

1 Sammendrag

1.1 Kraftforsyningen i Sør-Rogaland er sårbar

Sør-Rogaland er området fra Feda i sør til Stavanger i nord, og fra Lysebotn i øst til kysten i vest. Området har mye forbruk og lite produksjon. Forbruket kan en kald vinterdag komme opp mot 1400 MW. Forbruks-tyngdepunktene i regionen er de befolkningstette områdene på Nord-Jæren og inkluderer blant annet Stavanger og Sandnes. Kraftunderskuddet gjør at transmisjons- og regionalnettet må transportere strøm inn til området fra kraftverkene som ligger lengre sør og øst. Det er kun de regulerbare kraftverkene vi regner som sikker lokal produksjon vinterstid. Disse utgjør i dag rundt 300 MW. Det innebærer at vi har et maksimalt overføringsbehov i transmisjonsnettet inn til Sør-Rogaland på ca. 1100 MW. To transmisjonsnettledninger og tre regionalnettledninger utgjør i dag transportveiene inn til området.

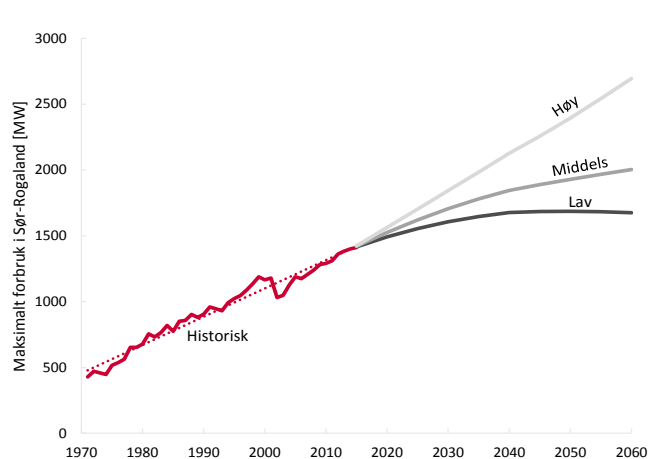


Transmisjonsnettet i Sør-Rogaland 2021 (etter at Vestre korridor er oppgradert)

Vi er allerede utenfor N-1 i perioder og forventer økt forbruk

Forbruksveksten de siste årene har vært høy, noe som har ført til at vi allerede i dag får perioder hvor import-behovet inn til området er større enn N-1- kapasiteten på 700 MW. Området er i gjennomsnitt utenfor N-1 i 5 prosent av tiden, men dette har variert fra 0 til 15 prosent de siste årene avhengig av hvor kald vinteren har vært. Feil på ledningen Tonstad-Stokkeland i disse periodene vil føre til automatisk utkobling av forbruk. I dag blir opp mot 250-300 MW forbruk koblet ut ved feil. Vi har foreløpig ikke observert flyt på ledningene inn til området som er like høy som beregnet maksflyt med dagens forbruksnivå. Dersom vi får en kald vinter med flyt opp mot beregnet maksflyt, må inntil 400 MW forbruk bli koblet ut dersom det oppstår en feil i timen med høyest forbruk.

Forbruket i Sør-Rogaland er dominert av alminnelig forsyning, og mye går til oppvarming. Historisk forbruksutvikling kan derfor i stor grad forklares med to faktorer: befolkningsveksten og effektforbruket per innbygger. Framover trekker ulike faktorer i forskjellig retning. Blant annet kan bedre byggkvalitet og muligheter for laststyring trekke forbruket per innbygger ned, samtidig som flere elbiler vil kunne bidra til høyere effekttopper. I sum forventer vi at forbruket i Sør-Rogaland fortsetter å vokse i takt med befolkningsveksten, dvs. at effektintensiteten per innbygger holder seg konstant slik den har vært de siste 20 årene. I SSBs middelsscenario for befolkningsvekst innebærer dette en 14 prosent økning i forbruket frem mot 2025. Videre forbruksvekst gjør at vi vil få stadig flere og lengre perioder utenfor N-1.



Forbruksutvikling gitt konstant effektintensitet og SSBs befolkningsframskrivninger

I nullalternativet tar vi utgangspunkt i at Vestre korridor er oppgradert, samt at vi har installert 100 MVar ekstra reaktiv kompensering i Bærheim stasjon. Disse tiltakene gir litt høyere N-1-overføringskapasitet som følge av bedre spenningsforhold, og oppveier i stor grad for forbruksveksten som vi forventer fram til 2025. Det betyr at situasjonen i Stavanger, målt i antall timer utenfor N-1, vil være om lag den samme i 2025 som i dag.

