

2024

Flaskehalshåndtering i regionalnett

Forutsetninger for alternativ håndtering



Arbeidsgruppe DSO/TSO

Statnett, Glitre Nett, Lede, Elvia og Tensio

10.06.2024

Tittel: Flaskehalshåndtering i regionalnett – forutsetninger for alternativ håndtering
Oppdragsgiver: Samarbeidsforum DSO/TSO
Kontaktperson: Eirik Haugen
Dato: 10. juni 2024
Tilgjengelighet: Offentlig

Forfattere

- Eirik Haugen (Statnett)
- Nils Martin Espegren (Statnett)
- Kristoffer Sletten (Glitre Nett)
- Johannes Fagermyr (Glitre Nett)
- Jens Holene (Elvia)
- Rune Paulsen (Tensio)
- Jøran Nilssen (Lede)
- Jone Folkvord (Lede)

Forsidebilde: Per Einar Olsen/Statnett

Sammendrag

Omstillingen av samfunnet for å redusere klimagassutslippene, medfører et stort behov for elektrifisering av energiforbruket. Dette fører til økt behov for kraftproduksjon, og tilstrekkelig overføringskapasitet for både forbruk og produksjon. Etterspørselen etter nettkapasitet er så stor at det er svært krevende å bygge tilstrekkelig med nytt nett. For å tilfredsstille det store behovet for nettilknytning, må dagens nett utnyttes bedre. Det betyr i praksis at flere flaskehals vil oppstå og må håndteres. Det kan bli nødvendig å utnytte lokale ressurser og lokal kunnskap i økende grad for å håndtere flere flaskehals fremover. En alternativ måte å gjøre dette på, er at DSO-ene selv håndterer flaskehals i regionalnettet.

Denne rapporten peker på forutsetningene som må være oppfylt *dersom* DSO-ene skal håndtere flaskehals i regionalnett, i henhold til arbeidsgruppens mandat. Rapporten redegjør også for hvordan automatisert flaskehalsbehandling og balansering vil foregå, og beskriver implikasjonene dette medfører for TSO-DSO-koordinering.

I dag har Statnett ansvaret for håndtering av flaskehals i regional- og transmisjonsnett i henhold til forskrift om systemansvaret. Tilgjengelige virkemidler som bruk av systemreguleringer, koblingsbilder og systemvern, er fastsatt i denne forskriften. Basert på scenarioet at DSO-ene håndterer flaskehals i regionalnettet, har gruppen vurdert hva som kreves av informasjonsutveksling samt behovet for endringer i systemer, regelverk og virkemidler.

På kort sikt kan DSO-ene håndtere flaskehals i regionalnettet i større grad gjennom driftsavtaler med systemansvarlig. Da kan DSO-ene uttømme sine virkemidler, før systemansvarlig bruker sine. På den måten kan lokale ressurser, og lokal kunnskap, bidra til å håndtere flaskehals i regionalnettet.

Arbeidsgruppen mener utvikling av løsninger for en effektiv deling av produksjonsplaner på aggregatnivå må være av høy prioritet fremover. På kort sikt anbefaler arbeidsgruppen i denne forbindelse å se på handlingsrommet i forskriften om systemansvaret, eventuelt gjøre mindre justeringer som redegjort for i denne rapporten. Det omhandler konkret å gi mulighet for å synliggjøre eller viderefakturere kostnader ved håndtering av flaskehals til ansvarlig netteier, og mer aktiv bruk av driftsavtaler.

På lengre sikt er arbeidet med utvikling og deling av standardiserte nettmodeller sentralt. Dette utgjør basisen for informasjonsutveksling for å koordinere driftsstanser, operere markeder, håndtere flaskehals og ellers alle tiltak som påvirker driften for andre aktører. Det innebærer å ha tilstrekkelig tilgang til relevant informasjon for å håndtere de ulike koordineringsutfordringene. En forenklet nettmodell for deling av informasjon (strukturelle data, koblingsbilder og produksjonsplaner), og arbeid knyttet til utvikling av dette i EIBits, er viktig for å legge grunnlaget for videreutvikling på lang sikt. På kort sikt må DSO-ene også utvikle eller anskaffe verktøy og beslutningsstøtte-systemer som gjør de i stand til å håndtere flaskehals.

Fremtidig løsning for flaskehalsbehandling i regionalnettet må være godt avstemt med automatisert systemdrift.

Det er nødvendig at DSO-ene har tilgjengelige virkemidler og ressurser for å håndtere flaskehalsen som oppstår. Det betyr at DSO-ene kan bruke virkemidlene, at virkemidlene er tilpasset slik at de ikke skaper problemer for andre aktører, og at DSO-ene har tilgang på tilstrekkelig reguleringsvolum for håndtering av kritiske situasjoner. Disse fire forholdene krever at Statnett også utvikler nødvendige løsninger for å tilrettelegge for den nødvendige informasjonsutvekslingen og sikre god utnyttelse av tilgjengelig fleksibilitet.

Oppsummert peker arbeidsgruppen på følgende forutsetninger for at DSO-ene i økt grad skal kunne håndtere flaskehalsen i eget nett:

- Utvikling av nasjonal nettmodell som muliggjør utveksling av informasjon om produksjonsplaner, driftstanser, overføringssnitt, bud og aktiverte reguleringer,
- Synliggjøring av kostnader for håndtering av flaskehalsen,
- Utvikling og bruk av nye verktøy og beslutningsstøtte hos DSO-ene,
- Tilstrekkelig tilgang på fleksibilitetsressurser og virkemidler for å sikre tilstrekkelig mulighet til å håndtere flaskehalsen
- Gjennomgang og endringer i den direkte og den økonomiske reguleringen.

Større ansvar for driften av eget regionalnett vil medføre omfattende utviklings- og implementeringsbehov i nye verktøy og arbeidsprosesser hos DSO-ene. Denne rapporten adresserer de mest sentrale mulighetene og utfordringene på kort og lengre sikt.

Innholdsfortegnelse

| | |
|---|----|
| Sammendrag | 2 |
| Innholdsfortegnelse | 4 |
| 1 Innledning | 6 |
| 1.1 Formålet med rapporten | 6 |
| 1.2 Struktur i rapporten..... | 7 |
| 2 Årsaker til at flaskehals oppstår og utfordringer fremover | 8 |
| 2.1 Hvorfor oppstår flaskehals? | 9 |
| 2.2 Kraftsystemet blir mer sammensatt fremover | 10 |
| 2.3 Utfordringer i distribusjonsnettet | 11 |
| 3 Dagens flaskehalshåndtering | 12 |
| 3.1 Systemansvarligs håndtering i dag | 12 |
| 3.1.1 Fastsettelse av overføringssnitt | 12 |
| 3.1.2 Innmelding av produksjonsplaner | 13 |
| 3.1.3 Tiltak for å håndtere flaskehals | 14 |
| 3.1.4 Koordinering av driftsstanser | 15 |
| 3.1.5 Tilknytning på vilkår | 15 |
| 3.1.6 Driftsavtaler..... | 16 |
| 3.2 DSO-enes håndtering i dag | 17 |
| 3.2.1 Tilknytning på vilkår | 17 |
| 3.2.2 Utkoblbar tariff..... | 17 |
| 3.2.3 Koblingsbilder og risiko | 18 |
| 3.2.4 Markedsbasert fleksibilitet | 18 |
| 4 Automatisert flaskehalshåndtering og balansering | 20 |
| 4.1 Innføring av automatisert systemdrift endrer flaskehalshåndteringen | 20 |
| 4.1.1 Automatisk balansering..... | 20 |
| 4.1.2 Automatisk flaskehalshåndtering..... | 21 |
| 4.1.3 Tidslinje i fremtiden | 22 |
| 4.2 Automatisert systemdrift gjør planfasen viktigere..... | 23 |
| 5 Forutsetninger dersom DSO skal overta flaskehalshåndtering i regionalnettet | 25 |
| 5.1 Mulig håndtering på kort sikt | 25 |
| 5.1.1 Fastsettelse av overføringsgrenser | 25 |

| | | |
|-------|---|----|
| 5.1.2 | Felles bruk av fleksible ressurser | 26 |
| 5.1.3 | Felles grunnprinsipper for risiko | 27 |
| 5.1.4 | Mer radiell drift i regionalnett | 28 |
| 5.1.5 | Fordeling av kostnader | 30 |
| 5.1.6 | Økt risiko krever redusert av økonomisk straff ved utfall..... | 31 |
| 5.1.7 | Informasjonsbehov for å prognosere regionale flaskehalsar | 31 |
| 5.1.8 | Virkemidler | 32 |
| 5.2 | Mulig håndtering på lang sikt | 33 |
| 5.2.1 | Driftskoordinering | 33 |
| 5.2.2 | Informasjonsutveksling | 33 |
| 5.2.3 | Virkemidler | 35 |
| 5.2.4 | Behov for regelverksendringer..... | 35 |
| 6 | Oppsummering | 37 |
| 6.1 | Oppsummering av kortsiktige muligheter | 37 |
| 6.2 | Oppsummering av langsiktige muligheter..... | 38 |
| | Forkortelser | 39 |
| | Referanser | 41 |
| | Liste over figurer og tabeller | 43 |

1 Innledning

Elektrifisering av energiforbrukere i samfunnet gir reduserte klimagassutslipp og skaper nye verdier. Samtidig krever økt forbruk i kraftsystemet mer nettkapasitet og produksjon. Den kraftige forbruksveksten og økningen i forespurte tilknytninger setter både nettkapasiteten og produksjonskapasiteten under et stort press. De kommende årene må nettselskapene sammen sørge for å øke utnyttelsen av kapasiteten i det eksisterende nettet for å tilknytte flere kunder, i tråd med samfunnets forventninger. For å sikre mer bruk av lokale ressurser og effektiv drift basert på lokal kunnskap om kunder og driftsbildet, er det lagt en forutsetning om at DSO-ene håndterer regionalnettet i rapporten. Rapporten gir betraktninger rundt hva dette vil innebære i praksis og hvordan eksisterende nett kan utnyttes i større grad.

Dette kapitlet beskriver formål og strukturen til rapporten.

1.1 Formålet med rapporten

For å øke nettutnyttelsen i fremtiden bør lokal kunnskap og lokal fleksibilitet benyttes i større grad enn i dag. Statnett som systemansvarlig har ansvaret for flaskehalshåndteringen i regionalnett og bruker primært systemreguleringer, systemvern og koblingsbilder til å håndtere dette. I fremtiden vil mer aggregerte ressurser fra distribusjonsnettet delta i sentrale reservemarkeder. Selv om kraftsystemet og rollefordelingen mellom aktørene endres, er det noen grunnleggende behov som alltid må ivaretas. De mest sentrale behovene er:

- Overholdelse av komponenters strøm- og spenningsgrenser
- Momentan balansering mellom forbruk og produksjon
- Koordinering av driftsstanser mellom DSO/DSO og DSO/TSO
- Vedlikehold av anlegg
- Stabilitet (kortslutningsytelse, tregghetsmoment, rotorvinkel etc.)

Det er viktig at nettselskapene samlet sett finner løsninger som sikrer et samfunnsmessig rasjonelt kraftsystem. For å svare på disse utfordringene etablerte Samarbeidsforum DSO/TSO¹ en arbeidsgruppe for å

- Identifisere og konkretisere forutsetninger dersom DSO-er skal håndtere flaskehalsen i eget nett
- Beskrive konkrete eksempler hvordan DSO-er kan ta ansvar i eget nett
- Økt forståelse for hva den automatiserte systemdriften vil innebære i grensesnittet DSO/TSO

¹ Samarbeidsforum DSO/TSO er et forum som eies av Statnett hvor regionale nettselskaper kan delta. Per 1.juni 2024 er medlemmene Fornybar Norge, Arva, Tensio, Sygnir, Linja, Noranett, BKK, Lnett, Elvia, Lede og Glitre. RME er observatør i forumet. Forumet arbeider med problemstillinger i grensesnittet DSO/TSO innenfor systemdrift, nettutvikling, og rammer for bruk av felles fleksibilitet.

Det er nødvendig å understreke at arbeidsgruppens mandat ikke er å mene noe om at DSO-ene skal håndtere mer enn i dag. Arbeidsgruppen har jobbet med dette som et scenario, der gruppen legger til grunn at DSO-ene håndterer regionalnett, og utfra det, se hva som må til for å realisere det.

Samarbeidsforum DSO/TSO gjennomførte i 2019-2020 DSO-piloter med tre av DSO-ene (Agder Energi Nett, Mørenett og Tensio) for å teste nye oppgavefordelinger [1]. De tre pilotene var flaskehalshåndtering i Mørenett, driftstanskoordinering på Fosen (Tensio) og spenningsregulering i Agder.

I Mørenett-piloten hadde Mørenett ansvar for å overvåke flyten i en regionalnett-transformator og gjøre tiltak for å håndtere flaskehalsen [1]. Det innebar å endre til forhåndsgodkjente koblingsbilder og mulighet for å bestille aktivering av mFRR-bud. Dermed kunne Mørenett gradvis øke KILE-risikoen før det til slutt var hensiktsmessig å aktivere systemreguleringer.

I Fosen-piloten ble DSO-Fosen opprettet for å koordinere driftsstanser mellom Tensio TS og Tensio TN [1]. DSO-Fosen koordinerte og planla kommende driftsstanser gjennom felles analyser og vurderinger. Piloten resulterte i ukeplanen som DSO-Fosen utarbeidet og en stegvis rutine for å planlegge driftsstanser. En felles nettmodell ble utviklet fordi det var nødvendig for å dele informasjon på tvers av de to DSO-ene for å være i stand til å gjennomføre felles planlegging.

I Agder-piloten ønsket Agder Energi Nett å ta i bruk alle tilgjengelige virkemidler for spenningsregulering og se disse i sammenheng [1]. Virkemidlene var spenningsregulering fra krafttransformatorene (trinkoblerne), spenningsregulering fra generatorene, kondensatorbatteri og andre komponenter som regulerer spenning. Det er ulike eiere til de nevnte komponentene og hver aktør regulerer med hensyn til eget behov. Hovedformålet med piloten var å få en god koordinering for å sikre en helhetlig spenningshåndtering.

Agder-piloten viste flere resultater, blant annet at tap i nettet kan reduseres betydelig ved å optimalisere spenningen. Majoriteten av generatorene i Agder (82 % av transformatorytelsen) fikk optimalisert innstillingene på spenningsregulatorerne til å balansere reaktiv effekt i utvekslingspunktet til nettet i stedet for på generatorklemmene. Produsentene var skeptiske til å bidra til aktiv spenningsregulering i piloten. Det er utfordrende at krafttransformatorene mellom transmisjons- og regionalnettet eies av Statnett, mens det er regionalnettseier som er avhengig av spenningsregulering fra disse.

Evalueringsrapporten oppsummerer pilotene ved å peke på behovet for bedre datadeling og markedsutvikling for å skape grunnlag for utvikling av verktøy og kunnskap for å planlegge og drifte nettet [1]. Blant annet står det at tilgang på produksjonsplaner på aggregatnivå har vært en viktig forutsetning for alle pilotene. Erfaringene viser at piloter kan gi verdifull informasjon, og at det kan være et nyttig verktøy som også kan brukes videre i sammenheng med innholdet i denne rapporten.

1.2 Struktur i rapporten

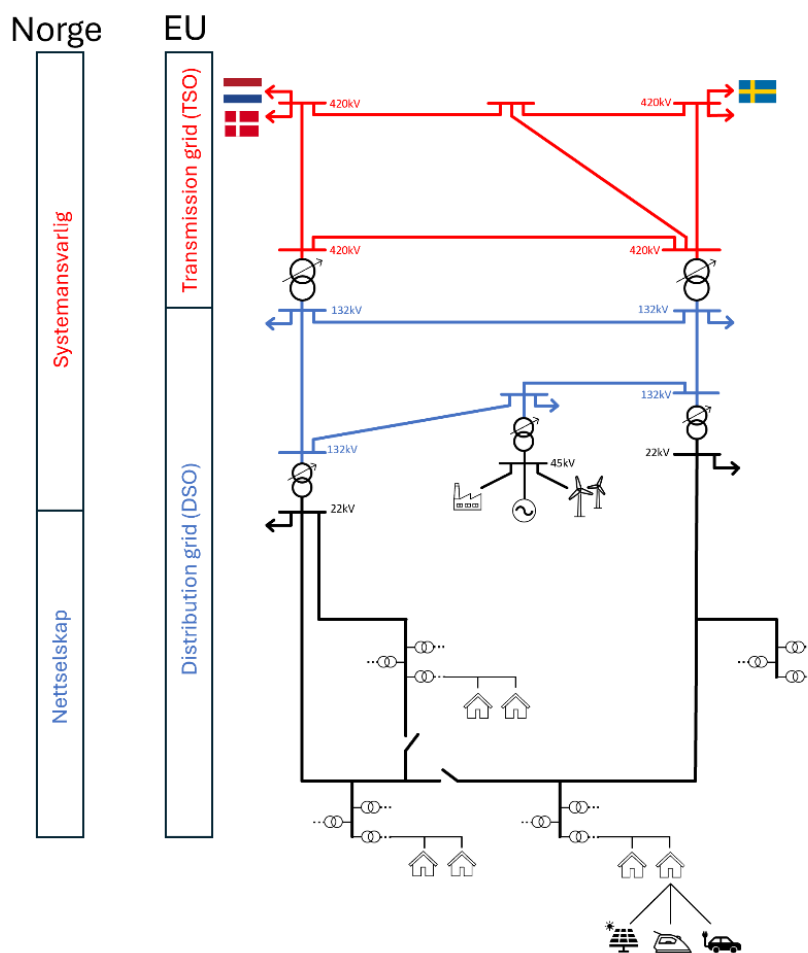
Kapittel 2 drøfter rundt årsaken til at flaskehals oppstår, og hvilke utfordringer som kommer fremover de nærmeste årene. Deretter gjennomgår rapporten dagens håndtering av flaskehals i regionalnettet i kapittel 3. Kapittel 4 gjennomgår hvordan automatisert flaskehalshåndtering og balansering vil foregå, og hvilke konsekvenser dette har for øvrig drift. Kapittel 5 beskriver hva som må ligge til grunn for at DSO-ene kan håndtere flaskehals i regionalnett på kort og lang sikt. Kapittel 6 oppsummerer rapporten og de sentrale forutsetningene som må ligge til grunn.

