



KUBE 2012

Systemdrift 2020

Forord

KUBE er et sommerprosjekt for studenter som Statnett har arrangert siden 2009. Seks kandidater settes sammen i et tverrfaglig team for å løse en gitt problemstilling aktuell for Statnett sine ansvarsområder.

Årets seks deltakere i KUBE-prosjektet har sin faglige bakgrunn i studieretningene samfunnsvitenskap, ingeniørstudier og økonomi. Vi har fått følgende problemstilling som bakgrunn for rapporten "Hvordan bør Statnett drifte kraftsystemet i 2020" ?.

Systemdrift er et komplekst tema med mange ulike aktiviteter og faktorer som skal tas med i betraktning. I løpet av seks uker her på Statnett har vi imidlertid fått grundig opplæring i tematikken, kombinert med mye latter, moro og sosiale aktiviteter. De første to ukene brukte vi på å bli bedre kjent med hverandre og å lære om de verktøy som Statnett benytter i dag for å imøtekomme systemansvaret. Videre har vi vært på ekskursjon til Kristiansand for å se på hvordan Statnett planlegger utbyggingen av den nye HVDC-kabelen Skagerak 4. Den resterende tiden har vi brukt til innhenting av informasjon og til selve skriveprosessen.

Vi vil gjerne takke alle ansatte i Statnett som har hjulpet oss med informasjon slik at denne rapporten har blitt mulig. Videre vil vi også gi en spesiell takk til traineene Jakob Norem Dyrhaug og Matias Ebbe Theisen som har gjort en iherdig innsats med å følge oss opp gjennom hele prosessen. Alt i alt har vi hatt en veldig læringsrik og spennende tid her på Statnett, og vi håper at rapporten vil kunne gi en ryddig og oversiktlig fremstilling av framtidsutsiktene Statnett står ovenfor når det gjelder systemdrift. Med dette vil vi takke for oss for denne gang. Vi håper å få muligheten til å stifte bedre bekjentskap til Statnett som virksomhet også i fremtiden.

Montebello 10.08.12

Martha Marie Øberg

Fredrik Vigeland Christoffersen

Jonas Krisiansen Nøland

Tove Rømo Grande

Leiv Erik Ødegaard

Tine Handeland

Sammendrag

KUBE 2012 har i årets sommerprosjekt svart på problemstillingen: *Hvordan bør Statnett drifte kraftsystemet i 2020?*

Utviklingen av systemdriften frem mot 2020 vil drives av en kraftig økning i utvekslingskapasitet mot kontinentet, storstilt utbygging av fornybar produksjon, og tett integrasjon av systemer og markeder i Europa. Dette vil gjøre kraftsystemet mer komplekst og stiller Statnett som systemoperatør overfor flere nye utfordringer.

I dag gis utviklingen av neste generasjon sentralnett mye oppmerksomhet i Statnett, og det er en riktig prioritering. KUBE tror imidlertid at frem mot 2020 må man også rette søkelyset mot utviklingen av neste generasjon systemdrift. Det betyr nye markedsløsninger, mer effektiv bruk av reserver, risikoanalyser i sanntid og felles europeiske løsninger.

Systemdrift er et omfattende og komplekst tema. KUBE har derfor valgt å ta for seg balanseringen av systemet og håndteringen av et økende antall frekvensavvik man har opplevd over de siste 15 årene. En svekket frekvenskvalitet kan ha store konsekvenser for driftssikkerheten, medføre utkobling av forbruk og i verste fall mørklegging av større deler av kraftnettet.

Rapporten forsøker å identifisere utfordringene man vil stå overfor i systemdriften frem mot 2020 og skissere noen forslag til hvordan de kan håndteres. Overordnet ser KUBE følgende utfordringer som de viktigste:

Ubalansene i systemet blir større

Strukturelle ubalanser oppstår fordi kraftmarkedet er basert på hele timer mens forbruket varierer naturlig gjennom timen. I tillegg forsterkes disse ubalansene når kraftflyten på utenlandskablene snus. Dette skjer normalt samtidig med store endringer i norsk forbruk om morgenen og kvelden, og dette gjør disse ubalansene spesielt vanskelige å håndtere. Med økt utvekslingskapasitet i fremtiden vil disse ubalansene bli større og by på driftsmessige utfordringer. Videre vil det trolig bli mer ubalanser i driftstimen som følge av at man får mer uregulerbar produksjon frem mot 2020.

Det er usikkert om dagens system er i stand til å regulere bort så store ubalanser, og man vil trolig bli nødt til å finne nye løsninger for å håndtere dette. Spekteret av mulige løsninger spenner seg fra en kraftig økning i bruken av reserver til fundamentale endringer av markedetsdesignet. KUBE anbefaler at det vurderes en kortere tidsoppløsning i spotmarkedet og kontinuerlig ramping på utenlandskablene. Dette vil kunne redusere de strukturelle ubalansene betydelig og øke kablernes samfunnsøkonomiske nytte. I tillegg diskuterer KUBE tiltak rundt økt likviditet i intradag-markedet. Dette markedet kan bli en viktig brikke i å redusere ubalanser i systemet grunnet vindkraft.

Endret prisstruktur gir dyre reserver og mangel på roterende masse

Økt utvekslingskapasitet til Europa vil kunne gi det nordiske kraftmarkedet et sterkere preg av kontinental prisstruktur. Perioder med lavt forbruk, import og en større andel mindre regulerbar produksjon vil bli mer vanlig. Norske vannkraftverk vil trolig tilpasse seg det nye prismønsteret. Det kan gi svært dyre reserver og mangel på roterende masse i det norske kraftsystemet.

Bruken av reserver bør derfor bli mer effektiv i fremtiden. KUBE mener man i mindre grad må bruke automatiske reserver til å håndtere forutsette ubalanser, slik at disse er intakte og bruken av dem ikke blir større enn nødvendig. I tillegg blir det analysert den positive effekten sekundære reserver vil ha for systemet. Et nytt markedsprodukt for roterende masse blir diskutert og sammenlignet kort

mot alternativet, som innebærer investering i fasekompensatorer. Tertiærreserver blir diskutert og KUBE peker på behovet for nedreguleringsopsjoner i RKOM.

Økt risiko som følge av et mer komplekst kraftsystem

Norge skal de neste ti årene øke overføringskapasiteten mot utlandet med omlag 70% fra dagens nivå. Med blant annet tre nye HVDC-kabler fra Norge ut av det nordiske synkronsystemet i 2020, på opptil 1400 MW hver, vil kraftsystemet være mer utsatt for større utfall. Slike utfall kan føre til alvorlige frekvensavvik og krever et robust system med evne til å håndtere dette.

Med et mer komplekst kraftsystem vil håndteringen av risiko bli mer utfordrende og enda viktigere. Innføring av mer automatiserte risikostyringssystemer som opererer i sanntid vil kunne fungere som beslutningsstøtte og bidra til å gjøre dette arbeidet enklere.

Europeisk integrasjon gir mindre handlingsrom

EU har som mål å etablere et europeisk indre marked for energi. Det nordiske markedet skal være en integrert del av dette og det europeiske regelverket vil derfor være gjeldende for Statnett. Regelverket dekker et bredt sett av områder relevant for systemdriften, og kommer til å dekke enda flere fram mot 2020.

Det er avgjørende at Statnett medvirker aktivt i EU-prosessene som vil pågå frem mot 2020 for å ivareta norske interesser i utviklingen av kraftsystemet. Gjennom tidlig involvering og med god dialog med et bredt sett av aktører kan man være med på å utvikle gode fellesløsninger for det europeiske kraftsystemet, og på den måten sørge for at egne interesser blir ivaretatt.

Veien videre: Befolkningens tillit til Statnett

Statnett planlegger omfattende endringer og utbygginger i fremtiden. Det er imidlertid fundamentalt at befolkningen forstår hvilken motivasjon Statnett har for disse endringene. Systemdrift er et komplekst tema, hvor det er mange ulike hensyn som skal koordineres og integreres. Dyrere strøm for forbrukere og norsk industri som følge av eksport, utnyttelse av norske naturressurser for salg til utlandet, store og omfattende utbygginger i norsk natur er alle eksempler på potensielle konfliktpunkter. Det er derfor essensielt at Statnett klart stadfester sin rolle som samfunnsansvarlig aktør overfor befolkningen.

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	3
Ubalansene i systemet blir større	3
Endret prisstruktur gir dyre reserver og mangel på roterende masse.....	3
Økt risiko som følge av et mer komplekst kraftsystem.....	4
Europeisk integrasjon gir mindre handlingsrom	4
Veien videre: Befolkningens tillit til Statnett	4
Innholdsfortegnelse.....	5
Innledning.....	7
Problemstilling og avgrensning	8
Oppbygning og struktur av rapporten.....	9
Del 1: Utviklingstrekk og frekvensavvik.....	10
Generelle utviklingstrekk mot 2020.....	11
Økt fornybar energiproduksjon.....	11
Økt overføringskapasitet mot utlandet.....	12
Utviklingstrekk på klimafronten	12
Neste generasjon sentralnett.....	12
Europeisk integrasjon.....	12
Hovedutfordringer mot 2020.....	12
Del 1: Utviklingstrekk og frekvensavvik.....	13
Del 2: Ubalansene i systemet blir større	14
I – Tidsoppløsning gir strukturelle ubalanser.....	15
Kraftmarkedet balanserer produksjon og forbruk	15
Nye markedsløsninger kan redusere strukturelle ubalanser	17
Kontinuerlig ramping.....	19
II – Frekvensbalansering i intradag-markedet.....	21
Lav norsk deltagelse i intradag-markedet	22
Økt likviditet i intradag-markedet mot 2020.....	22
Hvordan legge til rette for et sterkere intradag-marked	23
Oppsummering	24
Del 3: Endret prisstruktur i kraftmarkedet.....	25
Kraftsystemets forsvar mot ubalanser.....	26
Mer prisstruktur	26
I - Primærreserver	27
Kostnaden for primærregulering øker	28
Fremtidens bruk av automatiske reserver må bli mer effektiv.....	28
II - Sekundærreserver	29

III - Roterende masse.....	29
Underskudd på roterende masse	30
Sikre tilgang til roterende masse.....	31
IV - Tertiærreserver.....	32
Økt behov for tertiærreserver.....	32
Utjevning av ubalanser mellom produksjon og forbruk.....	33
Spesialregulering	33
Oppsummering	34
Del 4 – Risikostyring og driftssikkerhet	35
Utfall som trussel mot kraftforsyningen	36
Risikostyring	36
Risiko og sikkerhet.....	36
N-1-kriteriet som indikator på driftssikkerhet	37
Analyseverktøy i risikostyringsprosessen.....	38
Koordinering og effektiv risikohåndtering	38
Oppsummering	41
Del 5: Statnett i Europa	42
I - EU legger føringer for Statnett.....	43
EUs betydning vil øke fram mot 2020	43
II - Hvordan kan Statnett medvirke?.....	44
Forslagsfasen: mulighet for innflytelse og medvirkning	45
Forhandlings - og vedtaksfasen: krevende å gjøre endringer	46
Statnett bør framstå som en enhetlig aktør.....	46
Framtidige debatter for systemdriften.....	47
Oppsummering	47
Del 6: Oppsummering og veien videre	48
Oppsummering av KUBE-rapporten.....	49
Veien videre – Et varsko for fremtiden	51
Figurliste	52
Tabelliste	52
Kildeliste	53
Om forfatterne	55
Vedlegg.....	56



Innledning

Systemdrift er navet i kraftsystemet, hvor den løpende balansen mellom produksjon, forbruk og utveksling med utlandet håndteres. I 2020 er det antatt at systemdriften blir mer kompleks for Statnett som systemoperatør. Hovedårsaker til dette presenteres i figur 1 under. Her kan man se at Statnetts systemdrift vil påvirkes av både internasjonale forhold, produksjons- og forbruksendringer, klima, nettutbygging og ny teknologi.

Systemdrift frem mot 2020



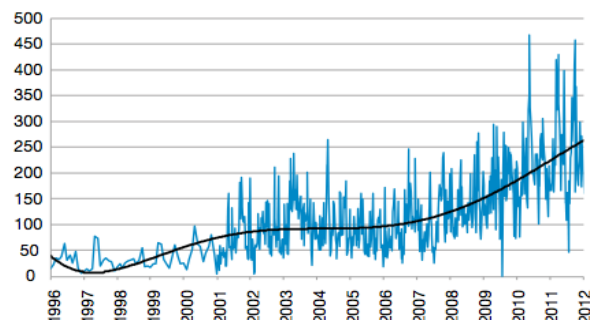
Figur 1: Hvilke hovedendringer vil påvirke systemdriften fra i dag og frem mot 2020

Problemstilling og avgrensning

KUBE tar utgangspunkt i dagens systemdrift for å identifisere problemer, utfordringer og forbedringsområder. Videre vil det analyseres og tas høyde for den utviklingen kraftsystemet vil stå overfor frem mot 2020. Ut i fra dette skal følgende problemstilling besvares: *Hvordan bør Statnett drifte kraftsystemet i 2020?*

Som systemoperatør skal Statnett sikre at det er balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid. Frekvensen kan benyttes som et mål for dette. I det nordiske synkronsystemet har man en definert frekvens på 50 Hz. Et frekvensavvik betegnes som en situasjon der frekvensen faller utenfor intervallet 49,9-50,1 Hz. Evnen til å holde en stabil frekvens med få avvik er derfor essensielt for at Statnett skal overholde sitt systemansvar.

Store frekvensavvik kan ha konsekvenser for driftssikkerheten, medføre utkobling av forbruk og i verste fall mørklegging av større deler av kraftnettet. Dette fordi et for stort frekvensavvik vil føre til at generatorene i systemet mister sin synkronitet, eller at kritiske komponenter i systemet ikke er designet til å tåle for store frekvensavvik. I



Figur 2: Utviklingen i frekvensavvik (1995 - 2011, angitt med minutter utenfor 49,90-50,10 Hz per måned). Kilde: SMUP 2012

det nordiske synkronsystemet har man sett en gradvis økning i andelen frekvensavvik det siste tiåret, vist i figur 2.

Med bakgrunn i denne utviklingen, har KUBE valgt å ta for seg balanseringen av produksjon og forbruk i kraftsystemet og den synkende frekvenskvaliteten. En vesentlig del av frekvensavvikene stammer fra såkalte 60-sekunders oscillasjoner i systemet. Det pågår et arbeid med å utbedre disse, og KUBE har derfor ikke valgt å analysere dette nærmere.

Oppbygning og struktur av rapporten

Denne rapporten vil bestå av seks ulike hoveddeler.

Del 1 av rapporten gir en kort gjennomgang av de viktigste utviklingstrekkene kraftsystemet står overfor frem mot 2020. Med bakgrunn i dette identifiseres det fire overordnede utfordringer for systemdriften som rapporten vil ta utgangspunkt i.

Del 2 består av to underdeler og omtaler hvordan Statnett kan redusere strukturelle ubalanser som fører til frekvensavvik gjennom en endring av dagens markedsdesign:

- I. Dagens markedsdesign og de strukturelle ubalansene forbundet med denne vil presenteres. KUBE vil deretter fremlegge forslag til endringer i markedsdesign, med mål om å forbedre frekvenskvaliteten i systemet.
- II. Med økt andel fornybar kraftproduksjon i fremtidens produksjonsmiks, vil det oppstå større ubalanser i systemet, grunnet uforutsigbarheten til disse energikildene. KUBE vil drøfte hvordan disse ubalansene kan reduseres ved å få en økt grad av balansehandling fra aktører før driftstimen.

Del 3 i denne rapporten drøfter hvilken betydning mer prisstruktur vil få for det norske reservekraft markedet i 2020. Tematikken rundt lette kraftsystemer vil bli drøftet i denne delen av rapporten, da dette vil være en sentral effekt av utviklingstrekkene KUBE ser frem mot 2020. Et periodevis økt behov for reserver og mangel på roterende masse vil bli diskutert. KUBE skisserer opp ulike tiltak og løsninger for å opprettholde driftssikkerheten i fremtiden.

I del 4 vil risiko forbundet med systemdriften i 2020 bli diskutert. Frekvensavvik kan skyldes utfall av komponenter i systemet. KUBE vil i denne anledning fremheve programmet PROMAPS som et verktøy for å kunne analysere risikoen for utfall i systemet og dermed også risikoen for frekvensavvik. Med denne delen ønsker KUBE å underbygge ideen om at fremtidens systemdrift bør forholde seg til risikovurderinger på en annen måte enn i dag, for å sikre at de effektivt integreres i driften.

Del 5 diskuterer i hvilken grad Statnetts drift i 2020 avhenger av EU. I Europa foregår det en stadig dypere integrasjon i form av et felles regelverk som skal danne grunnlaget for et felles europeisk kraftsystem. Det gjør at mange av de endringene som KUBE diskuterer i del 2, 3 og 4 er avhengig av å være kompatible med EUs lovgivning på relevante områder. Det vil derfor være viktig for Statnett å få gjennomslag for sitt syn i saker som er særlig relevante for den norske driften av systemet. KUBE foreslår tiltak som kan være nyttig i dette henseende.

Del 6 av rapporten vil oppsummere hvordan KUBE ser for seg at systemdriften i 2020 bør se ut. Denne delen vil også kort kommentere veien videre og utfordringer i forhold til rapportens anbefalinger.

Del 1: Utviklingstrekk og frekvensavvik

Utviklingen frem mot 2020 vil preges av mer fornybar energiproduksjon, flere overføringskabler til utlandet, klimautfordringer, utbygging av neste generasjon sentralnett og europeisk integrasjon. Med bakgrunn i denne utviklingen identifiseres det fire overordnede utfordringer som systemdriften vil stå overfor i 2020.



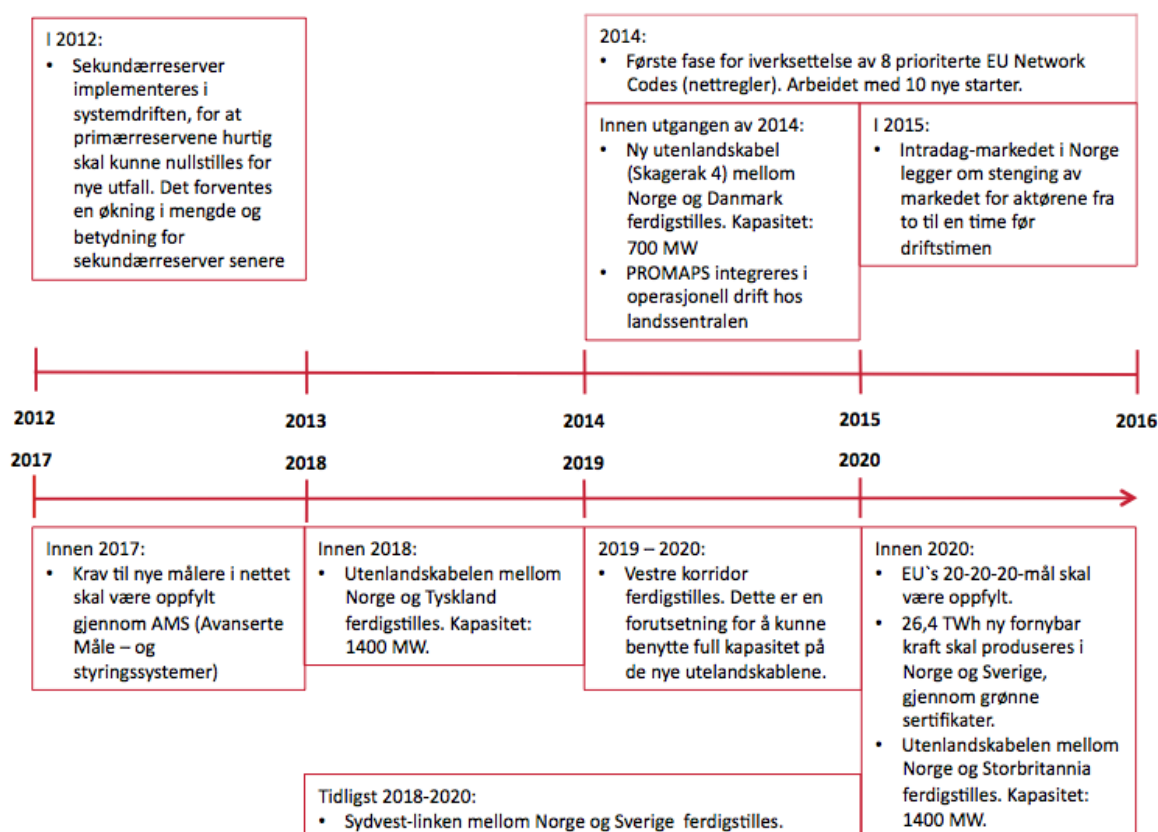
?

Foto: Statkraft

Generelle utviklingstrekk mot 2020

I energisektoren og det norske kraftsystemet er det ventet store endringer fra 2012 til 2020. De fleste av disse endringene vil legge betydelige føringer for hvordan Statnett kan drifte kraftsystemet mot 2020. Tidslinjen under presenterer de viktigste hendelsene frem mot 2020, som med overveiende sannsynlighet vil finne sted. Hendelsene blir benyttet som forutsetninger for analysene KUBE gjennomfører i denne rapporten. De er imidlertid ikke kritiske forutsetninger for rapportens validitet.

Viktige kjente hendelser i perioden 2012 – 2020 for KUBE-prosjektet



Figur 3: Tidslinjen viser kjente viktige hendelser og endringer i perioden 2012-2020, som har konsekvens for Statnett sin systemdrift.

Hovedtrekkene i tidslinjen er preget av økt fornybar energiproduksjon, flere utenlandskabler, utbygging av dagens kraftnett og en integrering i et felles kraftmarked i Europa. Sammen vil disse hovedtrekkene bidra til å gi en mer kompleks systemdrift i 2020. De vil også danne hovedgrunnlaget for endringene KUBE foreslår for fremtidens systemdrift.

Økt fornybar energiproduksjon

Økt andel fornybar produksjon vil påvirke systemdriften på flere måter. For det første vil denne produksjonen være mindre forutsigbar enn dagens produksjonsmiks, som hovedsakelig består av vannkraft. Dermed vil man i 2020 kunne forvente større produksjonsavvik, i forhold til innmeldt produksjon i markedet. Dette vil igjen bety at Statnett vil ha et økt behov for reserver for å balansere systemet. For det andre kan økt andel ikke regulerbar kraftproduksjon med lave marginalkostnader gi lave priser i markedet og føre til hyppigere tilfeller av lett drift av kraftsystemet. Dette gir

utfordringer knyttet til tilgang på reserver og mangel på roterende masse. I tillegg vil uforutsigbare energikilder føre til et økt behov for kontrollsystemer, da store flytendringer kan forekomme hyppig.

Økt overføringskapasitet mot utlandet

Økt overføringskapasitet ut fra det nordiske synkronsystemet vil spille en viktig rolle for systemdriften frem mot 2020. Innen 2020 skal det til sammen bygges 3500 MW overføringskapasitet fra Norge til kontinentet, fordelt på tre nye HVDC-forbindelser. Hovedutfordringen for Statnett i denne sammenheng er at rampingen på utenlandskablene ofte vil forsterke de naturlige lastendringene man har i det norske systemet. Ramping kan defineres som endring av kraftflyt. I Norge vil kraftflyten på utenlandskablene typisk gå fra import på nattetid til eksport på dagtid, ut fra tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet. Samtidig vil de store norske forbruksendringene skje samtidig med flytendringene på kablene om morgen og kveld. For Statnett er det krevende å håndtere disse store lastendringene.

Utviklingstrekk på klimafronten

Tall fra 2008 viste at om lag 50 prosent av all ikke-levert energi (ILE) i distribusjonsnettet, og i underkant av 40 prosent i henholdsvis regional- og sentralnettet, skyldes værpåkjenninger og lignende [28]. Kombinasjonen av sterk vind og islast kan blant annet forklare hvorfor høyspent-linjer i Norge har en høyere utfallshyppighet enn i våre naboland. Det kan forventes at værforhold fortsatt vil stå for en betydelig andel av fremtidige utfall av komponenter i nettet i 2020. Disse kan i stor grad påvirke systemdriften, da de kan føre til store frekvensavvik. I tillegg er det forventet endring i mengde og mønster for tilsig til vannmagasinene i Norge, der man kan forvente å se mer ekstreme mønster enn i dag. [36]

Neste generasjon sentralnett

Frem mot 2020 har Statnett, gjennom Nettutviklingsplanen, lagt føringer for en kraftig opprustning av dagens kraftnett. Etter få investeringer i Norges sentralnettet gjennom mange år, er det i dag et sterkt behov for videreutvikling og utbygging. Et sterkere utbygget nett kommer til å gi Statnett en bedre systemdrift i form av færre flaskehalsproblemer, men det vil også åpne opp for nye utfordringer for Statnett som systemoperatør.

Europeisk integrasjon

EU er i ferd med å utvikle et felles indre marked for energi. Et nytt regelverk som skal legge grunnlaget for dette er nå under utarbeidelse, og første del av regelverket antas vedtatt i 2014 og skal iverksettes i hele EØS-området deretter. Fram mot 2020 vil dette regelverket dekke stadig flere områder relevant for systemdriften som vil legge premisene for hvilke løsninger som kan gjennomføres.

Hovedutfordringer mot 2020

Systemdriften i 2020 vil være preget av mange forhold som vil påvirke frekvenskvaliteten. KUBE har imidlertid skissert opp fire viktige problemstillinger knyttet til frekvensavvik i 2020. Disse problemstillingene vil bli besvart gjennom denne oppgaven.

- **Ubalansene i systemet blir større:** Ubalanser mellom produksjon og forbruk oppstår i første rekke i timene med store lastendringer. Dette er gjerne på morgenen og kvelden, og det forsterkes av endringer i kraftutvekslingen med utlandet. Ubalansene skyldes i hovedsak dagens markedsløsning med tidsoppløsning på en time. I tillegg øker øvrige ubalanser med utbyggingen av mer ikke regulerbar produksjon. KUBE vil analysere hvordan disse ubalansene kan reduseres gjennom del 2 I og II i denne rapporten.

- **Ny prisstruktur gir dyre reserver og mangel på roterende masse:** Grunnet nye utenlandskabler og mer uforutsigbar kraftproduksjon i systemet er det forventet at prisstrukturen i det nordiske kraftmarkedet vil endre seg frem mot 2020. Det antas at utviklingen vil få et mer kontinentalt preg. KUBE vil drøfte hvilke virkning dette vil ha for tilbud av reserver, og prisen på disse frem mot 2020 i del 3 av rapporten. Her vil spesielt drift av systemet i perioder med lett systemdrift drøftes.
- **Økt risiko som følge av et mer komplekst kraftsystem:** Mot 2020 vil man oppleve mer integrasjon med Europa, i kombinasjon med et mer komplekst nasjonalt kraftsystem. KUBE ønsker med dette som grunnlag å analysere måten Statnett håndterer risiko i dag, og gi anbefalinger for endringer i systemdriften frem mot 2020. Dette vil være bakgrunn for del 4 av rapporten. Disse endringene vil kunne gi Statnett en forbedret systemdrift med tanke på frekvenskvalitet.
- **Integrasjon i Europa gir begrenset handlingsrom:** Siden fremtiden er sterkt preget av integrasjon med Europa ønsker KUBE å belyse hvordan Europa sin innvirkning på Statnett sitt virke vil kunne utvikle seg fremover. Bakteppet for dette er at Statnett, gjennom EU, kan og bør arbeide for den systemdriften de ser mest hensiktsmessig for fremtiden. KUBE belyser også hvordan Statnett kan arbeide for økt innflytelse i EU. Disse utfordringene vil bli drøftet i del 5 av rapporten.

5007 H.

Del 2: Ubalansene i systemet blir større

I dag er markedet en del av problemet, med hensyn til frekvensavvik forårsaket av strukturelle ubalanser. KUBE mener imidlertid at det er i markedet vi kan finne fremtidige løsninger for en bedret frekvenskvalitet frem mot 2020.



