferdig. Klæbu – Nea – Järpstrømmen på 420 kV ble satt i full drift våren 2010. Mellom Nea og Järpstrømmen er det bygget en ny 420 kV forbindelse, og eksisterende 300 kV er revet. I Nea er det bygget nytt 420 kV anlegg, og 300 kV anlegget er sanert. Tiltaket er et av flere viktige tiltak for å sikre kraftforsyningen til Midt-Norge.

Transformeringskapasiteten 420/132 kV i Ørskog er økt (2010) ved at det er gjennomført tiltak for bedre kjøling av begrensende kabel inn mot transformatoren. Transformatoren i Ørskog er dermed ikke lenger den første begrensningen for ny småkraftproduksjon i området. I kombinasjon med ny gjennomgående 132 kV ledning mellom Hareid og Sula (Tussa Nett og Tafjord Kraftnett) som i driftsettes høsten 2010, gir tiltaket mulighet for innmating av noe ny produksjon inn mot sentralnettet i Sykkylven og Ørskog. 132 kV nettet sørfra inn mot Ørskog er imidlertid fortsatt høyt belastet.

#### 8.4.2. Meldte og konsesjonssøkte nettinvesteringer

En ny 300 (420 kV) ledning mellom Verdalen og Fibortangen transformatorstasjoner har konsesjon. Tiltaket er knyttet til Industrikraft Midt-Norges planer om gasskraftverk på Skogn (har konsesjon). Realisering av ledningen vil være avhengig av om gasskraftverket blir bygget. Konsesjonen ble gitt 29.11.2000 og er forlenget til 1.1.2012.

Ny 420 kV mellom Ørskog på Sunnmøre og Far-

dal i Sogn og Fjordane ble konsesjonssøkt i februar 2007, og fikk konsesjon fra NVE i juni 2009. Vedtaket er påklaget. Det viktigste formålet med tiltaket er å sikre kraftforsyningen i Midt-Norge. Tiltaket omfatter også flere nye transformeringspunkter underveis, med transformering 420/132 kV i Ørsta/Haugen, Åskåra/Ålfoten, Moskog, Høyanger og Fardal/Sogndal. Transformeringen er til dels viktig for å sikre kraftforsyningen regionalt/ lokalt, men også ikke minst i forhold til å kunne ta imot ny fornybar kraftproduksjon, særlig småkraft/vannkraft som planlegges i området mellom Ørskog og Fardal. Dagens 132 kV sentralnett i dette området har svært begrenset kapasitet til å ta imot ny kraftproduksjon. Alternative traseløsninger i nord er utredet etter pålegg fra OED, og Statnett er bedt om å søke konsesjon på en ny transformatorstasjon i Sykkylven med tilhørende sanering av eksisterende 132 kV kraftledning Ørskog – Sykkylven - Haugen. Man kan da utnytte den frigjorte traseen til en nye 420 kV ledning på østsiden av Hjørundfjorden. På grunn av ledningens viktighet for forsyningen av Midt-Norge, har Statnett anmodet OED om at det åpnes for å gi delvedtak på strekningen Sogndal – Ørsta, mens strekningen Ørsta – Ørskog tas under nye konsesjonsbehandling, slik at prosjektet snarest mulig kan videreføres inn i byggefasen. Denne forbindelsen er også avgjørende i forhold til framdriften på utviklingen av sentralnettet i Midt-Norge.

Ny 420 kV radial Namsos-Roan ble konsesjonssøkt i november 2007. Tiltaket er nødvendig for å kunne ta inn ny vindkraft på Fosen, og åpner for ca 800 MW vindkraft før det oppstår begrensninger i sentralnettet nord-sør. Med bakgrunn i at planer om vindkraft lengre sør på Fosen, ved Storheia, fremstår som svært aktuelle både fra NVEs side og regionale og lokale myndigheter, konsesjonssøkte Statnett forlengelse av 420 kV ledningen fra Roan til Storheia i mai 2009. Denne strekningen var tidligere meldt som en del av ny 420 kV Roan-Trollheim. NVE ga i juni i år konsesjon på ny 420 kV ledning Namsos-Roan-Storheia, samtidig med konsesjon til fire vindkraftverk i samme område. Det planlegges med idriftsettelse i 2014, men dette er avhengig av utvikling av vindkraften i området og forpliktelser fra vindkraftaktørene.

Ny 420 kV ledning fra Roan (Fosen) til Trollheim ble meldt i januar 2008. Strekningen fra Storheia og over Trondheimsfjorden til Snillfjord og videre til Trollheim og Orkdal ble konsesjonssøkt i mai 2010. Det vurderes som et aktuelt første trinn å bygge en 420 kV ledning fra Snillfjord til Trollheim/Orkdal, for å legge til rette for vindkraftproduksjon i Snillfjordområdet. Dette forutsetter da at 300 kV ledningen mellom Klæbu og Aura er oppgradert til 420 kV, eller som et minimum strekningen sør for Trollheim eller Orkdal (avhengig av tilknytningspunkt). For å kunne ta imot et større omfang vindkraft på Fosen og styrke nettkapasiteten nord-sør gjennom Midt-Norge, er det som et neste steg aktuelt å bygge en gjennomgående forbindelse over Trondheimsfjorden, mellom

Storheia og Snillfjord. Disse tiltakene planlegges i drift i perioden 2015-17. Tidsplanen for dette tiltaket er avhengig av fremdriften på Ørskog-Fardal og spenningsoppgraderingen av Klæbu-Aura, i tillegg til forpliktelser fra vindkraftaktørene.

Spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV duplex ledning Klæbu-Namsos til 420 kV ble konsesjonssøkt i juni 2010. Tiltaket vurderes som en effektiv og hensiktsmessig måte å bidra til økt kapasitet nord-sør gjennom Midt-Norge på. Tiltaket vil isolert sett ikke medføre særlig ny overføringskapasitet, da den andre og svakeste 300 kV ledningen nord-sør gjennom Midt-Norge fortsatt begrenser. Sammen med en ny 420 kV ledning fra Namsos til Møre vil tiltaket imidlertid medføre betydelig kapasitetsøkning. På deler av strekningen er selve ledningen allerede oppgradert, som et ledd i FoU-prosjekt for «arbeid under spenning». Planen er å oppgradere resten av ledningen og tilhørende stasjoner i løpet av 2013. Tiltaket omfatter nye 420/132 kV transformatorer i Namsos, Verdal og Ogdal.

Ny 420 kV forbindelse Ørskog-Nyhamna fikk konsesjon fra NVE, men ble påklaget til Olje- og Energidepartementet. Begrunnelsen for ledningen var tosidig kraftforsyning til prosessanlegget på Nyhamna (Ormen Lange) og forsyningssikkerheten på Sunnmøre. Forsyningssikkerheten på Sunnmøre løses nå gjennom planlagt 420 kV Ørskog-Fardal, og nytten av tiltaket er derfor nå i all hovedsak knyttet opp mot prosessanlegget på Nyhamna. Etter at Shell som operatør for anlegget, nå har meldt om at de ikke ser behov for dette tiltaket, har Statnett anbefalte OED å avslutte klagebehandlingen. Nyttan av tiltaket står ikke i forhold til kostnaden.

#### **8.4.3. Andre aktuelle tiltak de nærmeste 10 år**

Oppgradering av eksisterende 300 kV simplex ledning Klæbu-Aura/Viklandet til 420 kV. Overføringskapasiteten mellom Klæbu og Møre (Klæbu-Aura/Viklandet) er i perioder i dag relativt høyt belastet. Med mulig ny vindkraftproduksjon i Midt-Norge og økt kraftoverskudd fra nord, vil kapasiteten mellom Klæbu og Møre bli en begrensning. Det vurderes som nødvendig å øke kapasiteten her for det kan komme inn særlig omfang vindkraft fra Snillfjord eller via en ytre forbindelse fra Namsos til Møre. Det planlegges med idriftsettelse i 2016, men ombyggingen (som et minimum sørfra til påkoblingspunktet fra Snillfjord) kan først gjøres etter at Ørskog-Fardal er i drift.

Oppgradering av eksisterende 300 kV ledning mellom Aura/Viklandet og Østlandet (Frogner) til 420 kV vurderes som et aktuelt tiltak for å overføre et større omfang ny produksjon og dermed et kraftoverskudd sørover i Norge. I en slik situasjon vil Norge få et større kraftoverskudd som skal eksporteres ut av landet, blant annet på kabelforbindelser ut fra Sør-Norge. Det skal gjøres en vurdering av mulighetene og hensiktsmessigheten av å spenningsoppgradere ledningen, og eventuelt kartlegge andre løsninger. For-



løpige vurderinger indikerer at det er hensiktsmessig å starte med en oppgradering av den svakeste delen av ledningen mellom Vågåmo og Fåberg (nybygging og riving av eksisterende ledning).

Det vil installeres reaktorer i Viklandet, Klæbu og Nea for å bedre spenningsforholdene i Midt-Norge.

Ny transformatorstasjon med transformering 420/132 kV i Trollheim vurderes som et nødvendig tiltak for å kunne ta imot ny fornybar kraftproduksjon i Nordmøre-ringen. Tiltaket er også gunstig i forhold til å avlaste 132 kV ledningene Ranese-Aura og Nordheim-Kristiansund, som i perioder kan være begrensende allerede i dag. Tiltaket er et alternativ til en reinvestering/forsterkning av 132 kV ledningene Ranese-Aura og Orkdal-Trollheim.

Økt transformeringskapasitet i eksisterende stasjoner mellom sentralnett og regionalnett som følge av ny fornybar kraftproduksjon, er aktuelt i Tunnsjødal (område Nord) og Ørskog. Dersom Ytre Vikna vindkraftverk bygges med høy kapasitet er det aktuelt med økt transformeringskapasitet i Kolsvik (område Nord), og dersom planlagt ny vindkraftproduksjon på Nord-Fosen mates inn mot Namsos på ny 132 kV

ledning er det aktuelt med ny transformering 420/132 kV også i Namsos.

#### 8.4.4. Andre aktuelle større tiltak på lengre sikt

Ny overføringskapasitet fra Midt-Norge og sørover til Østlandet vurderes som aktuelt på lengre sikt, dersom større mengder ny kraftproduksjon utvikles i Midt- og Nord-Norge.

Ny 420 kV Tjeldbergodden-Vinjøra – (Trollheim) er et aktuelt forsterkningstiltak ved et eventuelt fremtidig større forbruk knyttet til olje/gassvirksomhet eller eventuelt ved et større omfang ny kraftproduksjon lokalisert på Tjeldbergodden. Dersom det allerede er bygget en ledning relatert ny vindkraftproduksjon fra Snillfjord inn til Trollheim, er en mulighet å knytte seg til denne ved å etablere en koblingsstasjon på Vinjøra i Hemne kommune. Statnett fikk i 2006 konsesjon fra NVE på en ny 420 kV ledning Tjeldbergodden-Trollheim, knyttet til tidligere planer om et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Et alternativ til en 420 kV løsning, og som vurderes som like aktuell, vil være økt kapasitet ved nye 132 kV ledninger. Løsning må tilpasses behovet.

## 8.5. Oversikt over prosjekter for perioden 2010 – 2020

Oversikt over tiltak som er igangsatt eller planlagt igangsatt kommende 10-års periode

Prosjekt	Konsesjons-søknad	I drift	Mill.kr 2010	Kommentar / begrunnelse
Ørskog – Fardal	2007	2014/15	3600	Forsyningsikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon
Spenningsoppgradering Klæbu-Namsos	2010	2013	430	Økt overføringsbehov nord-sør / ny kraftproduksjon
Spenningsoppgradering Klæbu – Orkdal – Aura/Viklandet		2016-17	750	Økt overføringsbehov nord-sør / ny kraftproduksjon
Stasjonsløsning reservetransformator Verdal		2011	60	Forsyningsikkerhet
Kapasitetøkning 132 kV Brandhol – Grytten		2011	10	Ny småkraft-/vannkraftproduksjon
Reaktorer Midt-Norge: Viklandet, Klæbu og Nea,		2013	170	Spenningsforhold
Ny transformatorstasjon i Trollheim		2014	210	Ny fornybar kraftproduksjon
Namsos-Roan-Storheia (Fosen)	2007 og 2009	2014	850	Ny vindkraftproduksjon og økt overføringsbehov nord-sør
Storheia-Snillfjord-Orkdal/Trollheim (Ytre ledning over Fosen)	2010	2017-20	1 900	Ny vindkraftproduksjon og økt overføringsbehov nord-sør
Spenningsoppgradering Viklandet-Fåberg		2017-2020	1 800	Økt overføringsbehov nord-sør / ny kraftproduksjon
Ny transformator i Namsos/Roan		2017-2020	70	Ny vindkraftproduksjon

Mulige tiltak etter 2020:

- Økt kapasitet Midt-Norge – Østlandet
- Ny 420 kV ledning Tjeldbergodden – Trollheim
- Spenningsoppgradering simplex-ledningen Tunnsjødal-Klæbu



# 9

## Nettutvikling Nord-Norge

### 9.1. Om området

Nord-Norge består i denne sammenheng av Finnmark, Troms, Nordland samt deler av Nord-Trøndelag. Området har samlet sett et kraftoverskudd på ca 4,8 TWh i et normalår.

Finnmark (øst for Goulas i Nord-Troms) har et kraftoverskudd på 0,6 TWh. I dette området er det mye uregulerbar vannkraftproduksjon som gir sesongmessige variasjoner med et større kraftoverskudd på sommeren, og ditto underskudd om vinteren. For Nordland og Troms er det samlet sett et kraftoverskudd på ca 4,2 TWh, men området nord for Ofoten har et kraftunderskudd på vinteren. I enkelte perioder med høyt forbruk og lite vann i magasinene, er det utfordringer knyttet til forsyningen av området mellom Ofoten og Goulas, og det har blant annet i perioder vært nødvendig å drifte nettet med redusert driftssikkerhet (N-0).

Flytmønsteret for regionen er i stor grad til Midt-

Norge, som er et underskuddsområde. Det flyter også en god del kraft til Sverige over Ofoten og Røssåga og videre sørover til underskuddsområdene i Sør-Sverige og Østlandet.

Frem mot 2018 forventes en gradvis svekket kraftbalanse for Finnmark, til et kraftunderskudd på 2,0 TWh. Dette først og fremst som følge av planlagt økning av kraftforbruket innen petroleumsindustrien ved Hammerfest ved Goliat-utbyggingen, økt uttak ved Snøhvit trinn 1 og Snøhvit trinn 2. Dette er forbruk med lang brukstid og lite sesongvariasjoner. Det foreligger omfattende planer om vindkraftutbygging i Finnmark, og den antatte økningen av kraftforbruket i området med tilhørende nødvendige nettforsterkninger kan gi rom for en god del ny vindkraftproduksjon. Det er her forventet noe ny vindkraft i drift i frem mot 2015-2018.

Nordland og Troms er regioner med mye industri. Dessuten er mange av landets største vannkraftverk lokalisert her. For Nordland og Troms samlet, forventes



**FIGUR 9.1:** Aktuelle tiltak for Nord-Norge



det for stadium 2015 en økning av kraftoverskuddet med ca 2,5 TWh til 6,7 TWh. Dette skyldes i hovedsak ny småkraft- /vannkraftproduksjon, men også noe vindkraft.

