

Kraftsystemet i Sør-Rogaland,
analyse av behov og tiltak

Underlagsrapport alternativanalyse



Innhold

ALTERNATIVANALYSE	4
1 Konklusjon og sammendrag	5
2 Prissatte og ikke-prissatte virkninger	8
3 Usikkerhetsanalyse	19
4 Realopsjoner	29
5 Fordelingsvirkninger	36
KILDER	37
VEDLEGG	38
Vedlegg 1 Samfunnsøkonomisk analyse – metode og forutsetninger	39
Vedlegg 2 Mulige begrensninger mellom Lysebotn og Tronsholen	45

Alternativanalyse

Formålet med alternativanalysen er å rangere alternative konsepter gjennom en samfunnsøkonomisk analyse. Vi synliggjør samfunnets kostnader og nytte ved de mest aktuelle alternativene fra mulighetsstudien og sammenlikner disse med nullalternativet. Både prissatte og ikke-prissatte virkningen blir vurdert. I tillegg er usikkerhetsanalysen og en vurdering av realopsjonene til de ulike konseptene av betydning for rangeringen av konseptene.

Vi vurderer tiltakene opp mot rammene som ble identifisert i delrapporten om Mål og rammer. Alternativene som har flere fordeler og/eller færre ulemper enn nullalternativet vil være samfunnsmessig rasjonelle å gjennomføre.

Alternativanalysen er strukturert på følgende måte. Vi begynner vi med å oppsummere hovedfunnene i alternativanalysen og vår anbefaling på bakgrunn av den samfunnsøkonomiske analysen. Deretter redegjør vi for de forventede prissatte og ikke-prissatte virkningene, før usikkerheten i resultatene beskrives. Til slutt undersøker vi opsjonsverdien av de ulike alternativene.

1 Konklusjon og sammendrag

I dette kapittelet oppsummerer vi hovedfunnene i den samfunnsøkonomiske analysen.

I mulighetsstudien kom vi frem til at tiltak i nettet kan møte det prosjektuløsende behovet i Sør-Rogaland. Vi viste at det beste konseptet er en ny ledning fra Vestre korridor og at denne ledningen bør starte i Lyse. I alternativanalysen vurderer vi tre ulike endepunkter for en ny ledning:

- Stokkeland
- Bærheim
- Stølaheia

Hovedforskjellen mellom konseptene er om vi skal bygge en ny ledning til et punkt nord i Stavangerområdet eller om vi skal gå inn med en ny ledning sør for Stavanger. Lyse-Stølaheia innebærer førstnevnte alternativ, mens Lyse-Stokkeland/Bærheim representerer sistnevnte.

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.

I forventning er Lyse-Stokkeland noe bedre enn Lyse-Bærheim

Alternativanalysen viser at det er liten forskjell i prissatte virkninger mellom Lyse-Bærheim og Lyse-Stokkeland. Forskjellen i netto nåverdi utgjør rundt 150 MNOK i favør Lyse - Stokkeland. Lyse-Stølaheia har vesentlig lavere samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Sammenliknet med nullalternativet har konseptet Lyse – Stokkeland omtrent nøytrale prissatte virkninger. Vi forventer imidlertid at nullalternativet ikke kommer til å tilfredsstillende 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 mål for Lyse-Stølaheia er rundt 30 prosent høyere enn i de to førstnevnte 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 at de ikke endrer rangeringen av utbyggingskonseptene.

Usikkerheten i avbruddskostnader er størst med Lyse-Stokkeland, mens usikkerheten i samlede investeringskostnader er størst med Lyse-Bærheim

Den samfunnsøkonomiske analysen er mest sensitiv for endringer avbrudds- og investeringskostnader. Usikkerhet i avbruddskostnader påvirker anbefalt investeringstidspunkt og lønnsomheten i alle alternativer. I behovsanalysen viste vi at det er stor usikkerhet knyttet til tidspunktet for når utkobling av forbruk ved intakt nett inntreffer. 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.

Forskjellen i samfunnsøkonomisk lønnsomhet mellom Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim er i praksis liten når vi tar hensyn til usikkerheten i investerings- og reinvesteringskostnadene. Usikkerhetsanalysen viser imidlertid at det er lite sannsynlig at endringer i investeringskostnader påvirker rangeringen av de to konseptene. Dette fordi mesteparten av usikkerhetsdriverne er felles. En kostnadsøkning/-reduksjon i Lyse-Stokkeland vil derfor mest sannsynlig påvirke lønnsomheten i Lyse-Bærheim i samme retning. Dette gjelder ikke nødvendigvis motsatt vei da Lyse-Bærheim inneholder flere usikkerhetsfaktorer som ikke er relevante for Lyse-Stokkeland, herunder risiko for kabling av strekningen Stokkeland-Bærheim samt omfanget av Bærheim stasjon. Videre er Lyse-Bærheim et mindre modent konsept, hvilket innebærer en høyere risiko for at det er kostnadsdrivere vi ikke har fanget opp i usikkerhetsanalysen. Selv om kostnadene kan bli både lavere eller høyere enn forventet, er den potensielle nedsiden større enn oppsiden i Lyse-Bærheim.

Lyse-Stokkeland gir flere muligheter for videre trinnvis utvikling

Lyse-Stokkeland gir oss større valgmuligheter knyttet til den videre utviklingen av transmisjonsnett 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 nettviklingen.

Videre mener vi at ulempene av å utsette tiltak, det vil si videreføre nullalternativet, er større enn fordelene. Verdien av en utsettelse er knyttet til muligheten for å avdekke ny informasjon om behov, kostnader og nytte samt kapitalgevinst. Vi har imidlertid ikke identifisert milepæler som er avgjørende for beslutningen og alene forsvarer en utsettelse av tiltaket. Ulempene er knyttet til reduserte nytteverdier og risiko for brudd på N-0. Nært forestående reinvesteringsbehov i Stokkeland stasjon gjør kapitalgevinsten av å utsette Lyse-Stokkeland liten uavhengig av usikkerhet i avbruddskostnader. Videre vil en utsettelse redusere den ovennevnte opsjonsverdien av utbyggingskonseptene. Forsyningssituasjonen i Sør-Rogaland er allerede kritisk og vi mener tiltak som reduserer sannsynligheten for hendelser med svært omfattende negative konsekvenser har en tilleggsverdi. Normalt er konsekvensene av å investere for lite eller for sent, større enn å investere for mye.

Opsjonsverdien av å vente og se er ikke positiv for noen av utbyggingskonseptene. Selv om vi tar konseptvalg nå og søker konsesjon 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.

Dersom det er mulig å øke transformeringskapasiteten i Lysebotn kan vi øke lønnsomheten av alle konsepter i form av ytterligere tapsreduksjoner. Dette er en mulighet med potensiell stor verdi som vi bør utrede nærmere.

Tabell 1 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nettkonseptene

MNOK 2016 nåverdi	Null- alternativ	Lyse- Stokkeland	Lyse- Bærheim	Lyse- Stølaheia
Investeringskostnader	0	-1520	-1200	-2500
Reinvesteringskostnader	-2560	-2070	-2560	-2290
Drifts- og vedlikeholdskostnader nytt nett	0	-10	-20	-20
Ekstra tiltak i Dugeringen	-360	0	0	0
Avbruddskostnader	-290	-80	-50	-40
Tvangsmessig utkobling av forbruk	-260			
Reduserte overføringstap		190	190	190
Sum prissatte virkninger	-3470	-3490	-3640	-4660
Differanse fra nullalternativet	0	-20	-170	-1190
Ikke prissatte avbruddskostnader (netto)		+	+	+
Miljøvirkninger eksklusiv opsjoner (netto)		-/-	--	--
Opsjoner				
Fleksibilitet i videre utvikling etter trinn 1	-	Stor	Middels	Liten
Mindre tap ved økt traføyttelse Lysebotn II	Liten	Stor	Stor	Stor
Innfrir SKAL-krav om tilkn.plikt for forbruk	Nei	Ja	Ja	Ja

2 Prissatte og ikke-prissatte virkninger

I dette kapittelet redegjør vi for de prissatte og ikke-prissatte virkningene i den samfunnsøkonomiske analysen. I avsnitt 2.1 begynner vi med en beskrivelse av de aktuelle konseptene, sentrale avgrensninger og forutsetninger samt virkningene i nullalternativet. De mest sentrale prissatte virkningene er investerings- og avbruddskostnader som beskrives i avsnitt 2.2 og 2.3 respektivt. Øvrige prissatte virkninger inkluderer sparte kostnader i Vestre korridor, endringer i tapkostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader. Til slutt vurderer vi konseptenes innvirkning på miljøet som en ikke-prissatt virkning.

I mulighetsstudien kom vi frem til at tiltak i nettet kan møte det prosjektutløsende behovet i Sør-Rogaland. Vi viste at det beste konseptet er en ny ledning fra Vestre korridor og at denne ledningen bør starte i Lyse. I alternativanalysen vurderer vi tre alternative endepunkt for en ny ledning fra Lyse: Stokkeland, Bærheim og Stølaheia stasjon.



I gjennomgangen av prissatte virkninger legger vi til grunn at en ny ledning er på plass i starten av 2023 i alle alternativer. Vi har ikke gjort en grundig vurdering av gjennomføringstid for Lyse-Bærheim. Siden tiltaket er mindre modent enn de øvrige alternativene, vurderer vi det som mer usikkert at vi klarer å ferdigstille konseptet innen 2023. Dette er ikke hensyntatt i nåverdiberegningene, men diskuteres nærmere i usikkerhetsanalysen.

Stokkeland som endepunkt fremstår som bedre enn Bærheim

Oppsummert har Lyse-Stokkeland omtrent nøytrale prissatte virkninger sammenlignet med nullalternativet. Lyse-Bærheim fremstår som det nest beste alternativet med en nåverdi som er rundt 100 MNOK lavere enn Lyse-Stokkeland. Lyse-Stølaheia vurderes som et vesentlig dårligere alternativ hovedsakelig grunnet høye investeringskostnader. Forskjellen i forventede avbruddskostnader er ikke stor. Lyse-Stølaheia og Lyse-Bærheim gir større reduksjon i avbruddskostnader enn Lyse-Stokkeland fordi de reduserer konsekvensen av en alvorlig feil på dobbeltkursen mellom Stokkeland og Stølaheia. Lyse-Stokkeland har rundt fem prosent lavere investerings- og reinvesteringkostnader enn Lyse-Bærheim målt i nåverdi. Tilsvarende mål for Lyse-Stølaheia er rundt 30 prosent høyere enn i de to førstnevnte konseptene. Alle utbyggingsalternativene har høyere kostnader enn nullalternativet.

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.

Tabell 2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nettkonseptene

MNOK 2016 nåverdi	Nullalternativ	Lyse- Stokkeland	Lyse- Bærheim	Lyse- Stølaheia
Investeringskostnader	0	-1520	-1200	-2500
Reinvesteringskostnader	-2560	-2070	-2560	-2290
Drifts- og vedlikeholdskostnader nytt nett	0	-10	-20	-20
Ekstra tiltak i Dugeringen	-360			
Avbruddskostnader	-290	-80	-50	-40
Tvangsmessig utkobling av forbruk	-260			
Reduserte overføringstap		190	190	190
Sum prissatte virkninger	-3470	-3490	-3640	-4660
Differanse fra nullalternativet	0	-20	-170	-1190
Ikke prissatte avbruddskostnader (netto)		+	+	+
Miljøvirkninger (netto)		-/-	--	--

2.1 Metodisk tilnærming og avgrensning av nullalternativet

Tabellen under oppsummerer viktige metodeforutsetninger i den samfunnsøkonomiske analysen. Metoden for samfunnsøkonomisk analyse er nærmere beskrevet i vedlegg om samfunnsøkonomisk analyse.

Tabell 3 Sentrale metodeforutsetninger

Diskonteringsrente	4 prosent
Nåverditidspunkt	2016
Startår analyseperiode	2023
Analysehorisont	40 år fra idriftsettelse

Nullalternativet skal beskrive dagens situasjon og forventet utvikling i fravær av nye tiltak

I behovsanalysen angir vi rammene for nullalternativet. I nullalternativet blir oppgraderingene i Vestre korridor gjennomført som planlagt og det blir installert to nye kondensatorbatterier i Bærheim stasjon. Dette øker overføringskapasiteten i transmisjonsnettet sammenlignet med i dag. Som vi drøftet i behovsanalysen forventer vi i nullalternativet at vi må gjøre ekstra tiltak i Vestre korridor for å unngå handelsrestriksjoner ved utkobling av ledninger på grunn av feil eller vedlikehold når de planlagte mellomlandsforbindelsene kommer på plass.

