

Notat

Aurland-Sogndal – en vurdering av behov og videre prosjektutvikling

Dokumentet sendes til:

Offentlig

Saksbehandler/Adm. enhet:

Anders Grønstedt/ UPØ

Anders Kringstad/ UPM

Sign

.....

Ansvarlig/Adm. enhet:

Ingard Moen / UP

Sign:

.....

Til orientering:

Dokument ID:2439225

Dato: 8.2.2017

SAMMENDRAG

Nye beregninger viser redusert nytte av å oppgradere ledningen mellom Aurland og Sogndal til 420 kV, sammenlignet med resultatene fra konseptvalgutredningen i 2012. Reduksjonen skyldes i hovedsak lavere kraftpriser, reduserte forventninger til utbygging av ny produksjon og den planlagte innføringen av flytbasert markedsalgoritme. De nye beregningene gjør det usikkert om prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Ved høyere kraftpriser, fortsatt utbygging av ny produksjon langs Ørskog-Sogndal og etablering av North Connect er prosjektet lønnsomt med klar margin. Motsatt kan det være mer lønnsomt å utsette prosjektet. Andre usikkerhetsmomenter er hvilke investeringer vi uansett må gjøre på dagens ledning mellom Aurland – Sogndal og hvilke muligheter Statnett har til å redusere de økonomiske konsekvensene av flaskehalsen med Ørskog-Sogndal i drift.

På bakgrunn av dette utsetter Statnett beslutningen om å sende konsesjon ett års tid. Dette gir mulighet til å samle driftsmessige erfaringer med Ørskog-Sogndal gjennom en hel sommersesong, og utforske mulighetene for en mer optimal håndtering av de aktuelle flaskehalsene. I tillegg vil vi denne perioden få mer klarhet i flere sentrale faktorer for lønnsomheten, og tid til å bruke dette inn i en samfunnsøkonomisk analyse av behov og lønnsomhet ved tiltaket.

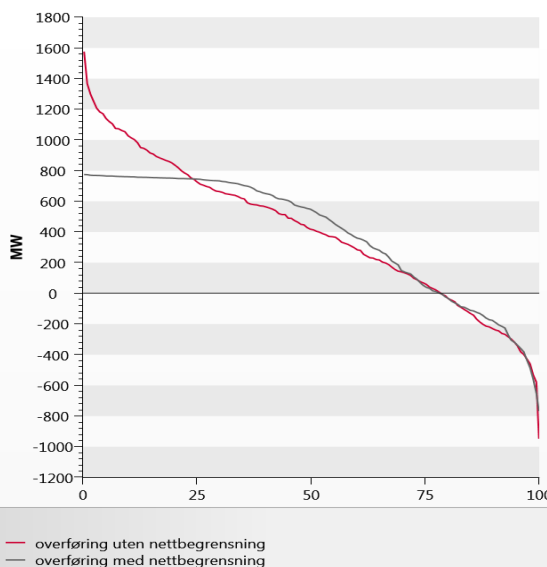
1 INNLEDNING

Perioder med mye nedbør gir et stort kraftoverskudd i området skissert i Figur 1-1, og dermed høy samtidig flyt på ledningene mot Ørskog, Modalen og Aurland. Dette forsterkes med utbygging av ny produksjon og at en stor andel av både gammel og ny produksjonen i dette området er uregulert vannkraft.

Med Ørskog – Sogndal i drift har vi fått større kapasitet til å håndtere perioder med stort overskudd i regionen. Det er imidlertid flere gjenstående snittbegrensninger, illustrert med de grå stiplede linjene i figuren. Og kapasiteten på Aurland – Sogndal begrenser hvor mye overføring det kan være på Ørsta – Sykkylven og Modalen – Evanger¹, siden utfall av disse kan gi overlast på Aurland – Sogndal.



Figur 1-1: De grå stiplede linjene viser de to viktigste snittbegrensningene.