Fram mot 2025 viser de fleste vurderinger et fortsatt kraftunderskudd i Finnmark, men som er noe bedret i forhold til 2015-2018 som følge av ny vindkraftproduksjon. Viktig vil være om det etableres petroleumsindustri øst i Finnmark, som forutsettes forsynt fra nettet. Det er nå inngått prinsippavtale mellom Norge og Russland om hvor grensene i «gråsonen» i Barentshavet skal gå, og det legges opp til at delelinjeprinsippet benyttes. Om dette øker mulighetene for at det blir etablert petroleumsindustri i Øst-Finnmark er for tidlig å si noe om, men det er uansett ikke aktuelt med produksjon fra nye felter i dette området før nærmere 2025.

I Nordland/Troms forventes det frem mot 2025 en ytterligere økning i ny fornybar kraftproduksjon, både vindkraft og småkraft. Økt kraftproduksjon vil kunne oppveie et eventuelt økt forbruk innen petroleumsindustri, enten på Nordlandskysten eller som elektrifisering av installasjoner i Norskehavet. Det planlegges nå oppstart av leteboring utenfor Lofoten og Vesterålen, og det er skapt en viss forventning om at det er en del funn i dette området. Tidligste idriftsettelse av eventuelle petroleumsanlegg i dette området er ca 2020-2025.

I de fleste vurderingene frem mot 2025 oppveies en økning av produksjon i Nordland av økt forbruk først og fremst i Finnmark, slik at den samlede kraftbalansen blir omtrent som i dag. Forbruks- og produksjonsendringene medfører en økt kraftflyt nordover fra Nordland til Finnmark. Et visst omfang av ny kraftproduksjon i Nordland og videre nordover kan dermed etableres uten at det medfører økt kraftflyt sørover. I en situasjon med betydelig ny fornybar kraftproduksjon kan det samlede kraftoverskuddet

for Nord-Norge være i overkant av 5 TWh, noe som også vil medføre økt kraftflyt sørover og mot Sverige. Ved økt produksjon og dermed overskudd i nordre del av Nordland, Troms eller Finnmark, vil mesteparten av kraftflyten flyte mot Sverige fremfor sørover i Norge. Dette skyldes et betydelig sterkere svensk nett og dermed lavere elektrisk motstand i det svenske nettet.

## 9.2. Hovedutfordringer i Nord-Norge

Hovedutfordringer for kraftsystemet i Nord-Norge på kort og lang sikt:

- Forsyningsikkerhet for Finnmark.
- Forsyningsikkerhet for Lofoten og Vesterålen.
- Kraftforsyning til ny næringsvirksomhet (petroleumsindustri og annen industri) i Finnmark.
- Ny småkraft- og vannkraftproduksjon, spesielt i Nordland.
- Ny vindkraftproduksjon i hele området.

Statnetts fokus i nordlige del av regionen er nå i første rekke knyttet til forsyningsikkerheten og forsyningen av planlagt nytt kraftforbruk i Finnmark, herunder elektrifisering av oljefeltet Goliat utenfor Hammerfest samt økt forbruk ved gruvedriften i Sydvaranger. Sydvaranger forventes i full drift i 2011, Goliatfeltet forventes i drift i 2013, da delvis forsynt fra land og med mulig full elektrifisering fra 2017. I tillegg er det aktuelt med en utvidelse av LNG anlegget på Melkøya (Snøhvit trinn 2). Snøhvit, trinn 2, kan etter de siste vurderinger være idrift i 2018. Det er også muligheter for økt kraftbehov ved eksisterende anlegg på Melkøya (Snøhvit trinn 1). Samlet sett vil dette kunne medføre en forbruksøkning i Finnmark på inntil ca 500 MW eller ca 3,5 TWh, noe som er mer enn en dobling av forbruket i Finnmark i dag. Videre har Klima- og forurensningsdirektoratet (tidligere SFT) pålagt Statoil å utrede CO<sub>2</sub>-rensing på det eksisterende energianlegget ved Snøhvit. Statoil

levert mai 2010 en utredning av alternative løsninger av hva de ønsker å gå videre med, og Statoil vil innen sommeren 2011 levere den endelige utredningen til direktoratet. Statoil har anbefalt å gå videre med å utrede elektrifisering som CO<sub>2</sub>-reducerende tiltak, ved at en større andel av energiforbruket på Snøhvit dekkes fra kraftnettet.

Den planlagte forbruksøkningen vil ikke kunne forsynes med eksisterende overføringsnett mellom Ofoten og Hammerfest. Statnett har derfor konsesjonssøkt en ny 420 kV ledning fra Ofoten, via Balsfjord til Hammerfest. Ofoten - Balsfjord vil kunne tidligst være idrift i 2014, og Balsfjord-Hammerfest i 2016. Forsterkningene muliggjør bl.a. elektrifisering av Goliat og Snøhvit, trinn 2. Statnett arbeider nå for å få idriftsatt strekningen Ofoten- Balsfjord så tidlig som mulig, blant annet av hensyn til forsyningssikkerheten i regionen. Strekningen Balsfjord – Hammerfest vil også forberedes for snarlig utbygging. Nettforsterkningstiltakene vil også legge til rette for ny kraftproduksjon i Troms og vest i Finnmark, hvor det er planer om et større omfang vindkraftproduksjon.

Kraftnettet videre østover i Finnmark har også begrenset overføringskapasitet, og er lite fleksibelt i forhold til endringer i forbruk eller produksjon. For å bedre forsyningssikkerheten i Finnmark, samt legge til rette for økt kraftforbruk øst i Finnmark, meldte Statnett i juni 2010 en ny 420 kV ledning fra Skaidi til Varangerbotn. En slik ledning vil også legge til rette for ny vindkraftproduksjon øst for Skaidi, hvor det også er planer om et betydelig omfang vindkraft.

Dersom en større forbruksøkning i Finnmark skal forsynes fra kraftnettet, og det forutsettes N-1 drift (uten belastningsfrakobling ved avbrudd), vil en løsning med kun en ny 420 kV ledning fra Balsfjord til Hammerfest ikke være tilstrekkelig. (Det parallelle 132 kV nettet er ikke sterkt nok til å sikre forsyningen ved utfall av den nye 420 kV ledningen.) Det mest aktuelle alternativet synes da å være en videreføring av kraftledningen fra Skaidi og østover til Varangerbotn og derfra videre ned til 420 kV nettet i Finland (Pirttikoski). En slik gjennomgående 420 kV ring («Arctic Circle», se nærmere omtale under) vil gi et sterkt nett lengst nord i Norge og Norden, og vil være robust i forhold til endringer i både kraftforbruk og produksjon. En slik forbindelse på 420 kV vil også åpne for mulighetene til å sanere noe av dagens 132 kV i Finnmark, som etter hvert vil ha behov for betydelige reinvesteringer. Et alternativ til å knytte nettet i Finnmark tettere sammen med Finland er å bygge en ekstra 420 kV ledning i tillegg fra Balsfjord og nordover.

Det pågår sonderinger mellom Norge og Russland med tanke på noe økt import fra Russland. En større kapasitetsøkning til Russland for kraftutveksling, med nødvendige «back to back» løsninger (behov for omformere mellom to forskjellige asynkrone nett), vurderes som mindre aktuelt frem mot 2025.

Driften av 132 kV nettet inn mot Hammerfest den siste vinteren har vist at den reelle kapasiteten fra

Skaidi til Hammerfest ikke er tilfredsstillende i forhold til å forsyne eksisterende forbruk. Begge ledningene eies og driftes av Hammerfest Energi. Det vil derfor innen utgangen av 2010 bli gjennomført en systemanalyse av dette området med forslag til løsninger på kort og noe lengre sikt. Dette vil være tiltak for å heve kapasiteten mellom Skaidi og Hammerfest før en ny planlagt 420 kV ledning kommer i drift. Et aktuelt tiltak vil være å installere nye kondensatorbatterier. Størrelse og plassering vurderes i prosjektet.

Forsyningen til Lofoten og Vesterålen har de siste årene til tider vært anstrengt. Det er perioder av året, spesielt i tunglast, hvor forsyningssikkerheten er redusert. Sist vinter har en rekke utfall i Lofotringen skapt utfall av forbruk og anstrengte driftsforhold. Flere av ledningene i området er gamle og har lav kapasitet. I tillegg er det flere kritiske sjøkabler (oljekabler) i området. Det er satt i gang et eget program for å redusere konsekvensen ved kablefeil. Utfall av enkeltledninger kan medføre at hele eller deler av området kan bli strømløst. Det er også utfordringer med lave spenninger. Det vil derfor i løpet av kommende år bli gjennomført en systemanalyse av hele dette området med forslag til løsninger på kort og lang sikt. Lofotringen eies i dag av Lofotkraft og Trollfjord Kraft, men det arbeides med å få dette inn i sentralnettet.

Det forventes ikke petroleumsaktivitet i Lofoten og Vesterålen før år 2025.

Det planlegges utbygging av mye ny småkraft i nord, spesielt i Nordland. For sentralnettet vil dette i første omgang ha konsekvenser i forhold til behovet for transformeringsskapasiteten mellom regional og sentralnettet. I tillegg vil det være utfordringer i distribusjons- og regionalnettene. Det vil være behov for å vurdere økt transformeringsskapasitet som følge av småkraft/vannkraft flere steder i området, for eksempel i Tunnsjødal, Trofors (også vind), Rana, Svartisen, Kvandal, Ofoten, Kvandal og ved Oteren i Troms. Et mulig økt kraftoverskudd samlet sett i Nord-Norge, og da spesielt i Nordland og Troms, som følge av ny fornybar produksjon, vil medføre behov for å øke overføringskapasiteten fra Ofoten og sørover/ østover til Midt-Norge og Sverige.

I tillegg til planer om mye ny fornybar produksjon nordover i Norge, er det også planer om et betydelig omfang vindkraftproduksjon i nordlige og midtre deler av Sverige. Statnett har tidligere studert en løsning med ny kapasitet nord-sør i Norge isolert sett og konkludert med at dette tiltaket alene ikke er godt egnet uten at det kombineres med andre tiltak og ses i sammenheng med utviklingen av overføringsnettet til og i Sverige. Statnett og Svenska Kraftnät har nå i samarbeid studert nettløsninger for overføring av ny fornybar kraftproduksjon nord-sør. Behovet for tiltak er naturlig nok avhengig av omfanget av ny produksjon som realiseres. Med et moderat omfang av ny kraftproduksjon vurderes det som en aktuell. Løsning først å øke overføringskapasiteten fra Ofoten til Sverige (Porjus) og mellom Svartisen og Nedre Røssåga.

Løsningen er så langt ikke endelig landet, og det vil i løpet av høsten 2010 sees nærmere på alternativer, blant annet styrbare løsninger.

Med et større omfang av ny kraftproduksjon i nord vil det være behov for mer omfattende nettforsterkninger for å få ut overskuddskraften. En løsning med to 420 kV ledninger fra Ofoten til Midt-Norge vurderes da som aktuell, men da i kombinasjon med løsninger mot Sverige. Spenningsoppgradering planlegges for å øke kapasiteten sydover. Spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV duplex-ledning fra Nedre Røssåga via Tunnsjødal til Namsos til 420 kV, vurderes som en effektiv og hensiktsmessig måte å bidra til økt overføringskapasitet nord-sør gjennom Nordland til/i Nord-Trøndelag på. Tiltaket er aktuelt som en videreføring etter spenningsoppgradering i Midt-Norge fra Klæbu og opp til Namsos. Tiltaket vil isolert sett ikke medføre særlig ny overføringskapasitet, da den svakeste 300 kV ledningen nord-sør fortsatt begrenser. Sammen med f.eks. en ny 420 kV ledning fra Ofoten til Nedre Røssåga, og spenningsoppgradering av den svakeste 300 kV ledningen sørover til Midt-Norge, forventes imidlertid å medføre betydelig kapasitetsøkning. Spenningsoppgraderinger må også ses i sammenheng med kapasiteten fra Nedre Røssåga til Sverige. I tillegg til tradisjonelle AC-løsninger vil styrbare løsninger (HVDC) også være aktuelt å vurdere nærmere.

Ved en eventuell fremtidig olje-/gassvirksomhet utenfor Nordland, kan det være aktuelt å legge et prosessanlegg i distriktet, eventuelt kan det være aktuelt å elektrifisere installasjoner i Norskehavet. Kraftforsyning av dette forbruket forutsetter at det etableres en ny forbruksradial fra sentralnettet til prosessanlegget. Planer for utbygging av petroleumsfelter i Norskehavet utredes nå, og elektrifisering fra land er et av forsyningsalternativene som utredes. I den forbindelse har Svartisen og Kolsvik vært nevnt som mulige utgangspunkter for en slik landføring.

#### **Arctic Circle – samarbeidsprosjekt med Fingrid:**

Statnett har igangsatt et prosjekt sammen med finske Fingrid, der en vurderer hvordan nettet i nord kan utvikles på lengre sikt. Blant annet vurderes en 420 kV ring-forbindelse, kalt Arctic Circle. Prosjektet skal vurdere behovet for nettkapasitet ved økt forbruk i Hammerfest-området og/eller lenger øst, vurdere alternative nettforsterkningstiltak, herunder en ring-forbindelse til Finland via Varangerbotn eller en dublering av 420 kV forbindelsen fra Ofoten.

Prosjektet skal også ta hensyn til planer om ny fornybar produksjon i Nordland, Troms og Finnmark, men også i de nordlige områdene i Sverige og Finland, samt planlagt ny kjernekraft i Nord-Finland. Prosjektet skal vurdere hvor mye ny produksjon som kan tilkobles nettet ved de ulike nettforsterkningsalternativene, både lengst i nord i Norge, Sverige og Finland.

### **9.3. Utviklingsstrategi i Nord-Norge**

Hovedstrategi for å dekke fremtidig overføringsbehov til og innenfor området:

- Ny 420 kV ledning Ofoten-Balsfjord for å bedre forsyningssikkerheten og forsyne nytt planlagt kraftforbruk.
- Ny 420 kV ledning Balsfjord-Hammerfest for å forsyne planlagt nytt kraftforbruk i Finnmark. Gir rom for betydelig vindkraftproduksjon (og annen ny produksjon) i Troms og vest i Finnmark.
- Forsterkning fra Ofoten/Rana og sørover og/eller til Sverige ved økning av kraftoverskuddet i Nord-Norge. Løsning er ikke endelig avklart.
- Spenningsoppgradering i Nordland mot Midt-Norge. Utvikling avhengig av omfanget ny kraftproduksjon.
- Nye stasjoner og transformatorer for å ta imot ny småkraft og vindkraft.
- Ny 420 kV linje Skaidi-Varangerbotn og Varangerbotn-Finland for å sikre kraftforsyningen ved større kraftforbruk i Finnmark. Dette gir også rom for større mengder vindkraft i Finnmark.
- Tiltak i Lofoten og Vesterålen for å bedre forsyningssikkerheten på kort og lang sikt.

Samlet utgjør prosjektene investeringer på ca 9-10 mrd kr de nærmeste 10 årene (2011–2020), hvorav 0,7 mrd kr er allerede er besluttet eller under utbygging. Frem til 2025 foreligger det prosjekter for i alt 13-14 mrd kr.