I nullalternativet opprettholder vi den konsesjonsgitte løsningen for tilkobling av nye Lysebotn II kraftverk ut hele analyseperioden. Den konsesjonsgitte løsningen innebærer at Lysebotn kraftverk ligger med ett aggregat på 185 MW mot 132 kV-nettet og det andre aggregatet på 185 MW mot transmisjonsnettet. I tillegg forventer vi at det blir bygget ut 200 MW ny vindkraft og 40 MW ny småkraft innenfor Sør-Rogalandsnittet sammenlignet med i dag.

Vi forventer at effektbruken per innbygger holder seg på om lag samme nivå som vi har sett historisk og at forbruket dermed øker i takt med befolkningen. Konsekvensen av dette blir at flere og flere feilhendelser i nettet fører til avbrudd i strømforsyningen, og at mengden forbruk som blir koblet ut ved feil vil øke. Etter hvert vil vi også komme i en situasjon hvor vi ikke klarer å dekke alt forbruk ved intakt nett. Dette medfører at forventede avbruddskostnader øker over tid.

Det er et stort reinvesteringsbehov i transmisjonsnettstasjonene i området. I nullalternativet blir reinvesteringene gjennomført i henhold til reinvesteringsplanen, med levetidsforlengende reinvesteringstiltak på 2020-tallet og større ombygginger på 2030-tallet.

Vi legger til grunn økt kapasitet på reinvesteringstidspunktet

På reinvesteringstidspunktet for ledninger har vi lagt til grunn at vi bygger nye ledninger som er i henhold til dagens standard for nybygg både i transmisjonsnett og regionalnett. Vi tror ikke det er realistisk at det blir bygget ledninger tilsvarende de som står der i dag på grunn av liten kostnadsforskjell ved å bygge ledninger som har høyere kapasitet. Vi legger derfor inn kapasitetsøkningen for å få et mest mulig realistisk nullalternativ.

Dette avviker fra hovedregelen i samfunnsøkonomiske analyser som er at vi i nullalternativet reinvesterer i anlegg som har tilsvarende funksjon og kapasitet som i dag. Generelt vil økt kapasitet i nullalternativet redusere lønnsomheten av å gjøre andre nye netttiltak, siden vi får høyere nytte i nullalternativet fra reinvesteringstidspunktet.

For transmisjonsnettet har denne antakelsen lite å si fordi reinvesteringstidspunkt for ledning uansett kommer sent i analyseperioden (mellom 2050 og 2060) og dermed har liten innvirkning på nåverdien av nyttestrømmene. Det har imidlertid påvirkning for beregnede restverdier.

Når tiltakene har en lengre levetid enn vår analyseperiode får vi en restverdi. Vi antar en levetid for stasjoner på 40 år og ledninger på 90 år. Dette betyr at en ny ledning vil ha 50 år restlevetid når vår analyseperiode tar slutt i 2062. Siden vi antar at eksisterende ledninger inn til området må erstattes rundt 2060 med en høyere kapasitet betyr det i praksis at nyttestrømmen er lik i nullalternativet og skiftalternativet etter reinvesteringstidspunktet. Vi får dermed ingen forskjeller i restverdier av betydning i vår analyse.

Tabellen under oppsummerer vårt nullalternativ. For en mer utførlig beskrivelse av nullalternativet, se behovsanalysen.

Tabell 4 Samfunnsøkonomiske virkninger i nullalternativet

	Nåverdier (MNOK)
Reinvesteringskostnad ledning transmisjonsnett	-560
Reinvesteringskostnad stasjoner transmisjonsnett	-1620
Reinvesteringskostnad 132 kV Lysebotn (nødvendig for å opprettholde produksjonen i Lysebotn II som lokal produksjon)	-380
Avbruddskostnader pga feil	-290
Avbruddskostnader pga utkobling av forbruk	-260
Oppgradering Dugeringen (handelskapasitet mellomlandsforbindelser)	-360
Sum kostnader i nullalternativet	-3470

Vi har utformet slanke alternativer som kan utvides

Vi har valgt en tilnærming med slanke konsepter som kan utvides over tid, heller enn store alternativer som kan gjennomføres trinnvis. Av den grunn er det lite rom for optimalisering i form av redusert

omfang i nettiltakene vi foreslår. Vi ser på mulighetene for ulike oppfølgingsinvesteringer og hvilke verdier vi potensielt kan realisere ved de ulike oppfølgingsinvesteringene i kapittel 4 **Feil! Fant ikke referanseikilden..**

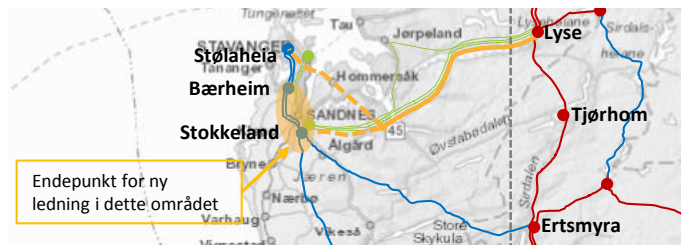
Det første trinnet må passe inn i den langsiktige nettutviklingen

For å være sikre på at vi får med oss alle de relevante virkningene gjennom analyseperioden må vi vurdere hva vi tror er den samfunnsøkonomisk mest rasjonelle utviklingen av nettet på lang sikt også. Hvorvidt et av de vurderte første trinnene i konseptene åpner eller stenger noen dører for den videre nettutviklingen sammenlignet med de andre konseptene kan ha betydning for rangeringen av Lyse-Stokkeland, Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia. Dette omhandler fleksibilitet i nettutviklingen (også kalt opsjonsverdier).

På lang sikt ser vi for oss at nettet i området blir spenningsoppgradert enten som følge av reinvesteringsbehov eller økt kapasitetsbehov. Analysene viser at hvilket alternativ vi velger som et første trinn har stor betydning for hvilke muligheter og opsjonsverdier vi får i den videre nettutviklingen. Vi kommer nærmere tilbake til dette i kapittel 4.

2.2 Samlede investeringer er lavest med Lyse-Stokkeland

Parallelt med arbeidet med rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland pågår det en konsesjonsprosess for en ny ledning fra Lyse til Nord-Jæren. Kostnadsestimatene for alternativene med en ny ledning fra Lyse er derfor mer modnet enn det som er vanlig i tidlig fase. De første 50 km av ledningsstrekningen (Lyse-Seldalsheia) er felles for alle tre alternativ. Dette er illustrert i kartet nedenfor. Forskjellen i investeringskostnad, reinvesteringskostnad og usikkerhet er dermed knyttet til siste del av strekningen samt stasjonstiltakene i henholdsvis Stokkeland, Bærheim og Stølaheia.



Figur 1 Kart over mulige endepunkt for ny ledning fra Lyse

Tabell 5 og Tabell 6 viser nåverdien av henholdsvis investerings- og reinvesteringskostnadene for alle alternativ. Ut fra dette målet fremstår Lyse-Stokkeland som det minst kostbare utbyggingsalternativet. Som illustrert i figur 2 har Lyse-Bærheim lavest initiale investeringskostnader, men kommer samlet sett dårligere ut på grunn av høyere reinvesteringskostnader. Lyse-Stølaheia er vesentlig dyrere enn de øvrige utbyggingsalternativene, hovedsakelig på grunn av et omfattende behov for kabling.

Alle utbyggingsalternativene har høyere kostnader enn nullalternativet fordi de innebærer at vi bygger en ny forbindelse. Kostnadsforskjellen er imidlertid lavere i Lyse-Stokkeland og Lyse-Stølaheia enn i Lyse-Bærheim fordi vi sparer fremtidige reinvesteringer i henholdsvis Stokkeland og Stølaheia stasjon. I Lyse-Bærheim påløper samme reinvesteringskostnadene som i nullalternativet. I beregningen av forventet reinvesteringskostnad har vi forutsatt at reinvesteringene blir gjennomført i henhold til reinvesteringsplanen som vi presenterte i behovsanalysen.

I Lyse-Stokkeland har vi antatt at vi kan sanere Stokkeland stasjon i 2023 når ny stasjon er på plass. For å holde stasjonen i drift fram til 2023 må vi gjennomføre levetidsforlengende tiltak i stasjonen, anslått til en nåverdi på 50 MNOK. I tillegg forutsetter sanering av transmisjonsnettanlegget i stasjonen at Lyse Elnett etablerer mellomtransformering fra 132 til 50 kV i den eksisterende stasjonen (slik at denne i praksis blir en regionalnettstasjon) eller i en omkringliggende stasjon. Kostnaden for å etablere mellomtransformering er ikke inkludert i vårt kostnadsestimat.

I Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim kan vi i løpet av 2020-tallet komme i en situasjon hvor vi ikke har tilstrekkelig transformeringskapasitet i Stølaheia ved intakt nett. Dette er et brudd på SKAL-kravet om

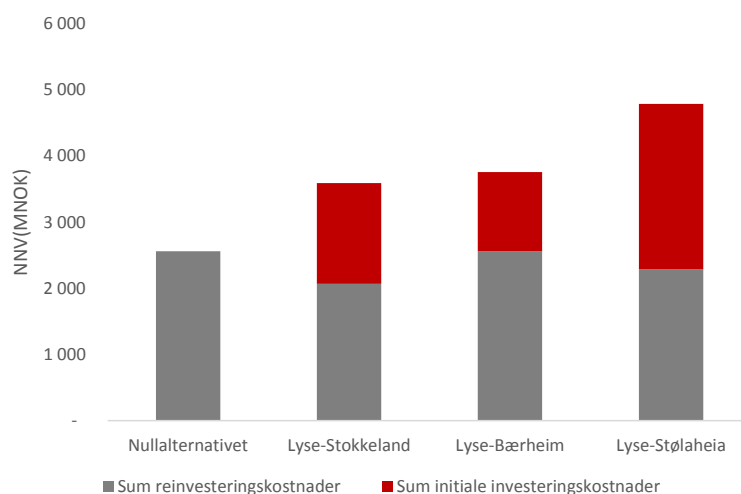
tilknytningsplikt for forbruk. Tidspunktet for når dette vil oppstå er usikkert. For å håndtere dette kan vi sette inn en ny transformator i Stølaheia i alternativene Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim. Statnett har allerede anskaffet denne transformatoren. Kostnaden er dermed allerede påløpt og vi tar dermed ikke hensyn til dette i vår analyse. Det vil påløpe ytterligere kostnader for å sette transformatoren i drift, anslagsvis 15-30 MNOK, dette har vi ikke tatt hensyn til i vår analyse.

Tabell 5 Investeringskostnader

	Nullalternativ	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
(2016 MNOK nåverdi)				
Investeringskostnad		-1520	-1200	-2500

Tabell 6 Reinvesteringskostnader stasjon og ledning

	Nullalternativ	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
(2016 MNOK nåverdi)				
Stølaheia stasjon	-270	-270	-270	0
Bærheim stasjon	-290	-290	-290	-290
Stokkeland stasjon	-540	-50	-540	-540
Åna-Sira stasjon	-270	-270	-270	-270
Kjelland stasjon	-250	-250	-250	-250
300 kV-ledninger	-560	-560	-560	-560
132 kV Lysebotn-Tronsholen	-380	-380	-380	-380
Sum nåverdi reinvesteringskostnad	-2560	-2070	-2560	-2290
Differanse fra nullalternativet	0	490	0	270



Figur 2 Aggregerte investerings- og reinvesteringskostnader per konsept

Lyse-Stokkeland krever nytt stasjonsanlegg og omlegging av regionalnettet

Lyse-Stokkeland innebærer en ny dupleks-ledning fra Lyse stasjon til Stokkeland, en strekning på om lag 70 km. Første del av traseen, fra Lyse til Høgsfjorden, vurderes som vanskelig grunnet krevende trasetilgang, høy islast og andel fjellfundament. Resterende strekning vurderes som middels vanskelig.

Å føre den nye ledningen inn til eksisterende Stokkeland stasjon krever omfattende ombygging av stasjonen. Det er usikkert om dette lar seg gjennomføre, og vi har derfor valgt å legge til grunn at vi bygger en ny stasjon på ny tomt i Stokkelandsområdet i stedet for å bygge om eksisterende stasjon. I omfanget legger vi til grunn plass til minst åtte 420 kV-felt, i tillegg til felt på 300 og 132 kV, samt fire transformatorer. Grunnforholdene vurderes som middels vanskelige. Usikkerheten i kostnadsestimatet knyttet til ombygging av eksisterende Stokkeland stasjon og ny stasjon på ny tomt blir behandlet i usikkerhetsanalysen i kapittel 3.2.

Ny stasjon på ny tomt medfører behov for omlegginger i regionalnettet. I analysene antar vi bygging av en ny dobbeltkurs på 132 kV mellom eksisterende og nye Stokkeland stasjon. Det er reflektert i kostnadsestimatet for Lyse-Stokkeland. Det er mulig Lyse Elnett vil velge andre tilknytningsalternativer, men det har relativt lite å si for den samlede investeringskostnaden for Lyse-Stokkeland. I Lyse-Stokkeland har vi lagt til grunn at vi klarer å spare noen av de levetidsforlengende tiltakene i eksisterende Stokkeland stasjon ved å etablere en mellomtransformering fra 132 kV til 50 kV i den eksisterende stasjonen.