I – Tidsoppløsning gir strukturelle ubalanser

Kraftmarkedet balanserer produksjon og forbruk

En fundamental egenskap for elektrisiteten er at den må produseres og forbrukes på nøyaktig samme tid. Dette løses ved at man har en markeds plass, NordPool, hvor produsentene kan tilby sin produksjon og forbrukerne kan kjøpe den kraften de trenger.

I et fritt marked vil tilbudet og etterspørselen finne en balanse hvor produksjon og forbruk skjer på de steder og til de tider hvor det er samfunnsøkonomisk optimalt. Når man legger begrensninger på markedet vil deler av denne effekten forsvinne. Fra et markeds perspektiv vil det derfor være ønskelig med så få begrensninger som mulig.

Dette ville imidlertid gi store utfordringer for planleggingen av systemdriften. Det er derfor laget to markeder, Spot og Intradag, som har ulike roller. I Spotmarkedet, også kalt "day-ahead"-markedet, skjer handelen dagen før kraften faktisk skal leveres. Etter at dette markedet er stengt, tar Intradagmarkedet over hvor aktørene kan handle seg i balanse, om uforutsette ting skulle dukke opp, i inntil to timer før driftstimen.

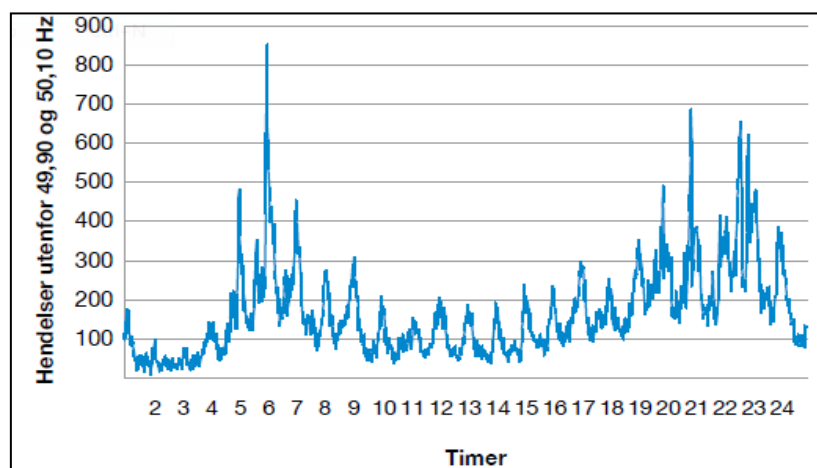
Spot-markedet brukes for å bestemme kraftprisen etter innmeldt produksjon og forbruk fra ulike aktører. Aktørene melder inn sine bud basert på prognoser for forbruk og produksjonsvilkår som vær og vind. Spot-markedet er timesbasert, hvilket vil si at innenfor hver time er det kun én pris og ett gitt produksjonsnivå som skal sørge for levering av en bestemt mengde energi. Forbrukets faktiske effektbehov varierer imidlertid naturlig gjennom hele timen. Selv om det er balanse mellom levert og forbrukt energi, oppstår det derfor en ubalanse mellom produksjonsnivået fra markedet og forbrukets effektbehov til enhver tid gjennom timen. Dette kalles *strukturelle ubalanser*.

Markedsløsninger gir store strukturelle ubalanser

Det er spesielt to begrensninger ved dagens markedsløsninger som bidrar til slike strukturelle ubalanser. Den ene er timesoppløsningen i spotmarkedet, og den andre er restriksjonene på hvordan flyten endres på utenlandskablene, også kalt ramping.

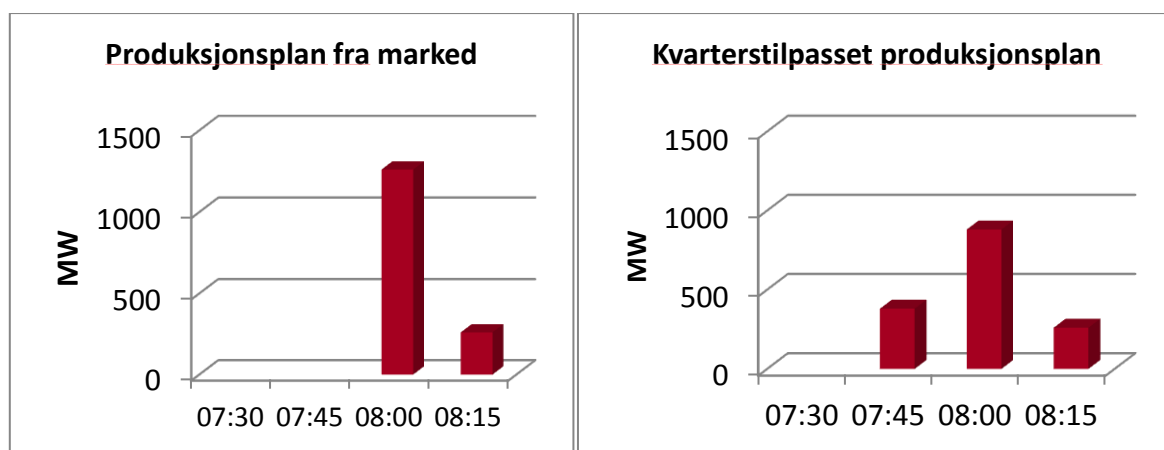
Frekvensavvik rundt timeskiftet

Som følge av at markedet er basert på hele timer, har frekvensavvik en tendens til å inntreffe rett før, under og etter timeskiftet som følge av at det er da store produksjonsendringer skjer. Figur 4 viser antall frekvensavvik gjennom døgnet. Avvikstoppene man ser skyldes i hovedsak de strukturelle ubalansene rundt timeskiftet. [35]



Figur 4: Frekvensavvik vist gjennom døgnet for 2011. [35]

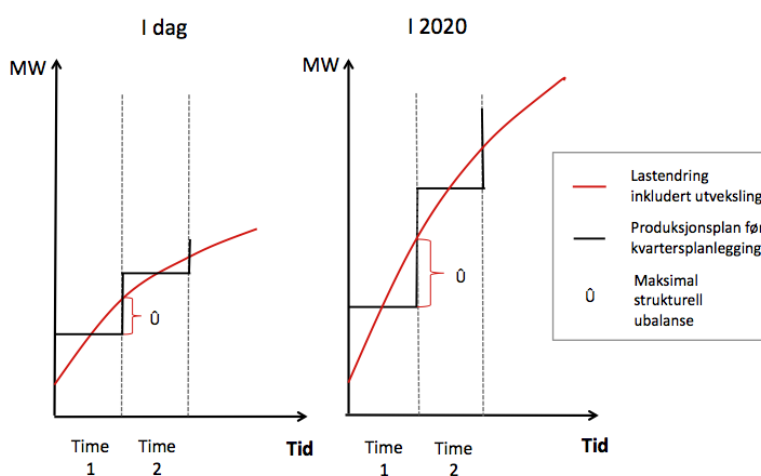
I dag håndteres de strukturelle ubalansene med kvartersplaner og kvartersflytting, samt automatiske og manuelle reserver. Alle aktører med store endringer i produksjon (over 200 MW per time, eller over 500MW over to timer) blir pålagt å levere en produksjonsplan med kvartersverdier og minst én innlagt endring av produksjonsnivå. [35] I tillegg til dette kan landssentralen be aktørene om å endre tidspunktet for den planlagte produksjonsendringen med inntil ett kvarter, såkalt kvartersflytting. Sammen med bruk av reserver minimerer dette ubalansene i dagens system. Venstre del av figur 5 viser hvordan produksjonsplanen typisk ser ut basert på handel i spot- og intradag-markedet, kombinert med kvartersplaner fra de største produsentene. Høyre del viser produksjonsplanen etter at landssentralen har kvartersflyttet kraftproduksjon, såkalt kvarterstilpasning.



Figur 5: Produksjonsplan før og etter kvarterstilpasning fra en sommerdag i 2012

Ubalansene rundt timeskiftet forsterkes av rampingrestriksjoner

I dag kan Statnett rampe utenlandskablene i ti minutter før og etter timeskiftet med en hastighet på 30 MW/min. Et typisk flytmønster over kabelforbindelsene fra Norge mot Europa er import på natten og eksport på dagen. Dette betyr at endringen av kraftflyten på disse kablene vil forsterke den naturlige lastendringen. Med naturlig lastendringer menes det her normale forbruksendringer over døgnet. De store forbruksendringene oppstår om morgenen og ettermiddag/kveld. Dermed blir systemdriften i disse periodene enda mer utfordrende, og frekvensavvikene blir større som følge av at ubalansene blir større.



Figur 6: Strukturelle ubalanser i dagens og fremtidens system med økt utveksling med utlandet. [20]

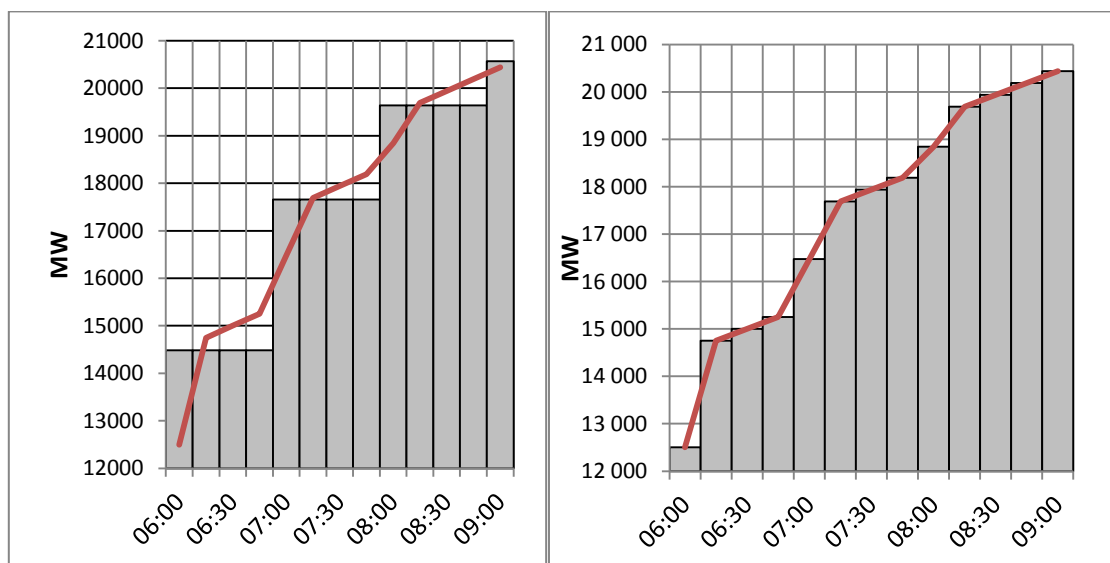
Figur 6 ovenfor illustrerer hvordan de strukturelle ubalansene vil øke som følge av økt utvekslingskapasitet i 2020. Dersom dagens restriksjoner på rampingen beholdes, vil dette gi store utfordringer i forhold til å regulere bort disse ubalansene.

Nye markedsløsninger kan redusere strukturelle ubalanser

Ettersom mange frekvensavvik skyldes strukturelle ubalanser, er det viktig å se nærmere på hvordan man kan redusere disse. Dette er viktig fordi man i dag bruker automatiske reserver til å håndtere strukturelle ubalanser man vet kommer. Systemet blir dermed mindre robust i møte med uforutsette ubalanser.

Finere tidsoppløsning

Innføring av en kortere tidsoppløsning i spotmarkedet vil gi en bedre fordeling av produksjonsendringer gjennom timen enn dagens timesbaserte marked. Man vil dermed kunne redusere de strukturelle ubalansene. Et teoretisk eksempel for hvordan dette kan se ut, er vist i figur 7, basert på kvartersoppløsning i markedet.



Figur 7: Produksjonstilpasning for hhv. timesbasert (uten kvartersplaner og kvartersstilpasning) og kvartersbasert marked. Rød kurve viser last for en vilkårlig vintermorgen med ramping mot full eksport og blå søyler viser produksjonsnivå. Illustrasjonen gir et inntrykk av effekten kvartersoppløsning vil ha. De strukturelle ubalansene i venstre graf vil i virkeligheten være mindre pga. kvartersplaner og kvartersflytting.

Kortere tidsoppløsning i markedene vil trolig kunne erstatte kvartersplanene som brukes i dag og gi landssentralen en større fleksibilitet i bruken av kvartersflytting enn den har i dag. Siden det meste av produksjonen i dag kommer inn i nettet ved timeskiftet, er landssentralens handlingsrom i hovedsak begrenset til å flytte produksjon mellom kvart på og kvart over. Med et marked delt opp i eksempelvis kvarter vil imidlertid produksjonen endres hvert kvarter og landssentralen vil ha mulighet til å drive kvartersflytting av produksjon gjennom hele timen. Det er også slik at praksis for bruk av kvartersplaner og kvartersflytting er ulik i de nordiske landene. En felles markedsløsning basert på kvarteret vil harmonisere dette og kan i seg selv ha en positiv effekt på antall frekvensavvik.

Likevel er kanskje den viktigste grunnen til at det kan være fornuftig med en kortere tidsoppløsning at det gjør det mulig å rampe kablene kontinuerlig gjennom hele timen. Dette vil bli diskutert i neste bolk av dette kapittelet.

Utfordringer forbundet med finere tidsoppløsning

KUBE fastslår dermed at det timesbaserte markedet bidrar til frekvensavvik og samfunnsøkonomisk mindre optimale løsninger. Det er imidlertid utfordringer knyttet til å implementere en kortere tidsoppløsning.

Markedene i Europa vil integreres tettere frem mot 2020: Gjennom den tredje energipakken i EU gjøres det i dag et omfattende arbeid med å utforme et regelverk for det europeiske indre marked for energi. Statnett tar del i dette arbeidet og vil også omfattes av regelverket som til slutt blir vedtatt. Den første prioriterte delen av regelverket antas vedtatt i 2014 og iverksettes i de forskjellige medlemsstater i EØS-området deretter.

Som følge av markedsintegrasjonen i Europa vil en endring i markedsdesignet trolig måtte skje i alle markeder i alle land. Det nordiske kraftsystemet er dermed bundet av å måtte utvikle markedsdesignet sammen med øvrige markeder i sentrale, nordlige og vestlige deler av Europa. I likhet med de nordiske markedene opererer de fleste andre europeiske børsene i dag med timesoppløsning. I nettreglene vil trolig dette videreføres, men regelverket åpner samtidig for kortere tidsoppløsning i fremtiden.

Det ligger derfor ingen begrensninger i EUs regelverk for en kortere tidsoppløsning i spotmarkedet, men nettreglene legger trolig ikke opp til dette i denne omgang.

Kortere tidsoppløsning stiller krav til ny funksjonalitet fra målerne i nettet: Avregningen for produsert og forbrukt energi av de ulike aktørene avregnes ved hjelp av tusenvis av målere som er installert i kraftnettet. Målerne i det norske kraftnettet opererer i dag med en avregning på timesbasis. Dersom tidsoppløsningen i markedet skal være kortere, forutsetter dette at målerne har en funksjonalitet som tillater de intervaller markedet opererer med.

Bytte av målere vil være den største økonomiske barrieren for en ny tidsoppløsning. Erstatning av målere vil ha en svært høy kostnad. Ettersom nettreglene forutsetter en felles implementasjon av endringer i regelverket, vil øvrige land som tar del i samarbeidet også omfattes av behovet for nye målere. Dersom alle land må bytte ut sine målere vil dette naturligvis bli svært kostbart.

I juni 2011 vedtok NVE forskriftsendringer som pålegger innføring av avanserte måle- og styringssystemer (AMS) hos forbrukere. Kravene til AMS skal være oppfylt innen 2017, hvilket innebærer at mange av målerne i systemet vil måtte byttes ut. De nye målerne vil ha en funksjonalitet som tillater at flytverdier kan måles langt hyppigere, det vil si hvert kvarter eller oftere. I hvilken grad produsenter også bør bytte ut eller konfigurere målerne sine til å ha en slik funksjonalitet, vil være et viktig tema i forkant av en ev. innføring av kortere tidsoppløsning.

I Norden og Europa for øvrig skjer det endringer i målesystemene, men det er vanskelig å spå utviklingen av dette frem mot 2020. Generelt er det rimelig å anta at flere vil velge AMS med tiden, men hvor fort dette vil skje er usikkert.

Motforestillinger fra forbrukssiden i markedet: De større produsentene i markedet ventes ikke å ha særlige motforestillinger til en tidsoppløsning basert på kvarteret, da disse allerede følger kvartersplaner og har systemer som tilrettelegger for dette. Det er imidlertid mulig at en kortere tidsoppløsning vil være en større omstilling for mindre produsenter. Dette fordi en del av dem ikke har automatiserte systemer i samme grad og mindre administrative ressurser dedikert til handel i markedene og produksjonsplanlegging.

Den største utfordringen vil imidlertid være knyttet til omstillingen forbrukersiden i markedet vil måtte gjennomgå. Kraftleverandører vil bli stilt overfor endringer som kan kreve omlegging av systemene de i dag bruker for avregning. Hvor store disse omstillingene vil bli, har ikke KUBE analysert dypere. Det er videre slik at kraftleverandørene får få fordeler av omstillingen, og den kan

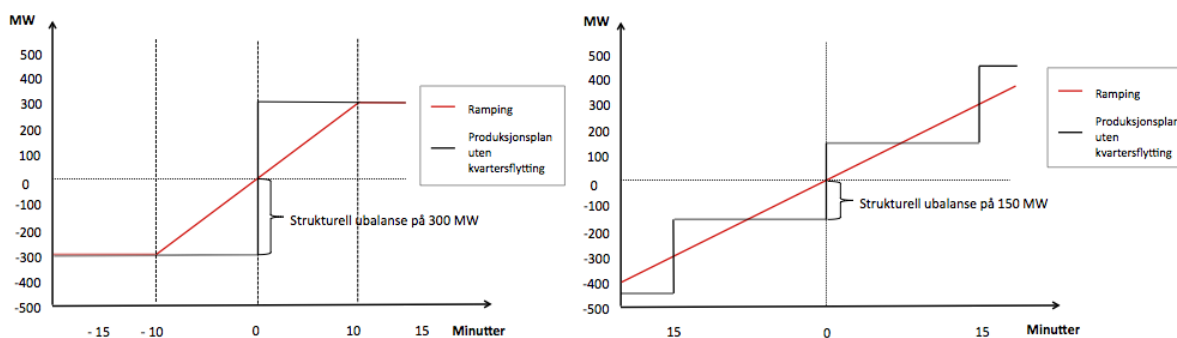
derfor anses for å være lite ønskelig fra deres side. Det er mulig at man ikke trenger å inkludere forbrukssiden i et regime med kortere tidsoppløsning, da forbruket uansett er relativt lite elastisk. Man vil i så fall være avhengig av å finne gode løsninger for hvordan avregningen skal foregå. Ellers er det et poeng at man i fremtiden har ambisjoner om å utløse forbrukerfleksibilitet. Sett i en slik sammenheng ville det vært gunstig om også forbrukssiden måtte forholde seg til mer detaljerte priser i markedet.

Man er likevel ikke avhengig av at samtlige aktører i markedet innfører kvartersoppløsningen i sine forbruks- og produksjonsplaner samtidig for å gjennomføre en endring i markedets tidsoppløsning.

Kontinuerlig ramping

I dag kan Statnett rampe på utenlandskablene i et tjue minutters intervall rundt timeskiftet i en hastighet på 30 MW/min. Dette gir en total rampingkapasitet på 600 MW per time per kabel. Grunnen til at rampingen i dag er lagt til en tidsperiode rundt timeskiftet er for at de berørte TSOer skal kunne håndtere rampingen i et system der markedet kun klareres hvert timeskifte. Gjennom de nye utenlandskablene som vil bli bygget frem mot 2020 vil Norge mer enn doble sin overføringskapasitet ut av synkronsystemet. En videreføring av dagens rampingordning vil gi en vesentlig mer anstrengt systemdrift rundt timeskiftene i 2020.

KUBE har i liten grad analysert hvorvidt kontinuerlig ramping vil være et alternativ under dagens markedsløsning. Dette er fordi rapporten sikter inn på å fremme hvilken systemdrift Statnett bør ha i 2020. Siden rapporten argumenterer for en finere tidsoppløsning i markedet vil KUBE videre undersøke hvilke muligheter en finere tidsoppløsning vil gi for rampingrestriksjonene. KUBE mener kontinuerlig ramping, kombinert med en finere tidsoppløsning på markedet, vil gi en bedret systemdrift i 2020 sammenlignet med videreføring av dagens markeddesign og rampingrestriksjoner. Ved å unngå restriksjoner på hvilke tidsintervall utenlandskablene kan rampes innenfor, får man mer tid tilgjengelig til å endre flyten over kablene. I et slikt system kan man rampe med en lavere hastighet enn i dag, og fortsatt ha en økt rampingkapasitet totalt over timen. Ved å benytte en lavere hastighet kan man dermed oppnå mindre strukturelle ubalanser enn ved dagens ordning. Dette er fordi lastendingene ikke vil være store og komme i blokker, men nå vil bli slakere og fordele seg jevnt utover kontinuerlig for rampingprosessen. Istedenfor å rampe med stor hastighet i 20 minutter, som i dag, kan man ved kontinuerlig ramping gjennomføre dette kontinuerlig, altså 60 minutter i hver time, og dermed også kunne benytte en lavere hastighet per minutt.



Figur 8: Strukturelle ubalanser med kontinuerlig ramping på 20 MW/min og kvartersoppløsning i markedet er vist i figuren til venstre. MW er gitt ved y-aksen og antall minutter ved x-aksen. Strukturelle ubalanser med dagens rampingrestriksjoner og timesoppløsning på markedet er vist i figuren til høyre.

Til venstre i figur 8 viser man et konkret eksempel på hvordan dagens rampingordning gir en maksimal strukturell ubalanse på 300 MW per kabel som ramper. Til høyre brukes et tenkt eksempel for en utenlandskabel, med kontinuerlig ramping på 20 MW/minutt, kombinert med en kvartersoppløsning av markedet. Her halveres de maksimale strukturelle ubalansen til 150 MW per kabel. Dette gjør at lastendingene i systemet kan bli enklere å håndtere for systemoperatørene.

Kortere tidsoppløsning er en forutsetning for kontinuerlig ramping i så måte, ellers vil man miste den fordelene dette alternativet representerer.

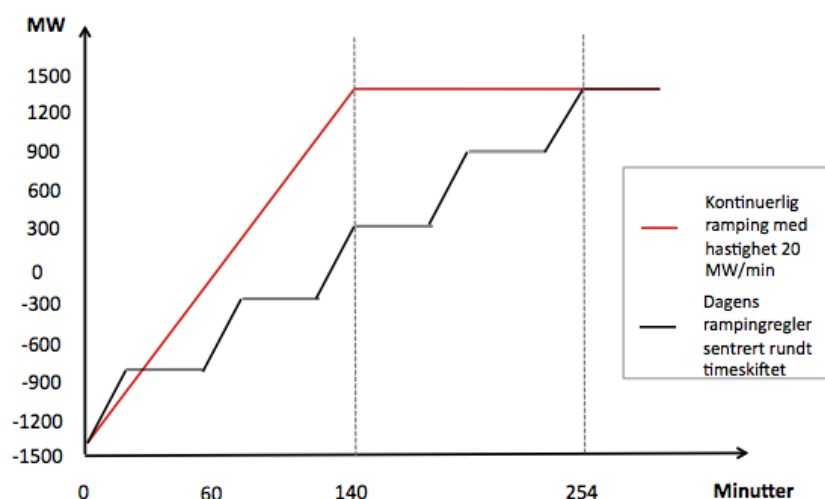
Tabell 1 viser maksimal strukturell ubalanse fra kontinuerlig ramping, gitt en kvartersoppløsning i markedet.

Maksimale strukturelle ubalanser ved ulike rampinghastigheter, gitt kontinuerlig ramping og kvartersoppløsning i markedet	
Rampinghastighet	Maksimal teoretisk strukturell ubalanse
30 MW/min	225 MW
20 MW/min	150 MW
15 MW/min	112,5 MW
10 MW/min	75 MW

Tabell 1: Maksimale strukturelle ubalanser ved kontinuerlig ramping på en utenlandskabelene. Beregningene er gjennomført for en kabel isolert sett, uten å ta høyde for andre endringer i systemet. De kan finnes i vedlegg 1.2.

Kontinuerlig ramping kan gi økt kapasitetsutnyttelse

I tillegg til å redusere strukturelle ubalanser kan kontinuerlig ramping også øke den samfunnsøkonomiske nytten av kabelen for landene på begge sider og samtidig øke flaskehalsinntektene til kabeleierne. Dette vil komme som et resultat av økt kapasitetsutnyttelse, men er imidlertid avhengig av hastighetene som kablene rampes i. I figur 9 har KUBE sett videre på rampingeksempelet fra forrige avsnitt, men retter nå fokuset på total overføringskapasitet benyttet for en enkelt utenlandskabel. Det antas her at kabelen har en overføringskapasitet på 1400 MW. Dermed må den rampe 2800 MW totalt for en endring fra full import til eksport. Andre forutsetninger for eksempelet er gitt i vedlegg 1.1. KUBE har ikke analysert i detalj hvilken hastighet som bør settes for kontinuerlig ramping, men ønsker kun å anbefale en videre studie av temaet. KUBE har imidlertid analysert den økte kapasitetsutnyttelsen som kontinuerlig ramping kan bidra med for overføringskapasitet på utenlandskablene.



Figur 9: Total rampingendring vist for dagens løsning (sort linje) og kontinuerlig ramping med hastighet 20 MW/min. Grafen viser tydelig økt kapasitetsutnyttelse for kontinuerlig ramping

I figur 9 utgjør det lille arealet der den sorte linjen ligger over den røde, den positive effekten dagens rampingordning har i forhold til kontinuerlig ramping. Arealet der den røde linjen ligger over den sorte viser det motsatte. Den positive kapasitetseffekten av å endre dagens rampingordning til kontinuerlig ramping er dermed gitt ved differansen mellom disse to områdene. Det samfunnsøkonomiske overskuddet vil blant annet være avhengig av prisforskjellen mellom markedsområdene, siden dette vil bestemme produsent og konsumentoverskudd i begge land og flaskehalsinntekter for kabeleierne. Man kan se at kontinuerlig ramping i dette eksempelet gir en klart forbedret kapasitetsutnyttelse.

KUBE har analysert at en positiv kapasitetsforbedring, sammenlignet med dagens situasjon, vil gjelde for kontinuerlige rampinghastigheter helt ned til 11,413 MW/min for dette konkrete eksempelet. Bakgrunn for beregning kan finnes i vedlegg 1.2. I tillegg har KUBE beregnet en prosentvis forbedret kapasitetsutnyttelse ved ulike hastigheter under kontinuerlig ramping sammenlignet med dagens rampingordning. Dette vises i tabell 2, mens bakgrunnen for beregningene presenteres i vedlegget. Eksempelvis vil en kontinuerlig ramping på 20 MW/min gi en bedret kapasitetsutnyttelse på omtrent 58 % sammenlignet med dagens rampingrestriksjoner. Kontinuerlig ramping vil dermed kunne øke den samfunnsøkonomiske nytten av utenlandskablene betraktelig.

Kontinuerlig rampinghastighet	Endret utnyttelse av kabelkapasiteten for rampingperioden, med dagens kapasitetsutnyttelse som referanse	Økt kapasitetsutnyttelse sammenlignet med dagens rampingrestriksjoner, gitt i MW/time
10 MW/min	-1,32 %	-45
15 MW/min	38,29 %	1044
20 MW/min	58,25 %	1589
30 MW/min	78,21 %	2133

Tabell 2: Økt kapasitetsutnyttelse av en utenlandskabel med kapasitet på 1400 MW. Økt utnyttelse er vist i både produsent og MW/time. Økt utnyttelse er sett i forhold til dagens rampingrestriksjoner og tallene gjelder konkret for eksempelet KUBE har stipulert i rapporten, med forutsetninger for beregninger i vedlegg 1.3.