2 Årsaker til at flaskehalsar oppstår og utfordringar fremover

Systemansvarlig har ansvar for håndtering av flaskehalsar i regional- og transmisjonsnett i henhold til forskrift om systemansvaret (fos) § 5 [2]. Transmisjonsnett er definert i Energilovens § 1-5 som anlegg som overfører elektrisk energi på minst 200 kV og anlegg på 132 kV av vesentlig betydning for driften av disse anleggene. Transformatorer som er tilknyttet disse anleggene og ned til minst 33 kV [3] inngår også i transmisjonsnett.

Det er kun distribusjonsnett og transmisjonsnett som er definert som spesifikke nettnivå i europeisk regelverk. **Regionalnett** brukes som begrep i denne rapporten og tilsvarer begrepet regionalt distribusjonsnett, som er den delen av distribusjonsnett med høyest spenningsnivå. Lokalt distribusjonsnett er anlegg som overfører elektrisk energi opp til og med 22 kV.

Figur 1 viser gjeldende ansvarsfordeling for flaskehalsarhåndtering i kraftsystemet. DSO er kun ansvarlig for flaskehalsarhåndtering i lokalt distribusjonsnett. Som figuren illustrerer, er det lokale distribusjonsnett tradisjonelt driftet radielt og bygget med gode omkoblingsmuligheter.

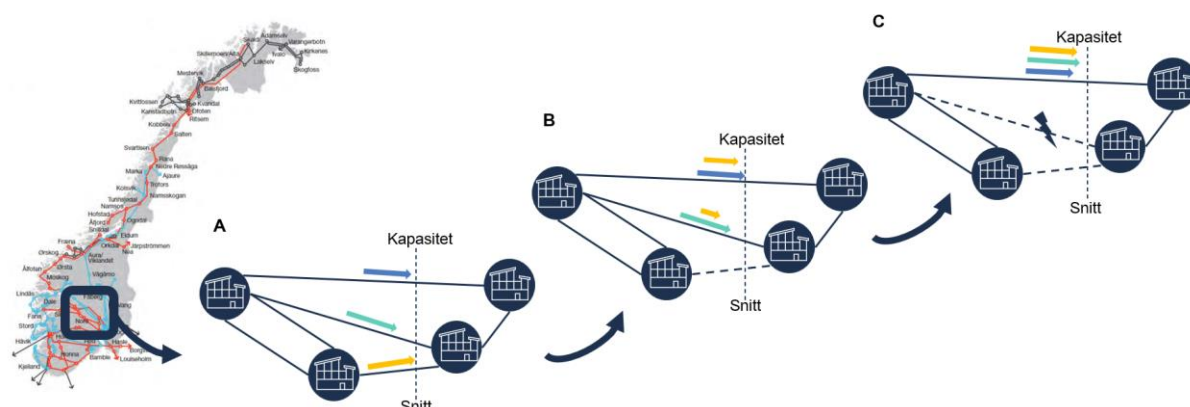


Figur 1: Skjematisk visning av nettnivåene etter farge (rødt: transmisjonsnett, blått: regionalt distribusjonsnett, svart: lokalt distribusjonsnett).

I Figur 1 er regionalnettet driftet masket mellom to sentralnettpunkter. Oppbyggingen av regionalnett er i stor grad historisk betinget, og driften er derfor ulik mellom DSO-er. Generelt kan regionalnett driftes radielt ut fra et transmisjonsnettpunkt, masket ut fra et transmisjonsnettpunkt eller masket mellom to transmisjonsnettpunkt. Overvåking av snitt er aktuelt dersom regionalnettet er masket.

2.1 Hvorfor oppstår flaskehals?

Flaskehals oppstår når overføringsbehovet overstiger kapasiteten til enkeltkomponenter eller kapasiteten i et overføringssnitt. Et overføringssnitt består av to eller flere overføringskomponenter (ledning/transformator/kabel). Kapasiteten i snittet fastsettes normalt av kapasiteten til den svakeste komponenten som inngår i snittet. Denne komponenten må tåle den økte belastningen som oppstår dersom en annen anleggsdel i snittet blir frakoblet som følge av planlagte eller uforutsette hendelser. Snittkapasiteten vil også kunne bli påvirket av utfall av produksjons- og forbruksanlegg. Statnett overvåker alle snitt og sørger for (N-1)-forsyningsikkerhet ved at ingen overføringskapasitet blir overskredet selv om enkeltkomponenter skulle bli frakoblet. N-1 innebærer at et utfall av en enkelt vilkårlig komponent ikke skal medføre overlast på andre komponenter. Figur A viser et snitt på 3 linjer, der flyten er representert med de tre pilene (blå, grønn og gul). Dersom linjen med gul flyt har høyest kapasitet, må de to gjenværende linjene tåle at den faller ut. Ved utfall vil flyten (fra gul pil) fordele seg på de to andre linjene, som vist i figur B. Snittgrensen i figur A fastsettes slik at en situasjon som figur B viser, ikke vil bli et problem. Ved en driftsstans, så vil man fastsette et overvåkningssnitt på de to gjenværende linjene slik at situasjonen i figur C går fint ved et utfall av de to gjenværende linjene. Ved et utfall i figur B vil all flyten gå på den siste linja (som vist i figur C).



Figur 2: Illustrasjon for å vise tankegangen bak overføringssnitt.

En flaskehals er overordnet definert i systemansvarsforskriften (fos) § 3d) som en «Situasjon som oppstår når utvekslingsbehovet i nettet overstiger overføringsgrensen» [2]. Overføringsgrensen kan være enten anleggsdelers maksimale overføringsgrense (fos § 7-1) eller driftsmessig overføringsgrense (fos § 7-2).

Ved vurdering av tilknytning av nye kunder gjør DSO-ene driftsmessig forsvarlig vurderinger i sine nett for å sikre at "tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder. Spenningsgrensene som er gitt i leveringskvalitetsforskriften, må opprettholdes i underliggende og tilgrensende nett. I tillegg skal ikke overføringsgrenser (strømgrenser) for komponenter i tilgrensende

og overliggende nett overskrides." [4]. Nye kunder som tilknyttes skal med dette som utgangspunkt normalt ikke skape nye flaskehalsen i operativ drift. Tilknytning på vilkår kan gjøre en tilknytning som i utgangspunktet ikke var det, driftsmessig forsvarlig. Dermed kan det oppstå flaskehalsen i operativ fase som kan løses gjennom å håndheve de særskilte vilkårene.

Ved gjennomføring av driftsstanser vil andre koblingsbilder enn normalt gjelde. Dette kan gi flaskehalsen som ikke opptrer når nettet er intakt. Systemansvarlig koordinerer driftsstanser i regional- og transmisjonsnettet iht. fos § 17 blant annet med tanke på å minimere antall flaskehalsen.

Det er historiske årsaker til mange av dagens flaskehalsen. En betydelig andel av dagens regulerbare produksjonskilder er tilknyttet regionalnettet. Store deler av det eksisterende regionalnettet ble bygd ut før Energiloven trådte i kraft 1. januar 1991 og er dimensjonert med en lokal avhengighet til produksjonen. Nå planlegges produksjonen utfra markedsprisen og uten hensyn til nettbegrensninger. Dermed har flere flaskehalsen blitt synliggjort.

Overføringsgrensene på linjer varierer med omgivelsestemperatur. Høye temperaturer og redusert kapasitet kan skape utfordringer på varme sommerdager. På motsatt side kan kalde vinterdager føre til uvanlig høyt forbruk og effektutfordringer. I tillegg kan uforutsette hendelser og eksterne faktorer føre til underskudds- eller overskuddsproblematikk i enkeltområder.

Behovet for en tett kobling mellom drift og planlegging av kraftsystemet tydeliggjøres gjennom vurderinger om driftsmessig forsvarlighet. Denne rapporten fokuserer på den operative håndtering av flaskehalsen og hvordan regionalnettet kan utnyttes bedre gjennom tiltak i driftsfasen. For å omsette økt kapasitet i driften til økt tilknytningskapasitet, må dette inn i driftsmessig forsvarlig vurderinger og hensyntas i kraftsystemplanleggingen.

Flaskehalsen er ikke nødvendigvis et uttrykk for en negativ situasjon, det representerer også høy nettutnyttelse. Dersom flaskehalsen lar seg løse i operativ drift, vil det gi mulighet for en høy utnyttelse av eksisterende kraftnett. Så lenge kostnader knyttet til flaskehalsen håndtering ved bruk av tilgjengelige operative virkemidler er lavere enn kostnader for investeringer som kan fjerne flaskehalsen, utnyttes de samlede ressursene best mulig. Effektiv håndtering kan også innebære å flytte forbruk fra effekttoppene som skaper flaskehalsen til tidspunkt med god margin i overføringsgrensene.

2.2 Kraftsystemet blir mer sammensatt fremover

Kraftsystemet i Norge er under stort press i årene fremover. Det er verken nok produksjon- eller overføringskapasitet tilgjengelig for å kunne håndtere hele elektrifiseringsbehovet i den grønne omstillingen. Dette stiller store krav til at nettselskapene (TSO og DSO-er) må klare å utnytte eksisterende infrastruktur enda bedre. Økt nettutnyttelse medfører flere flaskehalsen samtidig som kompleksiteten i driften av regionalnettet øker. Det vil kreve økt kunnskap og innsikt på regionalt nivå for å følge opp og sikre en effektiv flaskehalsen håndtering.

DSO-ene har tilgang på lokal fleksibilitet i form av utkoblbar tariff og tilknytning på vilkår som kan brukes for å løse de lokale flaskehalsen i regionalnettet. TSO har ikke tilgang på lokale ressurser og verdifulle reguleringsressurser i mFRR-markedet brukes i stedet. Fremover vil det gradvis bli mer og mer utfordrende med balanseringen mellom forbruk og produksjon grunnet den økende mengden uregulerbar produksjon som tilknyttes systemet. Samtidig vil sannsynligvis markedet gi langt større prisvariasjon som vil øke lønnsomheten for fleksibilitet i kraftmarkedet og reservemarkedene. Mye

av den nye fleksibiliteten er tilknyttet lokalt distribusjonsnett og regionalnett. For å få utnytte dette potensialet må fleksibiliteten tilgjengeliggjøres.

En av utfordringene for systemansvarlig i dag er begrenset informasjon og innsikt i regionalnettet, spesielt i de nedre spenningsnivåene. Flaskehalsen lengre ned i kraftsystemet er mindre synlig og man er avhengig av informasjon fra regional netteier for å håndtere enkelte flaskehalsen på dette nettnivået. Ved overgang til automatisert flaskehalsbehandling vil dette bli mer krevende å håndtere.

Innføring av uavhengig aggregering, samt lavere budgrense for mFRR (1 MW på sikt), medføre at flere bud i reservemarkedet vil bestå av ressurser i distribusjonsnettet, i tillegg til de større budene i det regionale distribusjonsnettet, som blir beskrevet i kapittel 3.1.2. Aktivering av bud for balansering som består av aggregerte ressurser i distribusjonsnettet kan gi utfordringer knyttet til overholdelse av strøm- eller spenningsgrenser i distribusjonsnettet. Det er nødvendig å finne løsninger som sikrer at aktivering av bud i reservemarkedet ikke skaper problemer i lavere nettnivå der ressursene er tilknyttet.

Mye av den nye produksjonen som planlegges kommer fra uregulerbare kilder som sol og vind. Det vil stille betydelige høyere krav til fleksibilitet for å håndtere variasjoner i produksjonen. Historisk har produksjonen blitt regulert for å følge forbruket, men fremover kan dette bildet bli snudd slik at forbruk i større grad må følge til enhver tid tilgjengelig produksjon. Mye av forbruket er lokalisert i distribusjonsnettet og kraftsystemet er avhengig av at dette blir en tilgjengelig kilde til fleksibilitet for å utnytte nettet enda bedre.

2.3 Utfordringer i distribusjonsnettet

Forsyningsikkerhet er DSO-enes, og TSO-ens, første prioritet. Økende leveringstider og kostnader for netttiltak, samtidig som tilgangen på kompetanse stadig blir mer krevende, gjør det svært krevende for DSO-ene å møte de store investeringsbehovene kraftsystemet står overfor. Siden nettinvesteringer ikke er en mulig løsning på kort sikt, må eksisterende nett utnyttes bedre for å kunne møte tilknytningsbehovet. Dermed må DSO-ene vurdere sine driftsstrategier og driftsmarginer, for å tilknytte flere kunder til eksisterende nett i påvente av investeringer.

Mye av solproduksjonen kommer i distribusjonsnettet. Der opplever mange DSO-er, allerede i dag, betydelige utfordringer knyttet til innmating av solkraft i perioder av året når forbruket er lavt. Solkraft har områdevis stort sammenfall i produksjonsmønster, som kan medføre utfordrende lokale spenningsvariasjoner. Solkraftproduksjon i lavspenningsnettet bygges i tilknytning til bestående kunder og regelverket praktiseres på en slik måte at kunden i prinsippet skal kunne utnytte sitt overbelastningsvern begge veier. DSO-ene har et begrenset antall virkemidler for å håndtere spenningsproblemer knyttet til produksjon i lavspenningsnettet. Et virkemiddel er forsterkning av nettet for å løse flaskehalsene. Alternativt kan settpunktet i fordelingstransformatorene endres manuelt, eksempelvis gjennom en fast sesongjustering. Det siste er ikke skalerbart da det krever manuell oppfølging fra DSO-ene og innebærer utkobling av aktuelle nettstasjoner for hver trinning. I enkelte tilfeller endres settpunktet eller trinn manuelt på regionalnettransformatorene for å håndtere utfordringer med spenninger i lavspenningsnettet.

3 Dagens flaskehalshåndtering

Dagens håndtering er basert på dagens regelverk. DSO-enes virksomhet er underlagt direkte og økonomiske reguleringer fra myndighetene som gir plikter, rettigheter og økonomiske rammer for drift og planlegging av kraftnettet. Nett i tide, en norsk offentlig utredning fra 2022, går grundig gjennom det norske juridiske rammeverket blant annet rundt Energiloven og underliggende forskrifter [5]. Ansvaret for flaskehalshåndteringen i regional- og transmisjonsnettet er tillagt systemansvarlig gjennom fos §5. Statnett har konsesjonen som systemansvarlig, og kapittel 3.1 beskriver systemansvarliges håndtering i dag. Kapittel 3.2 beskriver hva DSO-ene i dag foretar seg.

3.1 Systemansvarligs håndtering i dag

Et sentralt virkemiddel for å håndtere flaskehals i transmisjonsnettet er inndelingen i budområder og kapasitetsbegrensninger i kraftmarkedet. Allikevel må flaskehals innad i budområdene håndteres. Med innføring av flytbasert markedskobling vil mange av disse interne overføringsbegrensningene i transmisjonsnettet tas inn i markedsklareringen, men det vil fortsatt være uløste flaskehals i driftstimen. Det kan være på grunn av endring av koblingsbilde eller prognosefeil. Flaskehals i regionalnettet vil fortsatt måtte løses med bruk av direkte virkemidler i form av reguleringer, systemvern, koblingsbilder med mer.

Statnett beskriver sin praksis i retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret som er godkjent av RME [6]. Netteierne har blant annet ansvar for investeringer i eget nettområde, tilknytning av sluttbrukere, innmelding av anleggsdelers overføringsgrenser, overholdelse av fastsatte spenningsgrenser og drift og forvaltning av anleggene (vedlikehold etc.).

