



Møtereferat – Møte 2/2023

Sak:	Oppfølging av Statnetts utøvelse av systemansvaret i drift		
Møtedato:	09.11.2023	Kl.: 12:00-14.00	Sted: Statnett
Møteleder:	Anne Marthe ter Woerds Christensen	Referent:	RME
Oppmøte:	<p>Statnett: Tom Tellefsen, Arne Kjell Nystad</p> <p>RME: Tiril Henriksen Norvoll, Stian Henriksen, Lars Ekern, Anne Marthe ter Woerds Christensen, Marit Serianna Stenødegård Hjerpseth.</p> <p>NVE: Lars Eirik Eilifsen, Silje Tellervo Jelsness</p>		
Saksbehandler:	Anne Marthe ter Woerds Christensen	Dato/sign.:	07.02.2024/amwc
Saksnr.:	201700007	Arkiv:	641
Kopi:			

Pkt.	Dagsorden:	Ansvar
1	<p>Godkjenning av agenda</p> <p>Agenda godkjent</p>	Alle
2	<p>Orientering om forhold i drift og utøvelse av systemansvaret</p> <p>Hovedpunkter for driften i mai til november er tidvis store prisforskjeller, endringer i flytbildet (linket til prisforskjellene) og konsekvenser for driften, knappe reserver og økte systemdriftskostnader.</p> <p>Store prisforskjeller</p> <p>Situasjonen med prissmitte i NO2 fra kontinentet, som gir høye priser i NO2 mens det er lavpris i NO1 og NO5, er ny. Dette er knyttet til kapasiteter og flytmønsteret.</p> <p>Det er ofte situasjoner med import fra Sverige og eksport til kontinentet. Sumrestriksjonen SE3LS muliggjør større flyt inn til NO1 enn uten</p>	Statnett

<p>sumrestriksjonen, men på grunn av flaskehals mot NO2 resulterer det i lavere priser i NO1 og NO5 enn i NO2.</p> <p>Det har vært netto eksport på alle utenlandskablene. Prisene i Tyskland har ofte vært høyere enn i NO2, og det har medført eksport.</p> <p>Prisene i NO1 og NO2 var relativt like frem til perioden med mye nedbør i NO1 på sensommeren og utover høsten. Da ble det mye lavere pris i NO1 og NO5. Det er mye elvekraft i NO1 som produserte billig, mens det er større lagringskapasitet i magasinene i NO2. I tillegg er det begrenset overføringskapasitet om sommeren fra NO1 og NO5 til NO2, som førte til flaskehals og prisforskjell til NO2.</p> <p>Endringer i flytbildet og konsekvenser for driften</p> <p>De siste årene er det blitt installert mye vindkraft i Sverige, Finland og Norge. Det har blitt økt eksportkapasitet ut av NO2 med idriftsettelse av NordLink og NSL i hhv. 2020 og 2021, og det har vært nedleggelse av en del kjernekraft i Sverige, og idriftsettelse av ny kjernekraft i Finland. Disse endringene har påvirket hvordan flytbildet ser ut. Olkiluoto påvirker flytbildet ved at gir mer øst-vestflyt i Sverige. Flytbildet endrer seg stadig, det har blitt mer komplekst og systemet må driftes med høyere risiko. Dette gjør at det er behov for større systemstøtte, noe som er under utvikling, men per nå må driften håndteres med de verktøy som er tilgjengelig. Systemansvarlig mener at endringene med NBM, som automatisering og 15 min MTU, vil hjelpe på driften. Med flytbasert kan man håpe at prisforskjellene vil reduseres, men den fysiske flyten vil ikke påvirkes stort av det.</p> <p>VikingLink (VL), fra Danmark til Storbritannia med 1400 MW, er satt i prøvedrift. Per nå er det prøvedrift med lite flyt, men den antas å øke frem mot jul. Det forventes at VL vil ha relativt lik flyt som NSL, og systemansvarlig mener det er mulig at det vil gi transittflyt fra NO2 gjennom DK1 og videre mot England. VikingLink skal ha intradag-handel, men forbindelsen er ikke en del av den europeiske markedskoblingen. AC-nettet i Danmark som er tilknyttet kabelen er ikke ferdig utbygd for kabelen, så det kan gi redusert kapasitet på kabelen. RME refererer til tidligere situasjoner der Storbritannia har redusert kapasitet på NSL fordi de ikke har hatt nok reserver tilgjengelig til å kunne håndtere utfall av kabelen. Systemansvarlig opplyser at ENTSO-E jobber med å løse en del problemstillinger mot Storbritannia, spesielt vedrørende flytendringer på forbindelsene.</p> <p>Et eksempel på et komplekst driftsbilde er på Sør- og Vestlandet om sommeren. Systemansvarlig ser at det ofte er skjevflyt i driften, og at enkeltlinjer på Vestlandet mot NO2 får høy belastning. Dette gjør at snitt inn til NO2 må driftes med lavere kapasitet når det blir høye temperaturer og fordi det blir høy belastning på enkeltkomponenter. I tillegg er det mange utkoblinger om sommeren for driftstanser og vedlikehold, og det kompliserer driften ytterligere. Dette driftsbildet blir et problem spesielt om sommeren fordi det da er lav last i Bergens-området og dermed stor flyt fra NO5 sørover til NO2. Som fortalt i tidligere oppfølgingsmøter er det planlagt forsterkning av nettet på Vestlandet som vil bedre driftsbildet. I</p>	
--	--