II – Frekvensbalansering i intradag-markedet

Når spotmarkedet for elektrisitet klareres, er dette et marked i balanse for hver driftsperiode kommende dag. Mange forhold kan imidlertid forandre seg fra spotmarkedet klareres til de ulike driftsperiodene dagen etter. Norden, Tyskland og Estland har et felles intradag-marked, ELBAS, der aktører kan handle seg i balanse inntil én time før driftstimen (inntil to timer før driftsperioden i Norge), sett i forhold til deres forpliktelser i spotmarkedet.

Frem mot 2020 forventer KUBE at uforutsette hendelser etter klarering av spotmarkedet vil kunne bli større og skje hyppigere enn i dag. Dette er hovedsakelig grunnet økende andel fornybar, væravhengig kraftproduksjon. I Norge og Sverige skal det realiseres 26 TWh ny fornybar produksjon innen 2020 gjennom innføringen av el-sertifikater. Danmark og Finland har også ambisiøse mål for å øke sin andel fornybar kraftproduksjon. Utfordringen med kraftproduksjon fra eksempelvis vind-, elv- og solenergi er at den er lite regulerbar og kan være svært uforutsigbar. Det er blant annet vanlig at vindkraftproduksjon avviker med opp mot 35 % av anmeldt produksjonsnivå dagen i forveien. [14]

KUBE ser intradag-markedet som et viktig virkemiddel for fremtidens systemdrift. Gjennom dette markedet kan man stimulere aktørene til å selv handle seg i balanse før driftsperioden. Dermed kan intradag-markedet sørge for en proaktiv håndtering av strukturelle ubalanser knyttet til uforutsigbar energiproduksjon.

Lav norsk deltagelse i intradag-markedet

Intradag-markedet som Norge er en del av i dag, ELBAS, er svært lite brukt av norske aktører.[25] KUBE ser det følgende som hovedgrunner for dette:

- Store deler av norsk kraftproduksjon er svært forutsigbar og fleksibel, noe som fører til at produsentenes behov for justering etter klarering av spotmarkedet er lav.
- I Norge lukkes intradag-markedet for handel to timer før driftstimen. Dette er en time før markedet stenger i de fleste andre europeiske land. 40 % av handelen i markedet skjer i den siste timen hvor norske aktører ikke tar del.
- Det foreligger ikke gode nok incentiver for at norske aktører skal handle seg i balanse i dagens intradag-markedet. Kostnadene som påføres aktørene i markedet for avvik i balanseavregningen er relativt lave, samtidig som bud fra tilbydere av balansetjenester i intradag-markedet er relativt høye. Dermed er avstanden mellom betalingsvilligheten til kjøperne og selgeres minstepris for stor.

Økt likviditet i intradag-markedet mot 2020

Gjennom intradag-markedet får aktører mulighet til å håndtere ubalanser i forkant av driftstimen, istedenfor at TSOene må håndtere disse under driftstimen. Markedet kan i så måte lette systemdriften i 2020 for noe frekvensregulerende arbeid forårsaket av strukturelle ubalanser. Intradag-markedet vil også gi et høyere samfunnsøkonomisk overskudd for Norge som helhet, sammenlignet med alternativet der Statnett bidrar som regulator. Dette er fordi Statnett ikke sitter på nok informasjon om ulike aktørers forhold, slik at de kan gjennomføre en samfunnsøkonomisk effektiv regulering og samtidig balansere frekvensen. Statnett vil ikke kunne regulere samfunnsøkonomisk effektivt uten full informasjon om kostnader, etterspørsel, vindprognoser, produksjon fra alle aktører osv.

Hvordan skal imidlertid norsk aktivitet i intradag-markedet økes? Deler av denne overgangen tror KUBE vil foregå naturlig gjennom avgjørelser i Europa, mens i noen tilfeller mener KUBE at Statnett burde legge bevisste føringer for å styrke norsk deltagelse i intradag-markedet.

KUBE tror intradag-markedet naturlig vil stå sterkere i 2020 fordi:

- Produksjonsmiksen i 2020 vil ha en høyere andel mindre forutsigbare energikilder enn i dag. Dermed vil også behovet for handel i intradag-markedet øke.
- ENTSO-E ønsker et mer effektivt intradag-marked og de kommer derfor bevisst til å foreslå tiltak for å styrke dette. KUBE mener Statnett i utgangspunktet burde stille seg positive til tiltak fra EU som vil styrke intradag-markedet.
- Reguleringsreserver vil få en høyere pris frem mot 2020 enn de har i dag. Dette vil bli drøftet senere i rapporten. En prisøkning vil gi aktører bedre incentiver til å handle seg i balanse i forkant av driftstimen, sammenlignet med en høyere regning for avbalansering etter driftstimen. Med dette kan det imidlertid tenkes at også balansetjenester i intradag-markedet vil bli dyrere, noe som vil nøytralisere denne incentivforbedringen noe. KUBE vil ikke foreta en dypere analyse av dette.
- Med økt overføringskapasitet til utlandet vil norske magasinkraftprodusenter ha muligheten til å kunne profitere på sin fleksibilitet overfor utlandet. Dette kan de gjøre ved å ta del i intradag-markedet, hvor de hurtig vil kunne tilpasse seg de produksjonsendringer som bys inn fra land som Tyskland, Nederland og Storbritannia pga. endringer i produksjonsestimat fra vind og sol. I neste avsnitt vil KUBE drøfte dette noe nærmere med hensyn til øremerking av kapasitet på utenlandskablene for dette formålet. Statnett, med et overordnet mål om verdiskaping, burde bidra og legge til rette for denne profittmuligheten for norske aktører.

Hvordan legge til rette for et sterkere intradag-marked

Senere lukketidspunkt i markedet

"Desto nærmere driftsøyeblikket markedet stenges, desto mer effektivt vil også markedet være." Dette er et utsagn med bakgrunn i økonomisk markedsteori. I virkeligheten er imidlertid stenging av intradag-markedet en avveining mellom et effektivt marked og hensyn til driftsplanlegging og driftssikkerhet fra TSOer sin side. Statnett har besluttet å åpne markedet for inntil en time før driftstimen for norske aktører i 2015. [18] Trolig vil også nettreglene i Europa vedta dette.

I de nordiske landene, grunnet et krevende system med mange flaskehalsar og ufordelaktige flytmønster på kabler i forhold til egen lastendring, vil det være et større behov for lengre planleggingstid enn i mange kontinentale land. I tillegg til dette, er det ikke gitt at markedet vil handle seg bedre i balanse selv om man endrer lukkingen av markedet fra en time til en halv time før driftsperioden, som et eksempel.

Dermed tror KUBE at en senere stenging av markedet enn en time før driftsperioden ikke bør etterstrebes før en mer automatisert driftsløsning foreligger, med hensyn til driftssikkerhet.

Styrkede incentiver for å forhindre ubalanser

KUBE mener at det i fremtiden må foreligge økte kostnader for aktører forbundet med ubalanser ved avregning i etterkant av driftsperioden. Dette kan Statnett implementere gjennom å endre sine gebyrer og avgiftsordninger i balanseavregning av produsenter og konsumenter. Dette kan man gjennomføre i tillegg til den incentivordningen dyrere reguleringsressurser vil gi i fremtiden. Grunnene til at Statnett burde endre incentivordningene for ubalanser i produksjon er flere.

- Økte kostnader ved ubalanser etter driftstimen vil føre til at intradag-markedet vil styrke seg. Dette er fordi incentivene vil øke for å handle seg i balanse her, sett i forhold til avregning for ubalanser.
- Fornybar energi som vind og sol er mer uforutsigbare enn for eksempel vannkraft. Som et eksempel kan man se på avvik i virkelig produksjon, sammenlignet med produksjon meldt i spotmarkedet for ulike produsenter. Magasinkraftverk vil i utgangspunktet ha et avvik på 2-3 % mens for vindkraft vil 50% av registrert avvik typisk ligge over dette og opp mot 35%. [14] Denne uforutsigbarheten kan føre til et større behov for reserver.
- KUBE mener det er naturlig at de aktørene som forårsaker ubalansene i størst grad også bør betale for dette. Dette kan ordnes gjennom en høyere pris for balanseavregning i etterkant av driftsperioden. Dette vil igjen føre til en svekket lønnsomhet for vindkraft, da denne er mer uforutsigbar enn eksempelvis vannkraftproduksjon. Dette er naturligvis politisk omstridt. Dette vil bli diskutert noe nærmere under temaet tertiære reserver i denne rapporten.

KUBE vil ikke i detalj diskutere i hvilken grad det er tenkelig at vindkraftprodusenter vil være dyktige aktører i intradag-markedet. Det kan imidlertid nevnes at det kan bli aktuelt med en privat aktør, en megler eller lignende som handler på vegne av flere vindkraftprodusenter. Dette vil kunne yte stordriftsfordeler og samle kompetanse på et sted, istedenfor at alle vindkraftprodusenter handler individuelt.

Øremerket kapasitet på utenlandskabler

KUBE ønsker at Statnett skal undersøke muligheten for å øremerke kapasitet for intradag-markedet på utenlandskablene, både hva overføring og ramping angår. I dag blir eventuell ledig kapasitet på kablene etter at spotmarkedet er klarert kun tilgjengelig i intradag-markedet. Dette betyr at dersom kapasiteten på en kabel er fullt utnyttet, kan denne kun fungere som enten oppregulerende eller nedregulerende reserve i markedet, avhengig av hvilken vei kraften flyter. Gjennom en øremerking av kapasitet for intradag-markedet på utenlandskablene vil markedet kunne styrke sin likviditet, da dette vil gi til et større incentiv for handel gjennom økt mulighet for lønnsomhet for markedsaktører.

Det later imidlertid til at en øremerket kapasitetsordning for intradag-markedet på de norske utelandskablene er lite realiserbar. Grunnene til dette kan være at ulike interessenter kan tape på dette, kombinert med en usikkerhet knyttet til kapitalavkastningen for kabeleierne. Dette er fordi en slik øremerking kan føre til et økonomisk tap grunnet at noe av kapasiteten kan bli stående ubenyttet. Siden Statnett er deleier av alle kabler mellom Norge og utlandet, vil de måtte gjøre en avveining mellom sikre flaskehalsinntekter og et eventuelt samfunnsøkonomisk tap, sammenlignet med en mer usikker flaskehalsinntekt kombinert med en ukjent samfunnsøkonomisk gevinst. KUBE mener imidlertid at et velfungerende og sterkt intradag-marked vil føre til at øremerket kapasitet på kablene for intradag-markedet vil bli godt benyttet, og i tillegg kan gi en høyere avkastning gjennom flaskehalsinntekter enn overføringer på bakgrunn av klareringer i spotmarkedet. Under dette legger KUBE til grunn at norsk fleksibilitet kan bli etterspurt til en meget høy pris, desto nærmere driftssituasjonen aktørene kommer. Dermed vil eventuelt tap av kapitalinntekt grunnet periodevis ubenyttet kapasitet kunne bli dekket opp gjennom de timene der kapasiteten er benyttet med en høy pris. Dette er imidlertid et komplekst tema der uenighet råder mellom ulike fagfelt og debattanter.

KUBE kan ikke, med sitt informasjonsgrunnlag, fastslå at en øremerking av kapasitet på utenlandskablene hverken vil være en lønnsom avgjørelse, eller en realitet for systemdriften i 2020, men ønsker at Statnett skal se nærmere inn i dette som en potensiell mulighet. En slik øremerking kan både bidra til en bedret systemdrift gjennom et styrket intradag-marked og en potensiell samfunnsøkonomisk gevinst for Norge.

Oppsummering

Gjennom en analyse av dagens markedsdesign har KUBE identifisert strukturelle ubalanser som fører til en svak frekvenskvalitet, hovedsakelig rundt timeskiftene. KUBE mener endringer i dagens markedsdesign bør gjennomføres som et proaktivt tiltak mot frekvensavvik. KUBE har i så måte analysert tidsoppløsningen i markedet og argumentert for hvorfor denne bør være finere i spot-markedet. I forbindelse med en finere tidsoppløsning i markedet har KUBE lagt frem et forslag om kontinuerlig ramping på utenlandskablene. Dette vil både forbedre systemdriften i 2020 og være en samfunnsøkonomisk lønnsom omstilling. I tillegg diskuterer KUBE tiltak rundt økt likviditet i intradag-markedet. Dette markedet kan bli en viktig brikke i å redusere ubalanser i systemet grunnet vindkraft.

Del 3: Endret prisstruktur i kraftmarkedet

En kontinental prisstruktur vil åpne for nye og spennende løsninger innen temaet frekvensregulerende reserver. Behovet for mer og endret bruk av reservene vil stå sentralt frem mot 2020 og vil gi flere føringer for fremtidens systemdrift.



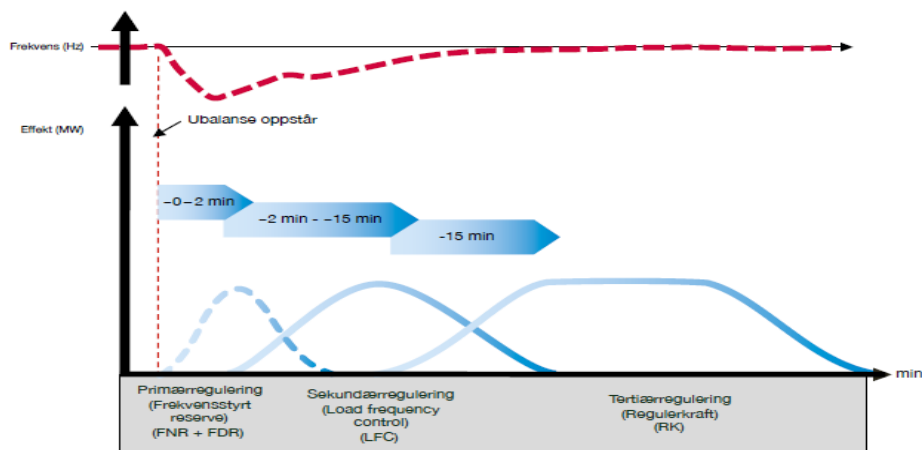
Foto: Statkraft

Kraftsystemets forsvar mot ubalanser

Den umiddelbare responsen på en ubalanse i systemet fanges opp av systemets roterende masse, altså den fysiske treggheten i systemets roterende aggregater. Figur 10 gir et oversiktsbilde over de reservene Statnett har til rådighet for den videre håndteringen av ubalansen. Det er flere typer reserver med ulik responstid. Til sammen utgjør disse forsvaret mot ubalanser i systemet.

Første skanse i forsvaret er primærregulering og gjøres med frekvensstyrte, automatiske, reserver. Frekvensstyrt Normaldrifts-Reserve (FNR) slår først inn og brukes opp innen frekvensavviket når 0,1 Hz. Deretter tar Frekvensstyrt Driftsforstyrrelses-Reserve (FDR) over og brukes opp innen frekvensavviket når 0,5 Hz. Primærreguleringen skjer svært fort og strekker seg fra noen sekunder til et par minutter. Primærreserver skal ikke fjerne frekvensavvik fra systemet, men motstår ubalansen og hindrer frekvensavviket å øke ytterligere.

Etter at primærreservene er brukt opp, skal sekundærregulering frigjøre primærreservene og overta med bruk av det som kalles Load Frequency Control (LFC). Denne typen automatisk reserve aktiveres av systemoperatør og vil normalt slå inn i løpet av minutter. Dersom ubalansene vedvarer vil systemoperatør ta i bruk manuell tertiærregulering gjennom kjøp av regulerkraft i RK-markedet.



Figur 10: Bruk av ulike reserver (kilde: SMUP 2012)

Mer prisstruktur

Frem mot 2020 er det primært to drivere som vil påvirke prisene i det norske kraftmarkedet:

- Utvekslingskapasiteten fra Norge ut av synkronområdet økes til 5200 MW, fra dagens nivå på 1700 MW [11]
- 26 TWh ny fornybar produksjon bygges ut i Norden [35]

Den økte utvekslingskapasiteten vil kunne gi det norske markedet mer prisstruktur enn man har i dag. Typisk vil man ha eksport og høy last på dagtid når prisene i Europa er høye og lav last og import fra kontinentet på nattestid når prisene i Europa er lave. Prisen vil da i 2020 kunne bli høyere på dagtid og lavere på nattestid enn i dag.

Utbygging av fornybar produksjon kompliserer imidlertid denne prisstrukturen noe. Fordi den fornybare produksjon er lite regulerbar vil markedet måtte ta imot denne kraften i de periodene den har mulighet til å produsere. Marginalkostnaden for å kjøre slik produksjon er svært lav, og følgelig vil prisene i markedet synke i perioder med høy vindkraftproduksjon.

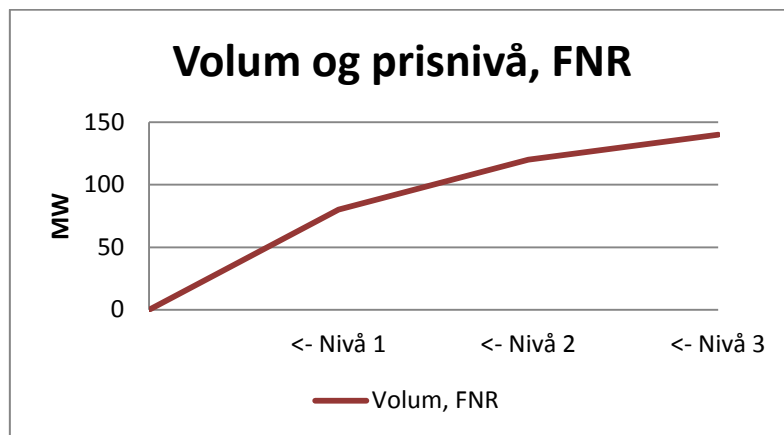
Det kan dermed oppstå to situasjoner hvor kraftprisen blir svært lav, og disse situasjonene vil trolig oppstå hyppigere i fremtiden.

Aktørenes tilbud i markedene er basert på marginalkostnaden for produksjon. For uregulerbar produksjon vil denne være svært lav. Vannkraftprodusentene har imidlertid mulighet til å spare vannet i magasinene sine til en senere periode med høyere pris. Vannverdien bestemmes av den beste pris et vannkraftverk kan få for produksjonen sin innenfor den tidshorisont magasinkapasiteten tillater lagring av vannet. Det er sannsynlig at vannkraften vil tilpasse produksjonen sin til prisene.

Konsekvensen vil da være at vannkraftverkene ønsker å spare vannet til kraftprisen er høyere og la være å produsere når prisen er lav. Systemet er imidlertid fortsatt avhengig av vannkraft som frekvensregulerende reserver. Basert på vannkraftverkernes magasinkapasitet og den hydrologiske situasjonen vil man da få en prisstruktur for levering av reserver med 3 prisnivåer.

1. Vannkraftverk i produksjon leverer billige reserver
2. Vannkraftverk som lagrer vann over noen dager vil ha et noe høyere prisnivå.
3. Vannkraftverk som kan lagre vann over sesonger vil kunne ha et svært høyt prisnivå.

Denne prisstrukturen er illustrert i figur 11.



Figur 11: Ulike prisnivåer for levering av FNR. [20]

KUBE tror med bakgrunn i dette at det vil bli viktigere med en mer effektiv bruk av reserver i fremtiden. Dette er viktig både for å sikre stabiliteten i systemet og begrense kostnadene knyttet til det. KUBE vil i dette kapittelet vurdere implikasjonene av disse endringene for de ulike reservene og den roterende massen i systemet frem mot 2020.

I - Primærreserver

Nordisk Systemdriftsavtale stiller krav til Statnett om å garantere for et minstevolum av primær reserver. Kravene oppdateres årlig. Statnett sikrer at man oppfyller disse kravene gjennom det norske uke- og døgnet markedet for frekvensstyrte reserver (ARES). Her meldes det inn tilbud og etterspørsel på primærreserver, angitt etter type reserve, per time og per markedsområde. I tillegg stiller Statnett krav om at alle vannkraftverk i drift med produksjon over 10 MVA må stille med et minimum av primærreserver. Statnett dekker alle kostnader knyttet til primærregulering selv. Det er også mulig for TSOene å handle av hverandres overskudd på reserver. Overordnet vakt på Statnett Landssentralen er ansvarlig for at de gjeldende krav til primær reserver i Norge overholdes til enhver tid.

Kostnaden for primærregulering øker

Med en tydeligere prisstruktur i 2020, er det sannsynlig at en stor andel av vannkraftverkene ikke ønsker å produsere i perioder med lav pris. For å dekke kravene til automatiske reserver, vil systemoperatør da måtte betale vannkraftprodusenter for å starte produksjonen. Man vil da få priser tilsvarende nivå 2 og 3 i figur 11.

Fremtidens bruk av automatiske reserver må bli mer effektiv

Siden prisen for all levert reserve settes av markedsprisen, vil man kunne oppleve svært høye kostnader knyttet til bruk av reserver i 2020. KUBE mener derfor det er sentralt at bruken av automatiske reserver blir så effektiv som mulig. KUBE vil her trekke frem to temaer som står sentralt i en slik sammenheng; bedre proaktiv håndtering av ubalanser og innfasing av nye aktører i markedet for automatiske reserver.

Proaktiv håndtering av forutsette ubalanser

Automatiske reserver må i mindre grad brukes på forutsette ubalanser enn det gjøres i dag. Dersom man i større grad korrigerer ubalansene manuelt i forkant, vil dette ha to positive effekter:

1. Man sparer de automatiske reservene slik at disse kan respondere på uforutsette ubalanser.
2. Behovet for automatiske reserver vil kunne begrenses og kostnadene blir dermed lavere.

Det er i den foregående delen av denne rapporten gitt flere forslag til hvordan man gjennom proaktive løsninger kan redusere forutsette ubalanser.

KUBEs simuleringer gjort i MATLAB/SIMULINK viser at dersom man reduserer de forutsette ubalansenes avhengighet til primærreserver, vil frekvenskvaliteten forbedres betraktelig. Kraftsystemet blir da mer robust mot uforutsette ubalanser. Ved optimal frigjøring av FNR vil uforutsette utfall, med ubalanser på mellom 600 MW og 850 MW, sjeldent føre til frekvensavvik, altså +/- 0,1 Hz. For nærmere innsyn i disse simuleringene, se vedlegg 4.3.

Ny teknologi kan bringe nye aktører til markedet

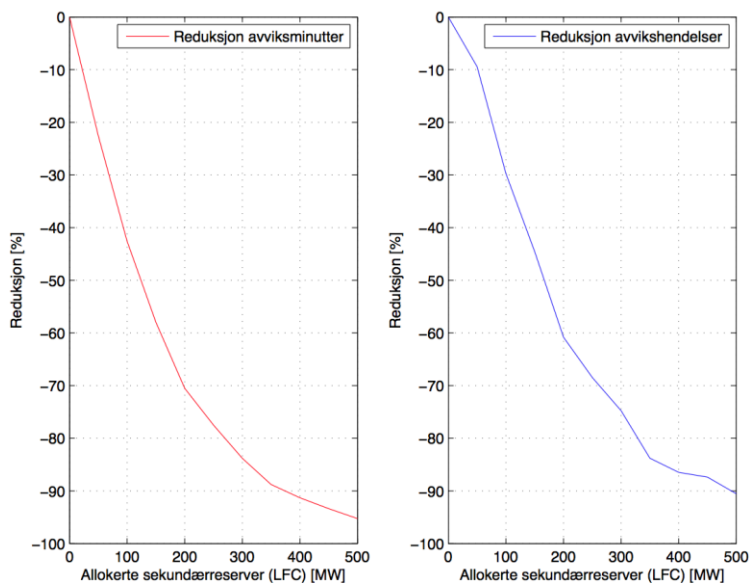
En positiv effekt av høye priser i markedet for automatiske reserver er at markedet kan tiltrekke seg nye aktører. Eksempler på dette kan være:

- Aggregering av fleksibelt forbruk og energilagring
- Levering av frekvensstyrt reserve fra vindmøller og småkraftverk
- Høy pris for reserver kan gi et positivt bidrag i lønnsomheten for pumpekraft

Felles for alle disse mulighetene er imidlertid at det er en stor utfordring å utvikle gode nok løsninger for frekvensregulering med lav nok investeringskostnad. KUBE tror derfor at realisering av disse mulighetene fortsatt ligger langt frem i tid.

II - Sekundærreserver

Bruken av sekundærreserver (LFC) fases inn i Norden i 2012 og vil erstatte den tidligere Innfasings-Reserven. Det er dermed knyttet en viss forventning til hvordan dette vil påvirke frekvenskvaliteten. Man starter med å innføre 100 MW i LFC for Norden, men det er under vurdering hvorvidt denne kapasiteten bør økes [35]. KUBE har kjørt noen forenklede simuleringer (en egenutviklet MATLAB/SIMULINK modell) som viser hvordan en ubalanse vil påvirke frekvensen med ulike volum av LFC i systemet.



Figur 12: KUBE har gjennomført en simulering der effekten av allokert LFC i systemet blir beregnet på bakgrunn av frekvensavvikshendelser og frekvensavviksminutter i løpet av 10. desember 2010 (En dag med store og hyppige frekvensavvik). Reduksjon vises på Y-aksen ved prosent reduksjon av totale hendelser som vil forbedres gjennom allokerte sekundærreserver (vist ved X-aksen).

Figur 13 viser resultatene av simuleringen KUBE har gjennomført. For beregninger og forutsetninger henvises det til vedlegg 4.1 og 4.2. Det har her blitt tatt utgangspunkt i en dag med store frekvensavvik, 10. desember 2010. Simuleringene viser hvilken påvirkning LFC ville kunne hatt for frekvensen i systemet, gitt allokerte LFCer i systemet. Dersom det hadde vært 100MW LFC i systemet kunne antall avviksminutter vært redusert med om lag 45 % og antall avvikshendelser med om lag 30 %. Ved en allokering på 400MW LFC ville det vært mulig å redusere antall avviksminutter med om lag 92 % og antall avvikshendelser med om lag 86 %. KUBE mener derfor at et sterkt LFC-bidrag vil ha en betydelig positiv effekt for frekvenskvaliteten frem mot 2020.

Grunnen til at LFC utgjør et viktig bidrag i økt frekvenskvaliteten er at dens respons ikke er avhengig av det øyeblikkelige frekvensavviket alene. Sekundærresponsen øker som en integrator, slik at et frekvensavvik som opprettholdes over tid fører til sterkere respons og mer reserver blir aktivert. Dermed vil denne responsen ytterligere bidra til å redusere feil. En redusert feil fører til en redusert primærrespons, i og med at primærresponsen er direkte avhengig av det øyeblikkelige frekvensavviket. Det vil si at LFC bidrar til at primærreservene raskere kan avløses og være klar for å takle nye frekvensendringer.

III - Roterende masse

Den roterende massen utgjør initialresponsen mot ubalanser i kraftsystemet. Noe av den roterende energien i systemet konverteres til elektrisk energi før primærreservene slår inn, og vil derfor bremse fall av frekvens når ubalanser oppstår. Roterende masse er både en nødvendighet og ressurs i kraftsystemet, som først og fremst dekkes av norske vannkraftverk. I dag dekkes behovet for roterende masse uten særlige problemer ved at man til enhver tid har mange norske vannkraftverk som kjører.