Risiko for utkobling av forbruk ved intakt nett allerede på midten av 2020-tallet

I tillegg til at vi er utenfor N-1, er det relativt liten margin til forbruksnivået vi klarer å forsyne selv uten feil i nettet (N-0). Det betyr at vi med videre forbruksvekst relativt raskt vil komme i en situasjon der vi ikke klarer å forsyne alt forbruk ved intakt nett. Dette innebærer brudd på tilknytningsplikten og leveringskvalitet i kraftsystemet.

Prognosene våre for fremtidig overføringsbehov indikerer at vi i nullalternativet forventer å havne utenfor N-0 omkring 2035. Usikkerhet i forutsetninger og beregninger innebærer imidlertid at det er stor usikkerhet om når dette tidspunktet vil inntreffe, og at det kan oppstå allerede på midten av 2020-tallet. Omfanget av forbruk som må kobles ut de første årene vil være lite og kortvarig. For at dette skal inntreffe så tidlig som på midten av 2020-tallet må vi få en ekstremt kald vinter. I tillegg er det en usikkerhet i kapasitetsgrenser og forbruksvekst. Sannsynligheten for at vi kommer i en situasjon der vi ikke lenger kan forsyne alt forbruk øker etterhvert som forbruket forventes å stige utover i analyseperioden.

Årlige avbruddskostnader vil øke over tid

Årlige forventede avbruddskostnader vil øke over tid som følge av forbruksveksten. Vi har beregnet avbruddskostnader som følge av enkeltfeil på ledninger, utvalgte dobbeltfeil og utfall av stasjoner. Vi ser at feil på 300 kV-ledningene Feda-Stokkeland og Tonstad-Stokkeland står for den største andelen av disse avbruddskostnadene. Etterhvert vil vi også få avbruddskostnader som følge av at vi ikke klarer å forsyne alt forbruket med intakt nett (utenfor N-0). Det er imidlertid vanskelig å anslå den samfunnsøkonomiske kostnaden for tvangsmessig utkobling av forbruk og hvilke tilpasninger som vil oppstå i samfunnet dersom innbyggerne i større grad må forvente perioder uten strøm.

Det er en betydelig andel av mulige feilhendelser vi ikke har verdsatt. Dette gjelder blant annet flere samtidige feil og følgefeil. Dette betyr isolert sett at vi undervurderer avbruddskostnadene i beregningene våre.

Det er behov for omfattende reinvesteringer i transmisjonsnettstasjonene

Store reinvesteringer i transmisjonsnettstasjonene er planlagt på 2020- og 2030-tallet. På grunn av et stort overføringsbehov i kraftnettet vinterstid, er det kun i sommerhalvåret vi kan koble ut anlegg for nødvendige vedlikeholdsarbeid og reinvesteringer. Levetidsforlengende reinvesteringene som er planlagt på 2020-tallet er kostbare. Selv om de levetidsforlengende tiltakene blir gjennomført, vil det være behov for totalombygging av stasjonene fra midten av 2030-tallet.

Uten tiltak i Sør-Rogaland er det nødvendig med flere tiltak i Vestre korridor for å få full handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene

Fravær av tiltak i Sør-Rogaland vil medføre kostnader som følge av handelsbegrensninger på mellomlandsforbindelsene i perioder hvor vi har enkelte ledninger utkoblet på grunn av feil eller vedlikehold. Kostnaden er vanskelig å kvantifisere, og beregningene er sensitive for små endringer i forutsetningene. Vi har lagt inn kostnaden for en ny ledning mellom Duge og Fjotland i nullalternativet i den samfunnsøkonomiske analysen, da vi tror dette er det mest realistiske tiltaket dersom det ikke blir bygget en ledning fra Lyse til Nord-Jæren.

Forbruksvekst er prosjektutløsende behov

Basert på funnene i behovsanalysen har vi identifisert økt effektbehov som følge av forbruksvekst i alminnelig forsyning som prosjektutløsende. Behovet blir forsterket av reinvesteringsbehov i transmisjons- og regionalnett og behov for full handelskapasitet på nye mellomlandsforbindelser.