Parallelt med denne analysen pågår det detaljerte utredninger av Lyse-Stokkeland. Det gjør at vi har mer informasjon om dette konseptet og at usikkerheten i kostnadsestimatet er mindre enn normalt i tidligfase. Dette kommer vi nærmere tilbake til i usikkerhetsanalysen.

Samlet har vi beregnet en forventet initial investeringskostnad for Lyse-Stokkelandskonseptet på rundt **1800 MNOK**. Av dette utgjør lednings- og stasjonskostnaden omkring 40 prosent hver. De resterende kostnadene er knyttet til prosjektutvikling og grunn- og rettighetserverv.

I Lyse-Bærheim forutsetter vi utvidelse av eksisterende Bærheim stasjon

Lyse-Bærheim innebærer en ny dupleks-ledning fra Lyse til eksisterende Bærheim stasjon. Vi legger til grunn samme trase som for Lyse-Stokkeland, men i tillegg kommer kostnader for delstrekningen Stokkeland-Bærheim på rundt 10 km. Siste del av traseen inn mot Bærheim stasjon fremstår som krevende grunnet tett bebyggelse. I tillegg må vi krysse eksisterende 300 kV-forbindelser fra Tonstad og Kjelland. Det er derfor en risiko for at vi må kable deler av strekningen, selv om vi vurderer det som teknisk mulig å komme frem med luftledning hele veien. Risikoen for kabling er reflektert i beregningen av forventet investeringskostnad.

I Bærheim stasjon antar vi at Lyse-ledningen går inn på to nye autotrafoer. Hvis vi blir underlagt krav om dublering av vitale anleggsandeler vil det i tillegg være behov for å sette inn to stk. 420 kV dobbeltbryterfelt. Vi forventer at grunnarbeidet vil være omfattende og ombyggingen krevende, blant annet grunnet arealbegrensninger i stasjonen. Usikkerheten knyttet til stasjonsomfang kommer vi nærmere tilbake til i usikkerhetsanalysen.

Samlet har vi beregnet en forventet initial investeringskostnad for Lyse-Bærheimskonseptet på rundt **1400 MNOK**. Av dette utgjør ledningskostnaden rundt 60 prosent, mens stasjonskostnaden står for om lag 25 prosent. De resterende kostnadene er knyttet til prosjektutvikling og grunn- og rettighetserverv.

Vi har redusert omfanget av Lyse-Stølaheia sammenlignet med tidligere konsesjonssøkt løsning

Lyse-Stølaheia ble konsesjonssøkt av Lyse Sentralnett i 2013. Den konsesjonssøkte løsningen innebar ca. 70 km tripleks luftledning, to-tre km sjøkabel og syv km jordkabel i tunnel frem til Stølaheia stasjon samt en stor ombygging av eksisterende stasjonsanlegg fra 300 til 420 kV i Stølaheia. På kabelstrekningene var det forutsatt tre kabelsett.

Analysene våre viser at dupleks-ledning gir tilstrekkelig overføringskapasitet. I tillegg kan vi trolig klare oss med to kabelsett, noe som kan gjøre det mulig å komme frem med kabel i grøft i stedet for tunnel. Vi legger det reduserte omfanget til grunn i analysen. Dette påvirker investeringskostnadene, men har liten betydning for øvrige virkninger. Forventet investeringskostnad er derfor lavere enn for den tidligere konsesjonssøkte løsningen. Det er imidlertid betydelig usikkerhet i deler av kostnadsestimatet, særlig knyttet til omfanget av kabel, noe som diskuteres nærmere i usikkerhetsanalysen.

De første 50 km av traseen fra Lyse til Stølaheia forutsettes å være den samme som for de to øvrige utbyggingskonseptene. Den resterende traseen vurderes som middels vanskelig ut fra en helhetsvurdering av faktorer som trasetilgang, islast og andel fjellfundament.

Stølaheia stasjon må bygges om og utvides for å ta imot Lyse-ledningen og tiltakene anses som omfattende. Grunnforholdene er videre krevende og utgjør en sentral kostnadsdriver.

Samlet har vi beregnet en forventet initial investeringskostnad for Lyse-Stølaheiakonseptet på rundt **3 100 MNOK**. Av dette utgjør kabelkostnaden om lag 40 prosent, mens stasjons- og ledningskostnaden står for henholdsvis 30 og 20 prosent. De resterende kostnadene er knyttet til prosjektutvikling og grunn- og rettighetsverv.

Vi har antatt reinvesteringer i regionalnettet for å opprettholde tilknytning av Lysebotn kraftverk mot regionalnettet

I alle alternativ forutsetter vi at Lysebotn kraftverk viderefører sin tilknytning med ett aggregat som mater inn mot 132 kV-nettet og ett som mater mot 420 kV-nettet ut vår analyseperiode. Det går i dag tre regionalnettleddninger fra Lysebotn til Nord-Jæren. Statnett planlegger at ny 420 kV-ledning fra Lyse skal gå i deler av traseen til en av de eksisterende regionalnettleddningene. Det innebærer at den aktuelle regionalnettleddningen rives for å gi plass til den nye 420 kV-ledningen. Vi antar derfor at vi må rive 63 km 132 kV simpleks-ledning i alle utbyggingsalternativ.

I vurderingen av konseptene har vi antatt at det vil være tilstrekkelig å videreføre de to gjenværende 132 kV-ledningene, Lysebotn 1 og 3, for å beholde Lysebotn II tilknyttet 132 kV-nettet. Dette forutsetter at Lyse Elnett oppgraderer relevante endepunktkomponenter for å maksimere kapasiteten på de gjenværende ledningene, samt noe bruk av systemvern og spesialregulering. Usikkerheten i disse forutsetningene er diskutert i kapittel 3.2.

Vi har videre tatt hensyn til én reinvestering i hver av de gjenværende ledningene for å kunne videreføre tilknytningen ut analyseperioden. Disse skal etter planen reinvesteres mellom 2022 og 2045¹. På reinvesteringstidspunktet antar vi at nye 132 kV dupleks-ledninger bygges parallelt med eksisterende simpleks-ledninger før disse rives. Dette innebærer riving og nybygging av rundt 80 km ledning for Lysebotn-Tronsholen 1 og om lag 60 km ledning for Lysebotn-Tronsholen 2. Vi antar at traseen er middels vanskelig.

På bakgrunn av disse forutsetningene har vi beregnet et basisestimat på henholdsvis **400** og **330 MNOK** for Lysebotn-Tronsholen 1 og 3. Vi har ikke gjennomført noen ordinær usikkerhetsanalyse, og har derfor ikke beregnet forventningsverdier for disse linjene. Dette innebærer en mulighet for at investeringskostnaden er noe undervurdert.

2.3 Avbruddskostnader reduseres med omtrent like mye i alle alternativene

Med en ny ledning inn til området øker overføringskapasiteten og vi reduserer avbruddskostnadene. I tillegg fjerner vi risikoen for tvangsmessig utkobling av forbruk ved intakt nett. Utbyggingsalternativene er derfor i tråd med SKAL-kravet om at alle skal ha strømforsyning ved intakt nett. Nullalternativet bryter med dette kravet. Under forutsetningen om ytterligere forbruksvekst, er det derfor kun et spørsmål om når det er riktig å gjøre tiltak.

¹ Lysebotn-Tronsholen 1 er bygd i flere etapper og vi har lagt inn reinvesteringer i ulike etapper i perioden 2022-2046. Lysebotn-Tronsholen 3 skal etter planen reinvesteres i 2033.

I Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim kan vi i løpet av 2020-tallet komme i en situasjon hvor transformeringsbehovet i Stølaheia overstiger N-0 kapasiteten på dagens transformatorer. Dette er hensyntatt i kostnadsestimatet for Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim (se kapittel 2.2) ved at vi har lagt inn økt transformeringskapasitet.

Tabell 7 viser beregnede avbruddskostnader i våre alternativer. I nullalternativet vil vi ha tvangsmessig utkobling av forbruk ved intakt nett. Dette er et brudd på SKAL-kravet om at alle skal ha strøm ved intakt nett. Som vi beskrev i behovsanalysen tror vi det vil skje tilpasninger eller iverksettes tiltak som gjør at vi unngår en slik situasjon. Dette estimatet er heller et mål på samfunnets betalingsvilje for å unngå tvangsmessig utkobling av forbruk.

Tabell 7 Avbruddskostnader

MNOK 2016 (nåverdi)	Nullalternativ	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
Forventede avbruddskostnader	-290	-80	-50	-40
Tvangsmessig utkobling av forbruk	-260	0	0	0
Beregnete avbruddskostnader og utkoblingskostnader	-550	-80	-50	-40
Ikke-prissatte avbruddskostnader		+	+	+

En ny ledning fjerner risikoen for å komme i en situasjon med tvangsmessig utkobling av forbruk

I alle nettalternativene løftes N-0 kapasiteten så mye at vi ikke lenger står i fare for å komme i en situasjon med utkobling av forbruk ved intakt nett innenfor vår analyseperiode. Vi reduserer derfor denne kostnaden til null i alle utbyggingsalternativene. Utbyggingsalternativene imøtekommer dermed SKAL-kravet om at alle skal ha strømforsyning ved intakt nett.

Avbruddskostnader som følge av enkeltfeil reduseres like mye i alle utbyggingsalternativene

Med en ny ledning inn til området fører ikke lenger utfall av ledningen Tonstad-Stokkeland og Feda/Kvinesdal-Stokkeland til avbrudd i strømforsyningen. Dette gjelder uavhengig av om ledningen går til Stokkeland, Bærheim eller Stølaheia. Det innebærer at avbruddskostnadene som følge av enkeltfeil reduseres fra 250 MNOK i nullalternativet til 35 MNOK i nåverdi i de andre alternativene.

Forskjellen mellom alternativene er knyttet til feil på dobbeltkursen mellom Stokkeland og Stølaheia, samt feil i Stokkeland og Bærheim stasjon

I kapittel 2.6, 2.7 og 8.4 i behovsanalysen beskriver vi hvordan vi i dag er utsatt for feil på dobbeltkursen og utfall av Stokkeland stasjon. Med Lyse-Stokkeland er samfunnet like eksponert for feil på dobbeltkursen og i begge stasjoner som i nullalternativet, og vi finner en kostnad på om lag 40 MNOK i nåverdi. Med Lyse-Bærheim vil ikke lenger utfall av Stokkeland stasjon eller utfall av dobbeltkursen mellom Stokkeland og Bærheim føre til avbrudd i strømforsyningen. Dette reduserer avbruddskostnadene for denne typen feil fra 40 MNOK i nullalternativet til 15 MNOK i nåverdi. Med Lyse-Stølaheia fjerner vi også sårbarheten for feil på strekningen Bærheim-Stølaheia, i tillegg til at vi ikke lenger er sårbar for feil i Bærheim stasjon. Avbruddskostnadene ved denne typen feil reduseres derfor ytterligere til 5 MNOK i nåverdi med Lyse-Stølaheia.

Beregnete avbruddskostnader er trolig undervurdert

Som vi forklarte i behovsanalysen inkluderer forventede avbruddskostnader først og fremst enkeltfeil. I tillegg har vi verdsatt feil på dobbeltkursen og utfall av hele stasjoner, siden alternativene påvirker disse avbruddene i ulik grad.

Totalt sett har vi likevel trolig undervurdert de prissatte avbruddskostnadene ved feil fordi det er mulig å få flere samtidige feil, enten på grunn av dårlig vær eller på grunn av avhengigheter mellom feilene. Det er for eksempel ikke uvanlig at feil på en kraftledning etterfølges av feil på et vern. I noen tilfeller

kan dette lede til at flere forbindelser feiler samtidig, og noen av disse feilene kan gi konsekvens for kraftsystemet utover at ledningene faller ut hver for seg.

Analysemodellen vår optimaliserer trolig avbruddene i nullalternativet noe bedre enn det som kan være mulig å få til i praksis. For å løse de fremtidige utfordringene i den daglige driften kan det være nettet blir driftet på en annen måte enn det vi har forutsatt i analysen. For eksempel med mer utstrakt bruk av N-0 drift eller med andre systemvern/driftskoblinger. Det kan medføre at en større mengde forbruk blir koblet ut ved feil enn det vi har sett i våre analyser.

Det er vanskelig å anslå hvordan dette påvirker avbruddskostnadene, men vi mener at dette ikke skiller utbyggingsalternativene fra hverandre. Vi har tilordnet dette en liten positiv virkning (+) i alle utbyggingsalternativene.

