

**EKSPERTGRUPPEN ORGANISERINGEN AV
DRIFTSKOORDINERING I KRAFTSYSTEMET**

Fra brettet til det smarte nettet

Ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet

RME

Dato: 7. mai 2020



Rapporttittel: Fra brettet til det smarte nettet –
Ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet
Oppdragsgiver: RME, Middelthuns gate 29, 0368 Oslo
Kontaktperson: Christina Sepulveda
Dato: 7. mai 2020

Forfattere: Jørgen Bjørndalen
Ingrid Bye Løken
Camilla Landro Berntsen
Roy Birger Bjørkli
Idar Gimmestad
Kristoffer Sletten

Forsidefoto: Harald Rognerud, Kraftmuseet

Før datamaskiner ble vanlige hadde man egne kontrollbrett for å styre blant annet brytere ute. Det var for eksempel en knapp eller bryter for å styre ut og en for å styre inn.

Bildet på forsiden er fra kraftmuseet i Tyssedal. I bakkant av midtpartiet ligger brettet. Opprinnelig var brettet en balkong i maskinsalen på kraftverket. For å utvide kontrollpanelet og redusere problemer med støy ble brettet flyttet inn bak en glassvegg.

Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG.....	4
2	INTRODUKSJON	10
2.1	Drivkrefter for endringer	10
2.2	Mandat, sammensetning og arbeidsform	13
2.3	Leseveiledning	14
2.4	Forkortelser, ord og uttrykk	15
3	HVILKE OPPGAVER SKAL ET NETTSELSKAP LØSE?	19
3.1	Basisoppgaver for all nettdrift	20
3.2	Drift av nett med større utfordringer og koordineringsbehov	21
3.3	Informasjon- og driftskontrollsystemer	23
4	REGULERING AV NETTDRIFT I NORGE.....	24
4.1	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos)	24
4.2	Europeiske nettkoder	25
4.3	Om sammenhengen mellom nettkoder og fos	26
5	VISJON.....	27
6	KOBLINGSBILDE.....	30
6.1	Hvordan håndteres dette i dag?	30
6.2	Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?	32
6.3	Konkrete forslag	32
7	SPENNINGSREGULERING.....	34
7.1	Hvordan håndteres dette i dag?	36
7.2	Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?	38
7.3	Konkrete forslag	40
8	DRIFTSSTANSKOORDINERING	41
8.1	Hvordan håndteres dette i dag?	43
8.2	Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?	45
8.3	Konkrete forslag	48
9	FLASKEHALSHÅNTERING	50
9.1	Hvordan håndteres dette i dag?	50
9.2	Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?	56
9.3	Konkrete forslag	61
10	JORDSTRØMSKOMPENSERING.....	62
10.1	Hvordan håndteres dette i dag?	63
10.2	Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?	64
10.3	Konkrete forslag	64
11	TVANGSMESSIG UTKOBLING AV FORBRUK	66
12	RESSURSER OG VERKTØY.....	67
12.1	Kompetanse	67
12.2	Avtaler	67

12.3	Informasjon og informasjonsutveksling	68
12.4	Nettinformasjonsmodeller og analyseverktøy	69
13	NØYTRALITET.....	71
14	ORGANISERING.....	73
15	INCENTIVER.....	74
15.1	Inntektsramme og kostnader	74
15.2	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	75
15.3	Ulik fordeling av ansvar og økonomisk virkning	75
16	REFERANSER	77
	APPENDIX 1 – MANDAT	78
	APPENDIX 2 – HVA ER REAKTIV EFFEKT?.....	80

1 SAMMENDRAG

Sommeren 2019 nedsatte Reguleringsmyndigheten for energi (RME) en ekspertgruppe for å komme med en anbefaling til fremtidens organisering og ansvarsforhold i kraftsystemet. Gruppen skulle vurdere dagens driftspraksis og koordinering mellom systemansvarlig, regionale og lokale nettoperatører og andre relevante aktører. Mandatet fremhever at nettstyring på alle spenningsnivåer bør fungere optimalt opp mot systemdriften som helhet og bidra til å holde kostnadene så lave som mulig for brukerne av nettet.

Etter en vurdering av både behov for og muligheter til bedre og mer aktiv nettdrift på alle spenningsnivåer, bestemte ekspertgruppen seg for en enkel og kortfattet visjon for så vel arbeidet som den fremtidige organiseringen:

Alle nettselskap må i dialog med tilknyttede nettselskap og nettkunder ta ansvar for driften av eget nett.

Med denne visjonen ønsker vi å understreke at vi betrakter nettselskap på ulike nettnivåer som likeverdige parter, men med noen forskjeller i oppgaver og ansvar. Alle har ansvar for eget nett. Den nasjonalt systemansvarlige har ansvar for balanse mellom forbruk og produksjon og for kraftutveksling med utlandet.

Utfordringene i dagens kraftsystem er tilstede på alle nettnivåer og vil fremover bli enda mer fremtredende i regionale og lokale nett. De omfattende teknologiske endringene som på ulike måter treffer nettvirksomheten gjør sammen med utviklingen av europeisk regelverk at det vil fremtvinge seg endringer i drift og koordinering av de ulike nettnivåene.

Globalisering, elektrifisering og digitalisering er drivere og bakenforliggende årsaker som fører til fallende kostnader for fornybar og desentralisert kraftproduksjon samt nødvendig overvåking og automatisering av nettet.

Ekspergruppen har fokusert på utfordringer på fem områder

Koblingsbilder. Endring av koblingsbilde kan være et effektivt tiltak for håndtering av knapphet i strømmettet, for eksempel ved driftsstans eller uvanlig høy produksjon eller forbruk i et område. Bevisstheten om dette kunne med fordel vært større. En generell utfordring er at koblinger som er gunstige fra en netteiers perspektiv kan være ugunstige for andre. Incentiver løser ikke dette automatisk.

I noen tilfeller oppleves dialogen i forbindelse med endring av koblingsbilde som mangelfull, for eksempel ved at dokumentasjon og vurdering av alternativer eller konsekvenser er ufullstendig, eller at begrunnelsen ikke fremgår. Siden endringer av koblingsbilde påvirker risiko for KILE-kostnader kan dette ha stor betydning for aktørene som berøres.

Spenningsregulering. En viktig oppgave for nettselskapene er å holde spenningen på forskriftsmessig nivå til enhver tid. Endringer i bruk av kraftsystemet vil i årene som kommer føre til at behovet for bedre koordinering av ressursene som kan styre spenningen i regionale distribusjonsnett vil øke.

Dagens situasjon er at DSOene i regionalt distribusjonsnett har få egne virkemidler for spenningsregulering. Samtidig konstaterer vi at det eksisterer gode virkemidler, men at nettselskapene ofte mangler eller har uklare avtaler med de som sitter på de viktigste eksisterende virkemidlene. Utviklingen siden dereguleringen på 90-tallet har medført at ingen har tatt noe reelt ansvar for koordineringen av ressursene som egner seg til løpende regulering av spenningen. Resultatet har flere steder blitt at tiltak i transmisjonsnett eller ugunstig kjøring av kraftverk fører til at ulike komponenter regulerer mot hverandre og at det flyter uønsket reaktiv effekt i og

mellom ulike nettnivå. Mangel på koordinering kan føre til spenningsproblemer i distribusjonsnettet etter hvert som utnyttelsen av nettet øker.

Driftsstanskoordinering. Driftsstans i nettet kan ha stor betydning for markedsaktører og andre netteiere. Koordinering, godt forarbeid og god dokumentasjon er nødvendig for å minimere kostnader og overraskende konsekvenser. Dagens praksis innebærer at mange kun melder fra til Statnetts driftsstanskontor om hvilket anlegg de ønsker å ta ut og når, uten ytterligere dokumentasjon eller koordinering lokalt.

Utfordringen er at koordinering i mange tilfeller krever god kjennskap til betydelige deler av distribusjonsnettet og hva som kan påvirke driften av og stabiliteten i dette ved en driftsstans. DSOene har førstehånds kunnskap om eget nett, mens for Statnetts driftsstanskontor er det vanskelig å ha detaljert kunnskap om alle nettanlegg og virkninger av driftsstanser for berørte aktører. Dersom regionale systemoperatører i økende grad håndterer flaskehals på regionalt nivå forsterkes dette informasjonsproblemet. Utfordringen blir heller ikke mindre av stadig strengere og mer kompleks regulering knyttet til for eksempel beredskap og leveringskvalitet. Samtidig øker nettkundenes krav og forventninger til leveringssikkerhet, utetid, tilgang på informasjon, nye tilknytninger av sol, vind og batteri og markedsmuligheter for lokal produksjon.

Vi savner rutiner som på en smidig og effektiv måte sikrer at lokalkunnskap blir utnyttet og tatt hensyn til ved planlegging av driftsstans, og at informasjon om planer under utarbeidelse er tilgjengelige for de som har behov for det. Driftsstanser bør i størst mulig grad være ferdig koordinert med andre selskap før de meldes inn til Statnetts driftsstanskontor. Den som skal ha driftsstansen må være ansvarlig for denne koordineringen.

Flaskehalsbehandling. Selv om dagens modell for flaskehalsbehandling har fungert godt, vil ikke dagens løsninger og organisering være egnet for å håndtere fremtidens utfordringer. Antall flaskehals er økende på alle nettnivå. Samtidig øker også balanseringsbehovet på grunn av økt utbygging av uregulert kraftproduksjon. Balansemarkedene går fra å være nasjonale til europeiske og endres etter hvert til kvartersoppløsning der det til nå har vært timesoppløsning.

Dagens løsning med manuell overvåking er ikke tilstrekkelig for å håndtere driftsutfordringene disse endringene skaper. Det må derfor i større grad utvikles og tas i bruk automatisk balansering og flaskehalsbehandling – på alle nettnivå. Det pågår arbeid med utvikling av automatiserte løsninger både på transmisjonsnivå og i lokalt og regionalt distribusjonsnett.

Både den enkelte flaskehals eller snitt og eventuelle tiltak for håndtering av begrensningene kan omfatte flere nettnivå. En generell utfordring med dagens praksis i transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett er at aktuelle tiltak treffer involverte netteiere ganske ulikt. På kort sikt vil 'håndtering' ofte bety endring av koblingsbilde og/eller spesialregulering, mens på lang sikt kan økt nettkapasitet være riktigere. Når kostnadene ved de aktuelle alternativene ikke bæres av den samme aktøren svekkes incitamentene til å finne effektive løsninger.

Jordstrømskompensering. I dag blir jordfeil i regionalt distribusjonsnett håndtert på ulike måter. Det kan variere og være uklart om det er Statnett som håndterer feilsøkingen eller DSO tar denne oppgaven. I de større regionale distribusjonsnettene kan det være flere DSOer (og TSO) som er netteiere. Det setter ekstra krav til at det er klart definert hvem som gjør hva ved feil og feilhåndtering.

På samme måte må nettselskap som koordinerer revisjoner ta ansvar for å planlegge driftsstansen med hensyn til at det er nok spolekapasitet i alle deler av nettet under revisjonen. Ved nettplanlegging i spolejordet regionalt distribusjonsnett må netteier ivareta behovet for at spoler er tilstrekkelig distribuert i nettet og tilpasset alle aktuelle driftssituasjoner. Netteier må også vurdere hvilken systemjording som er rett for fremtiden.

Ekspertgruppens forslag tar utgangspunkt i visjonen – alle nettselskap har ansvar for egne anlegg.

Informasjon. En fellesnevner for våre forslag på alle områder er at informasjon og informasjonsutveksling er helt grunnleggende. Ethvert nettselskap har behov for informasjon utover eget nettområde og egne nettkunder; forhold i tilknyttede nett vil i mange situasjoner også ha stor betydning i eget nett. All relevant informasjon må gjøres tilgjengelig mellom alle aktører i de respektive nettene, og verktøy for informasjonsdeling må utvikles videre. Felles informasjonssystemer som kan kommunisere sømløst med hverandre og på tvers av selskaper vil være en forutsetning for god informasjonsutveksling. Med informasjon sikter vi til både strukturelle data, plandata og løpende informasjon om tilstanden i nettet.

I klartekst betyr dette at nettselskapene i stigende grad blir avhengig av forbedrede nettmodeller, og at de enkelte selskaperes nettmodeller sømløst kan utveksle informasjon med andre nettselskaps nettmodeller. For ekspertgruppen virker det åpenbart at CIM (Common Information Model) må tas i bruk og at selskapene og leverandørene av informasjonssystemer tilpasser sine løsninger mot denne standarden.

Utvikling av eksisterende og nye verktøy for analyse og prognoser er essensielt for fremtidens nettdrift. Dette innebærer utvikling av verktøy for analyse av driften som har vært, god oversikt i driftsøyeblikket og muligheter for prognosering av utfordringer både på kort og lengre sikt for å planlegge for optimal nettdrift. Informasjon bør kunne flyte sømløst og automatisk på tvers av systemer og selskaper.

Nøytralitet. Ekspertgruppens forslag innebærer utstrakt informasjonsdeling mellom nettselskap. For alle som eventuelt skal avgi informasjon kan dette føre til usikkerhet om hvordan den delte informasjonen blir brukt og hvem som får tilgang til den. Ekspertgruppen legger til grunn at så vel gjeldende lov- og forskriftskrav om nøytralitet samt RMEs forslag til endringer i forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM) er tilstrekkelige rettslige krav til nøytralitet.

Det er imidlertid ikke det enkelte nettselskap, men dets kunder og leverandører som tar stilling til om de har tillit til at nettselskapet opptre nøytralt. En mulighet for bransjen kan derfor være å utvikle en standardisert taushetserklæring med produsenter og andre aktører om at markedsdata og -planer holdes innenfor den relevante delen av nettselskapet.

Felles driftssentraler. Kostnadene til driftssentraler må forventes å øke med våre forslag. Behovet for nøytralitet kan begrense mulighetene for å realisere stordriftsfordeler i eget konsern. For noen nettselskap kan det derfor bli mer aktuelt enn før å vurdere samarbeid med andre nettselskap. Samarbeid kan ta ulike former, der kjøp av tjenester fra et annet nettselskap og full fusjon mellom nettselskap representerer hvert sitt ytterpunkt. Uavhengig av dette bør det gjøres enklere å kjøpe driftssentraltjenester av andre nettselskap. Nettselskap bør også ha full anledning til å samarbeide om felles driftskontrollsystem.

Incentiver. Reguleringen av nettselskap er slik at de som utgangspunkt belønnes for å minimere egne kostnader, innenfor rammer gitt av en rekke 'skal'-krav og spesielle regler for å ta hensyn til at strømbrydd er kostbart for nettkundene. RME bør imidlertid undersøke nærmere om reguleringen er tilstrekkelig. Dels er det spørsmål om incentivene til å satse på systemdrift er sterke nok sammenlignet med incentiver til investeringer. Et annet spørsmål er om den gir rettferdig fordeling mellom selskapene eller om det er behov for å ta hensyn til de nye oppgavene ved fastsettelsen av inntektsrammen for det enkelte selskap. Dersom kostnadene treffer selskapene ulikt, kan det for eksempel tenkes at systemdrift på en eller annen måte bør inngå som en parameter for å beskrive nettselskaperes oppgaver i den økonomiske reguleringen.

Enkelte virkninger av KILE-ordningen fortjener nærmere oppmerksomhet. Fordelingen av risiko for KILE-kostnader mellom aktører oppfattes i flere situasjoner urettferdig. Incentivproblemet eksisterer fordi det ikke finnes trivielle løsninger. RME bør likevel se nærmere på muligheten for bedre allokering av risiko for KILE-kostnader. KILE-ordningen bør fungere slik at nettet blir driftet og utnyttet best mulig, samtidig som at risikoen bør fordeles mellom nettselskap i henhold til hvilken innflytelse de har over den konkrete risikoen til enhver tid.

I noen sammenhenger vil det være aktuelt at den nasjonalt systemansvarlige bruker såkalte systemansvarsvirkemidler for å løse utfordringer i regionalt distribusjonsnett. Vi foreslår at i slike situasjoner skal Statnett så langt som mulig viderefakturere påløpte kostnader, men innser at en ikke kan vente millimeterrettferdighet på dette området.

Avtaler. Aktuelle virkemidler bør i størst mulig grad være markedsbaserte. Nettselskap som ønsker tilpasning av forbruk eller produksjon må være forberedt på å betale de kostnadene slik tilpasning eventuelt medfører. I denne sammenheng blir det behov for å gjennomgå de avtaler som blir benyttet i kraftbransjen og eventuelt komplettere disse med nye bestemmelser. Avtaler bør i størst mulig omfang være standardiserte og transparente. Bransjeorganisasjonene kan spille en viktig rolle her.

De europeiske nettkodene som er på vei til å bli tatt inn i norsk regelverk er basert på en annen rettslig tradisjon enn i Norge. Der vi i Norge typisk peker på at en aktør kan ha rett eller plikt til bestemte forhold, er nettkodenes utgangspunkt at de aktuelle forholdene skal reguleres av (standardiserte) avtaler mellom partene. Retten til å inngå avtale innebærer at nettselskapenes vilkår for å kunne kreve for eksempel spenningsregulering vil måtte reguleres i en avtale mellom nettselskap og den enkelte aktør. Avtalen må nødvendigvis være hensiktsmessig for nettselskapet, og må kunne reforhandles ved behov. Uenighet om vilkår for slike avtaler kan bringes inn til RME, som da skal fatte vedtak i saken innen to måneder etter at klagen kom fram.

Fleksible ressurser. Vi forventer at markedsaktørenes fleksibilitet vil bli stadig viktigere for effektiv nettdrift og nettplanlegging. Gode markedsmuligheter for fleksible ressurser øker verdien på og tilbudet av disse. Det gir nettselskapene bedre muligheter til å løse sine utfordringer. Det er derfor i nettselskapenes egeninteresse at fleksible ressurser har gode markedsmuligheter.

Konkrete forslag. For de fem prioriterte temaene vil vi også peke spesielt på følgende forslag:

- Alle nettselskap må ta ansvar for å fastsette forhåndsdefinerte koblingsbilder for de fleste aktuelle situasjoner i sitt nett. Dette må gjøres med analyser og koordinering med andre berørte nettselskap for å sikre den beste løsningen for systemet som helhet.
- Alle berørte konsesjonærer må dele relevant informasjon om deres koblingsbilder med hverandre. Hvilke alternativer som har vært vurdert og begrunnelse for valgt løsning er en del av den nødvendige informasjonsutvekslingen.
- Det er viktig at eksisterende tilgjengelige ressurser for spenningsregulering benyttes optimalt, før det investeres i nye komponenter for dette formålet. På grunn av det fragmenterte eierskapet til disse ressursene, er det viktig at DSO koordinerer disse i det regionale distribusjonsnettet uavhengig av eierskap og får et tydelig mandat for denne oppgaven.
- DSO må være i stand til å gjøre en grundig analyse av eget nett og alle tilknytningspunkter mellom transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett, for å finne riktig spenningsnivå. På dette grunnlaget kan ressursene koordineres, de rette settpunktene settes og de rette avtalene (inkludert informasjonsutveksling) gjøres med TSO og produsenter.

- Spenningsregulering må ta hensyn til at reaktiv effektflyt bør minimeres. I noen deler av nettet kan det være hensiktsmessig at DSO etter avtale med TSO får anledning til å trinne transformatorer mellom transmisjons- og regionalt distribusjonsnett.
- DSO må være bevisste på å regulere vilkår for spenningsregulering i (standardiserte) tilknytningsavtaler med produsenter og eventuelt større forbrukere. Tilknytningsavtaler må avklare spenningsstøtte i normal drift, krav til driftsdiagram og mulighetene til 'ekstraordinær' ytelse for reaktiv effekt. Betaling for reaktiv produksjon utover normalbåndet må også avtales og dekkes av netteier.
- For å sikre mer effektiv og forsvarlig gjennomføring av driftsstanser, skal driftstanskoordinering så langt det er mulig gjennomføres lokalt og regionalt hos hver enkelt DSO, med involvering og dialog mellom alle tilknyttede konsesjonærer. DSOene i et område kan alternativt bli enige om å gjøre dette i et regionalt forum for driftstanskoordinering,
- Alle planer om driftstans som meldes må være avsjekket med berørte aktører og nettselskap. Ferdig koordinerte planer som alle berørte er enige om må meldes inn i Fosweb senest tre uker før stansen. Dersom enighet ikke oppnås og Statnetts driftstanskontor må inn i prosessen, er tidsfristen tre måneder.
- I lokale distribusjonsnett må ansvaret for flaskehalshåndtering fullt ut ligge hos den enkelte DSO. DSO må ha tilgang på produksjonsplaner fra produsenter i eget nett, og DSO må ved behov fortrinnsvis bruke markeder, men kan inntil det finnes fungerende markeder inngå standardiserte avtaler med aktører om å regulere produksjon eller forbruk.
- I regionale distribusjonsnett må DSO få driftsmessig og økonomisk ansvar for flaskehalshåndtering. Dette kan gjøres på ulike måter som skissert i kapittel 9.2. Hva som er den beste løsningen vil variere mellom ulike nett og variere i tid.
- Hvorvidt DSO velger å knytte seg til en sentral løsning kan blant annet være avhengig av hvilke andre markeder og løsninger som er aktuelle for DSO å benytte. Valgt løsning må ikke hindre aktører tilknyttet nettet deltagelse i det europeiske balansemarkedet eller andre markeder og så langt som mulig ikke skape ubalanser i driftstimen.
- Felles for alle alternative løsninger er at det kreves økt utveksling av data mellom TSO og DSO. Systemoperatører kan ha behov for løpende informasjon om belastningen på anlegg i tilknyttet nett. Spesielt har den enkelte systemoperatør behov for løpende informasjon om belastning på tilgrensende nett for å kjenne til risikoen for utfall i eget nett.
- Uavhengig av metode for flaskehalshåndtering må netteiere være ansvarlig for kostnader for flaskehalshåndtering i eget nett. Det må vurderes hvordan man kan allokere kostnader for flaskehalshåndtering til den enkelte netteier. Spesielt der både transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett inngår i flaskehalsen, kan det være behov for en mekanisme som viderefører en relevant del av slike kostnader til den enkelte netteier i det regionale distribusjonsnettet.
- For jordspolehåndtering i regionalt distribusjonsnett bør hovedregelen være at den enkelte netteier skal ta ansvar for eget nett. Det vil si at netteier får selv ansvar for planlegging, overvåkning og styring av jordspolene. Ved jordfeil er det driftssentralen til netteier som tar ansvar for feilsøking, utkobling og feilretting.
- Der det er flere netteiere som driver sammenhengende spolejordet nett, må de aktuelle netteierne avtale ansvarsforholdene klart og tydelig seg imellom. For eksempel kan en DSO utpekes til å ta et koordinerende ansvar for spolekompenseringen for nettet.

Forslagene i denne rapporten vil bidra til at nettselskapene blir godt forberedt på det grønne skiftet. Hvor raskt og i hvilken grad hvert enkelt nettselskap tar på seg disse oppgavene kommer til å variere. Noen er allerede godt i gang og i årene som kommer vil vi se større forskjeller mellom nettselskapene. Tre faktorer kan bidra til at prosessen blir effektiv og ikke tar unødige lang tid:

1. Myndighetene må legge vekt på mulighetene vi nå står foran og sette tydelige rammer med gode incentiver til nettselskapene.
2. Det gode samarbeidet vi har mellom TSO og DSO i Norge er viktig og bør videreutvikles med sikte på tydelig plassering av oppgaver og ansvar.
3. Gjennom bransjeorganisasjonene har aktørene selv mulighet for å utvikle nye rutiner, verktøy og virkemidler, fremme læring og erfaringsutveksling, og sette fart på utviklingen.

2 INTRODUKSJON

Etter tre tiår med store endringer i organisering av kraftsektoren har vi også kommet inn i en periode med store tekniske fremskritt. På nytt stiller mange spørsmål om organiseringen av sektoren er hensiktsmessig. Spesielt er det nå stor oppmerksomhet på arbeidsdelingen mellom ulike nettselskap.

23. april 2019 ba Olje- og energidepartementet Reguleringsmyndigheten for energi (RME) om å gjennomgå organiseringen av driftskoordinering i kraftsystemet (se Appendix 1 – Mandat). Formålet med et slikt arbeid er å få et faglig grunnlag og en anbefaling til en hensiktsmessig organisering og ansvarsdeling mellom systemansvarlig og nettoperatører på alle spenningsnivå, som kan bidra til å redusere kostnadene for brukerne av nettet. OED ba i den anledning RME sette sammen en ekspertgruppe med relevant fagkompetanse som skal gi innspill til arbeidet.

Dette er rapporten fra RMEs ekspertgruppe. Nedenfor setter vi gruppens arbeid inn i en videre kontekst, forklarer gruppens mandat og arbeidsform, samt gir en oversikt over rapporten.

2.1 Drivkrefter for endringer

Det siste tiåret har vi vært vitne til betydelige teknologiske endringer på en rekke områder i samfunnet. Innenfor energisektoren har vi for eksempel sett et kraftig fall i kostnader for fornybar kraftproduksjon. Sol- og vindkraft var tidligere svært kostbart sett i forhold til konvensjonell kraftproduksjon. Et annet utviklingstrekk er et kanskje enda kraftigere fall i kostnader kombinert med forbedringer i ytelse for kommunikasjonsteknologi og teknologi og verktøy for automatisering og styring av prosesser.

Oppmerksomheten om dimensjonene og alvoret i klimautfordringene har blitt større enn noensinne. Samtidig har velstanden økt og forventningene til blant annet kraftforsyningen steget markant.

Til sammen fører dette til store endringer innen både produksjon, forbruk og transport av elektrisitet.

- Bruk av bensin og diesel til transportformål kan i stor skala erstattes med elektrisitet fordi prisene på alternativer som elektriske kjøretøy faller kraftig.
- Elektrisk oppvarming via varmepumper, mer energieffektive bygninger, gjerne kombinert med lokal produksjon av elektrisk kraft gjennom solceller, erstatter forbruk av fyringsolje og kan gi økonomiske gevinster.
- Ny teknologi åpner nye muligheter for intelligent overvåkning og automatisk styring av forbruk og produksjon av elektrisk kraft og av hele distribusjonsnettet, ikke bare på høyere spenningsnivå som i dag.
- Stordriftsfordelene innen kraftproduksjon krymper – kostnadsforskjellene mellom småskala utnyttelse av solenergi og vindressurser og storskala kraftproduksjon er mindre enn tidligere.
- Smart styring av strømforbruk og lokal produksjon gir oss alternativer der vi tidligere måtte foreta store nettinvesteringer for forholdsvis beskjedne behov.

Kraftbransjen over hele verden omtaler dette som deres 3D utfordring: Dekarbonisering, Digitalisering og Desentralisering.



En av implikasjonene av denne utviklingen er at det daglige strømforbruket kan variere annerledes enn før. Det synes temmelig sikkert at produksjonen og transporten av strøm vil øke i de delene av strømmettet som er nær der folk bor. Om ikke det blir solceller på de fleste tak med det første, kan vi likevel vente en relativt rask vekst i årene som kommer. Sammen med økende elektrifisering av all energibruk øker dette forventningene til selskapene som bygger og driver strømmettet; nettselskapene.

I Norge beskriver vi vanligvis strømmettet med en tredeling:

- Transmisjonsnettet representerer hovedveiene i kraftsystemet. Det eies og drives av Statnett, som generelt omtales som TSO (Transmission System Operator) i europeisk regulering. Transmisjonsnettet binder Norge sammen rent elektrisk og transporterer elektrisk kraft mellom landsdeler og fra de store produksjonsanleggene til dit folk bor og arbeider. Spenningen i transmisjonsnettet er vanligvis 300 eller 420 kV.
- Distribusjonsnettet er bindeleddet mellom de enkelte forbrukere og transmisjonsnettet. Nettselskap som driver distribusjonsnett omtales ofte som DSO (Distribution System Operator).
 - Det lokale distribusjonsnettet (11-22 kV) og lavspenningsnettet er det de fleste av oss er tilknyttet. Lokalnettets oppgaver har vært å tilknytte kunder til strømmettet og sørge for at den elektriske energien kommer frem til kundene.
 - Det regionale distribusjonsnettet (33-132 kV) er bindeleddet mellom transmisjonsnettet og det lokale distribusjonsnettet.

I Norge har vi om lag 110 nettselskaper, hvorav ca. 70 av disse har under 10 000 kunder, mens de syv største har flere enn 100 000 kunder. Rundt 65 av DSOene eier regionalnettanlegg^{1,2}. Nettselskap som driver regionalt distribusjonsnett er tilknyttet TSO og kan ha tilknytning til andre DSOer. Blant DSOene er det derfor noen som 'bare' er tilknyttet en annen DSO, mens andre også er tilknyttet TSO.

¹ http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_95.pdf

² <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/rapportering-av-data/okonomisk-og-teknisk-rapportering/>

Med unntak av ca. ti industrivirksomheter er alle strømforbrukere i Norge tilknyttet distribusjonsnettet. Noen hundre av dem er knyttet direkte til det regionale distribusjonsnettet, mens resten av de nesten tre millioner nettkundene i Norge er tilknyttet lokale distribusjonsnett.

På produksjonssiden er om lag 60 prosent av produksjonskapasiteten tilknyttet transmisjonsnettet. Andelen er fallende, ettersom nesten all ny kraftproduksjon tilknyttes distribusjonsnettet, enten lokalt (for eksempel småkraftverk og private solcelleanlegg) eller regionalt (vindparker og 'vanlige' vannkraftanlegg).

Den daglige driften av kraftsystemet utføres av nettselskap og kraftprodusenter. Produsentenes oppgaver er avgrenset til å holde kraftverkene i gang eller klare for leveranse av kraft og tjenester som etterspørres i markedet. Dermed faller et betydelig ansvar på nettselskapene. Strømnettet passer seg ikke selv.

Blant nettselskapene har Statnett en del oppgaver som ingen av de andre nettselskapene har. Statnett har både en rolle som eier av transmisjonsnettet og en rolle som ansvarlig for balansen i kraftsystemet (systemansvarlig). Det siste innebærer å sørge for at det til enhver tid, i ethvert sekund, er nøyaktig balanse mellom forbruk (inkludert eksport) og produksjon (inkludert import). Slik balansehåndtering kalles også for frekvenshåndtering. Statnett har også ansvar for all kraftutveksling med utlandet og annet løpende samarbeid med kraftsystemene i våre naboland.

Tidligere måtte en bygge lokalt distribusjonsnett med tilstrekkelig kapasitet for flere tiår fremover fordi en ikke hadde målerutrustning og mulighet for kontinuerlig overvåkning. Transmisjonsnettet og det regionale distribusjonsnettet er i større grad bygget slik at kapasiteten i perioder er en begrensende faktor. Nå er det mulighet for å overvåke hele distribusjonsnettet slik som en lenge har gjort i transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett. Dermed kan hele nettet drives mer intelligent og utnyttes bedre. Hvordan slik flaskehalshåndtering foregår i praksis er forklart i kapittel 9.

Derfor er det hovedsakelig Statnett som har drevet med flaskehalshåndtering i Norge. Fremover kan dette endre seg betydelig. Med ny teknologi vil riktig utvikling av nettet på alle nettnivå bare finnes ved å vurdere alternativer og/eller supplerende løsninger til investeringer. Dette vil føre til mer krevende nettanalyse og -drift, og betydningen av driftskoordineringen vil øke. Vi forventer derfor at antall driftssituasjoner med behov for flaskehalshåndtering, spenningsregulering og annen driftskoordinering vil øke fremover, i transmisjonsnettet og spesielt i distribusjonsnettet, og at koordineringen mellom nettnivåene vil bli både viktigere og mer krevende. Det samme gjelder for planlegging og optimalisering av vedlikehold og ombygginger som krever utkoblinger i nettet. Det blir også en sterkere sammenheng mellom den langsiktige strategiske planleggingen av nettet og den kortsiktige driftskoordineringen.

I takt med de teknologiske endringene vi har vist til over, har den daglige nettdriften blitt mer komplisert. Statnetts oppgaver vokser i omfang og kompleksitet. De andre nettselskapene er i ferd med å få utfordringer som ligner på Statnett sine. Hvordan det enkelte nettselskap løser sine oppgaver påvirker i økende grad de andre nettselskapene og aktører som produsenter og større forbrukere.

Dermed er det viktigere enn før at den daglige driften av strømnettet koordineres mellom selskapene. Dels er det i ferd med å bli mer å koordinere, og dels øker kravet om at kvaliteten på nettdriften er god. Flere nettselskap må også ta et mer aktivt forhold til daglig drift, blant annet fordi det ikke lenger er hensiktsmessig at distribusjonsnettet har overkapasitet.

Dette er kort fortalt bakgrunnen for at det nå er på tide med en grundig gjennomgang av koordinering av nettdriften. Vi må forberede oss på en annen fremtid enn den som gjaldt da dagens regler og rutiner ble utarbeidet.

2.2 Mandat, sammensetning og arbeidsform

Ekspertgruppens mandat fra RME er gjengitt i Appendix 1 – Mandat. Den viktigste delen av mandatet lyder slik:

Ekspertgruppen skal gjennomgå dagens driftspraksis og koordinering mellom systemansvarlig, regionale og lokale nettoperatører og relevante aktører, og komme med en anbefaling til fremtidens organisering og ansvarsforhold. Anbefalingen skal bidra til at regional og lokal nettstyring på alle spenningsnivå fungerer optimalt opp mot systemdriften og bidra til å holde kostnadene så lave som mulig for brukerne av nettet.