1.2 Mål og rammer for analysen

Samfunnsmålet for analysen er sikker tilgang på strøm i Sør-Rogaland. Det innebærer at forbrukerne skal ha tilstrekkelig effekt til å dekke eksisterende forbruk og forventet forbruksvekst, og at det skal være tilstrekkelig kapasitet i nettet til å vedlikeholde og fornye kraftnettet. Statnetts virksomhet reguleres av en rekke lover og forskrifter. Basert på disse har vi utledet noen SKAL-krav som tiltakene vi vurderer må ligge innenfor:

- Alle som er tilknyttet kraftnettet skal som minimum ha strømforsyning ved intakt nett.
- Nettutvikling skal skje på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte.
- Systemvern på forbruk i distribusjonsnettet er kun akseptabelt som en midlertidig løsning.
- Utbygging skal gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og arealinteresser.

1.3 Tiltak i nettet løser effektbehovet i regionen

I mulighetsstudien har vi vurdert et bredt spekter av tiltak for å løse det prosjektutløsende behovet i Sør-Rogaland, men vurderer også hvordan de oppfyller de andre behovene vi har identifisert. Tiltak som reduserer effektforbruk i alminnelig forsyning vil bidra positivt, men effekten er usikker. Ny produksjon i området vil kunne bidra positivt, men bare produksjon som kan regnes som sikker vinterproduksjon vil hjelpe på utfordringene i periodene med høyest overføringsbehov. Blant de konsesjonssøkte prosjektene for ny produksjon i området er det ingen prosjekter som regnes som sikker vinterproduksjon. Et eget prisområde i Sør-Rogaland er ikke egnet til å løse behovet, blant annet på grunn av lite regulert produksjon.

Vi kan dekke effektbehovet ved å øke overføringskapasiteten i transmisjonsnettet i Sør-Rogaland. På denne måten kan vi transportere mer kraft inn til området. Som et første trinn kan vi øke overføringskapasiteten inn til området enten ved å:

- Bygge ny forbindelse fra SKL-området i nord (Boknafjordforbindelsen)
- Bygge en ny ledning fra Vestre korridor
- Oppgradere eksisterende transmisjonsnettledninger til området.
- Installere dynamisk kompensering som gir bedre spenningsforhold



Mulige første trinn for å øke overføringskapasiteten

Det er spenningsproblemer som begrenser overføringskapasiteten i eksisterende nett. Et alternativ til lednings tiltak kan være å installere dynamisk kompensering for å kunne utnytte kapasiteten på ledningene bedre. Det viser seg imidlertid at dynamisk kompensering alene kun gir liten kapasitetsøkning til en relativt høy kostnad.

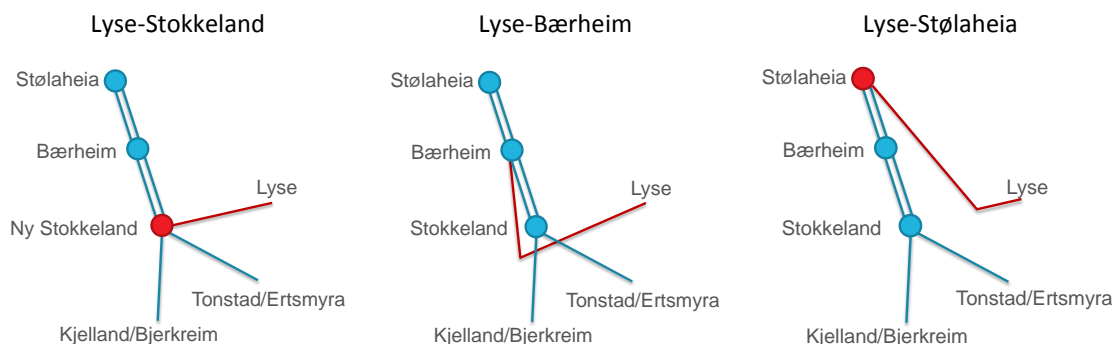
De alternative ledningsforbindelser er grovt skissert i kartet over. Vi forkaster oppgradering av eksisterende ledninger og Boknafjordforbindelsen hovedsakelig på grunn av høye kostnader og lang gjennomføringstid. Vi finner at en ny ledning fra Vestre korridor er det beste konseptet. Startpunkt for en ny ledning fra Vestre korridor har allerede vært grundig vurdert i tidligere analyser. Usikkerheten rundt dette alternativet er dermed lavere og vi kan ikke se at andre alternative tilknytningspunkter i Vestre korridor er åpenbart bedre.