### **9.4. Nærmere om de enkelte tiltakene**

#### **9.4.1. Nettforsterkningstiltak som er gjennomført 2005- medio 2010**

Transformatorstasjonen i Skaidi ble utvidet med to 132 kV felt og ombygd til dobbel samleskinne i 2005, i forbindelse med byggingen av 132 kV forbindelser fra Skaidi til Hammerfest og Statoils anlegg på Melkøya (Snøhvit I). Kraftforbruket for Snøhvit I (200-225 MW) forsynes fra fem gassturbiner. Behovet vil øke etter hvert som trykket i brønnene synker. Gassturbinene dekker også et varmebehov, tilsvarende ca 150-170 MW.

Ny 132/66 kV transformering i Adamselv kraftverk ble etablert i 2006. Tiltaket var knyttet til etablering av vindkraftverk på Gartefjellet ved Kjøllefjord. Ved overgangen til 132 kV forsyning til Hammerfest ble det frigitt en 132/66 kV transformator på 42 MVA. Denne ble så flyttet til Adamselv i 2006.

Ny 132/66 transformator i Alta kraftverk (Sautso) (30 MVA) ble etablert i 2007 i forbindelse med Nord-Troms Kraftlags nye 66 kV ledning Sautso-Kautokeino. Formålet med tiltaket er å øke forsyningssikkerheten til Kautokeino.

Kondensatorbatterier i Nedre Røssåga samt kondensatorbatterier og SVC-anlegg i Tunnsjødal ble installert i 2007/2008. Dette med henblikk på å bedre spenningsforhold og øke kapasiteten i nettet inn mot Midt-Norge.

#### **9.4.2. Større nettførsterkningstiltak som er besluttet / under bygging**

Ny 132 kV ledning Varangerbotn-Skogfoss bygges nå 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. Planlagt idriftsettelse er høsten 2013.

I Varangerbotn transformatorstasjon er det besluttet å rehabilitere stasjonen, i hovedsak grunnet høy alder og utgått teknologi på eksisterende anlegg. 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.

Økning av transformatorkapasiteten i Narvik transformatorstasjon og fornying av 132 kV apparat- og kontrollanlegget gjennomføres for å sikre forsyningen til Narvik by. Tiltaket skal etter planen være ferdig i 2011.

Ny stasjonsløsning i Svartisen omfatter tilrettelegging for nytt aggregat i Svartisen kraftverk. Løsningen innebærer bygging av nytt 420 kV friluftsanlegg. Tiltaket skal være idrift høsten 2010. Eksisterende SF<sub>6</sub> anlegg vurderes som er lite hensiktsmessig å utvide, og kan fases ut.

Høsten 2008 ble det vedtatt anskaffet 6 reservetransformatorer, hvorav 4 er innen område Nord-Norge. Grunnet lange bestillingstider vil transformatorene leveres i løpet av 2010 og 2011: Adamselv (132/66 kV 80 MVA), Kanstadbotn (145 kV, 40 MVA) og Nedre Røssåga (420/300 kV, 1000 MVA) i 2010, og Varangerbotn (220(420) kV/132 kV, 200 MVA) i 2011.

I Sortland er det besluttet økt transformatorkapasitet. For å dekke opp eksisterende forbruk og forventet forbruksøkning må det installeres 2 nye hovedtrafoer 80/80/40 MVA 132/66/22 kV transformatorer i transformatorstasjonen. Tiltaket skal etter planen være ferdig i 2012.

Temperaturoppgradering til 80 °C er vedtatt for flere 132 kV ledninger, Lakselv-Adamselv, Alta-Alta Kraftverk, Balsfjord – Skibotn, Skibotn – Guolas. Alta-Kvæningen 1 og Kvæningen-Nordreisa 1 vurderes også temperaturoppgradert. Tiltakene vil bli gjennomført i løpet av 2011.

#### **9.4.3. Meldte og konsesjonssøkte nettinvesteringer**

Ny 420 kV ledning Ofoten-Balsfjord ble meldt i 2008, og konsesjonssøkt i mai 2010. Formålet med tiltaket er å bedre forsyningssikkerheten og legge til rette for forbruksvekst med ny næringsvirksomhet i Nord-Norge. Det er allerede i dag perioder med flaskehals over Ofoten-snittet som løses med spesialreguleringer og tidvis også N-0 drift. Med henblikk på gjenåpning av gruvedriften i Syd-Varanger, utbygging av Goliat-feltet og ønske om økt kraftuttak på Snøhvit I, er det fokus på å legge opp en prosess med henblikk på å kunne idriftsette Ofoten-Balsfjord så tidlig som mulig (2014).

For Bardufoss transformatorstasjon, som inngår som en del av ledningsprosjektet Ofoten-Balsfjord, er det vedtatt å skille ut Bardufoss som en egen konsesjonssøknad for å ha mulighet til å forsere utbyggingen av stasjonen. Dette for å legge til rette for at planlagt ny reaktor kan plasseres som en permanent løsning, samt at en opprettholder forsyningssikkerheten ved sanering av Kvandal-Straumsmo-ledningene.

Ny 420 kV ledning Balsfjord-Hammerfest ble meldt i 2007 og konsesjonssøkt våren 2009. Tilleggssøknad vil bli sendt høsten 2010. Bardufoss vurderes nå som et bedre utgangspunkt for ledningen enn Balsfjord. Ledningen er nødvendig for å kunne forsyne forventet forbruksvekst som nevnt over. Det planlegges med transformering i Nordreisa, Alta og Skaidi i tillegg til endepunktene. Ofoten-Balsfjord og Balsfjord-Hammerfest vil sammen med økt forbruk legge til rette mye nye fornybar kraftproduksjon nord for Ofoten.

Ny 420 kV ledning Skaidi-Varangerbotn ble meldt i mai 2010. Ledningen er planlagt som en del av en fremtidig «Arctic Circle» i norområdene. Begrunnelsen for tiltaket er at eksisterende 132 kV nett i Finnmark har lite kapasitet i forhold til 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. Tiltaket vil også legge til rette for innmating av ny fornybar produksjon (vindkraft). Det planlegges med transformering i Adamselv og Lakselv i tillegg til endepunktene. På grunn av lange ledetider fra planlegging til realisering av kraftledninger, vurderes det som hensiktsmessig å starte meldingsprosessen nå.

Det er gitt konsesjon til økt transformeringsskapasitet i Kolsvik i forbindelse med planlagt ny vindkraftproduksjon på Ytre Vikna (gitt konsesjon til 249 MW). Investering i transformator avventer avklaring om realisering av en større utbygging av vindparken. Vindparken har nå fått støtte fra Enova for en utbygging på 37 MW. Dette utløser ikke behov for økt transformering i Kolsvik.

#### **9.4.4. Andre større aktuelle tiltak nærmeste 10 år**

Statnett planlegger å installere reaktorer i Svartisen og Bardufoss. Bakgrunnen er Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap (DSB) sitt krav om at Statnett må overholde øvre spenningsgrenser på 300 kV og 420 kV. Planlagt idriftsettelse er 2013.

Ny stasjonsløsning i Salten transformatorstasjon er nødvendig med henblikk på å få en fullverdig stasjon med mindre konsekvenser ved feil, samt plass til økt transformering for å få ut forventet ny småkraft. Planlagt i drift i 2013.

Det er planlagt ny transformering 420/66(132) kV, 120 MVA i Kobbelv. Transformeringen vil gi tosidig innmating til Nord-Salten Kraftlag sitt område, bedre forsyningssikkerheten, samt legge til rette for småkraften som er planlagt i dette området. Planlagt i drift i 2013.

Det er planlagt ny transformering 420/132 kV, 300 MVA i Svartisen. Transformeringen vil gi tosidig inn-

ming til Nord-Salten Kraftlag sitt område, bedre forsyningsikkerheten, samt legge til rette for den planlagte småkraften som er planlagt i dette området. Planlagt i drift i 2013.

En totalplan for Nedre Røssåga er under utarbeidelse. Det vurderes ny transformering 132/22 kV (Helgeland kraft), og ombygging av 420 kV anlegg i forbindelse med Statkrafts ombygging av aggregat i Nedre Røssåga kraftverk.

Med vesentlig ny fornybar kraftproduksjon i Nord-Norge og Nord-Sverige er det behov for nettmessige tiltak. I felles norsk-svensk nord-syd studie fremkommer Ofoten-Ritsem-Porius og ny ledning Svartisen-Nedre Røssåga som gunstige tiltak. I tillegg til tiltak for å øke kapasiteten nord-syd i Sverige. Men endelige løsninger vil avvente en nærmere studie av også styrbare løsninger. Dette vil gjennomføres høsten 2010.

#### 9.4.5. Andre aktuelle tiltak på lengre sikt

Ny 420 kV Varangerbotn-Finland er aktuelt som en videreføring av ny forbindelse fra Skaidi til Varanger-

botn, og vil medføre betydelig kapasitetsøkning og bedret driftssikkerhet ved en større forbruksøkning i Finnmark. Tiltaket vil også være gunstig i forhold til ny vindkraftproduksjon. Dagens 220 kV ledning mellom Finnmark og Finland har begrenset kapasitet (100 MW ut fra dynamiske forhold). Statnett og Fingrid har tidligere i felleskap studert blant annet en slik forbindelse, og tiltaket er også senere vurdert og funnet interessant i ENTSO-E sammenheng. Tiltaket kan også legge til rette for sanering av 132 kV ledninger mellom Balsfjord og Varangerbotn.

Det er de senere årene blitt boret etter olje og gass i Norskehavet og flere utvinnbare felt er funnet. Prosjektene utredes nå, og det utredes også elektrifisering fra land som en alternativ løsning. Både Svartisen og Kolsvik vil være gunstige tilknytningspunkter i sentralnettet. Dersom det etableres et petroleumsrelatert prosessanlegg i området, kan det bli aktuelt med en ny 420 kV ledning til prosessanlegget.

## 9.5. Oversikt over prosjekter for perioden 2010-2020

Oversikt over tiltak som er igangsatt eller planlagt igangsatt kommende 10-års periode

Prosjekt	Konsesjons-søknad	I drift	Mill.kr 2010	Kommentar / begrunnelse
Ombygging av Svartisen stasjon, med nytt utendørsanlegg		2010		Ny kraftproduksjon
Reservetransformatorer: Varangerbotn, Adamselv, Kanstadbotn, Nedre Røssåga, inklusiv stasjonsløsninger		2011	180	Besluttet Forsyningsikkerhet
Nytt kontrollanlegg SVC Kvandal og nedre Røssåga		2011	80	Besluttet Reinvestering
Narvik transformatorstasjon		2011	60	Besluttet. Forsyningsikkerhet
Transformering Sortland		2011	60	Forsyningsikkerhet
Transformering Svartisen		2013	80	Ny fornybar kraftproduksjon
Reaktor Svartisen		2013	60	Forsyningsikkerhet
Ny 132 kV Varangerbotn-Skogfoss		2013	350	Forsyningsikkerhet
Transformering Kvandal, Ofoten, Kobbelv og Salten		2013	380	Forsyningsikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon
Reinvestering Varangerbotn		2013	80	Reinvestering
Kondensatorbatterier i Lofoten og Vesterålen, og Finnmark vest		2012-13	20	Spenningsforhold/ forsyningsikkerhet
Økt transformering Tunnsjødal		2014	40	Ny fornybar kraftproduksjon
Transformering Helgeland		2014	80	Ny fornybar kraftproduksjon
Ny 420 kV Ofoten – Balsfjord	2010	2014-15	1400	Forsyningsikkerhet
Ny 420 kV Balsfjord-Hammerfest	2009	2016-18	3300	Forsyningsikkerhet, økt forbruk og ny fornybar kraftproduksjon
Spenningsoppgradering Røssåga-Tunnsjødal-Namsos		2015-16	500	Økt kraftoverskudd, blant annet ny fornybar kraftproduksjon
Økt transformeringskapasitet Kolsvik			70	Ny fornybar kraftproduksjon
Økt overføringskapasitet Ofoten-Sverige		2016-20	100	Ny fornybar kraftproduksjon
Ny 420 kV Svartisen-Røssåga		2016-20	650	Ny fornybar kraftproduksjon
Ny 420 kV Skaidi-Varangerbotn		2018-20	2300	Økt forbruk og ny fornybar kraftproduksjon

#### Mulige tiltak etter 2020:

- Ny 420 kV ledning Varangerbotn – Finland
- Ny 420 kV ledning Ofoten-Svartisen
- Ny 420 kV ledning Nedre Røssåga til Sverige
- Spenningsoppgradering Røssåga-Tunnsjødal (riving/nybygging, simplex)
- Ny 420 kV ledning Salten – Bodø (til eventuelt prosessanlegg)



# 10

## Nye utenlandsforbindelser

En rekke forhold i norsk og europeisk energipolitikk peker i retning av at nye utenlandsforbindelser både er nødvendige og lønnsomme. Utenlandsforbindelser er lønnsomme ved handel mellom det norske og nordiske vannkraftbaserte systemet og med kraftsystemer med mye termisk kraftproduksjon. Utenlandsforbindelser blir ytterligere lønnsomme på grunn av økt utbygging av fornybar kraftproduksjon, enten den skjer i Norge eller i utlandet, pga økt volatilitet i prisene.

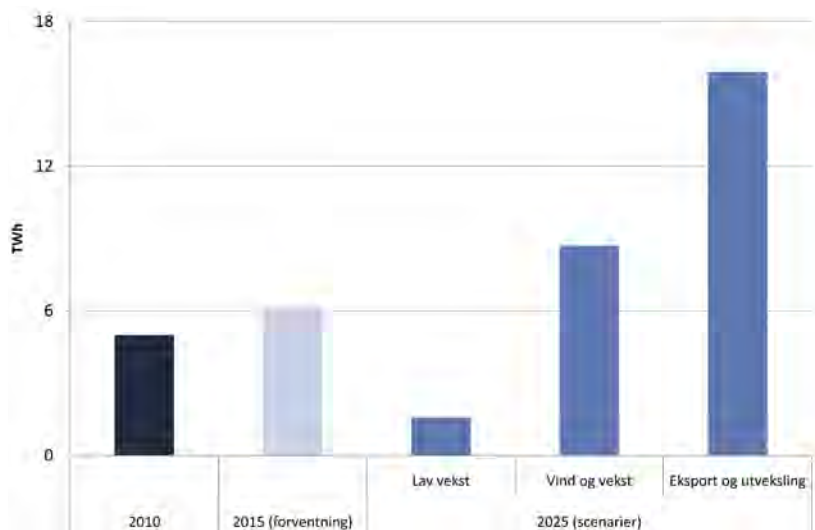
Under normale driftsforhold vil det i dag være en kapasitet på 3700 MW på utenlandsforbindelser ut av Sør-Norge. Kapasiteten fordeler seg på 2050 MW mot Sverige, 950 MW mot Danmark og 700 MW mot Nederland. I tillegg er det i Midt-Norge og Nord-Norge en kapasitet på 1400 – 1700 MW mot Sverige, 120 MW mot Finland og 50 MW mot Russland.

I scenarier for 2025 (beskrevet nærmere i kapittel 13) beskrives mulige utviklinger i det norske og nordiske kraftmarkedene frem til 2025. Med de forutsetningene som foreligger, gir scenarioene overskudd både i den

norske og nordiske kraftbalansen. Overskuddet for Norge henger sammen med økt kraftproduksjon fra fornybare energikilder som vind og vann, forventet tilslagsøkning samtidig som det forventes moderat forbruksvekst. For Norden vil satsning på fornybar kraftproduksjon og ny kjernekraft bidra til økt kraftoverskudd. Det blir da behov for å øke overføringskapasitet både ut av Norge og Norden. Dette behovet forsterkes i ekstreme tørre og våte år.