2.4 Øvrige kostnader og nyttevirksomheter

Ny ledning fra Lyse sparer kostnader i Vestre korridor

I behovsanalysen forklarte vi at vi i nullalternativet har kostnader som følge av handelsbegrensninger på mellomlandsforbindelsene i perioder hvor vi har enkelte ledninger utkoblet på grunn av feil eller vedlikehold. Denne kostnaden er vanskelig å kvantifisere, og vi viste at beregningene er sensitive for små endringer i forutsetningene. Det innebærer at det er stor usikkerhet knyttet til størrelsen på kostnaden i nullalternativet. Den kan være relativt liten, men den kan også potensielt bli svært stor.

Fordi vi tror nivået på kostnaden ikke er ubetydelig og den tilhørende usikkerheten er stor argumenterte vi for at det er sannsynlig at vi i nullalternativet vil velge å gjøre flere tiltak i Vestre korridor. Vi har derfor valgt å legge til grunn forventet investeringskostnad på 360 MNOK i nåverdi for en ny ledning mellom Duge og Fjotland i nullalternativet. Med en ny ledning fra Lyse unngår vi flere tiltak i Vestre korridor for å få full handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene.

Tiltakskostnaden for en ny ledning fra Duge til Fjotland er ikke en forventet kostnad for ulempene ved handelsbegrensningene, men den kostnaden vi tror vi i praksis vil spare ved å bygge en ny ledning fra Lyse til Nord-Jæren.

En ny ledning inn til området reduserer overføringstap i nettet

Overføringstapene i nettet avhenger av motstand og overføringsbehov i kraftsystemet. Mer nett gir lavere motstand og lavere tap. Tiltak i nettet vil isolert sett føre til lavere overføringstap. I modellen SAMLAST har vi beregnet at en ny ledning inn til området vil redusere overføringstapene i nettet med om lag 25 GWh per år gitt vår forventning til forbruksnivå i 2020. Fram til 2030 forventer vi at forbruket vil stige og dermed stiger også tapsbesparelsen til 30 GWh. I beregningene legger vi til grunn at tapene stiger lineært mellom 2020 og 2030 og holdes konstant deretter. Verdsatt til kroner tilsvarer dette en tapsbesparelse på om lag 190 MNOK² i nåverdi. Tapsbesparelsen er omtrent lik for de ulike utbyggingsalternativene.

I tapsberegningen har vi lagt til grunn forventet forbruksnivå i 2030 ut analyseperioden. Vi forventer at forbruket vil fortsette å øke også etter 2030. I nullalternativet vil vi med denne forbruksutviklingen i forventning nå N-0 grensen rundt 2035, med risiko for at det også skjer tidligere. N-0 grensen blir en øvre grense for hvor mye forbruket og dermed også overføringstapene i nullalternativet kan øke. Med en ny ledning inn muliggjør vi en større forbruksvekst som isolert sett bidrar til økte tap sammenliknet med nullalternativet etter 2030. Samtidig vil den nye ledningen bidra til å redusere overføringstapene. Disse virkningene trekker i forskjellig retning, og vi tror derfor ikke vi gjør en stor feil ved å holde tapsbesparelsen konstant etter 2030.

Tabell 8 Reduserte tap sammenliknet med nullalternativet

MMOK 2016 (nåverdi)	Nullalternativ	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
---------------------	----------------	-----------------	--------------	----------------

² Kraftprisene brukt i analysen er beskrevet nærmere i vedlegg om samfunnsøkonomisk metode.

Tapsbesparelse	0	190	190	190
----------------	---	-----	-----	-----

Drifts- og vedlikeholdskostnader øker, men er relativt små

Vi estimerer drifts- og vedlikeholdskostnader basert på hvor mange km ny ledning og hvor mange nye stasjoner som blir bygget. Hvor store stasjoner som blir bygget har også betydning. Drifts- og vedlikeholdskostnader for kabel er høyere enn for ledning. Nye stasjoner er inkludert i både Stokkeland- og Stølaheia-alternativet. Disse nye stasjonene erstatter imidlertid eksisterende stasjoner. Vi antar derfor ingen vesentlige endringer i driftskostnader for stasjoner. Generelt er drifts- og vedlikeholdskostnadene pr år relativt små i den store sammenhengen.

Tabell 9 Endring i drift- og vedlikeholdskostnader sammenlignet med nullalternativet

MNOK 2016 (nåverdi)	Nullalternativ	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-20	-20

2.5 En ny ledning inn til området har negative miljøkonsekvenser

Konsekvenser for miljøet kan være en viktig del av beslutningsgrunnlaget når vi vurderer ulike tiltak opp mot hverandre. Miljøvirkninger i form av naturinngrep er både vanskelige og kontroversielle å verdsette. I denne analysen har vi tatt med miljøvirkningene av å bygge en ny ledning som en ikke-prissatt virkning.

De tre alternativene er like fram til Seldalsheia, vest for Høgsfjorden. Mellom Lyse og Seldalsheia (strekning på 48 km, drøyt halvparten av strekningen) har dermed de tre alternativene samme miljøvirkning. Det vil være negative virkninger for landskapsverdier, turisme, naturmangfold og friluftsliv på strekningen langs Lysefjorden. Vi vurderer de negative miljøvirkningene til å være middels og ikke stor, siden vi først skal sanere eksisterende 132 kV-ledning og bygge 420 kV-linje i frigjort trase.

For å kunne skille de tre alternativene fra hverandre har vi fokusert på strekningene hvor de tre alternativene er ulike.

For alternativene Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim legger vi til grunn at vi kan bygge i den frigjorte traseen fra Lyse til Tronsholen transformatorstasjon, og videre til Stokkeland og Bærheim. Det som skiller alternativene Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim er delstrekningen mellom Stokkeland og Bærheim, samt at vi i Lyse-Stokkeland bygger en ny stasjon. Stokkeland ligger sør for Sandnes, mens Bærheim ligger på Forus nordvest for Sandnes. Området rundt disse stasjonene er preget av tett bebyggelse, industri og jordbruksareal.

Lyse-Stølaheia er allerede grundig vurdert i forbindelse med konsesjonssøknaden. Vi baserer oss på de gjennomførte konsekvensutredningene i denne analysen. Området nordvest for Seldalsheia mot Stølaheia er mindre preget av infrastruktur, herunder kraftnett, enn området rundt Stokkeland/Bærheim. Det er registrert flere statlig sikrede friluftslivsområder nordvest for Seldalsheia. Når det gjelder registrerte arter av nasjonal forvaltningsinteresse og utvalgte naturtyper er det ikke mulig å skille Lyse-Stokkeland/Bærheim og Lyse-Stølaheia fra hverandre med unntak av det vernede lms-/Lutsivassdraget, nord for Stølaheia. Nord for Stokkeland transformatorstasjon ligger det vernede Stokkelandsvatnet.

Vår vurdering er at i en kort tidshorisont vil det være minst negative miljøvirkninger av å bygge alternativet Lyse-Stokkeland. Alternativet er kortere enn Lyse-Bærheim og har derfor et mindre omfang. Alternativet omfatter en ny transformatorstasjon på en ny lokasjon, som da vil berøre bebygde områder i mindre grad enn i dag forutsatt at hele eksisterende Stokkeland stasjon saneres. Det er mye jordbruksareal i Sandnes, og alternativet vil derfor påvirke jordbruksareal i middels grad.

Samlet miljøvirkning vurderer vi til liten/middels (-/--). Avbøtende tiltak vil være, så lang det er mulig, å plassere mastene utenfor de mest produktive arealene.

Lyse-Bærheim kan ha negative virkninger for bebyggelse og landskap siden området mellom Stokkeland og Bærheim er preget av industri og bebyggelse. På lenger sikt vil det sannsynligvis være behov for oppgraderinger i regionalnettet og transmisjonsnettet i området rundt Sandnes og Stavanger. En framtidig nybygging mellom Stokkeland og Bærheim gjør det krevende å skille miljøvirkningene av alternativene Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim fra hverandre i et lengre tidsperspektiv. Vi vurderer Lyse-Bærheim til middels miljøvirkning (--).

Lyse-Stølaheia omfatter nybygging i områder uten eksisterende kraftnett og i områder med mindre tekniske inngrep sammenlignet med de to andre alternativene. Dette alternativet vil dermed ha større konsekvenser for landskap og friluftsliv, og samlet vurderer vi det til middels miljøvirkning (--).

Med den kunnskapen vi sitter på nå vurderer vi at samlet miljøvirkning av Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia er tilnærmet den samme. Bærheimsalternativet er i nærheten av industri og boligområder mens Lyse-Stølaheia vil krysse områder med lite eksisterende infrastruktur og som brukes til friluftsliv. Hvilken av disse som skal bli lagt mest vekt på er krevende å avgjøre, og vi vurderer at de to alternativene kan ha samme grad av negativ miljøvirkning.

Både omfanget og betydningen for nærområder, naturmangfold, turisme og landskapsverdier er mindre i Lyse-Stokkelandsalternativet enn de to andre. Vi vurderer derfor Lyse-Stokkeland til å ha mindre negative miljøvirkninger totalt sett enn de to andre alternativene

For nærmere detaljer om miljøvurderinger se vedlegg 1 i Mulighetsstudien.

Tabell 10 Miljøvirkninger

Miljøvirkninger	Nullalternativ	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
Miljø (netto sammenlignet med nullalternativet)	0	-/-	--	--

2.6 Ingen av alternativene gir full måloppnåelse, men alle innfrir SKAL-kravet om tilknytningsplikt for forbruk

I underlagsrapporten for mål og rammer definerte vi SKAL-krav som tiltakene skal innfri og effektmålet som tiltakene skal måles mot. Et viktig SKAL-krav er knyttet til tilknytningsplikten for forbruk om at alle som et minimum skal ha strømforsyning ved intakt nett. Alle alternativene innfrir dette SKAL-kravet.

Effektmålet sier at en feil i transmisjonsnettet ikke skal føre til at forbruk i distribusjonsnettet mister strømmen. Dette innebærer i praksis at vi ikke skal ha systemvern på forbruk i distribusjonsnettet ved drift utenfor N-1. I alle alternativene vil vi etter hvert få perioder med N-0 drift og behov for bruk av systemvern. Når dette skjer og hvor mye forbruk som må på systemvern avhenger blant annet av løsningsvalget for alternativene og forbruksutviklingen.

Etter at vi har bygget en ny ledning fra Lyse forventer vi at det vil være en veldig liten andel av tiden hvor flyten overstiger N-1. Sannsynligheten for at en feil skal inntreffe i denne perioden blir liten, og forventede avbruddskostnadene små. Vi mener derfor det fremstår som mer rasjonelt å benytte systemvern som et midlertidig tiltak mens vi ser an den videre utviklingen, heller enn å beslutte oppfølgingsinvesteringer som gir full måloppnåelse på lang sikt nå. Dette kommer vi nærmere inn på i neste underlagsrapport Nettutviklingsstrategi – videre arbeid.

3 Usikkerhetsanalyse

I de forrige kapitlene så vi på samfunnsøkonomisk lønnsomhet med utgangspunkt i forventningsverdier. Hensikten med usikkerhetsanalysen er å undersøke hvor følsomme konklusjonene våre er for endringer i sentrale forutsetninger og vurdere om vi finner måter å styre usikkerheten på. I usikkerhetsanalysen beskriver vi de viktigste usikkerhetsfaktorene og vurderer hvordan de konkret påvirker tiltakets samfunnsøkonomiske lønnsomhet. De viktigste driverne for usikkerhet har samtidig høy sannsynlighet for avvik fra forventningsverdi og høy påvirkning på lønnsomheten. I denne analysen er forventet forbruksvekst med tilhørende konsekvens for forsynings sikkerheten samt nivået på investeringskostnadene av størst betydning for våre konklusjoner.

Investeringskostnader og forbruksvekst er de mest sentrale usikkerhetsdriverne

Forbruksveksten har størst innvirkning på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, og hva som er seneste tidspunkt for gjennomføring for å unngå brudd på N-0. Forventet tidspunkt for når vi kommer i brudd på SKAL-kravet om at alle skal ha strømforsyning ved intakt nett setter en naturlig siste frist for når tiltak må gjennomføres. Våre prognoser for fremtidig lastflyt indikerer at vi vil komme i en situasjon med tvangsmessig utkobling av forbruk ved intakt nett omkring 2035. Underliggende usikkerhet indikerer imidlertid at det er en viss sannsynlighet for at vi havner i en slik situasjon allerede midt på 2020-tallet. Siden vi ligger så nært opp til kapasitetsgrensen, vil kun små endringer få stor påvirkning på når dette tidspunktet inntreffer. Det er derfor vanskelig å anslå nøyaktig når vi vil komme i en situasjon som er i brudd med SKAL-kravet. Det er med andre ord et spørsmål om *når* vi skal gjennomføre tiltaket, og ikke *om*.