Statnett utnytter virkemidler i henhold til fos for å overholde snittgrensene. Aktuelle virkemidler er i hovedsak bruk av systemreguleringer, aktivering av systemvern og fastsettelse av koblingsbilde.

3.1.1 Fastsettelse av overføringssnitt

Fastsettelse av snitt og beregning av tilhørende kapasitetsgrenser er en oppgave som ikke er automatisert, men som utføres i planfasen gjennom egne simuleringer. Det gjøres simuleringer av utfall for å sjekke at resterende komponenters strøm- og spenningsgrenser overholdes, både dynamisk og statisk, samt at systemet holdes stabilt. Snitt fastsettes for å sikre N-1 i intakt nett, men også ved driftsstanser i kraftsystemet. Intaktnettsnitt og en rekke snitt for enkelt- og dobbelt-utkoblinger arkiveres i "Systemdriftshåndboken". Aktuelle snitt aktiveres og overvåkes i operativ drift slik at sentralen får alarm ved snittoverskridelse hensyntatt utkoblede komponenter. Overskrider flyten den fastsatte snittgrensen får operatørene på landssentralen informasjon om dette. Da iverksettes tiltak for å få ned flyten. I første omgang benyttes systemregulering (aktivering av bud i regulerkraftmarkedet (RK)). Delinger i nettet eller andre tiltak benyttes når dette er mulig og vurderes som samfunnsmessig rasjonelt. Delinger i regionalnett kan bli vedtatt av systemansvarlig og vil normalt bli effektivert av regional DSO. Slike delinger vil kunne påføre DSO-en økt KILE-risiko.

Driftsmessige overføringsgrenser er fastsatt basert på innmeldte grenser i Fosweb fra konsesjonærene. Anleggsdelers maksimale overføringsgrense meldes inn av konsesjonær til systemansvarlig i Fosweb iht. fos § 7 for sine anlegg. Operativ strømgrense korrigeres mot omgivelsestemperatur. En grense vil ha 7 verdier, en for -30, en for -20 og videre opp til +30 grader celsius, slik Figur 3 viser et eksempel på. Basert på temperaturmålinger vil grenseverdien endres i SCADA-systemet slik at den til enhver tid viser gjeldende lastgrense. Mellom de innmeldte temperaturer interpoleres lastgrensen. Utenfor intervallet ekstrapoleres overføringsgrensene. Dermed er det dynamisk overføringsgrensefastsettelse basert på omgivelsestemperatur.

Resulterende overføringsgrenser

| Temperatur (°C) | -30 | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 30 |
|--|------|------|------|------|------|------|-----|
| Overføringsgrense (A) | 1200 | 1200 | 1200 | 1140 | 1000 | 840 | 645 |
| Overføringsgrense (A) v/kortvarig overlast | 1404 | 1404 | 1404 | 1368 | 1200 | 1008 | 774 |

Figur 3: Eksempel på resulterende overføringsgrenser for en 132kV overføring i Fosweb.

Avhengig av omgivelsestemperatur kan ulike komponenter være begrensende for overføringen. Basert på anleggenes maksimale overføringsgrense i Fosweb, fastsetter systemansvarlig driftsmessige overføringsgrenser (snitt) iht. fos § 7. Ved utfall skal ny N-1 drift opprettes innen 15 minutter. Det kan innebære omlegging av koblingsbilde og bruk av systemreguleringer, men også om nødvendig avbrytelse av pågående driftsstanser.

3.1.2 Innmelding av produksjonsplaner

Produksjonsplaner brukes til å planlegge driften og forberede tiltak for å håndtere flaskehalser eller andre driftsutfordringer man ser kan oppstå. Hvilke tiltak som kan brukes, og hvordan de ulike tiltakene brukes i dag, forklares videre i kapittel 3.1.3.

Systemansvarlig mottar produksjonsplaner for alle produksjonsanlegg. Produksjonsplaner samt kapasitet solgt i reservemarkedene, sendes inn til Statnett per stasjonsgruppe og for alle enkeltanlegg med installert effekt større enn 50 MW. Planene kan bli oppdatert inntil 45 minutter før driftstimen. I dag mottas det planer for om lag 650 ulike stasjonsgrupper. Disse varierer i størrelse og utstrekning, men det er kun en BRP per stasjonsgruppe. En stasjonsgruppe skal kun omfatte produksjonsanlegg i ett budområde. Håndtering av stasjonsgrupper og oppgaver til BRP vil endre seg ved innføring av rollen balancing service provider (BSP).

I desember 2023 godkjente RME Statnett sitt forslag til vilkår for en ny rolle kalt balansetjenestetilbyder (BSP). Rollen skal implementeres i løpet av et år etter godkjenning [7]. BSP-en er en fleksibilitetstilbyder og skal levere bud i reservemarkedene. Balanseansvarlig (BRP) har fortsatt finansielt ansvar knyttet til ubalanser og krafthandel. I de godkjente vilkårene må BSP ha en avtale med eller eie de ressursene som benyttes, samt ha en avtale med BRP. Hvert bud som leveres må fortsatt ha ressurser med samme BRP.

Innføring av BSP-rollen åpner ikke for uavhengig aggregering i første omgang, men på sikt vil forholdet mellom BSP og BRP dekbles. Til slutt vil forholdet være uavhengig, og det er da mulig med uavhengig aggregering. Det innebærer at BSP kan levere bud uten å ha avtale med BRP, og budet kan inneholde ressurser som har ulike BRP-er. For å håndtere dette i avregningen må et fleksibilitetsregister være på plass. Det finnes ikke et utviklet register i dag, men det ble utviklet et forenklet ressursregister i Norflex-prosjektet. I Euroflex-prosjektet skal et forenklet

fleksibilitetsregister utvikles av Elhub. Dette vil medføre at ressurser i distribusjonsnettet i mye større omfang vil kunne delta i nasjonale reservemarkeder. Distribuerte ressurser kan løse flaskehalser i distribusjons-, regional- og transmisjonsnettet, og bidra til balansering. Aktivering av distribuerte bud for balansering bør utføres på en måte som ikke bidrar til å skape nye flaskehalser, akkurat som for alle andre bud. Fleksibilitetsregister er også grunnlaget for at aktiveringer i lokale fleksibilitetsmarkeder kan hensyntas i avregningen og ubalanseoppjøret.

3.1.3 Tiltak for å håndtere flaskehalser

De mest vanlige virkemidlene for operativ håndtering av flaskehalser er systemvern, systemreguleringer og koblingsbilder.

Systemvern skrus på dersom dette er tilgjengelig og kan øke snittkapasiteten. Overføringsgrensen i snittet vil da øke tilsvarende virkningen av det aktiverte systemvernet. Når enkeltledninger har mer enn 70 % last før utfall vil tilhørende snittovervåking baseres på kontinuerlig lastgrense og ikke kortvarig overlastgrense (en høyere overføringsgrense som kan benyttes i 15 minutter forutsatt at ledningens belastning var lavere enn 70 % av kontinuerlig grense). Dette vil kunne øke snittkapasiteten betydelig.

Mer bruk av radiell drift for å øke overføringskapasiteten kan være aktuelt på kort sikt. DSO-ene kan selv i større grad bruke dette frivillig, men systemansvarlig kan også vurdere at dette er samfunnsøkonomisk rasjonelt i flere tilfeller sett opp mot økt tilknytning. Stort sett er det basert på samarbeid mellom sentralene (dialog DSO-TSO) og behovet for fos-vedtak oppstår sjeldent. Når det er nødvendig, vil systemansvarlig pålegge DSO koblingsbilder som øker risikoen for at utfall i regionalnettet fører til mørklegging av større områder. Systemreguleringer er hovedvirkemidlet for å håndtere flaskehalser, men av og til kan endring av koblingsbilde være mer rasjonelt. Dersom aktuell DSO er uenig i vurderingen, kan vedtak påklages til RME iht fos § 28 andre ledd.

Når systemansvarlig vurderer ulike tiltak som alternativ til deling, er det mange faktorer som spiller inn. I retningslinjene for utøvelsen av systemansvaret er dette beskrevet for § 16 annet ledd [6]:

- Tidligere driftsstanser,
- Tilgjengelighet og volum av mFRR-bud,
- KILE-eksponering for konsesjonær,
- Sannsynlighet for feilhendelser og værutsikter,
- Overføringskapasitet,
- Stabile spenninger,
- Overføringstap, og
- Risiko for tapt kraftproduksjon.

Vurderingene skal hensynta mange aktørers interesse og alle har ulike insentiver. Vurderingene gjøres basert på tilgjengelig data om faktorene over, men også erfaring og skjønn. Derfor er det ikke alltid like enkelt å dokumentere at tiltakene er samfunnsmessig rasjonelt med hensyn til den samlede systemdriften.

Når systemansvarlig skal aktivere systemreguleringer for håndtering av flaskehalser vil det normalt bli sendt en elektronisk bestilling til aktuell stasjonsgruppe. Stasjonsgruppeinndelingen skal så langt som mulig reflektere gjeldende flaskehalser i nettet. I mange tilfeller vil det imidlertid være behov for tilgang til spesifikke produksjonsenheter. Det kan oppstå ukjente flaskehalser som ikke reflekteres i eksisterende stasjonsgruppeinndelingen før en ny oppdeling er på plass. Dersom

reguleringen må skje for spesifikke produksjonsenheter som inngår i en større stasjonsgruppe, må systemansvarlig kontakte BRP-en manuelt for å sikre regulering av riktig enhet.

Gjennom energiloven § 6-1 er systemansvarlig tildelt offentlig myndighet [3]. Statnett er utpekt som systemansvarlig gjennom konsesjonsvedtak. Statnetts myndighet er begrenset til å fatte enkeltvedtak i henhold til forskrift om systemansvaret. Denne myndigheten kan ikke Statnett delegeres videre til andre konsesjonærer.

Fos omfatter en rekke enkeltbestemmelser som gir systemansvarlig rettigheter og plikter i håndtering av flaskehalser i regionale nett [2]. Bestemmelsene gir Statnett som systemansvarlig et entydig ansvar og nødvendige virkemidler for håndtering av flaskehalser i transmisjons – og regionalnettet. Systemansvarlig har fått myndighet til å fatte enkeltvedtak (pålegge, fastsette, og vedta) for å ivareta sitt ansvar, med unntak fra forvaltningsloven iht. fos § 28. Enkeltvedtak retter seg mot konsesjonærer, som plikter å rette seg etter disse iht. fos § 26. Dette anvendes ved at systemansvarlig kan pålegge produsenter å legge inn bud når man vurderer at det ikke er tilstrekkelig budvolum tilgjengelig for systemreguleringer.

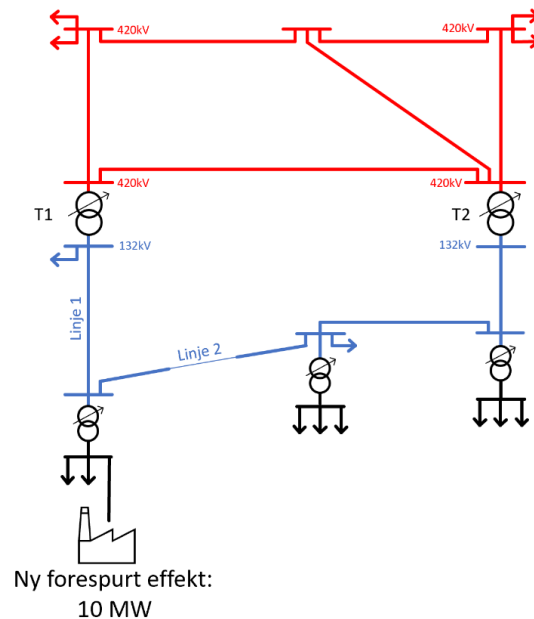
3.1.4 Koordinering av driftsstanser

Ved gjennomføring av driftsstanser vil det oppstå flaskehalser som ikke eksisterer ved intakt nett. Systemansvarlig gjennomfører analyser av planlagte driftsstanser og etablerer overvåking av tilhørende snittbegrensninger under gjennomføringen. Koordineringen av driftsstanser skal også sikre at det ikke gjennomføres flere driftsstanser samtidig enn det som lar seg gjennomføre operativt med tilfredsstillende forsyningsikkerhet. Håndteringen av flaskehalser under driftsstanser skiller seg ikke vesentlig fra håndtering av driftsstanser ved intakt nett. En forskjell er at tilgangen til aktuelle reguleringsobjekter kan bli begrenset. Dersom flaskehalser som oppstår under gjennomføring av planlagte driftsstanser viser seg å bli uhandterlige som følge av endrede operative forutsetninger, vil systemansvarlig kunne avlyse eller flytte den vedtatte driftsstansen.

3.1.5 Tilknytning på vilkår

Forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM) § 3-2 fastsetter blant annet nettselskapenes tilknytningsplikt for uttakskunder, altså forbruk [8]. I 2021 ble det åpnet for, gjennom endring i NEM § 3-2 tredje ledd, at nettselskapet og uttakskunden kan inngå en tilknytningsavtale på vilkår om utkobling eller begrensning i forbruket.

Figur 4 illustrerer et eksempel på tilknytning på vilkår ved å skissere et tenkt scenario der en aktør forespør 10 MW økt effektuttak. En driftsmessig forsvarlig (DF) vurdering vil avdekke nettmessige begrensninger for tilknytningen. I eksemplet vil denne tilknytningen medføre overbelastning på et regionalnettsnitt. Overbelastningen kan oppstå etter feil på transformator T1 eller Linje 1. Da vil alt forbruk bli forsynt radielt fra transformator T2 og Linje 2 blir overbelastet dersom kundens forespurte effekt legges til grunn. Den nettmessige begrensningen kan også ligge i transmisjonsnettet (markert med rødt) eller være knyttet til spenningsforhold. Kunden som søker tilknytning, vil derfor ikke kunne tilknyttes med ordinære vilkår. Nettselskapet og aktøren kan inngå en avtale om tilknytning på vilkår iht. NEM §3-2.



Figur 4: En illustrasjon for å vise hvordan overføringskapasiteten kan begrense en tilknytning.

Tilknytning på vilkår, gir muligheter for nettselskapene til å kunne gi tilknytning av forbruk raskt og før det er gjort nødvendige kapasitetsøkende tiltak i overføringsnettet. DSO-ene har inngått flere slike avtaler og systemansvarlig har lagt til grunn at det er DSO-ene selv som må følge opp at vilkårene blir etterlevd. Vilråene vil ikke bli håndtert av systemansvarlig ved landssentralen i den operative systemdriften. For å sikre effektiv og pålitelig etterlevelse av operative vilkår for tilknytning, er det behov for å utvikle automatiserte løsninger i form av frakoblingsvern eller andre tiltak som kan redusere behovet for manuell overvåking og frakobling. Systemansvarlig må være kjent med avtalene som eksisterer i regionalnettet for å kunne håndtere konsekvenser av disse i forbindelse med koordinering av driftstanser, ved kapasitetsfastsettelse, ved planlegging og drift av systemvern ettersom det er systemansvarliges ansvar å håndtere flaskehals i regionalnettet også i planfasen.

3.1.6 Driftsavtaler

I mars 2024 klargjorde RME praktisering av flere forhold i fos i et brev til Statnett og Linja der de to selskapene hadde anmodet om en veiledning knyttet til bruk av driftsavtaler, tidligere kalt fos § 7-2 avtaler [9]. Her kom RME med veiledning til fire spørsmål:

- 1) Hvilket ansvar har systemansvarlig for håndtering av flaskehals etter systemansvarsforskriften § 5, etter å ha inngått en avtale med regionalnettseier etter systemansvarsforskriften § 7 annet ledd?
- 2) Hva er forskjellene på en automatisert frakoblingsløsning i NEM § 3-2, vern installert av regionalnettseier og systemvern etter systemansvarsforskriften § 21, og under hvilke forutsetninger kan regionalnettseiere og systemansvarlig etablere og avvikle disse?
- 3) Hvordan skal systemansvarlig og regionalnettseier gå fram for å vurdere hva som er driftsmessig forsvarlig, og hvilke driftsmessige risikoer som ikke er forsvarlig?
- 4) Kan systemansvarlig og regionalnettseier inngå en avtale etter systemansvarsforskriften § 7 annet ledd, som medfører overskridelse av overføringsgrenser i en region/et større område?

Dette notatet gjengir ikke svaret i sin helhet, men oppsummert tydeliggjør RME særlig to forhold som er spesielt aktuelt i denne sammenheng:

- Flaskehalshåndtering i regionale nett har systemansvarlig ansvar for å håndtere selv om det er inngått avtaler iht. fos § 7 annet ledd.
- Automatisk utkobling av kunder tilknyttet på vilkår er ikke det samme som systemvern og kan benyttes av de lokale DSO-ene som løsning.