I dag har Statnett som systemansvarlig det overordnede ansvaret for driften av kraftsystemet. Ansvaret innebærer planlegging av systemdriften og gjennomføring av operative tiltak, primært i transmisjonsnettet, men også i regionalnettet når det er behov. Gjennom systemansvaret har Statnett et ansvar for å koordinere driften. Alle nettoperatører har ansvar for driften av eget nett.

Historisk har Statnett som systemansvarlig i varierende grad ivarett behovet for koordinering i driften av de ulike regionalnettene. I deler av regionalnettet og i hele distribusjonsnettet, er dagens praksis at driftskoordineringen er overlatt til aktørene.

Større andel produksjon i regional- og distribusjonsnettet og endringer i forbruk fører til et behov for mer aktive nettoperatører på alle spenningsnivåer. Utviklingen innebærer at behovet og mulighetene for effektiv koordinering øker. Driftskoordineringen innebærer et samarbeid mellom systemansvarlig, nettoperatører og brukere av nettet for å bidra til sikker og kostnadseffektiv drift. Digitalisering og økte muligheter for automatisering gjør det mulig å endre måten oppgavene løses.

I tolkningen av mandatet har vi lagt vekt på at vi skal

- Forklare hva nettdrift rent faktisk er
- Peke på muligheter for bedre koordinering mellom nettselskapene

Rapporten faller derfor naturlig i to hoveddeler.

Ekspertgruppen har bestått av følgende personer:

- Camilla Landro Berntsen (BKK Nett)
- Idar Gimmestad (Statnett)
- Jørgen Bjørndalen (DNV GL, leder).
- Kristoffer Sletten (Agder Energi Nett)
- Roy Birger Bjørkli (Statnett)

Medlemmene av ekspertgruppen har deltatt i kraft av sin personlige kompetanse og erfaring, uten å representere eller forplikte sine arbeidsgivere.

Underveis i arbeidet har ekspertgruppen hatt stor nytte av kompetent bistand fra RME til å ta frem relevante fakta om kraftsystemet og hvordan dagens nettdrift foregår i praksis. Gjennom omfattende kjennskap til hvordan mange nettselskap løser sine oppgaver i dag har de også kunnet komme med konstruktive ideer og synspunkter. Fra RME har følgende deltatt:

- Christina Sepulveda
- Jørgen Tjersland
- Lars Ekern

Underveis har gruppen også hatt uvurderlig hjelp fra Ingrid Bye Løken (DNV GL), både i diskusjoner og ikke minst med å skrive denne rapporten.

Ekspertgruppen har til sammen hatt 12 møtedager. På en av disse fikk vi innspill fra Energi Norge, Statnett, Distriktsenergi og CINELDI. Vi har dessuten hatt besøk av Gerard Doorman, Steinar Rune Eriksen, Anders Sivertsgård og Henrik Bjørnebye for å belyse særskilte tema.

2.3 Leseveiledning

Denne rapporten er skrevet med tanke på beslutningstagere i Norge. Spesielt første del av rapporten er forsøkt skrevet slik at den ikke stiller krav til leserens forkunnskaper, hverken innenfor tekniske, økonomiske, juridiske eller organisatoriske forhold.

I resten av første del forklarer vi i kapittel 3 på en forenklet måte hva det vil si å **drive et nettselskap**. I kapittel 4 går vi nærmere inn på hvilket **regelverk** som gjelder for denne virksomheten i dag og hvordan dette regelverket er i endring, både nasjonalt og internasjonalt. Del 1 avsluttes med at vi i kapittel 5 forklarer arbeidsgruppens **visjon** for organisering av driftskoordinering av strømmettet og tydeliggjør hvorfor vi mener det er nødvendig å fordele og spesifisere nettselskapenes arbeidsoppgaver på nytt.

I rapportens andre del går vi nærmere inn på flere av disse oppgavene. I kapittel 6 forklarer vi begrepet **koblingsbilde** og kommer med forslag til hvordan arbeidet med å fastsette koblingsbilde bør organiseres fremover. I kapittel 7 gjør vi det tilsvarende for arbeidet med å sikre at **spenningen** i alle deler av nettet både er i tråd med aktuelle regler og er hensiktsmessig med tanke på så vel tap i nettet som forsyningssikkerheten. På grunn av vedlikeholdsarbeid eller utbygging må nettanlegg fra tid til annen kobles ut. Det samme gjelder kraftverk. Slike **driftstanser** må koordineres, og det er tema for kapittel 8. Begrepet **flaskehalsåndtering** er forklart kort i kapittel 2.1. I kapittel 9 beskriver vi dette videre og fremmer forslag om en klarere arbeidsdeling enn i dag. Metodene for **jordstrømskompensering** er sentrale med hensyn på å drive nett med høy personsikkerhet. Dette er tema for kapittel 10. I kapittel 11 går vi kort gjennom **tvangsmessig utkobling av forbruk**.

I tredje del av rapporten drøfter vi ulike premisser og forutsetninger for forslagene i del to. I kapittel 12 drøfter vi nettselskapenes behov for **kompetanse, verktøy** og **virkemidler** for å løse de oppgavene vi diskuterer i del to. I kapitlene 13, 14 og 15 drøfter vi **nøytralitet**, selskapenes **organisering** og behovet for å se nærmere på **incentiver** og den økonomiske reguleringen.

Systemansvarlig, nettoperatør, systemoperatør, DSO og TSO

Kjært barn har mange navn. De mange ulike eller overlappende betegnelsene for nettselskap henger også sammen med at de har flere roller. I lokalt og regionalt distribusjonsnett kalles nettselskap nå også for DSO – også i denne rapporten. Alle DSOer har flere roller, som eierrollen (investere og vedlikeholde) og systemoperatørrollen (blant annet sørge for kvalitet og pålitelighet).

I transmisjonsnettet i Norge er det ett nettselskap – Statnett. Statnett betegnes som TSO. Også TSO har flere roller. I tillegg til eierrollen og operatørrollen, har Statnett også en rolle som nasjonalt systemansvarlig, med egen konsesjon for dette. Blant de særlige oppgavene for den nasjonalt systemansvarlige inngår ansvaret for balansering (og dermed ansvar for at frekvensen holdes stabil) og kraftutveksling og annet samarbeid med utlandet.

Rollen som systemansvarlig er definert i energiloven³ og nærmere spesifisert i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos)⁴. Gjennom fos er den nasjonalt systemansvarlige virksomheten, altså Statnett, Norges TSO, tildelt en del myndighetsoppgaver, jf. kapittel 4.1.

³ Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven); LOV-1990-06-29-50.

⁴ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet; FOR-2002-05-07-448.

En fellesnevner for mange av forslagene i denne rapporten er at vi ønsker å tydeliggjøre at nettselskap på ulike nettnivå er likeverdige partnere med svært mange like oppgaver. Det er flere likhetstrekk enn forskjeller når arbeidsoppgavene for TSO og DSO skal beskrives.

Der vi i denne rapporten sikter til oppgaver, plikter eller rettigheter som bør være like eller sammenlignbare på tvers av nettnivå, bruker vi begrep som netteier, nettselskap og systemoperatør avhengig av hvilke oppgaver eller roller vi sikter til. Mens gruppens mandat bruker begrepet nettoperatør, har vi valgt å bruke **systemoperatør**, som etter vår oppfatning bedre beskriver morgendagens oppgaver. Der vi særskilt sikter til plikter eller rettigheter som er eller bør være hos den som er utpekt som systemansvarlig (jf. energiloven og fos) bruker vi begrepet **nasjonalt systemansvarlig**. Dette skal markere et skille til det ansvaret alle systemoperatører har for driften av eget nett (jf. utviklingen i Sverige, der en etter hvert har begynt å bruke begrep som systemansvarlig for distribusjon og systemansvarlig for transmisjon). I Norge er TSO nasjonalt systemansvarlig.

2.4 Forkortelser, ord og uttrykk

Roller	
DSO	<i>Distribution system operator (operatør av distribusjonsnett).</i> Begrepet er beskrevet i europeisk regelverk som enhet ansvarlig for drift, vedlikehold og om nødvendig utvikling av distribusjonssystemet innenfor et gitt område og dets tilknytning til andre systemer, samt ansvarlig for å sikre systemets langsiktige evne til å møte et hensiktsmessig behov for distribusjon av elektrisitet. I Norge kan begrepet brukes om alle som eier og driver distribusjonsnett, definert i Prop. 35 L (2015-2016) ⁵ .
Konsesjonær	Begrep som omfatter både områdekonsesjonær, anleggskonsesjonær og omsetningskonsesjonær (se Konsesjoner). Alle tre konsesjonstyper omtales som konsesjonær i ulike sammenhenger.
Netteier, nettselskap	Begrepene brukes om hverandre og sikter til den virksomheten som har konsesjon til å bygge og drive et strømnnett. Likevel behøver ikke den som eier nettet og den som er operatør av nettet å være samme selskap. I distribusjonsnettet refererer begrepene til DSOene, i transmisjonsnettet er dette TSOen.
Nettkunde	En som er tilknyttet strømnettet. Både forbrukere og produsenter er kunder hos nettselskap.
Produsent	Produsent av elektrisk kraft
RME	Reguleringsmyndigheten for energi
Systemansvarlig Nasjonalt systemansvarlig	Begrep som er benyttet i Forskrift om Systemansvaret i kraftsystemet (fos). Systemansvarlig er ansvarlig for kraftsystemet som helhet og for balansen i systemet. Systemansvarlig har plikter og rettigheter beskrevet i fos, og har egen konsesjon

⁵ Prop. 35 L (2015-2016)

<https://www.regjeringen.no/contentassets/2ba4c507ae35437ca0488c71443d653a/no/pdfs/prp201520160035000dddpdfs.pdf>

	(systemansvarskonsesjon) med vilkår som er hjemlet i energiloven. Energiloven § 6-1 sier blant annet at <i>Den systemansvarlige skal sørge for at det til enhver tid er momentan balanse mellom den samlede produksjon og den samlede bruk av kraft hensett til kraftutvekslingen med tilknyttede utenlandske systemer.</i> I denne rapporten bruker vi begrepet nasjonalt systemansvarlig.
Systemoperatør	Begrepet brukes om den delen av et nettselskap som står for drift og driftskoordinering
SGU	Significant Grid User (relevant/betydelig nettkunde). Begrep benyttet i europeisk regelverk.
TSO	<i>Transmission system operator.</i> Begrepet er beskrevet i europeisk regelverk som enhet ansvarlig for drift, vedlikehold og om nødvendig utvikling av transmisjonssystemet i et gitt område og tilkobling til andre systemer, samt ansvarlig for å sikre systemets langsiktige evne til å møte et hensiktsmessig behov for transmisjon av elektrisitet. I Norge er det kun Statnett som har denne rollen, så det «gitte området» omfatter hele landet. I Europa er det over 40 TSOer. I de fleste land er det én TSO, mens for eksempel har Tyskland 4 TSOer. I likhet med de fleste andre nettselskap har Statnett flere roller, blant annet én rolle som netteier og én rolle som systemansvarlig.

Konsesjoner

Anleggskonsesjon	Tillatelse til å bygge og drive et spesifikt elektrisk anlegg som ikke omfattes av områdekonsesjonsordningen, det vil si nettanlegg med spenningsnivå over 22 kV. Anleggskonsesjon kan gis dersom anlegget anses å være samfunnsmessig rasjonelt.
Områdekonsesjon	Tillatelse for bygging, eierskap og drift av nettanlegg med spenning opp til og med 22 kV (distribusjonsnett), innenfor et geografisk avgrenset område
Omsetningskonsesjon	Konsesjon tildelt i henhold til energiloven § 4-1, som gir rett til å foreta omsetning av elektrisk energi
Systemansvarskonsesjon	Gir myndighet til å utøve systemansvaret i det norske kraftsystemet. Det er bare Statnett som har systemansvarskonsesjon.

Inndeling av strømmettet

Lokalt distribusjonsnett	Overføringsnett for kraft med spenningsnivå opp til og med 22 kV
Regionalt distribusjonsnett	Overføringsnett for kraft på spenningsnivå 33 kV – 132 kV
Transmisjonsnett	Overføringsnett for kraft på høyeste spenningsnivå (normalt 300 og 420 kV)

Begreper knyttet til nettdrift	
Flaskehals	Definert i fos som <i>en situasjon som oppstår når utvekslingsbehovet i nettet overstiger overføringsgrensene</i>
KILE	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi; reduksjon i inntektsrammen til nettselskap ved avbrudd i strømforsyningen til kundene
Koblingsbilde	Bryterstillinger i nettet som fastsettes for å ivareta en sikker og hensiktsmessig systemdrift. Koblingsbildet viser hvilke deler av nettet som "henger sammen".
N-1	Henviser til en sikkerhetstankegang for systemdriften slik at kraftsystemet opprettholder normal forsyning selv om hvilken som helst komponent skulle få en feil og kobles bort
Snitt	To eller flere nettkomponenter (ledninger og transformatorer) som sammen utgjør en flaskehals
Systemdrift	Oppgavene et nettselskap må utføre for å drive nettet i henhold til lover og forskrifter, det vil si rett strøm, spenning og frekvens til enhver tid i hele nettet
Systemvern	Automatiske koblinger som utløses ved spesifikke hendelser i kraftsystemet for å øke overføringsgrenser eller begrense feil og avbrudd

Lover, regler og forskrifter	
Direktiv (fra EU)	En rettsakt som er bindende «i sin målsetning», men nasjonale myndigheter kan avgjøre hvordan direktivets bestemmelser skal gjennomføres i nasjonal rett
Forordning (fra EU)	En lov (Regulation; EU-rettsakt) som gjelder umiddelbart i EU-landene, uten at de først må tas inn i nasjonal lovgivning. I Norge må forordninger gjennomføres i nasjonal rett ⁶ .
Guideline	Forordningene på elektrisitetsområdet navngis gjerne slik: «... Regulation ... establishing a guideline on ...» med en forkortelse som ofte, men ikke alltid, inneholder «GL» (SOGL, EBGL, ...). En «guideline» kan ikke oppfattes som en veiledning; det er lovkrav.
Nettkode	Utdypende lovtekster og retningslinjer fra EU
CACM	Forordning om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering ("Capacity Allocation and Congestion Management")
DCC	Forordning om nettilknytning av forbruk ("Demand Connection Code")

⁶ <https://www.regjeringen.no/no/tema/europapolitikk/fakta-115259/ofte-stilte-sporsmal/id613868/#forordning>

EB	Forordning om balansering av kraftsystemet ("Electricity Balancing")
Energiloven	Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi (LOV-1990-06-29-50)
ER	Forordning om nødsituasjoner og gjenoppretting ("Emergency and Restoration")
FCA	Forordning om langsiktig kapasitetstildeling ("Forward Capacity Allocation")
FIKS	Funksjonskrav i kraftsystemet (erstattes av Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet 2020 (NVF 2020))
Fol	Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet
Fos	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet
HVDC	Forordning om nettilknytning av HVDC-systemer og produksjonsparker tilknyttet via likestrømkabler ("High Voltage Direct Current Connections")
NEM	Forskrift om nettregulering og energimarkedet
SOGL	Forordning om systemdrift ("System Operations Guideline")
RfG	Forordning om krav for nettilknytning av produksjon ("Requirements for Generators")

3 HVILKE OPPGAVER SKAL ET NETTSELSKAP LØSE?

Sterkt forenklet kan oppgavene for nettselskap beskrives i to punkter. For det første skal de sørge for at alle nettkunder som vil betale for det kan koble seg til nettet med tilstrekkelig kapasitet. Tilknytning av nye kunder krever planlegging og eventuelt nettutbygging fra nettselskapets side. For det andre skal de sørge for at kundene når de måtte ønske og i den grad de er villig til å betale for det, kan bruke strøm eller kan levere sin kraftproduksjon inn på nettet. Vi kan kalle dette driftsoppgaven. Energiloven forutsetter at dette skal gjøres på en samfunnsmessig rasjonell måte.

Ekspertgruppens arbeid handler om hvordan alle aktivitetene som bidrar til å løse driftsoppgaven bør organiseres og koordineres mellom nettselskapene – derav begrepet driftskoordinering. Begrepet driftskoordinering omfatter aktiviteter som samordner, koordinerer og følger opp aktørenes disposisjoner i kraftsystemet. Koordinering er nødvendig i alle tilfeller der én eller flere aktører påvirker andre. I dette kapitlet forsøker vi på en enkel måte å beskrive hvilke tiltak og handlinger nettselskapene utfører for å ivare driftsoppgaven. Hensikten er å gi en lettfattelig oversikt over innholdet i begrepene nettdrift og driftskoordinering, og spesielt peke på forhold som krever koordinering med andre nettselskap, forbrukskunder og produsenter.

Vi starter gjennomgangen med nett som har relativt god kapasitet. Generelt sett har nett med god kapasitet ikke spesielt store utfordringer. Beskrivelsen fortsetter med nett hvor kapasitetsutfordringer er vanlig. Problemstillingene tilknyttet nettdrift øker med tiltagende knapphet på kapasitet, men er også mer omfattende i nett med produksjon enn nett hvor det utelukkende er forbruk. Tilsvarende øker kompleksiteten hvis nettselskapet også har andre nettselskap som kunder eller om det er direkte tilknyttet transmisjonsnettet. Det siste skyldes i hovedsak at driften i overliggende nett henger tett sammen med hva som skjer i underliggende nett.

Strømnettet har hovedsakelig tre egenskaper; frekvens (Hertz, Hz), spenning (Volt, V) og strøm (Ampere, A). Den nasjonalt systemansvarlige har ifølge fos ansvaret for at frekvensen til enhver tid er riktig (50 Hz), og sørger derfor for at det hele tiden er balanse mellom forbruk og produksjon.

I et sammenhengende kraftnett som det norske, er frekvensen den samme overalt. Spenning er en lokal egenskap, og det er vanligvis litt forskjellig spenning på ulike steder eller punkter i nettet innenfor samme spenningsnivå. Alle nettselskap må derfor sørge for at spenningen i hvert punkt til enhver tid er innenfor krav fastsatt i forskrift eller i avtale med nettkunden.

Om spenningen avviker for mye vil resultatet ofte bli unødvendig høye energitap i nettet og/eller skade på komponenter i nettet eller hos nettkunder. Nettselskapene har flere virkemidler for å holde spenningen på ønsket nivå. Vi skriver mer om spenningsregulering i kapittel 7.

Som spenning er strøm (strømstyrken) en lokal egenskap. Strømstyrken avhenger av hvilket forbruk kunden belaster nettet med. Effekt er produktet av spenning og strøm.

Faktaboks 1 Spenning, frekvens og strøm

3.1 Basisoppgaver for all nettdrift

For å beskrive nærmere hva drift av nett betyr i praksis, kan vi ta utgangspunkt i et lokalt distribusjonsnett med helt 'vanlige' kunder som husholdninger, hytter, gårdsbruk, og større bygg for industri, annet næringsliv, undervisning, helse og forvaltning, samt lokal kraftproduksjon. Hos de fleste mindre nettselskap handler drift først og fremst om å planlegge og koordinere utkoblinger og være leder for kobling. Tradisjonelt har lokale distribusjonsnett generelt god kapasitet. Da er det begrenset behov for løpende overvåkning av nettet eller behov for prognoser for forbruket. Den daglige driften består da i hovedsak i å sørge for at planlagte arbeider i nettet kan utføres trygt og sikkert, samt følge med på og eventuelt reagere på hendelser som ikke er planlagt.

Planlagte arbeider omfatter løpende vedlikehold og arbeid knyttet til utbygging av nettet. Planlegging og utførelse av vedlikeholdsarbeid samt fornyelse og utbygging av nettet er viktige oppgaver for nettselskapene. For at færrest mulig kunder skal miste strømmen som følge av slike arbeider, må nettselskapet gjerne endre sammenkoblingen av nettet – **koblingsbildet** – for eksempel ved å endre på bryterstillinger. Slike koblinger må planlegges for å unngå utilsiktede eller unødvendige virkninger for kundene, eventuelt også for andre nettselskap. Driftsoppgavene og driftskoordineringen knyttet til dette er dermed planlegging og gjennomføring av slike (ut-)koblinger, samt avklaringer mellom ulike aktører. Selve vedlikeholdsarbeidet er ikke en naturlig del av driftsoppgavene vi arbeider med i denne rapporten.

Arbeid som ikke er planlagt er som oftest knyttet til tekniske feil, menneskelige feil eller uvær. Feil skal jo helst unngås, men er i praksis uunngåelige. Det er to vesentlige driftsoppgaver i denne sammenheng: i) **oppdage** at noe har skjedd og lokalisere feilen, og ii) **gjenopprette** normaltilstanden i nettet.

- For å oppdage og lokalisere feilen har nettselskapene et driftskontrollsystem med en *driftssentral*. En driftssentral består i prinsippet av ulike datasystemer for informasjonshenting og styring av brytere og komponenter. Driftssentralen får overført måleverdier og signaler fra relevern og andre komponenter i kraftsystemet. Bildet på forsiden av denne rapporten er fra en gammel driftssentral. Driftssentralen kan være i et dedikert rom hvor operatørene har tilgang til en rekke ulike informasjonssystemer. Se Faktaboks 2 om de vanligste informasjonssystemene for nettselskap. Mange norske energiselskap har driftssentral for nett og produksjon i samme rom. En god del av de mindre energiselskapene har avtale med naboselskap om at sistnevnte overvåker nettet til førstnevnte utenfor normal arbeidstid, eller en hjemmевaktordning der operatørene har tilgang til driftssentralsystemene hjemmefra. Avhengig av nettselskapets anlegg og systemer stilles det også ulike sikkerhetskrav til driftssentraler. Vi går ikke nærmere inn på sikkerhetskrav til driftssentraler i denne rapporten.
- For å gjenopprette normaltilstanden etter en feil og et strøbrudd er det gjerne en kombinasjon av ulike innsatser som er nødvendig. På driftssentralen kan operatørene for eksempel koble om nettet slik at flest mulig får tilbake strømmen relativt raskt. Om det er nødvendig med arbeid ute i nettet, må montører reise ut, eventuelt lokalisere feilen mer presist og foreta nødvendige reparasjoner. Dette kan igjen betinge at operatørene på driftssentralen kobler ut linjer slik at de ikke lenger er strømførende.

Arbeidet på driftssentralen består blant annet i å følge med på om utilsiktede hendelser oppstår, reagere på eventuelle alarmer eller uønskede hendelser som for eksempel utfall, overbelastning og spenningskvalitetsutfordringer. Jo større grad av automatisering nettet er utstyrt med, jo mindre omfattende blir driftsoppgavene. Og jo større nettkapasiteten er i forhold til det løpende behovet, jo mindre er behovet for å følge med på belastningen på

komponenter. For å avgrense temaet for denne rapporten regner vi ikke reparasjonene ute i nettet som en del av driftskoordineringen.

3.2 Drift av nett med større utfordringer og koordineringsbehov

Dersom det er tilknyttet produksjon som mater inn på nettet, kan nettdriften være mer komplisert, ved at det blir mer å følge med på og mer å ta hensyn til, for eksempel tiltagende volum av småkraftverk. Det samme gjelder om (deler av) nettet har for lite kapasitet for å imøtekomme behovet på en tilfredsstillende måte. Dette er ganske vanlig når deler av nettet er koblet ut i forbindelse med vedlikehold. Oppgavene er i utgangspunktet prinsipielt de samme; legge til rette for planlagt vedlikehold og oppdage og respondere på feil, men i tillegg blir **kontroll med spenningen** en mer aktuell utfordring. Dessuten øker behovet for å **koordinere nettdriften** med andre aktører, både nettselskap, produsenter og store kunder. Nettdriften må da i økende grad være proaktiv – det holder ikke å være reaktiv.

Transmisjonsnett og regionale distribusjonsnett drives i hovedsak etter det som kalles et **N-1 prinsipp**. Det betyr at ingen kunder skal merke noe selv om en komponent faller ut. Om en linje faller ut på grunn av feil, vil kraftflyten på linjen fordeles over på andre linjer. Kostnaden ved å følge N-1-prinsippet er primært at det da må være ledig kapasitet på de linjene som eventuelt vil 'ta over' dersom en linje rammes av feil eller avbrudd. Hvis kapasitetsbehovet midlertidig blir større enn vanlig, for eksempel fordi flom eller mye nedbør medfører ekstra høy produksjon i et område, kan en mulighet være å gå vekk fra N-1 prinsippet så lenge behovet er uvanlig høyt. Da må driftssentralen **koble om nettet**, for eksempel til radiell drift hvor driftssikkerheten kan kalles N-0. Ulempen er at da kan konsekvensen av eventuelle feil bli større, avhengig av om nettkunder som berøres forbruker eller produserer elektrisitet.⁷ Når nettselskap legger om driften og forandrer bryterstillinger, endrer de det såkalte koblingsbildet, se kapittel 6. N-1-kriteriet gjelder først og fremst for forsyning, da det ikke er hensiktsmessig å dublere for eksempel en ledning til et kraftverk fordi utfall av kraftverket får små konsekvenser.

I nett med innmating og nett hvor det er vanlig med knapphet på kapasitet, er det derfor et større behov for at operatørene på driftssentralen forsøker å forutse strømflyten i nettet. På driftssentralen øker behovet for å **planlegge det kommende driftsdøgnet** og uken som kommer. Ventes det eksempelvis mye produksjon, må man for eksempel vurdere å gå over til radiell drift (N-0). Det kan kreve koordinering med tilknyttet nett, enten det er overliggende nett (som da gjerne er transmisjonsnett), nabolnett og underliggende nett som eventuelt må være forberedt på høyere risiko for strømbrudd. Kanskje må man være ekstra oppmerksom på spenningen i bestemte punkter eller områder, og vurdere konkrete tiltak for det – som å be produsenter endre innmatingen av reaktiv effekt. Begrepet reaktiv effekt er forklart nærmere i kapittel 7 og i Appendix 2 – Hva er reaktiv effekt?.

Behovet for **koordinering med tilknyttede nett** omfatter ikke bare de 'daglige' gjøremål som å vurdere om det er behov for spesielle tiltak neste døgn eller uke. Også planlegging av arbeider i nettet må koordineres. Med mangelfull koordinering av blant annet utkoblinger kan konsekvensene av feil bli dramatiske. Koordinering av driftsstanser er derfor en viktig del av nettdriften. Driftsstanskoordinering er tema for kapittel 8.

⁷ Mens konsekvensene av strømbrudd for bruk kan være betydelig, er det som oftest mindre dramatisk om kraftverk må stanse på grunn av feil i nettet. Er det snakk om vannkraft med magasin, vil det normalt være mulig å ta vare på vann i magasiner, mens er det snakk om vannkraft uten magasin eller om vindkraft, er det økonomiske tapet uansett ikke større enn kraftprisen multiplisert med tapt kraftproduksjon.

Et **nettinformasjonssystem (NIS)** inneholder statiske data om alle elektriske nettkomponenter og deres relasjon. Informasjonen ligger i en database og ut fra dette kan det tegnes enlinjeskjema. Dette brukes til å utføre lastflytanalyser og dimensjonere nett på forskjellige spenningsnivå.

I et **geografisk informasjonssystem (GIS)** vises flere av de samme komponentene som i NIS, men i en kartløsning. Her kan man se hvordan nettet faktisk ligger i kart og terreng med geografisk plassering og utstrekning. Dette brukes blant annet til arealplanlegging og vedlikehold, for eksempel av traséer og transformatorstasjoner.

Et **kundeinformasjonssystem (KIS)** inneholder, som navnet tilsier, informasjon om alle kundene til et nettselskap, og brukes til det meste av kundefølgende. KIS har måledata som kundene blir fakturert etter.

Informasjonssystemene NIS, GIS og KIS er utviklet hver for seg for å inneholde informasjon om og håndtere henholdsvis elektriske beregninger, byggetekniske analyser og nettkunder. De ulike systemene kan derfor ha data om den samme komponenten, noe som er uheldig når informasjonen ikke er identisk. Hvordan informasjonssystemene og nettmødelene de bruker er knyttet sammen kan variere betraktelig. Dette gjelder både for systemene internt i et nettselskap og systemene som utveksler informasjon mellom nettselskap.

I driftssammenheng er man avhengig av data fra de forskjellige informasjonssystemene kombinert med faktiske målinger og mulighet til å fjerntstyre enkelte komponenter. Dette er en del av det som inngår i et **driftskontrollsystem**. Den delen av driftskontrollsystemet operatører på driftssentralen bruker mest er en såkalt **SCADA**-løsning (Supervisory Control And Data Acquisition). Begrepet brukes om datasystemer for å overvåke og styre en industriell eller teknisk prosess. SCADA gir oversikt over større eller mindre deler av nettet (ofte de delene av nettet som er fjerntstyrt). SCADA har et brukergrensesnitt der nettkonfigurasjon med alt av tilgjengelige målerdata og innstillinger på brytere og andre relevante komponenter blir presentert. Systemet henter inn informasjon om nettet i sanntid, og kan fortelle operatørene om spenning, strøm, effektlyt, bryterstillinger og andre innstillinger på komponentene der målerne er plassert. Det er gjennom SCADA at operatørene på en driftssentral overvåker nettet og kan blant annet fjerntstyre brytere, trinne transformatorer og koble kondensatorbatterier.

Noen SCADA-systemer betegnes som SCADA/EMS. EMS står for Energy Management System og lager en matematisk modell av kraftsystemet. Dette gjør at systemet kan erstatte feilaktige måleverdier, angi konsekvenser av utfall og utkoblinger, og gi operatørene forslag på tiltak, for eksempel i spenningsregulering.

Mye av årsaken til at driftskontrollsystemet holdes separat fra de andre systemene er strenge sikkerhetskrav. Sikkerhetskravene i kraftsektoren tilsier at driftssentral og øvrig driftskontrollsystem skal være i en helt sikker og lukket sone ut fra klassifisering⁸. Systemet skal være isolert og uten mulighet for tilkobling via vanlig internett.

Tilgang på ny informasjon og bedre bruk av den eksisterende har gitt nettselskapene et godt grunnlag for operativ drift og planleggingen av denne. Flere har sammenstilt alle data og prosesser som er relevante for driften i et driftsstøtteverktøy som kalles **Distribution Management System (DMS)**. DMS henter data fra alle de ulike informasjonssystemene som kombineres med sanntidsdata (bryterstillinger og målinger) fra SCADA-systemet. Noen systemer kan også innhente produksjonsplaner. Dette samles i en detaljert elektronisk nettmødel, som gir en oversikt over hele nettet helt ned til kunden. Nettmødelen i DMS er dermed den mest oppdaterte, og viser hvordan situasjonen i nettet faktisk er med tanke på topologi og belastning. Denne kan brukes til analyser og til prognosering. DMS kan få inn data fra AMS gjennom en egen infrastruktur slik at man i tillegg kan ha målinger på sluttbrukernivå tilgjengelig ved behov. Gjennom DMS kan man også enkelt varsle både nettkunder, entreprenører og montører om arbeid eller feil i nettet. En økende tilgang på data gjør at nettselskapenes DMS er i stadig utvikling.

Fosweb er en webportal med statiske data om nettanlegg, og en plattform for kommunikasjon mellom Statnett og konsesjonærer. Systemet brukes til å rapportere kraftsystemdata, feil/driftsforstyrrelser og driftsstanser.

⁸ Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen, FOR-2012-12-07-1157, Kapittel 5

Faktaboks 2 Informasjons- og driftskontrollsystemer for nettdrift

3.3 Informasjon- og driftskontrollsystemer

Alle nettselskap har forskjellige informasjonssystemer for å imøtekomme ulike behov. I disse ligger det strukturelle (statiske) data om nettets fysiske komponenter og informasjon om nettkunder. Dette kan være både elektriske, geografiske og bygningstekniske data, i tillegg til informasjon om produksjon eller forbruk. Noen av systemene baserer seg på nettmodeller. En nettmodell er en digital representasjon av nettet som viser hvordan komponentene og kundene er koblet sammen. Nettmodeller har et grafisk brukergrensesnitt der hele eller deler av nettet kan presenteres og man kan utføre forskjellige typer analyser. Systemene ble tradisjonelt sett bygget opp hver for seg fordi de i utgangspunktet hadde hvert sitt distinkte virkeområde. De viktigste er beskrevet i Faktaboks 2 på forrige side.

Ettersom Statnett og andre TSOer har et større ansvarsområde enn andre nettselskap, har de også noen flere behov for informasjonssystemer og verktøy for disse oppgavene. Se Faktaboks 3 for en beskrivelse av de tre viktigste i vår sammenheng.

Fifty er Statnetts markedssystem. De viktigste funksjonene er at det inneholder alle produksjonsplaner og øvrige systemdata innsendt fra produsentene per kvarter, og alle regulerkraftbud som blir brukt til balansering og flaskehalshåndtering. Aktivering av bud og ubalansepriser blir registrert og benyttes i avregning, og alle reservemarkeder håndteres i systemet. Fifty er eid av Statnett og Svenska kraftnät. Systemet er under kontinuerlig utvikling, og bruksområdet blir utvidet etter hvert. Blant annet implementeres de nærmeste årene endringer i forbindelse med NBM og nordiske reservemarkeder.