I vår vurdering av forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet er det ikke stor forskjell mellom konseptene Lyse-Bærheim og Lyse-Stokkeland. Vi finner at usikkerheten i investeringskostnader er størst i Lyse-Bærheim, mens usikkerheten i avbruddskostnader er størst i Lyse-Stokkeland fordi vi i dette alternativet fremdeles er sårbar for utfall på dobbeltkursen mellom Stokkeland og Stølaheia. En langvarig feil på dobbeltkursen vil ha store konsekvenser, men sannsynligheten er liten. Dette gir en lav forventningsverdi med et stort utfallsrom. Vi tror ikke at Lyse-Bærheim kan bli vesentlig billigere enn Lyse-Stokkeland fordi mange av kostnadselementene i de to konseptene er felles, samtidig som at det er flere usikre kostnadsdrivere i Lyse-Bærheim som har en større nedside enn oppside.

Usikkerheten i miljøvirkninger, overføringstap og handelsbegrensninger kan påvirke lønnsomheten, men kun i mindre grad. Rangeringen av konseptene fremstår som lite følsom med tanke på endringer i disse forutsetningene.

3.1 Forbruksutviklingen og avbruddskostnader påvirker lønnsomheten i stor grad

Forbruksutviklingen påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av tiltaket i høy grad. Veksten i forbruket slår inn på beregnede avbruddskostnader og tidspunktet for når vi eventuelt ikke har nok nettkapasitet til å forsyne strømforbruket ved intakt nett. Samtidig er usikkerheten i forventningsverdien relativt stor.

Investeringer i transmisjonsnett har lang levetid og er sprangvise av natur. Investeringskostnadene er ofte høye, men de gir som regel også en stor økning i overføringskapasiteten. Samtidig er det slik at de negative virkningene av å være for sent ute med investeringer i transmisjonsnettet er store. Dette gjør det krevende å ha en fleksibel nettoutvikling som til enhver tid er perfekt tilpasset overføringsbehovet.

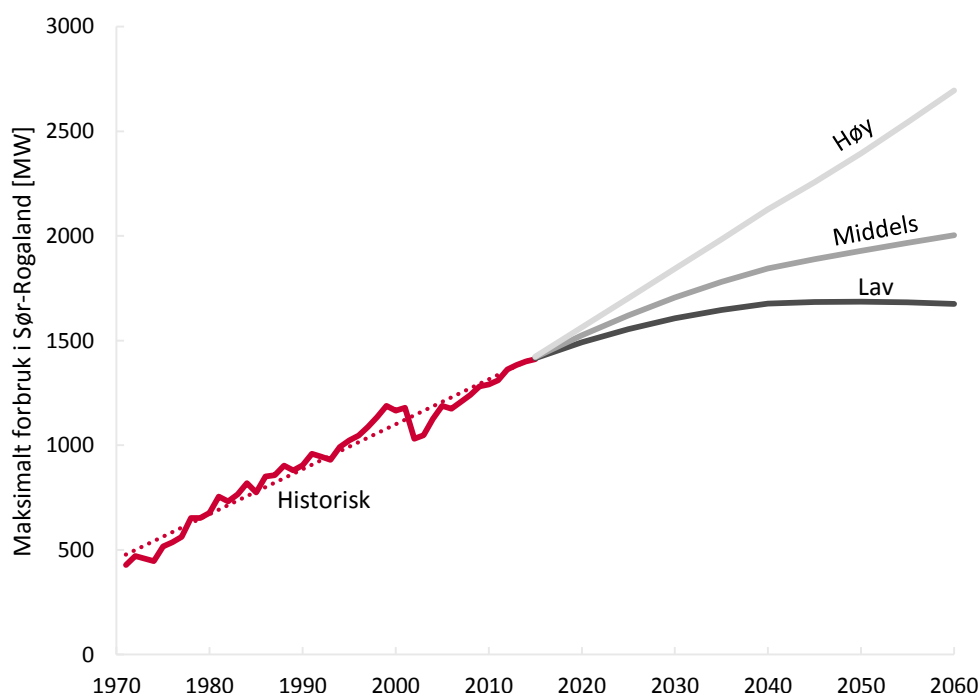
Vi vurderer avbruddskostnader innenfor et utfallsrom for forbruksutviklingen

I forventning har vi lagt til grunn at effektbruken per person holder seg konstant også i fremtiden, slik at forbruket stiger i takt med befolkningen. Som vi forklarte i behovsanalysen tror vi det er liten usikkerhet rundt denne forutsetningen på kort sikt, men usikkerheten øker på lang sikt.

I behovsanalysen skisserte vi et lav-, middels- og høyscenario for framtidig forbruksutvikling. Disse er gjengitt i figur 3. Alle scenarioene har basis i konstant effektforbruk per innbygger, men befolkningsutviklingen varierer.

De alternative scenarioene kan også være et bilde på hva som skjer når andre viktige faktorer som påvirker forbruket endrer seg selv om befolkningsutviklingen følger middelsscenarioet til SSB. Lavscenarioet kan illustrere hva som skjer hvis økt forbrukerfleksibilitet i forbruket demper de høyeste forbrukstoppene eller at det bygges ut mer fjernvarme enn det vi har forutsatt. Stadig flere hus bygget etter nye tekniske standarder vil også bidra i samme retning.

Høyscenarioet kan være et bilde på en utvikling der vi får en høyere vekst i antall elbiler, og at det ikke innføres laststyringstiltak eller effekttariffering for å dempe denne veksten.



Figur 3 Forbruksutvikling i lav- middels høyscenario

I lys av den økonomiske situasjonen vi ser for øyeblikket tror vi på kort sikt at det er større sannsynlighet for at forbruksutviklingen blir lavere, heller enn høyere enn vi har lagt til grunn. SSB kom i juni 2016 med nye befolkningsframskrivninger. Disse viser en litt lavere vekst enn det gamle prognosene, men i praksis er forskjellene så små at ikke påvirker våre prognoser i vesentlig grad. Vi har derfor ikke oppdatert beregningene våre med de nye framskrivningene. SSBs prognoser på kommunenivå er basert på at de siste ti års regionale mønstre for fruktbarhet, levealder, flytting og innvandring vil fortsette, men de siste årene vektet høyere for at modellen skal kunne respondere bedre på relativt brå endringer. Utviklingen de siste årene har blant annet ført til at Sør-Rogaland som helhet har gått fra en nettoinnflytting på 3460 i 2013 til 560 i 2015 (1).

Det er vanskelig for oss å si om denne negative trenden vil fortsette eller ikke, og eventuelt hvor lenge. I behovsanalysen viste vi hva forbruksutviklingen blir dersom vi antar at befolkningsveksten til regionen stopper opp de neste 5 årene, og deretter vokser med samme rate som i middelsscenarioet. Dette vil føre til en lavere forbruksvekst enn vårt lavscenario fram til 2035, men på lengre sikt blir forbruket større. Dette betyr at vi med dette scenarioet vil nå N-0 grensen på et tidligere tidspunkt enn vårt lavscenario. Vi mener derfor at vårt utfallsrom fra lav til høy dekker et tilstrekkelig utfallsrom for forbruksutviklingen.

Avbruddskostnadene ved feil, i nullalternativet, varierer fra 140 MNOK i lavscenarioet til 790 MNOK i høyscenarioet. Usikkerheten i nivået på avbruddskostnader slår likt ut for alle alternativer, men

påvirker lønnsomheten av nettiltakene sett opp mot nullalternativet. En lavere forbruksutvikling svekker lønnsomheten av nettiltaket, mens en høyere forbruksutvikling styrker lønnsomheten.

Avbruddskostnadene i enkeltår blir fort mye større enn årlig forventningsverdi

Avbruddskostnader i enkeltår er svært avhengig av temperatur og nedbør. I vår analyse bruker vi et historisk gjennomsnitt for klimavariasjonene i Sør-Rogaland de siste elleve årene for å fremskrive de neste 50 årene. Dette betyr at våre beregnede avbruddskostnader ikke er en god prognose for enkeltår, men gir et bedre bilde på hva vi kan forvente over en lengre tidshorisont. Et tørt og kaldt år innebærer at avbruddskostnadene nærmest tredobles sammenliknet med et gjennomsnittlig år. Hvordan klimavariasjonene vil endre seg i framtiden er vanskelig å si. Flere milde våte vintre vil gi lavere forventede avbruddskostnader og dermed lavere lønnsomhet av å gjøre nettiltak, mens flere tørre og kalde vintre vil gi høyere forventede avbruddskostnader og dertil høyere lønnsomhet av å gjøre nettiltak. Vi har ikke grunnlag for å kunne si noe om sannsynligheten er større for at utviklingen vil gå den ene eller andre retningen.

Med Lyse-Stokkeland er vi fremdeles sårbar for utfall på dobbeltkursen

I behovsanalysen viste vi at alvorlige feilhendelser vil kunne ha svært store konsekvenser. Vi viste at en ukes utfall av 300 kV-ledningen mellom Tonstad og Stokkeland i størstedelen av året vil ha relativt små konsekvenser, men at dersom et slikt utfall skjer i en kald vinter med høyt forbruksnivå kan det i verste fall føre til et udekket forbruk på over 28 000 MWh i 2025. Vi har anslått kostnaden³ ved en slik hendelse til 600 MNOK i nåverdi i verste fall, men normalt vil en slik hendelse ha betydelig lavere kostnader. Vi finner at i snitt vil en slik hendelse ha en kostnad på 30 MNOK i nåverdi. I alle våre nettalternativer fjerner vi risikoen for denne typen utfall og usikkerhet i anslaget påvirker dermed ikke rangeringen av nettalternativene.

Forskjellen mellom våre alternativer ligger dermed hovedsakelig i sårbarheten for langvarige feil på dobbeltkursen og utfall av hele stasjoner. I behovsanalysen viste vi at en langvarig feil på dobbeltkursen mellom Stokkeland og Stølaheia vil ha store konsekvenser. I gjennomsnitt vil en ukes utfall av dobbeltkursen vinterstid føre til et udekket forbruk på 40 000 MWh i 2025, med en estimert kostnad på 850 MNOK i nåverdi. Hvis en slik hendelse inntreffer når det er som kaldest og tørrest⁴ kan udekket forbruk komme opp i 75 000 MWh med en estimert kostnad på 1 600 MNOK i nåverdi. Med Lyse-Stølaheia fjerner vi sårbarheten for langvarige feil på dobbeltkursen helt. Med Lyse-Bærheim fjerner vi sårbarheten for alvorlige hendelser mellom Stokkeland og Bærheim, som da utgjør om lag 2/3 av konsekvensen vi har beregnet over. Lyse-Stokkeland har samme sårbarheten for utfall på dobbeltkursen som i nullalternativet.

Ett avsnitt er fjernet her siden det er underlagt taushetsplikt etter energiloven §9-3 jf bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

Det er utfordrende å vurdere kostnaden ved hendelser med høy konsekvens og lav sannsynlighet

Dersom en langvarig feil på dobbeltkursen inntreffer så er konsekvensen stor. Samtidig er sannsynligheten for at det skjer liten. Dette gir en lav forventningsverdi med stort utfallsrom. I vår analyse har vi beregnet avbruddskostnader på 20 MNOK i nåverdi for sårbarheten knyttet til langvarige feil på dobbeltkursen.

³ Her bruker vi gjennomsnittlig timesavbruddsats for et 24 timers avbrudd.

⁴ Den kaldeste uken med det høyeste nettoforbruket vi har sett de siste 11 årene

Usikkerheten i beregningen av disse hendelsene går langs flere dimensjoner. Det er en hendelsesusikkerhet knyttet til om hendelsen inntreffer eller ikke. Vi kan ikke utelukke at en slik hendelse skjer i løpet av vår analyseperiode. Dersom det vi får en langvarig feil på dobbelkursen har vi vist at avbruddskostnadene blir langt større enn det vi har beregnet i forventning. Videre er det også en estimatusikkerhet. For det første er det en usikkerhet i sannsynlighetene vi har brukt i analysene. I og med at slike alvorlige hendelser inntreffer sjeldent er det det empiriske grunnlaget for å fastsette sannsynligheter lite.

For det andre er det en usikkerhet i avbruddsatsene vi har benyttet som påvirker kostnaden ved en slik hendelse dersom den inntreffer. Vi har ikke et godt grunnlag for å vurdere kostnaden ved et langvarige avbrudd som varer mer enn 24 timer.

To setninger er fjernet her siden det er underlagt taushetsplikt etter energiloven §9-3 jf bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

Ved slike langvarige og geografisk konsentrerte avbrudd, er det grunn til å tro at de samfunnsøkonomiske kostnadene er høyere enn avbruddssatsene indikerer. I lys av omfanget av avbruddene, både i mengde kraft og varighet, er det grunn til å tro at disse effektene kan bli store.

Dersom vi har undervurdert konsekvensen eller sannsynligheten ved denne typen feil så øker dette lønnsomheten av Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia sammenliknet med Lyse-Stokkeland. Dette betyr at usikkerheten i avbruddskostnader er større for Lyse-Stokkeland sammenliknet med Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia.