Samtidig er det sterke ambisjoner om å fremskaffe betydelige mengder fornybar kraft på kontinentet. Dette vil gi økt behov for reguleringstjenester på kontinentet, noe som kan tilbys fra norsk vannkraft. Både behov for eksportkapasitet og potensialet for å selge regulerings-evne er drivkrefter for å få frem ny overføringskapasitet mellom Norge og utlandet. Norge kan da velge å øke kapasiteten direkte mot kontinentet, mot Storbritannia, eller til de øvrige nordiske landene.

Frem mot 2015 forventes et kraftoverskudd for Norge på 6 TWh i et normalår. Fram mot 2025 viser



**FIGUR 10.1:** Kraftbalanse for Norge 2010, 2015 og for scenarier 2025



ulike scenarier at kraftoverskuddet vil bli på mellom 1 og 16 TWh avhengig av scenario.

Samlet forventer vi:

- Økt norsk og nordisk kraftoverskudd i et normalår.
- Økt forekomst av ekstremår (tørre og våte)
- Økt etterspørsel etter norske system- og balansejenester.

### 10.1. Strategi for utvikling av nye utenlandsforbindelser

Statnett arbeider aktivt for å etablere nye utenlandsforbindelser, jf figur 10.2. Statnett har som målsetting å arbeide for å realisere samfunnsøkonomisk lønnsomme utenlandsforbindelser. Statnett legger også vekt på at det etableres handelsmodell som sikrer full markedsadgang.

Med utgangspunkt i at analyser og erfaringer viser at nye utenlandsforbindelser er lønnsomme, og at lønnsomheten er robust også når det bygges flere forbindelser fra Norge, har Statnett følgende fokus:

- Flere prosjekter utvikles i parallell mot ulike markeder. Hvilke og når prosjekter realiseres avhenger blant annet av forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet, motpart og avtaler med motpart. Videre vil tilgjengelig nettkapasitet i begge ender av forbindelsen være viktig. Utvikling av flere prosjekter parallelt gir bedre forhandlingsmuligheter overfor utenlandske partnere. Videre vil det være gunstig å spre utenlandsforbindelsene mellom ulike markeder for å minske eksponeringen mot enkeltmarkeder.
- Bygging av flere nye utenlandskabler krever et sterkt innenlandsk nett. For at Statnett skal kunne realisere en betydelig økning i utvekslingskapasiteten fra Norge, må det eksisterende 300 kV nettet i den sørligste delen av Norge oppgraderes til 420 kV (Østre

og Vestre korridor, se nærmere omtale i kapittel 5). Dette arbeidet er viktig og har høy prioritert.

- Vurdere alternative tilknytningspunkt i det norske sentralnettet: I og med at det kan være aktuelt med flere nye forbindelser vil det være aktuelt å se på andre tilknytningspunkter enn de som hittil har vært aktuelle.
- Strategi for å sikre optimal utnyttelse av forbindelsene på mottaker siden. Dette innebærer at man må sikre at det foreligger tilstrekkelig nettkapasitet og markedsløsninger i det andre markedet for å sikre en god utnyttelse og verdiskapning på de nye forbindelsene.
- Leverandørmarkedet for sjøkabler og installasjonstjenester kan bli en begrensende faktor for Statnetts planer for nye utenlandsforbindelser, spesielt sett i lys av mange konkurrerende kabel- og vindkraftprosjekter i Europa og verden forøvrig. Statnett har derfor igangsatt vurderinger for å sikre tilstrekkelig kabel og installasjonskapasitet ved en ambisiøs utbygging av kabelprosjekter.
- VSC HVDC vurderes som teknologi for nye utenlandsforbindelser.



FIGUR 10.2: Potensielle nye utenlandsforbindelser.



## 10.2. Aktuelle utenlandsforbindelser internt i Norden og mot Russland

### Sverige

Statnett og Svenska Kraftnät har undertegnet samarbeidsavtale om Sydvest-linken, som er en DC-forbindelse mellom Norge og Sør-Sverige, med kapasitet opp mot 1200 MW. Selskapene har startet utarbeidelsen av konsesjonssøknad. For den såkalte Norge-grenen (fra Jönköping til Tveiten) planlegges idriftsettelse i 2016, med tilknytningssted Tveiten. Den sørlige og nordre delen av prosjektet er konsesjonsøkt av Svenska Kraftnät og planlegges idriftsatt november 2013.

Videre vurderer Statnett og Svenska Kraftnät aktuelle nettforsterkninger mellom Midt-/ Nord-Norge og Sverige for å håndtere økt fornybar kraftproduksjon i området. Aktuelle tiltak er drøftet i regionsvurdering for Nord-Norge (kapittel 8).

I tillegg til tar Sverige sikte på å bygge en ny forbindelse til Litauen (1400 MW), idriftsatt 2016 -18).

### Finland

Norge og Finland har en relativt svak forbindelse i dag, fra Varangerbotn og sørover. Denne forbindelsen er meget viktig for forsyningssikkerheten i nord. Med forventning om kraftig økt forbruksnivå i nord, aktualiseres behovet for en oppgradering av denne forbindelsen. Denne forbindelsen er omtalt i regionsvurdering for Nord-Norge (kapittel 8).

Finland vil bygge EstLink 2 mellom Finland og Estland i løpet av 2013, med en kapasitet på 600 MW.

### Russland

Norge har i dag mulighet til å importere inntil ca 50 MW fra Russland. Statnett har kjøpt kraftnett mot grenseområdene fra Varanger Kraft, og Statnett bygger en ny kraftledning fra Varangerbotn til Skogfoss.

Dette muliggjør mer import, som vil være positivt for forsyningssikkerheten i Øst-Finnmark. Statnett er i dialog med russiske selskaper for å undersøke muligheter på kortere og lengre sikt.

## 10.3. Aktuelle utenlandsforbindelser ut av Norden

Følgende inngår i Statnetts portefølje av mulige alternativer:

### Danmark

Statnett sendte i november 2009 konsesjonssøknad for en fjerde kabel til Danmark (Skagerrak 4), og fikk juni 2010 konsesjon av NVE for denne forbindelsen. Prosjektet er planlagt med en kapasitet på inntil 700 MW, hvorav 100 MW er reservert til system- og balanse-tjenester i de første 5 driftsårene. Dette medfører at den totale elspotkapasiteten mellom Norge og Jylland øker med 600 MW til om lag 1600 MW. Planlagt idriftsettelse er ultimo 2014, med tilknytningssted Kristiansand.

### Tyskland

Statnett søkte i mars 2010 konsesjon for en likestrømsforbindelse (NORD.LINK) mellom Norge og Tyskland. Kapasiteten for den nye forbindelse er planlagt på 1400 MW. Det planlegges at forbindelsen settes i drift i perioden 2016-2018, med tilknytning i nærheten av Tonstad kraftstasjon i Sirdal kommune. Sannsynlig tysk tilknytningssted er Diele/Brunsbüttel i Nord-Tyskland.

De norske selskapene Lyse og Agder Energi har samarbeidet med det sveitsiske selskapet EGL om å utvikle et tilsvarende prosjekt under selskapsnavnet NorGer. I juni 2010 ble Statnett deleier (50 %) av dette prosjektet. Begge prosjektene vil videreutvikles som separate prosjekter.



### Nederland

Handel på NorNed-kabelen ble startet i mai 2008. En utvidelse av kapasiteten med 700 MW vurderes i prosjektet NorNed 2, basert på erfaringer fra utbygging og drift av NorNed. NVE godtok i juni 2010 Statnetts søknad om en forenklet meldingsfase på NorNed 2. Dette innebærer at NorNed 2-prosjektet mellom Norge og Nederland betraktes som meldt på bakgrunn av tidligere høringsrunder og konsekvensanalyser. Det forventes at konsesjonssøknad på prosjektet kan sendes innen utgangen av 2010.

Det planlegges at en eventuell ny forbindelse settes i drift i perioden 2016-2018.

### Storbritannia

I samarbeid med National Grid utreder Statnett en mulig forbindelse mellom Norge og Storbritannia. Prosjektet utreder en kapasitet på opptil 1600 MW. Sannsynlig tilknytningssted i Norge vil være Kvilldal, men også andre tilknytningspunkter vil vurderes nærmere. Det planlegges at forbindelsen settes i drift i perioden 2017-2020.

## 10.4.Oversikt aktuelle utenlandsforbindelser mot kontinentet

Tabellen nedenfor angir mulige tidspunkt for idriftsettelse og estimat på norsk andel av investeringen.

Prosjekt	Kapasitet [MW]	I drift	Kommentarer
Skagerrak 4: Ny kabel til Danmark	700 MW,	2014	Konsesjon gitt juni 2010 Samarbeidsprosjekt med Energinet.dk
NORD.LINK: Kabel til Tyskland	1400 MW	2016/18	Konsesjon søkt april 2010
NorGer: Kabel til Tyskland	1400 MW	2016/18	Konsesjon søkt 2009. Samarbeidsprosjekt mellom Agder Energi, Lyse, EGL og Statnett.
NorNed 2: Ny kabel til Nederland	700 MW	2016/18	Konsesjon sendes i løpet av 2010
NSN: Kabel til Storbritannia	1600 MW	2017/20	Samarbeidsprosjekt med National Grid
Sydvest-linken: Ny DC-forbindelse til Sverige	1200 MW	2016/17	Melding i løpet av 2010, og konsesjon i løpet av 2011. Samarbeidsprosjekt med Svenska Kraftnät.

**TABELL 10.1: Planlagt investeringsaktivitet på utenlandskabler**

Det er betydelig usikkerhet knyttet til disse prosjektene, både med hensyn på fremdrift og kostnadsestimater. Fremdriften vil avhenge av mange forhold, blant annet motpart og tilhørende avtaler, samt tilgjengelig nettkapasitet i det innenlandske nettet.

Samlet norsk andel av investeringer i aktuelle prosjekter er estimert til å være i størrelsesorden 12 – 20 mrd kr.

# 11

## Investeringsomfang for 2011-2020

Etter mange år med relativ lav investeringsaktivitet, er Statnett i ferd med å foreta en betydelig opptrapping av denne aktiviteten. I kommende 10-års periode forventes investeringer i ny overføringskapasitet i størrelsesorden 40 mrd kr.

Investeringsomfanget innenfor 10-års perioden vil være avhengig av utviklingen innen forbruk og ny kraftproduksjon, samt ny overføringskapasitet til utlandet. Figur 11.1 viser utfallsrommet for de ulike geografiske områdene. Det er betydelig usikkerhet knyttet til utviklingen av både nytt forbruk og produksjon.

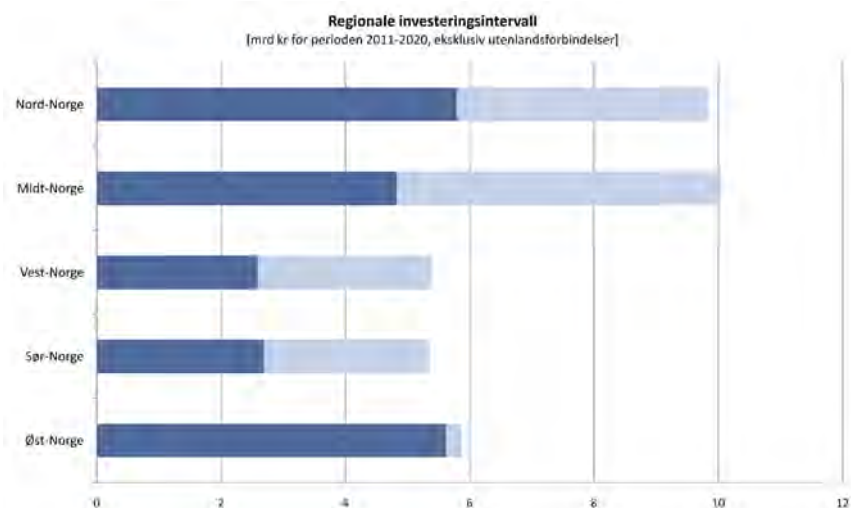
For de nærmeste 4 – 5 årene er store deler av investeringsomfanget fastlagt gjennom de store ledningsprosjektene (Ørskog–Fardal, Sima-Samnanger, og Ofoten-Balsfjord-Hammerfest) og tiltak knyttet til forsyningsikkerhet (Oslofjord-kablene, transformatorer, reaktiv kompensering). Investeringsporteføljen viser stor økning av investeringer i løpet av få, og det vil være et høyt investeringsvolum allerede i 2013-2015.

Usikkerheten i fremdrift og kostnad for porteføljen øker betydelig over tid, knyttet både til myndighetsprosesser for ledningsprosjekter, realisering av fornybar kraftpro-

duksjon og kompleksitet for spenningsoppgraderingsprosjektene (spesielt gjelder dette simplex ledninger).

Årets nettutviklingsplan inneholder en økning i investeringskostnader sammenlignet med tidligere planer. Dette skyldes flere forhold. Flere prosjekter som var med i fjorårets plan har fått kostnadsøkninger. Dette skyldes blant at tiltakene er blitt mer omfattende, for eksempel Ørskog-Fardal (Sogndal). Videre er flere tiltak blitt konkretisert, og gir grunnlag for bedre kostnadsestimater, noe som for eksempel gjelder Storheia-Snillfjord-Trollheim/Orkdal og spenningsoppgraderingsprosjektene. Tilsvarende er det antatt økte kostnader for utenlandsforbindelser. Porteføljen inneholder nå også flere nye mindre tiltak på kort sikt (2011-2015) knyttet til forsyningsikkerhet (transformatorer, reaktorer, stasjoner). Dette er mindre tiltak, men som i sum betyr mye.

**FIGUR 11.1:** Estimater for investeringer i sentralnettet de kommende 10 år for de ulike regionene, mill 2010 kroner (Statnett og øvrige aktører).





# 12

## Gjennomføring av nettutviklingsplan

De anbefalte tiltakene for de ulike områdene viser et høyt ambisjonsnivå for nettutviklingen. 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.

Det er flere forhold i prosjektfremdriften som Statnett har liten påvirkning på, for eksempel usikkerhet rundt realisering av ny fornybar produksjon, myndighetsprosesser og leverandørsituasjonen. Det er derfor viktig å få kontroll på hva som kan påvirke vår evne til å realisere tiltakene i henhold til plan. En god gjennomføring av den totale planen avhenger av at hvert enkelt prosjekt gjennomføres godt, samt at det foretas gode prioriteringer mellom tiltakene. Det er derfor naturlig å se på den samlede nettutviklingsplanen som en portefølje.

Aktuelle tiltak i tiårsperioden innebærer bygging og ombygging av størrelsesorden 3500 km ledning. I tillegg kommer installasjon av utenlandsforbindelser. Tiltakene vil også medføre nybygging eller ombygging av nærmere 60 stasjoner, hvor enkelte eksisterende stasjoner må bygges om samtidig som de er i drift. Det samlede omfanget er betydelig større enn det som har vært bygd de siste tiårene, og representerer en utfordring.