Figur 1-2: Simulert flaskehals over Sognefjorden, 80% Refsdal-Modalen + Sogndal-Aurland. Flyt mot sør er positiv

Figur 1-2 illustrerer flaskehalsen over Sognefjorden. Varighetskurvene² viser simulert flyt med vår markedsmodell og vårt forventningsdatasett for 2020 over 25 historiske værår. Her er årsproduksjonen i området mellom Ørskog og Sognefjorden økt med 1 TWh fra dagens nivå. Den grå kurven viser hvordan flyten begrenses av snittgrensen på omtrent 800 MW³. Rød kurve viser simulert flyt uten begrensninger. Andelen tid med flyt over grensen viser omfanget av flaskehalsen i forventning 2020.

Vår simuleringer viser at det i hovedsak er i sommerhalvåret vi får flaskehals ut av det aktuelle området. Størrelse, varighet og økonomiske konsekvenser av flaskehalsen avhenger av flere faktorer. Våre analyser viser at de viktigste er hvor mye ny produksjon det blir bygget ut mellom Sognefjorden og et stykke inn i Møre og Romsdal, hvordan den gjennomsnittlige kraftprisen utvikler seg i Norge, om North Connect blir etablert og hvordan flaskehalsen blir håndtert i driften og Nord

¹ Etter utbygging av Mongstad – Modalen vil det være Refsdal – Modalen som inngår i snittet

² Alle simulerte verdier er sortert i synkende rekkefølge.

³ Denne grensa er noe konservativ ettersom det er i perioder vil være en høyere snittgrense

Pools markedsalgoritme. Andre relevante faktorer er de nye mellomlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia samt kraftoverskuddet lenger nord i Norge og Sverige. Begge mellomlandsforbindelsene og vindkraftutbyggingen i Midt-Norge ligger inne datasettet.

Usikkerhet om hvordan vi skal håndtere flaskehalsene i dag er avgjørende for at vi ikke har tilstrekkelig grunnlag for å presentere tallverdier på nytte og kostnader. I dette notatet diskuterer vi derfor de viktigste faktorene kvalitativt.

2 MER USIKKER SAMF.ØK. NYTTE NÅ ENN I 2012

Statnetts konseptvalgutredning fra 2012 konkluderte med at en oppgradering av Aurland – Sogndal var det beste tiltaket for å håndtere forventede flaskehals i regionen. Og med de forventningene vi da hadde til framtidige kraftpriser og utbygging av ny fornybar kraft, var prosjektet i forventning samfunnsøkonomisk lønnsomt med god margin.

Vi ser fortsatt på en oppgradering av Aurland-Sogndal som det beste tiltaket for å øke kapasiteten. Med oppdaterte forutsetninger om forventet markedsutvikling er imidlertid beregnet nytte vesentlig redusert og skjøvet mer ut i tid. Samtidig er det en betydelig usikkerhet og et stort utfallsrom. På den ene siden kan vi få en utvikling med høy nytte, gitt av mye ny produksjon mellom Sognefjorden og Møre, økende kraftpriser og etablering av North Connect. På den andre siden viser våre beregninger at en stans i utbyggingen av ny produksjon, vedvarende kraftpriser på dagens nivå og en utsettelse eller skrinlegging av North Connect vil kunne gi lavere nytte enn kostnadene for oppgraderingen. I tillegg viser våre simuleringer redusert nytte ved en overgang til flytbasert markedskobling.

2.1. Flaskehalshåndtering i drift og marked gir usikker nytte

Hvordan og i hvilken grad de aktuelle flaskehalsene blir håndtert er sentralt for den samfunnsøkonomiske nytten av å øke kapasiteten. Desto mer effektive og presise virkemidler vi har tilgjengelig for å holde flyten innenfor snittgrensene i driften, desto lavere blir nytten av ny kapasitet. I dette tilfellet er det flere muligheter og usikkerhetsmomenter knyttet til håndteringen av de relevante snittbegrensningene, både i driften og i markedsløsningen til Nord Pool. Samtidig har vi lite driftserfaring med Ørskog-Sogndal i drift. Til sammen bidrar dette med en betydelig usikkerhet i nytten av prosjektet.