Tidspunktet for når vi når N-0 grensen er absolutt siste frist for å gjøre tiltak

Med vår forventede forbruksutvikling når vi et punkt der vi må koble ut forbruk ved intakt nett etter 2035. Som vi beskrev i behovsanalysen er usikkerheten, både i beregningene og i selve forbruksveksten imidlertid stor. Det skal små endringer i forutsetninger til før vi står i fare for å komme i en slik situasjon allerede på 2020-tallet og dermed være i brudd med Energilovens bestemmelser om tilknytningsplikt for forbruk.

Usikkerheten i tidspunktet for når vi må koble ut forbruk ved intakt nett er dermed viktigere enn nivået på kostnadene ved å komme i en slik situasjon. Tidspunktet for når vi må koble ut forbruk ved intakt nett avhenger av utviklingen i maksforbruket som igjen er avhengig av befolkningsutvikling, produksjon, klimatiske forhold og utvikling i effektbruk per innbygger. Størstedelen av forbruket som vil kobles ut i en slik situasjon vil være alminnelig forsyning. Det er da større sannsynlighet for at liv og helse kan bli berørt, og vi vektlegger dermed usikkerheten i dette tidspunktet mer enn vi ville gjort dersom det var aktuelt å koble ut større industriforbruk med utelukkende økonomiske konsekvenser.

I vår forventning kommer vi i en situasjon med utkobling av forbruk ved intakt nett i 2035. Usikkerheten i beregningen av maksforbruk og overføringsgrenser betyr at vi ikke kan utelukke at dette tidspunktet kommer enda tidligere. I behovsanalysens kapittel 8.2 viser vi at det er en risiko for at vi kan komme i en slik situasjon allerede på midten av 2020-tallet. Sannsynligheten for at det skjer så tidlig er imidlertid liten. Usikkerheten rundt tidspunkt for når vi treffer N-0 grensen innebærer at det må være store åpenbare gevinster av å utsette investeringen for å kunne forsvare å ta denne risikoen. Vi diskuterer dette nærmere i kapittel 4.4.

Som i de øvrige konseptene har vi lagt til grunn at Lyse-Bærheim kan idriftsettes i 2023. Lyse-Bærheim er imidlertid et mer umodent konsept, og det er derfor større sannsynlighet for at konseptet ikke er ferdigstilt innen 2023. Senere ferdigstilling vil ha konsekvenser både på nytte- og kostnadssiden. Nåverdien av investeringskostnaden blir lavere. Samtidig blir verdien av reduserte tap og unngåtte avbruddskostnader lavere. Siden avbruddskostnadene er lave i begynnelsen av analyseperioden har dette mindre betydning. En senere idriftsettelse øker imidlertid risikoen for at vi kommer i brudd med SKAL-kravet om forsyning av forbruk ved intakt nett. Lyse-Bærheim har dermed større usikkerhet knyttet til innfrielsen av dette SKAL-kravet enn de øvrige konseptene.

3.2 Usikkerheten i investeringskostnadene endrer ikke rangeringen av konseptene

Investerings- og reinvesteringskostnadene i de respektive konseptene har et stort usikkerhetsspenn, noe som kan påvirke tiltakenes samfunnsøkonomiske lønnsomhet. Alt annet likt vil økte investeringskostnader redusere tiltakets samfunnsøkonomiske lønnsomhet, mens reduserte kostnader gir økt samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

I forventning har Lyse-Stokkeland en samlet lønnsomhet som er rundt 150 MNOK høyere enn for Lyse-Bærheim. Forskjellen er imidlertid marginal når vi tar hensyn til usikkerheten i investerings- og reinvesteringskostnadene. Likevel mener vi det er lite sannsynlig at endringer i investeringskostnader påvirker rangeringen av konseptene. Dette fordi en kostnadsøkning i Lyse-Stokkeland vil gi tilnærmet lik kostnadsøkning i Lyse-Bærheim. Økte ledningskostnader i Lyse-Stokkeland gir tilsvarende økning i Lyse-Bærheim da vi forutsetter at mesteparten av traseen er lik, mens økte kostnader ved en ny Stokkeland stasjon reduserer lønnsomheten i begge konsept. Sistnevnte virkning vil imidlertid være større i Lyse-Stokkeland da kostnaden inntreffer tidligere i tid. En kostnadsøkning/-reduksjon i Lyse-Stokkeland vil derfor mest sannsynlig påvirke lønnsomheten i Lyse-Bærheim i samme retning. Dette gjelder ikke nødvendigvis motsatt vei da Lyse-Bærheim inneholder flere usikkerhetsfaktorer som ikke er relevante for Lyse-Stokkeland. Dette gjelder usikkerhet knyttet til en eventuell kabling av strekningen mellom Stokkeland og Bærheim samt omfanget av Bærheim stasjon. Selv om kostnadene kan bli både lavere eller høyere enn forventet, er den potensielle nedsiden større enn oppsiden.

Samlet sett taler disse faktorene for at rangeringen av konseptene er mer robust enn forskjellen i nåverdi tilsier. Det blir derimot viktig å arbeide med kostnadseffektive løsninger i gjennomføringen slik at investeringskostnaden i Lyse-Stokkeland ikke blir høyere enn nødvendig.

Mange usikkerhetsdrivere er felles for konseptene

Grunnet det tidligere arbeidet med konsesjonssøknad for Lyse-Stølaheia og det nåværende arbeidet med konsesjonssøknad for Lyse-Stokkeland har vi mer informasjon om konseptene i alternativanalysen enn det som er normalt i tidligfase. I tillegg inngår noe av de samme investeringskostnadene i alle konsept, hvilket innebærer at en del av usikkerheten slår ut likt i alle utbyggingsalternativene. Dette vil si at både den absolutte og relative usikkerheten mellom konseptene er lavere enn normalt i tidligfase.

Ledningstraseen fra Lyse til Seldalsheia (ca. 50 km) er felles for alle utbyggingsalternativ. Strekningen er tilnærmet ferdigprosjektert og har vært gjenstand for konsesjonsbehandling i NVE. Vi anser det som svært sannsynlig at vi vil bygge i den utredede traseen. Dermed er usikkerheten først og fremst knyttet til pris og ikke mengde, samt at usikkerheten treffer alle konseptene likt. Forskjellen i usikkerhet mellom alternativene ligger derfor i resterende trase samt i stasjonstiltakene.

Oppsummert er usikkerhetsfaktorene som skiller utbyggingsalternativene fra hverandre i hovedsak stasjonskostnad i Lyse-Stokkeland, hvilket også påvirker reinvesteringskostnaden i Lyse-Bærheim, og kablingskostnad for Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia. I tillegg er usikkerheten i stasjonsomfang i Lyse-Bærheim av betydning.

I Lyse- Stokkeland er usikkerheten i stasjonskostnad stor

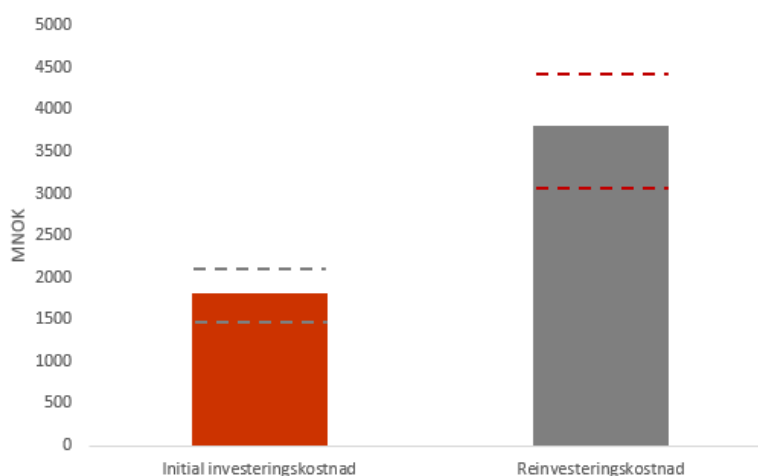
De viktigste usikkerhetsdriverne for Lyse-Stokkeland er stasjonskostnad, stasjonsplassering og estimatusikkerhet knyttet til ledning. Både grunnforholdene i stasjonen og omfang av nødvendige tiltak er usikkert. Vi blir underlagt FIKS-krav om to spenningsnivå i stasjonen, noe som påvirker arealbehov og omfang av nødvendige tiltak. Videre utreder vi tre ulike stasjonsløsninger som blant annet påvirker kostnaden for å legge om transmisjons- og regionalnett fra Tonstad og Kjelland samt lengden på ledningen fra Lyse.

Usikkerheten knyttet til hvilken løsning Lyse Elnett velger for å knytte seg til den nye stasjonen har relativt liten betydning for usikkerhetsspennet for total kostnaden.

Usikkerhetsanalysen indikerer et usikkerhetsspenn i forventet initial investeringskostnad på **1500 - 2100 MNOK** for de mest sentrale usikkerhetsdriverne i analysen. Til sammenlikning beløper forventet investeringskostnad seg til rundt **1800 MNOK**. Vi understreker at en rekke faktorer ikke er fanget opp i dette spennet, slik som systematiske risikofaktorer som valuta og konjunkturer, samt underliggende

forutsetninger knyttet blant annet til enhetspriser og byggherre- og administrasjonskostnader. Usikkerhetsspennet er derfor ikke å anse som forventet maksimums- eller minimumsnivå. Det samme gjelder for usikkerheten i reinvesteringskostnadene som også er av betydning for tiltakets lønnsomhet.

Figur 4 viser de samlede investerings- og reinvesteringskostnadene med tilhørende usikkerhetsspenn. Vi ser at reinvesteringskostnadene er høyere enn initiale investeringskostnader, med en forventningsverdi på **3800 MNOK** og et usikkerhetsspenn på **3100-4400 MNOK**. Disse inntreffer imidlertid lengre frem i tid og har relativt mindre betydning for nåverdien. Videre er de fleste kostnader i nullalternativet likt for alle konsept, og det er først og fremst den sparte reinvesteringskostnaden i Stokkeland for Lyse-Stølaheia og Stølaheia stasjon for Lyse-Stokkeland som er av betydning for konseptenes relative lønnsomhet.



Figur 4 Investerings- og reinvesteringskostnad for Lyse-Stokkeland i reelle kroner

Lyse-Bærheim inneholder flere usikre kostnadsdrivere enn Lyse-Stokkeland

De mest sentrale usikkerhetsdriverne i Lyse-Stokkeland inngår også i Lyse-Bærheim. I tillegg er risiko for kabling av strekningen mellom Stokkeland og Bærheim samt omfang av nødvendige tiltak i Bærheim stasjon av betydning.

Som vi beskrev i kapittel 2.2 er det vanskelig å komme frem med en ny 420 kV ledning mellom Stokkeland og Bærheim grunnet tett bebyggelse og kryssing av de to 300 kV-ledningene fra Tonstad og Kjelland. Utfordringene knyttet til nærføring medfører en sannsynlighet for at myndighetene gjennom konsesjonsprosessen konkluderer med at ulempene knyttet til miljøet er så stor at vi blir pålagt å kable deler av strekningen. Dette bør i tilfelle være basert på en vurdering om at miljøgevinstene oppveier den økte investeringskostnaden, slik at den samfunnsøkonomiske virkningen sett under ett ikke blir negativ. I praksis er dette imidlertid en vanskelig avveining, da det er metodiske utfordringer knyttet til å kvantifisere miljøulempene.

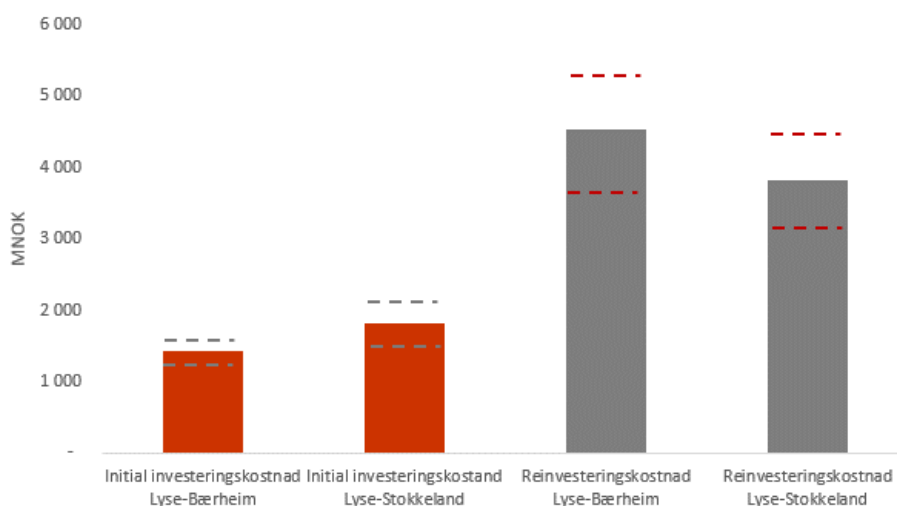
Videre kan det bli nødvendig med lengre trase enn forventet for å krysse de eksisterende 300 kV-ledningene med luftspenn og/eller for å komme frem til Bærheim stasjon. Dersom det ikke er teknisk mulig, vil det bli behov for kabling. Hvor stor innvirkning dette har på investeringskostnaden avhenger av omfanget av kabling. Ved beregning av forventet investeringskostnad har vi lagt til grunn sannsynlighetsovervekt for at vi må kable 2 km av strekningen. Et grovt anslag på kilometerkostnaden for kabel i området ligger på rundt 30 MNOK. Et mindre eller større kablingsomfang vil gjøre tiltaket henholdsvis billigere eller dyrere. Nedsiden er imidlertid større enn oppsiden da det er en reel sannsynlighet for at vi må kable opp mot 10 km. I tillegg er prisusikkerheten stor.