1.4 Stokkeland som endepunkt fremstår som bedre enn Bærheim og Stølaheia

I alternativanalysen vurderer vi tre ulike endepunkt for en ny ledning fra Lyse: Stokkeland, Bærheim og Stølaheia. De første 50 km av ledningsstrekningen (Lyse-Seldalsheia) er felles for alle alternativene. Forskjellen i den samfunnsøkonomiske analysen er knyttet til den siste delen av strekningen, stasjonstiltakene i henholdsvis Stokkeland, Bærheim og Stølaheia stasjon samt mulige oppfølgingsinvesteringer etter at ledningen fra Lyse er på plass.

På bakgrunn av den samfunnsøkonomiske analysen fremstår Lyse-Stokkeland som det beste første trinnet for videre utvikling av nettet i Sør-Rogaland. Det er et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak som vi med høy grad av sikkerhet vurderer som det beste konseptet. Lyse-Stølaheia er minst lønnsomt grunnet høye investeringskostnader. Selv om forskjellen i prissatte og ikke-prissatte virkninger mellom Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim er liten, mener vi at rangeringen av alternativene er robust. Dette skyldes i hovedsak at Lyse-Stokkeland gir oss flere valgmuligheter i den videre nettutviklingen. Vi mener verdien av å innhente mer informasjon før vi beslutter tiltak nord for Stokkeland er betydelig i lys av usikkerheten i nytte- og kostnadsvirkninger. Videre tror vi at det i konseptet Lyse-Stokkeland er mulig å oppnå tilsvarende forsyningssikkerhet som i Lyse-Bærheim ved å gjennomføre oppfølgingsinvesteringer uten at samlede kostnader blir høyere enn om vi går til Bærheim med en gang.

Vi anbefaler at vi starter utredningen av nettutviklingen videre nordover etter at konsesjonssøknaden for Lyse-Stokkeland er sendt. Vi mener dette vil gi bedre kunnskapsgrunnlag for å fatte beslutninger om videre nettutvikling nord for Stokkeland.



Målt i prissatte og ikke-prissatte virkninger er Lyse-Stokkeland noe bedre enn Lyse-Bærheim

Lyse-Stokkeland kommer noe bedre ut enn Lyse-Bærheim målt i prissatte virkninger. Lyse-Stølaheia fremstår som et vesentlig dårligere alternativ, hovedsakelig grunnet høye investeringskostnader. Sammenliknet med nullalternativet har konseptet Lyse-Stokkeland omtrent nøytrale prissatte virkninger. Vi forventer imidlertid at nullalternativet ikke kommer til å tilfredsstille SKAL-kravet om at alle skal ha strømforsyning ved intakt nett.

Forskjellen i forventede avbruddskostnader er ikke stor, men Lyse-Stølaheia og Lyse-Bærheim gir større reduksjon i avbruddskostnader enn Lyse-Stokkeland da de reduserer konsekvensen av en alvorlig feil på dobbeltkursen mellom Stokkeland og Stølaheia. Lyse-Stokkeland har rundt fem prosent lavere investerings- og reinvesteringskostnader enn Lyse-Bærheim målt i nåverdi. Tilsvarende kostnader for Lyse-Stølaheia er rundt 30 prosent høyere enn i de to andre konseptene.

Det er kun en marginal forskjell i ikke-prissatte virkninger mellom konseptene. Alle utbyggingskonsept medfører rundt middels negative miljøkonsekvenser og en liten positiv konsekvens for forsyningssikkerheten. Vår vurdering er derfor at de ikke-prissatte virkningene ikke endrer rangeringen av utbyggingskonseptene.

De mest usikre faktorene for konseptvalget er forbruksvekst og investeringskostnader

Den samfunnsøkonomiske analysen er mest sensitiv for endringer avbrudds- og investeringskostnader. I behovsanalysen viste vi at det er stor usikkerhet knyttet til tidspunktet for når utkobling av forbruk ved intakt nett kan inntreffe. Analysene indikerer at vi kan komme i en slik situasjon allerede på midten av 2020-tallet. Under forutsetning om videre forbruksvekst er det derfor ikke et spørsmål om vi skal gjøre tiltak, men *når*. Dette innebærer at vi vurderer samtlige utbyggingsalternativ som bedre enn nullalternativet.

Med Lyse-Stokkeland er vi fremdeles sårbare for langvarige feil på dobbeltkursforbindelsen mellom Stokkeland og Stølaheia. Sannsynligheten for en slik hendelse er liten, men konsekvensen stor. Dette gir lave forventede avbruddskostnader, men et høyt utfallsrom. Denne usikkerheten reduseres i Lyse-Bærheim og fjernes helt i Lyse-Stølaheia.