Inntil nylig har systemansvarlig og aktuell DSO inngått driftsavtaler, avtaler etter fos § 7 annet ledd, dersom DSO-en ønsket å opprettholde masket drift eller av annen grunn aksepterte at anleggsdelenes maksimale overføringsgrenser i enkelte driftssituasjoner ville kunne bli overskredet. RME har presisert at slike avtaler ikke fritar systemansvarlig for håndtering av flaskehalser i regionalnettet tilhørende DSO-en. Inngåelse av nye avtaler etter fos § 7 annet ledd er av denne grunn satt på vent. Uten slike avtaler, vil det bli fastsatt koblingsbilder som gir radielle drifter i regionalnettet, når det etter systemansvarliges vurdering, er samfunnsmessig rasjonelt.

3.2 DSO-enes håndtering i dag

I et masket regionalnett med flere innmatingspunkter fra overliggende transmisjonsnett vil det kunne være snitt som krever overvåking av kraftflyt på komponenter både i transmisjonsnettet og i regionalnettet. Andre, enklere snitt er det kun komponenter i regionalnettet som inngår. For å håndtere flaskehalser i regionalnett kan de lokale operatørene ringe til "gamle kjente" i produksjonsselskapet og be om justering av produksjon i sanntid. Dette er en utdøende praksis, som i de senere årene har blitt mindre vanlig. Produsentene påpeker i sin dialog med DSO-ene og i tråd med forskrift om systemansvaret, at behov for reguleringer må komme fra systemansvarlig.

DSO-ene har utover nevnte frivillige dialog med tilknyttede produsenter, begrensede virkemidler for flaskehalshåndtering. Tilgjengelige virkemidler begrenser seg i hovedsak til å utnytte avtalefestet fleksibelt forbruk eller endre koblingsbilde i lokalt distribusjonsnett.

3.2.1 Tilknytning på vilkår

Tilknytning på vilkår brukes av alle selskaper i arbeidsgruppen for å håndtere flaskehalser. Det er krevende å forholde seg til mange avtaler når det er lite standardisert og ikke gode systemer for oppfølging i drift. Flere selskaper har begynt å stille krav til effektbrytere, sanntidsmålinger og tilgang til styring av brytere i sanntid for kunder over en viss størrelse. Glitre Nett, Elvia og Lede har allerede innført krav om tilgang på styring av effektbryter for kunder som tilknyttes på vilkår, Tensio har delvis gjort det samme.

Det er ikke vanskelig å finne et tall for overføringsgrense i vilkåret, men DSO og TSO må basere seg på samme overføringsgrense operativt. Statnett bruker grenser som funksjon av temperatur (som endrer seg hele tiden), mens DSO-ene normalt bruker en statisk grense. Dermed vil en fastsatt grense, basert på en avtale, kunne medføre at DSO og TSO gjør tiltak på ulike tidspunkt fordi man ser to ulike situasjoner. DSO-ene synes det er utfordrende å håndtere tilknytning på vilkår operativt, og jobber med å finne løsninger. Tensio tester om vilkår kan legges inn i systemet for utkoblbar tariff for å håndtere det operativt. Alle DSO-ene i arbeidsgruppen forsøker å legge inn styring av vilkårs kunder gjennom effektbryter i sine SCADA-systemer. Glitre Nett vil teste om kunder på vilkår kan kobles ut ved at de legges inn i samme verktøy som markedsfleksibilitet.

3.2.2 Utkoblbar tariff

Utkoblbar tariff brukes av alle selskapene i gruppen, men ikke av alle regionale DSO-er. Dette er den enkleste og sikreste formen for fleksibilitet for DSO-ene i dag. Kundene kan med enkle grep kobles ut

fra driftssentralen, ofte momentant eller med kort varslingsstid. Utkoblbar tariff trekkes ofte fra i planleggingen av nettet, slik at disse lastene ikke legges til grunn ved dimensjonering. Utkobling brukes i dag sjeldent operativt, slik at kundene på denne tariffen ikke er vant med å bli koblet ut. Det viser seg at enkelte kan ønske seg ut av ordningen når de erfarer å bli koblet ut hyppigere. Historisk har kundene akseptert en lavere leveringssikkerhet og er knyttet til på enkleste måte, uten N-1 forsyning. De som ønsker seg ut av disse eldre avtalene må således betale anleggsbidrag for N-1 forsyning før de kan gå over til ordinær tariff. Dette er derfor en lengre prosess enn bare å endre tariffprodukt. For å unngå at kunder ønsker seg ut av avtalen kan utkoblbar tariff utformes slik at rabattene forsterkes etter en utkobling. Lede har en god modell på dette hvor kunder med utkoblbar tariff får 30 % rabatt på effektleddet i nettleien, men ved utkobling økes rabatten til 90 % i ett år fra og med utkoblingen [10].

3.2.3 Koblingsbilder og risiko

Glitre Nett arbeider med å etablere kontinuerlig overvåking av kjente regionalnettsnitt og tilknytte forhåndsdefinerte handlingsplaner for å enkelt synliggjøre mulige tiltak for operatørene på nettsentralen. Overvåking av et snitt i 110 kV-nettet vest i Agder utføres i dag av Glitre Nett etter egen avtale om tilknytning på vilkår med Statnett. Glitre Nett er forpliktet til å sørge for utkobling av relevante kunder på vilkår, samt utføre definerte koblinger dersom flyten overskrider avtalefestede grenseverdier. Øker flyten ytterligere etter at Glitre Nett har brukt avtalte virkemidler, overtar Statnett ansvaret. Glitre Nett har i dag ingen virkemidler for å håndtere snittet etter at markedsfleksibilitet og kunder med utkoblbar tariff eller på vilkår er benyttet.

Basert på eksemplet i Figur 4, kan en løsning være å dele nettet slik at det ligger radielt. Da vil man ha mer overføringskapasitet uten risiko for overbelastede komponenter etter utfall. Nytt forbruk vil da kunne bli tilknyttet nettet under T1 og T2 på vilkår. Vilkåret vil da gå ut på at ved feil, vil kundene på vilkår bli liggende utkoblet, mens de eksisterende kundene på ordinære vilkår vil kobles inn på intakt trafo. Alternativt kan man ligge samlet med kunder på vilkår med automatiske utkobling. Dermed vil vilkårskundene momentant kobles ut ved utfall, for å unngå overlast på gjenværende snitt.

DSO-ene bestemmer selv hvilken risiko de ønsker å ta, men DSO-ene har mye å tape (KILE-risiko) ved å ligge delt. Den økonomiske reguleringen av DSO-ene generelt, og ordningen med kvalitetsjustert inntektsramme ved ikke levert energi (KILE) spesielt, skal gi DSO-ene økonomiske insentiver til å ivareta en rasjonell forsyningssikkerhet i eget nett. Ordningen skal blant annet bidra til å tydeliggjøre behov for vedlikehold av eksisterende nett og behov for investeringer i ny nettkapasitet. Systemansvarlig har myndighet til å bestemme det til enhver tid gjeldende koblingsbildet i regionalnettet, i henhold til fos § 16, og kan dermed pålegge regionalnettseier et midlertidig eller permanent koblingsbilde, dersom det er samfunnsmessig rasjonelt.

For å unngå utfall som medfører avbrudd i strømforsyningen er det meste av strømmettet driftet sammenmasket store deler av året. En momentan forsyningsreserve (N-1 drift) er definert som at en feil ikke gir avbrudd hos kundene. En forsyningsreserve etter omkobling (N-1 drift etter omkobling) er definert som at en feil gir et kortvarig avbrudd fordi man kan gjeninnkoble kunder hurtig etter innkobling fra en alternativ forsyning. Det er litt ulikt hva ulike DSO-er legger til grunn i sine DF-analyser og vurderinger i forbindelse med tilknytning. Økt risiko og radiell drift kan gi økt kapasitet i DF-sammenheng.

3.2.4 Markedsbasert fleksibilitet

I dag er det begrenset bruk av markedsfleksibilitet av DSO-ene. Det er mye testing i pilotprosjekter (eFleks, Norflex, Euroflex) av markedsfleksibilitet for å håndtere flaskehalsen i regional- og

distribusjonsnettet. Aggregering og bruk av mindre ressurser er ønskelig fra DSO og TSO fremover. Mange kunder i regionalnettet er i dag med i Statnetts reservemarkeder, men de mindre ressursene i distribusjonsnettet har vanskeligheter med å delta på grunn av krav til minimum budstørrelse, avregningsforhold (BRP-BSP) og at det fortsatt ikke er en åpning for uavhengig aggregering. Samtidig er det helt nødvendig med mer forbrukerfleksibilitet for å øke utnyttelsen av eksisterende nett. Kapittel 5.1.2 beskriver hvordan dette kan gjøres på en hensiktsmessig måte.

4 Automatisert flaskehalshåndtering og balansering

Innføring av automatiserte løsninger for flaskehalshåndtering og balansering, i 2024, vil medføre konsekvenser for driften av kraftsystemet og kommunikasjonen mellom DSO og TSO. Dette kapitlet forklarer hvordan de automatiserte prosessene vil foregå, og hvilke konsekvenser dette får.

4.1 Innføring av automatisert systemdrift endrer flaskehalshåndteringen

Regulerkraftmarkedet (RK) skal erstattes av et nytt marked, mFRR EAM (energy activation market). Dette skal innføres 3. desember 2024. Ved innføring av dette markedet med standardprodukter og 15-minutters tidsoppløsning, vil det være felles nordiske klareringer. På et senere tidspunkt (2026) blir det felles europeiske klareringer (MARI) for aktivering av mFRR.

Balanseringsprosessen endres fundamentalt gjennom dette skiftet. Balanseringen skal være ACE-basert (area control error) i stedet for frekvensbasert. Endringen innebærer at hvert budområde skal balanseres basert på ubalansen i budområdet, og ikke basert på sanntidsmåling av frekvensen.

Det skjer også andre vesentlige endringer som har betydning for balansering og flaskehalshåndtering. Markedsgranularitet på 15 minutter skal innføres i kraftmarkedene, day-ahead og intradag, mFRR EAM (aktiveringsmarkedet for mFRR) og avregningen. Det vil gjøre kraftmarkedet mer presist og bidra til mindre ubalanser. Flytbasert markedskobling skal innføres høsten 2024 i day-ahead-markedet. Flytbasert markedskobling vil styrke koblingen mellom fysikken og markedet, som vil medføre mer presise markedskapasiteter. Statnett sender nettmodell med snittliste til det nordiske RCC, som sammen med kraftbørsene kobler dette sammen med markedsmodellen.

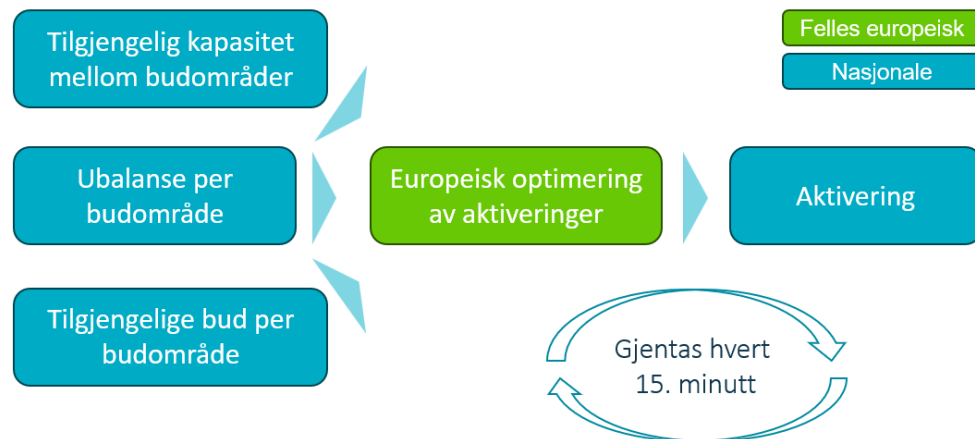
4.1.1 Automatisk balansering

Automatiseringen av systemdriften omfatter både flaskehalshåndteringen og balanseringen.

Innføringen av automatisert flaskehalshåndtering (avoid bottlenecks – ABOT) forandrer flaskehalshåndteringen fundamentalt sammenlignet med dagens praksis, hvor Statnett manuelt regulerer for flaskehals i sanntid. Håndteringen av flaskehals og ubalanser blir prognosebasert når den skal håndteres automatisk, og vil ikke lenger være basert på målte verdier.

Balanseringen utføres gjennom en sentralisert optimeringsfunksjon (activation optimization function – AOF) som vil være europeisk ved tilknytning til MARI i 2026, men i første omgang nordisk fra 3. desember 2024. Her vil det være sykliske kvarters-prosesser med planlagt aktivering (scheduled activation – SA), som er basert på prognosert og kjent informasjon. AOF krever 3 input fra hver enkelt TSO (leveres 10-12 min før driftskvarteret) som vist i Figur 5:

- 1) Ledig kapasitet for mFRR utveksling mellom budområdene
- 2) Ubalanse per budområde
- 3) Bud (ferdig filtrert) per budområde



Figur 5: Overordnet prosess for balanseringsprosessen i fremtiden. Input og output til TSO-ene (nasjonale) er markert med blått, og den felles europeiske klareringen for balansering er markert med grønt.

I boksen **aktivering** i Figur 5 sendes resultatet av AOF-en, altså hvilke bud som skal aktiveres, til TSO-ene 8 minutter før driftskvarteret, og aktiveringssignalet videre til BRP-ene 7,5 minutter før driftskvarteret. Oppkjøring av budet starter 5 min før driftskvarteret. Denne optimeringsfunksjonen (AOF, den grønne boksen) er en ren markedsfunksjon, som basert på overføringskapasitet og behov (ubalanser) velger den minst kostbare reguleringen totalt basert på tilgjengelig bud.

Det etterspurte mFRR-behovet (**ubalanse per område** i Figur 5) er et beregnet volum per kvarter per budområde som sendes inn av TSO-ene basert på ubalanseprognoser. Hver TSO prognoserer ubalanser med granularitet på 5 minutter, som deles med de andre TSO-ene. Ubalanseprognosene forsøker å predikere ACE OL (area control error open loop) to timer fremover i tid (med 5 minutter granularitet), som er ubalansen korrigert for aktiverte reserver. Dersom man også legger til planlagte systemreguleringer, får man den totale ubalansen per budområde som må balanseres. Dette sendes inn som mFRR request til AOFen, som vist i Figur 6.



Figur 6: Beregning av ubalansebehovet, mFRR request, som sendes til AOF-en.

4.1.2 Automatisk flaskehalshåndtering

De **tilgjengelige budene** i Figur 5 er alle budene som Statnett mottar fra aktørene, bortsett fra de som er

- Utilgjengelige fordi de vil skape nye flaskehalser ved aktivering,
- Brukt til systemreguleringer, dvs. aktivering for å håndtere prognoserte flaskehalser.

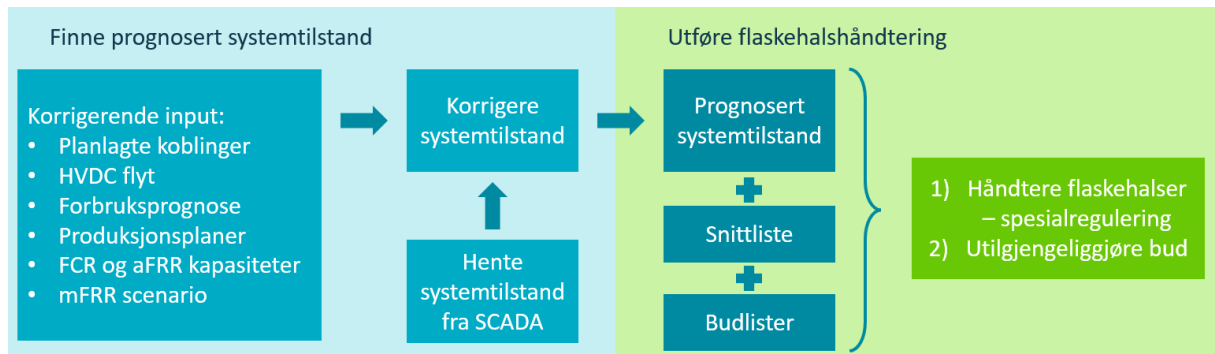
Flaskehalser i det modellerte nettet håndteres dermed gjennom utilgjengeliggjøringen av bud og systemreguleringer (ABOT). Bud som vil skape en overlast ved aktivering, vil utilgjengeliggjøres for sentral balansering. I motsatt tilfelle, kan det være overlaster eller snittoverskridelser i systemtilstanden, før noen bud er aktivert, slik at systemregulering av typen spesial er nødvendig for å *håndtere* en flaskehals. Disse budene vil aktiveres, og ubalansebehovet oppdateres, men vil ikke sendes til balanseringsfunksjonen.