Underskudd på roterende masse

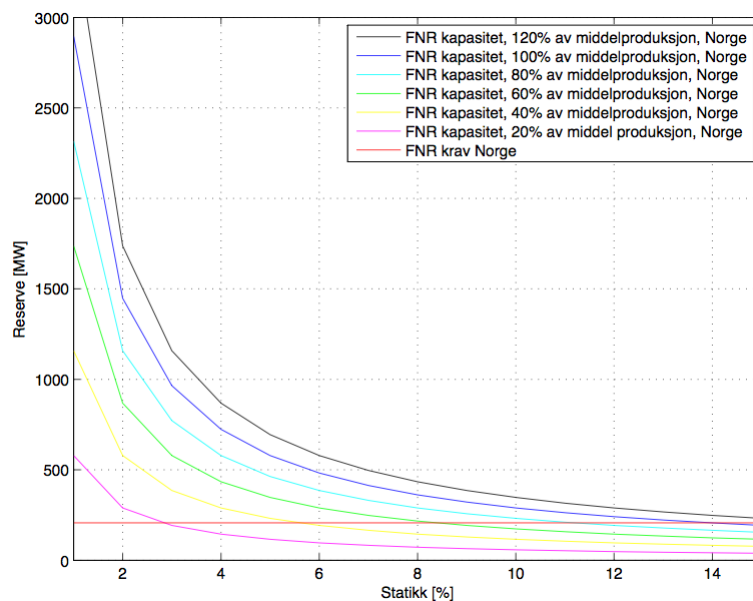
En ny prisstruktur i det norske markedet vil endre kjøremønsteret til de norske vannkraftverkene. I perioder med lav last, import og uregulerbar produksjon, såkalt lett drift, vil prisen kunne bli svært lav. Vannkraftprodusenter med reguleringsevne vil da ønske at aggregatene deres skal stå. Siden uregulerbar kraftproduksjon leverer lite roterende masse [kilde: SMUP], vil man under lett drift kunne få en betydelig mangel på roterende masse i systemet.

Noe av denne mangelen vil imidlertid dekkes inn ved at man gjennom markedet for automatiske reserver betaler vannkraftverkene for å starte kraftproduksjonen. Spørsmålet blir da om vannkraftverkene som startes for å levere automatiske reserver vil gi nok roterende masse til å dekke behovet.

Færre leverandører av automatiske reserver

Tradisjonelt har roterende masse blitt levert implisitt gjennom markedet for automatiske reserver. Da behovet for automatiske reserver har blitt dekket av kraftverk som ønsker å produsere med utgangspunkt i spotpris, har man typisk hatt et høyt antall aktører som har levert en liten mengde automatiske reserver hver. I perioder med lett drift, er det mulig at aktørene vil endre strategien sin for levering av automatiske reserver som følge av lave spotpriser og ønske om produksjonsstopp.

Det er naturlig å anta at vannkraftprodusentene vil ønske å maksimere sin økonomiske gevinst, og at adferden deres i markedet vil gjenspeile dette. I dag dekkes behovet for frekvensregulerende reserve av mange aktører og kraftverk, som alle bidrar med litt hver. Frem mot 2020 kan man imidlertid vente at det totale behovet for frekvensregulerende reserver vil bli dekket av færre aktører enn i dag. Vannet produsentene har i sine magasiner vil bli verdt mer og i perioder med lav spotpris vil dette føre til at produsentene ønsker å stoppe sine aggregater og holde igjen vann. Dermed må Statnett betale vannkraftverk for å produsere, slik at behovet for automatiske reserver kan dekkes. Produsentene vil da etterstrebe å levere så mye automatiske reserver som mulig, med så lav vannforbruk som mulig. Dette kan produsentene gjennomføre ved å stille en lav statikk for sine aggregater. For en innføring i statikk, se vedlegg 3. Figur 13 viser sammenhengen mellom andel produksjon (av middelproduksjon) som leverer FNR og den ekvivalente statikken systemet stiller inn ved ulik leveranse av reserver. Den røde streken angir behovet for FNR. Sammenhengen vil være den samme for levering av FDR.



Figur 13: Sammenheng mellom levert FNR, statikk og antall produsenter.

Aktørenes strategi vil altså kunne endre seg fra å levere så lite automatiske reserver som mulig til å levere så mye som mulig, per aggregat de benytter. Dersom dette blir tilfellet, vil man kunne få situasjoner hvor hele behovet for automatiske reserver dekkes av langt færre aktører enn i dag. Dette illustreres av figur 13. Siden roterende masse først og fremst er knyttet til hvor mange aggregater som roterer og ikke hvilken effekt de leverer, vil man da kunne oppleve at man ikke dekker behovet for roterende masse i systemet. Dersom et aggregat ønsker å maksimere sin leveranse av FNR og FDR vil deres statikk stilles helt ned til om lag 1 % (basert på nordiske krav hvor FDR er 1,68 ganger større enn FNR) [35]. Aggregatet kjører da på 50 % effekt leveranse slik at det kan endre seg like mye i begge retninger (se vedlegg 3). Denne statikkinnstillingen forutsetter at det respektive aggregat takler så store produksjonsendringer som denne lave statikken gir.

Sikre tilgang til roterende masse

Ved et eventuelt underskudd på roterende masse i systemet i fremtiden, vil Statnett måtte håndtere dette. Det finnes flere alternativer for hvordan dette kan løses, og KUBE vil her presentere noen av dem. Det understrekes imidlertid at flere av disse alternativene er på idéstadiet. KUBE har derimot ikke analysert hva det totale behovet for roterende masse vil være i fremtiden og hvordan den bør distribueres.

Opprette marked for roterende masse

Kraftmarkedet er i dag ikke designet for å sikre nødvendig roterende masse i kraftsystemet. KUBE ser en mulighet for innføring av et nytt produkt i markedet for frekvensstyrte reserver som sikrer levering av roterende masse i kraftsystemet. Et slikt produkt vil kunne stimulere aktørene til å levere roterende masse som en egen tjeneste i markedet.

Det eksisterer forsøksprosjekter hvor generatorer i magasinkraftverk kobles til nettet og fungerer som en fasekompensator uten noen vannføring. En fasekompensator er en roterende maskin med treghetsmoment som kan yte umiddelbar respons på ubalanser. For en mer inngående beskrivelse av fasekompensatorer henvises det til vedlegg 2. Med den riktige økonomiske kompensasjonen for slitasje, friksjonstap og økt tjenesteytelse vil kraftprodusenter ha et økonomisk insentiv til å bidra med roterende masse.

Dersom en slik løsning skal realiseres, må vannkraftverkene gjøre oppgraderinger som innebærer investeringer. For at dette skal gjennomføres i tide, er det viktig at Statnett kommuniserer tydelig med aktørene. Et eventuelt permanent behov for roterende masse må analyseres og aktørene i markedet må få tilgang til denne informasjonen. Det vil også være viktig med forutsigbarhet i opprettelsen av et slikt markedsprodukt og kompensasjonen av det, slik at risikoen knyttet til aktørenes investeringer reduseres.

For at et eget produkt for roterende masse skal fungere, må det være en viss likviditet i markedet. Det vil si at det bør være en etterspørsel og tilbud der til enhver tid. Hvorvidt dette vil være oppfylt i et marked for roterende masse i fremtiden må analyseres nærmere. Et alternativ eller et supplement til en slik markeds plass kan være bilaterale avtaler mellom Statnett og de aktuelle aktørene i markedet som garanterer for levering av roterende masse.

Installering av fasekompensatorer

For Statnett vil det mest nærliggende alternativet til å leie aggregater som fasekompensatorer være å bygge de selv. En synkronmaskin brukt som fasekompensator gjør nettet sterkere i form av økt treghetsmoment og kortslutningsytelse for kraftsystemet. Fasekompensatoren har ikke noe mekanisk pådrag på dens aksling. Synkroniseringen med nettet må derfor gjøres ved hjelp av et eksternt mekanisk eller elektrisk pådrag, for å få akslingen opp i nominelt turtall. For mer informasjon, se vedlegg 2.

Når det gjelder muligheten for å gjøre egne investeringer fra Statnetts side, er fasekompensatorer i dag svært kostbare. Investeringskostnaden er på om lag 1 million per MVA [10].

IV - Tertiærreserver

Tertiærreserver brukes i dag til to formål. Det ene formålet er som nevnt innledningsvis å sørge for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk. Det andre formålet, kalt *spesialregulering*, er å håndtere regionale flaskehalsen slik at utveksling mellom områder skjer innenfor tilgjengelig nettkapasitet. Slike flaskehalsen vil typisk være lokale innenfor samme prisområde og dermed ikke hensyntatt av markedet. Man kan da få en geografisk fordeling av produksjon som vil overbelaste kraftnettet, om ikke Statnett går inn og spesialregulerer.

Behovet for tertiærreserver dekkes i dag gjennom det nordiske regulerkraftmarkedet (RK-markedet) hvor produsenter og forbrukere legger inn bud for opp- og nedregulering. Systemoperatøren er eneste kjøper og henter vanligvis bud fra budlisten i prisrekkefølge. Ved spesialregulering velges imidlertid bud basert på både geografisk beliggenhet og pris.

I tillegg til RK-markedet finnes det et norsk opsjonsmarked (RKOM) for regulerkraft. Det kan brukes i perioder hvor Statnett frykter at det vil komme for få bud i RK-markedet. RKOM er imidlertid kun et marked for oppregulering. Produsenter kan melde at de ønsker å regulere opp produksjonen sin og forbrukerne at de ønsker å regulere ned forbruket sitt.

I henhold til Nordisk Systemdriftsavtale skal alle nordiske land ha tertiærreserver lik dimensjonerende feil for sitt delsystem. Per i dag er dette 1200 MW for Norge. I tillegg behøver Statnett 800 MW ekstra til spesialregulering. Kostnadene til bruk av tertiærreserver fordeles ulikt for de to formålene. Kostnader for regulering som følge av ubalanser inngår som en del av balanseoppgjøret mellom aktørene i markedet. Statnett dekker imidlertid kostnadene for spesialregulering.

Økt behov for tertiærreserver

Endringene i driftsmønsteret i fremtiden påvirker også behovet for tertiærreserver. Med bakgrunn i endringene i prisstruktur, vil man se to situasjoner som utfordrer dagens bruk av tertiærreserver.

- I perioder med lett drift vil man kunne ha lite regulerbar produksjon i det norske kraftsystemet.
- I perioder med høy pris, høy last og eksport vil norske vannkraftanlegg kjøres med full kapasitet. Nedreguleringsevnen vil da være stor, men ettersom all produksjonskapasitet er i bruk kan man få mangel på produksjon som kan reguleres opp.

Videre vil prisen for tertiærreserver i stor grad drives av vannverdien slik som for automatiske reserver. Denne driveren vil imidlertid stå noe svakere i RK-markedet siden flere aktører enn vannkraftverkene vil kunne delta her. Det er i tillegg slik at man i RK-markedet benytter prisen for hvert tilbud istedenfor en markedspris. De dyre budene vil dermed ikke få sette prisen for all bruk av tertiærreserver.

Videre vil man trolig få et økt behov for spesialregulering fremover. Dette er beskrevet nærmere under. KUBE tror at kostnadene for tertiærregulering vil øke fremtiden, dels på grunn av et større behov og dels på grunn av høyere priser. Økte kostnader knyttet til bruk av vannkraftverkene vil trolig medføre at man i større grad enn før vil ta i bruk reguleringsbud fra forbrukere og bud for produksjonsstopp fra ikke-regulerbare produsenter.

Utjevning av ubalanser mellom produksjon og forbruk

Den ene typen bruk av tertiærreservene betales av aktørene i markedet, altså produsentene og forbrukerne. Det vil si at økte priser knyttet til denne type bruk av reserven kun vil ramme aktørene selv. Statnett må sørge for at det er nok regulerkraft tilgjengelig i RK-markedet. Utover dette tror KUBE at en høyere kostnad for aktører som er i ubalanse kan ha positive effekter for systemdriften.

Behov for nedreguleringsreserver

Statnett er ansvarlige for at det til enhver tid er en tilfredsstillende grad av reguleringsreserver i systemet. Per i dag garanterer man dekning av behovet for oppreguleringsreserver gjennom RKOM. Det finnes imidlertid ikke noen markedsløsning som garanterer dekning av behovet for nedreguleringsreserver. Produkter for nedregulering i RKOM kan bli nødvendig i 2020 og KUBE anbefaler at Statnett vurderer og prøver ut opprettelsen av dette.

Økte priser kan gjøre systemdriften enklere

Produsenter og forbrukere ønsker naturlig nok å minimere kostnadene knyttet til å være i ubalanse i driftstimen. Det er derfor nærliggende å anta at dersom kostnadene for å være i ubalanse øker, vil aktørene ta grep for å redusere sine ubalanser. KUBE mener dette er positivt og ser flere fordeler ved en slik utvikling:

- Incentivene for å handle seg i balanse før driftstimen blir bedre, og utviklingen vil dermed bidra til den ønskede økningen av likviditeten i intradag-markedet.
- Ikke-regulerbare produsenter vil få sterkere incentiver til å bedre sine prognoser og planer for produksjon.
- Økte priser i reservemarkedet kan føre til at ny teknologi blir mer lønnsom. Eksempelvis vil både pumpekraftverk og løsninger for forbrukerfleksibilitet kunne bidra i tertiærmarkedene.

Totalt sett tror KUBE at økte priser for tertiærreservene vil gi et mer balansert marked før driftstimen. Det kan redusere Statnett sin arbeidsbelastning og vil også trolig gi en samfunnsøkonomisk mer optimal drift av systemet. KUBE erkjenner at dette kan gi økte kostnader for fornybar produksjon som er uforutsigbar og allerede har en svak lønnsomhet. Det vil imidlertid være lite samfunnsøkonomisk optimalt å subsidiere disse med lavere priser enn andre aktører i reservemarkedet. Et eventuelt økt behov for subsidier bør være en politisk sak og ikke kanaliseres indirekte gjennom markedet.

Spesialregulering

Kostnader knyttet til bruk av spesialregulering må dekkes av Statnett som systemoperatør. Dette kan aksepteres som en konsekvens av investeringene som gjøres i utvekslingskapasitet med utlandet. KUBE ser i tillegg for seg at følgende momenter kan påvirke behovet for spesialregulering.

Nettutbygging og revisjon

Statnett legger opp til en ambisiøs oppgradering av sentralnettet med bygging av flere linjer og spenningsoppgradering på flere eksisterende linjer. Ved spenningsoppgradering kan man i perioder måtte bruke arbeid under spenning (AUS). Totalt sett bør man med bakgrunn i dette forvente flere utkoblinger, både planlagte og uventede, og dermed få økte kostnader til spesialregulering.

Klimaendringer kan gi flere utfall

Forskning på klimaendringenes effekt på Norge tyder på at det vil regne mer i fremtiden, og at regnet som kommer ofte vil være mer intenst. [2] Mer intenst regnvær kan øke risikoen for jordras og flom, som igjen kan føre til utfall av kraftlinjer. I hvilken grad disse klimaendringene vil inntreffe før 2020 er usikkert og det trolig i et begrenset omfang. Det er imidlertid viktig å overvåke denne utviklingen. På lengre sikt kan dette eksempelvis gi et større behov for geografisk spredt beredskap langs linjene.

Innføring av flere prisområder

Kraftsystemet har faktiske flaskehalsar som markedet ikke tar hensyn til når det allokeres produksjon i de ulike driftstimene. Dersom produksjonsfordelingen fra markedet gir en flyt på nettet internt i prisområdet som er større enn kapasiteten på linjene tilsier, oppstår behovet for spesialregulering.

Man kan redusere behovet for spesialregulering dersom man oppretter flere prisområder som bedre reflekterer de faktiske fysiske forhold i kraftnettet. KUBE anbefaler at man i en analyse av bruken av prisområder også gjør en vurdering av de positive effektene i form av redusert behov for spesialregulering.

Oppsummering

Økt utvekslingskapasitet og mer fornybar produksjon vil kunne gi mer prisstruktur i det norske markedet enn i dag. Den fleksible vannkraften vil trolig tilpasse seg disse prisene og la være å produsere i perioder med lav pris. På grunn av dette vil det bli mer normalt med perioder med lett drift av systemet i 2020.

Dette vil føre til at kostnadene for reserver øker kraftig, og Statnett bør derfor etterstrebe å bruke disse så effektivt som mulig. Videre tror KUBE at man kan få et underskudd av roterende masse i systemet i 2020. Bruk av eksisterende vannkraftverk som fasekompensatorer er en mulig løsning på dette, og en ordning bør legges til rette slik at aktørenes leveranse av denne tjenesten gir nødvendig kompensasjon.

Del 4 – Risikostyring og driftssikkerhet

Systemdriften i 2020 vil bli mer kompleks og ha større dimensjonerende utfall enn i dag. Dette fordrer ny risikotenking i et N-1 dominert landskap.



Utfall som trussel mot kraftforsyningen

De største og mest alvorlige ubalansene i kraftsystemet oppstår ved utfall av komponenter i systemet, som overføringslinjer, forbrukere eller produsenter. Dette gir store frekvensavvik som er krevende å rette opp, og som kan føre til utkobling av last og i verste fall mørklegging av store deler av kraftnettet. Energiforsyning utgjør en kritisk infrastruktur i samfunnet hvorav avbrudd og knapphet vil ha vidtrekkende konsekvenser. Dette gjelder ikke bare i henhold til økonomiske verdier, men kan også medføre fare for liv og helse. Samfunnets avhengighet av elektrisitet vil fortsette å øke fremover, da elektrisitet vil benyttes til stadig flere gjøremål. Tilgangen til elektrisk kraft vil dessuten spille en meget viktig rolle for å kunne nå norske og europeiske klimamål [26]. KUBE 2012 mener derfor det er sentralt å drøfte hvordan Statnett mer effektivt kan håndtere risikoen knyttet til utfall.

KUBE vil i denne delen innledningsvis gi en overordnet introduksjon til konseptene risikostyring, driftssikkerhet og forsyningsikkerhet, samt relevante lovkrav som stilles overfor Statnett angående risikovurdering og bruk av analyseverktøy. Videre vil KUBE vurdere hvordan risikostyringsprosessen ved planlegging og operativ drift kan foregå på en mer effektiv måte ved hjelp av analyseverktøyet PROMAPS, samt utfordringer relatert til bruken av det.

Risikostyring

Risikostyring vil etter Statnetts funksjonspolicy for risikostyring defineres som "en prosess som er utformet for å kunne identifisere, vurdere, håndtere og følge opp risiko slik at risikoen er innenfor akseptert nivå". Formålet med risikostyring i Statnett er i følge policyen å:

- Kartlegge risiko for virksomheten i Statnett som grunnlag for beslutningsprosesser
- Sikre verdiskaping fra Statnetts virksomhet ved å informere beslutningstakere om relevant risiko i virksomheten
- Bidra til struktur for å utføre aktiviteter som reduserer risiko i virksomheten til akseptnivå for risiko
- Sikre overholdelse av relevante lover og regler

For å kunne styrke risikostyringsprosessen i forhold til anleggsforvaltningen har Statnett sin ledelse satt et mål om at virksomheten i løpet av 2012 skal bli PAS 55-sertifisert.

PAS 55-1: 2008 er en britisk standard som utgjør et verktøy for å kunne optimalisere anleggsforvaltningen. Dette gjøres ved hjelp av et livssyklusperspektiv hvor kostnader, ytelse og risikoeksponering er viktige nøkkelmomenter. Poenget er at standarden vil kunne bidra til økt effektivitet og måloppnåelse. [24] [33]

Risiko og sikkerhet

Risiko og sikkerhet er to begrep som brukes i mange sammenhenger og de brukes ofte om hverandre. Årsaken er at de er tett sammenknyttet. Har man eksempelvis stor grad av sikkerhet, vil det innebære at man har liten risiko og vice versa. Risiko vil etter Statnetts funksjonspolicy kunne defineres som "sannsynligheten for at forhold eller hendelser kan inntreffe og konsekvensen av at forholdet eller hendelsen inntreffer". En risikohendelse med tilhørende konsekvenser vil etter policyen være knyttet til hvorvidt den vil påvirke på Statnetts måloppnåelse eller ei, enten dette er i positiv eller negativ forstand. Ved dette kommer det av at risiko ikke utelukkende trengs å betraktes som noe negativt; man er ofte nødt til å ta risiko for å kunne oppnå ulike fordeler eller unngå ulemper, eksempelvis i økonomisk forstand. I hvilken grad man skal sikre seg mot risiko må derfor måtte veies opp mot grad av nytte, kostnader og hva som er et akseptert risikonivå. KUBE har imidlertid i denne rapporten valgt å konsentrere oss om risiko i negativ forstand, tilknyttet til utfall av systemkomponenter.

Sikkerhet vil på sin side kunne sies dreie seg om "den evne et system har til å unngå skader og tap" s. 17 [3]. For å kunne opprettholde et tilfredsstillende sikkerhetsnivå i utførelsen av de oppgaver som følger av systemansvaret, så har Statnetts følgende hovedmålsetting "å sikre god forsyningsikkerhet i alle deler av landet, sikre at kraftsystemet til enhver tid innehar evne til å håndtere utfall og feilsituasjoner som kan inntreffe (driftssikkerhet) samt har tilfredsstillende leveringskvalitet" s. 6 [35]. Det følger av denne målsettingen at særlig tre begreper er sentrale i denne sammenheng, dvs. forsyningsikkerhet, driftssikkerhet og leveringskvalitet.

- **Forsyningsikkerhet;** viser til "kraftsystemets/-markedets evne til å sørge for pålitelig leveranse av elektrisitet til enhver tid til alle forbrukere" s. 14 [35]. Fokusområdet vil blant annet være hvordan man skal drifte systemet ved knapphet i produksjonsapparatet, sett opp i mot forbruk og utvekslingsmuligheter med utlandet. Her vil både energi- og effektbalansen være viktige måleindikatorer. Videre vil begrepet også omfatte hvordan man skal håndtere ekstraordinære hendelser som følge av teknisk svikt, naturgitte forhold og utilsiktede/tilsiktete ødeleggelser. Med ekstraordinære hendelser menes her uønskede hendelser "som går utover de feilsituasjoner som selskapet håndterer i det daglige " s. 14 [30]. Det vil si at det gjelder tilfeller hvor beredskapsplanene må iverksettes.
- **Leveringskvalitet;** innebærer både leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Leveringspåliteligheten måles kort sagt i hyppighet og varighet på avbrudd i energiforsyningen, mens spenningskvaliteten tilsier hvorvidt man evner å levere strøm med et spenningsnivå som ligger innenfor de regulerte grenser. Som nevnt innledningsvis vil ikke KUBE ta for seg spenningskvalitet som tema i denne rapporten.
- **Driftssikkerhet;** er tett koblet sammen med de to nevnte begrepene ovenfor, men fokuset vil i større grad være knyttet opp mot å takle uforutsette hendelser, samtidig som man opprettholder en sikker kraftforsyning i selve driftsøyeblikket.

N-1-kriteriet som indikator på driftssikkerhet

For å kunne opprettholde driftssikkerheten til en hver tid, skal man etter Statnetts driftspolicy drifte etter N-1-kriteriet. Kriteriet tilsier at kraftsystemet skal kunne tåle et utfall av "en hvilken som helst komponent uten at det fører til tap av kraftforsyningen eller overskridelse av kvalitetsgrenser" s. 14 [35]. Kriteriet kan regnes som *deterministisk* i den forstand at det ikke tar hensyn til sannsynligheten for at enkeltavvik vil kunne inntreffe, men heller at det foreligger en buffer for at et utfall medfører svikt av strømleveranse som konsekvens for forbrukere [5].

N-1 kriteriet definerer hvilken buffer mot svikt som Statnett ideelt sett skal ha. Men realiteten er at det økende presset på kraftsystemet medfører drift av systemet opp mot og ut over kriteriet som er lagt til grunn. For å vurdere Statnetts praksis når det gjelder driftssikkerhet, har det tidligere blitt foretatt en sammenlikning med et større antall andre TSOer¹ og tilhørende system [32]. Sammenlikningen konstaterte at ingen av de studerte landene praktiserte N-1/2 og N-0 drift slik som i Norge. Å drifte etter N-1/2 betyr at man ved utfall vil koble ut forbruk som vil gi de laveste avbruddskostnadene i det gjeldende området. Ved N-0 drift vil avbrudd som følge av at enkeltkomponenter svikter tillates, uavhengig av antatte kostnader [5]. I praksis benytter Statnett flere virkemidler, for å opprettholde driftssikkerheten. For eksempel driftsforstyrrelsesreserver, økte reaktive reserver, mer roterende ytelse, økt bruk av spesialregulering, energiopsjoner, opprettelse av markedsområder, produksjonsflytting, systemvern, produksjonsfrakobling etc.

I flere områder er Statnett ikke i stand til å drifte nettet etter N-1 kriteriet, og tiden hvor systemet drives med redusert driftssikkerhet (N-0) er økende for områder som BKK-området og Nord-Norge

¹ Land i Norden og Europa, i tillegg til USA, Canada og Brasil.

nord for Ofoten. Til tross for dette er det ikke registrert nevneverdig økning i antall utfall i disse områdene.

Analyseverktøy i risikostyringsprosessen

Etter forskrift om elektriske forsyningsanlegg § 2-2 må Statnett utføre "en risikovurdering for å kartlegge risiko i og i tilknytning til det elektriske anlegget" jf. første punktum. Det er videre et krav ved utførelsen av elektriske anlegg at risikovurderingen "skal (...) legges til grunn for valg av løsninger" og at dette "skal kunne dokumenteres" jf. andre og tredje punktum. Etter Norsk Standard 5814:2008 vil risikovurdering utgjøre en prosess hvor man planlegger, samt utfører en risikoanalyse og evaluering av det aktuelle risikobildet. Risikovurdering vil inngå som en viktig del av arbeidet knyttet til den systematiske risikostyringsprosessen. Fokuset vil først og fremst bli lagt på hvilke trusler og farer systemet må håndtere i ordinære driftssituasjoner.

I tillegg følger det av forskrift om beredskap i kraftforsyningen § 1-3 at Statnett er pålagt å "ha oppdaterte risiko- og sårbarhetsanalyser" i forbindelse med ekstraordinære hendelser eller driftssituasjoner. En risiko og sårbarhetsanalyse (ROS-analyse) vil kort sagt benyttes for å kunne identifisere hvilke sårbarheter et system har, skulle en ekstraordinær hendelse inntreffe, samt vurdere risiko- og sårbarhetsreducerende tiltak. Analysen fungerer som et godt fundament for å dimensjonere beredskapsplaner, dvs. planer med tiltak som har til hensikt å sikre rask og effektiv gjenoppretting av systemfunksjonen når en slik hendelse først har inntruffet [29].

Videre må det også tilføyes at NVE nylig har sendt ut på høring en rekke forslag til nye forskrifter, samt endringer i eksisterende forskrifter tilknyttet forsyningssikkerhet. Tanken er å kunne styrke forsyningssikkerheten med økt fokus på utviklingen av et robust kraftnett samt skjerpet beredskap. Resultatet er blant annet endrede krav i forhold til ROS-analyser og N-1-kriteriet. Se vedlegg 5.1 for aktuelle høringsforslag fra NVE.

Gitt kritikaliteten av elektrisitetsforsyningen for det moderne samfunn, vil det arbeidet Statnett gjør for å vurdere og håndtere risikoen være essensielt. Ikke bare som en måte for å tilfredsstille samfunnets behov for dokumentering av sikkerhet, men også som en måte for å legge klare rammer for forebyggingen og håndteringen av uønskede hendelser som svikt og utfall av systemkomponenter. Utarbeidelsen av risikoanalyser vil imidlertid være en tidkrevende og møysommelig prosess. En manuell analyse vil dessuten kun gi et øyeblikksbilde av risikoen, hvorav risikobildet ved operasjonell drift er stadig skiftende og dynamisk. Som en måte å kunne observere og håndtere det stadig endrende risikobildet i driftssammenheng inngikk Statnett i 2009 et samarbeid med Troll Power², om å utvikle dataprogrammet PROMAPS [23] [34]. Planen er at programmet skal integreres i driften ved den nye Landssentralen i 2014. Videre vil det fokuseres på hvordan dette nye dataverktøyet kan hjelpe til med håndteringen av risiko tilknyttet fremtidens systemdrift.

Koordinering og effektiv risikohåndtering

Som tidligere beskrevet ser KUBE for seg en systemdrift i 2020 som er preget av raske og hyppige endringer i flytmønstre, økt utvekslingskapasitet med utlandet, mer fornybar energi, større grad av værvariasjoner og ekstremvær som gjør kraftsystemet mer komplekst. KUBE mener derfor, tross et bedre rustet kraftnett med flere overføringslinjer og systemkomponenter, at behovet for koordinering og effektiv risikohåndtering vil øke i fremtiden. PROMAPS vil kunne fungere som en buffer i så måte, og hjelpe til med å styrke risikostyringsprosessen.