	<p>selve tidsrommet for utbyggingen forventes imidlertid driften å være mer komplisert, da man må forvente mange utkoblinger.</p> <p>I snittet NO1-NO2 så systemansvarlig flaskehals fra mai til oktober. Det er normalt at det skjer i sommerhalvåret.</p> <p>Krevende driftsplanlegging</p> <p>Systemansvarlig ser også at driftsplanleggingen blir mer krevende. Planleggingen er mer kompleks og har mindre marginer. Et eksempel er fra uke 24 som var spesielt krevende da det var mange utkoblinger i tillegg til to skogbranner som ytterligere kompliserte driften.</p> <p>Systemansvarlig informerte om at ved innføring av flytbasert markedskobling må koblingsbildet bestemmes to dager i forveien i stedet for dagens praksis der dette bestemmes i sanntid. Det er fordi CGMen som brukes til flytbasert er for D-2. Statnett forteller at de jobber med å få på plass rutiner for å tilpasse til det nye tidsløpet. De forteller at det kan gjøres noen justeringer og sende inn nye modeller inntil kl. 07:00 dagen før. Dette vil det være dedikerte personer som jobber med. Videre ser Statnett også at det blir større forskjeller i hva avdelingen for driftsplanlegging arbeider med og det som landssentralen arbeider med, fordi driftsplanleggingen må sende inn data to dager i forveien, mens man ofte ikke kan se oppdelinger før nærmere driftstidspunkt.</p> <p>Hittil i 2023 har det vært høye kostnader for spesialregulering (214 MNOK). Dette indikerer at det har vært utfordrende drift i år.</p> <p>Feilhendelser og kapasitet på HVDC-forbindelsene</p> <p>Det har vært mange feilhendelser på HVDC-forbindelsene i perioden siden sist oppfølgingsmøte. Frem til møtedato har det vært 15 utfall av HVDC-forbindelser i Norge, der NordLink står for 10 av utfallene. Ett av disse utfallene var større enn dimensjonerende utfall, der ble driften delvis reversert før kablet falt helt ut. Systemansvarlig forteller at utfall av HVDC-kablene gir store omlagring i kraftsystemet og fører til frekvens- og spenningsavvik i Norden, og har også ført til aktivering av nødeffekt. I tillegg er den tekniske løsningen for hver av forbindelsene ulik, og det krever derfor høy kompetanse hos operatørene å sette en forbindelse i drift igjen. På spørsmål om hvorfor NordLink står for så mange feil svarer Statnett at det er flere årsaker, og at det dreier seg om feil på begge sider av kablet.</p> <p>NorNed driftes fortsatt med 100 MW redusert kapasitet. RME spør om en rapport som skulle utarbeides mellom Statnett og TenneT for å se på mulige løsninger for å øke kapasiteten. Statnett forteller at filteret blir fikset først og at fra nyttår kan kapasiteten økes som følge. Deretter må selve kablet fikses, det skjer til sommeren. Begge delene er på nederlandsk side av kablet. Statnett betviler ikke TenneTs motivasjon for å få forbindelsen raskt i drift. Statnett og TenneT har faste, jevnlig møter om samarbeid og drift av kablet. Systemansvarlig antar at tiltakene som er innført etter feil på kablet vil fjernes når kablet blir reparert.</p>	
--	---	--