For at ABOT skal kjøre og løse de problemene som faktisk vil oppstå i driftskvarteret må informasjon om flyt (inkludert etter at evt. tiltak om kjøp av fleksibilitet eller annet skal gjennomføres som påvirker flyt tilstrekkelig), koblingsbilde og ubalanser være korrekt. Det nettet som i dag overvåkes med snitt er modellert i ABOT. Flaskehals i resten av regionalnettet må håndteres i planfasen, eller i sanntid om nødvendig, som i dag. Det vil da være nødvendig med prognoser og innmeldte data for å se hvor flaskehalsen oppstår. Noen timer før driftstimen, og senest 30 minutter før, er alt av innmeldt data tilgjengelig og prognosene har lav usikkerhet.

ABOT får input som beskriver systemet i kommende driftskvarter. Input til ABOT er:

- Systemtilstand (flyt og topologi, inkludert planlagte koblinger)
- Planlagt flyt på HVDC
- Forbruksprognose og produksjonsplaner (inkl. FCR og aFRR)
- Scenarioer for netto mFRR-markedsklarering
- Snittliste
- Innsendte mFRR-bud

Etter MARI-tilknytningen i 2026 håndterer ABOT flaskehals basert på systemtilstand i tidsrommet 25-10 minutter før klokkekvartret budene gjelder for. I fasen før MARI vil det være mer tid til for beregningene til ABOT. Siden systemtilstanden hentes 25 minutter før driftskvarteret, må den justeres slik at den best mulig representerer systemtilstanden i det kvarteret som skal håndteres. Disse justeringene gjøres basert på planlagte koblinger, planlagt flyt på HVDC, forbruksprognoser og produksjonsplaner, og scenarioer for netto mFRR flyt i hvert område. Deretter må snittlisten hentes inn for å ha oversikt over hvilke begrensninger som gjelder i nettet. Deretter blir budene i budlisten sjekket basert på den prognoserte systemtilstanden. Dette er oppsummert i Figur 7. Mye av inputen handler om å korrigere observert systemtilstand slik at den prognoserte systemtilstanden blir så god som mulig.



Figur 7: Overordnet prosess for ABOT - automatisk flaskehalshåndtering.

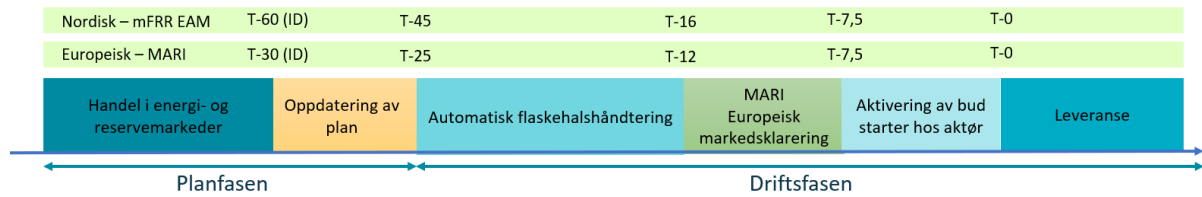
ABOT vil ved aktivering av reguleringer sørge for at full aktivering av FCR- og aFRR-kapasiteter ikke vil medføre overskridelser av snitt eller komponenter i det modellerte nettet. Det betyr at dersom et snitt må ha 100 MW ledig kapasitet for eventuelle FCR- eller aFRR-aktiveringer, vil ABOT regulere mFRR-bud av typen spesial dersom det er mindre enn 100 MW ledig kapasitet på snittet.

Uforutsette utfall og hendelser vil fortsatt håndteres i sanntid med direkteaktiverede bud, men ABOT vil foreslå tiltak for operatørene for håndtering av eventuelle overlaste av enkeltkomponenter.

4.1.3 Tidslinje i fremtiden

Figur 8 viser tidslinjen for flaskehals- og ubalansehåndtering i fremtiden. Ved innføring av nordisk aktiveringsmarked, mFRR EAM, blir tallene på tidslinjen noe annerledes enn ved europeisk

tilknytning (MARI). Det er MARI som ligger til grunn dersom rapporten refererer til konkrete tidspunkter.

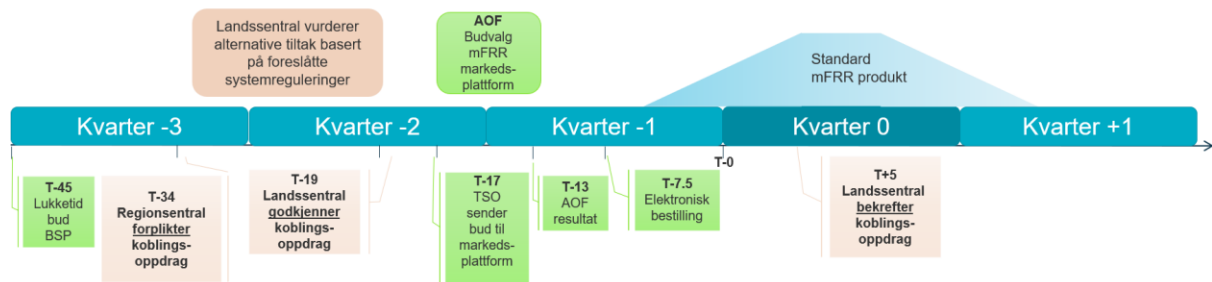


Figur 8: Tidslinje for flaskehalshåndtering og balansering i fremtiden.

Frist for oppdatering av produksjonsplaner og mFRR-bud er i dag 45 minutter før driftskvarteret, men vil bli 25 minutter ved europeisk tilknytning (til MARI). Produksjonsplanen må oppdateres etter eventuelle handler i intradag eller endring i produksjonsprognosene. mFRR-bud kan trekkes eller endres (pris, volum) frem til 25 minutter før driftskvarteret.

ABOT kjører flere ganger i løpet av perioden "Automatisk flaskehalshåndtering" i Figur 8, basert på den informasjonen som er tilgjengelig. Tilgjengelige bud, kapasiteter og mFRR request sendes inn til optimering 12 minutter før driftskvarteret. Resultatet sendes tilbake til TSO-ene 8 minutter før levering, og aktiveringssignal for alle aktiverte bud (balansering og systemregulering) sendes fra TSO til aktørene (BSP-ene) 7,5 minutter før levering.

Figur 9 viser prosessen for hvordan koblinger må foregå i en automatisert systemdrift. ABOT legger til grunn et gitt koblingsbilde. Dersom koblingsbildet er annerledes i praksis enn det som legges til grunn vil det kunne oppstå uforutsette flaskehalser. Disse vil forbli uhåndtert frem til koblingen gjennomføres. Derfor må koblinger skje innenfor strenge rammer. Dette innebærer at regionsentralen låser koblingsbilde T-34 og koblingen skal gjennomføres T+5.



Figur 9: Tidslinje for koblingsprosess fra 3. desember, etter innføring av nordisk mFRR EAM marked og automatisert systemdrift.

4.2 Automatisert systemdrift gjør planfasen viktigere

Innføring av automatisert systemdrift vil komme gradvis i årene fremover, som beskrevet i kapittel 4.1. I første omgang er det flaskehal- og balanseringsprosessen som automatiseres, som beskrevet i kapittel 4.1.1 og 4.1.2. Automatiseringen stiller krav til planlegging og informasjonsutveksling i *forkant* av driftstimen, definert som planfasen (T-25). Prognoser kan delvis basere seg på sanntidsmålinger, men det er viktig å ta inn planer fra aktører (og eventuelt DSO-er på sikt) for å få

et presist bilde av fremtidig flyt og eventuelle flaskehalsler. Tiltak for å håndtere prognoserte flaskehalsler må også skje i planfasen, altså før driftstimen (definert i Figur 8).

Kravet til økt informasjonsutveksling og kravet til tilgjengelig informasjon ved inngangen til driftsfasen medfører også behov for at manuelle tiltak må vurderes og besluttes i planfasen, slik at konsekvensene av dette kan hensyntas i automatikken. Dette gjør det mer krevende å holde systemutnyttelsen oppe fordi marginene blir mindre når beslutninger må tas under usikkerhet (i prognoser og hvor flaskehalsene oppstår). Flaskehalsler som oppstår, men som ikke er planlagt eller håndtert i planfasen, må håndteres i sanntid. Dette må etter beste evne korrigeres i automatikken.

Med strengere inn- og utkoblingsregime som beskrevet i kapittel 4.1.3, vil det bli et økt behov for koordinering mellom netteier og systemansvarlig for utkobling og innkobling. Automatikken legger et koblingsbilde til grunn og tiltak iverksettes basert på antatt koblingsbilde. Dette stiller strengere krav til nøyaktighet for når koblinger utføres. Mindre marginer for håndtering av feil, og mer tidskritisk prosess for gjennomføring av tiltak og koblinger, ved innføring av automatisert balansering gjør den manuelle koblingsprosessen mer krevende.

5 Forutsetninger dersom DSO skal overta flaskehalshåndtering i regionalnettet

I fremtiden kan en større del av driftsansvaret i regionalnettet tilfalle netteier. Denne utviklingen vil kunne skje gradvis over tid. Dette kapitlet beskriver hva som, i så fall må til, og gir samtidig et bilde av hvordan mulig håndtering av flaskehals i regionalnettet kan skje på kort og lang sikt. Handlingsrommet på kort sikt er primært endringer som kan skje innenfor dagens regelverk og struktur. På lang sikt legges det til grunn større og grunnleggende endringer i regelverket.

5.1 Mulig håndtering på kort sikt

På kort sikt er mulighetsrommet for at DSO-er kan håndtere flaskehals i regionalnettet begrenset. Bruk av driftsavtaler vil sannsynligvis bli innskrenket etter RMEs veiledning om dette, som beskrevet i kapittel 3.1.6. For DSO-ene ville en driftsavtale i de fleste tilfeller vært å foretrekke framfor at systemansvarlig f.eks. bestemmer radielle drifter. Ved bruk av driftsavtaler kan DSO-ene uttømme sine virkemidler, før systemansvarlig bruker sine. På den måten kan lokale ressurser, og lokal kunnskap, bidra til å håndtere flaskehals i regionalnettet. I praksis vil det innebære at DSO-ene reagerer på en noe lavere grense enn systemansvarlig.

5.1.1 Fastsettelse av overføringsgrenser

Overføringsgrenser i flaskehals og snitt vil være avhengige av begrensende enkeltkomponenter i de ulike snittene. Disse verdiene finnes i Fosweb og meldes inn av konsesjonærene som beskrevet i kapittel 3.1.1. Dersom et snitt skal få økt kapasitet, må den enkeltkomponenten som begrenser snittet få økt kapasitet, basert på tiltak eller faglige revurderingen av hva som er riktig og forsvarlig for hver enkelt komponent.

Analyser og tiltak av linjespenn og topologi kan gi endret grense for luftledninger. Gjennomgang av kabler og forlegning samt fiber for temperaturmåling kan gi endret lastgrense. Potensialet for endepunktskomponenter er delvis fullt utnyttet, men det er også viktig at disse oppdateres for å sikre at de ikke er begrensende på kapasiteten til øvrige overføringsanlegg.

For linjer/kabler kan dynamic line rating (DLR) benyttes for å få mer presis lastgrense. Den enkleste formen for DLR er allerede innført på de fleste driftssentraler og hos systemansvarlig, som beskrevet i kapittel 3.1.1. Her benyttes temperaturkorrigerede lastgrenser, beregnet basert standarden CIGRÉ (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) TB 207 (2002) [11], hvor det blant annet antas en vindstyrke på 0,6 m/s. For å få enda mer nøyaktig grenser kan sensorer på begrensende linjespenn og innebygde fibre i jordkabler utnyttes. Med det vil man få oversikt over faktisk kapasitet i driftsøyeblikket.

En del nettselskaper jobber med slik sensorteknologi. For eksempel har Elvia et team som jobber med risikostyring og dynamisk drift for å øke kapasiteten i regionalnettet. De jobber for mer sensor- og databasert drift, slik som temperaturmåling i kabel, DLR-sensorer etc. for å se om det kan gi økt kapasitet i nettet.

5.1.2 Felles bruk av fleksible ressurser

For å utnytte kraftsystemet bedre må tilgjengelig fleksibilitet utnyttes av flere, på tvers av nettnivå. Flexibilitet kan brukes til å håndtere flaskehals. Mer tilgang på fleksibilitet betyr at flere flaskehals kan håndteres med bedre nettutnyttelse som resultat. Målet bør være at alle nettselskapene har tilgang til all fleksibiliteten i systemet, og at den benyttes der behovet er størst til enhver tid.

Kunder på utkoblbar tariff, tilknytning på vilkår og etter hvert fleksibilitet fra lokale fleksibilitetsmarkeder, bør være synlige og tilgjengelige for TSO på et aggregert nivå. For at fleksibilitet basert avtaler, skal være tilgjengelig for TSO, må dette være regulert i avtalen. Dermed vil det være avhengig av hva vilkårene er, i tilknytningsavtaler og tariffavtaler, om fleksibiliteten er tilgjengelig. Kundene kan uansett tilby den frivillig om de ønsker det.

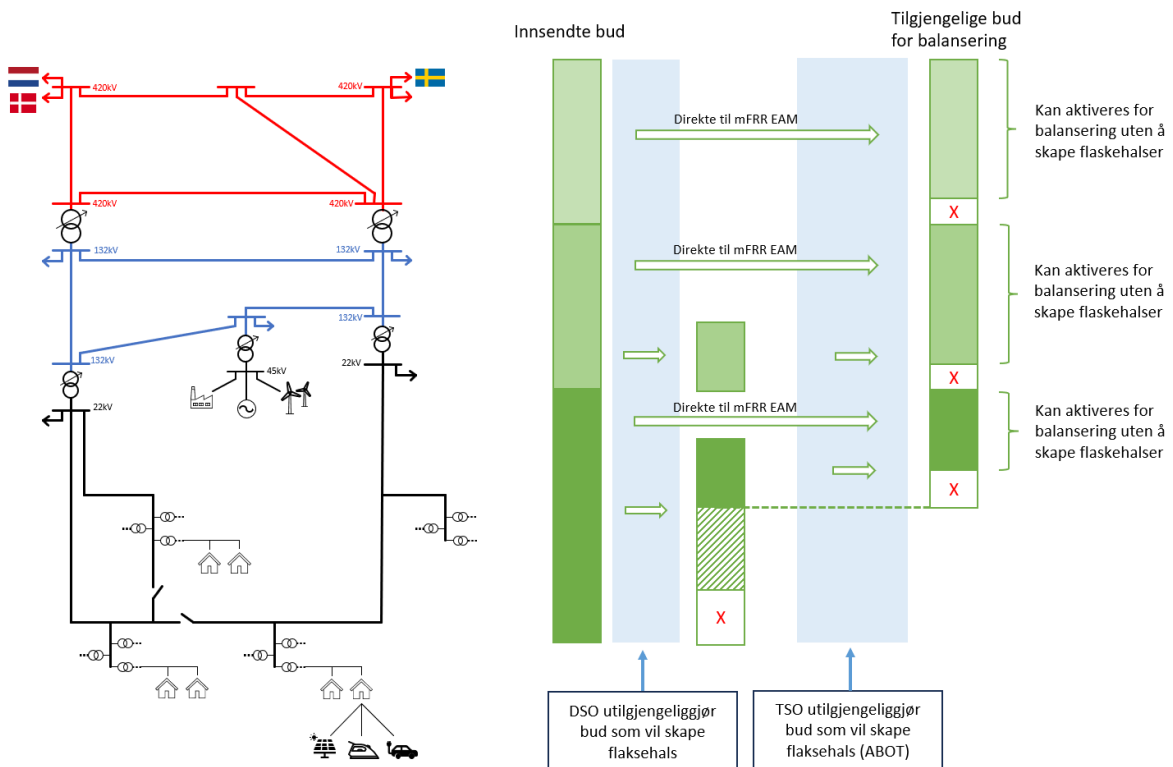
Tilsvarende bør DSO-ene kunne se listen over gjeldende bud i mFRR fra eget konsesjonsområde, og eventuelt også kunne be om aktiveringer av enkeltbud ved behov. Det må avklares mellom kunde, DSO, og TSO, hvordan fleksibilitet på tvers kan utnyttes best mulig, og hvordan betaling skal løses mellom de ulike nettnivåene.

I Norflex-prosjektet ble det testet ut hvordan Statnett kan få tilgang til forbrukerfleksibilitet gjennom en *sekvensiell* tilnærming, der DSO-ene handlet to timer før driftstimen. Figur 10 viser hvordan dette foregikk i praksis. DSO-ene kunne kjøpe fleksibilitet i et lokalt fleksibilitetsmarked. Dersom DSO ikke hadde behov for all fleksibiliteten, ble resterende fleksibilitet gjort tilgjengelig for TSO gjennom å aggregere ukjøpt fleksibilitet i mFRR-bud. Den lokale markedsplasseoperatøren, NODES, bød inn enkeltbud i mFRR. NODES var registrert som BRP som fikk lov å aggregere ressurser, men de var ikke BRP for de aktuelle ressursene. Prinsippene for en slik tilnærming ble demonstrert ved at Statnett godkjente en midlertidig reduksjon i minimum budstørrelse på 1 MW. Testen er nærmere beskrevet i Rapport fra Systemansvarlig 2022 [12].