Mange prosjekter i de ulike regionene er i større eller mindre grad avhengig av hverandre. Det er spesielt store utfordringer knyttet til gjennomføring av tiltak som krever koordinering som følge av utkoblingsbehov og driftssikkerhet i ombygningsperioden.

### 12.1. Prosjektgjennomføring

Prosjektene gjennomgår noen generiske faser, jf figur 12.1:

- Behovsvurdering og konseptvalg (analyse av behov og valg av løsning)
- Myndighetsgodkjenning (meldings- og konsesjonsprosess, forberede gjennomføring)
- Gjennomføring (detaljplanlegging, bygging og idriftsettelse)

Det er ulike utfordringer og risikoer i hver av de ulike faser av prosjektgjennomføringen.

**Behovsvurderings- og konseptvalgfase** innebærer å anbefale løsning for å håndtere den observerte eller den forventede situasjonen. Dette kan være lastøkning (for eksempel ny industri) eller ny produksjon (for eksempel ny vindkraft). Det er ofte usikkerhet om det fremtidige behovet, både med hensyn på om behovet realiseres i det hele tatt, samt når dette eventuelt skjer. Statnett arbeider, som omtalt i kapittel 3, med opsjonsbasert planlegging for å være i forkant av den usikre utviklingen.

Et viktig element for nettutviklingen vil være en nærmere avklaring av klimapolitiske mål, ambisjoner og støtteregimer. Dette vil bidra til fastere rammevilkår for blant annet ny fornybar kraftproduksjon, og vil kunne gi klarere investeringssignaler for investorene, og dermed gi Statnett en større forutsigbarhet over ventet utvikling.





Nye produksjons- og forbruksenheter kan ofte realiseres raskere enn nye kraftledninger. Dette gjelder både vindkraftprosjekter, hvor selve byggingen ofte skjer raskt når endelig investeringsbeslutning foretas, og økt industriforbruk. Avklaring knyttet til nasjonal fornybarsatsning og tilhørende virkemidler vil være et viktig bidrag for å sikre en god koordinering mellom nett og produksjon/forbruk, og dermed å sikre en samlet samfunnsmessig rasjonell implementering.

For å minske risikoen i konsept- og analysefasen er god involvering av aktuelle interessenter viktig. Statnett ser behov for et godt plansamarbeid med regionale nettselskaper for å finne gode helhetsløsninger.

**Myndighetsfasen.** Alle større tiltak krever myndighetsgodkjenning i form av melding og konsesjonsøknad, jf. tabell 12.1. Spesielt for større ledningsprosjekter viser det seg at det er betydelig usikkerhet i fremdriften som følge av myndighetsbehandling. Statnett har i sine planer tidligere lagt til grunn av myndighetsprosessen har en varighet i størrelsesorden to år, inkludert eventuell klagebehandling. Basert på erfaringer med større pågående linjeprosjekter er det grunnlag for å revurdere og øke dette tidsestimater. Dette innebærer at Statnett som et rammevilkår må forholde seg til at det vil ta lengre tid å realisere nye overføringsforbindelser. Dette vil igjen kunne påvirke tidspunktet for når nytt industriforbruk kan få økt nettkapasitet eller når ny fornybar kraftproduksjon kan fases inn på nettet. Dette medfører et behov for å starte behovs- og konseptvalgfasen så tidlig som mulig. Statnett ønsker å samarbeide med myndighetene for å vurdere hvordan prosessene kan videreutvikles med sikte på å effektivisere myndighetsbehandlingen ytterligere.

**I gjennomføringsfasen** er det flere forhold som er kritiske, og som vil kunne påvirke fremdriften. Gjen-

nomførbarhet av byggarbeidene er viktig. Tiltak med utkoblingsbehov i samme område må gjøres i sekvens for å sikre forsyningssikkerhet under ombygging. Enkelte tiltak må gjennomføres i forkant av den forventede «behovsendringen». At overføringsnettet er høyt belastet er en økende utfordring for systemdriften, og dette gjør at utkobling av linjer for ombygging stadig blir vanskeligere. Dette vil være spesielt utfordrende ved ombygging av stasjoner (for spenningsoppgradering eller reinvestering). Spenningsoppgradering av ledninger og stasjoner planlegges nå i stor skala. Dette, sammen med ledningsbygging i parallell med eksisterende ledninger, er det mest krevende i forhold til utkoblinger.

Det arbeides med å finne løsninger på dette. Blant annet utføres enkelte arbeid på anlegg mens de er i drift. Dette vil likevel kunne påvirke fremdriften på de omtalte tiltakene, spesielt med det høye aktivitetsnivået som det nå legges opp til. Utkoblingsproblematikken er langt mindre ved nye ledninger hvor vi ikke skal bygge i samme trase som en eksisterende ledning.

Leverandørmarkedet innenfor ledningsbygging er til en stor del et internasjonalt marked. I lys av blant annet ENTSO-Es Ten Year Network Development Plan, hvor det foreligger meget store planer innen nybygg og rehabilitering i Europa, er det bekymringer om at det er lite tilgjengelige ledningsentreprenører. Dette kan for større prosjekter gi lengre gjennomføringstid og kostnadspress. Statnett har iverksatt markedstiltak for å stimulere til at flere entreprenører skal konkurrere om oppdragene. Vi har grunn til å tro at entreprenørmarkedet ennå har bedre tilgjengelighet og kapasitet enn tidligere antatt fordi investeringstakten enda ikke har økt som forventet i Europa. Det arbeides kontinuerlig med å identifisere og iverksette tiltak for å sikre en god implementering av denne planen. For å sikre oss større fleksibilitet og kapasitet vil Statnett for det enkelte prosjekt vurdere modeller for gjennomføring som forutsetter at en større del av arbeidet utføres av entreprenøren.



I henhold til NVEs rapport nr 14/2009 'Nasjonal utbyggingssystemet' vil det både på regional og sentralnettsnivå skje mye de nærmeste årene. Økt samarbeid og dialog er viktig for å få gode helhetsløsninger. Det vil være utfordringer knyttet til å skaffe til veie tilstrekkelige relevant kompetanse sett i forhold til den totale prosjektporteføljen.

Å gjennomføre en gradvis spenningsoppgradering av 300 kV nettet til 420 kV vil medføre betydelig arbeid både i Statnett og hos andre netteiere. Flere spenningsoppgraderingsprosjekter i parallell forventes å kunne gi positiv effekt mht å finne felles løsninger. Det arbeides kontinuerlig med å identifisere og iverksette tiltak for å sikre en god implementering av denne planen.

## 12.2. Porteføljegjennomføring

Nettutviklingsplanen inneholder mange prosjekter, og en prioritering mellom de ulike prosjektene er

nødvendig. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er et grunnleggende kriterium for valg av tiltak. Tiltakene vurderes ut forsyningsikkerhet og/eller verdiskapning ved reduserte markedsbegrensninger som følge av flaskehals i nettet samt samfunnsmessige målsetninger om klimavennlighet og verdiskapning for Norge.

Flere faktorer påvirker hvilke prosjekter som legges først i porteføljen. Det enkelte prosjekt vurderes i hvilken grad prosjektet bidrar til å:

- Sikre god forsyningsikkerhet: I den grad dagens nett ikke har tilstrekkelig forsyningsikkerhet eller at utviklingen tilsier at man vil komme i en slik situasjon. Når det gjelder forsyningsikkerhet har Statnett definert et minstekrav til forsyningsikkerhet som definerer grenser for uakseptable konsekvenser av feil. (se kapittel 4.1)
- Legge til rette for klimavennlige løsninger: At tiltaket bidrar til at ny fornybar kraftproduksjon kan fases inn på nettet slik at politiske målsetninger om økt fornybart realiseres.

1. Melding	2. Konsekvensutredningsprogram	3. Søknad etter Energiloven	4. Vedtak om konsesjon	5. Klagebehandling
<p><b>Statnett</b> Sender melding om planlagt prosjekt til NVE hvor det redegjøres for tiltaket (prosjektet).</p> <p>Meldingen omfatter et utkast til konsekvensutredningsprogram som beskriver alle relevante forhold som Statnett er kjent med på dette stadiet i prosessen og foreslår hvilke utredninger som bør gjennomføres for å gi et godt beslutningsgrunnlag i prosessen</p> <p><b>NVE</b> Mottar fra Statnett melding med forslag til utredningsprogram og sender denne videre til alle berørte parter og andre myndigheter. NVE arrangerer folkemøter lokalt i de berørte kommuner hvor det informeres om prosjektet og den offentlige behandlingsprosessen</p> <p><b>Berørte parter</b> Vurderer det planlagte prosjektet basert på meldingen og informasjon som har fremkommet under den offentlige høringen og kommer med innspill og uttaler om hvilke områder det er viktig å få belyst i forbindelse med prosjektet</p>	<p><b>NVE</b> Etter en høringsrunde på omtrent tre måneder, fastsetter NVE et konsekvensutredningsprogram som tiltakshaver må gjennomføre før endelig søknad sendes.</p> <p>Konsekvensutredningsprogrammet beskriver hvilke tema Statnett skal utrede nærmere</p> <p><b>Statnett</b> Følger opp utredningsprogrammet fastsatt av NVE og utarbeider en konsekvensutredning for det aktuelle prosjektet. Statnett gjennomfører flere møter med lokale myndigheter, grunneiere og rettighetshavere, lokale lag og foreninger, samt andre berørte parter.</p>	<p><b>Statnett</b> Utarbeider søknad om konsesjon og sender denne med konsekvensutredningen til NVE. Utarbeider brosjyre som presenterer prosjektet og oppsummerer konklusjonene fra konsekvensutredningen. Kan bli pålagt tilleggssutredninger dersom høringene fører til at det framkommer opplysninger som ikke er utredet i den opprinnelige konsekvensutredningen.</p> <p><b>NVE</b> Sender søknad og konsekvensutredning på høring til aktuelle høringsinstanser, setter høringsfrist for å komme med skriftlige innspill relevant for prosjektet, arrangerer folkemøter og møter med lokale myndigheter, samt befaring av aktuelle områder m.m. for å sikre best mulig grunnlag for avgjørelsen.</p> <p><b>Berørte parter</b> Kommer med uttalelser og innspill om bl.a. trasévalg og skadebegrensende tiltak.</p>	<p><b>NVE</b> Fatter vedtak på bakgrunn av søknad, konsekvensutredning, innkomne merknader og egne vurderinger når tiltaket er tilstrekkelig belyst. Vedtaket inneholder tekniske spesifikasjoner og påpeker forhold som krever mer detaljerte planer for bygge- og anleggsvirksomhet og skadebegrensnings tiltak. Både tildeling og avslag av konsesjon kan påklages.</p> <p><b>Berørte parter</b> Kan påklage NVEs vedtak til Olje- og Energidepartementet (OED), og må utforme eventuell klage som skal stiles til OED og sendes NVE innen tre uker.</p>	<p><b>OED</b> Er klageinstans for konsesjonsvedtak, og påklaget vedtak er ikke endelig før OED har tatt en endelig avgjørelse.</p> <p><b>NVE</b> Vurderer om klagen inneholder nye opplysninger som gir grunnlag for å endre eller oppheve vedtaket. Dersom NVE velger å opprettholde vedtaket, oversendes klagen til Olje- og Energidepartementet for klagebehandling.</p>

TABELL 12.1: Stegene i myndighetsprosessen for nye nettanlegg

- Øke verdiskapningen for det norske samfunnet: Hovedsakelig knyttet til økt handelskapasitet – enten ved etablering av ny transmisjonskapasitet mot utlandet eller ved høyere markedskapasiteter internt i Norge.

Blant disse vurderingsområdene er det forsynings-sikkerhet som er høyest prioritert. Vurdering av hvor robuste tiltakene er i forhold til usikkerhet rundt behovsutviklingen er også viktig for prioriteringen.

Prosjektets betydning for porteføljen (enten regionalt eller nasjonalt) er også viktig. En del av tiltakene kan gjennomføres relativt uavhengig av andre tiltak. Men flere av de større tiltakene er kritiske for å gjennomføre andre tiltak i regionen. Dette gjelder spesielt de nye ledningsforbindelsene 420 kV Ørskog – Fardal (Sogndal) og 420 kV Sima – Samnanger. Uten eller forsinket realisering av disse forbindelsene vil det være vesentlig vanskeligere å foreta andre tiltak i regionene, og de er derfor nødvendige for å sikre en regional plangjennomføring.

Strekningene Kristiansand-Arendal-Bamble (østre korridor) og Kristiansand-Feda-Tonstad–Lyse-Førre-Saurdal/Sauda (vestre korridor) er spesielt kritiske for de planlagte nye utenlandskablene. Forlenget gjennomføring av spenningsoppgraderingsprosjektene på Sørlandet vil derfor få konsekvens for idriftsettelse av nye utenlandsforbindelser. Det er usikkerhet omkring arbeidsomfang for spenningsoppgraderingsprosjektene. I tillegg vil spenningsoppgradering kreve utkoblinger – som vil være mer krevende å få gjennomført jo senere i perioden prosjektene gjennomføres.

Investeringene i sentralnettet vil enten finansieres gjennom sentralnettstariffen eller anleggsbidrag. Vi legger til grunn av investeringene vil kunne finansieres tilstrekkelig.



MAN

Statnett

JU79456



# 13

## Scenarier til 2025 (Vedlegg A)

Statnett anvender scenarier for å belyse hvordan usikre drivkrefter virker sammen og kan lede den fremtidige utviklingen i forskjellige retninger med ulike utfordringer for sentralnettet. Scenariene er til hjelp ved å identifisere områder hvor det kan/vil bli behov for fremtidige netttiltak, samt til å teste robustheten ved de enkelte investeringer.

### 13.1. Bakgrunn for scenarier

Utviklingen av sentralnettet skal legges til rette for å håndtere fremtidige utfordringer på en god måte. For å få de beste løsninger frem i tide må arbeidet starte allerede nå. Hvordan fremtiden vil se ut avhenger av en del sentrale, men usikre drivkrefter, og vår fremste utfordring består i å utvikle robuste løsninger som vil fungere godt i flest mulige framtidige situasjoner.

Nettutviklingen må ta hensyn til en rekke usikre

faktorer som for eksempel utvikling av energi- og miljøpolitikken, hvordan fokus på fornybare løsninger påvirker norsk kraftproduksjon og kraftforbruk, videreutvikling av det nordiske og nordeuropeiske kraftmarkedet, utviklingen av nye energiteknologier, utviklingen på norsk sokkel med mulighet for elektrifisering fra land og hvordan den globale økonomiske situasjonen vil fortsette å utvikle seg.

Før investeringer besluttes og tiltak gjennomføres, må Statnett ha tilstrekkelig sikkerhet for at løsningene er robuste i forhold til scenarier. Siden utviklingen av nettet tar lang tid, betyr det at Statnett, i mange tilfeller, må ta beslutninger under stor usikkerhet. Statnett må derfor planlegge, og i stor grad konsesjonssøke, løsninger for hele utfallsrommet på et tidlig tidspunkt og i god tid før behovet er blitt prekäert. I praksis betyr dette at planleggingen legger stor vekt på de utfall som stiller størst krav til utvikling av nettet. På den måten skaffer Statnett opsjoner på å gjennomføre nødvendige tiltak.