Systemvern

For å opprettholde strømforsyningen etter en feil eller øke overføringskapasiteten ved intakt nett, benytter Statnett systemvern. Disse griper automatisk inn for å hindre overbelastning i nettet ved feil. Systemvern gir dermed sikrere strømforsyning eller økt nettkapasitet uten at vi bygger nett. Samtidig bidrar systemvern til økt kompleksitet i driften.

Noe av produksjonen i dette området er allerede tilknyttet systemvern for å øke snittkapasitetene. Det er samtidig en mulighet for at vi kan tilknytte mer produksjon for ytterligere å øke snittkapasitetene. Det vil i så fall redusere flaskehalsen og nytten av å oppgradere Aurland-Sogndal. Etter vår vurdering er det å utforske

mulighetene for økt bruk av systemvern, og eventuelt få driftserfaringer med dette i en situasjon med flaskehals, et viktig første skritt.

Bruk av spesialregulering

Når snittgrensene blir overbelastet må Statnett gjøre inngrep for å bringe flyten tilbake innenfor snittgrensene. En måte å gjøre dette på er gjennom spesialregulering. Da betaler Statnett produsenter på overskuddssiden av det overbelastede snittet for at de reduserer produksjonen. For å opprettholde balansen mellom produksjon og forbruk må da Statnett sørge for en tilsvarende produksjonsøkning på den andre siden av snittet. Spesialregulering fungerer godt for snitt som blir overbelastet med et mindre volum og over en relativt kort periode. Det forutsetter at det er produksjonsenheter tilgjengelig for regulering, plassert slik i nettet at en endring i produksjonen gir en effektiv reduksjon i flyten på det overbelastede snittet.

I vårt tilfelle med overlast på snittene vist i Figur 1-1, er spesialregulering et aktuelt tiltak som fungerer relativt bra. Og historisk har dette vært mye brukt i dette området. Samtidig er det grenser for hvor mye man kan spesialregulere uten at dette medfører store ulemper i form av ubalanser og etter hvert også utfordringer med at ikke mange nok av produsentene innenfor det aktuelle området melder inn sin produksjon til nedregulering i regulerkraftmarkedet. Hvis vi får en markedsutvikling som gir betydelig større flaskehals enn i dag, er derfor ikke spesialregulering noe godt og varig alternativ.

Deling av nettet

Et alternativ til spesialregulering er å dele opp nettet for å unngå overlast på snittene. Nå virker det naturlig å dele nettet i Sogndal og drifte Ørskog – Sogndal som en radial mot Midt-Norge. Dette har noen vesentlige ulemper både med tanke på forsyningssikkerheten for kundene tilknyttet mellom Ørskog og Sogndal, men også når det gjelder hvor stort overskuddet faktisk kan være langs radialen.

For å opprettholde kraftforsyningen etter en feil har Statnett satt en overskuddsgrense på 550 MW sør for Ørskog ved radiell nettdrift. Vi får dermed lite ekstra kapasitet ved å gjøre dette. I lys av øvrige ulemper vurderer vi derfor at det å dele nettet ikke er noen god og varig løsning dersom flaskehalsen blir større enn i dag. Av erfaring vet vi at det likevel kan være muligheter vi så langt ikke har vurdert. Det kan derfor også i dette tilfellet være et poeng å samle driftserfaring for å forstå mulighetene og begrensningene bedre.