Figur 10: Overordnet markedsmodell i NORFLEX-prosjektet.

DSO-ene og Statnett ønsker å kjøpe fleksibilitet for å håndtere flaskehals. Samtidig må budkoordineringen mellom markedene også sikre at aktivering av bud ikke skaper nye flaskehals. Figur 11 viser en mulig sekvensiell håndtering. Bud fra transmisjons- og distribusjonsnettet kan gå direkte inn i mFRR EAM, men bud fra distribusjonsnett kan også gå gjennom et lokalt marked før det går til mFRR EAM (slik som Norflex demonstrerte). Bud som går gjennom et lokalt marked og aggregeres inn til mFRR EAM, vil kun bestå av bud som ikke vil skape flaskehals dersom de blir aktivert, fordi DSO-ene har mulighet til å blokkere bud før aggregering. En slik modell sikrer at DSO og TSO kan utlignegjøre bud som vil skape problemer dersom de blir aktivert. Dermed vil de blokkerte budene ikke være en del av aggregerte bud til mFRR-markedet. Dette vil si at Statnett kan kjøpe aggregerte bud i mFRR-markedet uten å være redd for at disse vil skape problemer for DSO-ene i hverken regional- eller distribusjonsnettet. Samtidig kan også DSO-ene rapportere inn til Statnett hvor mange MW de har kjøpt av systemreguleringer lokalt slik at dette kan balanseres ut.



Figur 11: Mulig håndtering av budkoordinering for å sikre at aktivering av bud for balansering ikke skaper flaskehals. Det skraverete området er bud som er kjøpt av DSO for å håndtere sine flaskehals, og dermed ikke sendes inn til mFRR EAM. De blokkerte volumene er markert med en rød X.

Samarbeidsforum DSO/TSO planlegger å nedsette en arbeidsgruppe som skal jobbe med å kartlegge ulike markedsmodeller for felles bruk av fleksibilitet høsten 2024. Den kan videre utforske alternativer til sekvensiell markedsmodell og andre alternative måter å innrette budkoordineringen.

5.1.3 Felles grunnprinsipper for risiko

Det er en *forventning* i samfunnet til at DSO-ene og Statnett skal ta større risiko og utnytte eksisterende infrastruktur bedre enn i dag. Målet er å tilknytte mest mulig nytt forbruk i påvente av nett-tiltak som tar lengre tid å realisere. Det er hver enkelt DSO som selv vurderer hvor store driftsmarginer man ønsker for å sikre stabil drift og unngå feilsituasjoner der kunder blir strømløse over lange tidsperioder. Samtidig kan det medføre utfordringer i områder hvor kraftflyten går på tvers av flere DSO-er eller på tvers av DSO og TSO. Fremover vil det være større behov for at de operative miljøene hos TSO og DSO, inkludert planmiljøene hos DSO-ene, samhandler for å sørge for at det er en balansert tilnærming til hva som vurderes som driftsmessig forsvarlig og hva de operative miljøene anser som akseptabelt med tanke på styring og overvåkning av kraftsystemet.

Samfunnet som helhet bør være *innforstått* med at økt risiko vil medføre økt sannsynlighet for avbrudd i forsyningen. Historisk sett har feil i regionalnettet medført avbrudd for strømkundene i 50-60 % av tilfellene. Det indikerer en god del radiell drift. I transmisjonsnettet, som i all hovedsak driftes i henhold til N-1 kriteriet, er andelen feil som gir avbrudd under 10 %.

Dersom DSO-ene har lav risikovillighet vil antallet nytilknytninger kunne bli begrenset. Samtidig vil en situasjon der DSO-ene tar for stor risiko være uheldig hvis den medfører at mange kunder får lange perioder uten strøm. En ny balanse for hvilken risiko som bør ligge til grunn må veie disse hensynene opp mot hverandre.

Det vil være viktig for fremtiden at systemansvarlig og DSO-ene har en felles forståelse av risiko i nettdriften, og en enighet om hvilken risiko som er akseptabel for de ulike nettnivåene. Ved å ha informasjon på tvers om hvilke koblingsbilder som er mulig, og hva som påvirker risikoen i de ulike nettene, kan det legges opp til en ny risikoprofil uten at dette går ut over leveringsikkerheten. En forutsetning for dette er transparens mellom nettnivåene, og at TSO og DSO-ene samarbeider om risiko og gjenoppretting. Samordning av risiko er tema for FoU-prosjektet MaksGrid. Det er ventet svar på FoU-søknaden sommeren 2024 med eventuell oppstart høsten 2024. Prosjektet har Statnett, DSO, forskningsinstitusjoner og leverandører som deltagere.

En observasjon er at samtidigheten mellom faktorer som gir utfall (storm, lyn osv.) og hva som er dimensjonerende flyt i DF-vurderingen sjelden er stor. For eksempel er det sjelden at lengre uværperioder sammenfaller med de kaldeste periodene hvor forbruket er på sitt høyeste. Uværperioder forekommer ofte i mildere perioder og på sommeren. Her kan en alternativ tilnærming være at man i større grad drifter systemet etter et prinsipp om N-1 *etter* omkobling, forklart i kapittel 3.2.3. Dette vil ofte føre til flere, kortvarige utfall med en varighet på opptil 10-15 minutter, men kan samtidig føre til økt tilknytning av nytt forbruk, før nytt nett er på plass. En aktiv bruk av koblingsbilder basert på forventede vær-situasjoner vil kunne medføre en bedre utnyttelsesgrad. Større grad av aksept for å benytte radielle drifter forutsetter endringer i KILE-ordningen slik at kortvarige utfall (opp til 5 min) ikke gir KILE.

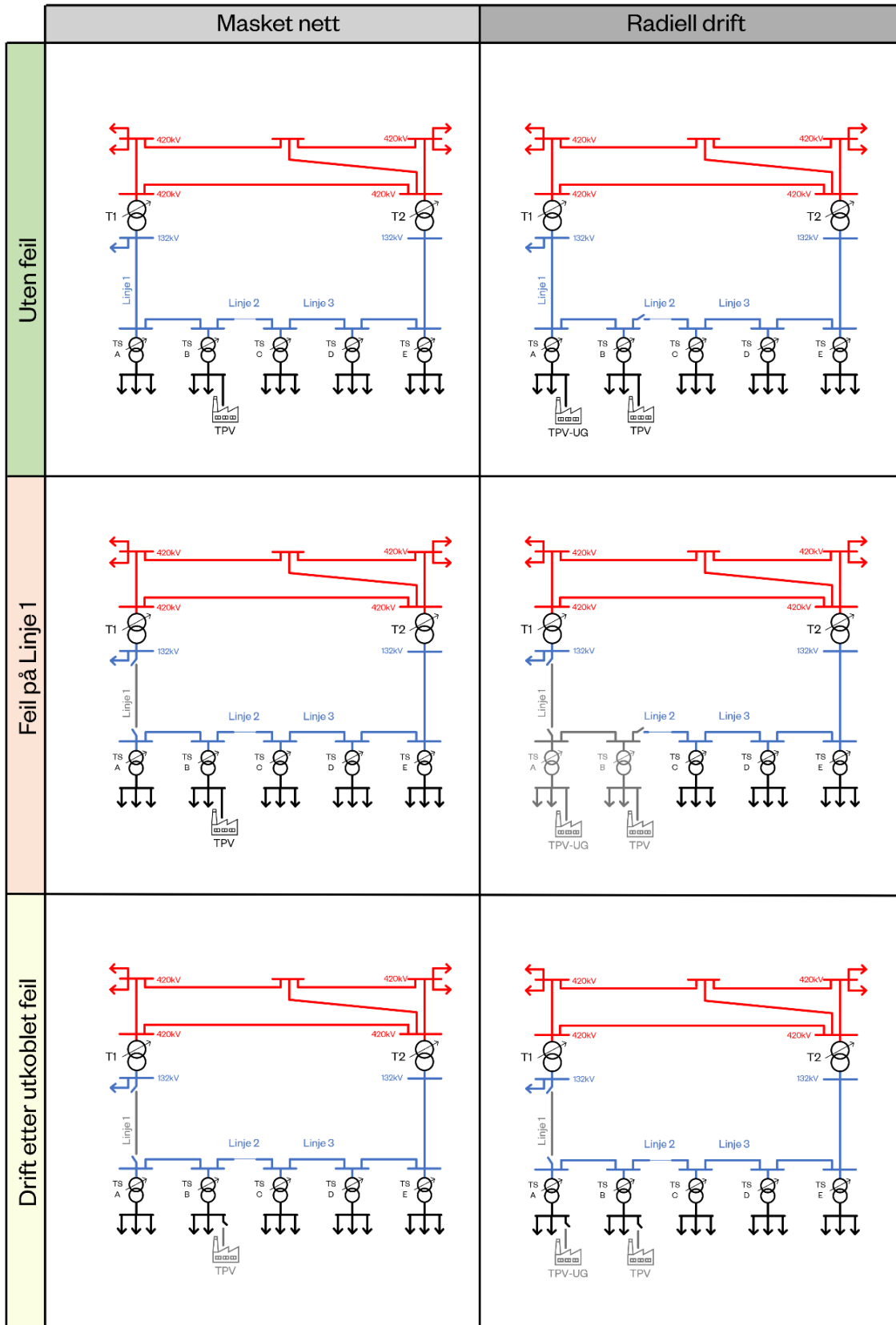
5.1.4 Mer radiell drift i regionalnett

Et konkret tiltak er å legge regionale nett radielt under Statnetts transformatorer i transmisjonsnettet. Mens luftlinjenettet til DSO-ene er utsatt for utfall, forekommer utfall av Statnett sine transformatorer ned til regionalt nett svært sjeldent. Det vil være et tiltak som betraktelig øker kapasiteten med en lav sannsynlighet for mørklegging.

Økende bruk av radiell drifter er godt forenelig med avtaler om tilknytning på vilkår med utsatt gjeninnkobling. En slik avtale vil innebære at kunden får tilknytning under forutsetning om at kunden ikke vil ha krav på forsyning etter en feil. Dermed vil man kunne koble inn kunder på ordinære vilkår på gjenværende forbindelse, mens kunder på vilkår må ligge ute, dersom det ikke er tilgjengelig kapasitet etter feil. Prinsippene for en slik ordning er vist i Figur 12.

Figur 12 illustrerer DSO-enes håndtering av kunder med tilknytning på vilkår før, under og etter en feilhendelse i regionalnettet ved henholdsvis masket nett og radiell drift. I eksemplet i Figur 12 har Linje 2 (B -> C) et linjesegment med mindre tverrsnitt og er en begrensende komponent i et snitt. På grunn av denne begrensningen har kunder blitt tilknyttet transformatorstasjon B med vilkår om utkobling.

Ved å fastsette et nytt normaldele mellom transformatorstasjon B og C, splittes regionalnettet i Figur 12 inn i to radielle forbindelser ut fra henholdsvis T1 og T2. Risikoen for å overbelaste linjer etter et utfall blir dermed fjernet. Dersom Linje 1 faller ut som følge av en feil vil det imidlertid medføre mørklegging av en eller flere transformatorstasjoner. Oppsplitting i radielle drifter trenger ikke være permanente, og mer aktiv bruk av forhåndsgodkjente koblingsbilder er nødvendig for å unngå unødvendig risiko. Ved å ta den tilnærmingen vil DSO-ene ofte ligge masket i sommersesongen med lav last og fare for lyn, og radielt i tunglastperioder.



Figur 12: Forenklet enlinjeskjema med sammenlikning av planlagt håndtering av feil i regionalnett gitt enten masket nettdrift eller radiell drift. TS = Transformatorstasjon, TPV = Kunde med avtale om Tilknytning på vilkår, TPV-UG = Tilknytning på vilkår om utsatt gjeninnkobling.

Oppsplitting av masket regionalnett er blitt diskutert i arbeidsgruppen uten at det er blitt enighet mellom selskapene. Bakgrunnen for uenighetene ligger i økt eksponering for KILE-kostnader og at DSO-ene i arbeidsgruppen har regionalnett bygget i ulik topografi, ulike ytre påkjenninger og ulik filosofi bak nettplanleggingen. For eksempel er regionalnettet vest i Agder er for det meste bygget i terreng som gjør linjer utsatt for trefall. Oppsplitting av masket regionalnett vil føre til at feil på en enkeltkomponent kan forårsake kortvarig strømbrydd i flere byer. Kapasitetsgevinsten varierer blant DSO-ene i arbeidsgruppen. Basert på grove analyser ser Glitre Nett at kapasitetsøkningen som følge av radielle drifter raskt ville blitt begrenset av spenning og begrensende endepunktskomponenter.

Etter dagens praksis vil DSO-ene kunne tilknytte nytt forbruk på vilkår, til tross for at tilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig, dersom begrensningene er lokalisert i regionalnettet. Som hovedregel medfører slike tilknytninger ingen endringer i koblingsbilde, og masket nett beholdes for å sikre momentan reserve for eksisterende kunder. Gjennom håndtering av kunder på vilkår har DSO-ene en viktig del av ansvaret for flaskehalshåndteringen og må lage gode rutiner for hurtig utkobling av de aktuelle kundene ved feil.

5.1.5 Fordeling av kostnader

Både systemansvarlig og regionale netteiere har kostnader ved håndtering av flaskehalser i regionale nett. Systemansvarlig dekker kostnader operativt gjennom sine virkemidler i forskrift om systemansvaret (fos), som det redegjøres for nedenfor. Netteier på sin side er eksponert for KILE-kostnader ved eventuelle avbrudd og er ansvarlig for nettinvesteringer. Gjeldende økonomisk regulering gir derfor et delt økonomisk insentiv til å ivareta forsyningsikkerheten for kunder på dette nettnivået. Dette er grundig beskrevet i ekspertgrupperapporten "Fra brettet til det smarte nettet" fra 2021 i kapittel 15 [13].

Koblingsbildet i regionalnettet er tett knyttet opp mot risiko i driften. Maskede nett sikrer høy oppetid for kundene dersom N-1-snittene overvåkes, slik at ingen enkeltfeil fører til strømbrydd. Samtidig krever det bruk av systemregulering og systemvern. Alternativt kan nettet driftes radielt, som medfører økt overføringskapasitet, men også økt risiko for mørklegging av større områder dersom en feil inntreffer. Radiell drift medfører økt KILE-eksponering for netteier. For å sikre insentiver for hensiktsmessig investeringer og driftstiltak, bør kostnaden for systemregulering viderefaktureres til netteier. Dette gjelder både for regional- og transmisjonsnettet. Det vil synliggjøre kostnadene overfor netteierne, også DSO-ene i regionalnett. Da bør også DSO-ene få mulighet til å gjøre tiltak for å unngå kostnaden dersom det er økonomisk gunstig, og i dag vil det være bruk av koblingsbilder eller eksisterende fleksibilitet.

Det vil kreve en juridisk vurdering om dette kan realiseres iht. fos §5 fjerde ledd og inntektsrammereguleringen. Dersom det krever omfattende endringer, vil dette ikke være et kortsiktig tiltak.

I dag får eier av feilbefengt komponent hele KILE-kostnaden, uansett bakenforliggende årsak. Dermed kan en aktør forårsake at en annen aktør blir utsatt for KILE-risiko. I mange tilfeller kan det imidlertid være utfordrende å plassere eller fordele KILE-ansvaret. Det vil likevel være viktig å finne mekanismer som i større grad plasserer KILE-ansvaret på riktig aktør. For eksempel kan det være bedre med en 50/50 fordeling i stedet for 0/100, dersom en part initierer/ønsker en driftssituasjon som gir en annen en stor KILE-regning. Statnett er uenig med DSO-ene om dette fordi det vil være en gjensidig avhengighet mellom nettselskapene i kraftsystemet. Det er viktig at insentivene sørger for at anleggene driftes og vedlikeholdes slik at man ikke får utfall. I helt spesielle tilfeller bør det være mulig å lage avtaler som sikrer en rimelig fordeling av KILE-risiko. Dette kan eksempelvis være ved gjennomføring av driftsstanser som krever utkobling av nærførte eller kryssende overføringer.

Deling av informasjon om forbruksgrupper i underliggende nett vil være fordelaktig for beregning av KILE, for å få et mer presist bilde av kostnadene ved utkobling og kostnader ved ulike koblingsbilder. Det gjelder spesielt at regionalnettseier får informasjon fra distribusjonsnetteier.