NBM (Nordic Balancing model) er de nordiske TSOenes samarbeid om et nytt balanseringskonsept som skal implementeres stegvis de neste årene frem mot 2025. En viktig brikke er å gå over fra å aktivere manuelle reserver for å holde frekvensen i Norden innenfor tillatt område, til at hvert land er ansvarlig for å planlegge sin egen balanse. Et av skrittene på veien er å gå over fra 60 til 15 minutters avregningsperiode. Endringene krever en stor grad av automatisering, blant annet automatisk flaskehalshåndtering. Utviklingen er også nødvendig for at Norden etter hvert skal bli en del av de europeiske balanseringsplattformene MARI og PICASSO.

MARI, Europeisk balanseringsplattform for manuelle reserver (mFRR) er en europeisk balanseringsplattform som skal optimalisere budaktiveringen innenfor de land som deltar. Dette vil foregå slik at alle TSOer mottar bud fra aktører innenfor sitt område, samtidig som de prognostiserer sitt eget reguleringsbehov. Både bud og reguleringsbehov blir sendt videre til plattformen, som finner en økonomisk optimal måte å dekke reguleringsbehovet innenfor det samlede området. TSOene får deretter tilbakemelding om hvilke bud som skal aktiveres og bestiller aktivering hos aktørene. Prosessen gjentas hvert 15. minutt. Flaskehals mellom budområder blir tatt hensyn til i optimaliseringen, men interne flaskehals må håndteres utenom MARI. Se kapittel 9 for mer detaljert informasjon om bruken av MARI.

Faktaboks 3 Sentrale verktøy for Statnett og andre TSOer

4 REGULERING AV NETTDRIFT I NORGE

Sammenlignet med andre bransjer er nettvirksomhet grundig og detaljert regulert. Nett er samfunnskritisk infrastruktur med stort skadepotensial om sikkerhetskrav ikke ivaretas, og medfører ofte vesentlige inngrep i naturen. Nettvirksomheten i Norge er organisert som monopolvirksomhet. For å sikre effektiv ressursbruk og at kunders rettigheter og behov ivaretas på en best mulig måte er nettselskapene underlagt en omfattende regulering som omfatter prosesser, roller, ansvar, inntekter og samhandling i kraftsystemet. I dette kapitlet gir vi en kort oversikt over aktuell regulering som handler om hvordan nettdriften er organisert og gjennomføres.

4.1 Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos)

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet har to formål. Det ene er å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Det andre er å sikre at systemansvaret utøves på en rasjonell måte.

Utgangspunktet for systemansvaret er gitt i energiloven § 6-1. Her står det at

Departementet tildeler myndigheten til å utøve systemansvaret på nærmere fastsatte vilkår. Den systemansvarlige skal sørge for at det til enhver tid er momentan balanse mellom den samlede produksjon og den samlede bruk av kraft hensett til kraftutvekslingen med tilknyttede utenlandske systemer.

Enhver som helt eller delvis eier eller driver nett, produksjon eller organisert markeds plass etter § 4-5, samt omsettere og sluttbrukere plikter å rette seg etter den systemansvarliges instruksjoner under systemansvaret, samt følge bestemmelser om systemansvaret fastsatt i eller i medhold av denne lov.

Bestemmelsen i energiloven gir den nasjonalt systemansvarlige vide fullmakter for å sikre momentan balanse mellom forbruk og produksjon. Forskrift om systemansvaret bidrar til å presisere og avgrense disse fullmaktene.

Systemansvaret er i tillegg avgrenset av ansvarsforhold i kraftforsyningen for øvrig. Områdekonsesjonærene har konsesjon for nettvirksomhet (bygging, eierskap og drift) opp til og med 22 kV innenfor et geografisk bestemt område⁸. Områdekonsesjonærer har også ansvaret for leveringskvaliteten i respektive konsesjonsområder. For nettanlegg som ikke kan bygges og drives via områdekonsesjon må eieren ha anleggskonsesjon. Anleggskonsesjonærer har ansvar for teknisk sikker drift av det enkelte anlegg (på samme måte som områdekonsesjonærer).

Forskriften gir den nasjonalt systemansvarlige en rekke plikter og rettigheter. Blant annet har Statnett i rollen som systemansvarlig offentligrettslig vedtakskompetanse med myndighet til å gi pålegg som øvrige aktører plikter å følge. De øvrige konsesjonærene er i forskriften gitt en rekke plikter som er nødvendige for at nasjonalt systemansvarlig kan utøve sitt ansvar for den overordnede driftskoordineringen på en rasjonell måte, som for eksempel utarbeidelse og oversendelse av planer og annen nødvendig informasjon.

Forskrift om systemansvaret regulerer i liten grad anleggskonsesjonærenes plikter og rettigheter, utover de plikter som er nødvendige for at den systemansvarlige skal kunne utføre sine oppgaver på en rasjonell måte. Øvrige plikter og rettigheter for anleggskonsesjonærer og områdekonsesjonærer er regulert i andre forskrifter, spesielt forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (fol)⁹.

⁸ Unntaksvis kan områdekonsesjon gjelde helt opp til 132 kV.

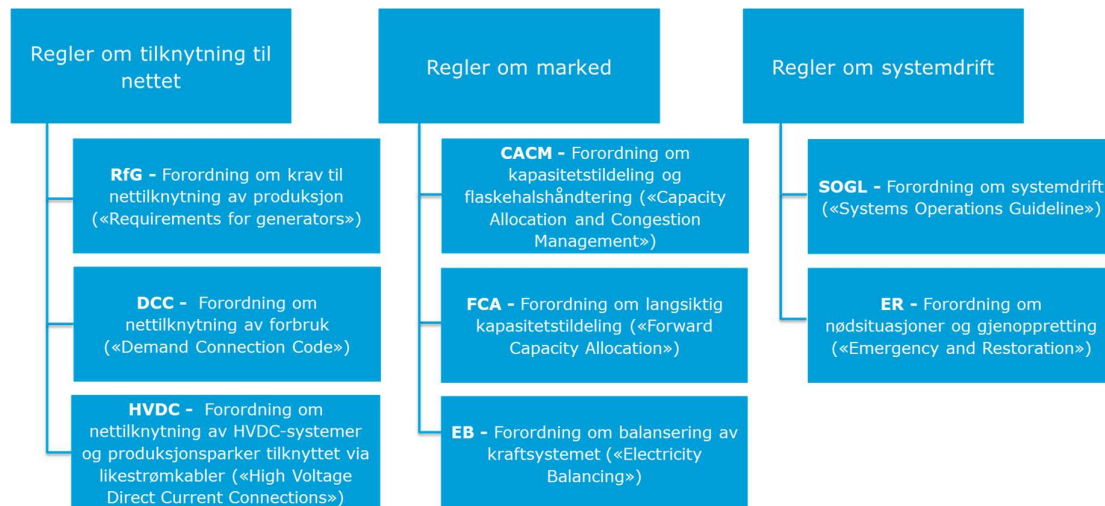
⁹ Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet - FOR-2004-11-30-1557.

Systemansvarsforskriften sikrer den nasjonalt systemansvarliges rett til å innhente informasjon som er nødvendig for å sikre driften. Den sier imidlertid ikke noe om grunnlaget for andre nettselskap å kreve informasjon fra andre konsesjonærer eller fra nettkunder forøvrig. De må i dag løse sitt informasjonsbehov gjennom avtaler og betingelser for tilknytning til og bruk av nettet med den enkelte kunde, innenfor rammene gitt i energiloven og tilhørende forskrifter.

4.2 Europeiske nettkoder

For EU har ambisjonene for regulering av kraftsektoren økt betydelig det siste tiåret. EUs regulering skjer i stor grad gjennom direktiver, forordninger og såkalte nettkoder¹⁰. Disse kommer ofte i såkalte 'pakker'. EU har nettopp vedtatt sin fjerde pakke¹¹, mens den tredje pakken ble vedtatt i 2011. Kommissjonsforordningene vedtatt som en del av den tredje pakken blir ofte omtalt som nettkoder eller bindende retningslinjer.

Flere slike nettkoder kan bli tatt inn i som en del av det norske regelverket i løpet av den nærmeste tiden. Formålet med regelverket er å sikre harmonisering av tekniske løsninger og likere betingelser for aktørene, og i stigende grad også sikre effektiv avkarbonisering av energibruken i Europa. Nettkoder og bindende retningslinjer vedtas som forordninger. Det vil si at dersom de er EØS-relevante, skal de tas inn i EØS-avtalen og gjennomføres i norsk rett som sådan (altså uten endringer). I praksis kan dette gjøres ved at retningslinjene oversettes til norsk og inngår som separate forskrifter under energiloven.



Figur 4-1 Europeiske regler om kraftsektoren

Forordningene dekker områder som i dag berører flere norske forskrifter under energiloven, men særlig vil forhold som i dag er behandlet under fos bli berørt av nettkodene.

¹⁰ Direktiver fastsetter mål som alle EU-land må oppnå, men overlater til den enkelte medlemsstat å utforme sine egne lover for å nå de aktuelle målene. Forordninger (også kalt reguleringer; de kalles Regulation på engelsk) er bindende og må gjennomføres i sin helhet i alle medlemsstater.

¹¹ Ofte kalt Vinterpakken, ren energipakken eller Clean Energy Package.

4.3 Om sammenhengen mellom nettkoder og fos

Forordningene omhandler primært forhold som må løses gjennom koordinering og samarbeid mellom TSOene i Europa. Tidligere har disse forholdene i stor grad vært regulert gjennom avtaler mellom TSOer. De fleste nettkodene og retningslinjene har imidlertid berøringspunkter til fos.

Forordning om nødsituasjoner og gjenoppretting berører blant annet forhold i fos som systemvern, tvangsmessig utkobling av forbruk og gjenopprettingsplaner. Forordning om systemdrift berører revisjonsplanlegging, spenningsregulering, regulerstyrke, effektreserve og utveksling av informasjon relevant for driften. Forordning om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering berører bestemmelser i fos om flaskehals, budområder og fastsettelse av handelskapasitet, mens forordningen om balansering av kraftsystemet blant annet berører bestemmelsen i fos om regulerkraftmarked.

Nettkodene og retningslinjene vil gi DSOer flere oppgaver og rettigheter som i dag ikke er beskrevet i norske forskrifter, blant annet knyttet til informasjonsutveksling, tilknytning til nett og håndtering av spenning. Dette er forhold som er sentrale for organisering av driftskoordineringen, og som dermed har vært relevant for denne gruppens arbeid.

Om rettigheter gitt til aktørene i forordninger

Norsk kraftmarkedsregulering og EU-lovgivningen bygger på litt forskjellig reguleringsfilosofi. EU-reglene bygger på en antagelse om at tjenester som TSOer og DSOer ønsker fra aktørene normalt vil være forankret i avtaler. Reglene er likevel ikke til hinder for at TSOene tildeles offentlig myndighet for å ivareta et nasjonalt systemansvar, som i Norge. For flere av Statnetts rettigheter som nasjonalt systemansvarlig vil hjemmelsgrunnlaget for å kunne gi slike instruksjoner være i form av offentlig myndighet og vedtakskompetanse i medhold av systemansvarsforskriften.

For eventuelt øvrige forhold og for nettselskap uten offentlig myndighet vil rettigheter til å gi instruksjoner som andre aktører må rette seg etter som hovedregel bygge på avtaler med aktørene. Slik er det i dag, og EUs forordninger endrer ikke på dette – de gir ikke DSOer offentlig myndighet og vedtakskompetanse. Hvis en forordning gir DSOene rett til å utføre oppgaver og inngå avtaler på områder som tidligere var Statnetts eneansvar etter fos, får det dermed betydning for DSOenes virksomhet. En rett til å inngå avtale på et område kan derfor i seg selv være viktig i en sektor som er så gjennomregulert som kraftsektoren.

Retten til å inngå avtale innebærer at nettselskapenes vilkår for å kunne kreve for eksempel spenningsregulering fortsatt vil måtte reguleres i en avtale mellom nettselskap og den enkelte aktør. Avtalen må nødvendigvis være hensiktsmessig for nettselskapet, og må kunne reforhandles ved behov. Ifølge NEM (Forskrift om netregulering og energimarkedet) § 4-13 kan uenighet om vilkår for tilknytning til og bruk av nettet bringes inn til RME, som da skal fatte vedtak i saken innen to måneder etter at klagen kom fram.

Det vil derfor bli behov for å gjennomgå de avtaler som blir benyttet i kraftbransjen, for eksempel tilknytningsavtaler for produksjonsenheter, for å formalisere de rettigheter som gis til nettselskapene i forordningene.

Ifølge SOGL artikkel 6 (4) bokstav b) skal RME behandle forslag om omfanget av datautveksling med DSOer og betydelige nettbbrukere i samsvar med artikkel 40 nr. 5. Forslaget skal utarbeides av TSO i samarbeid med DSOer og signifikante nettbbrukere, og skal omfatte både plandata, strukturelle data og realtidsdata. I en slik prosess, som ventelig vil starte etter at forordningen formelt blir implementert i Norge, vil det være behov for å beskrive behovet for informasjonen, samt systemer og rutiner som sikrer utvekslingen.

5 VISJON

Ekspertgruppen har tatt utgangspunkt i noen enkle observasjoner vedrørende nettdriften og formulert en visjon for arbeidet med utgangspunkt i dette. Vi mener dette også bør bli myndighetenes og selskapenes visjon for sitt arbeid med organisering av driftskoordinering i årene som kommer.

Omstilling i energibransjen fører til mer presset kapasitet i nettet

Drevet frem av klimapolitikk, digitalisering, store endringer i forbruksmønsteret, kundenes forventninger, teknologisk utvikling knyttet til så vel kraftproduksjon som energibruk og energilagring, samt fallende kostnader for distribuert kraftproduksjon, står kraftbransjen foran en betydelig omstilling med sterk konkurranse. Selv om nesten all energibruk skal elektrifiseres, kan vi ikke ta det for gitt at kundene vil beholde sin nettilknytning. Dette krever nyteknisk på alle områder – også når det gjelder planlegging og drift av kraftnettet. Selv om endringene i kraftproduksjon og -bruk skjerper kravene til nettet, dets egenskaper og den løpende driften, kan ikke kraftbransjen møte enhver utfordring med økt kapasitet. Kundene har større forventninger til kraftbransjen – og de har alternativer.

Kompleksiteten i kraftsystemet øker hurtig

Kompleksiteten i systemdriften øker. På alle nettnivå opplever økende variasjon i effektflyten, tiltagende problemer med spenningsvariasjoner og effektflyt motsatt 'normal' retning fordi det blir økende andel småskala lokal kraftproduksjon, mens knapphet på kapasitet i nettet blir vanligere. Samtidig som det bygges mye og derfor ofte er behov for utkoblinger i nettet, har det blitt atskillig mer å holde styr på ved fastsettelse av koblingsbilder. Håndtering av reaktiv effektflyt med implikasjoner for spenningskvalitet og nettap blir viktigere enn før. Dette øker også HMS-utfordringene i kraftsystemet.

Kraftsystemets sårbarhet og kundenes kvalitetskrav må respekteres

Kraftsystemet er et komplekst og sensitivt system som står overfor klare kvalitetskrav og svært liten toleranse for feil. Nettopp derfor krever dette en god organisering med hensiktsmessig fordeling av oppgaver og myndighet.

For å være forberedt på ekstraordinære situasjoner må gode analyser og beredskapsplaner ligge til grunn. Driftskoordinering og beredskapsplanlegging henger tett sammen. Er organiseringen god i normaldrift er det større sjanse for at den er god i beredskapssituasjoner. God beredskap krever bred og spisset kompetanse i alle ledd – ikke bare sentralt.

Ansvar for effektbalanse og frekvenskvalitet ligger fast

Statnetts rolle som systemoperatør for transmisjonsnettet og ansvarlig for frekvenssamarbeidet med utlandet er ikke gjenstand for diskusjon. DSOene må sikre at Statnett til enhver tid har relevant informasjon for å ivareta sine oppgaver som landets TSO.

DSOene bør bruke sin lokalkunnskap direkte inn i nettdriften

Lokale DSOer har nødvendigvis bedre og mer detaljert innsikt i muligheter og lokale konsekvenser når situasjoner oppstår i nettet. Dette henger sammen med at det er adskillig flere komponenter å følge opp i lokalt- og regionalt distribusjonsnett sammenlignet med transmisjonsnettet. Ikke minst når det er feil eller behov for revisjoner og utkobling av linjer er lokalkunnskap helt essensielt. DSOene har derfor også en sterk egeninteresse av en så effektiv drift som mulig i eget nett.

Prosesser og systemer bør harmoniseres

Høy kvalitet på nettdriften forutsetter blant annet gjennomtenkte prosesser og tilgang til tilstrekkelig og relevant informasjon, både fra eget nettområde og fra tilgrensende nettområder. Oppgavene krever utvikling og effektivisering av informasjons- og driftssystemer.

Arbeidsprosessene i det enkelte nettselskap må tilpasses rutinene i tilgrensende nettområder for å sikre god koordinering. Gjennom gode prosesser for koordinert planlegging må hvert enkelt nettselskap sørge for at man er best mulig forberedt på driftsøyeblikket. Systemer og prosesser bør dermed harmoniseres, både ulike systemer innad i det enkelte nettselskap, men også systemer for informasjonsdeling på tvers av selskapsgrenser.

I tråd med dette trenger vi solide kompetansemiljø på nettdrift og driftskoordinering

Kvalitetskravene til systemdrift medfører store krav til relevant kompetanse og ferdigheter. De aktuelle driftsmiljøene må ha tilstrekkelig infrastruktur, ressurser, erfaring og kompetanse som setter dem i stand til å håndtere et slikt særlig ansvar. De aktuelle arbeidsoppgavene for driftssentralen må kunne ivaretas med de kvalitets- og sikkerhetskrav som med rimelighet kan kreves.

Dette leder til en visjon som er enkel å formulere men blir utfordrende å realisere:

Alle nettselskap må i dialog med tilknyttede nettselskap og nettkunder ta ansvar for driften av eget nett.

Vi mener ganske enkelt at utgangspunktet må være at alle netteiere må ta ansvar for alle driftsoppgavene antydnet i kapittel 3 og grundigere beskrevet utover i denne rapporten. På samme måte som alle nettselskap har ansvar for å planlegge hvordan nettet skal utvikles for å imøtekomme etterspørsel etter nettilknytning og -kapasitet i eget nett, må alle nettselskap være seg bevisst ansvaret de har for den løpende driften av eget nett. I effektiv og godt koordinert nettdrift ligger det også verdifulle muligheter for mer effektive investeringer.

Dette innebærer at alle utfordringer i driften i utgangspunktet må håndteres lokalt og i dialog med tilknyttede nettselskap og nettkunder. Hensynet til effektivitet tilsier at ansvar for drift følger ansvar for planlegging av kraftsystemet. I stedet for å gjøre oss avhengig av ett selskap som skal ta ansvar for all systemdrift, mener vi det er riktig å fordele både drift og planlegging på flere miljøer.

Foruten denne visjonen har vi lagt fire viktige premisser til grunn for vårt arbeid. Disse kan forstås som begrensninger eller ytre rammer for visjonen:

1. Alle nettselskap har minst én tilknytning til et annet nettselskap. I og nær tilknytningspunktene har begge (alle) berørte selskap gjensidig behov for informasjon om tilstand, prognoser og planer for hverandres nett og nettanlegg. At hvert nettselskap må ta ansvar for driften av eget nett betyr ikke at en kan gjøre hva en vil uten å informere andre. Tvert imot fører en slik fordeling av ansvar til at man for alle tilknytningspunkter må avklare rutiner og omfang for informasjonsutveksling. Sammen med ansvaret for drift følger det dermed også et ansvar for konsultasjon og informasjonsutveksling, og for løpende koordinering.
2. Virkemidlene for nettselskapene skal være markedsbaserte eller avtalebaserte. Vi ser ikke for oss at nettselskap skal ha myndighetsoppgaver i forbindelse med driftskoordinering. På samme måte som nettselskap må betale for nettkomponenter de ønsker å installere, må de som hovedregel betale dersom nettkundene skal bidra med fleksibilitet eller systemstøtte.
3. Nettselskap med ambisjoner om å fylle en rolle som beskrevet ovenfor og ellers i denne rapporten må forventes å oppfylle særlige krav til organisering og nøytralitet. Kravet til

nøytralitet henger sammen med at nettselskapene typisk vil ha behov for informasjon om blant annet produksjonsplaner. Utenforstående produsenter må kunne stole på at informasjon de gir til et nettselskap ikke går videre til konkurrerende produsenter, heller ikke en som eventuelt er organisert i samme konsern som nettselskapet. Krav til nøytralitet beskrives nærmere i kapittel 13.

4. Kundeperspektivet bør være sentralt i visjonen for ethvert nettselskap og for reguleringsmyndighetenes visjon for sin regulering av nettvirksomheten. Hensynet til nettkundene bør ligge til grunn for alt nettselskap foretar seg. Hensikten med nettdriften er nettopp å ivareta kundenes interesser. Aktiv nettdrift fordrer derfor dialog med kundene, og kanskje spesielt kunder med kraftproduksjon.

6 KOBLINGSBILDE

I kraftsystemet er det bryteranlegg tilknyttet alle nett-, transformator- og produksjonsanlegg som gjør det mulig å drifte den operative nettstrukturen på ulike måter. Summen av status på alle brytere innenfor og mellom nettnivå gir det som kalles aktuelt koblingsbilde. Ulike koblingsbilder med oppdelinger mellom ulike nettområder og nettnivå kan være aktuelle for å sørge for en sikker og effektiv effektflyt og drift av kraftsystemet til enhver tid. Det kan oppstå ulike situasjoner som er planlagt eller som må løses spontant.

Nettselskapet kan for eksempel ha spesielle koblingsbilder som er aktuelle dersom det oppstår feil i nettet (eller i produksjonsenheter), når det skal foretas arbeider i nettet og deler av nettet må kobles ut, eller når produksjon eller forbruk er så vidt forskjellig fra det normale at det er ønskelig å koble nettet annerledes.

Hensikten med å utarbeide koblingsbilder før behovet oppstår, er å gi tid og anledning til å tenke gjennom og analysere alle virkninger av det konkrete koblingsbildet. Koblingsbildet som brukes av ett selskap kan ha stor betydning for andre nettselskap, og det er dermed flere interesser involvert når man endrer bryterstillinger.

I praksis er det nok flere nettselskap som ikke har alternative koblingsbilder, eller som svært sjeldent skifter koblingsbilde. Fastsettelse og bruk av alternative koblingsbilder er særlig aktuelt i transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett, hvor nettet som hovedregel er masket¹². I lokalt distribusjonsnett brukes ofte ord som driftskobling eller driftsbilde for å beskrive hva som er normale eller aktuelle bryterstillinger.

6.1 Hvordan håndteres dette i dag?

Tidshorizonten for fastsettelse og bruk av koblingsbilde kan deles inn i langtidsplanlegging, kortidsplanlegging og drift. Innenfor langtidsplanlegging inngår det at netteier fastsetter forhåndsdefinerte koblingsbilder for relevante scenarioer (eksempelvis sesongbetingede koblingsbilder, gjenopprettingsplaner, driftsstans for planlagt arbeid samt delingsplaner for jordfeilhåndtering). Plan for endring av koblingsbilder på grunn av driftsstans går også under langtidsplanlegging, eventuelt korttidsplanlegging. I driftsfasen kan det også oppstå behov for å endre koblingsbilde.

I de fleste tilfeller endres koblingsbildene sjeldent utenom planlagte utkoblinger, og operatørene har ikke alltid et bevisst forhold til alternativer. I mange nett er det dessuten få alternative koblingsbilder. Dette kan være på grunn av at nettet er spolejordet hvor lokasjonen til spolene setter begrensninger for hvordan nettet kan deles (se kapittel 10), eller det kan for eksempel være stort industriforbruk som setter begrensninger. Da må en i praksis finne andre verktøy for å håndtere flaskehals eller uvanlige driftssituasjoner.

Dersom koblingen ikke påvirker andre konsesjonærer kan DSOen gjennomføre den uten å varsle tilknyttede nettselskap. Ved endring i koblingsbilde som kan påvirke andre deler av nettet, for eksempel på grensen mellom netteiere (mot transmisjonsnettet eller mellom distribusjonsnett), fastsettes koblingsbildet gjennom dialog for å komme fram til den beste løsningen. Ofte er det Statnetts sentraler som kan ha et forslag som justeres etter innspill fra DSO med bakgrunn i lokalkunnskap. Ved uenighet mellom aktører kan den nasjonalt systemansvarlige bestemme.

¹² Masket nett betyr at nettet har flere sammenkoblinger, slik at kraftflyten fordeler seg over flere linjer. Radielt nett eller radiell drift er på sett og vis det motsatte, der kraftflyten bare kan følge en rute.

Netteiers planer for endring av koblingsbilde som kan påvirke driften av regionalt distribusjonsnett og transmisjonsnett skal meldes inn til nasjonalt systemansvarlig, som må vedta og informere berørte konsesjonærer om koblingen kan foretas eller ikke.

Behov for endringer i koblingsbilder er ofte knyttet til behov for driftsstans, se kapittel 8 om driftstanskoordinering.

Endring av koblingsbilde er også aktuelt for å unngå spesialregulering eller sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet, for eksempel i forbindelse med flaskehalshåndtering (se kapittel 9). Ved høy produksjon og masket drift kan en bestemt feil gi kritisk overlast eller kaskaderende utfall (hvor et utfall utløser et nytt, som utløser et nytt, og så videre). Dette gjelder også forhold i transmisjonsnettet som kan medføre transitt i regionalt distribusjonsnett. Slike situasjoner håndteres i dag ved pålegg fra Statnett om deling av nettet fra masket til radiell drift.

Endring av koblingsbilde kan i noen tilfeller være en stor jobb med mange brytere som må kobles og mange driftssentraler som involveres. Dette kan ta flere timer og er forbundet med risiko for at det blir begått feil eller at brytere som blir koblet mye får en teknisk svikt eller redusert levetid. I slike kompliserte tilfeller er det ikke hensiktsmessig å endre koblingsbilde daglig. I andre tilfeller er det ukomplisert, og kan gjøres flere ganger i døgnet. Aktøren som har initiert endringen er ansvarlig for å overvåke når normalt koblingsbilde kan gjenopprettes.

Når det fastsettes koblingsbilder, skal dette baseres på samfunnsøkonomiske vurderinger. Det betyr at en økning i KILE-risiko for et nettselskap kan være akseptabelt dersom det reduserer behovet for aktivering av bud. Særlig dersom aktivering av bud medfører vanntap eller stopp av vindkraft, vil det ofte være samfunnsøkonomisk rasjonelt å finne et koblingsbilde som unngår dette selv om KILE-risikoen øker.

§ 16 i fos gir den nasjonalt systemansvarlige et hovedansvar for å fastsette koblingsbilder i transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett: *Systemansvarlig kan vedta de til enhver tid driftsbetingede bryterstillinger i regional- og sentralnettet (koblingsbilde)). Som grunnlag for slike vedtak skal systemansvarlig så langt det er hensiktsmessig benytte forhåndsdefinerte koblingsbilder.*

Når det gjelder lokalt distribusjonsnett pålegges fol § 2-4 *så langt som mulig [å] utføre koblinger i egne nettanlegg for å begrense omfanget av de forholdene som omfattes av § 2-1, § 2-2 og § 2-3 [planlagte og ikke-planlagte avbrudd].*

Utfordringer i dag

En generell utfordring ved fastsettelse av koblingsbilder er at koblinger som oppfattes som gunstige fra én netteiers perspektiv, for eksempel TSO, kan være ugunstige for en annen netteier. En endring i koblingsbilde som totalt sett er mest samfunnsmessig rasjonell, for eksempel ved at TSOen unngår spesialreguleringskostnader, kan skape utfordringer for enkelte netteiere dersom de i slike tilfeller påføres høyere KILE-risiko.

En mer spesifikk utfordring er at mens nasjonalt systemansvarlig har en tydelig forpliktelse til å prioritere samfunnsøkonomisk lønnsomhet, uansett hvilke incitament den spesifikke reguleringen av selskapet gir, er dette mindre klart for andre nettselskap. Mens selskapene har incentiver vedrørende leveranser til sluttforbrukere, har de ikke økonomiske incitament til å legge vekt på produsenters mulighet til å maksimere verdien av sin produksjon.

I noen tilfeller oppleves dialogen i forbindelse med endring av koblingsbilde som mangelfull. Det kan være at dokumentasjon og vurdering av alternativer eller konsekvenser er knapp, eller at begrunnelsen ikke fremgår. Siden endringer av koblingsbilde påvirker risiko for KILE-kostnader kan dette ha stor betydning for aktørene som berøres.

Tilsynelatende har en del aktører også et lite bevisst forhold til nytten av å tilpasse koblingsbildet til de løpende utfordringene i kraftsystemet.

6.2 Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?

Incentivproblemene påpekt over viser et behov for bedre plassering av de økonomiske konsekvensene ved alternative koblingsbilder. Det er også ønskelig at selskapene er mer bevisst på at bytte mellom ulike koblingsbilder kan være fordelaktig når produksjon og forbruk og dermed situasjonen i nettet endrer seg. Informasjonsutvekslingen i forbindelse med endring av koblingsbilde har også et forbedringspotensial.

Vi mener derfor at dagens praksis må formaliseres tydeligere og at den enkelte netteiers ansvar for fastsettelse av egne koblingsbilder må presiseres. Dette vil langt på vei innebære at nettselskapene kan fortsette med mye av dagens praksis.

Videre bør det jobbes for å ha fastsatt mest mulig forhåndsdefinerte koblingsbilder for både normaldrift, feilsituasjoner og eventuelle 'vanlige' unntakssituasjoner (for eksempel flomperioder). Disse må bestemmes gjennom DSOenes egne risikoanalyser. Det mest hensiktsmessige antallet predefinerte koblingsbilder vil variere blant nettselskapene, men det må være DSOenes ansvar at de dekker de fleste aktuelle situasjoner.

Det er vanskelig å utforme incentiver for alle parter som i seg selv fører til at det beste koblingsbildet benyttes. For å sikre at den beste løsningen samlet sett bestemmes og gjennomføres er det derfor viktig at nettselskapene lager analyser av ulike koblingsbilder og gjennom dialog og informasjonsutveksling med andre nettselskap kommer frem til de beste koblingsbildene.

Produsenter har også behov for innsikt i prosessen med å etablere koblingsbilder, i hvert fall hva gjelder koblingsbilder som berører deres mulighet til å produsere mest mulig når markedsprisene er høyest.

I løpende drift krever dette at alle berørte konsesjonærer har relevant informasjon om hverandres koblingsbilder, i hvilke situasjoner ulike koblingsbilder er aktuelle og hvilke koblinger som gjelder til enhver tid. For koblinger i regionalt distribusjonsnett er det spesielt viktig med god informasjonsutveksling med TSO og mellom berørte DSOer.

Vi foreslår derfor som hovedregel at hver netteier skal ta initiativ til å fastsette koblingsbilder for sitt nett, koordinere disse med tilknyttede nett og eventuelt TSO. Videre må netteier sørge for at alle nettselskap som har behov for det skal ha kjennskap til hvilket koblingsbilde som til enhver tid gjelder. Hvis forhåndsdefinerte koblingsbilder må endres, må aktørene informere hverandre. I egenskap av nasjonalt systemansvarlig myndighet må Statnett fremdeles ha anledning til å vedta et koblingsbilde hvis det er uenighet eller tidskritisk.

6.3 Konkrete forslag

Oppsummert vil ekspertgruppen peke på følgende når det gjelder koblingsbilde:

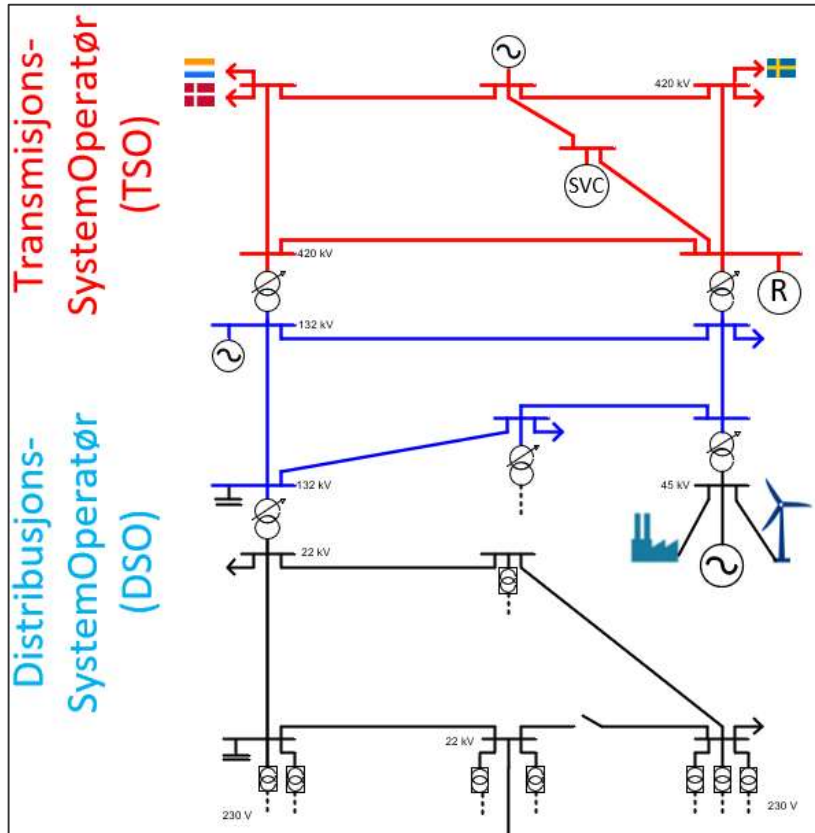
- Dagens beste praksis kan fortsette, men den må formaliseres tydeligere.
- Alle nettselskap må ta ansvar for å fastsette forhåndsdefinerte koblingsbilder for de fleste aktuelle situasjoner i sitt nett. Dette må gjøres med analyser og koordinering med andre berørte nettselskap for å sikre den beste løsningen for systemet som helhet.