Bruk av prisområde

Prisområder er egnet for å håndtere mer langvarige og gjentakende flaskehals. Og med grensen mellom NO3 og NO5 i Sogndal ligger det i utgangspunktet godt til rette for å bruke prisområder til å håndtere de aktuelle flaskehalsene. I en situasjon der det er overskudd mellom Sognefjorden og Møre som driver flaskehalsen, er det imidlertid utfordrende å få flyten innenfor snittgrensene ved hjelp av handelskapasiteten mellom NO3 og NO5 alene. En av årsakene til dette er at NO3/NO5 kapasiteten i liten grad vil kunne påvirke produksjonsoverskuddet i det aktuelle området. Selv om vi setter handelskapasiteten fra NO3 til NO5 til et svært lavt nivå, vil produsentene på nordsiden av Sognefjorden fortsatt få et prissignal om å

produsere når de tilhører NO3, som igjen er prismessig koblet til Sverige og Norden forøvrig. Og så lenge vi ikke deler nettet vil en vesentlig andel av dette overskuddet flyte sørover på ledningene fra Sogndal til Hove og Aurland, og dermed gi flyt over snittbegrensningene her. Denne utfordringen blir forsterket i perioder med en høy andel uregulert produksjon i området, da denne blir bydd inn til en pris nært null. Med dagens områdeinndeling er det derfor fortsatt nødvendig å bruke spesialregulering og eventuelt dele av nettet for å håndtere større flaskehals.

Vi beregner den samfunnsøkonomiske nytten ved å ta differansen av simulert tap, flaskehalsinntekt, produsent og konsumentoverskudd, henholdsvis med og uten oppgradering av Aurland-Sogndal. Og siden spesialregulering ikke er gjengitt spesifikt i våre modeller må flaskehalsene bli løst med bruk av prisområder. For å komme rundt utfordringen med å løse flaskehalsen med dagens inndeling i prisområder, har vi simulert med et eget prisområde mellom Sognefjorden og Ørskog. Beregnet nytte kan i denne sammenhengen både representere en løsning med prisområder og spesialregulering. Vi understreker at dette ikke innebærer noen prognose for at Statnett vil opprette et slikt prisområde, men at det er noe vi gjør for å kunne beregne den samfunnsøkonomiske nytten. En vurdering av eventuelle endringer i framtidig områdeinndeling følger egne prosesser fastlagt i europeiske nettverkskoder (CACM).

Flytbasert markedskobling

Flytbasert markedskobling er en alternativ måte å utnytte tilgjengelig nettkapasitet i kraftmarkedet, der markedsklareringen i større grad enn i dag tar direkte hensyn til nettets fysiske egenskaper og snittbegrensninger. Det europeiske regelverket vi er underlagt, stiller krav om vi i vår region (det nordiske synkronsystemet) implementerer flytbasert markedskobling dersom vi ikke kan vise at en bedre organisering av dagens markeddesign gir like stor verdi. De nordiske systemansvarlige nettselskapene (TSO-ene) skal derfor i løpet av 2017 fremme forslag om en ny løsning til regulatorne.

Selv om det er en viss usikkerhet knyttet til valg av løsning og tidspunkt for implementering, er det sannsynlig at det blir en form for flytbasert markedskobling. Og når vi simulerer⁴ med flytbasert markedskobling ser vi at det blir enklere å håndtere flaskehalsen, både ved bruk av dagens prisområder og med et eget område mellom Sognefjorden og Ørskog. Dette gir lavere beregnet nytte av økt kapasitet på Aurland-Sogndal.

⁴ Vi bruker da en nyutviklet variant av vår hovedmarkedmodell, Samnett, som har flytbasert markedsalgoritme til å løse flaskehals mellom prisområder.

2.2. Kraftpris og ny produksjon gir usikkerhet

Kraftprisnivået har stor betydning for lønnsomheten ved mange av Statnetts utbyggingsprosjekter. De siste fire-fem årene har vi sett en kraftig reduksjon i kraftprisen, både i Norge og ellers i Europa. Dette er i hovedsak drevet av lavere priser på kull, gass og CO₂-kvoter. Samtidig har mer fornybar både på kontinentet og i Norden bidratt til prisleiligheten. Ser vi framover mot 2030 og 2040 er våre egne prisforventninger justert ned, i hovedsak som følge av lavere forventninger til de framtidige prisene på kull, gass og CO₂.⁵

For lønnsomheten av Aurland-Sogndal har det gjennomsnittlige norske kraftprisnivået over året stor betydning. Det påvirker både prisforskjellen mellom områdene nord og sør for Sognefjorden, verdien av reduserte nettap og hvor mye ny produksjon som blir etablert innenfor de aktuelle flaskehalsene. Usikkerhet om framtidig prisutvikling er derfor en betydelig kilde til usikkerheten i framtidig nytte av Aurland Sogndal.