Usikkerheten i samlede investeringskostnader er i stor grad felles for Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim, men Lyse-Bærheim har flere usikre kostnadsdrivere med en potensielt stor nedside. Det er derfor lite sannsynlig at Lyse-Bærheim kan bli billigere enn Lyse-Stokkeland.

Lyse-Stokkeland gir flere muligheter for videre trinnvis utbygging

Lyse-Stokkeland gir oss større valgmuligheter for den videre utviklingen av transmisjonsnettlet på Nord-Jæren enn i de øvrige konseptene. Ved å stoppe transmisjonsnettledningen i Stokkeland som et første trinn kan vi utrede nærmere alternative tiltak for å redusere sårbarheten for dobbeltkursen og optimalisere stasjonsstrukturen i området. I lys av usikkerheten i behov og lønnsomhet mener vi denne opsjonen har stor tilleggsverdi. I Lyse-Bærheim lukker vi muligheten til å utrede nærmere behovet for å redusere sårbarheten på dobbeltkursen frem til Bærheim stasjon og mulighetene for å finne billigere tiltak tilpasset behovet. Det kan også bli dyrere å endre stasjonsstrukturen med dette konseptet. I Lyse-Stølaheia eliminerer vi sårbarheten på dobbeltkursen, men har betydelig mindre fleksibilitet i den videre nettutviklingen.

Videre mener vi at ulempene av å utsette tiltak, det vil si å videreføre nullalternativet, er større enn fordelene. Verdien av en utsettelse er knyttet til muligheten for å avdekke ny informasjon om behov, kostnader og nytte. Vi har imidlertid ikke identifisert milepæler knyttet til behovsutviklingen som er avgjørende for beslutningen og alene kan forsvare en utsettelse av tiltaket. Nært forestående reinvesteringsbehov i Stokkeland stasjon gjør gevinsten av å utsette Lyse-Stokkeland liten. Ulempene ved en utsettelse er knyttet til reduserte nytteverdier og risiko for brudd på N-0. Forsyningssituasjonen i Sør-Rogaland er allerede kritisk og i denne situasjonen har vi vektlagt at konsekvensene av å investere for lite eller for sent kan være større enn å investere for mye og for tidlig.

Selv om vi tar konseptvalg og søker konsesjon nå vil det være lange planleggingstider. Gjennom myndighetsbehandlingen vil muligheten til å vente og se bli vurdert. Om den prosessen også skulle finne det rasjonelt å gå videre med planleggingen, skal Statnett uansett vurdere prosjektet på nytt før det blir investeringsbesluttet. Det er med andre ord anledning til å vurdere eventuell ny informasjon i flere omganger før byggingen starter, selv om vi nå ikke ser noen opplagte fordeler med å vente.

Sparte tapkostnader i regionalnettet

Vi kan øke lønnsomheten av alle konseptene ved å spare ytterligere tap i regionalnettet mellom Lyse og Sandnes. Dette avhenger av at det er mulig å få til en tilkoblingsløsning i Lysebotn II kraftverk, alternativt økt transformeringskapasitet i Lyse stasjon. Da vil produksjonen i Lysebotn II primært gå til transmisjonsnettet, men vi vil samtidig beholde muligheten for å levere kraft gjennom regionalnettet i anstrengte situasjoner.

1.5 Nettutviklingsstrategi og videre arbeid

Basert på arbeidet i denne rapporten planlegger Statnett å sende en tilleggssøknad til Lyse-Stølaheia der vi endrer omsøkt Lyse-Stokkeland. Konseptet Lyse-Stokkeland kan realiseres på forskjellige måter. Disse vil ha ulike kost- og nyttesider og vil bli analysert i det videre arbeidet med tilleggssøknaden.

På grunn av det store reinvesteringsbehovet i sentral- og regionalnettet nord for Stokkeland, samt sårbarheten for feil på dobbeltkursen mellom Stokkeland, Bærheim og Stølaheia, vil Statnett og Lyse Elnett utrede videre nettutvikling nord for Stokkeland etter at tilleggssøknaden er sendt. To hovedmomenter vil ha særlig fokus for i dette arbeidet:

- Antall og plassering av fremtidige transmisjonsnettstasjoner
- En ny, uavhengig transmisjonsnettforbindelse nordover fra Stokkeland

Når det gjelder kapasitet inn til Sør-Rogaland bør Statnett vente og se an forbruksutviklingen før vi beslutter flere større tiltak for å øke kapasiteten.