- Alle berørte konsesjonærer må dele relevant informasjon om deres koblingsbilder med hverandre. Hvilke alternativer som har vært vurdert og begrunnelse for valgt løsning er en del av den nødvendige informasjonsutvekslingen.
- Selv om det er vanskelig, er det nødvendig å vurdere hvordan fordelingen av økonomisk risiko for KILE-kostnader kan forbedres.

Se også kapittel 15 om håndtering av risiko for KILE-kostnader.

7 SPENNINGREGULERING

Spenningen i kraftsystemet varierer ut fra formål og bruk. I en boliginstallasjon er spenningen 230 V, i lokalt distribusjonsnett (fordelingsnettet) fram til masttransformatorer eller transformatorkiosker 22.000 V (22 kV), i regionalt distribusjonsnett operert av lokal DSO 33 kV til 132 kV og i Statnetts transmisjonsnett 132, 300 og 420 kV. Høyere spenning gir lavere overføringstap, men høyere krav til isolasjonsgrad, det vil si avstand fra strømførende del til jord.



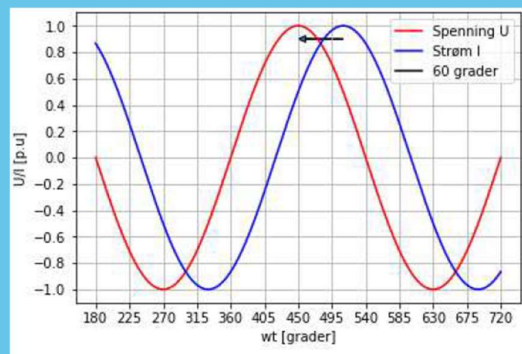
Figur 7-1. Sjematisk illustrasjon av kraftsystemet

For å forklare hva spenning er i forhold til strøm, kan det dras en analogi til vann som flyter i en elv eller en foss. Da vil volumet av vann som flyter per tidsenhet være strømmen, mens fallet (høydemeter) i fossen vil være spenningen. Da kan en også se for seg at produktet av strøm og spenning blir effekt. Hos kunden må spenningen være tilpasset utstyret som skal benyttes. For høy spenning utgjør en fare for havari av komponenter og dermed person- og brannfare. For lav spenning i kraftsystemet kan føre til tap i nettet, feil på utstyr og utfall av større eller mindre deler av systemet. DSOene må sørge for at spenningen er innenfor kravene som settes i fol.

I motsetning til frekvens er spenning en lokal egenskap. Spenningen i kraftnettet varierer kontinuerlig, både innenfor kort tid og sesongmessig på grunn av ulikt forbruk (aktiv effekt). Når forbruket øker, øker også kraftoverføringen på ledningene, og dermed synker spenningen. Ved lav overføring på ledningene stiger spenningen. Spenningen påvirkes også av produksjon (hvordan kraftverkene blir driftet) og hvilke komponenter som er innkoblet i nettet (for eksempel luftlinjer, kabler og kondensatorbatterier). Kravene til spenningskvalitet i fol sier hvilken spenningskvalitet nettkundene har krav på.

Spenningsnivået i nettet kan reguleres ved bruk av ulike virkemidler, som regulering (trinning) av transformatorer fra overliggende nett, kobling av kondensatorbatteri eller reaktorer og fra produksjonsapparatet. Flyt og produksjon/forbruk av reaktiv effekt (se Faktaboks 4 og Appendix 2 – Hva er reaktiv effekt?) er tett knyttet opp mot spenningen i nettet.

I kraftsystemet finnes det både aktiv effekt og reaktiv effekt. Reaktiv effekt måles i MVar, og oppstår fordi egenskaper i nettet og tilknyttet forbruk påvirker spenningen og strømflyten. En kan definere reaktiv effekt som et uttrykk for størrelsen på faseforskyvningen av strøm og spenning i nettet. Det er hovedsakelig aktive elektriske apparater som kan benytte seg av reaktiv effekt. Den reaktive effekten tar derfor unødig plass (kapasitet) i nettet og bidrar til økte energitap og unødvendige kostnader. Det er likevel nødvendig med en liten flyt av reaktiv effekt i nettet. Dette er fordi noen apparater, for eksempel motorer, varmekabler, pc'er og led-lys, er avhengig av noe reaktiv effekt for å fungere. Kondensatorbatterier, reaktorer og generatorer kan bidra til å regulere ønsket mengde reaktiv effekt i nettet. Produzentenes generatorer kan både produsere og trekke reaktiv effekt, og i utgangspunktet skal de kun bidra med dette når det er ønskelig fra systemoperatør. Denne kompenseringen bør skje så lokalt som mulig, slik at reaktiv effekt ikke fraktes over lengre avstander i nettet.



Faktaboks 4 Reaktiv effekt

Spenning avhenger av det aktuelle forbruket og kan påvirkes og styres ved bruk av følgende komponenter i kraftnettet:

- **Kondensatorbatterier** har egenskaper som gjør at de kan bidra til å redusere reaktivt forbruk i et punkt og dermed til å heve spenningen. Komponentene eies og driftes av TSO og DSO i sine respektive nett. Noen større forbrukskunder kan ha kondensatorbatterier for ikke å belaste nettet ved å trekke reaktiv effekt. DSOene har hovedsakelig installert batterier på 22 kV nivå. Disse er beregnet for sesongmessig innkobling på høsten for vinterperioden med høyt forbruk og for utkobling på våren. Disse er normalt ikke bygget for mer kontinuerlig spenningsregulering.
- **Reaktorer** er i prinsippet en spole som har motsatt egenskap av kondensatorbatterier og bidrar til å senke spenningen. De fleste reaktorer benyttes i transmisjonsnettet og eies av Statnett.
- **Generatorer.** Ved å endre den såkalte magnetiseringen i en generator kan den trekke eller levere reaktiv effekt fra eller til nettet. Produksjon av reaktiv effekt vil heve spenningen der generatoren er tilkoblet. Spenningen senkes når generatoren trekker reaktiv effekt. Generatorene eies og drives av de ulike kraftprodusentene.

- **Transformator med trinnkobler.** Ved å endre omsetningsforholdet på en transformator vil spenningen på underliggende nett (normalt) endres i henhold til endringen i omsetningen. På denne måten kan spenningen i et nett justeres nokså enkelt. Transformatorene eies og driftes av de respektive netteierne internt i nettet. Transformatorene mellom transmisjonsnettet og det regionale nettet eies i dag av Statnett. Tidligere var disse i større grad eid av DSOene, men i forbindelse med en forskriftsendring i 2016 ble de definert som en del av transmisjonsnettet og eierskapet er overført til Statnett.
- Videre finnes det mer avanserte komponenter som aktivt kan bidra til å regulere reaktiv effekt og spenning. Dette er **SVC**'er (Static Var Compensator), **StatCom** eller **roterende fasekompensatorer**. Slike komponenter finnes hovedsakelig i transmisjonsnettet.

7.1 Hvordan håndteres dette i dag?

Fos § 15 regulerer "Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt" i det norske kraftsystemet. Statnett har i en gjennomgang av § 15 i fos gjort en vurdering av ansvarsforholdene og konkludert med at netteier plikter "å overholde grenser for spenning og utveksling av reaktiv effekt i henhold til fastsatte grenser av systemansvarlig. Dette kan netteier gjøre ved enten å investere i egne reaktive ressurser eller kjøpe nødvendige reaktive reguleringsressurser for å overholde fastsatte grenser for spenning i nettet".¹³

I lokale distribusjonsnett er de største spenningsutfordringene i dag i områder hvor det også er tilknyttet produksjon. Spesielt på lengre radialer vil det være stor variasjon i spenningen ved høyt forbruk og lite produksjon (som gir lav spenning) og lavt forbruk kombinert med stor produksjon (som gir høy spenning). Utfordringen her i motsetning til i overliggende nett er at både forbruks- og produksjonskunder er tilkoblet dette nettet, og kundene påvirkes derfor direkte av spenningsvariasjoner forårsaket av kraftverkene.

Dette er utfordrende og krever stort fokus fra DSOene. I transmisjonsnettet er den mest vanlige utfordringen høy spenning sommerstid når det er lite forbruk. Transmisjonsnettet har få direkte tilknyttede kunder og derfor kan spenningsvariasjonen være større uten direkte ulempe for kundene. Riktig spenning er likevel viktig på grunn av store konsekvenser ved ugunstige hendelser når spenningen fra før er lav eller høy.

I det regionale distribusjonsnettet er det i dag sjeldent store utfordringen å holde spenningen innenfor de gjeldene kravene. Men dette kan ventes å bli mer krevende i framtiden, med nye endringer i forbruks- og produksjonsmønster og stadig økende krav om bedre utnyttelse av eksisterende nett.

I transmisjonsnettet utøver Statnett spenningsreguleringen og i det lokale distribusjonsnettet gjør DSOene dette. I det regionale distribusjonsnettet er det i praksis noe uklart for aktørene hvem som faktisk utfører spenningsreguleringen og koordinerer nettdriften med produksjonen. Beskrivelsen nedenfor fokuserer derfor på spenningsregulering i regionalt distribusjonsnett.

Komponentene som kan påvirke spenningen i det regionale distribusjonsnettet er fordelt blant flere ulike eiere. I flere regionale distribusjonsnett er de mest aktuelle mulighetene for å regulere spenningen trinnkoblere som styres av TSO og produsentenes generatorer. Kondensatorbatteriene som DSOene eier er ofte ikke designet for aktiv spenningsregulering.

¹³ Forslag til Retningslinjer for utøvelse av systemansvaret – november 2019.

Spenningsregulering fra generatorer

Før energiloven trådte i kraft i 1991 var behovet for formalisert koordinering mellom nett og produksjon begrenset – i praktisk talt samtlige selskap med noe større eierskap til nettanlegg var det også betydelige produksjonsressurser. Den gang ble spenningskoordineringen ivaretatt bedre enn i dag. Siden all driftskoordinering for både nett og produksjon foregikk fra samme kontrollrom, kunne man enklere se nettets behov i sammenheng med produksjonen, og sentralene agerte deretter.

Da energiloven trådte i kraft i 1991 ble Statskraftverkene splittet og Statnett og Statkraft ble etablert. Flere av de store energiverkene gjennomførte lignende oppsplitting i egne nett- og produksjonsselskap. Innstillingene på produksjonsressursene er ikke blitt optimalisert etter hvert som skillet mellom produksjon og nett har blitt praktisert tydeligere. Når det nå blir større behov for, og press på, å drifte hele kraftsystemet mer effektivt, blir koordineringsbehovet synligere og viktig å ivareta igjen. På alle nettnivåene er det et uutnyttet potensial for å få et mer optimalt samspill mellom nettet og produksjonsapparatet.

Både forbruks- og produksjonskunder skal i prinsippet ikke belaste nettet de er tilknyttet med uttak av reaktiv effekt. Noen nettselskap praktiserer egne tariffer for kunder som tar ut (mye) reaktiv effekt fra nettet.

Generatorenes spenningsregulatorer kan ha flere modi for å yte reaktiv effekt. De kan regulere mot en viss spenning, ha fast MVAR-regulering eller såkalt $\cos \varphi$ -regulering. For best mulig spenningsstabilitet skal førstnevnte benyttes, altså modus for spenningsregulering. Erfaringer gjort av Statnett og Agder Energi Nett viser at mange kraftverk likevel ikke har en optimal innstilling på sine spenningsregulatorer. Mange produsenter balanserer eget reaktivt effektforbruk på generatorklemmen (umiddelbart etter generatoren), men tar ikke hensyn til det reaktive forbruket generatortransformatorene utgjør. Dermed trekker produsentens transformator reaktiv effekt kontinuerlig fra nettet i tilknytningspunktet (eiergrensesnittet mot nettet).

DSOene og Statnett benytter mulighetene i produksjonsapparatet til spenningsstøtte i varierende grad. Produksjonseenhetene (generatorene) har veldig gode forutsetninger for å bidra til bedre spenningsregulering. Gjennom Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS, som erstattes av NVF 2020)¹⁴ er produsentene forpliktet til å kunne levere reaktiv effektproduksjon mellom -20 % og +40 % av aktiv produksjonskapasitet ($-0,2 < \tan \varphi < 0,4$). Produsenter med generatorer over 10 MVA får en godtgjørelse for å bidra med utveksling av reaktiv effekt innenfor dette båndet. Her ligger en fast betalingsmodell fra Statnett hvor godtgjørelsen baseres på installert ytelse (betaling = ytelse [MVA] x sats [kr/MVA]). Dersom en generator produserer reaktiv effekt utover +40 % og -20 % av faktisk aktiv produksjon betaler Statnett etter en variabel betalingsmodell. Denne modellen er noe mer komplisert, men kan finnes i Statnetts sitt årlige vedtak om betaling for systemtjenester.¹⁵

I tillegg betaler Statnett for spesialregulering når kraftverk må stoppes eller kjøres i gang av hensyn til spenningen.

Spenningsregulering fra transformatorene mot transmisjonsnettet

I dag styrer Statnett trinning og settpunkt på transformatorene fra transmisjonsnettet som regulerer spenningen i regionalt distribusjonsnett. Hvis en DSO har behov for å regulere spenning opp eller ned utover det de kan gjøre med egne kondensatorbatterier, kan en mulighet være å

¹⁴ Funksjonskrav i kraftsystemet – Statnetts veileder for konsesjonærer, ved nyetablering og rehabilitering av anlegg i kraftsystemet, erstattes av Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet 2020 (NVF 2020)

¹⁵ Se for eksempel *Vedtak om levering og betaling for systemtjenester 2020*, jf. *forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos)§ 9, § 15 og § 27*.

spørre om Statnett eventuelt kan endre settpunktene for spenningsregulatoren på transformatoren etter DSOens ønske. Her er det varierende praksis.

Det finnes enkelte unntak der DSO i dag selv styrer spenningsreguleringen mellom transmisjonsnettet og 132 kV nett. BKK Nett har en slik ordning, der BKK Nett styrer både trinnkoblere og kondensatorbatterier. Dette er regulert gjennom en egen koblingsavtale mellom BKK Nett og Statnett.

Utfordringer i dag

Hovedutfordringen i dag er at DSOene i regionalt distribusjonsnett har få egne verktøy for spenningsregulering og uklare eller manglende avtaler med aktørene som sitter på de viktigste eksisterende virkemidlene. DSOene har ansvar for spenningen i eget nett, mens virkemidlene i hovedsak ligger hos TSO og produsentene. Koordineringen som burde være der synes i stor grad å mangle.

Dette henger sammen med at det synes å være uklart for mange hvem som har ansvaret for spenningen i det regionale distribusjonsnettet. Med noen unntak har dette medført at ingen har tatt noe reelt ansvar for koordineringen av ressursene som egner seg til løpende regulering av spenningen. Resultatet har mange steder blitt at tiltak i transmisjonsnettet eller ugunstig kjøring av vannkraftgeneratorer gir opphav til spenningsproblemer i distribusjonsnettet. Mangel på koordinering kan videre føre til at ulike komponenter regulerer mot hverandre og at det flyter uønsket reaktiv effekt i og mellom ulike nettnivå.

I noen tilfeller er det en utfordring ved spenningsregulering fra generatorer eller fra trinnkoblere opp mot transmisjonsnettet at en ønsket justering tilbakestilles tidligere enn den aktuelle DSO (og eventuelt Statnett) har bedt om eller ment på grunn av uklare rutiner mellom DSO og TSO.

Endelig er det grunn til å tro at fremtidige endringer i bruk av kraftnettet vil føre til at behovet for bedre koordinering av ressursene som kan styre spenningen i regionale distribusjonsnett bare vil øke i årene som kommer.

Fos § 15, 3. ledd sier at *Systemansvarlig kan vedta hvordan den reaktive reguleringen skal benyttes i produksjonsenheter tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet* (vår utheving). Bestemmelsen er neppe til hinder for at DSOene inngår bilaterale standardiserte avtaler med produsenter om reaktiv effektstøtte, men det synes å være betydelig usikkerhet rundt dette blant DSOene og produsentene.

Når det gjelder spenningsregulering fra transmisjonsnettet, er det Statnett som eier og styrer de aktuelle spenningsregulatorene (trinnkoblerne) og DSOene må gå via Statnett for å gjøre reguleringer. Her kan det også være interessekonflikter mellom DSO og Statnett med hensyn på hva som skal prioriteres; spenning i regionalt distribusjonsnett eller reaktiv effektflyt til eller fra transmisjonsnettet.

7.2 Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?

For å håndtere økende utfordringer knyttet til spenningskvalitet og minimere unødvendige tap på best mulig måte, må alle netteiere **ta** det overordnede ansvaret for spenningsregulering og koordinering i sitt nett. Den enkelte DSO sitter på lokalkunnskapen i eget nett og har de beste forutsetninger for å håndtere dette på en effektiv måte. At fos ikke er til hinder for en slik strategi (kanskje tvert om, jf. Statnetts tolkning som forklart innledningsvis i kapittel 7.1) synes ikke å være tilstrekkelig. De lokale nettselskapene bør i høyere grad bli ansvarliggjort, og TSO bør i

tilsvarende mindre grad være involvert der det ikke er nødvendig. Dette innebærer at ansvaret for bruk av virkemidler for spenningsregulering ligger hos DSO der hvor dette er mest hensiktsmessig.

Videre er det behov for økt grad av kontroll, oversikt og koordinering på når og hvordan de ulike reguleringsressursene og virkemidlene brukes. Det er nødvendig for å sørge for den beste og mest effektive løsningen for kraftsystemet som helhet, på tvers av nettnivå. Det vil si at når man velger å trinne transformatorer, når man benytter kondensatorbatterier, og når man regulerer produksjonsapparatet, må handlingen sees i sammenheng med påvirkningen på spenningen i nettet for øvrig.

Det er ikke hensiktsmessig at DSOene skal gjøre store investeringer i reaktivt kompenseringssystem dersom reguleringsmuligheter som allerede finnes i systemet kan benyttes, selv om dette er eid og kontrollert av andre. Dersom regulering fra eksisterende ressurser er utilstrekkelig, vil det være aktuelt at DSOene investerer i nytt kompenseringssystem. Gitt dagens praksis krever dette nye rutiner for bruk og koordinering av spesielt trinnkoblere og reaktiv effekt fra generatorer.

Eierskap rundt komponentene kan være en utfordring, men det er i utgangspunktet ikke noe problem om operatøren av en komponent ikke er identisk med eieren.

Spenningsregulering fra transformatorene mot transmisjonsnettet

En mulig løsning er at den enkelte DSO har mulighet til å regulere transformatorer mellom transmisjonsnett og eget nett direkte via eget driftscentralsystem uten å måtte gå via TSO. En slik løsning forutsetter imidlertid at det er avtalt med TSO hvilket handlingsrom DSO skal ha i hvert enkelt tilfelle. I praksis krever dette at netteier utfører analyser av eget nett og relevante deler av tilknyttede nett. Det må kartlegges hva som påvirker spenningen og hva som må tas hensyn til hvis spenningen i dette punktet påvirker TSO eller andre netteiere. DSO og TSO må sammen komme fram til hvilke trinnkoblere og transformatorer det er mest hensiktsmessig at DSOen regulerer selv og hvilke det er nødvendig at TSO fortsatt har kontroll over. Det må også avtales hvilken informasjon som må flyte mellom TSO og DSO, og når og hvordan dette skal skje.

Spenningsregulering fra generatorer

DSOene må ha rett til å kreve spenningsstøtte fra produsentene innenfor dagens regelverk og generatorenes virkeområde. Retningslinjer for systemdrift i tredje energimarkedspakke fra EU (SOGL) støtter dette og gir DSOene rett til å kreve at produsentene i det regionale distribusjonsnettet bidrar med ønsket spenningsregulering. Dette innebærer at netteier må være bevisst på å sette krav til reaktiv kjøring fra produsenter. Slike krav bør gjøres gjeldende både for regulering innenfor fastsatt intervall (jf. kapittel 7.1) og for regulering utenfor grensene i FIKS/NVF. Om det er teknisk mulig, må tilsvarende krav også kunne gjøres gjeldende overfor produksjon tilknyttet lokalt distribusjonsnett.

Det er på et vis tre trinn på spenningsstøtten DSOene bør sikre seg fra produsentene:

1. Først og fremst må produsentene balansere reaktiv effektproduksjon i tilknytningspunktet, ikke på generatorklemmene. Når produsentene måler reaktiv effekt direkte ved generatoren, kan de mene at den er 0 her, mens det likevel trekkes mye reaktiv effekt fra tilknytningspunktet.
2. DSO og TSO må kunne benytte generatorenes normalbånd (i henhold til FIKS) for å støtte en ønsket spenning.
3. Videre må nettselskap som trenger det avtale med produsenter at generatorer leverer reaktiv effekt utover normalbåndet i spesielle situasjoner. Det er viktig at nettselskapene tar med disse kravene i tilknytningsavtalene med produsentene.

Det må forventes at produsenter vil forlange betaling for leveranse av reaktiv effekt utenfor 'normalbåndet'. Dersom DSO ønsker reaktiv støtte fra produksjonsanlegg som i dag ikke omfattes av Statnetts krav vedrørende reaktiv effekt, må det også forventes at produsentene fremmer krav om betaling. I det fleste tilfeller er imidlertid produsentenes kostnader for slik spenningsstøtte relativt lave. Det er nettopp derfor disse ressursene bør benyttes før andre og mer kostbare tiltak. Det vil være i produsentenes interesse at nettet drives bedre med hensyn på spenning. Godt samarbeid og god forståelse mellom produsenter og DSOer er også viktig.

DSO må eventuelt avtale størrelsen på godtgjørelsen med produsenten, for eksempel etter mal fra Statnetts årlige vedtak. I tillegg kan det være hensiktsmessig at det avtales vilkår for at DSO skal kunne kreve at produksjonsenheter stoppes eller kjøres i gang av hensyn til spenningen.

Når reguleringsressursene blir benyttet til lokal spenningsregulering bør nødvendigvis regningen betales av DSO. Ekspertgruppen har ikke vurdert om Statnetts faste betaling for reaktiv effekt innenfor normalbåndet også bør splittes slik at DSOene overtar noe av dette betalingsansvaret. Noen etterlyser et eget marked for reaktiv effekt. Siden reaktiv effekt er en lokal ressurs som bør 'flyttes' minst mulig, ville dette ha vært et marked med én eller få tilbydere. Gruppen har imidlertid ikke vurdert dette mer konkret.

Foruten vilkår om betaling må avtaler om spenningsregulering gjøre det klart hvor lenge reguleringen skal vare, samt når og på hvilke kriterier reguleringen skal opphøre. Dette gjelder både avtaler med produsenter og avtaler mellom DSO og TSO.

7.3 Konkrete forslag

Oppsummert vil ekspertgruppen peke på følgende når det gjelder spenningsregulering:

- Også når det gjelder spenning legges det til grunn at de enkelte netteierne skal ta ansvar i eget nett.
- Det er viktig at eksisterende tilgjengelige ressurser for spenningsregulering benyttes optimalt før det investeres i nye komponenter for dette formålet.
- På grunn av det fragmenterte eierskapet til disse ressursene, er det viktig at DSO koordinerer disse i det regionale distribusjonsnettet uavhengig av eierskap og får et tydelig mandat for denne oppgaven.
- DSO må være i stand til å gjøre en grundig analyse av eget nett og alle tilknytningspunkter mellom transmisjon og regional distribusjon for å finne riktig spenningsnivå. På dette grunnlaget kan ressursene koordineres, de rette settpunktene settes og de rette avtalene (inkludert informasjonsutveksling) gjøres med TSO og produsenter.
- Spenningsregulering må ta hensyn til at reaktiv effektflyt bør minimeres. I noen deler av nettet kan det være hensiktsmessig at DSO etter avtale med TSO får anledning til å trinne transformatorer mellom transmisjons- og regionalt distribusjonsnett.
- For å sikre prediksjon av spenningsproblemer i nærmeste driftsdøgn må det klargjøres at DSOene har rett til all nødvendig informasjon fra tilknyttede kunder.
- DSOene må være bevisste på å regulere vilkår for spenningsregulering i (standardiserte) tilknytningsavtaler med produsenter og eventuelt større forbrukere. Tilknytningsavtaler må avklare spenningsstøtte i normal drift, krav til driftsdiagram og mulighetene til 'ekstraordinær' reaktiv effekt. Betaling for reaktiv produksjon utover et normalbånd må også avtales og dekkes av netteier.

8 DRIFTSSTANSKOORDINERING

Alle anleggseiere har fra tid til annen behov for å koble ut anlegg for å kunne gjennomføre vedlikehold, tilstandskontroll, ombygging og reinvestering. Dette kalles driftsstans.

Utkobling kan føre til behov for omkobling i nettet til den konsesjonæren som kobler ut – det vil si at det brukes et nytt koblingsbilde. Omkoblingen kan innebære redusert forsyningssikkerhet og at risikoen for KILE-kostnader øker. Eventuelt kan utkobling føre til at kunder (både forbruk og produksjon) må kobles ut, eller at de må redusere uttak eller produksjon. Utkobling kan også påvirke flyten i nettet til tilgrensende nettkonsesjonærer. Slik påvirkes også risikoen for og konsekvensene (KILE) av utfall. Utkobling kan også føre til begrensninger i nettkapasiteten. Dette kan for eksempel håndteres ved utkobling av tilknyttede kunder eller utnyttelse av fleksibilitet hos de samme kundene.

Koordinering og samordning av slike planlagte driftsstanser er viktig for å opprettholde leveringskvaliteten og forsyningssikkerheten, unngå at utkobling ett sted fører til utilsiktet strømbrudd andre steder på grunn av manglende koordinering og unngå unødvendig mange og etterfølgende driftsstanser på samme anleggsdel. Koordinering er også viktig med tanke på samfunnsøkonomiske virkninger som vanntap, spesialregulering, markeds kostnader, konsekvenser for berørte aktører og forventet KILE. Dersom utkobling er nødvendig er det hensiktsmessig at så mange planlagte jobber som mulig kan gjennomføres samtidig. Det reduserer utetiden og ulempene for tilknyttede kunder. Ved utkoblinger som reduserer forsyningssikkerheten hos tilgrensende aktører er det viktig at disse er klar over situasjonen og kan iverksette nødvendige tiltak.

Ved god koordinering og samordning både internt og med berørte parter, minsker en også kostnader til spesialregulering og markeds kostnader¹⁶. Med berørte parter sikter vi til alle tilknyttede nett (overliggende, underliggende og naboer på samme nettnivå), produksjonsenheter og store nettkunder.

I større regionale distribusjonsnett vil det nesten hele året forgå en eller annen form for driftsstans. De fleste nettselskap unngår planlagte utkoblinger i nettet i tunglastperioder (desember, januar og februar) av hensyn til driftssikkerhet i nettet, men i et fullmasket regionalt distribusjonsnett kan det forekomme revisjoner året rundt, der en vinterstid tillater revisjon av komponenter som ikke har innvirkning på forsynings- og driftssikkerhet.

Driftsstans innebærer ofte at en må vurdere tiltak for å opprettholde tilfredsstillende leveringssikkerhet. Aktuelle tiltak kan være endring av koblingsbilde(r), spoleregulering og spenningsregulering, samt spesialregulering eller produksjonstilpasning. Utkobling av en linje er et avvik fra det normale koblingsbildet i nettet, og noen ganger kan det medføre behov for å endre ett eller flere delingspunkter i nettet. For eksempel kan en utkobling i transmisjonsnettet føre til at konsesjonær i det underliggende regionale distribusjonsnettet må endre delingspunkter i sitt nett. Dette kan være nødvendig for å sikre at effektflyten gjennom det regionale distribusjonsnettet ikke blir for stor dersom det i tillegg til utkoblingen skulle oppstå en feil på en annen linje.

Tilsvarende behov vil oppstå ved utkoblinger i det regionale distribusjonsnettet. Man må vurdere effektflyten en får i nettet under planlagt utkobling. Man må også ta høyde for uforutsette hendelser, og gjøre eventuelle oppdelinger i nettet som tar hensyn til dette.

I et spolejordet nett (se kapittel 10) vil det være behov for koordinering av spoleytelse ved en driftsstans. Spenningsregulering er også et viktig koordineringspunkt i forbindelse med planlegging av driftsstanser. Den komponenten i nettet som skal kobles ut for revisjon kan ha stor innvirkning

¹⁶ Markeds kostnader kan forstås som ressurstap som følger av dyrere kraftproduksjon erstatter produksjon med lavere kostnader.

på spenningsforholdet i nettet, og da er det viktig at dette blir hensyntatt i planleggingen av driftsstansen.

Noen driftsstanser er store og komplekse og påvirker mange, mens andre er små og enkle og påvirker bare en liten del av nettet. Vi kan tenke på dette som tre ulike størrelser:

- Små driftsstanser kan for eksempel være utkobling av en linje som ikke berører andre enn den konsesjonæren som skal ha utkoblingen, eller at den påvirker en annen konsesjonær men fører ikke til begrensning i overføringskapasitet eller økt driftsrisiko. Denne type driftsstanser finnes i både det lokale og regionale distribusjonsnettet.
- Middels komplekse driftsstanser kan være utkobling av en komponent som berører én eller flere konsesjonærer, kan medføre en forbigående flaskehals (se kapittel 9), begrensning i produksjon og noe økt driftsrisiko. Denne typen driftsstanser finnes i både det lokale distribusjonsnettet, det regionale distribusjonsnettet og i transmisjonsnettet.
- Store og komplekse utkoblinger kan være revisjoner som berører flere aktører, gir en betydelig begrensning i overføringskapasitet, fører til betydelig økt driftsrisiko og muligens begrensning av handelskapasitet mellom prisområder. Denne type driftsstanser finnes i både det regionale distribusjonsnettet og i transmisjonsnettet.

Felles for både middels og store driftsstanser er at de fører til økt driftsrisiko i nettet, da det blir lavere kapasitet i det gjenværende nettet. Det kan føre til økt risiko for den som skal ha driftsstansen, men også økt driftsrisiko for de konsesjonærer som blir berørt. I mange tilfeller vil driftsstanser på regionalt nivå påvirke transmisjonsnettet og vice versa.

De som berøres av en driftsstans har et vesentlig og legitimt behov for informasjon om varigheten, samt om det er mulighet for innkobling i løpet av stansen og hvor lang tid det vil ta å få anleggsdelen klar for innkobling dersom stansen (må) avbrytes. Videre er det viktig at konsesjonæren som eier driftsstansen, i samarbeid med de som berøres, utarbeider planer for gjenoppretting av drift dersom det oppstår en samtidig feil i nettet. Ved driftsstanser kan det være økt sannsynlighet for feil dersom stansen fører til betydelig større overføring på andre komponenter som normalt ikke belastes så mye.

Kriterier for god planlegging av en driftsstans kan sammenfattes i to punkter (utover den konkrete planleggingen vis-à-vis entreprenører og leverandører):

1) **Sjekke om jobben/driftsstansen påvirker andre, både oppover, til siden og nedover i nettet**

God planlegging krever oversikt over hvem som berøres; andre netteiere, produsenter og forbrukere. En må se på hvordan de berøres; redusert driftssikkerhet, produksjon må gå, stoppes eller kjøres tilpasset, eller uttak av effekt fra berørt nett må begrenses. De berørtes interesser må ivaretas på en samfunnsmessig rasjonell måte, og en må derfor ha god oversikt over eget og tilstøtende nett.

2) **Koordinere fremtidige jobber**

Koordinering betyr i denne sammenheng for det første å se ulike jobber som krever utkobling i sammenheng, slik ikke alle gjennomfører sine driftsstanser samtidig, men likevel slik at utkoblinger som kan gjennomføres samtidig, og som dermed reduserer utetiden og ulempene for tilknyttede kunder, faktisk gjennomføres samtidig. For det andre innebærer koordinering planlegging av tiltak som kan redusere de negative virkningene av utkoblingene. God koordinering av fremtidige jobber gjør det lettere å plassere driftsstansen på et driftsmessig gunstig tidspunkt for de berørte og avdekke flaskehalsen som kan oppstå på grunn av

driftsstansen. Slik kan en sørge for at driftssikkerhet blir hensyntatt og at gjenopprettingsplaner blir koordinert.

8.1 Hvordan håndteres dette i dag?

Driftsstans i det lokale distribusjonsnettet håndteres i dag av netteier. Fol § 2-3 sier blant annet at *Nettselskap kan koble ut nettkunder for å gjennomføre vedlikehold, fornyelse, ombygging, feilsøking eller feilretting*. Andre netteiere blir normalt ikke påvirket av slike driftsstanser, men kunder i det lokale distribusjonsnettet (både forbruk og produksjon) kan bli koblet ut. Det varierer om og hvor godt slike driftsstanser koordineres med berørte nettkunder og berørte konsesjonærer.