Det er trolig teknisk mulig å bygge om eksisterende stasjon i Bærheim for å ta imot ledningen fra Lyse, også dersom vi må gjennomføre tiltak for å tilfredsstille krav til to spenningsnivå i stasjonen. Samtidig er arealkapasiteten nær fullutnyttet og en utvidelse av stasjonen anses som utfordrende. I forventningsverdien har vi forutsatt at det er mulig å gjennomføre nødvendige tiltak ved å utvide eksisterende stasjon, men tatt hensyn til at det er en liten sannsynlighet for at vi må bygge ny stasjon.

Usikkerhetsanalysen indikerer et usikkerhetsspenn for de initiale investeringskostnadene for Lyse-Bærheim på **1250-1550 MNOK** for de mest sentrale kjente usikkerhetsdriverne. Forventet investeringskostnad er anslått til **1400 MNOK**. Forbeholdene er de samme som for Lyse-Stokkeland.

Figur 5 viser de samlede investerings- og reinvesteringskostandene i Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim med tilhørende usikkerhetsspenn. De forventede investeringskostnadene er om lag 20 prosent lavere i Lyse-Bærheim enn Lyse-Stokkeland, mens reinvesteringskostnaden på rundt **4500 MNOK** er i underkant av 20 prosent høyere enn i Lyse-Stokkeland. Tilsvarende er også usikkerhetsspennet i reinvesteringskostnaden høyere i Lyse-Bærheim med et spenn på **3650-5300 MNOK**. Dette skyldes i hovedsak at nye Stokkeland stasjon utgjør en del av reinvesteringskostnaden i Lyse-Bærheim, men inngår i den initiale investeringskostnaden i Lyse-Stokkeland. Den forventede reinvesteringskostnaden i Stokkeland stasjon utgjør rundt 700 MNOK med et usikkerhetsspenn på +/- 20 prosent i forhold til forventning.

Videre understreker vi at det er en del kostnader vi potensielt ikke har fanget opp i usikkerheten i de initiale investeringskostnadene til Lyse-Bærheim. For det første kan stasjonsomfanget i Bærheim stasjon bli høyere enn vi har tatt høyde for hvis vi må bygge en ny stasjon. I tillegg er Lyse-Bærheim mindre modent enn de øvrige konseptene og risikoen derfor større for at sentrale kostnadsdrivere ikke er fanget opp i analysen og reflektert i usikkerhetsspennet.



Figur 5 Samlede investeringskostnader Lyse-Bærheim og Lyse-Stokkeland

Lyse-Stølaheia har vært planlagt lenge, men usikkerhetsspennet er fortsatt stort

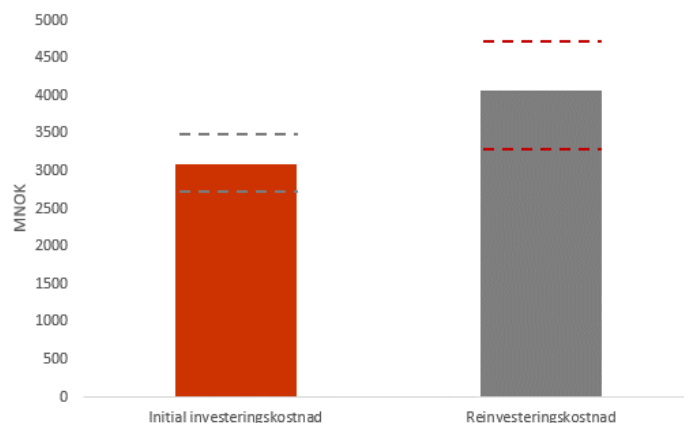
Som vi beskrev i kapittel 2.2 har vi i kostnadsestimatet lagt til grunn et annet omfang for Lyse-Stølaheia enn det som er konsesjonssøkt, med to kabelsett i grøft i stedet for tre kabelsett i tunnel. Denne løsningen er ikke utredet, og usikkerheten i kostnadsestimatet er derfor større i denne løsningen enn for den konsesjonssøkte løsningen.

Kostnaden knyttet til kabling av deler av traseen er den største usikkerhetsdriveren i dette konseptet. Tidligere utredninger utført av Lyse Elnett viser at det trolig er teknisk mulig å føre frem to kabelsett i grøft. Det knytter seg imidlertid utfordringer til eksisterende infrastruktur og trafikk langs grøftetraseen. Dette kan påvirke overføringskapasiteten på kablene og medføre kostbare tiltak for å opprettholde tilstrekkelig overføringskapasitet. I sum kan derfor tunnel være et bedre alternativ selv om det er teknisk mulig å komme frem med grøft.

Ved beregning av forventet investeringskostnad har vi lagt til grunn sannsynlighetsovervekt for at vi kan komme frem med kabel i grøft. Vi har imidlertid ikke foretatt nye systemanalyser av Lyse-Stølaheia med to kabelsett. Dette vil være nødvendig før vi med sikkerhet kan konkludere med at to kabelsett er tilstrekkelig på strekningen.

Usikkerhetsspennet for kostnadsestimatet til Lyse-Stølaheia er anslått til **2700-3500 MNOK**, under samme forbehold som for de øvrige konseptene. Forventningsverdien er beregnet til rundt **3100 MNOK**. I analysen er påløpte kostnader på 110 MNOK i prosjektutvikling trukket fra forventningsverdien

Den forventede reinvesteringskostnaden ligger på rundt **4100 MNOK** med et usikkerhetsspenn på **3300-4700 MNOK**. Usikkerheten i reinvesteringskostnadene er omtrent den samme som i Lyse-Stokkeland.



Figur 6 Samlede investeringskostnader med Lyse-Stølaheia

Utfallsrommet for reinvesteringskostnadene er stort

Som vi beskrev i behovsanalysen påløper det mellom 2020 og 2025 kostnader til levetidsforlengende reinvesteringstiltak i samtlige stasjoner. Videre er det behov for totalombygging av stasjonene 15 år etter at de levetidsforlengende tiltakene er iverksatt. Vi har lagt til grunn denne reinvesteringsplanen for transmisionsnettstasjonene i nullalternativet.

Kostnadsestimatene for de levetidsforlengende tiltakene er ikke utarbeidet etter samme metode som øvrige investeringskostnader i vår analyse og er grovere. Størrelsen på kostnaden på hovedombygging av stasjon har mindre å si fordi det slår likt ut i investeringer og sparte reinvesteringer fordi vi legger til grunn at man i praksis bygger en ny stasjon ved hovedombygging.

Dersom det er mulig å skyve hovedombyggingen av alle stasjoner ut i tid, øker lønnsomheten av nullalternativet isolert sett sammenliknet med Lyse-Stokkeland og Lyse-Stølaheia.

Stokkeland stasjon har størst betydning for rangeringen av alternativene. I reinvesteringsplanen for stasjonen ligger det kostbare levetidsforlengende tiltak på 2020-tallet. Dersom det er mulig å utsette eller redusere kostnaden ved de levetidsforlengende tiltakene i stasjonen, reduseres lønnsomheten av Lyse-Stokkeland fordi verdien av å forskuttere ny Stokkeland stasjon synker. Basert på de forventede reinvesteringskostnadene er forskuttering av totalombyggingen 60 MNOK dyrere i nåverdi sammenlignet med å gjennomføre reinvesteringene i henhold til planen. Gjennomføring av de levetidsforlengende tiltakene har imidlertid en del ulemper blant annet knyttet til utkoblingsbehov i byggeperioden som kan gjøre gjennomføringen krevende. Dette er "plunder og heft" som er vanskelig å kvantifisere. Levetiden på anleggene i stasjonen er basert på teknisk levetid og det er ikke gjort en tilstandsvurdering av anleggene i stasjonen. Usikkerheten i reinvesteringstidspunktet er derfor stor. Hvorvidt det er lønnsomt å fremskyve totalombyggingen av Stokkeland stasjon for å unngå kostbare levetidsforlengende tiltak krever grundigere vurderinger.

Usikkerhet i regionalnettinvesteringer

Som beskrevet i kapittel 2.2 har vi antatt at det vil være tilstrekkelig å beholde to av dagens 132 kV-ledninger mellom Lysebotn og Tronsholen, gitt at Lyse oppgraderer endepunkt-komponenter der det er relevant og vi i tillegg benytter systemvern og spesialregulering for å unngå overlast på ledningene. Avhengig av hvor mange systemvern det blir nødvendig å installere for å håndtere

problemer andre steder i regionalnettet til Lyse Elnett, kan det totale antallet systemvern komme opp på et nivå som ikke er forenelig med en forsvarlig drift av nettet.

En mulige løsning for å løse dette problemet kan være å fremskynde reinvestering av de to 132 kV-ledningene mellom Lysebotn og Tronsholen. Kostnaden for å fremskynde reinvesteringer av 132 kV-ledningene mellom Lysebotn og Tronsholen til 2022 har en kostnad på om lag 200 MNOK i nåverdi. En annen mulighet for å løse problemet kan være å øke transformeringskapasiteten i Lysebotn 2 kraftverk. Dette vurderer vi som en mulighet i alle alternativer i kapittel 4.3.

3.3 Øvrig usikkerhet har liten betydning for lønnsomhet og rangering

Miljøvirkningene har minst usikkerhet i Lyse-Stølaheia

Ledningstraseen fra Lyse til Seldalsheia er felles for alle alternativer og miljøvirkninger ble vurdert i detalj i konsesjonssøknaden for Lyse-Stølaheia. Dette betyr at store deler av ledningstraseen for alle alternativer allerede er grundig vurdert med hensyn til miljø, og at det er mindre usikkerhet rundt denne virkningen enn det vi normalt har i tidligfase. For Lyse-Stølaheia er også videre ledningstrase fram til Stølaheia og ny Stølaheia stasjon grundig vurdert i samme søknad.

Det er større usikkerhet rundt miljøvurderingene ved den siste strekningen fra Seldalsheia til henholdsvis Stokkeland og videre til Bærheim. For disse alternativene har vi gjort en mer overordnet vurdering hvor vi har ikke tatt stilling til eksakt stasjonsplassering og trase. Dette gjør at usikkerheten i miljøvirkningene for Lyse-Bærheim og Lyse-Stokkeland er større enn for Lyse-Stølaheia.

I vurderingene av miljøvirkninger er det lagt til grunn luftledning mellom Stokkeland og Bærheim i Lyse-Bærheim konseptet. Hvis vi kabler deler av strekningen vil virkningen for bebyggelse og landskap bli redusert, noe som igjen vil redusere den samlede negative miljøvirkningen. Trolig vil de negative miljøvirkningene av Lyse-Bærheim bli på nivå med Stokkelandsalternativet (-/--), avhengig av hvor mye av strekningen som eventuelt kables.

På nåværende tidspunkt har vi ikke informasjon som tilsier at usikkerheten i vurderingene av miljøvirkningene er av en slik karakter at det påvirker rangeringen av konseptene. Dersom senere myndighetsprosesser og prosjektutvikling skulle vise at naturinngrepene er mer negative enn vi har lagt til grunn, vil det påvirke tiltakets lønnsomhet negativt, og motsatt. Risikoen for dette er noe mindre i Lyse-Stølaheia.

Den første ledningen inn er det første trinnet i nettutviklingen i området. Det er den totale belastningen av all nettutbygging som er avgjørende for den samlede miljøvirkningen i et område. Vi har ikke vurdert forskjell i miljøkonsekvenser av en langsiktig nettløsning i vår analyse. Dette er en restusikkerhet i alle våre alternativer.

Usikkerhet rundt tiltak i Dugeringen påvirker lønnsomheten, men ikke rangeringen

I analysen har vi lagt til grunn at man ved å bygge ny ledning unngår kostnader i Vestre korridor i alle skiftalternativene. Som beskrevet i behovsanalysen er størrelsen på denne virkningen usikker. Vi kan ikke med sikkerhet si at skadekostnaden ved handelsbegrensninger overstiger kostnaden ved å bygge nett for å unngå denne. Vi er imidlertid rimelig sikre på at nyttevirkingen er større enn null. Dersom vi legger til grunn en lavere kostnad reduseres lønnsomheten av å gjøre nettiltak, men så lenge verdien er større enn null bidrar dette til å trekke lønnsomheten av alle nettalternativer i positiv retning sammenliknet med nullalternativet. Selv om verdien skulle vise seg å bli neglisjerbar, mener vi at det fortsatt er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre Lyse-Stokkeland fordi vi forventer å komme i en situasjon der vi ikke kan forsyne alt forbruk ved intakt nett uten en ny ledning inn til området.