#### Drivere og usikkerheter:

- Global og nasjonal økonomisk utvikling
  - Statsfinanser europeiske land
  - Global etterspørsel etter norske varer
- Utvikling av brenselspriser
- EUs fornybardirektiv (20/20/20)
- Fornybarpolitikken i Norge
  - Grønne sertifikater
  - Fornybardirektivet
- Kraftetterspørsel fra petroleumsindustrien
  - Onshore prosessanlegg
  - Elektrifisering av offshore anlegg
- Utvikling av kraftintensiv industri
  - Re- og nyinvesteringer i Norge
- Energieffektivisering
- Teknologitvutvikling
- Myndighetsprosesser for nye ledninger



#### Faktorer som varierer per scenario:

##### Kraftproduksjon:

- Omfang og lokalisering av ny fornybar kraftproduksjon, både småkraft og vindkraft
- Omfang og lokalisering av ny konvensjonell vannkraft (opprustning og utvidelser)
- Utvikling forbruk øvrige Norden
- Klimajustering av kraftproduksjon

##### Forbruk:

- Utvikling innen alminnelig forbruk, inklusiv klimajustering og energieffektivisering
- Utvikling innen kraftintensiv industri,
- Utvikling innen petroleumsindustrien
- Utvikling forbruk øvrige Norden

##### Annet:

- Brenselspriser (olje, gass og kull)
- Utenlandsforbindelser fra Norge og Norden til kontinentet

FIGUR 13.1:

Viktige drivere og usikkerheter per scenario



Gjennom slik opsjonsbasert planlegging reduseres ledetiden for endelig gjennomføring av prosjekter når de utløsende faktorene faktisk krever igangsetting.

Usikkerhetsfaktorene Statnett står ovenfor i nettplanleggingen er mange, og de spenner ut et stort og komplekst utfallsrom. Dette gir behov for en metodikk som bidrar til å redusere og behandle usikkerhet på en systematisk måte, og til dette formålet bruker Statnett scenarieteknikk. Statnett har utviklet tre scenarier for 2025, «Lav vekst», «Vindkraft & forbruksvekst» og «Eksport & utveksling».

Hvert enkelt scenario er internt konsistent, mulig og relevant for analysen av fremtidig nettutviklingsbehov. Scenariene belyser hvordan usikre drivkrefter virker sammen og leder utviklingen i forskjellige retninger, med ulike utfordringer for sentralnettet. Scenarienes fremtidsbilder gir dessuten tallgrunnlag til Statnetts modeller som benyttes ved våre analyser. De viktigste drivkreftene i Scenariene er i noen grad «forstørret» for å få frem forskjellene i påvirkningen på kraftsystemet og tilhørende nettmessige utviklingsbehov.

Årets scenarier en justering av scenariene som er anvendt de seneste årene. Det er gjort noen justeringer i forbruk og produksjon, mens den største justeringen er en økning av brenselpriser i tråd med IEAs prognoser i World Energy Outlook 2009. Vi har ikke latt den økonomiske krisen få innvirkning på våre scenarier fordi vi mener de langsiktige linjene vi skisserer i scenariene er robuste i forhold til den kortsiktige økonomiske utviklingen.

### 13.2.Scenarier for 2025

Under gis en kort gjennomgang av formål og hovedelementer i de tre scenariene som beskriver hvert sitt «øyeblikksbilde» for 2025. De viktigste drivere og usikkerheter er illustrert i figur 12.1, samt de faktorene

som varierer mellom scenariene.

Det norske kraftsystemet er tett knyttet til de øvrige nordiske landene, både elektrisk og markedsmessig. Utviklingen i de øvrige nordiske landene påvirker derfor også Norge, og scenarier kan derfor ikke se Norge isolert. For hvert av våre scenarier er det utviklet tilsvarende vurderinger for de øvrige nordiske landene, i samarbeid med øvrige nordiske TSO'er. Strukturen av det fremtidige nordiske produksjonsapparatet er usikkert, hvor andel ny fornybar kraftproduksjon og kjernekraft er usikker. Dessuten vil utviklingen av forbruk og forbruksmønster være viktige faktorer, hvor bruk av el innen industrien og varmesektoren vil være spesielt viktig. Videre vil tilknytning til andre markeder påvirke kraftsystemutviklingen, hvor det er grunn til å tro at markedintegrasjonen mot Baltikum, Russland og øvrige Nord-Europa øker.

#### 13.2.1. Lav vekst 2025

Scenariet beskriver en fremtid med liten utvikling på de fleste fronter. Den økonomiske krisen utvikler seg til en langvarig global økonomisk nedkjøling, og oljeprisen er i scenariet satt til 50 \$/fat i 2025. Lav økonomisk vekst svekker også viljen til å prioritere klimapolitikk, og CO<sub>2</sub>-kostnaden blir dermed kun 15 €/ tonn. Dårligere tider gir mer oppmerksomhet på nasjonal sysselsetting og mindre trykk for å videreutvikle et felles europeisk kraftmarked. Med den bakgrunnen klarer heller ikke EU å nå sine fornybarhetsmål, og også satsingen på fornybart i Norge blir svak. Vi antar at det kommer inn noe ny vindkraft, samt noe ny småskala vannkraft. Det siste er imidlertid lønnsomt uavhengig av støtte. Svakere lønnsomhet og mindre interesse på kontinental side, gjør at den eneste nye kabelen til kontinentet blir den fjerde kabelen til Jylland (Skagerrak 4).

Hovedelementer i scenariet er:

- Ingen ytterligere gasskraftverk (utenom Kårstø og Mongstad).

- Lav vekst i alminnelig forsyning, ca 0,5 % pr år.
  - Liten forbruksøkning innenfor KII, ca 0,5 TWh.
  - Treforedlingsindustrien uendret.
  - Noe økt kjelkraftforbruk på Østlandet, ca 1 TWh.
  - Ingen ny overføringskapasitet mellom Norge og utlandet etter Skagerrak 4 (SK4, 700 MW)
  - I scenariet er det omlag balanse (1,5 TWh) mellom tilgang og anvendelse av kraft i Norge i et normalår.
- Utviklingen i de øvrige nordiske landene bygger på et «Business-as-usual» scenario som er utviklet i forbindelse med Nordic Grid Master plan (NORDEL, 2008). Scenariet forutsetter videreføring av nåværende utvikling med moderat til lav økonomisk vekst i de øvrige nordiske landene. Scenariet legger til grunn moderat klimafokus, og moderat markedsintegrasjon mot andre omliggende land. Det forventes noen investeringer i ny produksjonskapasitet i de øvrige nordiske landene. Disse er motivert av nasjonalt fokus og forsyningssikkerhet. Forbruk øker generelt, og spesielt innen kraftintensiv industri i Sverige og Finland. Den samlede nordiske kraftbalansen er om lag 16 TWh inklusiv import fra Russland til Finland.

### 13.2.2. Vindkraft og forbruksvekst 2025

Verdensøkonomien vokser jevnt, og den langsiktige brenselprisen er i dette scenariet antatt å være 107 \$/fat olje. Klimapolitikken er mer potent og CO<sub>2</sub>-prisene antas å bli 25 €/tonn. Ambisjonsnivået for fornybar kraft er stort, og det etableres gode støtteordninger for vindkraft. Sammen med teknologifremgang gir dette mye ny vindkraft. I scenariet tar vi også høyde for økte tilsig grunnet klimaendringer. Innsatsen for energiøkonomisering i alminnelig forbruk svekkes på grunn av god tilgang til ny kraft, og grunnet moderate kraftpriser øker alminnelig forsyning kraftig. En del av forbruksveksten skyldes økt kraftforbruk innen petroleumsindustrien og noe innen samferdsel.

Hovedelementene i scenariet er:

- Kraftforbruket til petroleumssektoren vokser sterkt med over 12 TWh, både på grunn av betydelig petroleumsaktivitet i Finnmark og elektrifisering offshore.
- Gode støtteordninger for ny fornybar kraft og teknisk fremgang for vindkraft gir en betydelig utbygging. Det bygges 19 TWh vindkraft (hvorav 2,4 TWh offshore), 3,5 TWh småskala vannkraft samt 7,5 TWh vannkraft innen opprusting og utvidelser av eksisterende vannkraftanlegg. En betydelig andel av ny kraftproduksjon (vindkraft) kommer i landsdelene med økt forbruk i petroleumssektoren, og kan dermed dekke økt forbruk uten mer gasskraft. Dette gjelder både Midt-Norge og Nord-Norge.
- Klimaendringer medfører ytterligere 3 TWh økt produksjon i eksisterende vannkraftverk frem til 2025.
- Relativt stor vekst i alminnelig forsyning, ca 0,8 % pr år.
- Kraftforbruket innen treforedling reduseres med 2 TWh.
- KII øker med om lag 3 TWh.
- Utenlandsforbindelser mot kontinentet er lønnsomme og det bygges en kabel til Danmark (SK4, 700 MW), til Storbritannia (1400 MW) og en ny til Nederland (700 MW). Flere nye utenlandsforbindelser er en forutsetning for å gjennomføre en storstilt satsing på fornybar kraftproduksjon og for å håndtere et stort nasjonalt og nordisk kraftoverskudd. Samlet ny kapasitet er 2800 MW, hvorav 1400 MW har tilknytningspunkt på Sørlandet, mens 1400 MW har tilknytning på Vestlandet.

somme og det bygges en kabel til Danmark (SK4, 700 MW), til Storbritannia (1400 MW) og en ny til Nederland (700 MW). Flere nye utenlandsforbindelser er en forutsetning for å gjennomføre en storstilt satsing på fornybar kraftproduksjon og for å håndtere et stort nasjonalt og nordisk kraftoverskudd. Samlet ny kapasitet er 2800 MW, hvorav 1400 MW har tilknytningspunkt på Sørlandet, mens 1400 MW har tilknytning på Vestlandet.

- Kraftoverskuddet for Norge i dette scenariet blir 8 TWh i et normalår.

Utviklingen i de øvrige nordiske landene bygger på scenariet «The National focus» fra Nordic Grid Master Plan (Nordel, 2008). Scenariet har fokus på nasjonale løsninger, med lav integrasjon mellom EU landene. Forbruksveksten er relativt lav, og lavere enn i Norge (som er petroleumsdrevet). Mesteparten av vindkraften er plassert i Norge og nordlige deler av Sverige. Investeringer i produksjon med utgangspunkt i forsyningssikkerhet og fornybar politikk. Samlet nordisk kraftbalanse er i størrelsesorden 20-35 TWh.

### 13.2.3. Eksport og utveksling 2025

Økonomien henter seg inn igjen, og vi får en ny periode med sterk global vekst. Dette bidrar til å etablere langsiktige brenselpriser på et høyt nivå. I dette scenariet antar vi at oljeprisen er 140 \$/fat. Sterk vekst gir motivasjon og behov for en stram klimapolitikk globalt, og CO<sub>2</sub>-prisen er i dette scenariet satt til 35 € per tonn. Prisnivået for kraft blir høyere fordi fossilt basert kraftproduksjon blir vesentlig dyrere. Sterk global vekst og høye energipriser internasjonalt gir også høye priser for produktene til KII og kraftforbruket her øker mye. Imidlertid rammes treforedling av høye norske kostnader og svake markeder for papir, slik at forbruket går ned. Høye energipriser gir en sterk global produktutvikling av varmepumper og vesentlig mer energieffektive produkter. EU lager strenge standarder for energieffektivitet som også får virkning for Norge. Potensialet for energieffektivisering innen industri og bygninger i Norge er betydelig. Godt hjulpet av høye kraftpriser lykkes satsingen på energiøkonomisering. Dette bidrar sterkt til at vi dermed samlet sett får liten økning i alminnelig forbruk. Kraftpriser gjør dessuten utvidelser og småskala kraft lønnsom uten stor støtte. I scenariet ser vi også for oss at klimaendringer gir vesentlig økte tilsig. Samlet har vi et betydelig kraftoverskudd, men selv med en omfattende utbygging av forbindelsene fra Norden til kontinentet og Storbritannia, blir prisene i Norge lavere enn hos handelspartnerne, noe som også henger sammen med kraftoverskudd i resten av Norden.

Utviklingen av vindkraft blir svekket av lokal motstand mot anlegg på land og nær kysten, en del problemer ved pilotanleggene offshore og en tidlig erkjennelse av at man går mot et betydelig kraftoverskudd.

- Koblet til aktivitet i Finnmark øker forbruket til petroleumssektoren i dette scenariet med om lag 7 TWh.
- Forbruket innen alminnelig forsyning inklusive

samferdselssektorens kraftforbruk øker med 0,1 % per år.

- Kraftforbruket til KIL øker med 5 TWh
- En tilsigsøkning på 3 TWh, og utbygging av ny vannkraft, gjør at samlet vannkraftproduksjon øker med hele 18 TWh.
- Utenlandsforbindelser mot kontinentet er lønnsomme, og det bygges en kabel til Danmark (SK4, 700 MW), til Storbritannia (1400 MW), en ny kabel til Nederland (700 MW), samt en kabel til Tyskland (1400 MW). Flere nye utenlandsforbindelser er en forutsetning for å gjennomføre en storstilt satsing på fornybar kraftproduksjon og for å håndtere et stort nasjonalt kraftoverskudd. Samlet ny kapasitet er 4200 MW, hvorav 2800 MW har tilknytningspunkt på Sørlandet, mens 1400 MW har tilknytning på Vestlandet.
- Scenariet har et kraftoverskudd for Norge på 15 TWh i et normalår.

Utviklingen i de øvrige nordiske landene bygger på scenariet «Climate and Integration» fra et tidligere nordisk samarbeid (NORDEL), hvor det er stort fokus på klimatiltak med utgangspunkt i en sterk internasjonal avtale om utslippsreduksjoner. I dette scenariet vil fornybar kraft med gunstig plassering være konkurransedyktig med fossil kraftproduksjon. Generelt vil det være mer vind- og vannkraft i Norden, og mindre kraftvarmeproduksjon. Mesteparten av vindkraften er plassert i Norge og nordlige deler av Sverige. Endringene i produksjonskapasitet i dette scenariet fører

til en sterkere nordisk energibalanse sammenlignet med de andre scenariene. Det vil også være større prisforskjell mellom det vann- og vindkraft-dominerte nordiske området og det kontinentale termiske systemet på grunn av høye brenselpriser og overskudd av fornybar kraft i Norden. Nye linjer fra de nordlige områdene til de sørlige delene av Norden vil være viktig for å håndtere transportbehov av kraft fra nord til sør. Den samlede nordiske kraftbalansen er i størrelsesorden 30 TWh.