² Firmaet opererer nå under navnet Goodtech

PROMAPS

PROMAPS regnes som et tekno-økonomisk risikohåndteringsverktøy. Dette simuleringsverktøyet er et dataprogram som kan benyttes for å foreta "on-line" risikoanalyse i selve driftsfasen, samtidig som det utgjør et planleggingsverktøy ved revisjon og utbygging. PROMAPS er ikke ment som et verktøy som skal erstatte andre kraftsystemanalyser, men skal utgjøre en beslutningsstøtte, sett ut fra et risikoståsted. PROMAPS sin oppgave vil være å estimere hva sannsynligheten for svikt på kraftsystemets komponenter og hva kombinasjoner av slike feil vil ha å si for forsyningssikkerheten.

Programmet benytter seg av historiske, statistiske data (feilfrekvenser og reparasjonstid for hver komponent), elektriske data for hver transportgren, samt data om produksjon og last, for å kunne foreta pålitelighetsberegninger av kraftnettets ulike komponenter. I tillegg vil også værddata kunne inkluderes. Ved bruk av disse dataene vil PROMAPS således produsere en oversikt over sannsynligheten for utfall/svikt på hver av enkeltkomponentene (dvs. vern, brytere, linjer), kombinasjonen av disse komponentenes sannsynligheter tilknyttet en spesifikk transportgren, i tillegg til samlet systempålitelighet. Tall på feilfrekvens, gjennomsnittlig nedetid og sannsynlig overføringskapasitet estimeres også. Alt i alt kan PROMAPS foreta disse risikoberegningene knyttet til de over 1800 grenene i strømmettet i løpet av 160 sekunder³. [35]

Videre vil PROMAPS også ha en rådgivende funksjon i den forstand at det foreslår korrigerende handlinger når det er nødvendig, samt at det utføres sammenligninger av mulige handlingsalternativer. PROMAPS vil i denne sammenheng ha en økonomisk dimensjon ved at programmet kalkulerer kostnadene tilknyttet systemets løpende risikonivå (i form av KILE) og sammenligner det med utgiftene det vil ha å utføre korrigerende tiltak, for eksempel å kjøpe roterende reserver. Denne økonomiske dimensjonen vil i tillegg til de foreliggende minimumskrav til driftssikkerhet i Statnetts Driftspolicy, gjøre det mulig å foreta kost-nyttevurderinger av det foreliggende risikonivået i systemet, samt vurdere om risikonivået er akseptabelt eller ikke. [23] [19] [17]

PROMAPS og markedsintegrasjonen i Europa

Som følge av markedsintegrasjonen i Europa og økt utvekslingskapasitet vil man i fremtidens systemdrift være desto mer avhengig av at nabolandene leverer den effekten som er avtalt. Statnett vil da i større grad enn før, befinne seg i en situasjon hvor feil og avvik i andre lands driftssystem vil kunne forplante seg og forårsake tap og avbrudd i det norske kraftsystemet. Ved tettere integrasjon blir man desto mer avhengig av å vite hvor pålitelig de tilgrensende kraftsystemene er og hvilket risikobilde som her fortegner seg. I den anledning vil det derfor være essensielt at andre europeiske TSOer tar i bruk lignende risikoanalyse- og håndteringsverktøy, slik at man i større grad evner å være forberedt på å håndtere ringvirkninger grunnet feil i andre lands kraftsystem.

PROMAPS og N-1-kriteriet

Ekstra tilgjengelig kapasitet som buffer mot forsyningssvikt har vært essensielt kriterium for driftssikkerhet etter det gjeldende N-1-kriteriet. Ulempen med N-1-kriteriet er at kriteriet kan være en lite fleksibel og kostnadsnyttig måte å drive nettet på. En opprettholdelse av N-1-kriteriet til enhver tid i kraftnettet, vil medføre store kostnader. Eksempelvis vil dette gjelde tilfeller hvor det innenfor et snitt ikke er nok kraftproduksjon tilgjengelig til å dekke området etterspørsel, samme hvilken pris som tilbys. Hadde man i forhold til Bergensområdet i vinteren 2009/10 driftet for å opprettholde N-1-kriteriet, ville konsekvensen blitt at man måtte ha foretatt ufrivillig utkobling av last. I denne situasjonen var det derfor mer samfunnsøkonomisk gunstig å lempe på driftssikkerhetskriteriet, enn å måtte koble ut last som følge av det [5]. En slik tilpasning av kriteriet vil imidlertid medføre en økning av risikonivå som man uten pålitelighetsberegninger bare intuitivt kan vurdere. Driftsoperatørene etter dagens praksis må etter dagens praksis ta risikovurderinger

³ Målsettingen er at tidsbruken skal reduseres til 1 minutt i løpet av høsten 2012.

basert på erfaring og opplevelse av risikonivå. Kvantitative målinger og et stadig oppdatert risikobilde vil her kunne utgjøre en beslutningsstøtte til operatørene og således gjøre det enklere og tryggere å ta risikofylte beslutninger. Et annet eksempel vil være tilfeller hvor man har en anstrengt kraftsituasjon grunnet lav magasinfylling. Pålitelighetsberegningene kan i sistnevnte tilfelle hjelpe til i vurderingen om man bør benytte reservekraftverk eller ei, gitt faren for redusert drifts- og forsyningssikkerhet [23].

I dag opererer man som tidligere hentydet med flere områder hvor det foreligger brudd på N-1-kriteriet. De planlagte oppgraderingene og utbygging av sentralnettet fremover har blant annet som formål å øke overføringskapasiteten og således driftssikkerheten. En naturlig konsekvens kan bli at fremtidens problemområder i forhold til driftssikkerheten ikke nødvendigvis kommer i samme grad til å være "kapasitetsfokuset", men at andre problemstillinger vil vise seg å være mer utfordrende. Som følge av en mer kompleks systemdrift, vil grad av usikkerhet rundt mulige driftsscenarioer også kunne sies å økes. Kritiske situasjoner vil således kunne bli en dårlig sammenblanding av mange ulike eventualiteter med tilhørende kaskadeeffekter og konsekvenser, samt uforventede sekvenser av svikt ved introduksjonen av mottiltak [37].

Drift etter N-1-kriteriet vil videre kunne sies å være mer fokusert på en *reaktiv* holdning til sikkerhetsarbeidet; man tåler at hvilken som helst enkeltkomponent faller ut, men hvordan skal man kunne forhindre at dette skjer? Ved å inkludere pålitelighetsberegninger og samtidig ha en kontinuerlig oppdatert oversikt over systemets risikobilde, er tanken at man bedre vil være i stand til å kunne ta riktige beslutninger i de mest kritiske øyeblikk, og således forhindre en eskalering av hendelser som truer driftssikkerheten.

Utfordringer knyttet til PROMAPS

For at PROMAPS skal kunne bli et velfungerende verktøy i risikostyringsprosessen, er man avhengig av å ha til rådighet betydelig mengder data, i form av eksempelvis feilstatistikk og andre historiske data. Det er derfor essensielt at tilstrekkelige mengder med data foreligger til bruk. Når det kommer til mer ekstraordinære hendelser vil man imidlertid ikke ha tilgang til tilstrekkelig mengder relevant data, grunnet at disse hendelsene er noe som systemet svært sjeldent erfarer. Selv om de rent statistisk sett vil være svært usannsynlige, vil det ut i fra en beredskapsmessig sammenheng være essensielt å forberede virksomheten på det utenkelige.

PROMAPS vil, i likhet med andre dataverktøy, kunne oppleve ulike feilmoduser som vil kunne få den konsekvens at det produseres feilaktige målinger. Derfor er det viktig med ulike simuleringer og testrunder før verktøyet tas fullstendig i bruk, og at det kjøres parallelt med de mer konvensjonelle metodene for analyseverktøy i begynnelsen av oppstartsfasen, hvorav PROMAPS integreres i operasjonell drift.

Et annet viktig poeng i denne sammenheng at det vil være lite effektivt å ha et godt risikohåndteringsverktøy, hvis den som skal ta det i bruk ikke forstår hva det virkelig kan bidra med av fordeler. Det er således essensielt at de ansatte får grundig opplæring og mulighet til å lære i praksis hvilke muligheter verktøyet gir.

I dag foreligger det betydelig politisk tyngde på N-1-kriteriet som rådende sikkerhetsprinsipp ved drift og det er usikkert hvorvidt det kommer til å forekomme noen endringer på dette feltet i den nærmeste fremtid. Dette gjelder spesielt med tanke på nettreglene, hvor N-1-kriteriet sannsynligvis vil kunne bli inkorporert. Et viktig bidrag til påvirkning er derfor prosjektet GARPUR⁴ som FoU-avdelingen i Statnett, med ni andre TSOer via ENTSO-E, samarbeider om å utvikle. Prosjektet vil blant annet kunne se på muligheten for videreutvikle N-1-kriteriet til et mer fleksibelt

⁴Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment

driftssikkerhetskriterium som bedre klarer å ta høyde for fremtidens komplekse systemdrift, samtidig som dagens pålitelighetsnivåer opprettholdes. I den anledning vil hovedmålsettingen være å utvikle et paneuropeisk risikostyringsverktøy som vil kunne kalkulere risikonivåer over forskjellige tidshorisonter. Tanken er at verktøyet skal kunne benyttes både i langsiktig og kortsiktig nettplasslegging, samt on-line i selve driftstimen. Verktøyet skal også kunne si noe om hvilket bidrag hvert av de ulike tilkoblede land, har å si for det enkeltes land sin risiko for avbrudd og svikt i elektrisitetsforsyningen. Se vedlegg 6.1.

Oppsummering

For å kunne håndtere fremtidens økende grad av kompleksitet i systemdriften, ser KUBE det nødvendig å ha et økt fokus på risikostyring, samt på implementering og utvikling av nye teknologiske analyseverktøy. Dette gjelder både med tanke på å håndtere det nasjonale risikobilde, samt i mer overordnede europeiske forstand, som følger av en tettere integrasjon mellom de ulike lands kraftsystem.

Del 5: Statnett i Europa

Et stadig mer integrert europeisk kraftmarked legger til rette for nye muligheter, og begrensninger, for Statnetts fremtidige systemdrift. Statnett må derfor følge lovgivningsprosessene i Europa tett for å sikre at de europeiske rammebetingelsene er i tråd med Statnetts interesser.



I - EU legger føringer for Statnett

EUs energipolitikk legger ofte til rette for, eller hindrer, teknisk og økonomisk endring i Norge. I denne rapporten presenterer KUBE løsninger som adresserer de utfordringene systemdriften vil stå ovenfor i 2020. For at disse løsningene skal fungere optimalt bør de imidlertid aksepteres og implementeres likt i andre europeiske land som følge av europeisk markedsintegrasjon. Statnett må derfor ta høyde for hvordan konkrete mål, som for eksempel markedsløsningen skissert tidligere, faktisk kan gjennomføres i EU.

Ved å observere og analysere politisk og institusjonell endring i Europa kan Statnett få et klarere syn på framtida som vil være nyttig for å kartlegge utviklingen framover. Endringer som skjer i EUs energipolitiske prioriteringer, gjør at også norske prioriteringer må revideres. Statnett kan, og bør, i noen grad forutse visse endringer, for eksempel de som er en følge av at dagens ordninger ikke fungerer tilstrekkelig. Mer plutselige og momentane endringer som skjer som følge av eksterne kriser er derimot vanskeligere å spå, men er likefullt svært viktige å ta høyde for. For eksempel førte Fukushima-ulykken i Japan til tidenes snuoperasjon i Tyskland med et vedtak om å stenge alle atomkraftverk innen 2022. Det skapte betydelige ringvirkninger i hele det europeiske kraftmarkedet. Slike kriser åpner veien for reform og nye politiske mønster i EU som kan ha store konsekvenser for Statnetts drift.

Også institusjoner som opprettes, endres eller forsvinner over tid, har konsekvenser for hvilke alternativ som prioriteres til enhver tid. EUs tredje energimarkedspakke fra 2009 institusjonaliserte for eksempel samarbeidet mellom europeiske regulatorer i ACER som har som mandat å legge føringer for et sett nettrekler (EU Network Codes) som Statnett skal forholde seg til i det nyopprettede samarbeidsorganet for TSOer, ENTSO-E. Det betyr at europeiske regulatorer nå og i fremtiden legger mange av premissene for hvordan Statnett og andre TSOer skal utvikle kraftsystemet. Det er derfor svært viktig å ha god kjennskap til hvordan disse institusjonene fungerer.

EUs betydning vil øke fram mot 2020

EU har, siden 1980-tallet, gjennomført en haltende, men skrittvis liberalisering av energimarkedene, og utviklingen hittil viser at EU får stadig økt myndighet på energiområdet på bekostning av medlemsstatenes myndighet. Det er mange ting som tyder på at denne utviklingen kommer til å fortsette.

2009 markerte startskuddet for EUs energipolitiske myndighet

Det vil være viktig for Statnett å anerkjenne at EU med stor sannsynlighet vil utvide sin energipolitiske myndighet i årene som kommer. Energipolitikk har seilt opp til å bli en av de viktigste politiske sakene på EUs agenda i løpet av det siste tiåret. I 2009 ble energipolitikk EU-institusjonenes juridiske kompetanse, markert med et eget kapittel i Lisboa-traktaten.⁵ Det styrker EUs gjennomslagskraft betraktelig. Der hvor Kommisjonen tidligere ofte ble møtt med skepsis til institusjonens juridiske kompetanse på feltet, kan EU nå vise til rettsgrunnlaget i Lisboa-traktaten. I tillegg forsterker traktaten EUs forpliktelse til en bærekraftig utvikling, kampen mot klimaendringer og utviklingen av fornybare energikilder. Det følger av dette at EUs energipolitiske myndighet trolig vil øke med framtidige traktatendringer og revisjoner av flere deler av lovverket som er sentrale for

⁵ Lisboa-traktaten, som ble signert i 2007 og trådte i kraft i desember 2009, er den siste i rekken av EU-traktater som ajourfører og styrker EUs rettsgrunnlag.

hvordan Statnett kan drifte systemet. Statnett bør følge opp denne utviklingen med flere ressurser og koordinert innsats i Brussel.

Nettreglene er ikke et prosjekt som ender i 2014

På toppmøtet i juni 2012 ble det understreket at det indre energimarked *skal* være på plass i 2014 [16]. Det betyr imidlertid ikke at et *velfungerende* indre energimarked er på plass, og det kommer følgelig til å skje mange regelverksendringer og innstramminger også i årene etter 2014. Før 2014 er åtte nettregler prioritert. Etter 2014 starter arbeidet med de ti neste (for oppdatert oversikt, se ENTSO-Es nettside i kildeliste [12]). Samtidig vil de åtte første nettreglene fortløpende bli vurdert og revidert, også i årene som følger etter 2014. Det vil derfor være viktig at Statnett ikke ser på nettreglene som et prosjekt som ender i 2014, men heller legger vekt på å lære av prosessene Statnett nå er en aktiv del av, og bygge videre på denne erfaringen i årene som kommer.

Mindre rom for nasjonal særtilpasning av regelverket

I tillegg til å arbeide for et vedtak av nettreglene signaliserer Kommissjonen at de vil ha høyt fokus på gjennomføring. For at det indre marked skal være velfungerende kreves ikke bare harmoniserte regler, men også at disse reglene implementeres med *samme praksis* over landegrensene. EU har en stor utfordring med medlemslandenes mange og ulike styringstradisjoner, og øst-utvidelsen i 2004 kompliserte ytterligere dette bildet. Implementeringsunderskuddet i de to foregående energimarkedspakkene har vært et hinder for koordinert virkemiddelbruk og EU ønsker derfor å være mindre avhengig av nasjonal påvirkning.

EUs svar er å formalisere samarbeidet på europeisk nivå mellom TSOer og regulatorer, med etableringen av ENTSO-E og ACER, og et krav om at nasjonale regulatorer skal være uavhengig av nasjonal myndighet [15]. Dette er en del av en generell strategi fra Kommissjonen som ønsker å være mindre sårbar for nasjonale særtilpasninger av EUs regelverk som er en følge av at Kommissjonen er avhengig av nasjonale myndigheter for implementering. Derfor krever EU at de nasjonale direktoratene (jf. NVE i Norge) skal være, i alle fall delvis, en integrert del av den europeiske administrasjonen. Konsekvensen av dette er at NVE blir langt mer regelstyrt fra Brussel og mindre politisk styrt fra Oslo. Denne typen administrativ struktur representerer en utvikling mot en langt mer selvstendig EU-administrasjon, som EU håper at vil bidra til å konvergere medlemslandenes politikk. En slik utvikling indikerer en dyptgående transformasjon av utøvende politikk i EU, og i EØS-området [9], noe som fører til mindre rom for norsk særtilpasning av EUs regelverk.

Fellesløsninger motiveres av interne og eksterne utfordringer som vil vedvare

Presset for fellesløsninger på energifeltet kommer til å vedvare. EU har både interne og eksterne grunner til å fortsette å være en drivkraft for markedsintegrasjon. For EU er det et spørsmål om energisikkerhet, uttømming av egne reserver av olje- og gass, klimatrusselen og medlemsstaters økte importavhengighet av russisk gass. Dette er utfordringer som det på ingen måte er funnet svar på, og medlemsstatene kan ikke svare på disse utfordringene på egen hånd, og presset på fellesløsninger vil derfor legge premisset for den europeiske energipolitiske utviklingen framover.

II - Hvordan kan Statnett medvirke?

På bakgrunn av dette ønsker KUBE å understreke at Statnett må fortsette å være en aktiv energipolitisk aktør i EU. Statnett var en av de første europeiske TSOene som etablerte et eget kontor i Brussel, og mange ansatte deltar aktivt i arbeidsgruppene i ENTSO-E. Det er et godt utgangspunkt som det må bygges videre på fram mot 2020. KUBE peker her på enkelte typer tiltak som kan benyttes for påvirkning i beslutningsprosessenes ulike faser, skissert i vedlegg 8.1. Disse tiltakene er på ingen måte utfyllende, men er eksempler på tiltak som kan være nyttige.

Forslagsfasen: mulighet for innflytelse og medvirkning

Den første fasen, forslagsfasen, avgjør hvilke alternativer som diskuteres i resten av prosessen. En hyppig deltagelse tidlig i, og forut for, beslutningsprosessene i EU er derfor av strategisk interesse for Statnett.

Tidlig involvering er en fordel

Statnett bør fange opp potensielle konflikter så tidlig som mulig for å maksimere Statnetts påvirkning på lovformuleringen i EU. En viktig grunn til dette er at relevante spørsmål for Statnett som regel er av teknisk art og at tvister dermed ikke ofte avgjøres på politisk nivå, men i komitesystemet. Kommisjonen, som har forslagsrett i EU, er i mange tilfeller en underbemannet institusjon som er avhengig av kunnskapsutveksling med omverdenen, som det kan være viktig å utnytte. Kommisjonen assisteres ofte av ekspertgrupper med å lage utkast til lovforslag, forberede saksmapper som skal forhandles i Parlamentet og i Rådet. For nettreglene er ACER og ENTSO-E blant de mest innflytelsesrike rådgiverne for Kommisjonen, men det kan også kommuniseres direkte med Kommisjonens ansatte. Dersom internasjonal avdeling i Brussel, i tillegg til øvrige representanter for Statnett, fanger opp nye spørsmål og potensielle konflikter allerede før diskusjonene starter i komitesystemet, kan Statnett på et tidlig stadium formulere sin posisjon og avklare uheldige lovforslag allerede i utrednings- og forslagsfasen.

God dialog med sentrale aktører skaper gode løsninger

For å få oversikt over framtidige debatter i utrednings- og forslagsfasen er det nødvendig å ha god dialog med sentrale aktører i energibransjen. God dialog kan i tillegg hjelpe Statnett å fremme løsninger som fungerer i hele Europa. Løsninger som kun kommer Statnett, eller få TSOer til gode, vil ikke ha gjennomslagskraft.

Aktører på europeisk nivå: På det europeiske plan er Kommisjonen, ACER, ENTSO-E, tankesmier og miljøorganisasjoner eksempler på sentrale aktører. I ekspertgruppene i Kommisjonen er ekspertene lite involvert i koordineringsprosesser på nasjonalt nivå og har ikke noe klart mandat for hvordan de skal handle. Disse komiteene har derfor et større spillerom enn andre komiteer som er aktive senere i prosessen, som det er viktig å utnytte. Kontinuerlig dialog med norske eksperter i Kommisjonen, i tillegg til andre identifiserte nøkkelpersoner i ekspertgruppene og saksbehandlere for de enkelte nettreglene er derfor nyttig. I tillegg er kraftprodusentenes organisasjon, EURELECTRIC, en mektig aktør. EURELECTRIC har en lengre historie i Brussel enn ENTSO-E og har følgelig mer ressurser, bedre kunnskap og kompetanse og et langt bredere nettverk. Det samme gjelder også bransjespesifikke organisasjoner, som kullindustriens EURACOAL, og gassindustriens EUROGAS.

Aktører på nasjonalt nivå: EUs medlemsland former EUs agenda. Som eksempel kan nevnes Tysklands press for å innføre nasjonale kapasitetsmarkeder som kan være i strid med EUs mål om fri konkurranse i energisektoren. Dette kan få konsekvenser for Norge ved at det reduserer potensielle markeder for eksport av norsk regulerkraft. Med god dialog med de enkelte medlemslandene kan Statnett på et svært tidlig stadium plukke opp denne typen spørsmål som senere havner på den europeiske agendaen, og på den måten ha mulighet til posisjonere seg i forkant av den europeiske debatten. De største er fortsatt størst i EU, men små land kan også spille sentrale rolle, spesielt i formannskapsrollen. Formannskapet roterer mellom EUs medlemsland hver sjettede måned, bestemmer agendaen og kan bringe nye aspekter på dagsorden. For eksempel innehar Kypros formannskapet i nåværende periode. Kypriotene har satt infrastrukturpakken fremst på agendaen og insisterer på at den skal vedtas før kypriotene avgår i januar 2013. Gode kontakter med flest mulig medlemsland vil derfor gjøre det enklere for Statnett å posisjonere seg tidlig.

Deltagelse i forskningsprosjekter gir konkurransemessige fordeler

Gjennom EUs rammeprogrammer for forskning kan Statnett øke sin innflytelse i tillegg til at det her er en betydelig andel forskningspenger å hente. Det er nærliggende å anta at Kommisjonen lutter øre

til forskningsprosjekter som de selv har utlyst og som de selv finansierer. Forskningsprosjekter kan derfor fungere som katalysator for nye debatter. I EUs 7. rammeprogram for forskning deltar Statnett i kun tre prosjekter. Til sammenligning deltar Energinett.dk i ti prosjekter. For å øke denne aktiviteten fram mot 2020 bør Statnett allerede nå orientere seg om potensielle forskningsprosjekter innenfor rammen av EUs nye forskningsprogram Horizon, som har forventet oppstart 1. januar 2014.

Forhandlings - og vedtaksfasen: krevende å gjøre endringer

I forhandlings- og vedtaksfasen begynner dørene å lukkes for Norge og norske aktører som følge av at Norge ikke er medlem av EU. Langsiktig og vedvarende alliansebygging vil derfor være av interesse for Statnett.

Alliansebygging på tvers av ulike konfliktlinjer

I EUs lovgivende institusjoner, Rådet og Europaparlamentet, finnes det ulike konfliktlinjer som følge av at Rådet representerer nasjonale myndigheter og Parlamentets medlemmer representerer politiske parti. Det vil være nyttig for Statnett å bygge allianser på tvers av disse.

I Rådets arbeidsgruppe for energi forhandler deltagerne på vegne av nasjonale myndigheter. Arbeidsgruppen består av energiutsendinger fra medlemslandene som arbeider fast i Brussel og som assisteres med eksperter fra hovedstedene. Her har Norge og OED ingen formell tilgang. For nettreglene kan Rådet og Parlamentet velge å delegerer noe beslutningsmyndighet til komitologkomiteen "cross border electricity committee". Her har OED observatørstatus, men ikke stemmerett. For Statnett kan det derfor være et nyttig å ha et bredt nettverk i Rådet, og samtidig orientere OED om hvilke land som støtter deres posisjoner slik at OED kan videreføre dette gjennom sine kontakter.

Den institusjonelle strukturen i Parlamentet legger opp til konflikter mellom politiske parti. Parlamentet har foreløpig hatt lite innflytelse i arbeidet med nettrekler, men gjennomfører substansielle endringer med ordinære energisaker. For eksempel hadde de omtrent 2000 endringsforslag på Energieffektiviseringsdirektivet som ble vedtatt 12. juli 2012. Norge har ingen formelle kanaler inn til Parlamentet, men det er likevel mulig for Statnett å påvirke energikomiteens posisjon ved å etablere gode og varige kontakter i energikomiteen på tvers av partilinjene.

EUs regelverk er ikke klart for implementering i Norge før det er behandlet i EØS-komiteen. EØS-komiteen har imidlertid ikke store rom for å gjøre endringer og feller sjeldent regelverksforslag fra EU. Påvirkning gjennom denne kanalen er derfor av mindre interesse.

Statnett bør framstå som en enhetlig aktør

For at Statnett skal framstå som en ryddig og troverdig aktør i denne prosessen, vil det være viktig at Statnett, i forkant av forhandlinger og samtaler med EU og andre aktører, har definert tydelige og koordinerte posisjoner. Det krever at Statnett i større grad enn i dag koordinerer arbeidet som retter seg mot europeisk integrasjon mellom avdelingene og med internasjonal avdeling som koordinerende enhet. I tillegg krever det at Statnett dokumenterer arbeidet godt. I arbeidet med nettrekler har det blitt erfart at allianser varierer fra sak til sak. Dersom Statnett til enhver tid vet hvilke aktører som støtter Statnetts posisjon i ulike spørsmål, vil potensielle allianser være lettere å identifisere og sannsynligheten for å få gjennomslag vil da øke. Dette krever god dokumentasjon av forhandlingene gjennom hele prosessen og koordinering på tvers av avdelingene. På den måten vil Statnett få bedre oversikt over relevante europeiske spørsmål på tvers av avdelingene, og redusere risikoen for dobbeltkommunikasjon med EU og andre aktører.

Framtidige debatter for systemdriften

Det er flere påbegynnende debatter i EU i dag som er relevante for Statnetts framtidige systemdrift. Disse debattene kan vokse seg store fram mot 2020 og Statnett bør allerede nå jobbe for å koordinere debatten internt for å fremme Statnetts interesser for europeiske aktører i nærmeste framtid. Se vedlegg 9.1. for oversikt over relevante saker.

Oppsummering

Den Europeiske Unions (EU) politikk legger konkrete føringer for Statnett. Fram mot 2020, og deretter, kommer EUs regelverk til å omfatte en stadig større del av Statnetts drift. Lisboatraktaten fra 2009 styrket EUs rettsgrunnlag på energifeltet og det er noe EU trolig kommer til å utnytte framover. I tillegg blir norsk regulator, NVE, langt mer regelstyrt fra Brussel på bekostning av norsk politisk styring og det vil følgelig være mindre rom for nasjonale særtilpasninger av regelverket. Det vil derfor være svært viktig for Statnett å ha god oversikt over den energipolitiske utviklingen i EU.

Basert på dette anbefaler KUBE å ha et godt kunnskapsnivå om prosessene i EU for å få en god oversikt over relevante saker og for at hver enkelt ansatt skal kunne bidra til å få gjennomslag for Statnetts løsninger. Det er avgjørende å være tidlig på banen og forsøke å forutsi hvilke saker som havner på EUs agenda. Da vil det være mulig å definere tydelige og koordinerte posisjoner på tvers av avdelingene, med forankring i konsernledelsen, før forhandlingene starter i EU. Da kan Statnett arbeide aktivt med å få gjennomslag for konkrete løsninger allerede i utrednings- og forslagsfasen. I den sammenheng vil det være nyttig å bidra aktivt med å finne løsninger som fungerer i hele Europa, framfor å understreke problemene, eller å foreslå løsninger som kun kommer noen få TSOer til gode. Mange saker er relevante for Statnett, det kommer til å bli flere, og det vil derfor være nødvendig å identifisere de sakene som er av størst betydning for og legge ressursene der. Statnett har allerede vært proaktiv med blant annet å følge prosessene i ENTSO-E tett og var den første europeiske TSOen med et eget kontor i Brussel. Statnett har dermed et godt utgangspunkt som det kan bygges videre på fram mot 2020.