Desto mer ny produksjon som blir bygget ut i området mellom Sognefjorden og Sunnmøre⁶, desto større blir flaskehalsen. Og siden nesten all ny og mye av den eksisterende produksjonen i området er uregulert vannkraft, blir dette ekstra viktig for den samfunnsøkonomiske nytten. Dette fordi det skaper et stort press på høy overføring ut av området i perioder med mye nedbør, og dermed et større samfunnsøkonomisk tap når det er begrensninger. I hvilken grad utbyggingen av ny produksjon i området fortsetter er derfor et sentralt usikkerhetsmoment for nytten av Aurland-Sogndal. Med produksjonsvolumet som i dag er under bygging og dagens prisnivå indikerer våre beregninger at vi får en nytte som er lavere enn kostnadene for oppgraderingen. Får vi derimot 2-3 TWh mer produksjon og en økning i det gjennomsnittlige prisnivået blir nytten raskt mye større, og trolig på et nivå som overstiger kostnaden.

Fra 2012 er det bygget ut vannkraft i det aktuelle området med installert effekt på 170 MW og en forventet samlet årsproduksjon på rundt 0,6 TWh. Samtidig er 130 MW med årsproduksjon på 0,4 TWh under bygging. I all hovedsak er denne kraften uregulert vannkraft. Det er videre gitt konsesjon til eller søkt om ca. 5 TWh. Hvor mye av dette som blir bygget ut i fortsettelsen er usikkert. Fallende kostnader for vindkraft gjør at vindkraft kan bli bygget ut i stedet for mye av vannkraftressursene på Vestlandet. I tillegg ser vi at målet i elsertifikatordningen om 28 TWh ny kraftproduksjon allerede er oppnådd med det som er under bygging og besluttet utbygd. Dette tilsier at det tar tid før vi får en videre utbygging i det aktuelle området. Samtidig kan økende kraftpriser og en mulighet for å delta i den svenske videreføringen av elsertifikatmarkedet fram mot 2030 gi en viss utbygging. Sistnevnte forventer vi blir avklart løpet av 2017, og vi forventer også at flere av aktørene vil bestemme seg for om de vil bygge i løpet av året. Det er derfor stor verdi i åventer ny informasjon gjennom det kommende året.

5 Våre oppdaterte forutsetninger og prisprognoser er dokumentert i den offentlige rapporten Langsiktig Markedsanalyse 2016-40.

6 I utgangspunktet gir mer produksjon nord for Sognefjorden i både Norge og Sverige økt flyt og dermed større flaskehals på Aurland Sogndal. Vi ser samtidig i våre simuleringer en avtagende effekt av ny produksjon desto lengre nord vi kommer. Det som betyr mest er utbygging opp til Sunnmøre.

2.3. North Connect utløser trolig oppgraderingen alene

Det ser ut til at North Connect alene utløser behov for å oppgradere Aurland – Sogndal. North Connect er et kabelprosjekt som er planlagt mellom Sima kraftverk og Skottland med 1400 MW kapasitet. Aktørene bak North Connect har siden 2011 jobbet med utvikling av prosjektet. Hvorvidt det faktisk blir realisert er naturlig nok usikkert.

Sima ligger litt sør for Aurland og det går en 420 kV kraftledning mellom Aurland og Sima. I perioder med kraftflyt til Skottland på North Connect vil det derfor bli økt kraftflyt fra Sogndal mot Aurland for å forsyne uttaket til North Connect i Sima.