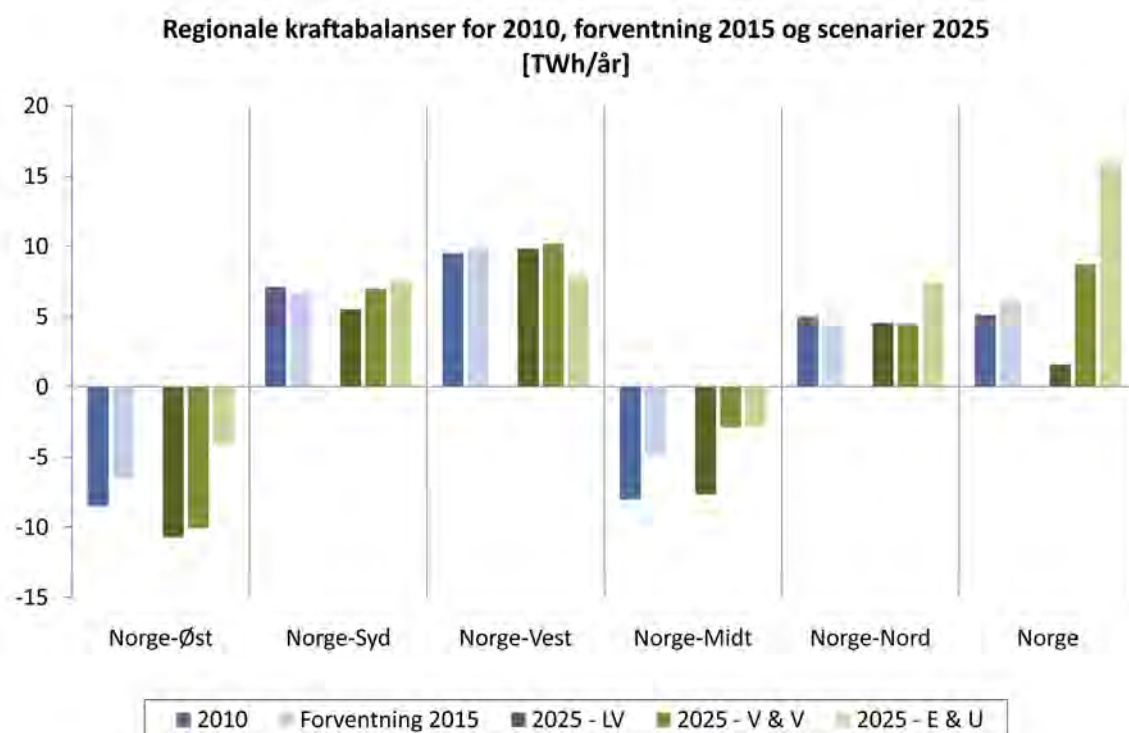
### 13.2.4 Regionale balanser 2010, 2015 og 2025

Basert på scenariene er de regionale og de nasjonale kraftbalansene vist i figur 13.2.

## 13.3. Systemdriftsmessige utfordringer i scenariene for 2025

### 13.3.1. Systemegenskaper ved fornybar kraftproduksjon og nye utenlandsforbindelser

En fremtid som beskrevet i scenariene for 2025, med flere tusen MW ny fornybar kraftproduksjon og mer enn en dobling av kapasiteten på likestrømsforbindelsene, innebærer ikke bare store utfordringer for nettoutviklingen men også for den operative systemdriften. En aktuell problemstilling er da hvordan de mest krevende scenariene vil påvirke og utfordre kraftsystemdriften, samt hvordan dette igjen kan påvirke hvordan vi utvikler nettet.



**FIGUR 13.2:** Regionale og nasjonal kraftbalanser for stadium 2010, forventning 2015 og for de tre scenariene for 2025



Utbygging av fornybar kraft gir med kraftproduksjon. Dette gir bedret kraftbalanse, men driftssituasjonen kan i perioder bli vanskeligere. Ulike produksjonsteknologier (vind, småkraft, konvensjonell vannkraft og bio) har ulik reguleringssevne og produksjonsprofil over året, og vil derfor medføre forskjellige utfordringer for systemet. Vindkraften har gunstig årsprofil med mest produksjon om vinteren da forbruket er størst. Men vindkraften er både uregulerbar og usikker (stokastisk), og man er følgelig ikke garantert produksjon når det trengs. Dimensjonerende for effektbalansen i et område er forventet kraftforbruk under en lengre kuldeperiode. Under slike forhold kan det ofte være lite vind og effektbalansen for området vil derfor ikke bedres tilsvarende installert MW i vind. Produksjonen i småskala vannkraftverk er i utgangspunktet uregulerbar med størst tilsig og produksjon om sommeren og høsten. Småkraftanlegg kan imidlertid i noen tilfeller gis noe mulighet til regulering innenfor uken eller døgnet ved å tillate små endringer i vannspeilet overfor inntaket. Dette vil være gunstig for systemet lokalt, og vil øke verdien av et småkraftanlegg ved at det kan kjøres etter døgnpris. Kraftproduksjon basert på biomasse krever gjerne varmeutnyttelse for å bli konkurransedyktig. I så måte vil slike anlegg (som andre termiske anlegg med varmeutnyttelse) kjøres jevnt over døgnet i perioder da det er behov for varmen. Noe fleksibilitet kan imidlertid oppnås i slike anlegg ved hjelp av et samspill med en elkjel.

Når det gjelder evnen til å absorbere uregulerbar fornybar kraft er det store forskjeller i ulike deler av nettet. For eksempel er reguleringssevnen liten i Finnmark Vind/småkraft/bio krever at variasjon i produksjon utjevnes ved hjelp av andre ressurser. Det nordiske kraftsystemet er ett integrert/felles system med potensial for å yte mer regulering grunnet stor andel vannkraft. Imidlertid må dette systemet også håndtere store tilsigsvariasjoner, noe som i enkelte perioder vil påvirke denne reguleringssevnen. Det nordiske kraftsystemet kan håndtere relativt store mengder fornybar kraft, men dette vil medføre at vi binder opp reguleringsressurser til å utjevne variasjonene i fornybarproduksjonen. Nettmessige begrensninger i enkelte regioner vil kunne bli en utfordring for eventuelle reguleringsbegrensninger.

Vekselstrømsforbindelser (HVAC) til andre land bidrar til et mer robust kraftsystem ved at «lokale» ubalanser utreguleres automatisk i hele det synkrone området. Likestrømsforbindelser (HVDC) til utlandet skaper noen spesielle utfordringer for kraftsystemdriften. Disse utfordringene er i hovedsak knyttet til den momentane balanseringen av systemet.

### 13.3.2. Utfordringer for systemdriften

Slik scenariene «Vindkraft og forbruksvekst» og «Eksport og utveksling» beskriver en mulig utvikling vil dette medføre store endringer for systemdriften i forhold til dagens situasjon. Systemdriften er på flere områder utfordret allerede i dag, så scenariet «Lav

vekst» vil også kunne utløse nye behov.

Identifiserte systemdriftsutfordringer ved økt innslag av vindkraft og flere utenlandskabler:

- Håndtering av endringer i kraftflyt på HVDC-forbindelsene (også kalt ramping), hvor store effektuttak/innmating reguleres i løpet av noen få minutter.
- Sikring av tilstrekkelig med reservekapasitet på kalde vinterdager.
- Sikring av tilstrekkelige nedreguleringsreserver ved import i lavlastperioder.
- Å tilfredsstillere behov for kortslutningsytelse i kraftsystemet ved import (vekselretterdrift).
- Å tilfredsstillere behov for mer reaktiv ytelse i nettet for å holde spenningen stabil.

**Ramping:** For å opprettholde stabil frekvens når effektflyten endres på utenlandsforbindelsene må dette skje i godt samsvar med endringen i kraftproduksjon og forbruk. Lastpågangen kommer på samme tid i det nordiske systemet og på kontinentet, og utvekslingen på kablene øker derfor samtidig som endringene i vårt eget forbruk er størst. Tiltak for å håndtere rampingen kan deles i to kategorier; - en forbedret og mer kontrollert planlegging av produksjonsendringer, samt en forbedret og mer omfattende automatisk regulering av balansen. Automatisk sekundærregulering (LFC = Load Frequency Control) vil bli innført i Norden. Denne reserven vil bidra til å håndtere lastfølging ved raske endringer i forbruk og utveksling. Behovet for automatiske reserver vil kunne øke betydelig for å være i stand til å håndtere den samlede totale effektendringen som følger av flere utenlandskabler fra Norge og Sverige. Bedre planlegging av og kontroll med produksjonsendringer reduserer behovet for automatiske reserver.

### Økt behov for regulerkraft (tertiærreserver):

Variasjoner i produksjonen fra vindkraftverk og annen ikke regulerbar produksjon gir større usikkerhet knyttet til den planlagte balansen av systemet. Det vil være større behov for regulerbare ressurser til å dekke ubalanser i fornybar kraftproduksjon. Dette behovet kan i hovedsak dekket gjennom manuelle reserver som tilsvarer ressursene som i dag finnes i regulerkraftmarkedet. Ved en vesentlig utbygging av vindkraft i det synkrone nordiske systemet og på kontinentet, vil det oppstå behov for å anskaffe terciærreserve (opp- og nedregulering) for å utregulere ubalanser i løpet av i størrelsesorden 15 minutter. Enkelte områder har allerede i dag utfordringer med å ha tilstrekkelig med reserver til å regulere med, for eksempel nord for Ofoten.

**Oppreguleringsreserver:** For å sikre at det til enhver tid finnes nok ressurser i regulerkraftmarkedet kjøper Statnett i dag opsjoner på regulerkraft (RKOM) i perioder med forventet behov for oppreguleringsressurser. Dagens RKOM for manuell oppreguleringsreserve begrenses av at det primært er i høylasttimer i vin-

tersesongen det er behov for å reservere kapasitet til dette formålet. Økning av utvekslingskapasiteten fra Norge og økt innslag av vindkraft vil medføre at perioden for å sikre tilgang til reserver må utvides.

**Nedreguleringsreserver:** I lavlastperioder, typisk på natt i sommerhalvåret, viser det seg med økende hyppighet at det kan være vanskelig å finne tilstrekkelige nedreguleringsressurser. Dette gjelder spesielt i våre naboland med en betydelig andel varmekraft, men problemstillingen er også relevant for norske forhold. Ved økning av vind og uregulerbar vannkraftproduksjon økes nivået på «grunnproduksjonen» i vårt eget system, noe som bidrar til flere timer hvor det ikke er behov for den produksjonen som er regulerbar. Med utenlandsforbindelser som knytter oss til kraftsystemer med stor grunnproduksjon fra lite regulerbare varmekraftverk, samtidig som vårt forbruk er relativt lavt, vil kraftoverskudd fra kontinentet kunne forsterke problemstillingen. Generelt kan man også si at vår evne til å regulere ekstra vindkraftproduksjon på kontinentet svekkes dersom det samtidig er mye vind i vårt eget system. Kombinasjonen av høy import på kabler, lav last og liten egenproduksjon vil kunne gi utfordringer mht til balansereguleringen fordi det alltid kreves en viss mengde automatiske reserver i form av roterende reserve.

Utenlandsforbindelser alene og utenlandsforbindelser i kombinasjon med vindkraft vil kunne gi økende volumbehov for nedreguleringsreserve og økende periode for behov for anskaffelse av denne typen reserve. På deler av kontinentet sikres reserver både for opp- og nedregulering i alle årets timer.

**Kortslutningsytelse** er nødvendig for å oppnå en sikker drift av kraftsystemet. Ved lav kortslutningsytelse er systemet sårbart for feil som medfører utfall av HVDC forbindelser til utlandet. Gjelder dette konvensjonell HVDC-teknologi som medfører krav til økt kortslutningsytelse, mens det samme kravet ikke gjelder HVDC VSC. Dersom det ikke er tilstrekkelig kortslutningsytelse kan dette avhjelpest ved å øke roterende ytelse fra vannkraftgeneratorer. Det vil imidlertid kunne forsterke problemstillingen med mangel på nedreguleringsressurser (beskrevet over) dersom man i lavlast må starte produksjon for å håndtere manglende kortslutningsytelse.

**Spenningsforhold:** Det vil bli behov for mer reaktiv ytelse i kraftsystemet som følge av uregulert produksjon og utenlandsforbindelser. Dette skyldes økt variasjon i lastflyt, noe som krever større fleksibilitet i leveranse av reaktiv ytelse for å holde spenningen stabil. Eksempelvis vil det i det flytretningen på utenlandsforbindelser skifter være en kort periode hvor linjer nær tilknytningspunktene vil ha lav/ingen belastning. Dette medfører høye spenninger. Generelt bidrar vindkraft i liten grad til spenningsstøtte ved at generatorteknologien som i dag benyttes ikke har

de samme egenskaper som vannkraften. Vannkraft benytter i all hovedsak synkrongeneratorer som er viktige for å holde nettet på konstant spenning, mens vindkraften så langt benytter asynkrongeneratorer som i langt mindre grad kan benyttes til stabil nettdrift med hensyn til spenning. Dette kan alternativt håndteres gjennom investeringer i reaktivt produksjonsutstyr i tilknytning til nye vindparker eller ny teknologi for vindgeneratorer. Samt at det kan etableres funksjonskrav for nye anlegg som sikrer spenningsstøtte.

Ved **salg av system- og balansetjenester** på utenlandsforbindelser vil tilgangen på ressurser til å balansere eget system bli mindre. I vårt vannkraftbaserte system vil det mange timer i løpet av året være rikelig med ressurser mens det i noen perioder vil være mer begrenset. Utveksling av system- og balansetjenester på utenlandsforbindelser krever at det er tilgjengelig kapasitet til dette formålet eller at man benytter kortsiktig tilleggskapasitet på forbindelsene. For sikker tilgang på kapasitet, vil reservasjon være nødvendig. De systemdriftsmessige konsekvenser av å utveksle system- og balansetjenester på utenlandsforbindelser vil først og fremst påvirke behovet for å kunne håndtere flere og større endringer i planlagt kraftflyt nært og i driftstimen.

### 13.3.3. Aktuell håndtering

Systemdriften skal ikke bare håndtere de normale og dominerende flytmønstre. Det er de mer ekstreme og uvanlige situasjonene som er dimensjonerende for behovet for systemdriftsvirkemidler. Med flere ukjente faktorer som vil ha betydning for det resulterende behovet for systemdriftsvirkemidler er det vanskelig å entydig gi anslag på hvilke reservevolumer og eksakte tiltak som vil kreves.

Mye av fremtidens systemdriftsutfordringer vil kunne løses gjennom en videre utvikling av mekanismer for anskaffelse og aktivering av system- og balansetjenester, innføring av nye teknologiske løsninger og forbedring av plan- og IT verktøy. Omfanget og omkostningene vil øke betydelig i forhold til dagens nivå fordi potensielt store flytendringer (utenlandsforbindelser) og uforutsigbar produksjon (vind og småkraft) er drivende for det totale virkemiddelbehovet. Utstrakt bruk av enkelte systemdriftsvirkemidler øker kompleksiteten i driften, noe som igjen kan redusere forsyningssikkerheten.

En betydelig økning av behovet for systemdriftsvirkemidler som følge av vind og nye utenlandsforbindelser vil på et punkt kunne medføre at det legges beslag på en så stor andel av ressursene at det påvirker forutsetningene i analysene som legges til grunn for fremtidig nettutvikling. Nettet må derfor også dimensjoneres for denne typen bruk/utnyttelse – ikke bare den normalt forventede typiske kraftflyt. Løsninger som velges må være robuste med tanke på disse forholdene. Den generelle markedsutviklingen sammen med system- og balansetjenester vil ikke fullt ut kunne kompensere for manglende



investeringer i overføringskapasitet. Det er et stort utfallsrom i systemansvarliges fremtidige forventede behov for virkemidler i systemdriften. Robustheten ligger i nettutviklingen og anledningen til å disponere tilstrekkelig systemdriftsorienterte virkemidler.

Spenningsoppgradering av linjer og nettførsterkninger generelt bedrer kortslutningsytelsen i nettet, og er gunstig for systemdriften. Ytterligere kortslutningsytelse må skaffes ved installasjon av roterende fasekompensatorer, vannkraftgeneratorer som benyttes som fasekompensatorer eller ved ordinær kraftproduksjon. Systemvern kan brukes for å øke overføringsgrenser.