5.1.6 Økt risiko krever redusert av økonomisk straff ved utfall

DSO-ene drifter nettet konservativt for å sikre god leveringsikkerhet. Dette er en konsekvens av at samfunnsansvaret om sikker strømforsyning, og fordi det er en økonomisk risiko i mange avbrudd gjennom KILE-ordningen. Reduksjon eller bortfall av KILE de første 3-5 min kan være en løsning for å gi incentiver til å ta større risiko blant DSO-ene, og dermed redusere den økonomiske risikoen ved å koble til mer last. Ved en feil kan selskapene håndtere flaskehals ved å koble vekk kunder på vilkår, eller å gjøre omkoblinger i nettet i løpet av de første minuttene. For å sørge for opprettholdelse av incentivene for nettinvesteringer kan satsene for langvarige utfall oppjusteres. En slik ordning, med en korrigerende av å gjøre *kortvarig utfall billigere og langvarig utfall dyrere*, kan innføres midlertidig inntil nytt nett er på plass, for eksempel frem til 2030 eller 2035.

5.1.7 Informasjonsbehov for å prognosere regionale flaskehals

For å håndtere flaskehals, må DSO-ene kunne prognosere flaskehals og håndtere flaskehals. Informasjonsutvekslingen mellom DSO-TSO og DSO-DSO er i dag lite standardisert, og baserer seg i stor grad på telefonsamtaler til tilgrensende konsesjonærer. Utveksling av nettmodeller, som inkluderer prognosert last og produksjon, vil forenkle koordineringsarbeidet betydelig. Dette vil kreve utvikling og omfattende endringer, men er et viktig fundament for videre samhandling på en digitalisert måte. En forutsetning for denne informasjonsutvekslingen er et felles språk og standardisert kommunikasjonskanal.

DSO-ene må ha tilgang til produksjonsplaner for å kunne håndtere egne flaskehals. Dette er et viktig skritt på kort sikt som vil gjøre DSO-ene i stand til å prognosere flaskehals. I dag mangler det tydelige retningslinjer som beskriver DSO-enes rettigheter og plikter ved å motta produksjonsplaner. Det er viktig at en slik delingsløsning også sørger for at store aktører ikke må sende mange planer til mange selskap. Når DSO-ene får produksjonsplaner er det fordelaktig om de også inneholder eventuelle volum produsenten har solgt i kapasitetsmarkedene (FFR, FCR, aFRR, mFRR). DSO-ene har rett på produksjonsplaner i henhold til system operation guidelines (SOGL) art. 182-5 [14]. På høsten 2024 skal Statnett sammen med bransjen starte opp et arbeid for å lage en metode for informasjonsutveksling som skal spesifisere hvordan dette skal foregå.

Det er imidlertid klart at deling av produksjonsplaner må gjøres på en standardisert måte og på et standardisert format. Og det gjelder all informasjonsdeling. ElBits har startet arbeidet med å utforske og tilby en forenklet nasjonal nettmodell. Et slikt register over nettet, med et minimum av informasjon om hver komponent, aktør, og geografisk lokasjon, vil støtte digital samhandling i form av informasjonsutveksling, saksbehandling og håndtering av ID-problematikk. ID-problematikk handler om å sikre at alle snakker om den samme komponenter hos alle involverte parter. ElBits jobber med å standardisere informasjonsutvekslingen i bransjen i et initiativ som kalles grunnprofil.

Statnett som systemansvarlig overvåker alle snitt i regionalnettet uten at det nødvendigvis er kjent for involverte DSO-er. Felles forståelse av snitt gjennom informasjonsdeling er en forutsetning for å lykkes med en gradvis overføring av ansvar for snitt og flaskehalshåndtering fra TSO til DSO. Uavhengig av fremtidig ansvarsfordeling vil det være hensiktsmessig å legge til rette for at DSO-er får enkel tilgang til hvilke snitt og revisjonssnitt som er gjeldende til enhver tid.

Totalt er det behov for mer informasjonsutveksling, og Tabell 1 oppsummerer konkrete behov for informasjonsutveksling mellom TSO, DSO og SGU-er.

Tabell 1: Nødvendig informasjonsutveksling på kort sikt.

| Informasjon | Fra hvem | Til hvem |
|--|----------|------------|
| Forenklet nettmodell med strukturelle data for nett, produksjon og forbruk, for å synliggjøre nettet og koblingsbilder. Produksjonsplaner og annen informasjon må kobles til strukturelle data. | | |
| Utførte systemreguleringer må deles for å vise hva som er aktivert for å håndtere flaskehalser i DSO-ens nett. Dette er viktig for netteier med tanke på drift og investeringer. | TSO | DSO |
| DSO og TSO bør utveksle snittlister for å forstå nettsituasjonen og samspillet med omkringliggende konsesjonærer. | TSO | DSO |
| Endret koblingsbilde som ikke påvirker andre konsesjonærer kan utføres uten systemansvarliges involvering. Alle koblingsbilder som inngår i modellert nett, må være kjent for systemansvarlig T-25. | DSO | TSO |
| Endret koblingsbilde som påvirker andre konsesjonærer skal godkjennes av systemansvarlig iht. retningslinjene for utøvelsen av systemansvaret § 16 [6]. Ønsket endring i koblingsbilde må oversendes fra konsesjonær to dager i forveien til systemansvarlig. Da kan det innlemmes i IGM-en som oversendes til RCC hvis det påvirker prisfastsettelsen i kraftmarkedet. | DSO | TSO |
| Produksjonsplaner fra SGU-er (signifikant grid users), dvs. store forbrukere og produsenter bør være tilgjengelig for DSO-ene og TSO for å kunne forutsi flyt og identifisere flaskehalser med bedre sikkerhet. | SGU | DSO og TSO |

5.1.8 Virkemidler

For å håndtere regionalnettet i større grad, har DSO-ene behov for virkemidler. På kort sikt har DSO-ene følgende virkemidler for håndtering av flaskehalser i eget nettområde:

- Omkoblinger i lokalt distribusjonsnett (som i dag)
- Flexibilitet fra kunder med utkoblbar tariff (som i dag)
- Flexibilitet fra kunder som er tilknyttet på vilkår (som i dag)
- Bilaterale, frivillige avtaler med eksisterende produsenter eller forbrukere (som i dag)
- Flexibilitet fra lokalt fleksibilitetsmarked (under utvikling i dag), men må håndteres i avregningen (fleksibilitetsregister må på plass)
- Omkoblinger i regionalnett når andre konsesjonærer ikke blir berørt av koblingen, forutsatt forhåndsgodkjenning fra systemansvarlig.

Dette er virkemidler som kan inngå i DSO-ens vurderinger rundt hvorvidt en tilknytning er driftsmessig forsvarlig eller ikke. Tiltak som innebærer bruk av systemansvarliges virkemidler kan i dag ikke legges til grunn ved en DF-vurdering, uten at systemansvarlig godkjenner dette.

Snittovervåking og mer kompleks nettdrift vil kreve et minimum av funksjonalitet for støttesystemene til nettsentralen. Blant de mest sentrale funksjonalitetene er:

- Dynamisk oppdatert nettmodell som inneholder produksjonsplaner og estimert flyt fra relevante kraftverk og forbruksprognoser på trafostasjoner,
- Automatisk utfallsanalyse som kontinuerlig tester N-1-sikkerhet, og
- Visualiseringsverktøy for å gi operatører god beslutningsstøtte og risikooversikt.

5.2 Mulig håndtering på lang sikt

På lang sikt (over 5 år) antar gruppen en at netteierne får ansvar for å håndtere eget nett. Dette legges til grunn for å vurdere hva som må til av endringer i forhold til arbeidsgruppens mandat. En slik utvikling medfører at oppgaver som i dag påligger systemansvarlig av ansvar og kostnader i større grad overføres til netteier. Regionalnett vil fortsatt være en del av systemansvarliges nettmotmodell ved at netteier har ansvar for modelleringen og innsending. Dette fremtidsbildet innebærer også at flaskehalser i regionalnettet blir håndtert av DSO.

For at DSO-ene skal kunne overta ansvaret for flaskehalser i eget nett må tre overordnede forutsetninger være på plass. For å kunne utføre en overvåking av snitt og ikke bare enkeltkomponenter, må DSO-ene utføre driftsplanlegging og ha egnede verktøy. For det andre må DSO-ene ha tilgang til nødvendig informasjon til rett tid for å iverksette nødvendig tiltak tidsnok. For det tredje må driftsstanser, markeder og koblinger koordineres mellom DSO-ene og DSO/TSO.

5.2.1 Driftskoordinering

For å sikre tilstrekkelig informasjon til den automatiserte systemdriften, må flaskehalser prognoseres og tiltak vurderes i planfasen. Selv om tiltakene effektueres i driftskvarteret, må planlagte tiltak være kjent slik at automatikken kjenner til realitetene som vil gjelde i driftsøyeblikket. Dette medfører at planlagte flaskehalser som kan prognoseres, må håndteres i planfasen. Håndtering av feilhendelser eller uforutsette flaskehalser må fortsatt skje i sanntid.

Flaskehalser i regionalnettet krever tiltak fra DSO-en og vil påvirke flyten i transmisjonsnettet. Derfor er det ønskelig med informasjon om endring i flyt per utvekslingspunkt mellom transmisjonsnett og regionalnett som følge av planlagte tiltak hos DSO-en. Nødvendig informasjon (flyt, koblingsbilde og ubalanser) må være avklart tidligere enn 25 minutter før driftskvarteret. Dette medfører at alt som skal gjøres utenfor automatikken, bortsett fra feilhåndtering, som beskrevet i kapittel 4.1.2, og som *påvirker nødvendig input til ABOT i betydelig grad* må skje i planfasen (tidligere enn 25 minutter før driftskvarteret). Det gjelder alle tiltak utført av DSO og TSO.

Hvordan *betydelig grad* skal defineres må klargjøres. Det må settes terskelverdier (endringer i flyten med x % eller X MW) for hva DSO kan gjøre av tiltak uten å informere systemansvarlig. Dette kan eksempelvis være 1 MW, tilsvarende minste budstørrelse i reservemarkedene.

5.2.2 Informasjonsutveksling

I fremtiden bør det være utveksling av hvilke bud som er innsendt til systemansvarlig i reservemarkedene og det DSO-ene aktiverer av fleksibilitet. Dette må til for å hindre at en aktør aktiverer bud som vil ha negativ innflytelse på driftssituasjonen til en annen aktør.

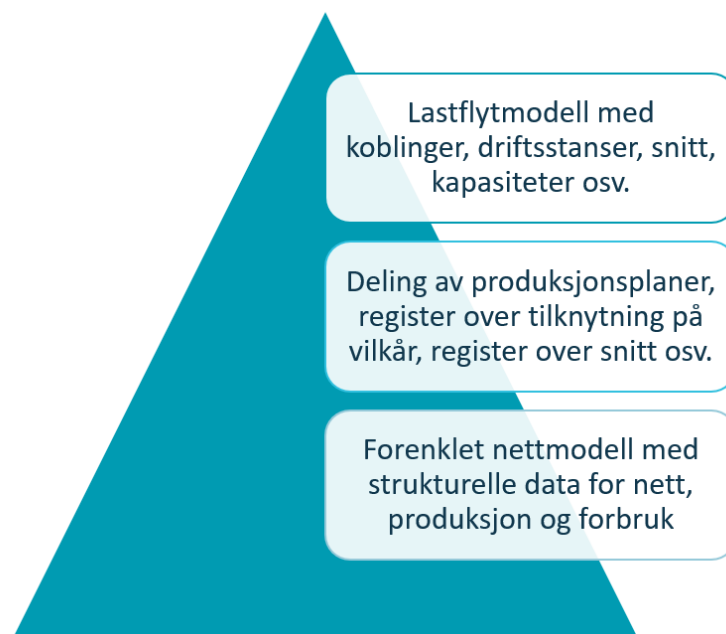
Prediksjon av flaskehalser i regionalnett er viktig dersom man skal gjøre tiltak før T-25. ABOT lager prognoser for de neste 2 timene kontinuerlig og det er potensielt data som DSO-ene kan ha nytte av for å gjøre tiltak for å unngå systemregulering dersom det er hensiktsmessig. Tilsvarende som for produksjonsplaner, bør også forbruksprognoser fra større forbruksaktører være tilgjengelig for DSO-ene og TSO. Disse vil inngå som viktig input til lastprognosering på trafostasjoner og for snitt. Både operativt og for planlegging av driftsstanser vil denne informasjonen være svært nyttig for å sikre god utnyttelse og sikker drift av kraftsystemet.

Statnett skal håndtere ubalansene i systemet. Med innføring av automatisert balansering (mFRR EAM) er systemet avhengig av å ha informasjon om ubalansen i kommende kvarter før

budutvelgelsen. Dermed bør den samlede ubalansen som følge av tiltak DSO-ene gjør være kjent slik at det kan legges til i mFRR-requesten for nordisk balansering.

Ved fremtidig håndtering av flaskehalser i eget regionalnett vil det være nødvendig med informasjon om kapasitetsforhold og begrensninger i overliggende, sideliggende og underliggende nett. Dette gjelder i særdeleshet for områder hvor det kan være kraftutveksling mot flere ulike stasjoner via nett som eies av flere ulike selskaper.

Informasjonsutveksling på lang sikt vil være mer omfattende enn på kort sikt. På lang sikt vil man i økende grad få behov for en mer komplett nettmodell for simulering som inneholder flere informasjonslag enn på kort sikt. En videreutvikling av den forenklete modellen på kort sikt vil legge til rette for en felles nettmodell der man kan koordinere driften, og ikke bare få informasjon. Figur 13 viser hvordan utviklingen av nasjonal nettmodell over lengre tid kan foregå, hvor den øverste boksen representerer siste steget i utviklingen.



Figur 13: Overordnet illustrasjon av mulig utvikling av nasjonal nettmodell.

Tabell 2 gir en oppsummerende oversikt over behovet for informasjonsutveksling på lengre sikt.

Tabell 2: Nødvendig informasjonsutveksling på lang sikt.

| Informasjon | Fra hvem | Til hvem |
|---|----------|----------|
| Helhetlig nettmodell som bygger på en forenklet modell (Tabell 1). | | |
| Innsendte bud i reservemarkedene (aFRR og mFRR) | TSO | DSO |
| Estimerte systemreguleringer (ABOT 2 timer før) for å gi netteier innsyn i sannsynlige systemreguleringer to timer frem i tid. Da kan motvirkende tiltak iverksettes før T-30 for å unngå systemregulering dersom det er hensiktsmessig. | TSO | DSO |
| Estimert flyt per utvekslingspunkt (2 timer før) mellom DSO og TSO. På den måten kan ABOT håndtere flaskehalser i transmisjonsnettet på en bedre måte fordi den har mer korrekt informasjon om fremtidig flyt. Dette krever hyppig og omfattende datautveksling. | DSO | TSO |
| Samlet endring i ubalansen som følge av DSO-ens tiltak (summen av handler i lokale markeder, planlagte aktiveringer av kunder utkoblbar | DSO | TSO |

| | | |
|---|-----|-----|
| tariff og tilknytning på vilkår) bør være kjent for systemansvarlig slik at ubalansen kan håndteres med mFRR. | | |
| Prognosert flyt D-2 er viktig for TSO slik at gode IGM-mer kan produseres. Dersom DSO-ene har ansvar for regionalnettet må nettmodeller som kan utveksle relevant informasjon være på plass. | DSO | TSO |
| Nettmodell fra regionalnett (koblingsbilde og planlagt flyt) D-2, må være tilgjengelig slik at flytbasert markedskobling fungerer optimalt. | DSO | TSO |
| Total endring i flyt over 1 MW (eller <i>betydelig grad</i>) per utvekslingspunkt som følge av tiltak DSO-ene beslutter. | DSO | TSO |

Håndtering av endring av planer for innkobling som følge av fullført vedlikehold (driftsstans) må håndteres og meldes inn tidsnok (T-34) iht. Figur 9. I tillegg må aktører å ha tid til å tilpasse seg innmelding av planer og annet, så det kan være nødvendig at denne informasjonen må oppdateres en god stund før T-34.

5.2.3 Virkemidler

En forutsetning for at DSO-ene skal overta ansvaret for flaskehalser i eget nett, er økt tilgang til flere virkemidler. Dette innebærer mer selvstendig fastsettelse av koblingsbilder og bruk av løsninger tilsvarende systemvern. Automatisk utkobling for å håndtere tilknytning på vilkår er et tilgjengelig virkemiddel i dag, iht. RME sin vurdering, beskrevet i kapittel 3.1.5. I fremtiden bør også DSO-ene kunne installere systemvern, i hvert fall nettsplittvern som ikke påvirker kundene direkte. Et nettsplittvern deler nettet umiddelbart etter et utfall for å unngå overlast. Dette brukes typisk der regionalnettet ligger i parallell med transmisjonsnett.

I tillegg til eksisterende virkemidler, som tilknytning på vilkår og utkoblbar tariff, kan etablering av lokale fleksibilitetsmarkeder benyttes. Det er viktig at dette blir løsninger som integreres med avregningen (BRP-er) slik at det ikke får uheldige utslag i balanseoppgjøret. Innføring av BSP-rollen og implementering av fleksibilitetsregister muliggjør dette, men koblingene mellom DSO-ene og avregningen må settes opp. Dette er viktig for å klare å koble sammen ressurser og reguleringer med korrekt BRP gjennom å implementere fleksibilitetsregister.