Til sammenlikning er det maksimale kraftforbruket i BKKs forsyningsområde omtrent 1900 MW. Tatt i betraktning at kabelen skifter mellom 1400 MW enten som import eller eksport illustrerer dette at påvirkningen på nettet og kraftflyten er stor.

2.4. Vi må investere noe selv om vi ikke oppgraderer hele linja

Aurland – Sogndal ble satt i drift i 1975. Som ordinær luftledning har den i forventning mange år igjen av levetiden. Vi benytter som regel en antakelse om 80 års levetid for luftledninger. Det tilsier at ledningen ikke trenger reinvestering før i 2055. Lengst nord på forbindelsen krysser ledningen Sognefjorden og Sogndalsfjorden. Fjordkryssingene har normalt en kortere levetid, gjerne 40 år. Det tilsier at de kan være aktuelle for utskifting innen noen år. Vi vil bestemme tidspunktet for når det er nødvendig å skifte fjordkryssingene, og hvordan vi vil gjøre det, i løpet av året. Det utgjør et viktig grunnlag for å vite hvilke kostnader som påløper uavhengig av en mulig oppgradering til 420 kV.

Stasjonsanlegget i Aurland 1 er bygget ut i perioden 1973-1989 i takt med utbyggingen av kraftverket. Det eies i dag av E-CO Energi. Alder og funksjonalitet på anlegget indikerer at det er behov for oppgraderinger. Det er trolig koordineringsgevinster dersom både stasjonsanlegget og forbindelsen til Sogndal skal oppgraderes. Dette er det naturlig å avklare for å sikre en samlet rasjonell utvikling.

3 VI AVVENTER BESLUTNINGEN OM Å SØKE KONSESJON

Tiltakets samfunnsøkonomiske lønnsomhet er vesentlig redusert siden KVU-en. Lønnsomheten er videre svært følsom for flere sentrale utviklingstrekk som det er knyttet stor usikkerhet til. Vi vil tilegne oss mer informasjon i løpet av 2017 som er relevant for lønnsomheten. Vi har ikke avdekket at behov for tiltak er tidskritisk. For å komme i posisjon til å gjøre gode valg vil vi framover:

- Skaffe oss driftserfaring med Ørskog – Sogndal
- Vurdere mulighetene for å håndtere flaskehalsene i driften
- Følge med på utviklingen av ny kraftproduksjon
- Følge med på utviklingen av North Connect
- Vurdere omfanget av nødvendige investeringer på grunn av tilstand

Alle Statnetts beslutninger fattes under usikkerhet. Det er vi vant med å håndtere i utviklingen av våre prosjekter. I dette tilfellet vurderer vi at det er stor verdi i å vente med å beslutte hva vi gjør videre. Noen av faktorene over vil vi få klarhet i løpet av ett års tid. Andre, som North Connect og framtidig prisutvikling vil fortsatt være usikre også ved slutten av året, men også her er det mulig at utfallsrommet er blitt noe mindre.

En utsettelse av beslutningen er negativ for noen aktører, særlig for eksisterende og nye produsenter og berørte som har interesser i nærheten av ledningen. De har i lengre tid måttet forholde seg til planene om oppgradering og utsatte tidsplaner. Samtidig er det avgjørende for Statnett å ha trygghet for at tiltak vi søker konsesjon for er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Av erfaring vet vi også at prosjekter med uklar eller usikker lønnsomhet kan bruke mye lengre tid og kreve mer ressurser i konsesjonsprosessen enn tiltak med en klar og veldokumentert begrunnelse.

Etter en samlet vurdering avventer Statnett beslutningen om videreføring av Aurland – Sogndal. Vi vil i løpet av 2017 samle mye driftserfaring og vurdere virkemidler i driften for å håndtere flaskehalsene. I tillegg vil vi vite mer om utbyggingen av ny kraftproduksjon. Statnett vil derfor rundt årsskiftet 2017/2018 ferdigstille en samfunnsøkonomisk analyse som grunnlag for hvordan vi tar prosjektet videre.