Koordinering av driftsstans i det regionale nettet og transmisjonsnettet er regulert i fos § 17, som sier blant annet at *Ved behov for driftsstanser i regional- og transmisjonsnettet og tilknyttede produksjonsenheter, som kan påvirke andre konsesjonærer, skal konsesjonær sende plan for driftsstans til systemansvarlig i rimelig tid før ønsket tidspunkt for driftsstans. Konsesjonær kan ikke iverksette driftsstans for slike anlegg uten etter vedtak av systemansvarlig. Systemansvarlig skal samordne og fatte vedtak om konsesjonærenes planlagte driftsstanser i regional- og transmisjonsnettet, og tilknyttede produksjonsenheter*.

Samordning av driftsstanser skjer i dag ved at konsesjonær melder inn ønsket driftsstans til Statnetts driftsstanskontor (se nedenfor) innen fastsatte tidsfrister. Dette gjøres i en egen driftsstansportal i Fosweb.

Planlagt arbeid på transmisjonsnettet, inkludert transformator mellom transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett, samt produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, skal inn i en årsplan. Frist for innmelding til årsplan er 1. september året i forveien. Årsplanen ferdigstilles innen 1. desember. I praksis kan ikke alle få oppfylt sine ønsker om utkoblingstidspunkt. Driftsstanskontoret tar eventuelt kontakt med behovseier for å undersøke muligheter for å flytte på aktuelle driftsstanser. Målet er å finne et tidspunkt som passer godt med forventet flyt i nettet, både lokalt, i Norge og i Norden.

Driftsstanser som ikke omfattes av krav om innmelding til årsplan, må likevel meldes inn av konsesjonær senest 3 måneder før oppstart. Da kreves det ikke forutgående koordinering med berørte aktører. Statnetts driftsstanskontor koordinerer eventuelt med andre aktører før driftsstansen godkjennes.

Selv om fos er klar på at ansvaret for samordning av driftsstanser ligger hos nasjonalt systemansvarlig, er praksis i flere nettselskap likevel å sørge for dialog med andre som blir påvirket av driftsstansen, sørge for at kjente planer blir samordnet og at de mest ideelle koblingsbildene blir foreslått når planen meldes inn. Dette innebærer koordineringsmøter og kommunikasjon med nabonett, produsenter og kunder. For Statnetts driftsstanskontor er det vanligvis enkelt å godkjenne slike driftsstansplaner.

Noen ønsker om driftsstans meldes imidlertid inn uten grundig forutgående koordinering. Da blir det driftsstanskontoret som må gjennomgå og koordinere driftsstanser før de godkjennes og kan gjennomføres. Ulik praksis for koordinering henger trolig sammen med at Statnetts driftsstanskontor ikke stiller tilstrekkelige krav eller følger opp krav til koordinering av planer for driftsstanser før de sendes inn for vedtak. Selskapene som leverer ferdig koordinerte planer påtar seg noen omkostninger ved dette, men opplever på den annen side god kontroll med hva som skal skje i sitt nett.

En del driftsstanser, både i transmisjonsnettet og i regionalnettet, blir meldt inn etter fristen for årsplanen, noen ganger også mindre enn 3 måneder før oppstart. Sen innmelding må da begrunnes i Fosweb. Driftsstansen kan likevel godkjennes dersom den omsøkte driftsstansen ikke har betydelige konsekvenser.

Kort tid før driftsstansen skal foregå kan det oppstå uforutsette endringer som gjør at den må utsettes. Dette kan for eksempel skyldes forsinkelser hos de som skal gjennomføre jobben, forsinkelser i leveranse av nødvendig materiell eller dårlig vær. Hvis jobben ikke kan gjennomføres som planlagt må den som oftest avlyses og meldes inn til nasjonalt systemansvarlig på nytt. Under driftsstansen kan det også oppstå behov for å forlenge driftsstansen utover vedtatt gjennomføringsperiode. Dersom en slik omprioritering fører til økte kostnader for andre konsesjonærer eller nasjonalt systemansvarlig skal den som initierer omprioriteringen normalt betale for dette.

Dersom driftsstans hos en netteier fører til utfall hos en annen netteier, belastes sistnevnte med en KILE-kostnad. Netteieren med driftsstans berøres ikke. Vi kommer tilbake til dette nedenfor.

Driftsstans vil ofte bety at kraftproduksjonen må tilpasses til kapasiteten i nettet. Statnett benytter i dag to ulike virkemidler for å sikre dette. Normalt benyttes spesialregulering, slik at bud i markedet for mFRR benyttes for å regulere produksjon opp eller ned. Aktøren får dermed betalt for å produsere annerledes enn planlagt, i henhold til egen verdsetting som angitt i budet til mFRR. I noen spesielle situasjoner benyttes imidlertid vedtak om produksjonstilpasning (jf. fos §8b, 2.ledd). Produksjonstilpasning betyr at produsenten ikke får særskilt betalt for pålegget om å produsere i henhold til vedtaket (men får naturligvis selge 'tillatt' eller 'pålagt' produksjon i markedet). Denne muligheten kan benyttes når det oppstår separatområder, i områder med kun én dominerende balanseansvarlig aktør eller i områder med begrenset overføringskapasitet i lengre tidsrom. Produksjonstilpasning stimulerer produsenten til å planlegge vanddisponeringen slik at kostnaden knyttet til stansen minimeres.

Utfordringer med dagens håndtering

Statnetts driftsstanskontor samordner driftsstanser på bakgrunn av ønsker og planer som er innmeldt i Fosweb. Slik kan det avdekkes om det planlegges driftsstanser i det regionale distribusjonsnettet som ikke kan kombineres, og om ønskede stanser har virkninger utover det konsesjonæren har (fått) oversikt over. Fosweb vil imidlertid ikke vise om det er forhold i det lokale distribusjonsnettet som gjør at driftsstans i transmisjonsnettet eller det regionale distribusjonsnettet ikke kan gjennomføres. Dette kan kun avdekkes gjennom dialog mellom berørte nettselskap. Det finnes eksempler på utkoblinger i transmisjonsnettet som fører til at lokalt distribusjonsnett må legges om. Driftsstanskontoret er ikke nødvendigvis klar over dette og kan komme til å godkjenne driftsstanser innmeldt av Statnett uten å koordinere med underliggende netteiere. Koordineringsoppgaven blir da i praksis overlatt til det nettselskapet som har grensesnitt mot transmisjonsnettet.

Driftsstanskontoret mottar hvert år omtrent seks tusen planer for driftsstans som skal behandles, samordnes og vedtas. Dette kontoret er bemannet med personell fra Statnett Regionsentral Sør, Landssentralen og Driftsplanlegging, men på driftsstanskontoret representerer de Statnetts rolle som nasjonalt systemansvarlig, ikke som netteier. Planlegging og koordinering av så mange driftsstanser er en omfattende oppgave. Uten tilstrekkelig lokalkunnskap blir det ressurskrevende og kan potensielt få konsekvenser for driftssikkerheten.

I en tenkt situasjon med kun én eier av alle anlegg (nett, kraftproduksjon, industrielt forbruk) ville denne aktøren sett alle sine anlegg i sammenheng og kunne sørget for at hver enkelt driftsstans ble gjennomført på beste mulige måte og tidspunkt. Virkeligheten er mer komplisert, med mange

og ulike aktører, med ulike behov og interesser. Hva en enkelt aktør velger, påvirker en eller flere andre aktører. God planlegging krever som et minimum at alle aktører utveksler informasjon.

Dagens praksis innebærer som beskrevet ovenfor at mange kun melder fra til driftsstanskontoret om hvilket anlegg de ønsker å ta ut og når. Spørsmålet er om dagens praksis er den mest effektive måten å sikre god koordinering. Utfordringen er at koordinering i mange tilfeller krever god kjennskap til betydelige deler av distribusjonsnettet og hva som kan påvirke driften av og stabiliteten i dette ved en driftsstans. DSOene har i hvert fall førstehånds kunnskap om eget nett, mens for Statnetts driftsstanskontor er det vanskelig, å ha detaljert kunnskap om alle nettanlegg og virkninger av driftsstanser for berørte aktører. Dersom regionale netteiere i økende grad håndterer flaskehals på regionalt nivå forsterkes dette informasjonsproblemet. Utfordringen blir heller ikke mindre av stadig strengere og mer kompleks regulering knyttet til for eksempel beredskap og leveringskvalitet. Samtidig øker nettkundenes krav og forventninger til leveringssikkerhet, utetid, tilgang på informasjon, nye tilknytninger av sol, vind og batteri og markedsmuligheter for lokal produksjon.

8.2 Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?

Vi mener derfor at en fremtidsrettet organisering må ta hensyn til disse utfordringene. Da må vi finne ordninger som tar hensyn til informasjonstilgang og som avlaster Statnett for en del av arbeidet med koordinering av de mange driftsstansene.

8.2.1 Skisse til fremtidig modell

Vårt utgangspunkt er derfor at driftstanskoordinering må **starte** hos den enkelte DSO, med gode rutiner for involvering og dialog med **alle** tilknyttede konsesjonærer (produksjon, forbrukere med egen konsesjon og alle tilknyttede nett). Ettersom en driftsstans potensielt kan ha vesentlige virkninger for andre enn tilknyttede konsesjonærer, må relevant informasjon gjøres tilgjengelig ikke bare for tilknyttede konsesjonærer, men for alle. Slike 'indirekte' interessenter må som et minimum gis en reell mulighet til å fremme sitt syn, hvis de ikke skal tas med i aktiv dialog.

Dersom ingen har motforestillinger til en enkelt stans, og alle potensielt berørte interesser er ivaretatt, skaper det ikke nødvendigvis ytterligere verdi om en særskilt instans uansett også skal godkjenne eller vedta planen. To forhold tilsier imidlertid at ovennevnte i beste fall bare kan være et utgangspunkt:

1. For det første innebærer det i praksis et krav om full enighet om hver enkelt stans for at det endelige resultatet skal bli en effektiv avvikling av samtlige driftsstanser. Det fremstår ikke som realistisk.
2. For det andre mangler det en mekanisme som bidrar til en helhetlig plan der ulike driftsstanser blir plassert optimalt i tid i forhold til hverandre.

Modellen må derfor suppleres med en mekanisme for å løse uenighet og mulighet for en mer eksplisitt rolle for å ivare koordinering av ulike driftsstanser slik at det samlet blir til en god plan. I dag ivaretas begge disse forholdene av Statnetts driftsstanskontor.

Vi mener at tiden ikke er moden for å foreslå at andre enn den nasjonalt systemansvarlige skal ha myndighet til å vedta driftsstanser der andre aktører ikke klarer å bli enige. Ved uenighet må derfor alternativene legges frem for Statnetts driftsstanskontor for endelig avgjørelse.

For den helhetlige koordineringen er det imidlertid rom for endringer som kan avlaste Statnetts driftsstanskontor og forbedre kvaliteten på koordineringen der dagens søknader til driftsstanskontoret er dårlig dokumentert eller mangelfulle. Lokal og regional koordinering av driftsstanser vil lette arbeidsmengden for Statnetts driftsstanskontor. En slik organisering vil samtidig bidra til at alle lokale og regionale hensyn som må tas blir tatt og at driftssikkerhet blir vurdert av de som kjenner forholdene i distribusjonsnettet best. Det er i den enkelte konsesjonærs interesse å ha færrest mulig tilfeller av unormal drift. Samtidig ønsker nettselskapene å unngå KILE-kostnader som følge av utfall på grunn av dårlig koordinering. Det vil derfor være et felles mål om færrest mulig utkoblinger av komponenter og størst mulig utnyttelse av nettet.

Ikke desto mindre blir det viktig at driftsstanser som kan få betydning for transmisjonsnettet eller kraftsystemet som helhet, også vurderes av Statnetts driftsstanskontor. Vi foreslår derfor en modell for driftsstanskoordinering som kan minne om den praksis BKK Nett og Statnett følger i dag. Oppsummert kan modellen skisseres i seks punkter, samt en del premisser som drøftes i neste seksjon:

- Hovedprinsippet er at alle planer om driftsstans skal behandles på et så lavt nivå som mulig, der lokalt distribusjonsnett er lavest og transmisjonsnett er høyest.
- Alle konsesjonærer – uansett nettnivå – må ta ansvar for å koordinere stans i egne anlegg med involvering og dialog med alle relevante interessenter. Alle planer som meldes inn, må være avsjekket med de som berøres. Relevante interessenter inkluderer tilknyttede nett, og rutiner og incentiver må innrettes slik at nødvendig informasjon deles og koordinering oppnås.
 - Dette innebærer for det første å etablere oversikt over konsekvenser for berørte interessenter og oversikt over og beskrivelse av mulige avbøtende tiltak. Dette krever dialog utover beskjed om at stans vil bli gjennomført på angitt tidspunkt.
 - Dernest krever dette standardisering av hvilken informasjon som skal foreligge og deles med de berørte. Dokumentasjonen må også beskrive hva som er gjort med tanke på koordinering mellom de berørte. Informasjon kan fortsatt deles gjennom Fosweb, men det kan være aktuelt å tilpasse denne slik at informasjon kan deles før en stans er ferdig koordinert.
 - Ved uenighet må planen(e) eventuelt legges frem for Statnetts driftsstanskontor for vedtak. I så fall er det naturlig å legge til grunn at dagens tidsfrister (3 måneder eller årsplan) gjelder. I motsatt fall – ved lokal eller regional enighet (som da eventuelt inkluderer Statnett i rollen som netteier), kan fristen for melding til Statnetts driftsstanskontor settes senere – for eksempel 3 uker før stansen for stans i regionalt distribusjonsnett.
- I noen deler av landet, for eksempel der det regionale nettet i hovedsak består av radialer og/eller der det ikke er mange nettselskap, kan ovenstående være tilstrekkelig. Men dersom nettselskapene i en region finner det hensiktsmessig, kan de etablere en ordning med en regional koordinator. Denne kan for eksempel ta ansvar for å koordinere alle aktører innenfor sin region og mot Statnetts driftsstanskontor. Motivasjonen for dette kan være å sikre at den regionale nettdriften blir så sikker som mulig og at planer innrettes slik at kostnader ved utkobling av kunder eller tilpasninger i kraftproduksjon blir lavest mulig. En regional koordinator må ta ansvar for at alle berørte blir ivaretatt og informert. Koordinatoren må også melde inn ferdig koordinerte driftsstanser til Statnetts driftsstanskontor.

- Statnetts driftsstanskontor tar (fortsatt) ansvar for koordinering av driftsstanser i transmisjonsnettet og for helhetlig koordinering av driftsstanser i regionale distribusjonsnett (for eksempel av hensyn til effektsituasjonen).
- Eventuell kompensasjon til produksjonseenheter som må stanses eller tilpasse sin produksjon kan reguleres i (standardiserte) avtaler med aktuelle produsenter. Alternativt kan nasjonalt systemansvarlig håndtere situasjonen med spesialregulering eller produksjonstilpasning og viderefakturere eventuelle kostnader.
- Driftsstanser som fører til øy-drift i regionalt og lokalt distribusjonsnett kan koordineres og besluttes av DSO. Avbøtende tiltak, blant annet beslutning om hvilket aggregat eller hvilken produsent innenfor et asynkronområde som skal styre frekvensen koordineres sammen med TSO. Ved uenighet rundt avbøtende tiltak, skal det forelegges TSO for vedtak. Alle DSOer må imidlertid kunne håndtere øy-drift og en eventuell asynkron oppbygning av nettet.

8.2.2 Premisser for den foreslåtte modellen

Med gode rutiner og felles oppfatning om risikovurderinger og kostnader forbundet med driftsstanser mener vi at målene skissert foran kan oppnås. Det krever imidlertid avklaring av forhold knyttet til praktisk implementering, som for eksempel rutiner, informasjonsutveksling, kriterier for prioritering og for valg av avbøtende tiltak.

Informasjonsutveksling

Arbeidsdelingen som er foreslått stiller betydelige krav til dokumentasjon og informasjonsutveksling, både i hver enkelt region, mellom regioner og videre til Statnetts driftsstanskontor. Dette forutsetter i praksis at man har felles informasjonssystemer og/eller systemer som kan kommunisere sømløst med hverandre. Den enkelte region kan ikke uten videre bestemme seg for avvikende systemer for rapportering og informasjonsdeling.

Innholdet i en plan for driftstans

Formatet på alle planer for driftsstanser må være det samme – temaer som vurderes og beskrives skal ikke variere fra region til region. Alle planlagte koblinger skal før eller siden inn i Fosweb. Ved likt 'format' blir kommunikasjon om planer lettere tilgjengelig for alle.

Planer under utarbeidelse bør også være synlige i Fosweb – det vil lette koordinering.

Planen må også inneholde dokumentasjon på hva som er gjort for å sikre koordinering. Det er ikke tilstrekkelig å gi beskjed.

Kriterier for risikovurderinger

Driftstans fører til endring i koblingsbilde, ikke bare grunnet den utkoblede komponenten, men også fordi driftstans på en komponent kan føre til en flaskehals som kan løses ved å endre koblingsbilde. Men det er ikke gitt at koblingsbilde kan bestemmes lang tid i forveien, da dette kan avhenge av nivå på produksjon innenfor det snitt som vil oppstå. Hensyn til både likebehandling og effektivitet tilsier at alle risikovurderinger bør følge en felles mal. Det må derfor utarbeides felles kriterier for hvilke risikofaktorer som skal vurderes og hvordan risikoen skal bedømmes.

Kriterier for avbøtende tiltak

For å opprettholde så god forsyningssikkerhet som mulig under driftstans, må det alltid vurderes hvilke avbøtende tiltak som er mulige og kostnader ved disse. Utgangspunktet bør være at uavhengig av hvor driftstansen skal foregå vurderes de samme typer avbøtende tiltak – hva kan oppnås med endret koblingsbilde, er det fleksibel produksjon eller forbruk i området som kan lette

gjennomføring av stansen, og så videre. Det bør derfor også være felles kriterier og metode for valg av avbøtende tiltak.

For å kunne vurdere avbøtende tiltak er det være nødvendig for DSOene å ha tilgang på produksjonsplaner for å kunne bestemme koblingsbildet før driftsstans igangsettes. Tilsvarende bør de skaffe seg oversikt over fleksibelt forbruk i området.

Incentiver og kriterier for kostnadsfordeling

Det er viktig at nettselskapene har incentiver til å drive god driftsstansplanlegging for best mulig utnyttelse av nettet. Kostnader for avbøtende tiltak bør derfor i hovedsak bæres av anleggseier som har behov for driftsstans. Utgangspunktet bør derfor være at anleggseier i den grad det er nødvendig gjør avtale med produsenter som må tilpasse sin produksjon om hvordan de skal kompenseres. Vi legger til grunn at slik kompensasjon skjer til markedspriser.¹⁷

I den grad driftsstans krever bruk av den nasjonalt systemansvarliges virkemidler, må Statnett derfor fakturere anleggseier for sine utlegg. I praksis kan det være lettere sagt enn gjort – for eksempel dersom en stans fører til at andre aktører benytter anledningen den første skaper og tar ut andre anlegg for revisjon i samme periode, eller dersom det ikke er entydig hvilke spesialreguleringer som drives av en stans og hvilke som skyldes andre forhold i Statnetts systemdrift. Man kan derfor neppe forvente at Statnett er i stand til å viderefakturere kostnader med svært høy presisjon. En mulighet kan være å utarbeide faste og eventuelt regulerte priser for driftsstans, for eksempel i form av kroner per dag. Et alternativ er om aktørene aksepterer at Statnett får fastsette kostnadene etter beste skjønn.

Ved avlysning av driftsstanser må, på samme måte som for § 17 definerer i dag, den som initierer en avlysning ta eventuelle kostnader. Ved omprioritering av driftsstanser er det rimelig at den som initierer må betale eventuelle merkostnader.

Som nevnt i kapittel 8.1 er det ingen KILE-kostnad på den som har driftsstans dersom den fører til strøbrudd etter utfall av en annen netteiers komponent. Dette oppleves ikke alltid like heldig, og RME bør derfor se nærmere på KILE-ordningen. Blant annet bør det vurderes om KILE-ansvar skal tilordnes den som har stans, hvis stansen ikke er koordinert slik den skal. Eventuelt må det være rom for å inngå KILE-avtaler, men dette fordrer at alle parter omfattes av KILE-ordningen.

8.3 Konkrete forslag

Oppsummert vil ekspertgruppen peke på følgende når det gjelder driftsstanskoordinering:

- For å sikre mer effektiv og forsvarlig gjennomføring av driftsstanser, skal driftsstanskoordinering så langt det er mulig gjennomføres lokalt og regionalt hos hver enkelt DSO, med involvering og dialog mellom alle tilknyttede konsesjonærer. DSOene i et område kan alternativt bli enige om å gjøres dette i et regionalt forum for driftsstanskoordinering,
- Alle planer om driftsstans som meldes må være avsjekket med berørte aktører og nettselskap. Ferdig koordinerte planer som alle berørte er enige om må meldes inn i Fosweb senest tre uker før stansen. Dersom enighet ikke oppnås og Statnetts driftsstanskontor må inn i prosessen, er tidsfristen tre måneder.

¹⁷ Det er ikke alltid opplagt hva markedspriser er eller burde være, for eksempel hvis det bare er en aktuell produsent i området. Kraftprodusentene er godt kjent med denne problemstillingen og lovgivningen som regulerer deres adferd og budgivning i slike situasjoner. Vi har generelt små problemer med ulovlig misbruk av markedsrett i det norske kraftmarkedet.

- Dersom driftsstansen forutsetter bruk av systemansvarsvirkemidler, som for eksempel spesialregulering og produksjonstilpasning, er fristen 3 måneder.
- Driftsstanser i transmisjonsnettet koordineres med andre aktører og besluttes av TSO.
- Driftsstanser som fører til øy-drift i regionalt og lokalt distribusjonsnett kan koordineres og besluttes av DSO. Avbøtende tiltak koordineres sammen med TSO. Ved uenighet rundt avbøtende tiltak, skal det forelegges TSO for vedtak.

Se også kapittel 15 om håndtering av risiko for KILE-kostnader.



9 FLASKEHALSHÅNDTERING

Fos definerer flaskehals som en *situasjon som oppstår når utvekslingsbehovet i nettet overstiger overføringsgrensen*. En flaskehals kan oppstå på enkeltkomponenter, for eksempel en ledning, en kabel eller transformator, men de fleste flaskehals oppstår når summen av overføring på flere forbindelser mellom områder overstiger en definert overføringskapasitet. I slike tilfeller betegnes begrensningen som et snitt.

Hva som begrenser overføringskapasiteten på et snitt kan variere. Felles for snittbegrensninger er at den samlede kapasiteten tar hensyn til at en av komponentene kan få et utfall uten at det skal få uakseptable konsekvenser (kjent som N-1-prinsippet, se også kapittel 3.2). Uakseptable konsekvenser kan i denne sammenheng være at andre komponenter i snittet får kritisk overlast eller at spenningen blir for lav dersom det skulle inntreffe en feil på en eller flere komponenter. Dersom en snittbegrensning ikke overholdes, kan dette føre til at et utfall av en komponent medfører en kjedereaksjon der andre komponenter også faller ut på grunn av overlast, eller i verste fall blir ødelagt. Utfall er oftest forårsaket av teknisk svikt eller værpåkjenninger, som vind, lyn eller trefall. N-1-prinsippet gjør at den totale overføringskapasiteten mellom områder alltid er lavere enn summen av kapasiteten på hver enkelt komponent.

Flaskehalshåndtering betyr å overvåke og håndtere både snittbegrensninger og eventuelt andre begrensninger, og gjennomføres i to faser – planfasen og driftsfasen. I planfasen må de riktige snittene defineres ved hjelp av analyseverktøy. Som grunnlag for analysen inngår de enkelte komponentenes maksimale kapasitet og andre karakteristika. I tillegg må det gjøres en vurdering av blant annet forventet forbruk, produksjon, temperatur og tilgjengelige systemvern (se kapittel 9.1.5 om systemvern). Dersom det er utkoblede komponenter i området må dette tas hensyn til i analysene. Utkoblinger kan resultere i snitt som kun er relevante i noen timer, flere dager eller mange uker. Kombinasjoner av utkoblinger kan legge til ytterligere kompleksitet i utarbeidelsen av snitt, og gjør at systemene for å holde orden på hvilke snitt som er relevante til enhver tid er (kompliserte og) driftskritiske. Per i dag defineres snittene i forkant, men utviklingen går i retning av analyse- og SCADA/EMS/DMS-systemer for bedre beslutningsstøtte og automatisk håndtering i driftsfasen.

Driftsfasen kan vi regne fra 45 minutter før driftstimen og frem til den er ferdig. Etter at aktørens bindende produksjonsplaner er sendt inn vurderer Statnetts landssentral behovet for tiltak i forkant av og gjennom driftstimen slik at flaskehals overholdes og kraftsystemet er i balanse.

9.1 Hvordan håndteres dette i dag?

I dag er det Statnett som nasjonalt systemansvarlig som håndterer flaskehals i transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett. Dette ansvaret er definert i fos § 5. Det skilles mellom *store og langvarige flaskehals* og *øvrige flaskehals*. Store og langvarige flaskehals, også kalt strukturelle flaskehals, skal i henhold til fos håndteres med separate budområder. Øvrige flaskehals skal som hovedregel håndteres ved aktivering av bud for manuelle reserver i mFRR-markedet (tidligere kalt regulerkraftmarkedet eller RK-markedet). I tillegg kan flaskehals fjernes eller reduseres ved hjelp av endrede koblingsbilder (fos § 16) eller systemvern (fos § 21), Nedenfor forklares de ulike virkemidlene og bruken av dem mer detaljert.

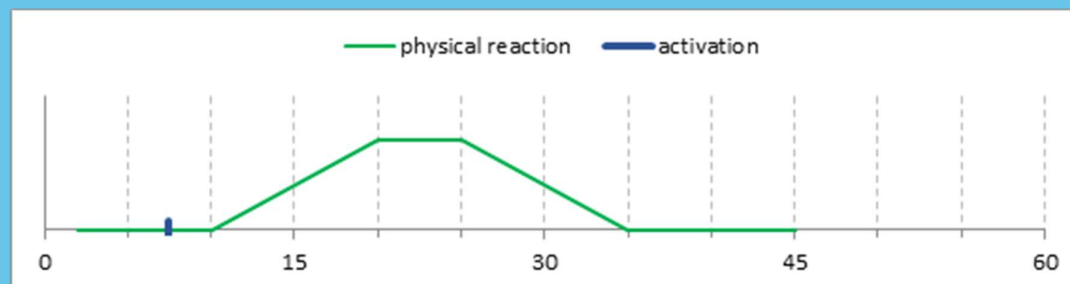
Historisk har flaskehals vært vanlig i transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett. Ved å ta hensyn til at det finnes distribuert produksjon i regionalt distribusjonsnett i dimensjoneringen av nettet, har behovet for nettinvesteringer blitt redusert samtidig som forsyningssikkerheten er ivaretatt. Lokalt distribusjonsnett har stort sett hatt nok kapasitet, eller det har blitt forsterket for å

unngå flaskehals. Dette skyldes at lokalt distribusjonsnett tradisjonelt har vært driftet radielt og ikke vært observerbart gjennom realtidsmålinger. Dermed har det vært lite rom for å tilknytte kunder uten å ha tilstrekkelig kapasitet til å håndtere alle overføringssituasjoner. Dagens utvikling, med økende muligheter for målinger og å utnytte fleksibilitet i produksjon og forbruk til å utsette eller unngå nettførsterkninger, fører til økende flaskehalsproblematikk på alle nettnivå, også i lokalt distribusjonsnett. Det er betydelig forskjell på hvor stor denne problemstillingen er for ulike nettselskap. Hvor raskt denne utviklingen vil gå, og hvor omfattende den vil være, avhenger av kostnadene ved å ta i bruk nye verktøy opp mot å forsterke nettet, og hvordan inntektsreguleringen fanger opp disse kostnadene.

Flaskehalsbehandling gjøres i dag både proaktivt og reaktivt. Ved proaktiv flaskehalsbehandling unngår vi at flaskehalsen oppstår. Dette kan gjøres ved å endre koblingsbilder, for eksempel ved å dele nettet i radialer for å få overført mer kraft med lavere driftssikkerhet, eller ved å hoppe over mFRR-bud for å unngå å overbelaste nettet. Proaktiv flaskehalsbehandling forutsetter gode prognoser. Reaktiv flaskehalsbehandling innebærer å sette i verk tiltak, i første rekke spesialreguleringer, etter at overføringsbegrensningen har oppstått. Dette krever god overvåkning av aktuelle flaskehals. For Statnett og de andre TSOene i Norden er målet å utvikle bedre prognoseverktøy som kan hjelpe operatørene å forutsi flaskehals før de oppstår. DSOer og andre aktører utvikler også nye verktøy for prognosering og flaskehalsbehandling. Proaktiv flaskehalsbehandling blir viktigere når det innføres et europeisk balanseringsmarked.

MARI, Europeisk balanseringsplattform for manuelle reserver (mFRR) er en europeisk balanseringsplattform som skal optimalisere budaktivering innenfor de land som deltar. Dette vil foregå ved at alle TSO-er mottar bud fra aktører innenfor sitt område, samtidig som de prognostiserer sitt reguleringsbehov. Både bud og reguleringsbehov blir sendt videre til plattformen, som finner den økonomisk optimale måten å dekke reguleringsbehovet på innenfor det samlede område. Flaskehals mellom budområder blir tatt hensyn til i optimaliseringen, men interne flaskehals må håndteres utenom MARI. TSO får deretter tilbakemelding om hvilke bud som skal aktiveres og bestiller aktivering hos aktørene. Prosessen gjentas hvert 15. minutt. Standardproduktet for mFRR er utformet slik at budene blir sendt fra TSO til MARI 12 minutter før budaktiveringsperioden (T-12), mens reguleringsbehovet og utvekslingskapasitet blir sendt inn to minutter senere (T-10). Tilbakemeldingen fra MARI om aktiveringer og oppdaterte utvekslingsplaner blir sendt til TSO T-8, mens bestillingen videre til aktør blir sendt et halvt minutt senere (T-7:30). Aktivering starter T-5, med 10 minutters rampingtid. Figuren nedenfor viser en aktivering for kvarteret mellom 15 og 30 minutter.

I tillegg til standardproduktet, jobbes det også med et direkte aktivert produkt for å håndtere situasjoner som krever umiddelbar respons.



Faktaboks 5 MARI

9.1.1 Flaskehalshåndtering ved hjelp av budområder

I Norge er det per i dag fem budområder. Budområdene er viktige både i day-ahead markedet og intradag markedet. Flaskehals mellom budområdene, og mellom Norge og andre land, håndteres i første omgang i markedsklareringen i disse markedene. Dette gjøres ved at TSO fastsetter utvekslingskapasiteten mellom områdene time for time for neste døgn. Utvekslingskapasiteten settes på grunnlag av de potensielle fysiske flaskehalsene mellom områdene.

Kraftbørsene må ta hensyn til utvekslingskapasiteten når de fastsetter hvor mye produksjon og forbruk som får tilslag innenfor hvert område. Områder med stort overskudd av kraft kan dermed få en lavere pris enn områder med stort underskudd. Det er verdt å merke seg at budområder og tilhørende kapasitetsfastsettelse håndterer de største og viktigste flaskehalsene i systemet, men målt i antall er det en liten andel av potensielle flaskehals i kraftsystemet som kan håndteres med dagens områder.

Selv om en flaskehals inngår i kapasitetsfastsettelsen, vil det likevel være behov for kontinuerlig overvåking og etterjustering av produksjon for å holde flyten innenfor den fysiske overføringskapasiteten. Årsaken er at flaskehalshåndteringen i markedsklareringen er basert på prognoser, og både forbruk, produksjon og kapasiteten i nettet vil normalt endre seg frem mot driftstimen.

Til etterjustering av produksjon brukes aktiveringer i mFRR-markedet, og kostnaden blir belastet dem som forårsaker aktiveringsbehovet. Dette kan være forbruksaktører som har bommet med sine forbruksprognoser, produsenter som produserer mer eller mindre enn planlagt eller TSO som har gitt for høy kapasitet. Dette skiller flaskehals mellom budområder og flaskehals internt i områder; aktiveringer for flaskehals mellom budområder betales av aktører i ubalanse gjennom ubalanseoppgjøret, mens aktiveringer av interne flaskehals betales av TSO.

9.1.2 Håndtering av flaskehals internt i budområder ved aktivering av bud i mFRR-markedet (spesialregulering)

Den vanligste måten å håndtere flaskehals i driftsfasen er at TSO betaler for justering av produksjon eller forbruk, gjennom aktivering av bud for manuelle reserver i mFRR-markedet. Dette kalles spesialregulering. mFRR-markedet er åpent for deltagelse både for produksjon og forbruk. Per i dag er minste budstørrelse 10 MW, men i løpet av de neste årene vil det bli mulig å delta med bud ned til 1 MW. Statnett gjennomfører nå en pilot for å teste aggregering av mindre laster fra alminnelig forbruk til bruk i mFRR-markedet, og det ser lovende ut. FoU-prosjektet NorFlex skal teste ut tilsvarende fleksibilitet brukt som balanse- og systemstøtte på alle spenningsnivå, ved å benytte markedssystemet fra NODES.