Predikert last i kombinasjon med predikert forbruk, samt korrekt nettmodell og systemstøtte, vil gi operatørene hos DSO-ene tilstrekkelig grunnlag for å håndtere flaskehalser. Dette må bygges opp over tid, og derfor er de kortsiktige tiltakene med tilgang på produksjonsplaner og utveksling av informasjon viktig for å forberede langsiktige endringer. Tiltakene som er skissert på kort sikt er derfor viktige for at man skal kunne overføre ansvar på lang sikt.

5.2.4 Behov for regelverksendringer

Arbeidsgruppen har gått gjennom Forskrift om systemansvar og vurdert de ulike paragrafene i forhold til nødvendige endringer. Arbeidsgruppen mener en helhetlig gjennomgang av forskriften er hensiktsmessig for å vurdere nødvendige justeringer for å få en mer effektiv flaskehalshåndtering på lang sikt. Endringer i paragrafene griper inn i hverandre og gjør at enkle endringer er vanskelig.

Ettersom det er lite sannsynlig at DSO-ene vil bli delegert myndighet til å fatte enkeltvedtak, må virkemidler for håndtering av flaskehalser i regionalnettet håndteres gjennom avtalefestede rettigheter og betalingsvillighet i markeder. Det er vanlig i mange andre land at systemoperatører ikke har vedtaksmyndighet og må sikre seg reguleringsrettigheter gjennom avtaler. En måte å sikre reguleringsevne i krevende situasjoner på, kan være å innføre en direkte regulering som krever at produksjon over 1 eller 10 MW kan reguleres mot en kompensasjon eller til enhver tid må anmelde produksjonen inn i et fleksibilitetsmarked.

Statnett eier transformatorer som transformerer fra transmisjonsnett til regionalnett iht. Energiloven § 1-5 som beskrevet i kapittel 2. I mange stasjoner er det installert to parallelle transformatorer som sikrer N-1 forsyning til regionalnettet. I flere områder er stasjoner for nedtransformering fra transmisjonsnettet også koblet sammen via overføringer i regionalnettet. I begge tilfeller vil det oppstå transformatorsnitt hvor kapasiteten begrenses til hva som kan overføres etter utfall av en transformator. For å oppnå økt overføringskapasitet vil det kunne være rasjonelt å koble transformatorer radielt fremfor å håndtere masket drift med N-1 forsyningsikkerhet. Ved en feil i transformatoren vil TSO få KILE, mens ved en feil i underliggende regionalnett som medfører avbrudd vil gi KILE-kostnad for DSO. Det vil være forskjellige risikovurderinger knyttet til ulike anleggseiere på henholdsvis transformator og underliggende regionalnett.

I dag ligger det en insentivutfordring i at Statnett har ansvaret og kostnadene for flaskehalshåndteringen i regionalnett, mens DSO er den som investerer og vedlikeholder regionalnettet. Det kan være mulig å tenke helt nytt rundt dette dersom eier og systemoperatør blir samme selskap. Det vil kreve en lengre prosess for å sikre en god, helhetlig løsning, og det vil innebære en del endringer i forskrifter og regelverk.

Dersom DSO-ene skal overta flaskehalshåndteringen i regionalnettet må regelverket gjennomgå på en helhetlig måte. Deretter må regelverket endres for å sikre DSO-enes rettigheter og plikter i tråd med forutsetningene over.

Det pågår også relevant regelverksarbeid i EU knyttet til dette. En nettverkskode, kalt "Demand Response", er nå under utarbeidelse, og kan også bli gjeldende i Norge etter hvert. Den er ikke endelig vedtatt, slik at innholdet er uavklart inntil videre. ENTSO-E sammen med DSO-entity leverte i mai 2024 et forslag til ACER som skal på offentlig høring. Stortinget vil sannsynligvis på et tidspunkt behandle rettsakter i den fjerde pakken, derunder direktivet for felles regler i det interne strømmarkedet [15]. Slik det ser ut i nettverkskoden skal utgangspunktet være at DSO-ene skal ha ansvar for flaskehalshåndtering, men det er også rom i regelverket som gir åpning for nasjonale tilpasninger.

6 Oppsummering

Denne rapporten har sett på forutsetningene for å overføre ansvaret for håndtering av flaskehals i regionalnettet fra TSO til DSO. For å få til dette må det skje flere endringer i dagens systemer, kommunikasjon og dagens regelverk. For at DSO-ene som netteiere skal kunne håndtere flaskehals i eget nett, noe som fremtidige nettverkskoder i EU sannsynligvis legger til grunn, må det norske lovverket endres. Før eventuelt større endringer er på plass, er det fortsatt et mulighetsrom på kort sikt for at DSO-ene i større grad kan håndtere regionalnettet. På lang sikt legger arbeidsgruppen til grunn at DSO-ene har overtatt ansvaret for flaskehalsbehandling.

6.1 Oppsummering av kortsiktige muligheter

En sentral forutsetning for at tiltakene skal kunne gjennomføres er at det utvikles gode systemer for informasjonsutveksling. Dette må samkjøres slik at det blir en standard som alle forholder seg til.

DSO og TSO må kunne inngå og praktisere driftsavtaler, på en sånn måte at DSO-ene helt eller delvis kan håndtere enkelte flaskehals i regionalnettet. På den måten kan DSO håndtere flaskehals i regionalnettet med sine virkemidler, og TSO kan overta når listen over virkemidler er uttømt. På den måten kan alt av dagens fleksibilitet benyttes i dag. I praksis kan dette gjøres enkelt, ved at DSO-ene bruker enn lavere snittgrense enn TSO, slik at rekkefølgen blir ivaretatt på den måten. Dette forutsetter at en åpning for bredere bruk av driftsavtaler og gi muligheter for å viderefakturere systemdriftskostnader til ansvarlig netteier (fos § 5).

En viktig forutsetning for at DSO-ene kan håndtere mer i eget nett er en felles nasjonal nettmodell. I bunn må det ligge en forenklet strukturell modell av kraftsystemet, som EIBits allerede har pågående arbeid for å bygge opp. Det er en viktig prioritet for å lage et fundament for informasjonsutveksling.

Kraftprodusenter bør melde inn sine produksjonsplaner på aggregatnivå til DSO-ene og TSO. Da gir planene verdi for DSO-ene og Statnett kan aggregere opp til stasjonsgruppenivå om ønskelig. Et slikt system må sørge for at produsentene ikke må sende inn planene sine mange ulike steder. Felles nasjonal innsats for å få et system der produsenter kan sende inn produksjonsplaner på aggregatnivå, bør være første prioritet fremover.

Fleksibilitet fra lokale fleksibilitetsmarkeder, utkoblbar tariff og tilknytning på vilkår bør være synlig og tilgjengelig for systemansvarlig. Kundene, i DSO-enes nett, kan tilgjengeliggjøres gjennom vilkår i avtaler, eller gjennom frivillig deltakelse. DSO-ene og systemansvarlig bør utveksle snittlister slik at de forstår nettsituasjonen bedre, og for å sammenligne og kvalitetssikre snitt. Det er sentralt for å få et samspill med omkringliggende konsesjonærer og sammenligning av egne snitt-beregninger. DSO bør vite om planlagte systemreguleringer og utførte systemreguleringer.

Det er ulik håndtering av risiko i dag. Det bør informeres gjensidig (DSO/TSO) om risikovurderinger og eventuelt også etableres felles retningslinjer for risiko. KILE-risikoen er i dag en barriere for DSO-ene til å drifte mer risikobasert og tilknytte nye kunder. Det bør gjennomføres et arbeid, f.eks. ut fra samarbeidsforum DSO/TSO, som sier noe om hva som er akseptert risiko i ulike nivå i kraftsystemet.

Dette vil kunne være veiledende ved f.eks. vurdering av radiell drift og andre tiltak som gir mer kapasitet, men større risiko for KILE.

6.2 Oppsummering av langsiktige muligheter

På lengre sikt er arbeidet med videreutvikling av standardiserte nettmodeller for å sikre god koordinering for håndtering av flaskehals. Dette er basisen for informasjonsutveksling for driftskoordinering knyttet til ulike tiltak som driftsstanser, koblingsbilder og aktivering av bud. Dette vil kreve en del utvikling og er derfor viktig å prioritere tidlig, altså på kort sikt.

Verktøy for bedre informasjonsutveksling mellom TSO og DSO-er må bli utviklet for å imøtekomme behovene for automatisert systemdrift. Informasjon som påvirker ubalanser, bør gjøres kjent for systemansvarlig så tidlig som mulig. DSO bør få tilgang til relevante mFRR-bud, og i tilfeller der DSO har overtatt ansvar for snittovervåking bør DSO kunne bestille aktivering av mFRR bud.

Det blir viktig å finne løsninger som gir effektiv utnyttelse av alle fleksibilitetsressursene på tvers av nettnivåer, og integrasjon mot avregning og det nordiske balanseoppgjøret. DSO-ene må ha flere virkemidler for å ta mer ansvar. Dette innebærer kjøp i lokale fleksibilitetsmarkeder, i større grad endring av koblingsbilde og installering av systemvern, koordinert med TSO. Arbeidsgruppen legger til grunn at DSO-ene ikke får vedtaksmyndighet, og må få tilgang til sine virkemidler gjennom avtaler og betalingsvillighet. For å sikre tilstrekkelig reguleringsevne til å håndtere alle flaskehals, kan en mulighet være krav om innmelding av større ressurser i fleksibilitetsmarkeder.

DSO-ene må ha kompetanse og systemer for beregning av snitt, overvåkning av snitt og verktøy for å vurdere ulike tiltak for å overholde snittgrenser. Da må de også motiveres og gis insentiver til å utvikle dette, helst tidlig, slik at de kan bygge seg opp mot en mer selvstendig håndtering.

Dersom DSO-ene skal få mer ansvar er det nødvendig med en helhetlig gjennomgang og endring av fos og andre relevante forskrifter. Deretter bør det prioriteres en prosess for å indentifisere nødvendige tilpasninger av dagens regelverk.

Forkortelser

ABOT – avoid bottlenecks

ACE OL – area control error open loop

AOF – activation optimization function

aFRR – automatic frequency restoration reserve

BRP – balance responsible party (balanseansvarlig)

BSP – balance service provider (balansetjenestetilbyder)

CGM – common grid model

CIGRÉ – Conseil International des Grands Réseaux Electriques

CM – capacity market

DF – driftsmessig forsvarlig

DSO – distribution system operator

EAM – energy activation market

EB GL – electricity balancing guide lines

ECP – electronic communication protocol

FCR – frequency containment reserve

FFR – fast frequency reserve

fos – forskrift om systemansvaret

HVDC – high voltage direct current

ICCP – inter-control center communications protocol

KILE – kostnadsjustert inntektsramme ved ikke levert energi

MARI – manually activated reserves initiative

mFRR - manual Frequency Restoration Reserves

NEM – forskrift om netregulering og energimarkeder

OIS – operational information system

PICASSO – platform for the international coordination of automated frequency restoration and stable system operation

RK – regulerkraftmarkedet

RKOM – regulerkraftopsjonsmarkedet

SA – scheduled activation

SCADA – supervisory control and data acquisition

SO GL – system operation guide lines

TSO – transmission system operator

Referanser

- [1] B. Tennbakk, M. Wikum, M. B. Ryssdal og K. Flksen, «Evaluering av DSO/TSO-piloter,» Thema Consulting Group, Oslo, 2020.
- [2] Energidepartementet, «Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet,» Lovdata, 17 05 2002. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448>. [Funnet 2024].
- [3] Energidepartementet, «Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven),» 01 01 1991. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>. [Funnet 2024].
- [4] RME, «Dette er tilknytningspliten,» Reguleringsmyndigheten for Energi, 11 mars 2024. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/dette-er-tilknytningsplikten/>. [Funnet 24 april 2024].
- [5] N. K. Nakstad, M. H. Bjørndal, T. A. Lien, M. M. L. Pandey, T. A. Bye, S. A. Lundberg, E. K. Sund, G. Hinderland, J. F. Naas-Bibow og T. M. Wetterhus, «Nett i tide, NOU 6,» Olje- og energidepartementet, Oslo, 2022.
- [6] Statnett SF, «Utøvelse av systemansvaret - retningslinjer og praktisering,» 07 08 2021. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/retningslinjer-for-systemansvaret/>. [Funnet 2024].
- [7] Statnett SF, «Ny modell for balanseansvarlige og leverandører av balansetjenester planlegges innført ved utgangen av 2024,» 03 03 2024. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/ny-modell-for-balanseansvarlige-og-leverandorer-av-balansetjenester-planlegges-innført-ved-utgangen-av-2024/>. [Funnet 2024].
- [8] Energidepartementet, «Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM),» 24 10 2019. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413>.
- [9] RME, *SV: Anmodning om veiledning - Linja/Statnett - systemvern mm*, 2024.
- [10] Lede, «Fleksibelt forbruk,» [Internett]. Available: <https://lede.no/priser/priser-fleksibelt-forbruk-1/>. [Funnet 03 05 2024].
- [11] CIGRE, «Thermal behaviour of overhead conductors,» CIGRE, 2002.
- [12] Statnett SF, «Årsrapporter fra systemansvarlig,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/arsrapporter-fra-systemansvarlig/>.

- [13] C. Sepulveda, J. Bjørndalen, I. B. Løken, C. L. Berntsen, R. B. Bjørkli, I. Gimmestad og K. Sletten, «Fra brettet til det smarte nettet,» Reguleringsmyndigheten for energi (RME), Oslo, 2020.
- [14] Energidepartementet, «KOMMISJONSFORORDNING (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft,» Lovdata, Oslo, 2023.
- [15] EU kommisjonen og EU parlamentet, «DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) (Text with EEA relevance),» Official Journal of the European Union, Brussel, 2019.
- [16] Statnett SF, «Systemutviklingsplanen 2023,» Statnett SF, 2023, 2023.
- [17] Statnett SF, «Stabilitet i et kraftsystem i endring - temarapport systemutviklingsplanen 2023,» Statnett SF, Oslo, 2023.
- [18] Energidepartementet, «KOMMISJONSFORORDNING (EU) 2017/2195 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft,» Lovdata, Oslo, 2023.
- [19] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet,» 01 07 2020. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448>.
- [20] *Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv*, 1999.
- [21] NVE-RME, «Selskapsmessig og funksjonelt skille,» 27 04 2017. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/>. [Funnet 31 05 2024].

Liste over figurer og tabeller

| | |
|--|----|
| Figur 1: Skjematisk visning av nettnivåene etter farge (rødt: transmisjonsnett, blått: regionalt distribusjonsnett, svart: lokalt distribusjonsnett)..... | 8 |
| Figur 2: Illustrasjon for å vise tankegangen bak overføringssnitt..... | 9 |
| Figur 3: Eksempel på resulterende overføringsgrenser for en 132kV overføring i Fosweb. | 13 |
| Figur 4: En illustrasjon for å vise hvordan overføringskapasiteten kan begrense en tilknytning..... | 16 |
| Figur 5: Overordnet prosess for balanseringsprosessen i fremtiden. Input og output til TSO-ene (nasjonale) er markert med blått, og den felles europeiske klareringen for balansering er markert med grønt. | 21 |
| Figur 6: Beregning av ubalansebehovet, mFRR request, som sendes til AOF-en. | 21 |
| Figur 7: Overordnet prosess for ABOT - automatisk flaskehalshåndtering. | 22 |
| Figur 8: Tidslinje for flaskehalshåndtering og balansering i fremtiden..... | 23 |
| Figur 9: Tidslinje for koblingsprosess fra 3.desember, etter innføring av nordisk mFRR EAM marked og automatisert systemdrift. | 23 |
| Figur 10: Overordnet markedsmodell i NORFLEX-prosjektet. | 26 |
| Figur 11: Mulig håndtering av budkoordinering for å sikre at aktivering av bud for balansering ikke skaper flaskehals. Det skraverte området er bud som er kjøpt av DSO for å håndtere sine flaskehals, og dermed ikke sendes inn til mFRR EAM. De blokkerte volumene er markert med en rød X..... | 27 |
| Figur 12: Forenklet enlinjeskjema med sammenlikning av planlagt håndtering av feil i regionalnett gitt enten masket nettdrift eller radiell drift. TS = Transformatorstasjon, TPV = Kunde med avtale om Tilknytning på vilkår, TPV-UG = Tilknytning på vilkår om utsatt gjeninnkobling. | 29 |
| Figur 13: Overordnet illustrasjon av mulig utvikling av nasjonal nettmodell. | 34 |
| | |
| Tabell 1: Nødvendig informasjonsutveksling på kort sikt..... | 32 |
| Tabell 2: Nødvendig informasjonsutveksling på lang sikt..... | 34 |