Del 6: Oppsummering og veien videre



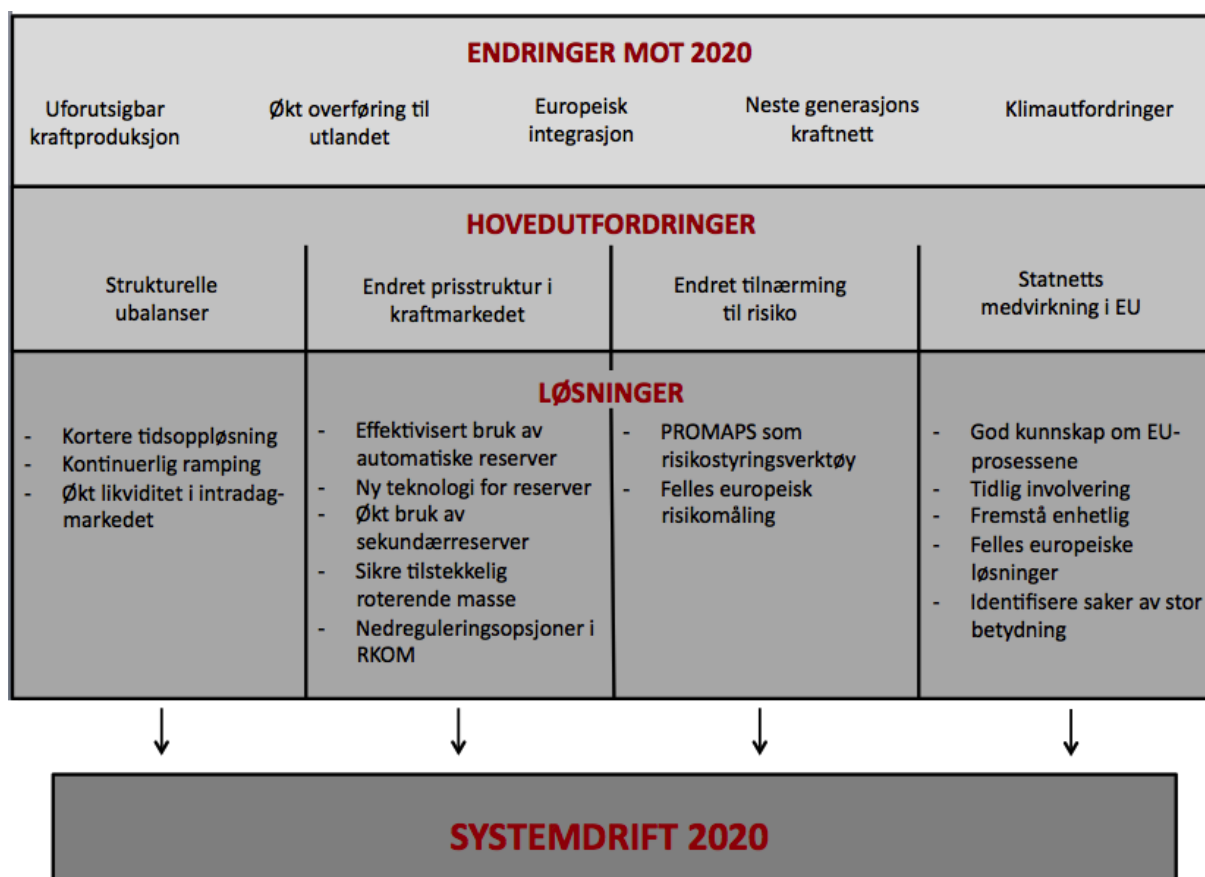
5000

Oppsummering av KUBE-rapporten



Frem mot 2020 må neste generasjon systemdrift utvikles. Det betyr nye markedsløsninger, mer effektiv bruk av reserver, risikoanalyser i sanntid og felles europeiske løsninger.

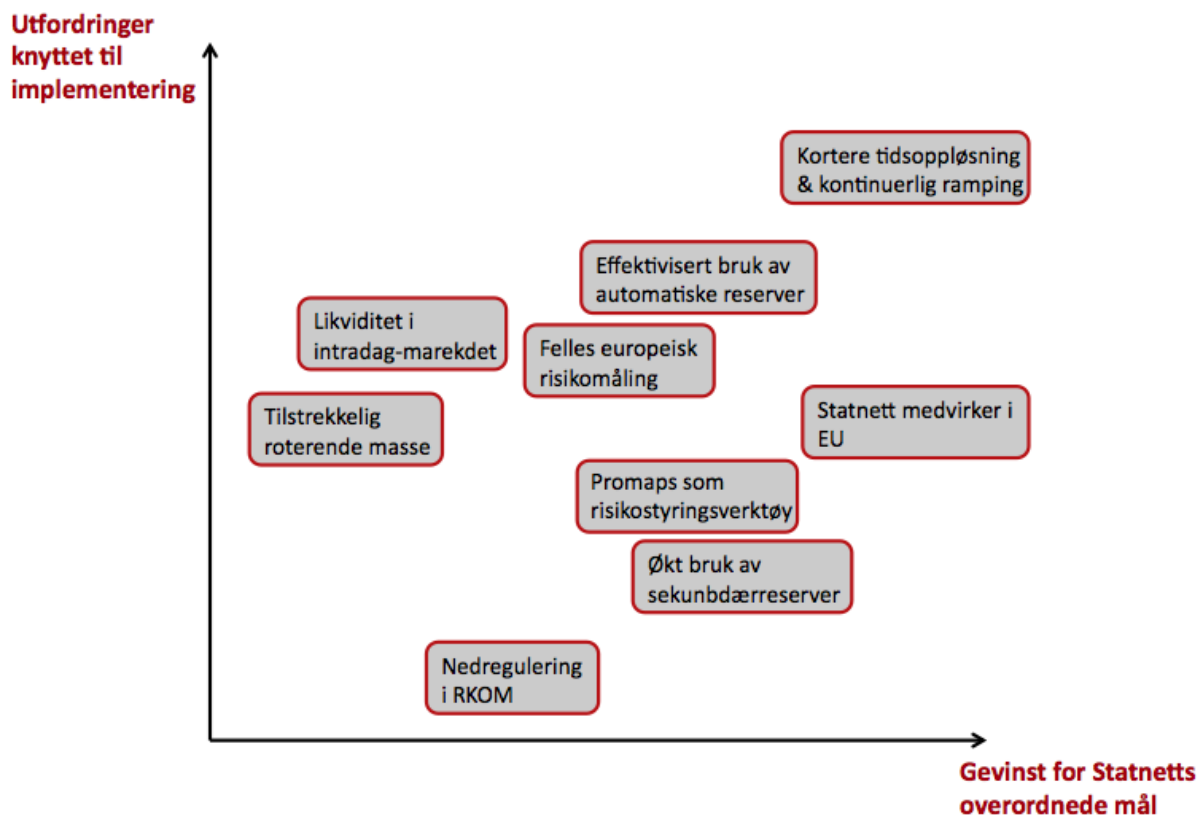
KUBE 2012 har gjennom denne rapporten forsøkt å definere hvordan systemdriften i 2020 bør se ut. Hovedelementene i rapporten er presentert i figur 14. Rapporten tar utgangspunkt i at det vil være endringene i og rundt det norske kraftsystemet frem mot 2020. Gjennom de viktigste endringene for fremtiden har KUBE skissert opp fire hovedutfordringer som vil bli sentrale for Statnett. Med bakgrunn i hovedutfordringene har KUBE diskutert ulike løsninger som samlet sett vil legge føringer for hvordan systemdriften bør utvikles mot 2020.



Figur 14: Endringer frem mot 2020 vil legge premisser for de hovedutfordringene Statnett vil ha, relatert til fremtidens systemdrift. Gjennom å identifisere fire hovedutfordringer for systemdriften i 2020 har KUBE skissert opp ulike løsninger og tiltak.

Gjennom rapporten har KUBE presentert ulike løsninger som vil føre til en bedret systemdrift for Statnett, med hensyn til frekvenskvalitet. Imidlertid har diskusjoner rundt temaer som samfunnsøkonomisk gevinst, verdiskaping, og klima, implementeringskostnader og utfordringer også vært en viktig del av rapporten. I figur 15 har derfor KUBE summert opp løsningsforslagene som presenteres i rapporten i et koordinatsystem. På den loddrette akse måles det til hvilken grad det foreligger utfordringer knyttet til implementering av løsningene KUBE skisserer. Dette kan omfatte både organisatoriske utfordringer og kostnadsrelaterte faktorer. På den vannrette akse måles grad av bidrag de ulike tiltakene vil ha for Statnett, med hensyn til de tre overordnede målene for

organisasjonen, verdiskaping, driftssikkerhet og miljø. Under figuren vil KUBE gjennomgå en kort diskusjon rundt hvorfor løsninger har blitt plassert ulikt i koordinatsystemet. Plasseringene er basert på diskusjoner KUBE har gjennomført gjennom rapporten og kan ikke måles i absolutte tall.



Figur 15: KUBE foreslår mange løsninger som alle vil ha ulike effekter på Statnett, utover bedret frekvenskvalitet. Løsningene er plassert i figuren etter grad av gevinst de vil ha for Statnett på den vannrette aksene og grad av utfordringer knyttet til implementering på den lodrette, på grunnlag av diskusjon i rapporten.

- Tidsoppløsning og kontinuerlig ramping vil kunne redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet betraktelig, men dette tiltaket vil være vanskelig å gjennomføre på europeisk nivå. Det er i tillegg lite sannsynlig at EU vil godta en nordisk løsning, da det foreligger et ønske om et felles europeisk marked.
- Økt likviditet i intradag-markedet vil kunne bidra til at uforutsigbar vindkraft handler seg i balanse så godt som mulig før driftsøyeblikket. Dette vil ha gevinster for Statnett gjennom et redusert behov for reserver. Det foreligger imidlertid problemstillinger rundt hvordan intradag-markedet skal styrkes og profesjonaliteten til norske vindkraftprodusenter.
- Effektivisert bruk av automatiske reserver fordrer noe endring innen den operasjonelle driften til Statnett, men vil kunne gi betydelige gevinster. Disse kan komme fra lavere kostnader og det faktum at automatiske reserver kan gjenopprettes hurtigere for å håndtere nye utfall.
- Gjennom økt bruk av sekundærreserver har KUBE analysert at frekvensavvik kan reduseres betydelig. Det vil ikke foreligge store implikasjoner med tanke på implementering ved å øke andelen sekundærreserver i systemet. Sekundærreserver er imidlertid en vare Statnett må betale for og det vil derfor øke driftskostnadene.

- Nedreguleringsopsjoner i RKOM vil gi en viktig positiv effekt for Statnett i de periodene hvor det er behov for dette. Tiltaket vil ikke fordre store vansker i implementeringsfasen.
- En mangel på roterende masse vil kunne gi betydelige konsekvenser for driftssikkerheten og må derfor sikres for fremtiden. Imidlertid ser ikke KUBE store gevinster ved å sikre roterende masse. Ulike løsninger for å sikre roterende masse har blitt diskutert gjennom rapporten. Samtlige løsninger fordrer betydelige kostnader.
- PROMAPS som risikostyringsverktøy vil kunne gi Statnett iverksettelsen om risiko i sanntid, som igjen kan bidra til et bedre beslutningsgrunnlag i en driftssituasjon og planleggingsfasen. PROMAPS er planlagt implementert i 2014. Det foreligger imidlertid noe utfordring knyttet til å kunne utnytte verktøyet på en best mulig måte.
- Statnett bør medvirke i Europa for å få gjennomslag for sine saker, og for å kunne påvirke prosessen der regelverket utformes. Dette vil fordre en økt ressursbruk for Statnett, men kunne gi betydelige gevinster, spesielt på lang sikt.
- Felles europeisk risikomåling vil være viktig for systemdriften siden Statnett stadig integreres tettere med Europa. Dette er imidlertid et prosjekt i forskningsfasen og implementering av et felles system over landegrensene kan bli utfordrende.

Veien videre – Et varsko for fremtiden

Tilgang på strøm er av de fleste ansett som livsnødvendig og utgjør en kritisk funksjon i et moderne samfunn. Å sikre tilgang på strøm er å anse som en sentral samfunnsoppgave og for politikere er det avgjørende at opinionen opplever at dette løses på en god måte. Siden politikerne har gitt ansvaret for denne oppgaven til Statnett, er det derfor svært viktig at Statnett har aksept i befolkningen for hvordan kraftsystemet utvikles.

Gjennom denne rapporten presenterer KUBE ulike tiltak og endringer som vil ruste systemdriften for fremtidens utfordringer. Det vil imidlertid ikke alltid være like enkelt å forklare ovenfor en opinion hvorfor endringene vil gi de et bedret kraftsystem. Kraftsystemet er svært komplekst og det er vanskelig å forstå alle sammenhenger for folk som ikke har relevant arbeids- eller utdanningsbakgrunn. Det er derfor svært viktig at Statnett er tidlig ute i det offentlige rom for å opplyse om hvordan kraftsystemet fungerer og hvorfor man utvikler det slik man gjør.

KUBE ser flere utviklingstrekk som potensielt kan føre til konflikter mellom folks oppfatning av hvordan kraftsystemet bør være og hvordan det faktisk utvikles. Dyrere strøm for forbrukere og norsk industri som følge av eksport, flytting av innflytelse fra norske hender til EU, utnyttelse av norske naturressurser for salg til utlandet og utbygging av kraftmaster i Hardanger er alle eksempler på saker som er og kan være grunnlag for konflikt.

KUBE ser det som viktig at Statnett fortsetter å definere sin rolle i det norske samfunnet. Det er en fare for at folk kategoriserer Statnett sammen med Statkraft og andre produsenter, så vel som med leverandørene. Det bør fremgå tydelig at Statnett er et statsforetak med monopol på overføring av kraft, og at Statnetts overordnede mål ikke ligger i organisasjonens egen profitt. Kun ved å innta en slik posisjon kan Statnett få en objektiv ekspertstatus i samfunnsdebatten og derigjennom være med å legge premissene for de debattene som måtte komme.

Figurliste

Figur 1: Hvilke hovedendringer vil påvirke systemdriften fra i dag og frem mot 2020	8
Figur 2: Utviklingen i frekvensavvik (1995 - 2011, angitt med minutter utenfor 49,90-50,10 Hz per måned). Kilde: SMUP 2012.....	8
Figur 3: Tidslinjen viser kjente viktige hendelser og endringer i perioden 2012-2020, som har konsekvens for Statett sin systemdrift.....	11
Figur 4: Frekvensavvik vist gjennom døgnet for 2011. [35]	15
Figur 5: Produksjonsplan før og etter kvarterstilpasning fra en sommerdag i 2012	16
Figur 6: Strukturelle ubalanser i dagens og fremtidens system med økt utveksling med utlandet. [20]	16
Figur 7: Produksjonstilpasning for hhv. timesbasert (uten kvartersplaner og kvarterstilpasning) og kvartersbasert marked.	17
Figur 8: Strukturelle ubalanser med kontinuerlig ramping på 20 MW/min og dagens rampingløsning	19
Figur 9: Total rampingendring for de to eksemplene	20
Figur 10: Bruk av ulike reserver (kilde: SMUP 2012).....	26
Figur 11: Ulike prisnivåer for levering av FNR. [20].....	27
Figur 12: Simulering gjennomført for effekten av LFC.	29
Figur 13: Sammenheng mellom levert FNR, statikk og antall produsenter.	30
Figur 14: Oppsummeringsmodell av KUBE 2012.....	49
Figur 15: Koordinatsystem med løsningene til KUBE 2012.	50
Figur 16 Rampingutvikling med to ulike restriksjoner som gir lik kapasitetsutnyttelse	56
Figur 17: Kapasitetsutnyttelse av en utenlandskabel på 1400 MW med to ulike rampingrestriksjoner	57
Figur 18 Effektoresponskarakteristikk ved ulike statikk i per unit (andel av merkeeffekt)	59
Figur 19 Regulerstyrke ved ulike produksjon og systemekvivalent statikknivå i Norge	60
Figur 20: Prosentvis allokeret reserve av merkeeffekt hos aggregat med hensyn på statikkinnstilling. 60	
Figur 21 Måling av frekvensrespons 22.12.07.....	61
Figur 22 Hovedskjema for frekvenssimulering i MATLAB/SIMULINK	64
Figur 23 Flytskjema for primærkontrollblokken i MATLAB/SIMULINK	64
Figur 24 Flytskjema for sekundærkontrollblokken i MATLAB/SIMULINK [8].....	64
Figur 25 Sammenligning av målt og simulert frekvensrespons for utfall av 1150 MW, 12.9% eq. Statikk	65
Figur 26 Målte ubalanser for 10. Desember 2010.....	66
Figur 27 Simulering av frekvensen ved ulike scenarier.....	67
Figur 28 Simulering av frekvensen for et ideelt system i fremtiden	67
Figur 29 Den ordinære saksgangen for energisaker	71
Figur 30 Saksgangen for nettrekler	71
Figur 31 EØS-prosessen etter vedtak i EU er fattet	71

Tabelliste

Tabell 1: Maksimale strukturelle ubalanser ved kontinuerlig ramping på utlandskablene.	20
Tabell 2: Økt kapasitetsutnyttelse av en utenlandskabel med kapasitet på 1400 MW.....	21

Kildeliste

- [1] Agneholm, E. (2012). *Measures to mitigate the frequency oscillations with a period of 60-90 seconds in the Nordic synchronous system*. Gothia Power.
- [2] Amundsen, B. (2012). *Mer regn i framtiden*. Nedlastet august 2012 fra <http://www.forskning.no/artikler/2012/juli/327948>
- [3] Aven, T., Boyesen, M., Njå, O., Olsen, K. H., & Sandve, K. (2004). *Samfunnssikkerhet*. Universitetsforlaget.
- [4] Birchfield, V. L., & Duffield, J. (2011). *Toward A Common European Union Energy Policy - Problems, Progress and Prospects*. New York: Palgrave Macmillan.
- [5] Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G., & Riis, C. (2010). *Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem*. Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet.
- [6] Carlsen, T. m.fl. (2009, juni). Systemanalyse Sør-Vestlandet. *Internt dokument*. Statnett
- [7] E-Bridge. (2011). *Analysis and review of requirements for automatic reserves in the Nordic synchronous system- Report*.
- [8] E-Bridge. (2011). *Analysis and review of requirements for automatic reserves in the Nordic synchronous system – Simulink model description*.
- [9] Egeberg, M. (2006). Balancing Autonomy and Accountability: Enduring Tensions in the European Commission's Development. I Egeberg (red.), *Multilevel Union Administration. The Transformation of Executive Politics in Europe*. New York: Palgrave Macmillan.
- [10] Ek, B. I. (2009, Desember). Systemstrategi for tilkobling av ny likestrømskapasitet på Sørlandet. *Internt dokument*. Statnett.
- [11] Elgesem, A. M. m.fl. (2011, desember). Analyserapport, Sør-Norge og to nye kabler innen 2021. *Internt dokument*. Statnett.
- [12] ENTSO-E. (2012). 'EU Network Codes Development.' Nedlastet august 2012 fra <https://www.entsoe.eu/resources/network-codes/>
- [13] ENTSO-E. (2012).FP7 Project Call text. *Internt dokument*. Statnett.
- [14] ENTSO-E. (2010). *Impact of increased amounts of renewable energy on nordic power system operation* .
- [15] European Commission (2012). *Internal energy market*. Nedlastet august 2012 fra [_http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/index_en.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/index_en.htm)
- [16] European Council . (2012). *Conclusions – 28/29 June 2012*. Nedlastet juli 2012 fra http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/131388.pdf
- [17] Forberg, B. m.fl. (2012). Risikohåndtering av verdikjeden til Statnett: PAS 55 sertifisering. *Internt dokument*. Statnett.

- [18] Gjerde, T. (2011). *Et felles marked med handel på tvers*. Nedlastet juli 2012 fra <http://www.nve.no/PageFiles/13083/Sesjon%206/6.5%20Terese%20Gjerde%20BE%20-%20ED%202011.pdf>
- [19] Goodtech. (u.d.). *PROMAPS A short introduction*. Nedlastet juli 2012 fra [http://goodtech.no/webext/FileUploadDB.nsf/0/3384370E0EDA8214C1257995004270C9/\\$FILE/PROMAPS_v5.pdf](http://goodtech.no/webext/FileUploadDB.nsf/0/3384370E0EDA8214C1257995004270C9/$FILE/PROMAPS_v5.pdf)
- [20] Hystad, J. (2012). *Systemdrift 2020. Internt dokument*. Statnett.
- [21] Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.
- [22] Lie, H. (2008, juni). Teknisk/Økonomisk analyse av roterende kompensatorer – Et bidrag til effektiv utnyttelse av det norske sentralnettet. NTNU.
- [23] Nilsen, J. (2011, oktober). Regner på risiko i kraftnettet. *Teknisk ukeblad*, ss. 39-41.
- [24] Nordgård, D. E., Sand, K., & Wagensteen, I. (2010). Risk assessment methods applied to electricity distribution system asset management. *Reliability, risk and safety : theory and applications : proceedings of the European Safety and Reliability Conference, ESREL 2009, Prague, Czech Republic, 7-10 September 2009*. (pp. 429-436). Boca Raton: CRC Press.
- [25] Nord Pool Spot. (2012). *Market data from ELBAS*. Nedlastet juli 2012 fra <http://www.nordpoolspot.com/>
- [26] Norges offentlige utredninger (NOU) 2012: 9. *Energiutredningen- verdiskapning, forsyningssikkerhet og miljø*.
- [27] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). *Forskriftsendringer skal gi bedre forsyningssikkerhet*. Nedlastet august 2012 fra <http://www.nve.no/no/Nyhetsarkiv-/Pressemeldinger/Forskriftsendringer-skal-gi-bedre-forsyningssikkerhet/>
- [28] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). (2010). *Klimautfordringer i kraftsektoren frem mot 2100*.
- [29] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). (2010). Veiledning i risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen.
- [30] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). (2011). Veiledning til forskrift om beredskap i kraftforsyningen.
- [31] Saadat, H. (2010). *Power System Analysis*. McGraw-Hill.
- [32] Statnett. (2011, 10 november). KL-Styresak: Tillater Statnett lavere driftssikkerhet enn andre TSOer? *Internt dokument*.
- [33] Statnett. (u.d.). *PAS 55 - forbedret anleggsforvaltning i Statnett* . Nedlastet juli 2012 fra <http://nettopp.statnett.no/aktuelt/pas55/Sider/default.aspx>
- [34] Statnett. (2008, januar). Strategisk prosjekt "Risikoanalyse i Sentralnettet". *Internt dokument*.
- [35] Statnett. (2012). *Utfordringer og prioriteringer for fremtidens systemdrift: Systemdrifts- og markedsutviklingsplan (SMUP)*.
- [36] Styve, J., Mo, B., & Wolfgang, O. (2010). *The Nordic Power System in 2020. Impacts from changing climatic conditions*.

- [37] Svendsen, A. B., Eman, J., Tollefsen, T., Aabø, Y., Digernes, T., Løvlund, S., & Gjerde, J. O. (2012). Online reliability assessment of power system.
- [38] Sørbotten, S. m.fl. (2011, september). Områdestudie Sørlandet, Konsekvenser av økt kabelkapasitet. *Internt dokument*. Statnett.
- [39] Walve, K. (2006, februar). Kraftsystemets dynamik och dimensionering. *Internt dokument*. Svenska Kraftnat.

Om forfatterne

Rapporten er skrevet av seks studenter som alle er i gang med masterstudier. Eventuelle spørsmål kan rettes til:

Leiv Erik Ødegaard	leffon@gmail.com	NTNU, Industriell økonomi
Tove Rømo Grande	tove.r.grande@gmail.com	UiO, Statsvitenskap
Fredrik Vigeland Christoffersen	fredrik.christoffersen@gmail.com	NHH, Økonomi
Martha Marie Øberg	marthama@stud.ntnu.no	NTNU, Energi og miljø
Tine Handeland	t.handeland@stud.uis.no	UiS, Samfunnssikkerhet
Jonas Nøland	jonas.noland@gmail.com	CHALMERS, Elkraftteknikk

Vedlegg

1.1 Forutsetninger for kontinuerlig ramping-eksempel

Kritiske forutsetninger for beregningene til eksempelet benyttet for kontinuerlig ramping er som følger:

- Dagens rampingrestriksjoner innebærer at ramping av en utenlandskabel skjer i ti minutter før og etter timeskiftet med en hastighet på 30 MW/min. Dette gir en total rampingendring på 600 MW for disse 20 minuttene, som også blir total rampingendring per time.
- Det forutsettes at rampingen starter likt for de to tilfellene som sammenlignes. Dette kan sees i forhold til neste punkt, der det i virkeligheten, med en kvartersoppløsning i markedet vil være aktuelt for rampingen å starte hvert kvarter.
- I et system med kontinuerlig ramping vil denne starte opp for hver tidsperiode markedet er inndelt i. I vår eksempel vil dette gi hvert kvarter. Dette kan gi et mer riktig bilde av når rampingen vil snu. Det kan imidlertid også påvirke kapasitetsutnyttelsen av kabelen ulikt. Derfor antar vi det konkrete eksempelet stipulert over som gjeldende for de tallene vi beregner i denne rapporten.

1.2 Beregninger for kapasitetsutnyttelse av kontinuerlig ramping

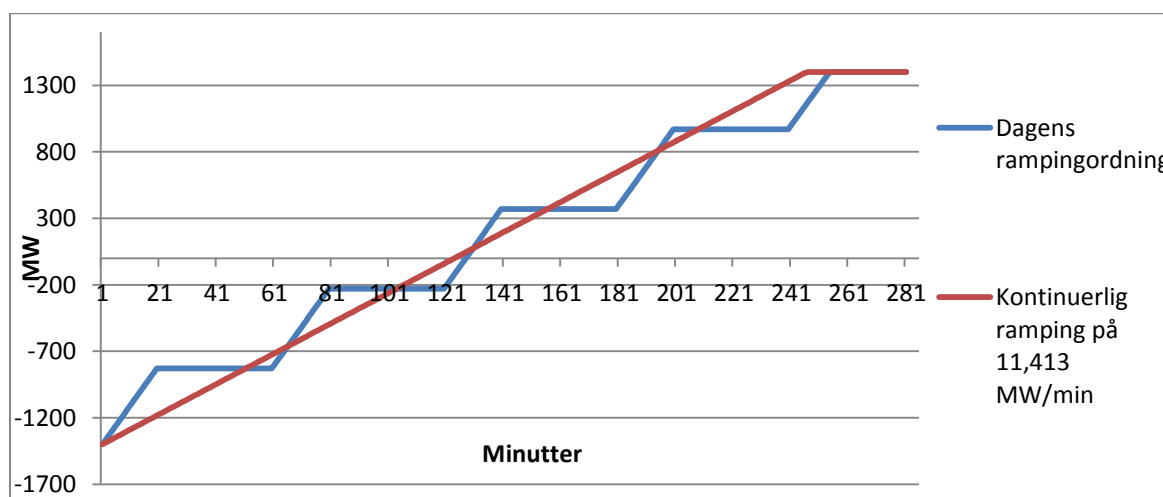
Beregningen av skjæringspunktet for kapasitetsutnyttelse mellom dagens rampingrestriksjoner og kontinuerlig ramping med kvartersoppløsning er beregnet med følgende bakgrunn:

$$\sum_{t=0}^{260} (x_t - y_t) = 0$$

$x_t =$ Overføringshastighet ved kontinuerlig ramping for tidspunkt t

$y_t =$ Overføringshastighet ved dagens rampinghastighet for tidspunkt t

Gitt dagens rampingrestriksjoner vil en minimering av kapasitetsforskjeller gi kontinuerlig rampinghastighet på 11,413 MW/min. Figuren under viser utviklingen mellom de to rampingrestriksjonene, hvorav arealet mellom dem summerer ut til 0. Beregningene er gjennomført med minutter som tidsintervall. Det ants at beregningene ville blitt marginalt annerledes om en beregning basert på kontinuerlig tid (integralet) hadde blitt benyttet.