<p>Skagerak pol 4 har blitt reparert etter fire år, hele kabelen på land i Danmark måtte byttes. På spørsmål om hvorfor det tar så lang tid å fikse kablene som det har gjort i tilfellet med Skagerak og NorNed svarer Statnett at det tar lang tid å bestille og legge en ny kabel. For Skagerak var det også en del usikkerhet knyttet til reklamasjon som gjorde at det tok tid. For filteret på NorNed vet ikke møtedeltakerne i detalj hvorfor det har tatt lang tid for Tettet å fikse. Driften av Skagerak-forbindelsen i 2023 har ellers hatt kapasitetsreduksjoner som skyldes at poler har vært ute til revisjon eller feil.</p> <p>For NordLink gir Statnett full kapasitet til drift, mens det blir gitt redusert kapasitet fra tysk side iht. nettsituasjonen og kapasiteten i AC-nettet i Tyskland. I 2023 har det vært mye eksport på NordLink.</p> <p>Kapasitet Hasle</p> <p>Når prisen i NO1 er høyere enn i SE3 er det sumrestriksjonen som er begrensende for importkapasiteten. Ved lavpris NO1 er det kapasiteten i snittet NO1-SE3 som begrenser importen.</p> <p>Statnett mener at SvK setter begrensningen i sumrestriksjonen lavt. Nå er sumrestriksjonen i Hasle-snittet nesten alltid en flaskehals. Lave handelskapasiteter handler i stor grad om at det er usikre prognoser for flyt i SE3. Det gjør at SvK må være forsiktige i driften og når de setter handelskapasitetene. Flytbasert vil bidra til at det blir mer transparens i hvordan kapasiteten blir beregnet. SvK vil anonymisere snittene sine (eneste TSO som vil dette), som begrunnes med sikkerhetslovgivningen i Sverige.</p> <p>På høsten har SvK hatt arbeid ved Kilanda stasjon ved Göteborg. Det har da blitt gitt 0 MW i kapasitet i Hasle-snittet.</p> <p>Markedsmelding for sommersesongen</p> <p>Statnett har gitt ut markedsmelding for perioden 15. mai til 31. oktober 2023. Dette er fordi lettlast og høye utetemperaturer fører til at det oppstår flaskehals i NO1 ved samtidig eksport fra NO1 til Sverige og til NO2, og videre eksport på HVDC-linjene. RME kommenterer at markedsmeldingene ikke gir veldig presis informasjon til aktørene, og gir tilbakemelding på at det bør undersøkes om det er mulig å publisere hyppigere markedsmeldinger og med mindre «båndbredde». Dette har RME kommentert på i tidligere møter også, og Statnett sier de tar det til etterretning.</p> <p>Ekstreme RK-priser</p> <p>Ved sist møte ble det satt ny rekord med RK-pris på -2200 EUR/MW. Siden da har Statnett sett RK-priser ned på -998 EUR/MW, med ytterligere ekstreme bud nedover på budlista. RME lurer på om all vannkraft legger inn bud i RK i disse tilfellene, og Statnett svarer at det gjør de, utenom tilfeller der kraftverk har konsesjonsbetingelser eller er begrenset av lokale forhold. Det ble diskutert rundt hvorvidt vi bør finne felles kjøreregler for hvordan aktører byr inn i markedet i Norden. Spesielt når man går over til</p>	
--	--

	<p>nordisk mFRR EAM. Statnett forteller videre at de ikke har noen dialog med SvK om prising i RK.</p> <p>Utfall i Forsmark</p> <p>Vi fikk opplyst om hendelsen der en feil i et koblingsanlegg utenfor Stockholm førte til utfall av Forsmark 1 og 2 i forrige oppfølgingsmøte, og snakker derfor om vurdering av hendelsen nå. RME lurer på hvordan marginene før hendelsen hadde hatt mer alvorlige konsekvenser var. Statnett nevner at de mener flytbildet i utgangspunktet var gunstig, og at det var raske reserver tilgjengelig i Norge.</p> <p>Uværet Hans</p> <p>Statnett forteller at det ikke var noen varige skader eller konsekvenser for dem etter Hans. De var redd for at skred kunne føre til utfall av linjer, men det skjedde ikke. De forteller at Hafslund hadde problemer, med at vann kom inn til Kleivi kraftverk, men at de etter hvert fikk ledet vannet vekk. Statnett hadde problemer på Vågåmo stasjon der det kom vann inn til anlegget. Vannet måtte pumpes bort, og anlegget tørkes. Ellers var det stort overskudd i Østnettet som førte til mye spesialreguleringer. Det ble lave priser i spotmarkedet ettersom det også var mye nedbør i Sverige og mye vind på kontinentet samtidig.</p>	
3	<p>Orientering om planlagt drift</p>	Statnett
4	<p>Frekvenskvalitet</p> <p>Systemansvarlig ser fortsatt høye kostnader forbundet med anskaffelse av reserver. Kostnadene var på et høynivå i 2022, og har gått litt ned i år. For 2023 er totale systemdriftskostnader prognosert til ca. 2100 MNOK. For de neste årene forventer systemansvarlig at de årlige kostnadene vil stabilisere seg på mellom 2000-2500 MNOK. Kostnadsdriverne er markedsløsningene i reservemarkedene, prisene i døgnmarkedet og dimensjoneringen av reserver, som medfører anskaffelse av et høyere volum.</p> <p>Systemansvarlig ser også at det er lav likviditet i RKOM uke. En illustrasjon av dette er time 12 søndag 28. mai., der systemansvarlig hadde kjøpt inn RKOM ned 338 MW til 3 MNOK, mens dersom de hadde kjøpt inn hele det faktiske behovet, med 195 MW ekstra, så hadde kostnaden endt på 45 MNOK. De sier også at ingen av de nordiske TSOene oppfyller kravene til FRR dimensjonering iht. metode etter SOGL art. 157 per nå. RME spør om hvordan Statnett jobber for å få flere aktører til å melde inn bud i RKOM, og Statnett svarer at dette jobbes det med. En utfordring er kraftverk som ikke er tilknyttet driftssentral, at de etter hvert vil åpne for bud ned til 1 MW, og at de jobber med aggregering. Systemansvarlig forteller videre at det er mest krevende å anskaffe mFRR Opp og -Ned blant reservene, spesielt i NO1.</p>	Statnett