Proessen i dag er slik at Statnett starter detaljert planlegging rett etter at endelige produksjonsplaner og bud i mFRR-markedet er meldt inn, 45 minutter før driftstimen. Nedenfor er en skjematisk gjennomgang av hvordan ansvaret for flaskehalshåndtering og balansering løses. I praksis vil både ubalanser og belastningen på flaskehals endres kontinuerlig og håndteringen av balansering og flaskehalshåndtering fremstår som en prosess.

Flaskehals i regionalt distribusjonsnett løses før andre flaskehals internt i budområdene. Siden reguleringsvolumene som løser de interne flaskehalsene kan påvirke belastningen på flaskehals mellom budområdene, blir reguleringsvolumet for å løse interne flaskehals tatt med i beregningen av hvilket reguleringsvolum som er nødvendig for å avlaste flaskehals mellom budområdene.

Når alle flaskehals er planlagt å være innenfor kapasitetsgrensene bestemmes volum og plassering for balansereguleringer som skal kompensere for den totale ubalansen i systemet. I denne ubalansen inngår både aktørubalanser, strukturelle ubalanser og ubalanser forårsaket av spesialreguleringer.

Aktørubalanser kan være forårsaket av at for eksempel forbruksprognoser eller vindkraftprognoser som lå til grunn for anmeldingen i day-ahead markedet ikke slo til. Strukturelle ubalanser skyldes blant annet at kraftmarkedet i dag har timesoppløsning, og dermed ikke håndterer at forbruket kan forandre seg mye innenfor en time. I tillegg vil spesialreguleringer som er aktivert på grunn av flaskehals også medføre en ubalanse. Dette må kompenseres med aktiveringer i motsatt retning for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk. De ulike typene ubalanser kan i noen grad utligne hverandre, slik at netto aktiveringsbehov blir lavere enn summen av aktørubalanser, strukturelle ubalanser og motregulering av spesialreguleringer.

Bud som allerede er aktivert for flaskehalsbehandling kan naturlig nok ikke benyttes til balansering.

Noen DSOer overvåker og håndterer delvis flaskehals i sitt eget regionale distribusjonsnett. I enkelte områder hvor nettselskapet er i samme konsern som produsent, har produsenten tilpasset sin produksjon til behovene i nettet. Så lenge endelig produksjonsplan er sendt inn 45 minutter før driftstimen, og produksjonsplanen er i henhold til aktørens tilslag i energimarkedet, skaper ikke en slik praksis særskilte ubalanseproblemer. Det er per i dag ingen incentiver for å gjøre slike tilpasninger på eget initiativ siden alternativet er at TSO kompensere for slike tilpasninger gjennom spesialregulering. Omfanget av slik håndtering er også redusert siste årene.

Kostnadene for spesialregulering dekkes i dag av den nasjonalt systemansvarlige, uavhengig av om begrensingen ligger i regionalt distribusjonsnett eller transmisjonsnett. De årlige kostnadene varierer, og er svært avhengig av hydrologi og langvarige feil i nettet. Prognosen de siste årene har vært 160 millioner kroner. I 2018 aktiverte Statnett 5872 separate spesialreguleringer, hvor en spesialregulering som varte i flere timer ble telt som 1.

9.1.3 Markering av utilgjengelige bud i mFRR-markedet

Ved håndtering av ubalanser er en sentral del av vurderingen å unngå aktivert bud som øker belastningen på en allerede fullastet flaskehals. Før det utføres reguleringer for flaskehals i transmisjonsnettet eller for ubalanser må det derfor gjøres en vurdering av hvilke bud som kan benyttes uten å medføre overlast i underliggende nett. I dag gjøres denne vurderingen av nasjonalt systemansvarlig, og som grunnlag for denne vurderingen må det være kjent hvordan nettet i området er og hvor budene er lokalisert. Derfor er store deler av dagens regionale distribusjonsnett modellert i Statnetts SCADA-system. I tilfeller hvor nasjonalt systemansvarlig trenger mer informasjon, kontaktes DSO for å avklare om aktivert bud er mulig.

Det er ingen direkte kostnader knyttet til at bud blir gjort utilgjengelige, men aktørene som utsettes for det mister en potensiell handelsmulighet. Det bør gjøres en vurdering av om denne ulempen for aktøren bør kompenseres av netteier.

9.1.4 Endring av koblingsbilde

Endring av koblingsbilde er et verktøy for proaktiv flaskehalsbehandling, og er forklart nærmere i kapittel 6. Hvis koblingsbildet endres, for eksempel ved at nettet deles opp i radialer, kan det være mulig å øke kapasiteten. Ulempen er at et eventuelt utfall kan medføre større risiko for mørklegging og dermed en høyere KILE-risiko for netteier. Hva som er hensiktsmessig

koblingsbilde kan variere over tid, og avhenger blant annet av forbruk, produksjon og planlagte utkoblinger i nettet.

9.1.5 Systemvern

Systemvern er automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser. Systemvern finnes i regional- og transmisjonsnettet. De mest vanlige typene systemvern er produksjonsfrakobling (PFK), forbruksfrakobling (BFK) eller nettsplitt. Alle systemvern har definerte kriterier for når de skal løses ut.

Et typisk eksempel er at utfall av en ledning gir et stoppsignal til utvalgte generatorer eller store forbrukere. Utkobling av den aktuelle generatoren eller forbruket vil skje raskt, ofte på under ett sekund. Dette gjør at de øvrige ledningene i et snitt blir avlastet, og slik kan man øke kapasiteten på snittet og likevel drifte nettet i henhold til N-1-kriteriet.

Mange systemvern er designet slik at signalet fra et linjeutfall kan gå til flere generatorer. Dette gir en større fleksibilitet og en økt sannsynlighet for at de tilknyttede generatorene i sum produserer nok på det aktuelle tidspunktet til at potensialet i systemvernet kan bli fullt utnyttet. Likeså er det ofte flere linjeutfall knyttet opp mot samme generator. Dermed kan en generators PFK-funksjonalitet bidra til å øke kapasiteten i mange snitt.

Behovet for å aktivere og deaktivere systemvern vurderes i dag løpende av Statnett Landssentral. I 2018 ble systemvern aktivert eller deaktivert 2679 ganger. Behovet for å aktivere og deaktivere oppstår når flyten i nettet, og dermed belastningen på snittene, endres. Et systemvern som står aktivert uten at det er behov for det er uheldig, først og fremst fordi det da kan virke mot sin hensikt ved å øke belastningen på gjenværende linjer i stedet for å avlaste i tilfeller der flytretningen har snudd. Dessuten er det en påkjenning for generatorene når det skjer et utfall (noe som er bakgrunnen for at produsentene får en godtgjørelse per utfall).

Det finnes i dag svært mange systemvern både i regionalt distribusjonsnett og transmisjonsnett. Siden en eventuell svikt i systemvern kan få store uheldige konsekvenser, stilles det strenge krav til sambandsløsninger (blant annet krav om to sambandsløsninger og overvåking av samband) og regelmessig testing.

Selv om systemvern er en enkel og kostnadseffektiv måte å øke kapasiteten i nettet på sammenlignet med å bygge nytt nett, så øker det kompleksiteten i den løpende driften og overvåkingen av nettet. Dette gjør at behovet for nye systemvern blir kritisk vurdert, og at systemvern som grunnregel skal ha en nytte ved intakt nett, og ikke bare ved utkoblinger eller andre ekstraordinære situasjoner.

Prosessene rundt systemvern kan grovt sett deles i fire deler:

1. Behovet identifiseres. Dette kan være et behov som oppstår som følge av endringer, for eksempel et nytt kraftverk, eller det kan være et gradvis økende overføringsbehov som etter hvert utløser et behov for systemvern.
2. Systemvernet designes og virkningen på de aktuelle snittene kalkuleres.
3. Systemvernet installeres både i sende-ende (for eksempel i et nettanlegg) og mottaker-ende (for eksempel en generator), og samband etableres og testes. SCADA-overvåking og bestillingsfunksjoner for aktivering etableres.
4. Systemvernet overvåkes, og aktiveres og deaktiveres ved behov. Aktører betales ved utfall.

Alle systemvern kontrolleres av TSO, og DSO har per i dag ikke hjemmel til å administrere dette. Denne ansvarfordelingen er beskrevet i fos § 21. DSOene må også få anledning til å installere systemvern i eget nett, for på den måten å redusere investeringskostnader.

9.1.6 Flaskehals i lokalt distribusjonsnett

I lokalt distribusjonsnett må DSOene håndtere eventuelle flaskehals selv. Deres verktøykasse har frem til nå likevel vært begrenset. Flaskehals kan enten håndteres gjennom avtaler med produsenter eller forbrukere, for eksempel avtaler om utkoblbar tariff eller gjennom tilknytningsavtale. Det er frivillig om nettselskap ønsker å tilby utkoblbar tariff til kundene, og det er frivillig for kundene å ta imot slike tilbud. Kunder som har en avtale med nettselskapet om utkoblbar tariff kan bli koblet ut på kort varsel når det er behov for det.

DSOene har ikke utviklet tilstrekkelige virkemidler eller rutiner for å håndtere flaskehalsproblematikk. Dette skyldes at flaskehalsproblematikk i lokalt distribusjonsnett til nå ikke har vært særlig utbredt eller har blitt løst med tradisjonell nettførsterkning. Flaskehals i distribusjonsnett er en økende utfordring som DSOene må finne løsninger for, dersom en ikke skal fortsette å løse disse utfordringene med videre investeringer.

9.1.7 Utfordringer med dagens håndtering

Selv om dagens modell for flaskehals håndtering har fungert godt, vil ikke dagens løsninger og organisering være egnet for å håndtere fremtidens utfordringer. Antall flaskehals er økende på alle nettnivåer. Samtidig øker også balanseringsbehovet på grunn av økt utbygging av uregulert kraftproduksjon. Balansemarkedene går fra å være nasjonale til europeiske og endres etter hvert til kvartersoppløsning der det til nå har vært timesoppløsning. Detaljene i denne utviklingen er ikke kjent i dag.

Utviklingen skaper nye markedsmuligheter for leverandører av balanseringstjenester. Norge har mye fleksibilitet i produksjonsapparatet som skal gis handelsmuligheter i et europeisk marked, og omtrent 40 prosent av dette er tilknyttet regionalt eller lokalt distribusjonsnett. Det er også forventet at fleksibilitet på forbrukssiden vil ønske å utnytte de mulighetene europeiske balansemarkeder gir.

Dagens løsning med manuell overvåking er ikke tilstrekkelig for å håndtere driftsutfordringene disse endringene skaper. Det må derfor i større grad utvikles og tas i bruk automatisk balansering og flaskehals håndtering – på alle nettnivå. Det pågår arbeid med utvikling av automatiserte løsninger både på transmisjonsnivå og i lokalt og regionalt distribusjonsnett. Hvorvidt dette vil smelte sammen til en 'stor' automatisert flaskehals håndtering for alle nettnivå, eller om vi vil ha en prosess som springer ut fra transmisjonsnivået og en eller flere prosesser med utgangspunkt i lokale distribusjonsnett har vi ikke vurdert. Det er imidlertid realistisk å anta at utgangspunktet vil være automatisering fra begge 'ytterkanter'.

Løsningen med at Statnett som nasjonalt systemansvarlig håndterer flaskehals i regionalt distribusjonsnett fører til en informasjonsutfordring og et incentivproblem. Informasjonsutfordringen er at det er vanskelig for Statnetts driftssentraler å ha god oversikt over alle relevante forhold i regionale distribusjonsnett. Det kan dermed oppstå problemer i det regionale nettet som bare det lokale nettselskapet har forutsetninger for å kjenne til og forutse, for eksempel spenningsproblemer. På sikt kan imidlertid automatiserte løsninger redusere dette informasjonsproblemet, men det avhenger av egenskapene for de(n) automatiserte løsningen(e).

Incentivproblemet er at mens TSO tar de direkte kostnadene for flaskehalshåndtering regionalt gjennom spesialregulering, er det de regionale netteierne som eventuelt må investere for å eliminere eller redusere flaskehalsen. Det er 'gratis' for DSOen å la TSOen håndtere flaskehalsene, selv om eventuell KILE-risiko typisk eksponerer regionale netteiere. I tilfeller der tiltak som medfører lavere reguleringskostnader for TSO, men høyere KILE-risiko for DSO, skal TSO derfor gjøre en samfunnsøkonomisk vurdering av tiltaket. På den måten skal Statnett internalisere DSOens kostnader i sin beslutning, men eventuell KILE-kostnad faller likevel på DSO. TSO kan imidlertid ikke pålegge DSO å investere i nettet. For ekspertgruppen er det derfor også et spørsmål om ansvaret for flaskehalsen i regionalt distribusjonsnett bør endres.

9.2 Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?

Gode markedsmuligheter for fleksible ressurser øker verdien på og tilbudet av disse. Det gir nettselskapene bedre muligheter til å løse sine utfordringer. Det er derfor i nettselskapenes egeninteresse at fleksible ressurser har gode markedsmuligheter.

I dag ligger ansvaret for flaskehalshåndtering i transmisjonsnett og lokalt distribusjonsnett hos de respektive systemoperatørene. Vi mener det mulig å fordele ansvaret for flaskehalsen i regionalt distribusjonsnett mer effektivt enn dagens organisering, slik at systemoperatørene der også i større grad tar ansvar for håndtering av 'sine' flaskehalsen. For å forklare dette har vi nedenfor forsøkt å fordele flaskehalsene i fire kategorier. Før vi kommer til det, vil vi tydeliggjøre hva vi i denne sammenheng mener med 'ansvar' for flaskehalshåndtering, og hva som bør gjelde alle nettselskap, uavhengig av nettnivå:

- Ansvar for at det finnes korrekte data om egne nettanlegg og at disse gjøres tilgjengelig for andre systemoperatører. Data betyr i denne sammenheng både permanente data, planer (for eksempel om driftsstans og alternative koblingsbilder) og sanntidsinformasjon om situasjonen i nettet.
- Ansvar for å fastsette overføringsgrenser i egne anlegg som er riktige til enhver tid, og at denne informasjonen blir gjort kjent for andre systemoperatører og eventuelle automatiske prosesser i regi av disse.
 - Dette betyr for eksempel at der overføringsgrenser i regionalt distribusjonsnett inngår i nettmodellen som benyttes av nasjonalt systemansvarlig til flaskehalshåndtering, må andre nettselskap til enhver tid kunne fastsette og automatisk oppdatere data til modellen.
- Ansvar for å sette egne kriterier for driftsrisiko – herunder overføringsgrenser, systemvern og valg av forhåndsdefinerte koblingsbilder.
- Med mindre 'egne flaskehalsen' overvåkes og håndteres (manuelt eller automatisk) i regi av TSO eller annen DSO, har man også ansvar for at eventuelle nødvendige reguleringer avtales med fleksible ressurser. Dette må eventuelt skje i planfasen inntil 45 minutter før driftstimen, for eksempel gjennom fleksibilitetsmarkeder som NODES.
- Nettselskapet må ta økonomisk ansvar for kostnadene for flaskehalshåndtering.

Alternativer for hvordan DSO kan ta ansvar for flaskehalsen i eget nett

Et sentralt element i den automatiske flaskehalshåndteringen som er under oppbygging i regi av Statnett er filtrering av bud til MARI, se Faktaboks 5 og Faktaboks 6.

Det er ulike alternativer for hvordan DSO kan bidra til at flaskehalsene i sitt eget nett blir tatt hensyn til i denne filtreringen. Alternativene nedenfor er å anse som ytterpunktene, og det jobbes med detaljering av ulike alternativer.

1. Regionalt distribusjonsnett er en del av nettmodellen til TSO, og flaskehalsen blir automatisk detektert og bud blir filtrert/regulert på grunnlag av denne. DSOs ansvar:
 - Til enhver tid levere en oppdatert nettm modell for sitt område, inkludert kapasitet på enkeltlinjer, koblingsbilde, utkoblinger, temperatur og forbruk.
 - Vurdere alternative koblingsbilder.
2. Regionalt distribusjonsnett er ikke en del av nettmodellen. DSOs ansvar:
 - Gir melding om hvilke bud som kan aktiveres og ikke innenfor sitt område, enten ved å angi bud som utilgjengelige, eller ved å angi en kapasitet for hvor mye som kan aktiveres i hver retning innenfor sine ulike nettområder. Førstnevnte krever at aktørens budgivning i mFRR-markedet er tilgjengelig for DSO.

Flaskehalsbehandling ved hjelp av spesialregulering vil medføre en ubalanse og dermed et reguleringsbehov i motsatt retning. Dette kan håndteres ved at det er integrert i reguleringsbehovet som blir meldt inn til plattformen, eller det kan være håndtert på forhånd ved at reguleringen er balansert på begge sider av flaskehalsen, for eksempel ved en motsatt rettet handel i intradag markedet XBID. Balansert aktivering krever at reguleringsbehovet er avklart før XBID lukker.

Det er forventet en tid på et halvt minutt fra MARI gir beskjed til TSO hvilke bud som skal aktiveres, til aktøren skal varsles. Deretter har aktøren 2,5 minutter til budet fysisk skal starte å rampe opp effekt mot full aktivering. Dette er så kort tid at bud som er forventet å være innestengt bak en lokal flaskehals må settes utilgjengelige før de sendes inn til MARI. Dette er en prosess som kalles budfiltrering, og skal skje automatisk ved hjelp av en nettm modell. Det skal lages en modell for hver 15-minuttersperiode. Nettm modellen utvikles i CIM (Common Information Model), som er en standard som gjør det mulig å dele modellen mellom ulike selskaper, også DSOer. CIM brukes også til deling av nettm modeller mellom TSO-er i prosessen med kapasitetsfastsettelse.

Nettm modellen må som minimum inneholde alt transmisjonsnett og de delene av regionalt distribusjonsnett som inneholder relevante budobjekter. Det er foreløpig ikke bestemt hvilke deler av regionalt distribusjonsnett den skal dekke, men det er ingen tekniske begrensninger for å ikke inkludere hele det regionale distribusjonsnettet.

I tillegg til å angi hvilke bud som ikke kan aktiveres for balansering, vil samme nettm modell også angi hvilke bud som må aktiveres for å avlaste flaskehalsen (spesialreguleringsbehov).

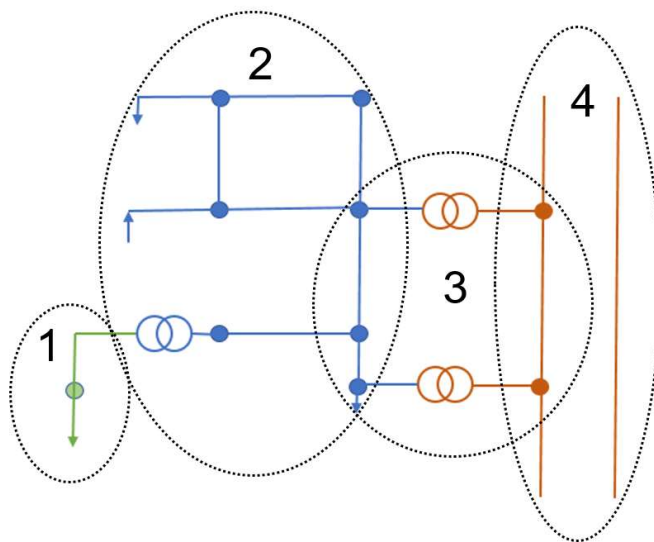
Faktaboks 6 Filtrering av bud til MARI (se også Faktaboks 5 om MARI)

Det virker rasjonelt at det ikke lages separate nettm modeller for hvert område, men at det lages en sentral modell som nasjonalt systemansvarlig har ansvaret for, og som dekker de mest relevante delene av kraftsystemet. En nettm modell som inneholder alt nett i Norge blir imidlertid for stor til å løses på de få minuttene som er tilgjengelig for balanseringen, men det er ikke åpenbart hvor

grensen skal gå for hvilke nettnivåer modellen skal inneholde. For områder som ikke dekkes av en felles nettmodell vil DSOene være best kvalifisert til å angi hvilke bud som skal være tilgjengelige for den europeiske balanseringsplattformen.

Uavhengig av om nettet har automatisk eller manuell flaskehalshåndtering, vil det være hensiktsmessig å definere forhåndsdefinerte koblingsbilder i større grad enn i dag som et virkemiddel for å løse flaskehalser. Valg av koblingsbilder kan ofte være et kompromiss mellom driftssikkerhet (KILE-risiko) og markedstilgang for aktørene i området. Uavhengig av hvem som skal ha dette ansvaret må det sikres at vurderingen gjøres på en samfunnsmessig rasjonell måte som sikrer likebehandling av markedsaktører.

Den foreslåtte inndelingen i fire kategorier og skjematisk illustrert i Figur 9-1 adresserer både informasjonsutfordringen og incentivproblemet beskrevet i kapittel 9.1.7. For det vi har kalt kategori 3 er imidlertid forslaget ikke i tråd med hovedregelen, ved at gjennomføring av flaskehalshåndtering i denne kategorien etter vår oppfatning bør forbli hos TSO.



Figur 9-1 Fire kategorier av flaskehalser

9.2.1 Kategori 1: Flaskehalser i lokalt distribusjonsnett

I lokalt distribusjonsnett er det ikke vanlig med flaskehalser. Det er imidlertid forventet at det blir flere flaskehalser i fremtiden, på grunn av tilknytning av mer småkraft, elektrifisering av transport og nye muligheter for tilknytning av produksjon og last på vilkår. Nettreguleringen bør stimulere nettselskap til å vurdere forbruksfleksibilitet som et alternativ til å forsterke nettet. Samtidig må vi forberede oss på at disse ressursene også ønsker å delta i andre fleksibilitetsmarkeder på nordisk eller europeisk nivå. Basert på dette, foreslås følgende:

- Flaskehalser i lokalt distribusjonsnett håndteres av den enkelte systemoperatør. Dette innebærer ansvar for å sette riktig kapasitet i nettet. Videre innebærer det å håndtere flaskehalser med virkemidler som angitt nedenfor og beskrevet i kapittel 9.1, og ta kostnaden ved dette. Endelig innebærer det å vurdere slik håndtering opp mot alminnelig kapasitetsutvidelse og eventuelt også å investere i utvidet kapasitet.

- Dersom flaskehalsen håndteres ved opp- eller nedregulering av produksjon eller forbruk, må den i utgangspunktet være avsluttet senest 45 minutter¹⁸ før driftstimen slik at ressursene som deltar kan anses å være anmeldt i balanse. Dersom flaskehalsen håndteres ved endring til et annet forhåndsgodkjent koblingsbilde eller det benyttes fleksibilitetsbud i en markedsløsning med synkronisert motsatt regulering på den andre siden av den lokale flaskehalsen, kan flaskehalsbehandling i kategori 1 likevel skje helt frem til og i driftstimen.
- DSO må på visse vilkår ha mulighet til å gjøre bud utilgjengelig dersom aktivering medfører overlast.
- På sikt vil flaskehalsbehandling skje i helautomatiserte prosesser, spesielt hvis små volumer hyppig skal reguleres i nett med stor utstrekning.

Systemoperatørene har behov for produksjonsplaner og forbruksprognoser og må etablere rutiner for dette. Potensielt kan det være nødvendig med informasjon om bud til fleksibilitetsmarkeder utenfor DSOens område. DSO må også få informasjon dersom bud blir aktivert. Uten slik informasjon kan det bli umulig for DSOen å lage realistiske prognoser for lokal belastning.

DSO må også vurdere behovet for avtaler med produsenter og forbrukere eller aggregatorer om å regulere produksjon eller forbruk ved behov, for eksempel ved utkoblinger i nettet. Eventuell kompensasjon for slik regulering må avtales og kan for eksempel fastsettes i et lokalt fleksibilitetsmarked.

9.2.2 Kategori 2: Flaskehals i regionalt distribusjonsnett med liten påvirkning på transmisjon

Vi mener at utgangspunktet skal være at netteier er ansvarlig for håndtering av flaskehals i eget nett, også for regionalt distribusjonsnett, men det er sannsynligvis ikke hensiktsmessig at alle regionale distribusjonsnett håndteres likt. Det må derfor finnes ulike måter å håndtere dette ansvaret på avhengig av nettets egenskaper. Uavhengig av løsning er det imidlertid rimelig klart at det er hensiktsmessig at systemoperatørene i det regionale distribusjonsnettet får et større ansvar og har behov for mer informasjon enn i dag vedrørende forhold i eget nett.

Dersom regionalt distribusjonsnett inngår i sentral automatisert flaskehalsbehandling

Flaskehals i regionalt distribusjonsnett kan håndteres automatisk i en sentral modell som skissert i Faktaboks 6. For at dette skal fungere må den enkelte DSO ha ansvar for at data til modellen til enhver tid er riktige og oppdaterte. Dette gjelder statiske data, men også sanntidsinformasjon om tilstanden i nettet. Netteier må også være ansvarlig for å vurdere alternative koblingsbilder som balanserer hensynet til sikker forsyning og markedstilgang til aktørene tilknyttet nettet. Dette gir et økt ansvar for DSO for driften av eget nett sammenlignet med i dag, og sikrer samtidig at flaskehalsene håndteres på effektiv måte. DSO må ha tilgang til nettmodellen for sitt område slik at de kan gjøre egne analyser, og må i tillegg ha full oversikt over aktiverte og overhoppede bud i sitt område for både flaskehalsbehandling og balansering.

Selv om et regionalt distribusjonsnett inngår i en sentral automatisert flaskehalsbehandling, vil netteier være økonomisk ansvarlig for kostnadene knyttet til flaskehalsbehandling.

Dersom regionalt distribusjonsnett ikke er del av sentral flaskehalsbehandling

Dersom det regionale distribusjonsnettet ikke er en del av en modell for sentral flaskehalsbehandling, må DSO basert på egne modeller og analyser gi melding om hvilke bud som

¹⁸ Fristen på 45 minutter kan forventes å bli satt nett til 25 minutter før driftskvarteret når europeiske balanseplattformer kommer i gang. Avhengig av egenskapene til automatiserte balanseringsløsninger kan fristen eventuelt tas bort.

kan aktiveres og ikke innenfor sitt område for hver aktiveringsperiode. Dette kan skje ved å angi bud som utilgjengelige, eller angi en kapasitet for hvor mye som kan aktiveres i hver retning innenfor sine ulike nettområder. Førstnevnte krever at aktørenes budgivning i mFRR-markedet er tilgjengelig for DSO. Ved en slik håndtering er det viktig at det finnes gode incentiver for å opprettholde aktørenes handelsmuligheter i reservemarkedene.

Enkelte regionale distribusjonsnett har i praksis kun forbruk, og ingen produksjon. Flaskehalsen i slike nett er ganske forutsigbare, og virkemidlene for å løse dem er i hovedsak endring av koblingsbilde og bruk av forbruksfleksibilitet. Selv om det fleksible forbruket skulle ønske å delta i for eksempel den europeiske balanseringsplattformen, vil det sjelden oppstå en situasjon der aktivering vil forsterke en flaskehals.

I denne type nett, eller i nett med få eller ingen aktører som vil delta i balansemarkeder, kan dette være en hensiktsmessig løsning. I praksis vil dette følge prinsippene for flaskehalsbehandling beskrevet i kategori 1.

Fordeling av kostnader

Uavhengig av hvordan flaskehalsbehandling foregår, vil det på samme måte som for kategori 1 være den enkelte systemoperatør som må bære kostnadene ved flaskehalsen, for eksempel ved kjøp av opp- og nedregulering fra produsenter eller forbrukere. Dersom det legges til rette for bruk av bud på Statnetts markedsplass (mFRR) forutsetter vi at Statnett etablerer en rutine for viderefakturering av relevante kostnader. Det kan være vanskelig å etablere den nøyaktige kostnaden for den enkelte flaskehals. Dersom det er flere DSOer involvert kan det også være utfordrende å finne den riktige kostnadsfordelingen. I denne sammenheng er det viktig at jakten på det perfekte ikke kommer i veien for det hensiktsmessige. Poenget er at også eiere av regionalt distribusjonsnett må være forberedt på å betale for de opp- og nedreguleringer som kan gjøre det mulig for dem å redusere kapitalbindingen i nettet. Reduksjon i slik betaling som konsekvens av en nettforkerking er nettopp noe av den gevinsten netteier bør kunne ta hensyn til i sine investeringsbeslutninger.

Der det er flere DSOer i et masket nett, vil det være behov for en gjennomgang mellom de aktuelle DSOene og eventuelt TSO for å avklare hvem som skal ha ansvar for de respektive flaskehalsene. Det er i tillegg behov for en prosess for å fordele flaskehalsen mellom kategori 2 og 3.

9.2.3 Kategori 3: Flaskehalsen i regionalt distribusjonsnett med stor påvirkning på transmisjon

Der regionalt distribusjonsnett ligger i parallell med transmisjonsnett, kan et utfall av komponenter i transmisjonsnett medføre overlast i regionalt distribusjonsnett. Slike flaskehalsen kan løses ved en endring av koblingsbilde i det regionale distribusjonsnettet til mer radiell drift, ved å aktivere systemvern eller ved å aktivere bud for opp- eller nedregulering i regionalt distribusjons- eller transmisjonsnett. Siden transmisjonsnett inngår i disse flaskehalsene, virker det hensiktsmessig at disse forblir TSOens ansvarsområde, og at de inngår i en sentral automatisk flaskehalsbehandling.

Dette fritar ikke DSO for ansvaret for at nettmodell med alle relevante data til enhver tid er oppdatert, og å vurdere endringer i koblingsbilder i eget nett. DSO må på samme måte som i kategori 2 få tilgang til nettmodell som ligger til grunn for flaskehalsbehandling for sitt område og relevante tilgrensende områder, samt aktiverte og overhoppede bud i sitt område.

Dersom TSO tar det økonomiske ansvaret for disse flaskehalsene betyr det imidlertid at incentivproblemet påpekt i kapittel 9.1.7 ikke løses fullt ut. Det bør derfor vurderes hvordan en også for kategori 3 kan utvikle en måte å gjøre den enkelte netteier økonomisk ansvarlig for 'sin'

del av en flaskehals. Selv om utfordringene med dette er større for kategori 3 enn 2, er det viktig å legge til rette for at netteiere i regionalt distribusjonsnett kan få økonomisk gevinst om de bidrar til å redusere flaskehalsen hvor kostnadene ved håndteringen i dag belastes transmisjonsnettet.

9.2.4 Kategori 4: Flaskehalsen i transmisjonsnett

Flaskehalsen i transmisjonsnett blir i dag håndtert av nasjonalt systemansvarlig gjennom kapasitetsfastsettelse mellom budområder i day-ahead markedet og intradag markedet, og gjennom aktivering av spesialregulering og balanseregulering i driftsfasen. Det er åpenbart at dette også bør fortsette i fremtiden.

9.3 Konkrete forslag

Oppsummert vil ekspertgruppen peke på følgende når det gjelder flaskehalsbehandling:

- I lokalt distribusjonsnett må ansvaret for flaskehalsbehandling fullt ut ligge hos den enkelte DSO. DSO må ha tilgang på produksjonsplaner fra produsenter i eget nett, og DSO må ved behov fortrinnsvis bruke markeder, men kan inntil det finnes fungerende markeder inngå standardiserte avtaler med aktører om å regulere produksjon eller forbruk.
- I regionalt distribusjonsnett må DSO få driftsmessig og økonomisk ansvar for flaskehalsbehandling. Dette kan gjøres på ulike måter som skissert i kapittel 9.2. Hva som er den beste løsningen vil variere mellom ulike nett og variere i tid.
- Hvorvidt DSO velger å knytte seg til en sentral løsning kan blant annet være avhengig av hvilke andre markeder og løsninger som er aktuelle for DSO å benytte. Valgt løsning må ikke hindre aktører tilknyttet nettet deltagelse i det europeiske balansemarkedet eller andre markeder og så langt som mulig ikke skape ubalanser i driftstimen.
- Felles for alle alternative løsninger er at det kreves økt utveksling av data mellom TSO og DSO. Systemoperatører kan ha behov for løpende informasjon om belastningen på anlegg i tilknyttet nett. Spesielt har den enkelte systemoperatør behov for løpende informasjon om belastning på 'sine' snitt i kategori 3 for å kjenne til risikoen for utfall i eget nett.
- I transmisjonsnettet håndteres flaskehalsen som i dag av TSO.
- Uavhengig av metode for flaskehalsbehandling må netteiere være ansvarlig for kostnader for flaskehalsbehandling i eget nett. Det må vurderes hvordan man kan allokere kostnader for flaskehalsbehandling til den enkelte netteier. Spesielt for flaskehalsen i kategori 3, der både transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett inngår i flaskehalsen, kan det være behov for en mekanisme som viderefører en relevant del av slike kostnader til den enkelte netteier i det regionale distribusjonsnettet.