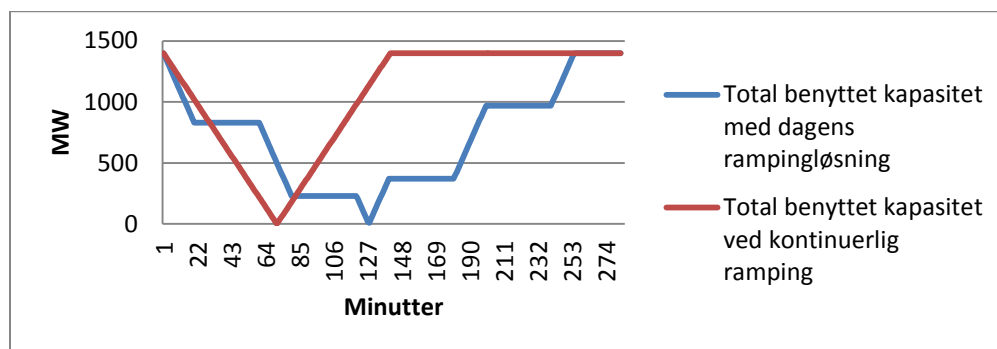
Figur 16 Rampingutvikling med to ulike restriksjoner som gir lik kapasitetsutnyttelse

Ved beregningen av bedret kapasitetsutnyttelse er følgende fremgangsmåte benyttet:

- Beregn overføringskapasitet benyttet per minutt for de to tilfellene som sammenlignes. Benyttet overføringskapasitet er en absoluttverdi gitt i MW der både import og eksport benytter kapasiteten på kablen på lik måte. Dermed vil benyttet overføringsverdi i vårt eksempel for alle tilfeller av tid være mellom 0 og 1400.
- Beregn total overføringskapasitet benyttet for den perioden begge tilfeller må benytte for å snu kablene helt. Måleenheten benyttet er MW/minutt.
- Gjennom å sammenligne benyttet kapasitet for to gjeldende tilfeller innenfor tidsrommet det tar for begge å snu kablen kan vi finne til hvilken grad kontinuerlig ramping forbedrer kapasitetsutnyttelsen for kablen. Et grafisk plott under viser resultatet av beregningene for kontinuerlig ramping med 20 MW/min. Prosentvis forbedret kapasitetsutnyttelse er gitt ved følgende verdi:

$$\frac{\text{Total benyttet kapasitet ved kontinuerlig ramping} - \text{Total benyttet kapasitet med dagens rampingløsning}}{\text{Total benyttet kapasitet med dagens rampingløsning}}$$
 Alternativt kan dette forklares som:

$$\frac{\text{Arealet under den røde grafen} - \text{Arealet under den blå grafen}}{\text{Arealet under den blå grafen}}$$



Figur 17: Kapasitetsutnyttelse av en utenlandskabel på 1400 MW med to ulike rampingrestriksjoner

2.1 Fasekompensatorer

En synkronmaskin brukt som fasekompensator gjør nettet sterkere i form av økt treghetsmoment og kortslutningsytelse for kraftsystemet. Fasekompensatoren har ikke noe mekanisk pådrag på dens aksling. Synkroniseringen med nettet må derfor gjøres ved hjelp av et eksternt mekanisk eller elektrisk pådrag, for å få akslingen opp i nominelt turtall. Ved hjelp av en styrt feltstrøm kan den reaktive effekten til fasekompensatoren reguleres, slik at god spenningsstabilitet kan oppnås. Den kan altså både produsere eller forbruke reaktiv effekt. Maskinen bør ligge i midten av sitt virkeområde for å få størst regulerende reserver for reaktiv effekt begge veier [22].

En generator sin reaktans er konstant under stasjonære forhold, men under kortslutninger endrer den seg ganske mye de første sekundene. Under transiente oppførsler slik som en kortslutning, vil ekstra induerte strømmer i dempeviklingene forårsake at fluksen tar en kortere vei. Reaktansen til generatoren varierer med tiden etter hvert som strømmen i dempeviklingene går mot null. Den subtransiente reaktansen for store generatorer er omtrent 10 ganger lavere enn den stasjonære reaktansen [31]. I kortslutningsanalyse vil generatorreaktansen stå i serie med linjereaktansen til nettet. De vil si at fasekompensatorer (virtuelle generatorer) bør stå nærmest mulig svake punkt i nettet (slik som LCC HVDC forbindelser) for å oppnå høyest grad av kortslutningsytelse. Det er vanlig å si at kortslutningsytelsen til en fasekompensator er 3-10 ganger høyere enn dens merkeeffekt [31]. Det vil si at det anbefales å ha installert fasekompensatorer med merkeeffekt tilsvarende ratingen på de svake HVDC forbindelsene, dersom man hadde sett bort fra kraftverk i nærområdet som vil bidra når de er oppe og går.

Selv om VSC-teknologien lykkes for nye forbindelser, vil behovet for roterende masse øke i fremtiden. En VSC-omformer er å betrakte som en masseløs generator, men kan levere noe kortslutningsytelse [6].

Nedenfor er det beregnet noen relevante data om roterende masse i fasekompensatorer. Til sammenligning har det norske systemet en roterende masse på cirka 75GWs maksimalt (antatt at 25GW er den maksimale produksjonen som kan være oppe på en gang og at treghetskonstanten effektivt er 3 sekunder).

$$E_{rot} = \frac{1}{2} * J * \omega^2 = \frac{J * \pi^2 * n^2}{1800}$$

$$H = \frac{E_{rot}}{S}$$

Alle fasekompensatorer i Norge har nominelt turtall på 750 rpm.

Tabell 3

Sted	Effekt [MVA]	Tregghetsmoment [kg*m ²]	Rotasjonsenergi [GWs]	H – verdi [s]
Kristiansand	140	100 000	0,308	2,2
Sylling	160	112 500	0,347	2,17
Frogner	250	137 500	0,424	1,69
Feda (bygges)	250	114 290	0,353	1,41
TOTALT	800	464 290	1,432	1,79

3.1 Simulering av statikknivå

Basert på oppgitt statikk for generatorene kan man finne den inverse regulerstyrken [21].

$$R = \frac{f[\text{Hz}] * \delta[\%]}{P[\text{MW}] * 100\%} = \frac{\delta}{2 * P} [\text{Hz}/\text{MW}]$$

Ekvivalent regulerstyrke for et samlet system er:

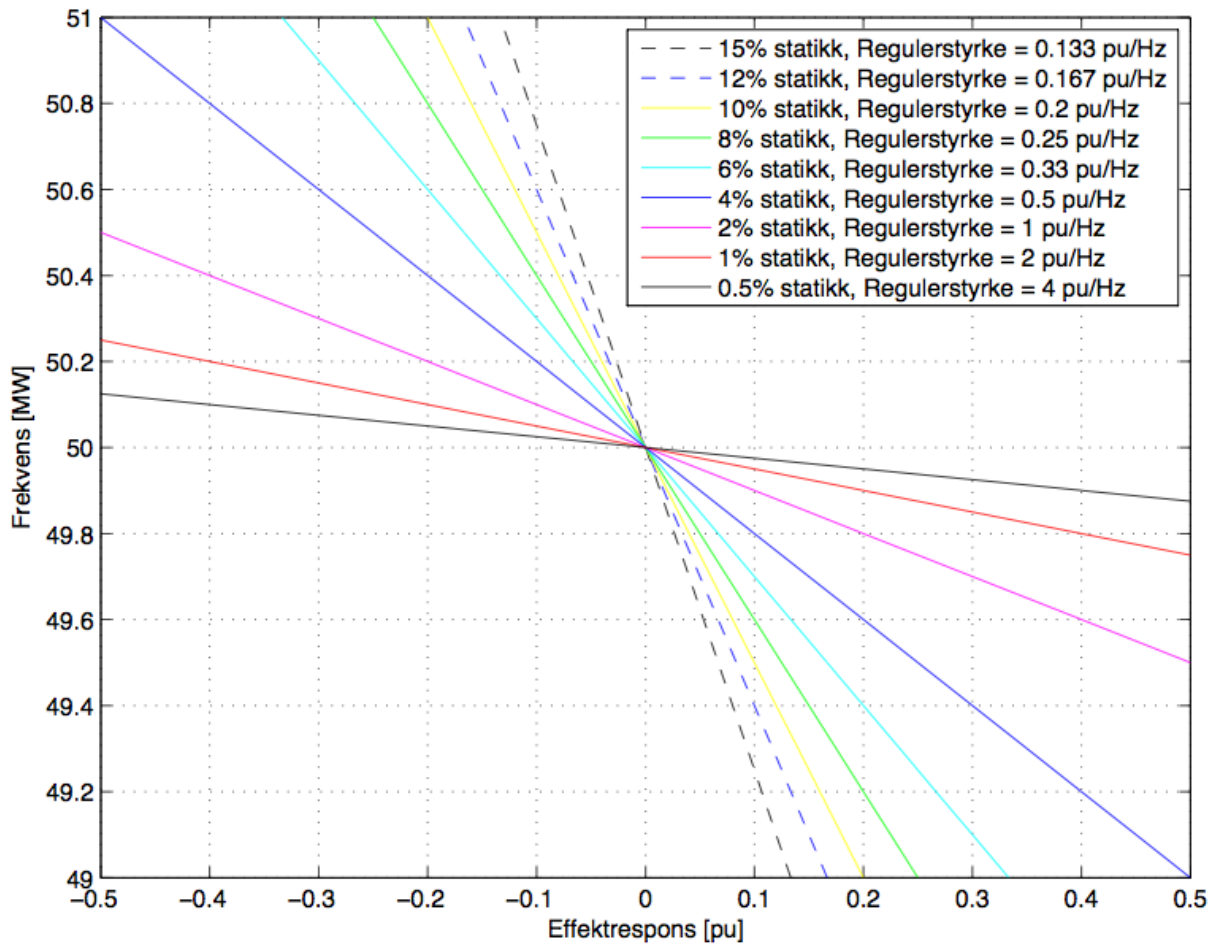
$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \dots + \frac{1}{R_n}$$

Dersom statikken for alle generatorene i et system er lik hverandre, får man:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{\frac{\delta}{2 * S_1}} + \frac{1}{\frac{\delta}{2 * S_2}} + \frac{1}{\frac{\delta}{2 * S_3}} + \dots + \frac{1}{\frac{\delta}{2 * S_n}} = \frac{2 * S_1}{\delta} + \frac{2 * S_2}{\delta} + \frac{2 * S_3}{\delta} + \dots + \frac{2 * S_n}{\delta}$$

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{2 * (S_1 + S_2 + S_3 + \dots + S_n)}{\delta} = \frac{2 * S_{tot,base}}{\delta}$$

Regulerstyrken modelleres i per unit nedenfor (1 per unit er lik merkeeffekt på regulator):



Figur 18 Effektoresponskarakteristikk ved ulike statikk i per unit (andel av merkeeffekt)

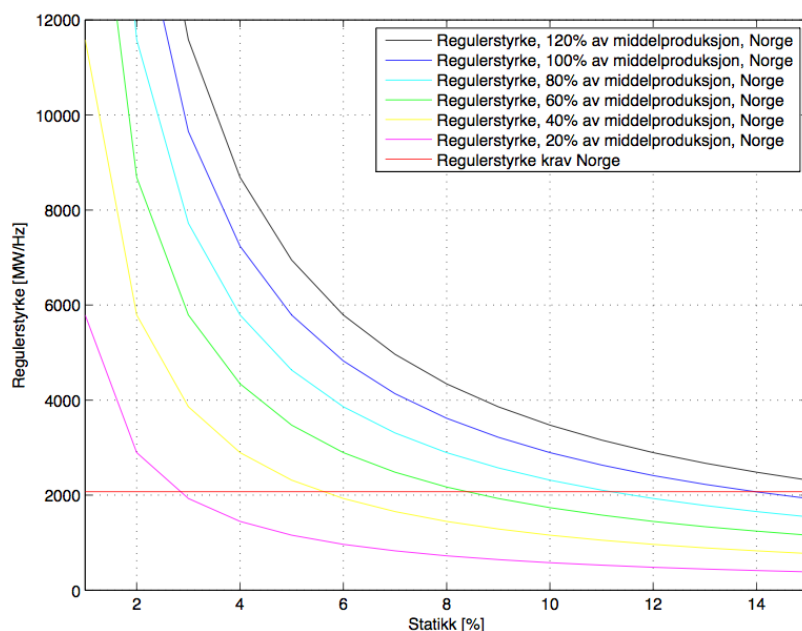
Regulerstyrken må multipliseres med de respektive frekvensintervallene for å finne FNR og FDR:

$$FNR = \frac{2 * S_{tot,base}}{\delta} * (50 - 49,9) = 0,1 * \frac{1}{R} = \frac{P}{5 * \delta}$$

$$FDR \leq \frac{2 * S_{tot,base}}{\delta} * (49,9 - 49,5) = 0,4 * \frac{1}{R} = \frac{4 * P}{5 * \delta}$$

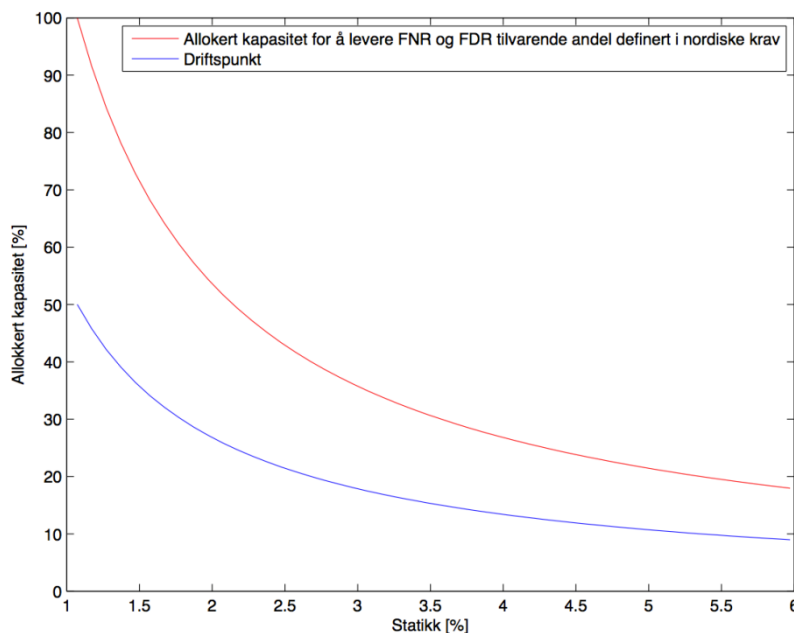
Basert på disse definisjonene kan man modellere hvordan regulerstyrken, normaldriftsreserve (FNR) og driftsforstyrrelsesreserve (FDR) avhenger av produksjonen (FNR plot er vist i del 3, figur 14). Simuleringene er gjort i forhold til prosentvis andel av middelproduksjonen i Norge, som er på 14 775 MW [35]. Det er antatt at produksjonen til enhver tid er 80 prosent av merkeeffekt på generatorne som er inne og at kun 80 prosent av generatorne bidrar med reserver. Man forestiller seg at man kan representere alle turbineregulatorne som bidrar med reserver som en samlet virtuell turbinregulator med et ekvivalent statikknivå. I praksis vil noen regulatorer ha lavere statikk enn andre og bidrar derfor mer, basert på solidaritetsprinsippet. Noen har også høyere statikknivå enn den ekvivalente statikken (krav om maksstatikk).

Et likhetstrekk i figurene 19 og 20 nedenfor er at lavere produksjon krever et lavere systemekvivalent statikknivå for den samme regulerstyrke eller allokerte reserve.



Figur 19 Regulerstyrke ved ulik produksjon og systemekvivalent statikknivå i Norge

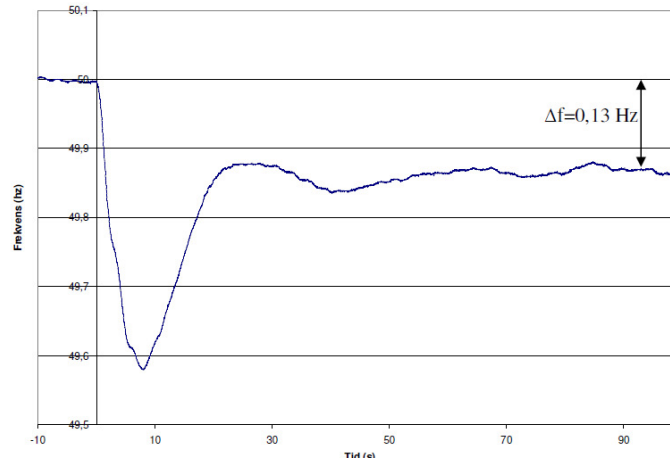
Det er nevnt i del 3 i rapporten at noen aggregat kan ønske å maksimere sin leveranse av reserver dersom de kun er oppe og går av dette formål. Figur 20 viser sammenhengen av hvor mye av generatoren sin kapasitet som er allokert for reserver ved ulik statikkinnstilling. Den laveste statikken som kan kjøres er ca. 1% for å levere både andel FNR og FDR som tilfredsstillers norske krav (levert FDR er da 1,68 ganger større enn FNR) [35]. Driftspunktet er da på halvparten av allokert kapasitet, forutsatt at aggregatet kun leverer reserver. Statikk kan stilles lavere for kun leveranse av FNR.



Figur 20: Prosentvis allokert reserve av merkeeffekt hos aggregat med hensyn på statikkinnstilling

4.1 Parameterberegninger for det nordiske nettet

Det falt ut 1150 MW av det nordiske systemet 22. Desember 2007. Total nordisk produksjon var da på 43 284 MW og forbruket var på 45 199 MW. Produksjonen kan antas å være cirka 80 prosent av merkeeffekt på generatorene. Det gir merkeeffekt på 54 105 MW. Et utfall på 1150 MW tilsvarer 0,021255 i per unit. Måling av frekvensresponsen er vist i figur20 [1]:



Figur 21 Måling av frekvensrespons 22.12.07

Det stasjonære frekvensavviket er funnet til å være 0,13Hz.

$$\beta = \frac{P_G - P_C}{\Delta f} = \frac{1150 \text{ MW}}{0,13 \text{ Hz}} = 8846 \text{ MW/Hz}$$

$$\beta = \frac{1}{R} + D$$

Load Damping Constant er funnet til å være 1% pu per Hz [39]. Det vil si 0,5% pu endring i last per 1% pu frekvensendring.

$$D = \frac{0,5\% * 45\,199 \text{ MW}}{1\% * 50 \text{ Hz}} = 452 \text{ MW/Hz}$$

$$\frac{1}{R} = \beta - D = 8846 \text{ MW/Hz} - 452 \text{ MW/Hz} = 8394 \text{ MW/Hz}$$

$$\frac{1}{R} = \frac{2 * P_b}{\delta_{eq}}$$

$$\delta_{eq} = \frac{2 * P_b}{\frac{1}{R}} = \frac{2 * 54\,105 \text{ MW}}{8394 \text{ MW/Hz}} = 12,9\%$$

Den ekvivalente regulerstyrken til hele det nordiske systemet (regulerbar og uregulerbar produksjon) var på 12,9% på denne tiden av døgnet. Uregulerbar produksjon bidrar da med ingen statikk. Fra plottet ser man at den momentane frekvensendringen er 0,1Hz per sekund. Ved hjelp av dette er det mulig å finne treghetsmomentet til hele systemet.

$$\frac{d}{dt}(E_{rot}) = P_{produsert} - P_{konsumert}$$

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{1}{2}J\omega^2\right) = P_{produsert} - P_{konsumert}$$

$$J\omega * \frac{d\omega}{dt} = P_{produsert} - P_{konsumert}$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{P_{produsert} - P_{konsumert}}{J\omega}$$

$$H = \frac{E_{rot}}{S_b} = \frac{\frac{1}{2} * J * \omega_0^2}{S_b} = \frac{J * \omega_0^2}{2 * S_b}$$

$$J = \frac{2 * H * S_b}{\omega_0^2}$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{P_{produsert} - P_{konsumert}}{\frac{2 * H * S_b}{\omega_0^2} \omega}$$

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H} * \frac{P_{produisert} - P_{konsumert}}{S_b}$$

$$H = \frac{f_0}{2 \frac{df}{dt}} * \frac{P_{produisert} - P_{konsumert}}{S_b} = \frac{50 \text{ Hz}}{2 * 0,1 \frac{\text{Hz}}{s}} * \frac{1150 \text{ MW}}{54 105 \text{ MW}} = 5,31s$$

Den totale rotasjonsenergien i systemet er da (Gitt driftsforhold):

$$E_{rot} = H * S_b = 5,31s * 54 105 \text{ MW} = 287,5 \text{ GWS}$$

Med et svakere system ville disse parameterne ha endret seg. Man kunne for eksempel ha forestilt seg at produksjonen var halvert (merkeverdien blir også halvert), mens forbruket var det samme. Ved å anta at rotasjonsenergien i systemet er halvert, vil treghetskonstanten være uendret. Et utfall på 1150 MW vil i dette scenarioriet tilsvare 0,0425 i per unit.

Det er i noen modeller vanlig å beskrive den roterende masse ved hvor mye rotasjonsenergi (MWs) som blir frigjort per endring i Hz.

$$K_{roterende,masse} = \frac{H * S_b}{f_0} = \frac{5,31s * 54105 \text{ MW}}{50 \text{ Hz}} = 5750 \text{ MWs/Hz}$$

Denne parameteren forutsetter at implementeringsmodellen ikke er i per unit men er i faktiske verdier. Det er slik RAR prosjektet[8] sin modell er basert og hvor 5000 MWs/Hz ble brukt som selvregulering [7], ganske nærme våre estimater.

4.2 Simuleringsmodell for det nordiske nettet

Den roterende formen for Newtons andre lov kan bli gitt som:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e$$

For at den mekaniske rotasjonen (frekvensen) skal være konstant må det mekaniske pådraget være likt den elektriske motkraften. Ved momentan ubalanse mellom produksjon og forbruk, vil det integreres opp et avvik i mekanisk turtall.

$$\Delta\omega(t) = \int_0^t \frac{T_m(t) - T_e(t)}{J}$$

Det vil si at avviket i frekvens (uten regulerstyrke) er proporsjonalt med både størrelsen på momentavviket og hvor lenge det forekommer. Insatt for treghetsmomentet gir:

$$\frac{2 * H * P_{base}}{\omega_0^2} * \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e$$

Som kan stokkes om til:

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega}{\omega_{base}} \right) = \frac{T_m - T_e}{\frac{P_{base}}{\omega_{base}}} = \frac{T_m - T_e}{T_{base}}$$

$$2H \frac{d\omega_{pu}}{dt} = T_{m,pu} - T_{e,pu}$$

Effekt er lik energi per tidsenhet og energi er kraft multiplisert med strekning:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{F * s}{t} = F * \frac{s}{t} = F * v = F * r * \frac{v}{r} = T * \omega$$

Dersom det oppstår en liten endring av de tre variablene:

$$P = P_0 + \Delta P$$

$$T = T_0 + \Delta T$$

$$\omega = \omega_0 + \Delta\omega$$

Innsatt gir dette:

$$P_0 + \Delta P = (T_0 + \Delta T) * (\omega_0 + \Delta\omega)$$

$$P_0 + \Delta P = T_0\omega_0 + T_0\Delta\omega + \Delta T\omega_0 + \Delta T\Delta\omega$$

Vi vet at:

$$\Delta T\Delta\omega \approx 0$$

$$P_0 = T_0\omega_0$$

Det gir at:

$$\Delta P = T_0\Delta\omega + \Delta T\omega_0$$

Ved å bruke denne likningen kan man vise at:

$$\Delta P_{m,pu} - \Delta P_{e,pu} = (T_{m,pu} - T_{e,pu})\Delta\omega + (\Delta T_{m,pu} - \Delta T_{e,pu}) * \omega_{0,pu}$$

Siden man opprinnelig var i likevekt og hadde nominelt turtall, får man:

$$\Delta P_{m,pu} - \Delta P_{e,pu} = \Delta T_{m,pu} - \Delta T_{e,pu}$$

Innsatt i rotasjonslikningen gir dette:

$$2H \frac{d(\Delta\omega_{pu})}{dt} = \Delta P_{m,pu} - \Delta P_{e,pu}$$

Dersom man Laplace-transformerer likningen og setter $M = 2H$:

$$\Delta\omega_{pu} = \frac{\Delta P_{m,pu} - \Delta P_{e,pu}}{MS}$$

Den elektriske lasten er ofte avhengig av frekvensen (verdi på D gitt tidligere):

$$\Delta P_{e,pu} = \Delta P_{L,pu} + D\Delta\omega_{pu}$$

Innsatt gir dette:

$$\Delta\omega_{pu} = \frac{\Delta P_{m,pu} - \Delta P_{L,pu} - D\Delta\omega_{pu}}{MS}$$

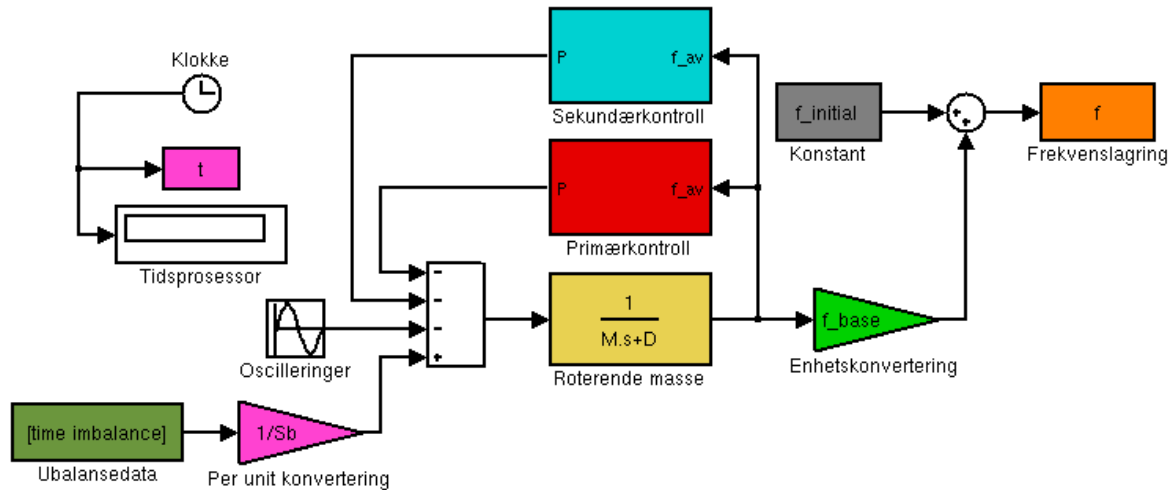
$$\Delta\omega_{pu} \left(1 + \frac{D}{MS}\right) = \frac{\Delta P_{m,pu} - \Delta P_{L,pu}}{MS}$$

$$\Delta\omega_{pu} \left(\frac{MS + D}{MS}\right) = \frac{\Delta P_{m,pu} - \Delta P_{L,pu}}{MS}$$

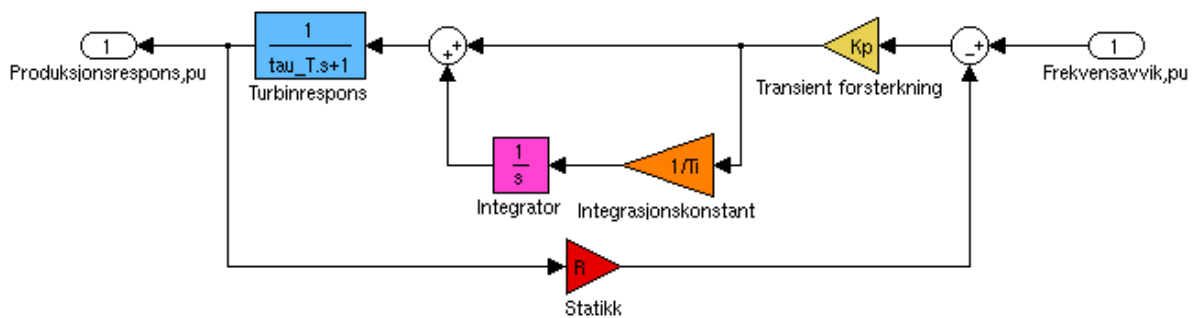
Som til slutt blir:

$$\Delta\omega_{pu} = \frac{\Delta P_{m,pu} - \Delta P_{L,pu}}{MS + D} = \Delta f_{pu}$$

Dette implementeres i modellen for roterende masse illustrert i figur 22 og 23:

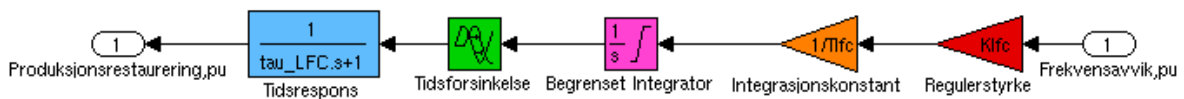


Figur 22 Hovedskjema for frekvenssimulering i MATLAB/SIMULINK



Figur 23 Flytskjema for primærkontrollblokken i MATLAB/SIMULINK

I skjemaet ovenfor ser man at statikken (blokk R) går som tilbakekobling for reguleringssystemet. Dette er for at stabiliteten til regulatoren skal bli bedre. PI regulatoren leverer ut en respons og når responsen samsvarer med statikken, vil det som går inn i PI regulatoren bli nullet ut. Vi får da en stasjonær proporsjonalrespons. I figur 24 ser vi også hvordan sekundærblokken fungerer.