Ny fornybar kraftproduksjon og nye utenlandsforbindelser vil gi økt behov for automatiske og manuelle reserver. Dette vil være reserver som kjøpes av TSO og som dermed ikke deltar i den ordinære markedsklaringen i spotmarkedet. Med store mengder vind og nye utenlandsforbindelser, som beskrevet i scenariene, vil dette kunne innebære at flere hundre, eller mer, megawatt (MW) som da ikke kan inngå i spotmarkedet.

I tiden fram til 2025 vil det kunne skje mye på teknologisiden (spesielt innen vindkraft) samt innen styringsteknologier som kan bidra til å redusere systemansvarliges behov for å sikre reserver eller andre tiltak. Videre kan systemansvarlig gjennom tilknytningskrav og teknologiføringer påvirke behovet for tiltak, og spesielt gjelder dette behovet for kortslutningsytelse og reaktive ytelser.

### 13.4. Kraftsystemet etter 2025

Usikkerheten om kraftsystemets utvikling og medfølgende overføringsbehov øker jo lenger fram i tid man forsøker å se. På lang sikt kan produksjonskapasiteten og forbruksmønsteret endres mye fordi anlegg skal fornyes og fordi ny teknologi åpner nye muligheter. Også nettet kan utvikles mye over tid, og

det er sannsynlig at de internasjonale forbindelsene vil bli sterkere. Et høyere kostnadsnivå for energi (brenselpriser) sammenliknet med 90-tallet og mål om lavere CO<sub>2</sub>-utslipp øker lønnsomheten av handel med kraft over landegrensene.

Kraftverk, store forbruksenheter og nettanlegg har lang levetid. Anlegg som er etablert vil derfor påvirke kraftsystemet langt fram i tid. Dette gjelder særlig vannkraftverk, hvor reinvesteringsbehovet er lavt og hvor lønnsomheten ved fortsatt drift er stor. Samtidig kan anleggene få økt produksjon på grunn av økende tilsig og reguleringsevnen kan bli utvidet gjennom investeringer i økt effektkapasitet. Det siste vil være et svar på økende etterspørsel etter regulering fra andre land i Nord-Europa (via kabler) og fra vindkraft i Norge.

Nedenfor oppsummerer vi noen momenter vi ser som viktige for å vurdere mulige utviklingsbaner etter 2025. Slike vurderinger blir naturligvis i stor grad en forlengelse av de utviklingstrekkene vi ser kimen til i dag.

- Regjeringen har gjennom Klimaforliket en ambisjon om at Norge skal være klimanøytralt i 2030. Dette vil innebære en stor omlegging av energisystemet, både gjennom videre fornybar satsning og gjennom tiltak på utslippsiden (enten elektrifisering eller lagring av utslipp).
- Teknologiu utvikling senker kostnadene ved ny fornybar energi. Vindkraft og andre fornybare energikilder som kraft og varme fra biobrensel, saltkraft (osmose) og bølgekraft vil trolig bli billigere etter hvert som teknologiene utvikles. Flytende offshore vindkraft og bølgekraft har stort potensial dersom den teknologiske fremgangen blir stor nok.
- Et offshore kraftnett kan bli en del av løsningen for ny havenergi samtidig som det også åpner for en viss elektrifisering av offshore installasjoner og for krafthandel med flere land rundt Nordsjøen.
- Fleksibiliteten i vannkraftsystemet kan økes ved



installasjon av nye turbiner og pumpekraftverk. Norge kan i større grad bli en svingprodusent som eksporterer når forbruket i Europa er høyt og vindkraftproduksjonen lav, og importerer når forbruket er lavt og vindkraftproduksjonen er høy. Denne handelen kan skje via et offshore kraftnett og via bilaterale kabler. Rollen som svingprodusent kan imidlertid stå i et motsetningsforhold til rollen som eksportør av fornybar kraft. Sentralt vil være tiltak for å utnytte vannkraftens reguleringssevne gjennom handel med andre land.

- Norden – og særlig Norge – har stort ressursgrunnlag for økt fornybar produksjon. Gunstig teknologisk utvikling og høye kostnader ved bruk av fossil energi, kan gi Norden en relativ kostnadsfordel på lang sikt. Sammen med vilje til å vedlikeholde og øke kjernekraft produksjonen i Norden styrkes kraftbalansen og øker sannsynligheten for lave priser sammenliknet med kontinentet.
- Veitransport kan elektrifiseres uten dramatisk økning i kraftforbruket, og opplading av batterier vil ikke belaste sentralnettet vesentlig. Vellykket utvikling av batterier, høye oljepriser og aktiv klimapolitikk gjør elektrifisering sannsynlig på lengre sikt.
- Fossile brenselspriser og kvoteprisen for CO<sub>2</sub> kan bli høye, men dette gir ikke nødvendigvis veldig høye kraftpriser på lang sikt. Stor (subsidiert) utbygging av fornybar kraft med lave marginalkostnader vil bidra til lave kraftpriser i Norden. Mye vindkraft i Nord-Europa kan dessuten gi billig import en del av året. Høye kostnader ved fossil kraft stimulerer over tid utviklingen av alternativ produksjon, og i Norden er alternativene flere og ofte billigere enn på kontinentet. Økt overføringskapasitet til kontinentet kan dempe forskjellen i gjennomsnittspris noe, men vil neppe fjerne den. Norden kan uten svært store anstrengelser få en CO<sub>2</sub>-fri kraftproduksjon som er større enn kraftfor-

bruket. Kullkraft spiller imidlertid en viktig rolle for å håndtere svingninger i tilgangen på fornybar kraft og for å dekke forbruket i Finland og Danmark. En stor reduksjon i kullkraften vil kreve økt overføringskapasitet i Norden og ut av Norden og utvikling av fleksibilitet i samspillet mellom kraftmarkedet og varmesektoren.

- Prosessindustri bruker om lag 1/3 av kraften i Norden og vil også i fremtiden ha en viktig rolle. En eventuell nedgang i industriforbruket – og dette gjelder både Norge, Sverige og Finland - vil bidra til lavere priser – og dermed begrense ytterligere nedgang. Kraftpriser rundt nivået for fulle kostnader ved kjernekraft kan bidra til at prosessindustrien fortsatt vokser i Norden.

# 14

## Nye områder innen nettutviklingen (Vedlegg B)

Den langsiktige nettutviklingen peker i flere retninger. Tre viktige drivkrefter vil kunne påvirke hvordan fremtidens nett vil utvikles. For det *første* vil ny fornybar kraftproduksjon kunne skje langt unna forbruket, og gi mer langreist kraft. Ofte er fornybarleggene relativt små og fases inn på distribusjons- og regionalnett. Mye av den nye fornybare kraftproduksjon er uregulert og krever sterkt nett for å håndtere variasjonen i produksjon. For det *andre* er behovet for og ønske om økt handel mellom markedene økende, for å utnytte ulikhetene mellom markedene og for å håndtere variasjonene som fornybarproduksjonen gir. For det *tredje* vil nye forbruks- og produksjonskategorier stille nye krav til nettet. Spesielt gjelder dette elektrifisering av offshore petroleumsindustrien og på lengre sikt offshore vindkraft.

Fremtidens nettutvikling må både håndtere behovet for å håndtere nye kundegrupper (offshore kraftnett, kapittel 4.14), behov for å håndtere langreist kraft (super grid, kapittel 14.1), samtidig som det bygges inn robusthet og fleksibilitet til å håndtere distribuert produksjon og forbruk i underliggende nett (smart grid, kapittel 14.2).

### 14.1. Supergrid

Et supergrid (supernett) er langdistanse transmisjon av store mengder (bulk) elektrisk kraft. Et europeisk supernett har fått økt aktualitet for å knytte sammen nasjonale og regionale nett for å balansere over- og underskudds områder, som både kan skyldes strukturelle forhold eller kortsiktig variasjoner på grunn av fornybar kraftproduksjon. Et supernett vil da være «hovedmotorveier» som fungerer som et overliggende nett som bidrar til å binde sammen de nasjonale strukturene.

I en europeisk sammenheng har diskusjonen mye dreid seg om landbaserte løsninger som dekker store deler av Europa, men det har i den senere tiden også vært løftet frem løsninger som innebærer betydelig andel sjøbaserte transmisjon. Dette for å kunne legge til rette for offshore vindkraftproduksjon, knytte sammen større områder, samt en erkjennelse av at det vil være lettere å få godkjent å bygge nytt nett i sjøen enn på land.

Et supernett vil kunne realiseres både med høyspent likestrøm (HVDC) og med høyspent vekselstrøm (HVAC). En vekselstrømsløsning vil være lettere å implementere, mens en likestrømsløsning vil ha mindre tap, større styrbarhet og være den anbefalte løsningen for sjøbasert transmisjon.

Gjennomføring av et omfattende europeisk supernett vil innebære at flere land må samarbeide om løsningen, og de respektive lands myndigheter og aktører må trekkes med for å finne hensiktsmessig design. I en europeisk sammenheng vil trolig EU ha en sentral rolle i utformingen av en slik løsning.

ENTSO-E arbeider med supergrid innen flere områder hvor Statnett deltar. Det pågår blant annet et arbeid som ser på modeller for en pan-europeisk supergrid (langsiktig fokus 2050). I den regionale plangruppen for Nordsjø-området, hvor Norge deltar sammen med Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, England og Irland, arbeides det med offshore super grid løsninger.

### 14.2. Smart Grid

Økt andel distribuert og uregulerbar produksjon stiller andre krav til fremtidens systemansvar og nettutvikling. Smart Grid løsninger er et vidt begrep som omhandler løsninger for å håndtere samspillet mellom distribuert energiproduksjon, nettet og forbrukere.



Statnett

Smart Grid bygger på automatiserte løsninger, med toveis flyt av elektrisk energi og toveis informasjonsflyt mellom produksjonsenheter (på ulike spenningsnivå) og forbrukerne.

Figur 14.1 illustrerer et tradisjonelt oppbygd kraftsystem og en Smart Grid løsning:

Fra et teknologisk ståsted er Smart Grid knyttet til distribuert «smartness», hvor styringssystemer i kraftsystemet knytter sammen overvåking, styring og vern. Dette betinger kommunikasjonsinfrastruktur på ulike nivå i systemet for å få til en effektiv innhenting og distribuering av styre- og målesignaler. I praksis vil det innebære at det er mulig å overvåke og styre mesteparten av nett-komponenter i kraftsystemet, alle produserende kilder og alle belastningene til kunder (eller de belastningene som kunder har godkjent for fjernstyring).

Smart Grid fordrer en ny måte å utvikle og drifte kraftsystemet på og er mye mer en bare implementering av «smarte» energimålere (AMS). «Smarte» energimålere er en nødvendig, men ikke tilstrekkelig, byggekloss for å kunne automatisere kraftsystemet. Som ett første steg er «smarte» målere viktig fordi de gir større del av sluttbrukerne informasjon om egen belastningsprofil, prismønster og andre parametre som bevisstgjør eget forbruksmønster og mulig bidrag til realisering av potensial knyttet energieffektivisering og effektreduksjoner.

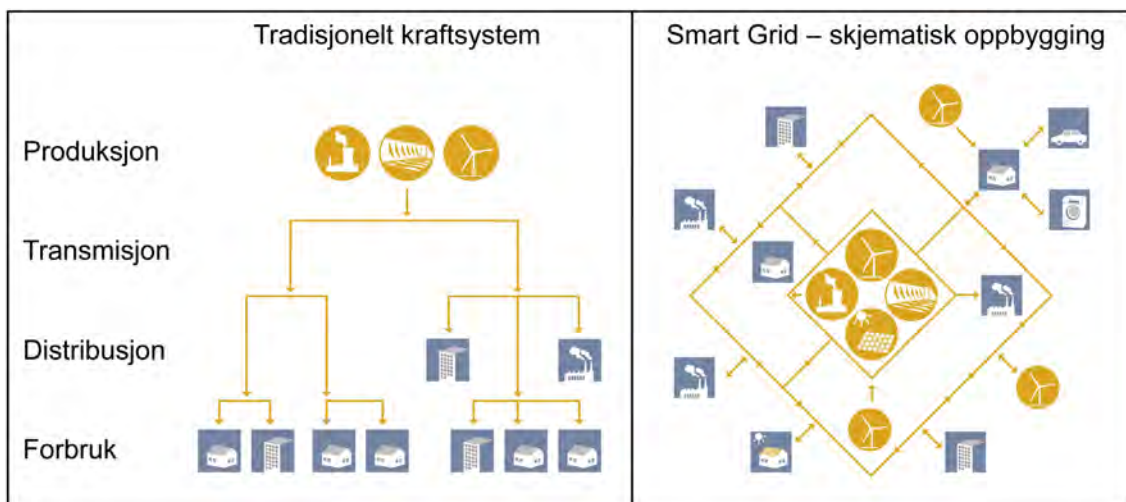
Både energibransjen og sluttbrukere vil oppnå fordeler med implementering av Smart Grid løsninger:

- Nettselskapene vil ha mulighet til å overvåke og administrere kraftforsyningen fra produsenter til kundene «on-line»
- Økt mulighet for forbrukerrespons og tidsavhengige tariffer, som gir en mer effektiv systemdrift og reduserer flaskehalsar.
- Systemansvarlig kan ha tilgang til reserver gjennom muligheten av å styre kundene sine belastninger. Systemansvarlig kan tilby ulike kontrakter for å håndtere topp last i kraftsystemet for å få en bedre utnyttelse av kraftsystemet.

- Kundene kan følge eget forbruk og foreta endringer i forbruksmønster basert på prissensitivitet, samt oppfordres til energibesparing av eget forbruk. På sikt vil det være installasjoner i hjemmene som bidrar til automatiske løsninger.

Statnett står ovenfor betydelige investeringer for å møte en forventet økning av forbruket, nye kabler til kontinentet og innfasing av fornybare energikilder. Smart Grid løsninger vil kunne være et viktig bidrag knyttet til balansering av kraftsystemet. Det gir systemansvarlige større muligheter til fleksibilitet i valg av produksjonsenheter for å møte forbruket, samt inneha fleksibilitet i styringen av energilasten for å møte tilgjengelig produksjon. Flere av dagens markedsløsninger innen systemdriften kan betegnes som Smart Grid gjennom aktørrespons på priser. Innføring av avanserte systemvern knyttet til momentan last og produksjonsbortkobling i spesielle krevende driftssituasjoner, er også en applikasjon som faller innenfor Smart Grid konseptet. Slike vern har Statnett hatt i drift i mange år og gjør at utnyttelsesgraden kan økes betydelig uten å investere i ny infrastruktur.

Statnett har en betydelig aktivitet innenfor FoU knyttet til utvikling av nye applikasjoner for Smart Grid løsninger innenfor nettdrift.



FIGUR 14.1: Skisse over strukturen i et tradisjonelt kraftsystem og for et mulig fremtidig smart grid.

# Statnett

**Statnett SF**

Husebybakken 28B, P.O.Box 5192 Majorstuen, N-0302 Oslo

Telefon: +47 23 90 30 00, Telefax: +47 22 52 70 01

[www.statnett.no](http://www.statnett.no), [firmapost@statnett.no](mailto:firmapost@statnett.no)