10 JORDSTRØMSKOMPENSERING

Alle strømnett må på en eller annen måte forholde seg til jord (jordpotensialet). Jordingssystemet er en viktig del av sikkerheten i og driften av elektriske anlegg. Hensikten med jordingssystemer er å sikre personer mot farer ved berøring og anlegg mot skader ved strøm "på avveie". Systemene skal sørge for å føre feilstrømmer sikkert til jord, sørge for utkobling av feilbefengt komponent eller sørge for at feilstrømmen reduseres til et ufarlig nivå. Denne feilstrømmen blir ofte kalt "kortslutning" eller "overledning", men er rettere sagt en "jordslutning" (kortslutning til jord). Jordslutningen oppstår når isolasjonen rundt en strømførende leder svikter (for eksempel hull i kappen rundt en kabel eller at en uisolert luftledning kommer i berøring med en mast, et tre eller bakken).

Utformingen av jordingssystemet påvirker blant annet mulighetene for delinger i nettet.

Det finnes flere filosofier for valg av jordingssystem (systemjord); direktejording, isolert nett, spolejording og lavohmig jordet nett. Alle har sine fordeler og ulemper, og benyttes på ulike spenningsnivå i kraftsystemet. Det er ikke hensiktsmessig å beskrive disse i detalj her, men Særen & Giset (2017) gir en god oversikt over de ulike systemene, med fordeler og ulemper.

Spolejording

I denne konteksten legges det vekt på å omtale spolejording, da det er den mest vanlige systemjordingen i de større regionale distribusjonsnettene i dag, og det kan synes som ansvarsforholdene er noe uklare mellom TSO og DSO i dagens praktisering av spolejordet nettdrift. Videre er det spolejording som krever mest driftsmessig oppfølging.

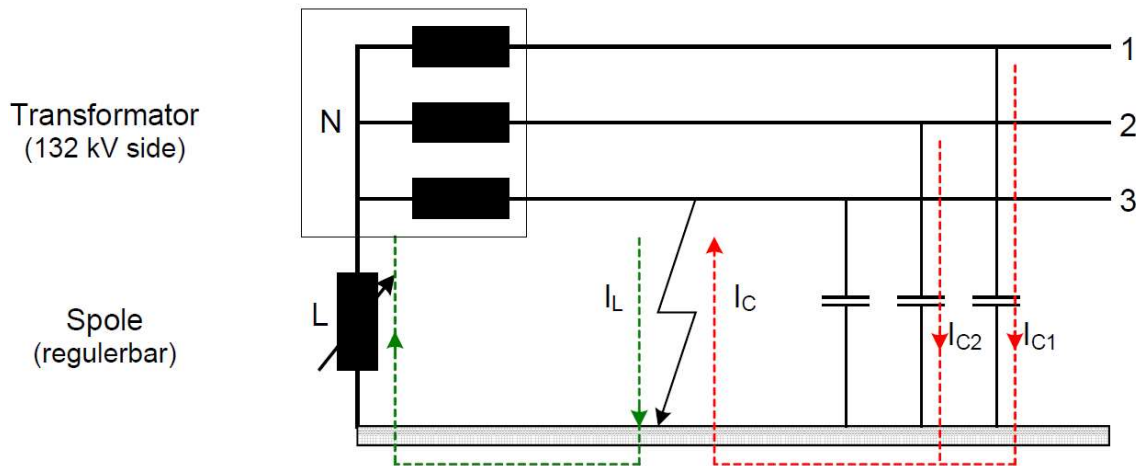
I et spolejordet nett er det tilkoblet en jordspole (Petersen spole) i nullpunktet på en eller flere transformatorer i aktuelt nett eller tilkoblet et "kunstig nullpunkt" som kan lages som en avgang i et koblingsanlegg. For regionale distribusjonsnett vil spoler tilknyttes nullpunktet på transformatorer. Det er alltid en jordspole som har automatisk regulering som skal fange opp at det oppstår situasjoner eller endringer i aktuelt nett.

Det mest aktuelle alternativet til spolejordet nett er lavohmig- eller direktejordet nett. Det vil ikke ha det samme kravet til oppfølging i driften, fordi feillokalisering og utkobling skjer automatisk. Ulempen er mer avbrudd for kundene og mye større krav til nettet med hensyn på blant annet vernsystemer, jordtråd på alle linjestrekk og kommunikasjon. En overgang fra spolejordet nett til direktejordet nett vil derfor medføre store kostnader.

Omtrent tre av fire feil i det regionale distribusjonsnettet er enpolet jordfeil, det vil si at det oppstår kontakt mellom en av nettets tre faser mot jord. Hensikten med spolejordet nett er at jordfeilstrømmene ved en slik enfaset jordfeil skal bli lave, slik at eventuelle lysbuer (jordslutningsstrømmer) ved forbigående jordfeil slukker av seg selv, og utkobling av feilbefengt ledning (og eventuelt strømbrydd for kunder) avverges. Med denne typen systemjording unngås også store såkalte nullstrømmer i jord, som telesystemet er sårbare for. Videre vil lav feilstrøm begrense spenningen mellom utsatt anleggsdel og jord, og dermed reduseres også effektutvikling og skadeomfang på feilstedet. En ulempe med spolejordet nett er at feillokalisering kan være vanskelig, og det er begrenset hvor stort nett som kan drives galvanisk sammenkoblet. For detaljer og nærmere forklaring av begreper se Særen & Giset (2017).

Jordfeilstrømmen består av tre komponenter; en kapasitiv, en induktiv og en resistiv (se forklaring i Appendix 2 – Hva er reaktiv effekt?). Den kapasitive strømmen i feilstedet oppstår på grunn av nettets kapasitive kobling mot jord. Hensikten med jordslutningsspolen er at denne setter opp en induktiv spolestrøm som kompenserer for kapasitive delen av jordfeilstrømmen, og dermed

reduseres den totale jordfeilstørrelsen, se Figur 10-1. Figuren viser et stilisert bilde av et 132 kV-nett med jordslutningsspole koblet mellom transformatoren og jord. Figuren viser den kapasitive strømmen I_c som oppstår på grunn av jordslutningen i fase 3 og den induktive "motstrømmen" som spolen setter opp for å "nøytralisere" strømmen i feilstedet.



Figur 10-1 Jordslutningsspole

10.1 Hvordan håndteres dette i dag?

På samme måte som trinnkoblerne på transformatorene, er jordspolen ofte tilknyttet Statnett sin transformator fra transmisjonsnettets mot det regionale distribusjonsnett. Det kan variere om det er TSO eller DSO som anskaffer og eier spolen. Selv om virkeområdet til spolen er det regionale distribusjonsnett, er det ofte Statnett som tar på seg ansvaret med koordinering av spoler med flere netteiere.

Alle nettselskap må overholde Forskrift om elektriske forsyningsanlegg¹⁹ og dokumentere at høyspentanleggene er dimensjonert og driftes slik at kravene til tillatt utkoblingstider og berøringspenning som mennesker og dyr kan bli utsatt for ved jordfeil er overholdt. Elektriske anlegg skal i sin helhet ha betryggende isolasjon og anleggene skal være utstyrt med utrustning som varsler isolasjonsfeil og jordslutninger i anlegget. *Topolet jordfeil og kortslutning skal koples ut hurtig og automatisk, mens en enpolet jordfeil skal utkobles hurtigst mulig og innen 120 minutter for regionalt distribusjonsnett med luftnett og blandet kabel/luft-nett. For andre jordingssystem er det utkoblingstider på sekunder som gjelder. Nett skal overvåkes kontinuerlig, og klarering for bortkobling av jordfeilen igangsettes umiddelbart.* Skal kravene til berøringspenning overholdes er innstilling av jordspole viktig slik at jordfeilstørrelsen over feilstedet minimaliseres og kravene for deteksjon overholdes.

Utfordringer med dagens håndtering

Ved en jordfeil i eksempelvis et 132 kV-nett, vil operatørene på nettsentralen både til DSO og TSO få varsel om at det er jordfeil, men ikke alltid hvor i nettet feilen har oppstått. Da har altså netteier to timer på seg til å finne og koble bort den feilbefengte komponenten. Dette foregår ved at nettet deles opp for å se hvilken del av nettet feilen befinner seg i. Videre må én og én linje kobles ut. Dette er beskrevet i forhåndsdefinerte delingsplaner som er utformet av netteierne. Når det er konstatert hvilken linje som har feil, må denne ligge utkoblet til feilen er funnet og utbedret.

¹⁹ FOR-2005-12-20-1626

I dag blir jordfeil i regionalt distribusjonsnett håndtert på ulike måter. Det varierer om Statnett håndterer feilsøkingen eller om nettsentralen til DSO tar denne oppgaven. Dette kan avhenge av hvem som sitter på sentralene, og hvor erfarne og kjente de er i det aktuelle nettet. Usikkerheten i hvem som i praksis håndterer disse feilhendelsene er lite gunstig og bør klargjøres.

I de større regionale distribusjonsnettene kan det være flere DSOer (og TSO) som er netteiere. Det setter ekstra krav til at det er klart definert hvem som gjør hva ved feil.

Det samme gjelder hensyn til spolekapasitet ved driftsstanser og nettplanlegging på lengre sikt. Ved driftsstanser må nettselskap med revisjonsansvaret planlegge driftsstansen med hensyn til at det er nok spolekapasitet i alle deler av nettet under revisjonen. Ved generell nettplanlegging av spolejordet regionalt distribusjonsnett, må behovet for tilstrekkelig med spoler distribuert i nettet, for alle driftssituasjoner, sikres. Også her oppfattes nok ansvarsforholdene ulikt og det må presiseres at dette er netteier/netteiernes ansvar.

10.2 Hvordan kan dette håndteres i fremtiden?

Det er den enkelte netteier som har ansvar for drift og dermed også for KILE i eget nett. Alle netteiere har stor interesse av å seksjonere ut en feilbefengt enhet raskest mulig og gjenopprette normal drift. Vi går ut fra at operatører ved de forskjellige nettsentralene har størst kjennskap til detaljer og forhold i eget nett. Det bør derfor påligge den enkelte netteier et klart og tydelig definert ansvar for planlegging, overvåkning og styring av spoler, samt feilhåndtering.

I egne nett som ligger galvanisk adskilt fra andre, bør eiere ha et klart ansvar for planlegging, drift av spoler og håndtering av feil.

I masket nett som ikke er galvanisk adskilt fra hverandre, må de berørte netteierne avtale om det skal være én eller flere som koordinerer planlegging, drift og innstillinger av spoler i den daglige driften. Den koordinerende rollen må ha oversikt over alle spoleinnstillinger og hvilke komponenter som inngår i det totale nett bildet til enhver tid.

Det bør være en omforent enighet mellom alle involverte parter om første seksjoneringsplan, og deretter en gjensidig varslingsplikt til hverandre om hva man foretar seg videre. Ved seksjonering må de forhåndsdefinerte planene ta høyde for at man ender med en akseptabel kompensering i de forskjellige delnettene. Til sist er det eier av anlegget som har ansvar for feilhåndtering i eget nett.

Nettselskap som koordinerer revisjoner må ta ansvar for å planlegge driftsstansen med hensyn til at det er nok spolekapasitet i alle deler av nettet under revisjonen. Ved nettplanlegging i spolejordet regionalt distribusjonsnett må netteier ivareta behovet for at spoler er tilstrekkelig distribuert i nettet og tilpasset alle aktuelle driftssituasjoner. Netteier må også vurdere hvilken systemjording som er rett for fremtiden.

10.3 Konkrete forslag

- For jordspolehåndtering i regionalt distribusjonsnett bør hovedregelen være at den enkelte netteier skal ta ansvar for eget nett. Det vil si at netteier får selv ansvar for planlegging, overvåkning og styring av jordspolene.
- Ved jordfeil er det driftssentralen til netteier som tar ansvar for feilsøking, utkobling og feilretting.

- Der det er flere netteiere som driver sammenhengende spolejordet nett, må de aktuelle netteierne avtale ansvarsforholdene klart og tydelig seg imellom. For eksempel kan en DSO utpekes til å ta overordnet ansvar for spolekompenseringen for nettet.
- Ulike vernløsninger for spolejordede nett kan utredes og forbedres. Man kan utnytte vernkommunikasjon og kompetanse på spolejording i 22/11kV-nett, for å få til hurtigere lokasjon og frakopling av jordfeil i det regionale nettet.

11 TVANGSMESSIG UTKOBLING AV FORBRUK

Tvangsmessig utkobling av forbruk (TUF) betyr at forbruk kobles fra nettet. I enkelte situasjoner kan det være avgjørende å redusere det totale forbruket innenfor et område uten forutgående varsel. For å redusere de samfunnsøkonomiske omkostningene bør dette planlegges best mulig på forhånd og bare gjennomføres når det er tvingende nødvendig.

TUF-planer koordineres i dag ved at konsesjonærer leverer TUF-planer til nasjonalt systemansvarlig. Dette er beskrevet i fos § 13. Endring i fos som trer i kraft 01.07.20 fjerner krav om at planen skal godkjennes med vedtak, og endres til at nasjonalt systemansvarlig skal fastsette innhold, format og frister for rapportering.

Gjennomføring av TUF-planer er mest aktuelt ved effektknapphet eller større driftsforstyrrelser i kraftsystemet. Nasjonalt systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk. Det gis da pålegg om utkoblingens størrelse, varighet og eventuelt type last. Innkobling kan ikke skje uten vedtak fra nasjonalt systemansvarlig. Er det flere nettselskap involvert, bruker Statnett en prioriteringsliste eller fordelingsnøkkel.

I kritiske situasjoner hvor netteier vurderer et behov for tvangsmessig utkobling av forbruk må dette begrunnes, varsles og vedtas av nasjonalt systemansvarlig. Slik det fungerer i dag er det altså bare nasjonalt systemansvarlig som kan påvirke, koordinere og bestemme i hvilken rekkefølge nettselskapenes TUF-planer skal vedtas og gjennomføres.

Vi mener en regional koordinering av TUF-planer før de sendes til TSO er hensiktsmessig både fra et samfunnsperspektiv og for nettselskapene. Mange DSOer eier bare distribusjonsnett og er ikke tilknyttet transmisjonsnettet, noe som innebærer begrenset kjennskap til nettet hos TSO. Slik vi har foreslått for driftstanskoordinering (kapittel 8) kan det være hensiktsmessig om nettselskap med lokal kjennskap til nettet og tilknyttede nettkunder skal forberede samordningen av TUF-planer mellom netteierne. Dette kan bidra til å realisere en koordineringsgevinst og øke DSOenes kunnskap om eget og tilknyttede nett med tanke på både kapasitetsmessige utfordringer og sammensetningen av forbruket i ulike deler av nettet. Det kan eventuelt være hensiktsmessig å gjøre samordningen i samme regionale forum som for driftstanskoordinering.

Tilsvarende mener vi det er ønskelig med regional koordinering av gjennomføring av TUF planer, for eksempel ved at Statnett viderefører kriteriene for fordeling ved å ta en gjennomgang region for region og overfører ansvar til regionale DSOer.

12 RESSURSER OG VERKTØY

Dersom DSOene skal påta seg økt lokalt og regionalt ansvar og løse dette på en god måte, må de sette av tilstrekkelige ressurser, både til verktøy og til kompetansebygging. Utvikling av eksisterende og nye verktøy for informasjonsdeling og analyser er essensielt. Behovet for kompetanse om systemdrift øker i takt med kompleksiteten i kraftsystemet og når utnyttelsen av nettkapasiteten skal økes. I dette kapitlet har vi samlet våre vurderinger av disse behovene.

12.1 Kompetanse

Økt ansvar lokalt og mer utfordrende drift krever god kompetanse på nettdrift og god kunnskap om eget nett og alle nett som er tilknyttet ens eget nett. Flere driftssentraler kan ha behov for bredere kompetanse, mer erfaring og større kapasitet.

Det må være kontinuerlige prosesser på å samle kunnskap om og informasjonssystemer for koblingsbilder, spenning, driftsstans, aktiv og reaktiv effektflyt og hvordan ulike faktorer påvirker hverandre. I årene som kommer må det også settes av ressurser til å etablere og utvikle systemer, prosesser og rutiner for informasjonsutveksling, dialog og samhandling – både i det enkelte selskap og i kontaktflaten mellom ulike nettselskap.

12.2 Avtaler

Økt ansvar hos DSOene vil kreve økt samhandling på tvers mellom netteiere, produsenter og større forbrukere. Dette innebærer behov for tydelige og transparente avtaler mellom alle parter. Kommunikasjon og koordinering bør foregå via systemer som gjør prosessene effektive. Avtaler bør så langt som mulig være standardiserte for hele bransjen.

Behovet for informasjon fra andre parter kan for eksempel reguleres i tilknytningsavtaler eller driftsavtaler, både innbyrdes mellom nettselskap og mellom nettselskap og den enkelte nettkunde. Mellom netteiere må det for eksempel være krystallklart hvem som har ansvar for spenningsregulering, jordspolehåndtering og flaskehals håndtering på de delene av nettet man 'deler' eller mot grensesnitt.

Aktuelle virkemidler til for eksempel spenningsregulering og flaskehalsregulering skal i størst mulig grad være markedsbaserte. Det enkelte nettselskap må vurdere behovet for langsiktige avtaler med fleksible ressurser inn mot et aktiveringsmarked, for å sikre at disse kan respondere på nettselskapets behov fra dag til dag.

Et eksempel på avtaler finnes i den nye bestemmelsen i NEM § 3-3 fra 2019. Nettselskap og produsent kan inngå tilknytningsavtale med vilkår om produksjonsbegrensning. Dette innebærer at nettselskapet kan tilknytte ny produksjon uten å ha plass til maksimal produksjon i nettet til enhver tid, for å unngå investeringer. Dette må være frivillig fra begge parter, og tilknytning må være driftsmessig forsvarlig. Produsenten godkjenner da å kunne bli nedregulert eller utkoblet uten annen kompensasjon enn det som følger av tilknytningsavtalen.

Som beskrevet i kapittel 7 må produsentene følge visse krav til reaktiv kjøring for å bidra til spenningsregulering. DSOene må kunne forvente at produsenter kan strekke seg utover «normalbåndet» for reaktiv effekt hvis de blir bedt om det, men det må innebære en godtgjørelse/kompensasjon.

FIKS og NVF 2020 stiller også krav til forbruk, og nettselskapene må kunne forvente at kundene følger disse. FIKS (som skal erstattes av NVF 2020) sier for eksempel at *Industri-/større*

forbruksanlegg skal ha kompensering for reaktivt forbruk/produksjon, avhengig av nettets behov nær uttakspunktet. Videre er det i NVF tatt inn overordnede krav til frekvens og spenning for tilknytning av forbruk i regional- og transmisjonsnettet fra EUs forordning om forbruk (DCC). Krav om leveranse og forbruk av reaktiv effekt utover kompensering for eget forbruk skal behøvsprøves.

Mer generelt må nettselskapene kunne kreve at produsentene følger tilknytningsavtalen og krav satt i FIKS. EUs forordning om tilknytning av produksjon, RfG, stiller tekniske krav ved tilknytning og oppfølging gjennom levetiden til anleggene, og vil ved implementering i norsk lov overta deler av funksjonen til FIKS. Forordningene fra EU gjelder i utgangspunktet ved nye tilknytninger og vesentlige endringer i eksisterende tilknytninger. For gamle produksjonsanlegg som har vært tilknyttet nettet lenge er det vanskeligere å sette krav, da disse ofte ikke har en tilknytningsavtale og ikke er omfattet av de tekniske kravene i FIKS og RfG. Nettselskapene må da fremforhandle relevante avtaler med kundene og slik formalisere rettighetene som gis til nettselskapene i forordningene, jf. fremstillingen i kapittel 4.3. Det mest effektive er trolig at dette løses gjennom bransjeforeningene og standardavtaler i bransjen.

12.3 Informasjon og informasjonsutveksling

For å få til en utvikling mot en mer effektiv nettdrift må all relevant informasjon gjøres tilgjengelig mellom alle aktører i de respektive nettene, og verktøy for informasjonsdeling må utvikles videre. Felles informasjonssystemer som kan kommunisere sømløst med hverandre og på tvers av selskaper vil være en forutsetning for god informasjonsutveksling.

For innmelding av driftsstanser til TSO benyttes i dag Fosweb. Da Fosweb allerede er et kommunikasjonssystem mellom netteiere, mener vi at dette fremdeles kan benyttes til både koordinering, informasjon og innmelding av driftsstanser. Med noen endringer i Fosweb, kan en på innmeldingen sørge for at TSO og DSOer får tilgang til all nødvendig informasjon. Da er det nødvendig at Fosweb inneholder oppdaterte anleggsdata, at regionale koordinatorene har tilgang til informasjon om tilstøtende nett og at data flyter like lett mellom alle brukere.

Planer om fremtidig vedlikehold og jobber må også kunne registreres i Fosweb. Aktuell DSO kan da benytte dette til å sammenstille et utkast til optimal driftsstans som deretter kan diskuteres med alle berørte aktører. Dette fordrer at driftsstanser i transmisjonsnettet som er under planlegging eller vurdering også blir synlig i Fosweb for DSO som berøres²⁰. Slike planer må behandles som markedssensitiv informasjon.

Det er behov for gode prognoseverktøy og fersk informasjon for å kunne predikere flaskehals, forstå mulighetene for spenningsregulering og konsekvensene av driftsstanser. Dette innebærer datasystemer og nettmodeller som kan bidra til å detektere problemstillinger i planfasen, slik at disse oppdages i tide og i størst mulig grad kan håndteres proaktivt. På sikt kan for eksempel flaskehals eller spenningsproblematikk også håndteres automatisk. Produksjonsplaner er en viktig del av dette. Det er nødvendig å ha produksjonsplaner per tilknytningspunkt for en effektiv flaskehalsbehandling.

Det er viktig at Statnett som ansvarlig for den momentane balansen fremdeles kan benytte blant annet produksjon i regionalnettet til regulering, og det er viktig at lokal spenningsregulering og flaskehalsbehandling ikke unødvendig går utover Statnetts arbeid med frekvens- og områdebalanse. Derfor er det viktig at informasjon om reguleringer, uansett formål, tilflyter alle aktører som har behov for det.

²⁰ I dag er det bare vedtatte driftsstanser som er synlige i Fosweb.

Tilsvarende er det viktig at andre systemoperatører har god oversikt over tilstøtende nett. Dette må være tilgjengelig både i en nettmodell i tillegg til SCADA og/eller DMS. Utveksling av sanntids måleverdier og bryterstillinger vil da være sentralt. En DSO må kunne simulere driftsstanser i en nettmodell, enten i SCADA eller DMS, for å kunne se hvordan stansen endrer effektflyten i nettet, om den fører til flaskehals og hvilket koblingsbilde som blir optimalt under driftsstansen.

I klartekst betyr dette at nettselskapene i stigende grad blir avhengig av forbedrede nettmodeller, og at de enkelte selskapenes nettmodeller sømløst kan utveksle informasjon med andre nettselskaps nettmodeller. For ekspertgruppen virker det åpenbart at CIM (Common Information Model) må tas i bruk og at selskapene og leverandørene av informasjonssystemer tilpasser sine løsninger mot denne standarden.

12.4 Nettinformasjonsmodeller og analyseverktøy

Begrepet observerbarhet viser til et nettselskaps evne til å beskrive nåværende (og kommende) tilstand i nettet gjennom modeller satt sammen av data om komponenter og topologi, planlagte endringer, prognoser og sanntidsmålinger. Med tilstrekkelig observerbarhet kan nettselskap oppdage hvor i nettet det kan være utfordringer eller kapasitetsbegrensninger på kort eller lengre sikt basert på beregninger og observasjoner. Historisk sett har observerbarheten vært god på de høyeste spenningsnivåene, mens det har vært manglende datagrunnlag og lite målinger i lokalt distribusjonsnett og lavspenningsnett.

Data for kraftnettet kan deles inn i strukturelle, plan og sanntidsdata. Sammensatt kan disse dataene kan utgjøre en **dynamisk nettinformasjonsmodell**, som kan realiseres ved hjelp av verktøy som DMS. Størrelsen og kompleksiteten til en slik modell avhenger av antall utførte beregninger og innhentede sanntidsmålinger, deres oppløsning (granularitet) og hvor mange systemer den henter informasjon fra både internt og eksternt.

Strukturelle data refererer til alle komponenter i et gitt system med deres tekniske spesifikasjon, plassering og forhold til andre komponenter. Samlet danner disse en statisk informasjonsmodell. Informasjon fra NIS, GIS og KIS er eksempler på strukturelle data. Satt sammen utgjør de strukturelle dataene i NIS en nettinformasjonsmodell av elektrisk karakter. Hvis **aktuelle** data om bryterstillinger legges til, viser det nettverkets faktiske topologi.

Nettselskapene må ha oppdaterte nettmodeller med strukturelle data om nettets komponenter og hvordan de er koblet sammen, samt relevant data om tilstøtende nett. Dette bør både være i en nettmodell som for eksempel Netbas eller GeoNIS i tillegg til for eksempel i SCADA, DMS eller andre egnede verktøy. Her det viktig at de ulike nettselskapene har modeller som er harmoniserte og kan kommunisere med hverandre slik at informasjon enkelt kan deles og oppdateres. Netteier må kunne simulere for eksempel fremtidige driftsstanser i en nettmodell for å kunne se hvordan den endrer effektflyten i nettet, om den fører til flaskehals, samt hvilket koblingsbilde som blir optimalt under driftsstansen.

I tråd med utvikling av nettinformasjonsmodeller vil utvikling av eksisterende og nye verktøy for analyse og prognoser være essensielt for fremtidens nettdrift. Dette innebærer utvikling av verktøy for analyse av driften som har vært, god oversikt i driftsøyeblikket og muligheter for prognosering av utfordringer både på kort og lengre sikt for å planlegge for optimal nettdrift. Her kan man for eksempel benytte og videreutvikle DMS. Informasjon bør kunne flyte sømløst og automatisk på tvers av systemer og selskaper.

- **Prognosering og planlegging**

Det er behov for gode prognoseverktøy for å kunne predikere ulike situasjoner i nettet, som kraftflyt, flaskehals og behov for spenningsregulering. Dette innebærer datasystemer og nettmodeller som detekterer flaskehals i planfasen, slik at disse oppdages i tide og kan håndteres proaktivt. For å lage gode prognoser fram i tid må all relevant informasjon om aktuell driftssituasjon være tilgjengelig, i tillegg til revisjonsplaner, lastprognoser og produksjonsplaner. Er denne dataen tilgjengelig i et verktøy eller system, som for eksempel DMS, kan tilstanden i nettet predikeres i forkant, og driften kan i økende grad bli proaktiv i stedet for reaktiv.

- **Oversikt i driftstimen**

Sanntidsdata, som først og fremst betyr målinger, viser nettets faktiske tilstand og avviket mellom forventet og realisert effektflyt. For operatørene på nettsentralen er det viktig å ha kontinuerlig oversikt over nettet som helhet og hvilke reguleringsressurser som er tilgjengelige. Derfor er det avgjørende å ha gode informasjonssystemer med sanntidsdata som deles mellom netteiere. Netteier må blant annet ha tilgang til måleverdier, bryterstillinger, informasjon fra produksjonsheter om hvordan kraftverkene kan kjøres med tanke på maksimal og minimal reaktiv produksjon. Noen av disse dataene er delvis tilgjengelig i dag i Fosweb, men bør også være tilgjengelig i DSOenes driftssentralssystemer (Scada). Videre kan sanntidsdata samles i DMS for egne visninger som oppdateres kontinuerlig.

- **Analyse i etterkant**

Nettselskapene må ha god oversikt over tilstanden i eget nett. For analyser av hvordan driften har vært, finnes det i dag tilgang på store mengder data om nettet fra ulike kilder, blant annet fra AMS og andre nye sensorer i nettet. Disse dataene kan benyttes direkte i analyser for å kartlegge blant annet historisk spenning, tap, reaktiv effektflyt og flaskehals. Sensordataene kan også legges inn i eksisterende analyseverktøy, som DMS, for å lage egne visninger av historiske data. Dette kan igjen brukes for å forbedre modeller av nettet (for eksempel Netbas), som igjen gir bedre nettanalyser for optimalisering av framtidig nettdrift og nettutvikling.

Mange norske nettselskap er allerede godt i gang med utvikling og implementering av nye og relevante verktøy. En tilsvarende utvikling er underveis både i naboland og mer globalt. Etter vår oppfatning er vi tidlig i denne utviklingen, og det betyr at vi fortsatt er i en fase der det skal prøves og feiles. Det blir en krevende tid for nettselskapene. Vi vil imidlertid understreke at kostnaden ved å stille seg avventende kan bli betydelig. Utvikling av nye verktøy er ikke bare et IT-prosjekt – det er vel så mye kompetanseutvikling og kulturforandring for det enkelte nettselskap. Om man ikke har gjort det før, er tiden nå inne for å løfte driftskompetanse og driftskoordinering. Det oppnås ikke gjennom 'bare' å bestille et nytt informasjons- og analysesystem fra en av de store leverandørene.

13 NØYTRALITET

Forslagene foran innebærer at nettselskap i større grad enn i dag får behov for innsikt i kommersielle parters planer og vurderinger. Samtidig vil gruppens forslag medføre utstrakt informasjonsdeling mellom nettselskap. For alle som eventuelt skal avgi informasjon kan dette føre til usikkerhet om hvordan den delte informasjonen blir brukt og hvem som får tilgang til den. Bransjen behøver derfor en klargjøring av hva dette betyr i praksis for DSOers plikt til å opptre nøytralt og objektivt. I tilknytning til arbeidsdelingen foreslått i kapittel 6 til 11 er det også behov for en klargjøring av hva som er nøytralt nok.

Utgangspunktet er at nettselskap skal opptre nøytralt og uavhengig av eierens øvrige økonomiske interesser. Det er flere årsaker til at dette reguleres spesielt, hvorav de to første nedenfor har særlig betydning når vi diskuterer organisering av driftskoordineringen:

- 1) Våre forslag legger stor vekt på at driftsoppgavene for hvert enkelt nettselskap skal løses i dialog med andre nettselskap og med berørte kunder og konsesjonærer. Noen forslag understreker også at nettselskap kan bli avhengig av informasjon fra tredjeparter for å kunne drifte nettet forsvarlig. Dette kan for eksempel omfatte planlagt produksjon fra produksjonseenheter tilknyttet deres nett. Da må disse tredjeparter kunne være trygge på at informasjon de gir til nettselskapet ikke kommer på avveie og for eksempel havner hos produsenten i samme konsern som nettselskapet, eller på annen måte hos tredjepartens konkurrenter.
- 2) For flere av driftsoppgavene forventer vi at nettselskap i stigende grad blir avhengig av å kjøpe tjenester fra kraftprodusenter, aggregatorer eller relativt store forbrukere. Dette vil etter alt å dømme stort sett reguleres gjennom standardiserte avtaler mellom nettselskapet og aktuelle nettkunder og/eller leverandører eller gjennom vilkår på markedsplasser. I en del tilfeller kan det være snakk om avtaler der nettkundene har få, om noen, alternativer til avtalen de blir forespeilet. I noen sammenhenger kan det være aktuelt at de som leverer tjenester gjennom slike avtaler i praksis konkurrerer med selskap som er i samme konsern som nettselskapet. Nettkunder og andre leverandører av tjenester til nettselskap har rimeligvis forventninger om at de behandles fair, at nettselskapet er nøytralt og ikke styrker sin egen eller konsernets stilling på bekostning av nettkundene eller andre leverandører.
- 3) En annen årsak til at nettvirksomhet reguleres særskilt er knyttet til at nettselskap har monopol i et avgrenset område og/eller for spesifikke anlegg. Nettkundene har ikke mulighet til å velge leverandør av netjtjenester, og har derfor behov for at deres rettigheter ivaretas gjennom egnet regulering. I praksis skjer dette gjennom en rekke 'skal-bestemmelser' i for eksempel fos og fol, samt den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten.

Gjennom den økonomiske reguleringen har nettselskap rett til å få dekket kostnader ved effektiv utvikling og drift av nettet. Nettvirksomhet som er integrert i selskap/konsern som også driver konkurranseutsatt virksomhet gir da automatisk et incitament til konsernet: å skyve kostnader over på monopoldelen og inntekter over på konkurranseutsatt virksomhet. Både hensynet til nettkundene og andre forhold trekker riktignok i motsatt retning slik at nettvirksomhet ikke belastes urimelige kostnader. Særskilt regulering er likevel implementert for å sikre at nettselskap opptre nøytralt.

På bakgrunn av ovenstående, ekspertgruppens visjon for driftskoordineringen og forslagene i kapitlene foran, er det særlig en problemstilling som er aktuell: Hvordan kan nettselskapene forsikre tredjeparter at informasjon som er nødvendig for effektiv nettdrift ikke kommer på avveie? Problemstillingen er særlig aktuell i selskap med felles driftssentral for nett og produksjon, men gjelder også vertikalt integrerte konsern med separate driftsentraler for nett og kraftproduksjon, fjernvarme eller annet.

Et sentralt spørsmål er om nøytralitet bør sikres gjennom regulering og/eller gjennom selskapenes egen organisering og adferd. RME la i februar 2020 frem forslag til endringer i forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM). Den foreslåtte ordlyden er tydelig på at nettselskap skal opptre nøytralt og ikke-diskriminerende, at de har taushetsplikt om blant annet informasjon fra tredjeparter og at det er begrensninger i retten til å samarbeide om driftssentral med foretak som driver kraftproduksjon eller fjernvarme. I forskriftsforslaget er også nøytralitetsplikten utvidet til å gjelde nesten alle selskap i et konsern med nettvirksomhet. Det vil si at nøytralitetsplikten regulerer alle foretak som har omsetningskonsesjon innenfor det integrerte foretaket, i tillegg til morselskap eller kontrollerende eier. Brudd eller forsøk på brudd på disse bestemmelsen er straffbart. Ekspertgruppen legger til grunn at føringene som legges her og i reguleringen for øvrig er tilstrekkelige rettslige krav til nøytralitet.