Figur 24 Flytskjema for sekundærkontrollblokken i MATLAB/SIMULINK [8]

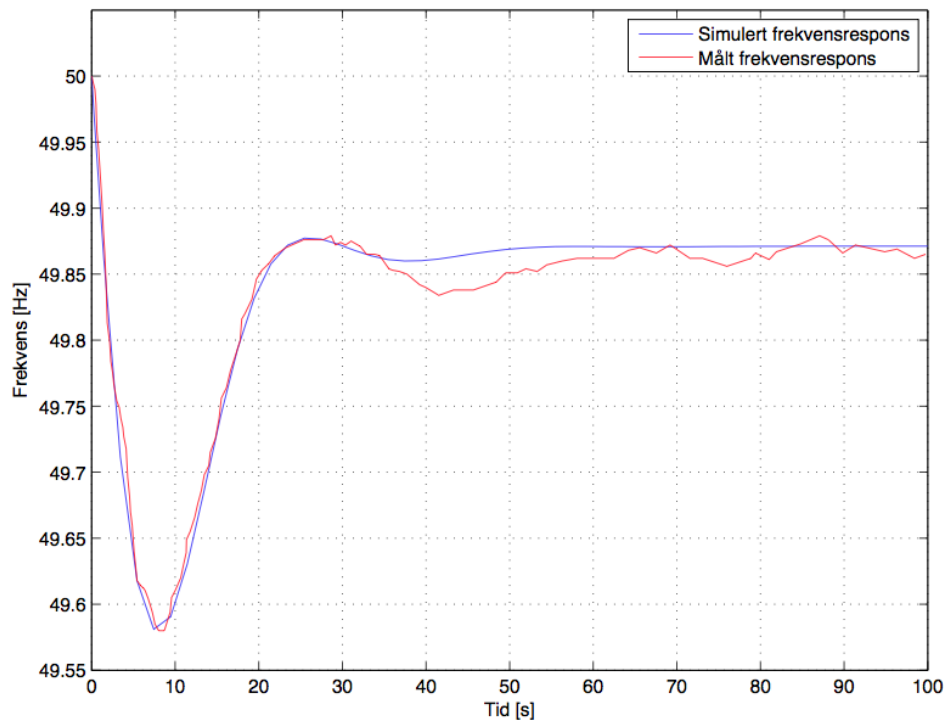
Modellparametere [8]

Tabell 4

Variabel	Beskrivelse	Verdi
P_base	Baseeffekten for hele det nordiske systemet	54105 MW
M	Duplisert treghetskonstant (2H)	10,62s
D	Lastdempende konstant	0,5
f_initial	Startfrekvens simulering	50Hz

f_base	Frekvensbasis for per unit system	50Hz
Kp	Transient forsterkning primær (invers transient statikk)	3
Ti	Integrasjonskonstant primær	11s
PrimarySaturation	Maksrespons primær i pu (1761 MW)	0,03254782368
tau_T	Tidskonstant for turbin-generator system (vannvei)	5s
R	Statikk primær	0,129
Tlfc	Tidsforsinkelse før sekundærregulering slår inn	30s
Klfc	Regulerstyrke sekundær i pu (8500 MW/Hz)	7,855 [pu _p /pu _f]
Tlfc	Integraltid sekundær	350s
LFCsaturation	Maksrespons sekundær i pu	LFC/P_base
Tau_LFC	Ekvivalent tidskonstant for hele sekundærsystemet	45s

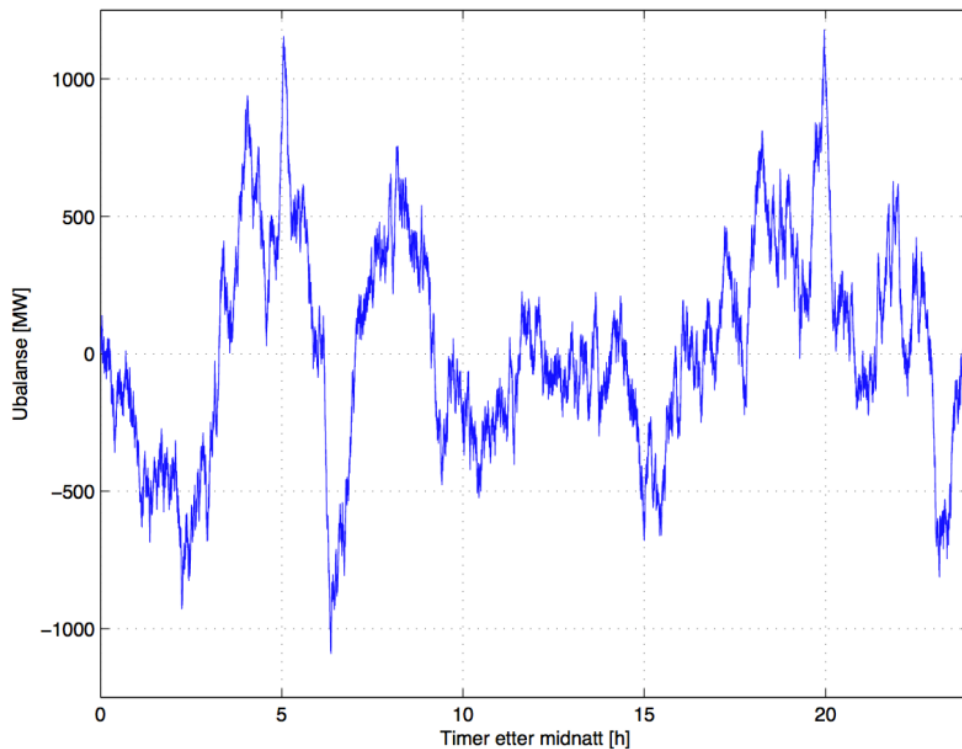
Dersom man kjører dette systemet uten sekundærregulering, kan man sammenligne målte og simulerte plots. Noe av avviket på figur 25 kan forklares av støy og oscilleringer.



Figur 25 Sammenligning av målt og simulert frekvensrespons for utfall av 1150 MW, 12.9% eq. Statikk

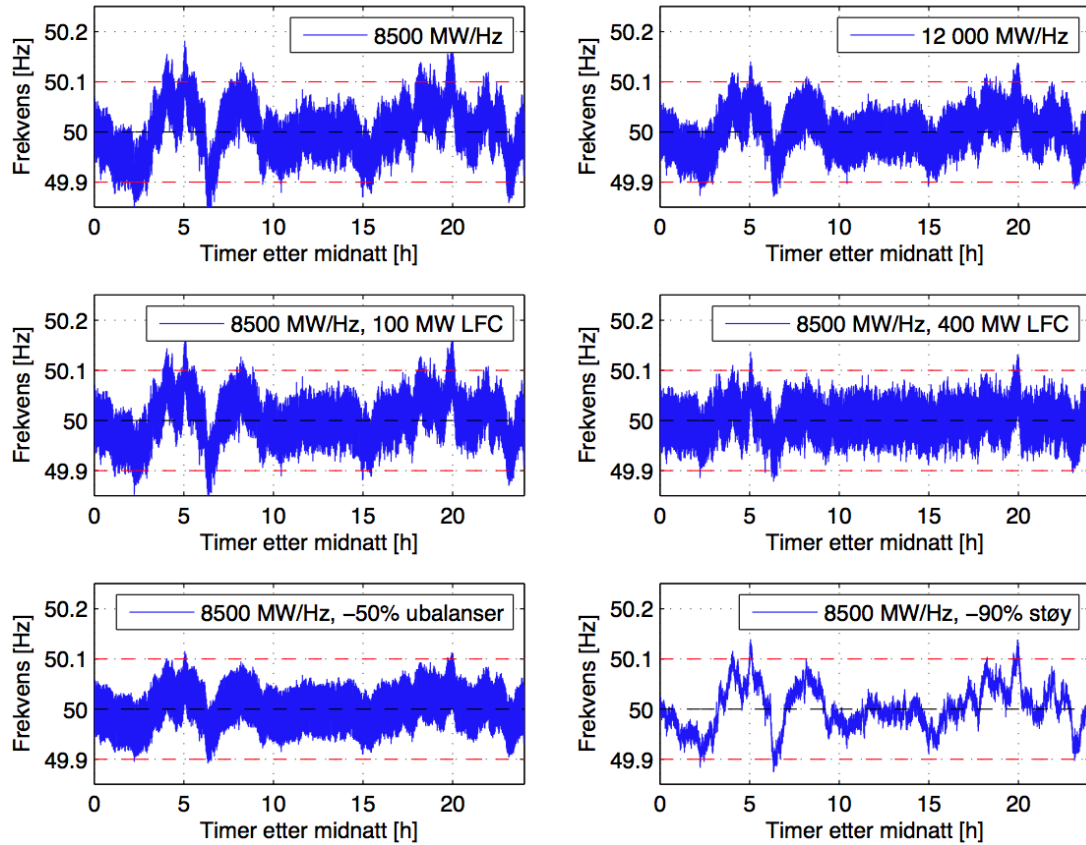
4.3 Simulering av tiltak for økt frekvensstabilitet

For å simulere hvordan frekvensen utvikler seg i det nordiske nettet over en dag, må man samle inn data for ubalanser. Det er igjennom RAR prosjektet samlet inn data for hvordan frekvensen har utviklet seg i løpet av en hel rekke med dager i 2010 [7]. Ved å bruke disse dataene og anta en reguleringsstyrke på 8500 MW/Hz, kan ubalansene for hvert eneste sekund beregnes. Siden det er mye støy og oscilleringer i den nordiske frekvensen som er forårsaket av regulatoren og ikke lasten, må dette filtreres bort. Forskning viser [1] at fra stigningen på oscillasjonene at regulatoren forårsaker en ubalanse på 30 MW. Resten av frekvensoscillasjonene kan forklares av regulatorodynamikk. I vår modell blir dataene for ubalanse summert opp med en oscillerende støyfunksjon med amplitude på 210 MW og en periodetid på 120 sekunder (svingeperiode 60 sekunder). Grunnen til at amplituden ble satt 7 ganger høyere enn 30 MW var for å kunne forklare frekvensoscillasjonen grunnet dårlig regulatorodynamikk. Oscillasjonene gir da en amplitude på 50 mHz (worst case scenario). I figur 27 blir det vist noen plot simulert for data av en av de verste dagene i 2010 sett med frekvensen sine øyne (10. desember) [7]. Det er videre vist hvordan ting kunne bedret seg med mindre ubalanser, innføring av LFC og demping oscillasjoner.



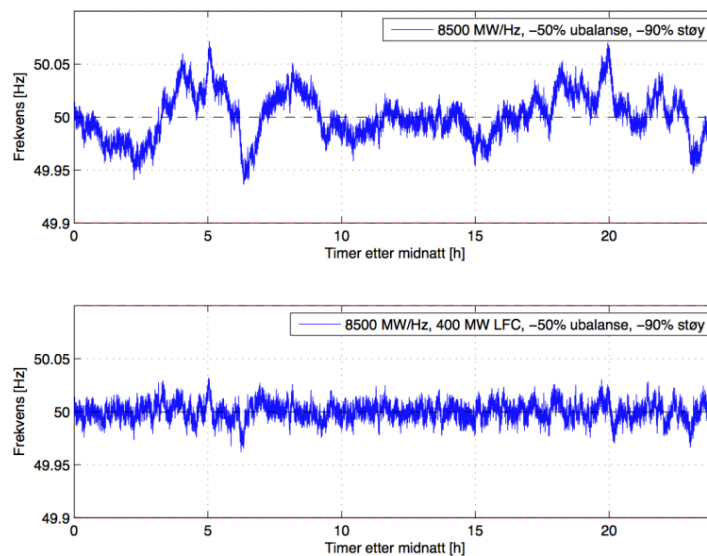
Figur 26 Målte ubalanser for 10. Desember 2010

Merkeeffekten på den virtuelle nordiske generatoren viste seg å variere 36% i løpet av 10. Desember 2010. Dette fører også til en variabel regulerstyrke som er vanskelig å forutsi. Simuleringene våre neglisjerer dette.



Figur 27 Simulering av frekvensen ved ulike scenarier

Simuleringen for frekvensen til systemet uten endringer er vist i plottet øverst til venstre. Videre vises det at økt regulerstyrke vil minke avvikene, men at en innføring av 400 MW LFC vil utrette mye mer. Vi ser også at innføring av 100 MW LFC utgjør nesten ingenting som vi visuelt kan se på plottet. Som vi ser vil reduisering av ubalanser utrette mye. I et fremtidig system kan man tenke seg at ubalansene halveres, støyen reduseres og 400 MW LFC realiseres permanent. Som vi ser vil LFC redusere maksavviket i frekvens fra 0,07 Hz til 0,03 Hz. Figur 28 viser oss et scenario med meget høy frekvensstabilitet, slik at systemet er meget robust imot meget store uforutsette utfall.



Figur 28 Simulering av frekvensen for et ideelt system i fremtiden

5.1 Høringsforslag fra NVE

Den følgende oversikten over ulike høringsforslagene er hentet fra NVE sin hjemmeside [27].

Svarfristen for tilbakemelding på forslagene er satt til 1. oktober

- Forskrift om endring av forskrift 30. november 2004 nr 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet
- Forslag til ny forskrift om energiutredninger
- Forskrift om endring av forskrift 7. desember 1990 nr 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften)
- Forskrift om endring av forskrift 7. mai 2002 nr 448 om systemansvaret i kraftsystemet
- Forslag til ny forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen

6.1 FP7 Project Call text

Topic ENERGY.2013.7.2.1: Advanced concepts for reliability assessment of the pan-European transmission network [13].

Open in call: FP7-ENERGY-2013-1

Contents/scope: Today's network reliability is guaranteed by the (n-1) criterion, which assures continuity of the electricity supply in case of loss of a single principal component, without instability or cascading issues. With the massive introduction of renewable energy sources (RES), a continuous but stochastic variation between full production and zero production or load is possible for numerous specific components of the network. As a consequence, the network reliability assessment and subsequent contingency measures need to be fundamentally changed to face the challenges of a complex and multi variable system, where the (n-1) criterion is no longer sufficient.

The aim of this topic is to identify, develop, assess and recommend innovative strategies, methods and tools to evolve current security criteria into more flexible criteria for the future pan-European electricity transmission system while maintaining present-day reliability levels. The new flexible security criteria should consider the substantial anticipated changes in the energy mix for future generation scenarios and recommend ways to allow this transition without jeopardizing current reliability levels. Pilot testing of the proposed concepts in a part of the European electricity network should be included.

The consortium should include a relevant number of TSO's.

Funding scheme: Collaborative Project

Expected impact: In the future network, with growing amounts of RES, Transmission System Operators should be able to maintain or even improve the current high level security of energy supply. This will allow a high degree of integration of renewable sources at no expense of security of supply. The results of the studies and the tests conducted in this topic will provide valuable knowledge for broader application at EU level and for strengthening pan-European overall system reliability.

The risk indicators will be applicable in different divisions with different horizons. The main goal for this EU R&D project is to develop and test a software tool to calculate the risk levels for different time horizons, which will be useful for TSOs in on-line operations, day-ahead and intraday short-term grid planning, long-term grid planning.

The software tools shall also take into account influence of faults in a neighboring TSO's in synchronous power system (or in European level). Which may reduce or increase their own security of the quality of power supply.

Risk indexes: Develop risk indexes that represent different time horizons and different uses in a TSO value chain. Different risk indexes should be calculated based on result from a common risk simulation tool representing the current power system, but with different time horizon data. This will allow accumulation of risk influence for a TSO as a whole, and for comparing risk indexes between different TSOs.

On-line operation: In online operation the risk level is calculated every minute and evaluated if risk indexes are out of boundary or out of planed and accepted risk level for the coming hours.

Day-ahead planning: Short time planning of operation to perform detailed simulations for the next hours based on planned power system parameters and grid configuration. The simulation results is then included in a one page risk report, and handed to the control central operator before the next working shift.

Long-term grid planning: Long term planning of operation to perform detailed analysis for the next years based on increased loads, new industry and power grid investments. The analysis results are presented in an extensive report which will act as a support for decision for government and grid owners.

Risk documentation

Easy and standardized documentation for the risk calculation will be developed for the different time horizon and use. The risk report will act as a risk forecast for the coming hours. The risk forecast will present key power system data and key risk indicators. In addition to the risk indicators, the risk report will present a risk contingency list of the 10 most influencing fault contributors, and a list with possible actions to solve the risk contingency list problems.

The corresponding report for long-term planning will be more extensive. The long-term risk report will evaluate more alternatives and compare results to a base case which could be the power grid as it is today or the actual results from last year in power outages and cost.

7.1 Ordliste for Europa

DG Energy. Europakommisjonens generaldirektorat for energi.

EFTA-domstolen. EFTA-landenes øverste dømmende myndighet.

EU-domstolen. EUs øverste dømmende myndighet.

EU Network Codes (nettrekler). ENTSO-Es forslag til regelverk som antas å endre rammebetingelsene for det indre marked for energi. Antas vedtatt i EU i 2014 og blir da en del av de europeiske og norske lovverket (etter behandling i EØS-komiteen).

Europakommisjonen. Har enerett til å fremme forslag i EU (initiativrett). Utøvende organ i EU.

Europaparlamentet. Representerer EUs borgere. Parlamentsmedlemmene er direkte valgte representanter fra alle medlemslandene og grupperes i europeiske partigrupper. Lovgivende organ i EU (sammen med Rådet).

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Europeisk samarbeidsorganisasjon for systemoperatører. Opprettet av EUs tredje energimarkedspakke.

EØS-komiteen. Har som hovedoppgave å treffe beslutninger om å innlemme nye rettsakter i EØS-avtalen.

Rådet. Representerer medlemslandene i EU. Lovgivende organ i EU (sammen med Europaparlamentet).

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Utøver regulatoriske oppgaver for EU. Opprettet av EUs tredje energimarkedspakke.

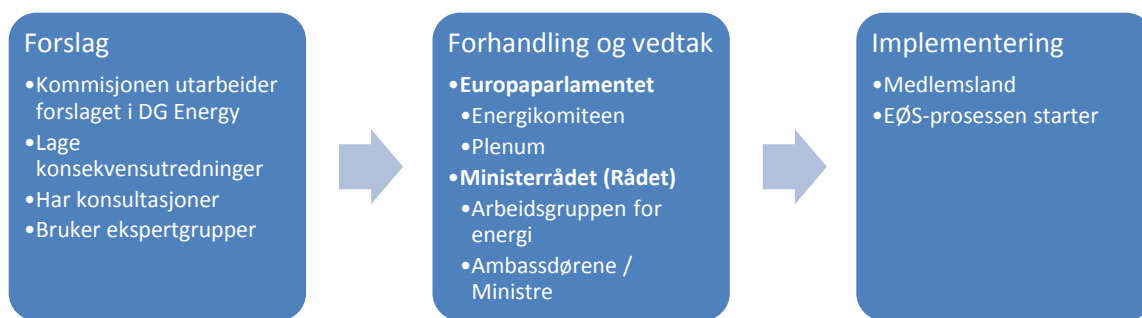
8.1 Slik blir EU/EØS-regelverk til – saksgang, institusjoner og aktører i EUs energipolitikk

Den ordinære saksgangen for energisaker

Politikk- og regelverksutforming i EU tar ofte flere år, fra de første diskusjonene starter, til det endelige vedtaket er fattet. Først når EU har gjort sitt vedtak, kan EØS-komiteen fatte beslutning om å innlemme nye EU-rettsakter i EØS-avtalen.

De sentrale elementene i denne beslutningsprosessen, som går under betegnelsen "fellesskapsmetoden", og som omfatter de saksområdene som berører EØS-avtalen er:

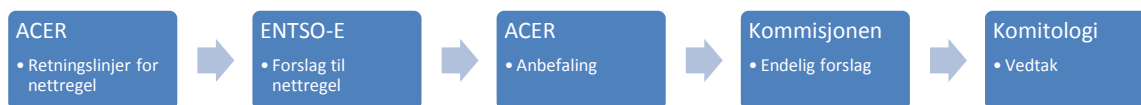
- Kommisjonen har enerett (initiativrett) til å fremme forslag
- Rettsakter og beslutninger med budsjettmessige konsekvenser vedtas av Rådet (representerer medlemsstatene i EU) og Europaparlamentet (representerer EUs borgere)
- Ansvar for innlemmelse og gjennomføring av EUs lovgivning ligger hos medlemsstatene.
- EU-domstolen er garantist for at EUs regelverk er i overensstemmelse med EU-retten i EUs medlemsland. For EFTA/EØS-landene innehar EFTA-domstolen denne funksjonen.



Figur 29 Den ordinære saksgangen for energisaker

Komitologi vedtar saksgangen for nettrekler.

For nettrekler er vedtaksprosessen noe annerledes. Gjennom EUs tredje energimarkedspakke er ACER pålagt å formulere retningslinjer for nettreglene. ENTSO-E utarbeider deretter et forslag til det konkrete regelverket. Deretter skal nettreglene godkjennes av ACER før de oversendes til Kommisjonen. Kommisjonen kan gjennomføre substansielle endringer uten godkjenning fra andre aktører og legger deretter forslaget fram for EUs lovgivende institusjoner: Rådet og Europaparlamentet. I motsetning til ordinære energisaker, delegerer Parlamentet og Rådet vedtaksprosedyren for nettrekler til komitologi, som består av ekspertkomiteer som ledes av Kommisjonen, men hvor de øvrige deltagerne representerer medlemslandene. EU er nå inne i en fase hvor gamle regler fases ut med nye. Men elektrisitetsforordningen 714 ble vedtatt i 2009 (året før de nye reglene ble rettskaffige) og derfor skal de tekniske reglene som ble delegert her, behandles under den "gamle" komitologiprosedyren. Norges rolle i den nye prosedyren er foreløpig uavklart.



Figur 30 Saksgangen for nettrekler

EØS-prosessen etter vedtak i EU er fattet

For EØS-statene (Norge, Island og Liechtenstein) må EØS-komiteen først fatte en beslutning om å innlemme nye EU-rettsakter i EØS-avtalen, før de kan gjennomføres i norsk rett gjennom lov- eller forskriftsvedtak.

De fleste av rettsaktene kan gjennomføres av regjering og forvaltning. Rettsakter som medfører lovendring, økonomiske forpliktelser eller anses som en sak av særlig viktighet, må legges frem for Stortinget. På grunn av prinsippet om enhetlig utvikling av regelverket i EØS, skal en EU-rettsakt i utgangspunktet være gjennomført og tre i kraft samtidig i hele EØS.



Figur 31 EØS-prosessen etter vedtak i EU er fattet

9.1 Framtidige debatter

Kommisjonen, Rådet og Europaparlamentet vil i perioden 2012-14 forsøke å vedta:

Infrastrukturpakken

som vil definere rammevilkår spesielt for utenlandsforbindelser og danne grunnlag for fremtidig konsesjonslovgivning i medlemslandene. I tillegg skal den første lista med utvalgte prosjekter velges. Stor strategisk interesse for Statnett at en eller flere av mellomlandsforbindelsene blir definert som prosjekter av felles interesse (PFI) for å sikre rask realisering og unngå konkurransevridning som kan være en konsekvens dersom de ikke defineres som PFIer.

Fornybarmål for 2030

som har en direkte innvirkning på hvordan energimarkedet kommer til å fungere og hva som driver det fremover. Det kan ventes at europeiske regler for subsidier av fornybar energi. Dette vil ha stor innvirkning på det nordiske og europeiske markedet og påvirke dynamikken i investeringer.

Utvikle og vedta nettrekler (EU Network Codes)

hvor 8 prioriterte nettrekler antas vedtatt i 2014. Deretter vil arbeidet med ytterligere 10 nettrekler begynne. Se kildeliste (x) for oppdatert oversikt over nettreklene.

Nye markedsmekanismer

Arbeidet med å ytterligere forbedre markedet er under konstant diskusjon. Utfordringer knyttet til loop-flows og kapasitetsmarkeder diskuteres mye i Kommisjonen for tiden. Statnett må anta at Kommisjonen vil komme med nye tiltak på disse, og en rekke andre områder i tiden som kommer. Tett kontakt og tilstedeværelse i Brussel vil være avgjørende for å sikre at disse sakene fanges opp tidlig. For eksempel har det vært diskutert om inter-TSO-kompensasjonsordningen (ITC) skal endres for å sikre bedre flyt i nettet. Dersom en slik endring finner sted vil det være avgjørende at Statnetts synspunkter på saken fremmes tidlig til de riktige aktørene.

Lagring av fornybar energi

har fått et økt fokus fra Kommisjonen den siste tiden. Nylig annonserte Kommisjonen at de ville foreta en studie knyttet til lagring av energi, hvor selvsagt vannkraft vil ha en sentral rolle. Det er antydning at studien kan føre til lovforslag for å øke satsingen på å finne gode lagringsmetoder for den økende andelen fornybar energi i Europa.

EUs budsjett

har implikasjoner for Statnetts evne til å få støtte til blant annet forskningsprosjekter. Innenfor dette ligger også det nye forskningsprogrammet Horizon hvor det vil være en klar energi og infrastrukturkomponent. Viktig for FoU-arbeidet til Statnett i perioden som kommer.

Energieffektivitet

som på sikt vil ha innflytelse på forbruksmønstre i Norge og Europa, samt at det kan legge visse føringer på tariffstruktur og energimiks, ved at det favoriserer kogenerert kraft og stiller krav til tariffstruktur som favoriserer energieffektiv produksjon. Det vil være viktig å følge denne saken fram til endelig vedtak.

Økodesign for transformatorer

Økodesigndirektivet krever at en rekke elektriske apparater skal ha en mest energieffektiv og miljøvennlig sammensetning som mulig. Et eksempel på dette er arbeidet som gjøres med trafo-stasjoner, hvor det ventes nye krav de nærmeste årene. Dette er ett eksempel på tekniske saker som EU driver med på en rekke områder som kan berøre Statnett i tiden som kommer, som det vil være viktig for Statnett å følge med på.

Regulering for kritisk infrastruktur revideres