	<p>Systemansvarlig har også hatt høye kostnader for kvartersflytting, som også har vært mye høyere enn kostnadene i Sverige og Finland knyttet til dette. Statnett forklarer at dette i stor grad skyldes at prisene i NO2 har vært høye. Ved kvartersflytting f.eks fra kl. 07:00 til 06:45, må systemansvarlig kjøpe dette volumet, og prisen vil være lik prisen i døgnmarkedet pluss et pålegg på 15 %.</p> <p>Statnett viser innkjøp av FCR-N, der de har et reservekrav på 230 MW. De har frem til uke 42 anskaffet FCR-N for 385 MNOK. De har også hatt noe videresalg, ca. 18 MNOK, som har vært til Sverige. Statnett begynte å kjøpe inn FCR-D fra uke 19 i år frem til uke 38. Dette er nytt. RME har et spørsmål til prekvalifiseringsprosessen for FCR, og lurer på hvorfor det tar så lang tid prekvalifisere FCR? Statnett svarer at det er veldig mange aktører som leverer FCR i Norge i dag, og at systemansvarlig har fått tak i nok FCR i alle år gjennom grunnleveransen. Det har nok bidratt til at prosessen har gått tregt.</p> <p>Frekvenskvaliteten har vært god, omtrent som i fjor. Statnett tror det handler om at aFRR fungerer gunstig. Det er også satt i gang en prosess for å få tak i aFRR tilbydere i NO3 og NO4.</p>	
5	<p>Inertia (roterende masse)</p> <p>Systemansvarlig ser fortsatt de samme tendensene som tidligere. Det er et økende problem med lav inertia om sommeren når det er lav last og produksjon, kombinert med mye vindkraft og import. En større overføringskapasitet ut av landet og en større andel vindkraft i Norden gjør systemdriften mer utfordrende. Systemansvarlig sikrer systemstabiliteten ved markedsløsninger: FFR har hatt markedsløsning fra 2022, FCR-N har markedsløsning, FCR-D Opp har blitt kjøpt inn for sesongen mai-september, FCR-D Ned har foreløpig ikke vært nødvendig å kjøpe inn.</p>	Statnett
6	<p>Status – energi, effekt og kapasitet</p> <p>Statnett har ingen bekymringer knyttet til energisituasjonen per nå. Magasinene er relativt fulle.</p>	Statnett
7	<p>Status diverse saker</p> <p>RME lurer på oppfølging og utvikling innen sikkerhet ifb. med automatisering. Statnett forteller om prosjektet Operasjonell Kontinuitet, der de jobber med fall-back-løsninger og rutiner internt hos Statnett. Etter hvert har de planer om å involvere andre bransjeaktører i dette arbeidet. Det er viktig, fordi hvis man ikke kan bruke ordinære systemer, så må det være etablert alternative løsninger. De skal da undersøke hva som er mulige alternative måter og formater å få inn og sende ut informasjon til aktører på.</p> <p>RME lurer på om Landssentralen ser noen risikoer ved mer automatisering. Systemansvarlig svarer at det er viktig å ha gode fallbackrutiner og ROS-</p>	RME/Statnett

	analyser på plass. De forteller også at de har en egen beredskapsperson/IT-vakt som kontinuerlig skal sitte på vakt og følge opp.	
8	Eventuelt RME gir en tilbakemelding til Statnett om at markedsmeldingene til systemansvarlig bør bli mer presise, og at de også må huske å sende dem ut i tide.	Statnett/RME