Det er imidlertid ikke det enkelte nettselskap, men dets kunder og leverandører som tar stilling til om de har tillit til at nettselskapet opptre nøytralt. En mulighet for bransjen kan derfor være å utvikle en standardisert taushetserklæring med produsenter og andre aktører om at markedsdata og -planer holdes innenfor den relevante delen av nettselskapet.

Utfordringer med prissetting av for eksempel opp- eller nedregulering eller spenningsstøtte er i hovedsak ikke et nøytralitetsspørsmål. Selgere som eventuelt er i en monopolsituasjon overfor nettselskap må uansett følge blant annet konkurranseloven. Misbruk av dominerende stilling er ulovlig og straffbart.

14 ORGANISERING

Oppsummert og uten å komme inn på unntakene kan våre forslag beskrives som at som hovedregel må alle nettselskap ta et fullstendig ansvar for alle driftsspørsmål i eget nett. Når de gjør dette, skal det være utstrakt kommunikasjon med andre nettselskap og mulighet for innsyn i deres planer og status. Denne rollen krever også at nettselskapene kan oppfattes som nøytrale og uavhengige av sine eiere, noe som har implikasjoner for blant annet organiseringen av og rutinene på driftssentralene.

Dette påvirker blant annet den interne organiseringen i det enkelte kraftselskapet og behovet for personellmessige ressurser og systemer for informasjonsinnhenting og analyse. I dette kapitlet setter vi fokus på intern organisering og forklarer nærmere hvordan vi har tenkt når det gjelder nettselskapenes mulighet til å ta ansvar og oppgaver som forklart i kapitlene foran. Utdfordringer med ressurser og systemer er dels behandlet i de enkelte kapitlene foran og i kapittel 15 om incentiver.

Oppgavene beskrevet i kapittel 6 til 11 krever i større grad enn før at driftssentraler for nett har døgnkontinuerlig drift, med mulighet for å forsterke bemanningen når situasjonen tilsier det. Selv om automatisering kan bidra til å løse mange oppgaver, krever dette etter alt å dømme en forholdsvis stor organisasjon.

De største nettselskapene i Norge har allerede driftssentraler som er adskilt fra driftssentraler for produksjon og som har døgnkontinuerlig bemanning. Selv om de ikke nødvendigvis har tilstrekkelig kompetanse og personellmessige ressurser som våre forslag vil kreve, har de i alle fall en organisasjonsmessig struktur som egner seg for oppgavene.

Mange av de mellomstore og små nettselskapene har felles driftssentral med produksjon. Det kan innebære økonomiske gevinster med mulighet for bedre utnyttelse av verdifull kompetanse og personale, og er et godt eksempel på stordriftsfordeler ved vertikal integrasjon. En slik organisasjonsmodell er imidlertid krevende med tanke på nøytralitet, jf. diskusjonen i kapittel 13.

Selv om konsernorganisering kan bety utfordringer med tanke på nøytralitet, er det også fordeler ved slik organisering, for eksempel i form av større og bedre fagmiljøer, mulighet til å tenke på hvordan nett og produksjon henger sammen i kraftsystemet, og styrke til å drive innovasjonsprosesser.

En rekke nettselskap har ikke døgnkontinuerlig drift, i hvert fall ikke i egen regi. Noen samarbeider med naboer, som overtar driftsoppgavene utenom normal kontortid. Noen oppgaver kan løses med automatisering og hjemmevakt, som bare reagerer på alarmer etc.

Kostnadene til driftssentraler må forventes å øke med våre forslag. Behovet for nøytralitet kan begrense mulighetene for å realisere stordriftsfordeler i eget konsern. For noen nettselskap kan det derfor bli mer aktuelt enn før å vurdere horisontal integrasjon – samarbeid med andre nettselskap. Horisontalt samarbeid kan ta ulike former, der kjøp av tjenester fra et annet nettselskap og full fusjon mellom nettselskap representerer hvert sitt ytterpunkt. Uavhengig av dette bør det gjøres enklere å kjøpe driftssentraltjenester av andre nettselskap. Nettselskap bør også ha full anledning til å samarbeide om felles driftskontrollsystem.

Det ligger utenfor Ekspertgruppens mandat å komme med anbefalinger på dette punktet. Sett fra vårt ståsted må det være opp til det enkelte nettselskap å ta stilling til hvordan de vil gripe ansvaret for driften av eget nett og implementere det som eventuelt kommer ut av Ekspertgruppens arbeid i form av ny regulering og nye rutiner mellom nettselskap. Vi nøyer oss med å peke på at behovet for at nettselskapene tar et klarere ansvar for eget nett og styrker dialogen og informasjonsutvekslingen mellom selskapene er høyst reelt, og kommet for å bli.

15 INCENTIVER

Vi har tolket mandatet slik at vi er velkommen til å påpeke det vi mener er vesentlig, uten at det er forventet at vi skal foreslå løsninger på alle utfordringer vi påpeker. I dette kapitlet drøfter vi tre ulike forhold som berører nettselskapenes incentiver og deres potensielle rolle eller engasjement knyttet til driftskoordinering: sammenheng mellom inntektsrammen og økte kostnader for driftskoordinering, krav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet samt skjev fordeling av ansvar og økonomisk konsekvens.

I rapporten har vi også kommet inn på markedsaktørers incitament til å levere tjenester til nettselskapene. Vi har lagt til grunn at markedsaktører kan forvente kostnadsdekning for sine tjenester. Vi legger derfor til grunn at de kommersielle aktørene har behov for ytterligere incentiver.

15.1 Inntektsramme og kostnader

Reguleringen av nettselskap er slik at de som utgangspunkt belønnes for å minimere egne kostnader, innenfor rammer gitt av en rekke 'skal'-krav og spesielle regler for å ta hensyn til at strømbrydd er kostbart for nettkundene.

Ekspertgruppens forslag vil medføre økte kostnader til personell, informasjonssystemer og eventuelt kjøp av tjenester fra produksjon eller forbruk. Målet er at dette på sikt vil føre til lavere kapital- og driftskostnader og/eller høyere leveringskvalitet for kundene. Det er usikkert hvordan forslagene påvirker det enkelte selskaps totale kostnader over tid. Motivasjonen for forslagene i kapitlene foran er da heller ikke en økonomisk forbedring for det enkelte selskap sammenlignet med dagens situasjon, men snarere at alternativet (dagens organisering) ligger an til å svekke leveringskvaliteten for kundene, forsterke tendensen til uklare ansvarsforhold for driftskoordineringen, og bli uforholdsmessig kostbart på lengre sikt. Det er nødvendig å øke oppmerksomheten på nettdrift og driftskoordinering nå for å realisere gevinster på lengre sikt.

For det enkelte nettselskap er det med dagens regler usikkert om det 'lønner seg' å gjennomføre forslagene beskrevet i kapitlene foran, med alt de innebærer av kostnader til økt bemanning, kompetanseheving og utvikling og drift av systemer for innhenting, analyse og utveksling av informasjon. Dersom de økende kostnadene treffer alle selskaper noenlunde likt og med like stor styrke, ligger det i systemet for fastsettelse av inntektsrammer at inntektene vil øke noenlunde i takt med kostnadene for det enkelte nettselskap. Dersom bare noen nettselskap velger en aktiv rolle, kan den kortsiktige effekten bli redusert effektivitet og avkastning i disse selskapene, mens de som forholder seg passivt får relativt sett bedre avkastning og lønnsomhet på kort sikt. Den langsiktige virkningen avhenger imidlertid av om en lykkes med økt satsing på nettdrift og lavere investeringstakt enn en ellers ville hatt. Forslagene foran innebærer ingen særlige oppgaver for noen DSOer. Alle får et klarer ansvar for en del forhold i eget nett, men vi foreslår ingen plikter eller oppgaver som bare skal løses av en utvalgt gruppe av DSOer. Dersom to eller flere DSOer blir enige om en DSO skal utføre eller koordinere oppgaver på vegne av de andre, er det nærliggende å tenke seg at de andre bidrar til å dekke kostnader for slik koordinering.

RME bør imidlertid undersøke disse forholdene nærmere, blant annet for å vurdere om det er behov for å ta hensyn til de nye oppgavene ved fastsettelsen av inntektsrammen for det enkelte selskap. Dersom kostnadene treffer selskapene ulikt, kan det for eksempel tenkes at systemdrift på en eller annen måte bør inngå som en parameter for å beskrive nettselskapenes oppgaver i den økonomiske reguleringen.

Statnett har en inntektsramme hvor også kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret inngår. Denne skal blant annet dekke kostnader til flaskehalshåndtering. I kapitlene om driftsstanskoordinering og flaskehalshåndtering har vi pekt på at Statnett så langt som mulig bør viderefakturere kostnader ved for eksempel aktivering av bud i mFRR til aktuelle eiere av regionalt distribusjonsnett. Vi overlater til RME å vurdere hvordan dette eventuelt skal håndteres ved innteksreguleringen av så vel Statnett som den enkelte DSO.

15.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Et overordnet mål for reguleringen av aktørene i kraftsystemet er at de skal ta samfunnsøkonomisk lønnsomme beslutninger. Den prinsipielt sett enkleste metoden for å sikre seg at det skjer, er å sørge for at aktørenes egeninteresse sammenfaller med samfunnets interesser.

For de konkurranseutsatte aktørene er det godt kjent hvordan dette skal ivaretas. For nettselskap er dette noe mer komplisert. Mye oppnås gjennom den økonomiske reguleringen av nettselskapene, men det gjenstår stadig noen utfordringer, jf. kapittel 15.3.

For Statnetts vedkommende er det derfor eksplisitt slått fast at selskapet skal legge vekt på samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Samfunnet forventer tilsvarende prioritering i landets DSOer. Markedsaktørene forventer at nettselskapene gir dem full adgang til alle relevante markeder, også til det europeiske balansemarkedet. Bransjen forventer også en enhetlig praksis i hele landet.

Vi må erkjenne at den økonomiske reguleringen alene ikke er tilstrekkelig til å sikre et slikt resultat – hverken for TSO eller for DSO. Reglene om nøytralitet må blant annet sees på bakgrunn av dette. Gode markedsmuligheter for fleksible ressurser øker verdien på og tilbudet av disse. Det gir nettselskapene bedre muligheter til å løse sine utfordringer. Det er derfor i nettselskapenes egeninteresse at fleksible ressurser har gode markedsmuligheter.

Vi legger til grunn at reguleringen er eller blir tilstrekkelig på dette punktet og fremmer ingen konkrete forslag på dette feltet.

15.3 Ulik fordeling av ansvar og økonomisk virkning

I rapportens del 2 har vi flere steder pekt på at når to eller flere aktører har delansvar for samme nettnivå kan det lett oppstå interessekonflikter, noen steder omtalt som incentivproblemer.

Blant annet er det enkelte virkninger av KILE-ordningen som fortjener nærmere oppmerksomhet. Fordelingen av risiko for KILE-kostnader mellom aktører oppfattes i flere situasjoner urettferdig. Incentivproblemet eksisterer fordi det ikke finnes trivielle løsninger. RME bør likevel se nærmere på muligheten for bedre allokering av risiko for KILE-kostnader. En netteier kan få forhøyet risiko for KILE-kostnader på grunn av andre nettselskaps disposisjoner. For eksempel kan dette skje ved endring av koblingsbilde, enten dette er for flaskehalshåndtering, driftsstanser eller andre forhold.

KILE-ordningen bør fungere slik at nettet blir driftet og utnyttet best mulig, samtidig som at risikoen bør fordeles mellom nettselskap i henhold til hvilken innflytelse de har over den konkrete risikoen til enhver tid. Dilemmaet er at risikoen for høye KILE-kostnader hos en part kan skyldes manglende vedlikehold hos denne aktøren eller for eksempel et koblingsbilde initiert av en annen part. KILE-kostnader, -risiko og -ansvar henger nøye sammen, og det er viktig at KILE-ordningen gjenspeiler dette på en bedre måte enn den gjør i dag.

Der vi har foreslått at Statnett skal viderefakturere kostnader til for eksempel aktivering av bud i mFRR er motivasjonen den samme: Det er rimelig at den som potensielt kan spare kapitalkostnader også bærer 'sin' del av kostnadene som påløper til drift der dette kan sees i sammenheng med sparte kapitalkostnader.

16 REFERANSER

Særen, M., & Giset, M. (2017, 8 7). Systemjording. Oslo: NVE.

APPENDIX 1 – MANDAT

Ekspertgruppen skal gjennomgå dagens driftspraksis og koordinering mellom systemansvarlig, regionale og lokale nettoperatører og relevante aktører, og komme med en anbefaling til fremtidens organisering og ansvarsforhold. Anbefalingen skal bidra til at regional og lokal nettstyring på alle spenningsnivå fungerer optimalt opp mot systemdriften og bidra til å holde kostnadene så lave som mulig for brukerne av nettet.

I dag har Statnett som systemansvarlig det overordnede ansvaret for driften av kraftsystemet. Ansvaret innebærer planlegging av systemdriften og gjennomføring av operative tiltak, primært i transmisjonsnettet, men også i regionalnettet når det er behov. Gjennom systemansvaret har Statnett et ansvar for å koordinere driften. Alle nettoperatører har ansvar for driften av eget nett.

Historisk har Statnett som systemansvarlig i varierende grad ivaretatt behovet for koordinering i driften av de ulike regionalnettene. I deler av regionalnettet og i hele distribusjonsnettet, er dagens praksis at driftskoordineringen er overlatt til aktørene.

Større andel produksjon i regional- og distribusjonsnettet og endringer i forbruk fører til et behov for mer aktive nettoperatører på alle spenningsnivåer. Utviklingen innebærer at behovet og mulighetene for effektiv koordinering øker. Driftskoordineringen innebærer et samarbeid mellom systemansvarlig, nettoperatører og brukere av nettet for å bidra til sikker og kostnadseffektiv drift. Digitalisering og økte muligheter for automatisering gjør det mulig å endre måten oppgavene løses.

Oppgavebeskrivelse

Gruppen skal levere en anbefaling for samarbeid mellom systemansvarlig, nettoperatører og brukere av nettet.

Gruppen skal ta utgangspunkt i dagens eierstruktur og vurdere behovet for koordinering av driftsplanlegging i alle nett. Gruppens arbeid omfatter ikke en vurdering av langsiktig nettplanlegging og tilknytningsplikt.

Gruppens arbeid skal leveres i form av en selvstendig rapport innen 1. april 2020.

Rapporten skal omfatte:

(1) Beskrivelse av dagens drift og koordinering mellom aktører i kraftsystemet

Gruppen skal beskrive dagens oppgaver, organisering og ansvarsdeling i driften av regional- og distribusjonsnettet.

Beskrivelsen skal inneholde en oversikt over alle oppgaver som inngår i drift og driftsplanlegging som er relevante for driftskoordineringen mellom systemansvarlig, nettoperatører og brukerne av nettet.

(2) utfordringer ved dagens organisering og ansvarsdeling i drift

Gruppen skal beskrive dagens utfordringer i driften og potensielle nye utfordringer de kommende årene med fokus på hvordan dette påvirker behovet for bedre koordinert nettdrift på alle spenningsnivåer.

Gjennomgangen skal se på behovet for bedret koordinering mellom systemansvarlig og nettoperatører, mellom nettoperatører på alle spenningsnivåer og mot øvrige aktører i kraftsystemet.

Gruppen skal vurdere dagens regelverk opp mot behovet for formaliserte rammer for regional og lokal nettstyring og koordinering.

(3) Forslag til fremtidig driftskoordinering

Gruppen skal komme med forslag til en hensiktsmessig ansvars- og oppgavedeling som vil bidra til en mest mulig sikker og kostnadseffektiv nettdrift.

Forslaget skal beskrive

- Hvilke oppgaver som skal gjennomføres i praksis
- Hensiktsmessig tilgang og deling av informasjon
- Ansvarsdeling mellom aktørene for ulike oppgaver

Forslaget skal vurderes i lys av

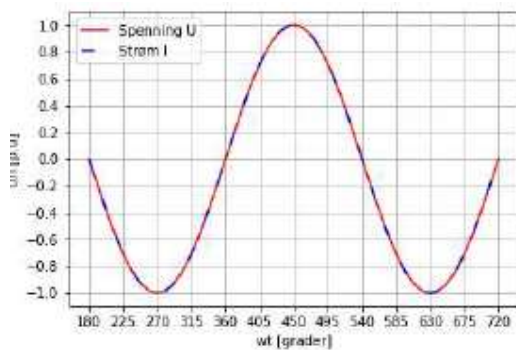
- Muligheter ved digitalisering og automatisering
- Behov for standardiserte prosesser
- Bruk av markeder eller avtaler med relevante aktører vs. bruk av myndighet
- Nødvendig kompetanse og systemer

APPENDIX 2 – HVA ER REAKTIV EFFEKT?

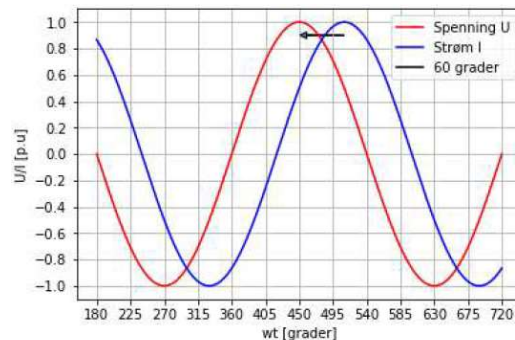
Dersom elkraftingeniørene ønsker å hekte av tilhørerne til et foredrag eller en debatt er det bare å begynne å snakke om reaktiv effekt. Da faller de fleste fort fra. Reaktiv effekt er egentlig ikke så vanskelig som mange vil ha det til. Her er et forsøk på en forklaring ut over det noe enkle bildet på reaktiv effekt som ofte brukes; at det er som "skummet i ølglasset", -nødvendig, men ikke særlig nyttig!

Strøm og spenning i vekselstrøm i veksler mellom positiv og negativ verdier i sinusformer, som illustrert i Figur 1. Hadde vi benyttet likestrøm i stedet for vekselstrøm, hadde alt vært så mye enklere, siden reaktiv effekt er et vekselstrømsfenomen. Men siden vekselstrøm har noen gode egenskaper, må vi nok bare fortsette å forholde oss til både den og den reaktive effekten.

Reaktiv effekt oppstår pga. at egenskaper i nettet og lasten (forbruket) i en vekselstrømskrets, påvirker spenningen og strømmen som flyter der.



Figur 1 Sinusformet strøm og spenning i fase med hverandre



Figur 2 Strøm og spenning ikke i fase

I Figur 1 er strøm- og spenningskurvene tidsmessig oppå hverandre, det vil si at de er i "fase" - de oppnår topp-, bunn- og nullpunkt samtidig. Som nevnt i kapittel 7 er effekt produktet av strøm og spenning. Formelen er som følger, om det ses bort fra reaktiv effekt:

$$P = U \times I$$

der P er aktiv effekt (i MW), U er spenning og I er strøm

Dersom strøm og spenning ikke er i fase (Figur 2), vil produktet av strøm og spenning ikke bli like stort over tid. Altså "forsvinner" det noe effekt når strøm og spenning kommer ut av fase. Det er kun den aktive effekten som kan gjøre et arbeid og derfor den som vi er interessert i, og den kundene betaler for.

Hva er så den reaktive effekten? En kan si at:

reaktiv effekt er et uttrykk for størrelsen på faseforskyvningen av strøm og spenning

Altså er den reaktive effekten 0 når strøm og spenning er i fase og større jo større faseforskyvningen mellom strøm og spenning er, desto større er den reaktive effekten. Dersom en tar hensyn til den reaktive effekten blir formelen ovenfor:

$$P = U \times I \times \cos\varphi$$

der φ er vinkelforskjellen mellom spenning og strøm

$\cos\varphi$ er alltid et tall mellom -1 og 1. $\cos\varphi$ er lik 1 ved null vinkelforskjell (det vil si at det kun er aktiv effekt) og lik 0 ved 90 grader faseforskjell (P blir lik 0 MW). Den matematiske formelen for reaktiv effekt er som følger:

$$Q = U \times I \times \sin\varphi$$

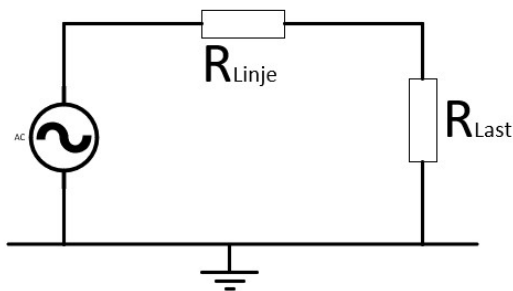
der Q er reaktiv effekt, målt i voltampere reaktiv (MVar)

Sinuskurven for vinkelforskjellen φ er 0 ved null faseforskjell (Q blir lik 0) og 1 ved 90 grader faseforskjell.

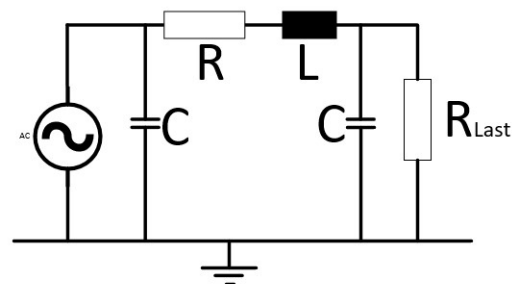
Reaktiv effekt i kraftnettet

Figur 3 nedenfor viser en forenklet modell av et nett med en generator til venstre, forbruket representert med en resistans (motstand) R_{Last} og kraftnettet fra generator (kraftverk) til last (forbruket) også representert med en resistans R_{Linje} . Lasten kan være en fabrikk, en by eller et underliggende nett. R_{Linje} kan representere en linje fra et kraftverk til en forbruker, en del av et nett eller et overliggende nett.

Både strøm og spenning ut fra generatoren skal i prinsippet være sinusformet og i fase, det vil si at strøm- og spenningskurvene sammenfaller i tid som i Figur 1. Dersom motstanden i linja (linjeimpedansen) og lasten hadde vært rent resistiv, ville strøm og spenning også etter å ha gått gjennom kraftnettet (over lasten R_{Last}), vært i fase.



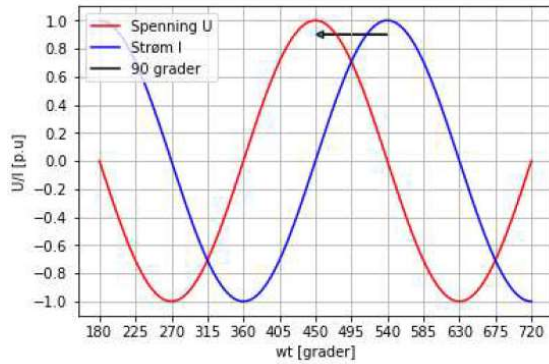
Figur 3 Svært forenklet modell av et kraftnett



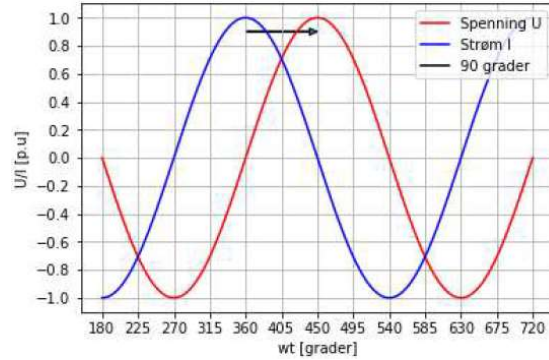
Figur 4 En litt mer detaljert modell av en linje

En resistans er en "rent ohmsk" last som i varmelement eller glødelamper. I praksis er linjenettet eller forbruket ikke rent resistivt og vil ikke kunne representeres med en resistans. Dette fordi vekselstrømmen i linjer og kabler har en "kondensatorvirkning" mot jord pga. de elektriske feltene som oppstår. Kondensatorvirkning kalles "kapasitansen" (betegnet her med "C"). For en kraftledning eller kabel vil kapasitansen i ledningen kunne modelleres som vist i Figur 4.

Kapasitans i nettet medfører en faseforskyvning og får spenningen til å ligge etter strømmen. I Figur 5 beveger kurvene seg mot høyre. Hvis en tenker seg at en står i et punkt vil strømmen komme til punktet før spenningen.



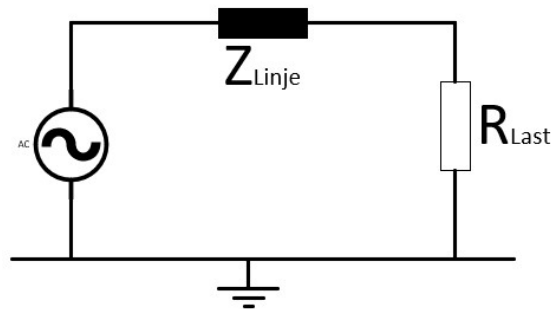
Figur 5 Kapasitans i nettet får spenningen til å ligge etter strømmen



Figur 6 Induktans i nettet får spenningen til å ligge foran strømmen

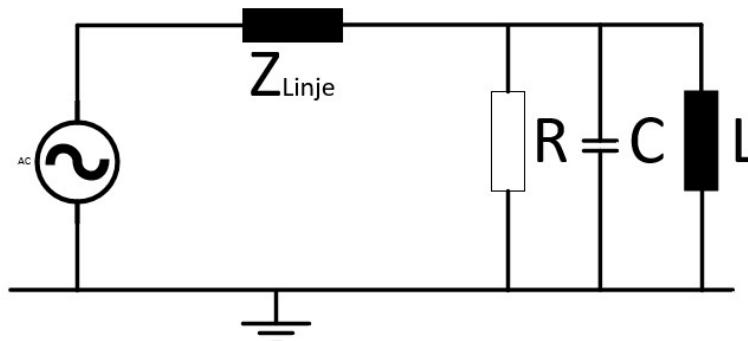
Det oppstår også magnetiske felt rundt strømførende komponenter. Dette kalles "induktans" og betegnes med "L". Induktansen får også strøm og spenning til å komme ut av fase, men i motsetning til kapasitansen gjør induktans i nettet at spenningen ligger foran strømmen (Figur 6).

I Figur 4 er resistansen, kapasitansen og induktansen i linja/nettet vist eksplisitt. I en mer forenklet modell av kraftnettet pleier man å inkludere resistansen, kapasitansen og induktansen i nettet i en "impedans" (Z_{Linje}) som vist i Figur 7.



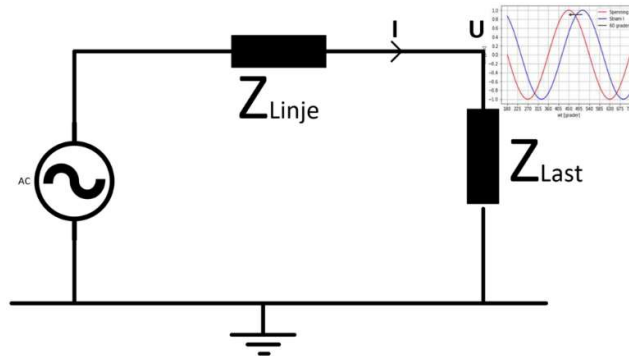
Figur 7 Forenklet modell av et kraftnett

På samme måte som kraftnettet er litt mer komplisert å modellere enn vist i Figur 3, gjelder det samme for lasten. Den kan også være satt sammen av resistanser, kapasitanser og induktanser (Figur 8). Typiske laster som ikke er rene resistanser er for eksempel motorer, varmekabler, pc'er og led-lys, altså mye av forbruket vi belaster nettet med. Disse vil ha kapasitive eller induktive egenskaper som gjør at de trekker (forbruker) reaktiv effekt fra nettet.



Figur 8 Lasten i nettet består av resistans, kapasitans og induktans

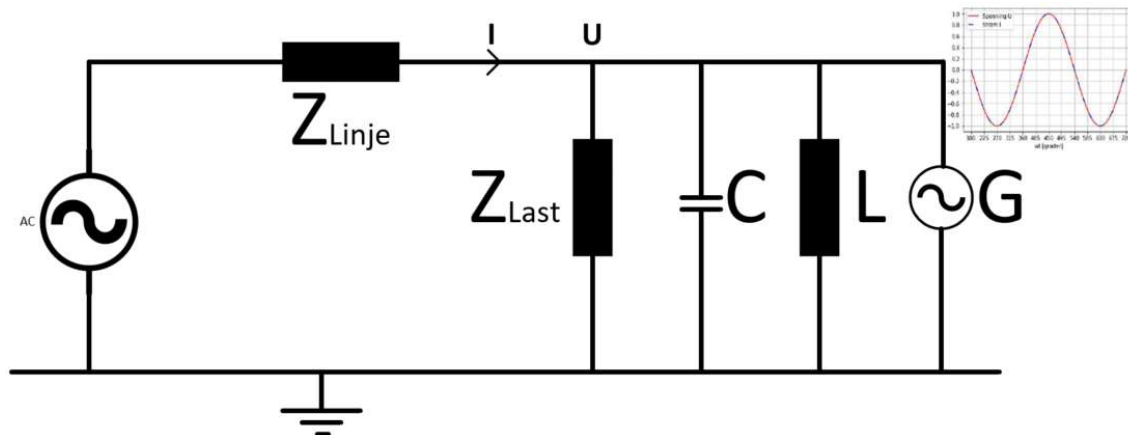
Modellen av lasten kan også forenkles som vist i Figur 9.. Her er Z_{Last} impedansen, som representerer resistansen, kapasitansen og induktansen i forbruket.



Figur 9. Modell med lasten vist som en impedans Z

Hvis en benytter analogien til et fossefall der vann pr. tidsenhet er strøm og fallhøyden er spenning (jf. kapittel 7), kan man si at ved å koble inn en last (her Z_{Last}) som krever mye reaktiv effekt i et forbrukspunkt, synker fallhøyden (spenningen). Dersom forbrukspunktet skal få tilført samme aktive effekt ($P = U \times I$), må strømmen derfor økes. Tapene i nettet øker med kvadratet av strømmen. Altså går spenningen ned og tapene opp. Dette forklarer hvorfor det er uheldig med forbruk som krever mye reaktiv effekt og at det er spesielt uheldig å transportere reaktiv effekt fra et kraftverk langt borte. Derfor bør reaktivt effektforbruk kompenseres lokalt.

For å justere flyten av reaktiv effekt kan DSO/TSO benytte kondensatorbatterier, spoler eller mer avanserte komponenter som er beskrevet i 7 for å regulere eller kompensere for det reaktive effektbehovet. Dette er illustrert i Figur 10.



Figur 10 Her representerer C et kondensatorbatteri, L en reaktor (spole) og G en generator

I kraftnettet kan kondensatorbatteri, reaktorer og generatorer lokalt bidra til å kompensere for den reaktive effekten som Z_{Last} trekker fra nettet. Dersom f.eks lasten Z_{Last} trekker for mye reaktiv effekt og spenningen derav blir lav, kan kondensatorbatteriet (C) kobles inn og dermed "levere" reaktiv effekt og heve spenningen i nettet. Dersom spenningen er for høy, kan reaktoren (L) "forbruke" reaktiv effekt og dermed senke spenningen. Generatorene har den egenskapen at den kan både levere og forbruke reaktiv effekt ved å justere på spenningsregulatoren i maskinen. Det

som i praksis skjer er at faseforskjellen mellom strøm og spenning reduseres så mye som det praktisk er mulig å få til, som illustrert med strøm- og spenningskurver i Figur 9. og Figur 10. Det vil ikke være mulig å få den reaktive effektflyten lik 0, siden lasten (forbruket) endrer seg hele tiden.

Dette viser den tette sammenhengen mellom spenning og reaktiv effektlyt som omtales i kapittel 7.

Systemoperatøren har ansvar for at det ikke fraktes reaktiv effekt over lengre avstander, og at spenningsregulering skjer så nært som praktisk mulig de stedene hvor det er utfordringer med høy eller lav spenning. DSO/TSO må da ta hensyn til påvirkning av reaktiv effekt/spenning både fra lasten (ZLast) og fra nettet i seg selv (ZLinje). Det er ønskelig at spenningsutfordringer i transmisjons- og distribusjonsnettene håndteres i respektive nett, og at utveksling av reaktiv effekt mellom de nettene, ved normal drift, er så lav som mulig. Selv om flyt av reaktiv effekt ikke er ønskelig, vil det alltid flyte noe i og mellom kraftnettene og hensynet til riktig spenning vil være viktigere enn å minimere flyten av reaktiv effekt.

Kapasitans og induktans i spolejorede regionale distribusjonsnett (kapittel 10)

Det er kapasitansen og induktansen sine "motsatte" egenskaper som benyttes for å redusere feilstrømmen i spolejorede i regionalt distribusjonsnett. Feilstrømmen som oppstår ved en jordslutning er kapasitiv. Ved å koble inn en induktiv spole (jordspolen) med riktig størrelse nøytraliseres feilstrømmen til et ufarlig nivå.