Usikkerhet i overføringstap påvirker lønnsomheten, men ikke rangeringen

Det er usikkerhet både knyttet til beregning av størrelsen på overføringstap og verdsettingen av tapet. Overføringstapene er beregnet med bruk av Samlast-modellen. Her er Statnetts basisdatasett lagt til grunn for norsk og nordisk kraftflyt. Vi har lagt inn en forbruksvekst i tråd med vår forventning fram mot 2030. Vi tar ikke hensyn til ytterligere forbruksvekst etter 2030. Dette er en forenkling, men gitt at usikkerheten i framtidig forbruksutvikling øker over tid så mener vi at vi ikke gjør noen stor feil.

Usikkerhetsanalyse

2016

I våre analyser har vi brukt Statnetts syn på utviklingen i kraftpriser for å verdsette overføringstapet. Verdien av reduserte overføringstap varierer med 140-200 MNOK i nåverdi fra vårt lav til høyscenario for framtidig kraftprisutvikling.

Inntektene i kraftmarkedet kommer i euro. Hvilken valutakurs vi legger til grunn har dermed også betydning for verdien av overføringstap. Vi har lagt til grunn at en valutakurs tilsvarende terminkurs for 3030 per september 2016 på 9,8 NOK/EUR. Hvis vi isteden antar en langsiktig valutakurs på 8,5 NOK/EUR bidrar dette alene til en redusert verdi av reduserte overføringstap på 20 MNOK i nåverdi.

Verdien av reduserte tap påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av konseptene, men selv om usikkerheten i forventningsverdien er relativt stor, er den alene ikke av betydning for rangeringen. Selv om verdien skulle bli neglisjerbar, vil det fortsatt være lønnsomt å gjennomføre tiltak.

Usikkerhet i generelle forutsetninger påvirker lønnsomheten

Valg av diskonteringsrente har stor betydning for den beregnede lønnsomheten, og prosjektenes følsomhet bør testes gjennom sensitiviteter. Vi benytter i hovedsak anbefalingen fra Finansdepartementet om en diskonteringsrente på 4 % for et normalt offentlig tiltak. Det er sammensatt av en realrente og et risikopåslag. Dagens realrenter er på et historisk lavt nivå, mens det relevante risikopåslaget i denne analysen kan være både større og lavere enn det Finansdepartementet legger til grunn. Vi tester derfor valg av diskonteringsrente på 3 % og 5 %.

En lavere diskonteringsrente øker verdien av fremtidige inntekter, men samtidig øker kostnadene i tidlig fase. Tabellen under viser totallønnsomheten av alternativene ved 3, 4, og 5 prosent diskonteringsrente. Rangeringen mellom utbyggingsalternativene er upåvirket av valg av diskonteringsrente. Med 5 prosent rente blir de prissatte virkningene negative for alle nettalternativene. Størrelsesorden er likevel relativt begrenset i lys av det samlede investeringsnivået. På grunn av sannsynligheten for å komme i en situasjon der vi ikke kan forsyne forbruk ved intakt nett, mener vi det likevel vil være lønnsomt å bygge ny ledning.

Tabell 11 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved ulike diskonteringsrenter

	Nullalternativet	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
3 prosent rente	0	260	60	-980
4 prosent rente	0	-20	-170	-1190
5 prosent rente	0	-220	-310	-1330

4 Realopsjoner

På bakgrunn av analysene i foregående kapitler fremstår Lyse-Stokkeland som marginalt bedre enn Lyse-Bærheim, og vesentlig bedre enn Lyse-Stølaheia. Vi har videre sett at forbruksutviklingen i området, herunder avbruddskostnadene, og investeringskostnadene for konseptene er usikre. Denne usikkerheten i kombinasjon med en mulighet til å foreta tilpasninger underveis i de relevante konseptene kan gi en merverdi.

I dette kapitlet vurderer vi realopsjonene i de ulike konseptene. Det er generelt to typer realopsjoner som er aktuelle for å avdekke eventuelle merverdier knyttet til fleksibilitet i de enkelte konseptene. Den ene er knyttet til muligheten for å utsette oppstart fordi vi vil innhente mer informasjon før beslutning blir tatt (vente og se). Den andre er knyttet til trinnvis gjennomføring av konseptet (gjennomføre lønnsomme oppfølgingsinvesteringer).

Vi ser at alle konseptene har positive realopsjonsverdier, men i ulik grad. De knytter seg i hovedsak til muligheten for lønnsomme oppfølgingsinvesteringer. Dette bidrar til å øke konseptenes samlede samfunnsøkonomiske lønnsomhet. Vi har mest fleksibilitet i konseptet Lyse- Stokkeland.

Vi har sett at det under forutsetning om videre forbruksvekst kun er spørsmål om hva som er riktig tidspunkt for gjennomføring av tiltaket. En drøfting av fordeler og ulemper av å utsette konseptene konkluderer med at en ny ledning fra Lyse ikke bør utsettes.

4.1 Realopsjoner finnes der vi har usikkerhet i kombinasjon med fleksibilitet

Vi benytter i hovedsak nåverdimetoden som verdsettelsesprinsipp i våre analyser. Den har mange fordeler i form av at det er en relativt enkelt og intuitiv metode. I en standard investeringsanalyse velger vi det konseptet (inkludert nullalternativet) med høyest nåverdi. Metoden har likevel sine begrensninger. Særlig hvis det er stor grad av usikkerhet i kombinasjon med at beslutningstakere har en viss fleksibilitet til å foreta endringer underveis (realopsjoner). Denne måten å styre usikkerheten på kan gi en merverdi. Tiltaket blir da bedre tilpasset den faktiske situasjonen som kan oppstå.

Dette betyr at en positiv nåverdi ikke alltid er tilstrekkelig for å konkludere med at et eventuelt tiltak bør bli gjennomført. Motsatt, en negativ nåverdi er heller ikke tilstrekkelig for å konkludere med at et tiltak ikke bør bli gjennomført. Tilsvarende kan rangeringen av konseptene bli påvirket av eventuelle forskjeller i merverdier grunnet fleksibilitet.

Viktige betingelser for at en realopsjonen skal ha en høy verdi er at fremtiden er preget av stor usikkerhet, det er sannsynlig at ny relevant informasjon blir gjort tilgjengelig, for eksempel en viktig milepæl, og at det foreligger en viss fleksibilitet til å ta beslutninger tilpasset den nye informasjonen.

For våre nettiltak er det vanligvis to typer realopsjoner som er mest aktuelle med sikte på å avdekke eventuelle merverdier knyttet til fleksibilitet. Den ene er knyttet til "vente og se". Det vil si muligheten for å utsette en beslutning om investering fordi vi vil innhente mer informasjon. Den andre er knyttet til muligheten for oppfølgingsinvesteringer. For oss handler det som regel om trinnvis gjennomføring som gir en nettutvikling som er best mulig tilpasset behovsutviklingen.

Opsjonen om å vente og se før vi investerer kan være relevant hvor vi har irreversible kostnader og stor grad av usikkerhet. Informasjon om kostnader og nytte på et senere tidspunkt kan i slike tilfeller gi en opsjonsverdi. Når tiltaket blir besluttet er opsjonen borte. Når det foreligger viktige milepælsrisiko, kan det være en verdi i å utsette tiltaket.

Opsjonen om å gjennomføre oppfølgingsinvesteringer er særlig aktuell når det er usikkerhet i prognoser for kostnader og nytteeffektninger. En trinnvis gjennomføring medfører samlet sett høyere kostnader siden stordriftsfordeler ikke utnyttes fullt ut. I bytte mot eventuell høyere kostnader får man en økt grad av trygghet for at man ikke bygger ut for stor kapasitet som kan ha enda høyere kostnader for samfunnet.

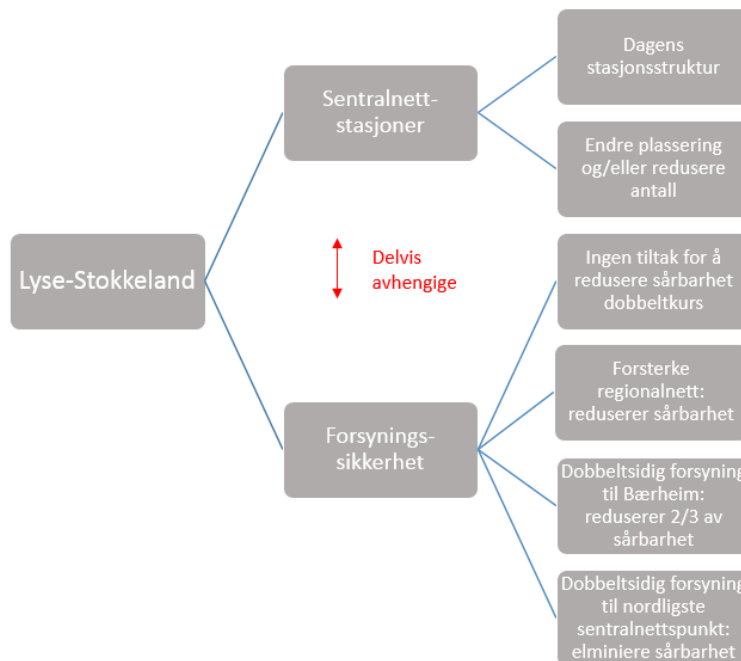
4.2 Med Lyse-Stokkeland er det større mulighet for trinnvise tiltak tilpasset behovet

I dette kapitlet undersøker vi hvilke muligheter konseptene gir for å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme oppfølgingsinvesteringer. Dette er opsjoner som vi må utrede nærmere om det er lønnsomt å beslutte, men som kan påvirke vår vurdering av lønnsomheten til konseptene.

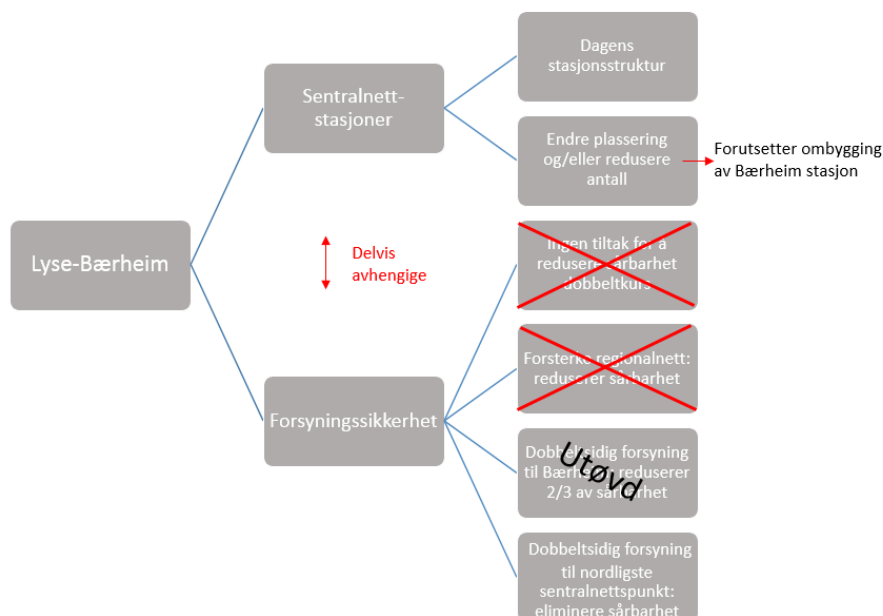
Figurene under er ment å gi en intuitiv fremstilling av hovedforskjellene i valgmuligheter for de ulike konseptene. De fokuserer på mulighetene for å endre dagens stasjonsstruktur og til å redusere sårbarheten på dobbeltkursen. Dette er opsjoner vi tror det er viktig å utrede først.

Av figurene fremkommer det at Lyse-Stokkeland gir oss større valgmuligheter knyttet til den videre utviklingen av transmisjonsnett på Nord-Jæren enn i de øvrige konseptene. 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 måter for et slikt tiltak. Det kan også bli dyrere å endre stasjonsstrukturen med dette konseptet. I Lyse-Stølaheia eliminerer vi sårbarheten på dobbeltkursen, men har betydelig mindre fleksibiliteten i den videre nettutviklingen. Vi vurderer derfor opsjonsverdien knyttet til videre utvikling å være stor med Lyse-Stokkeland, middels med Lyse-Bærheim og liten med Lyse-Stølaheia.

Disse konklusjonene begrunnes nærmere i de påfølgende underkapitlene.



Figur 7 | Lyse-Stokkeland har vi flest valgmuligheter for videre nettutviklingen



Figur 8 I Lyse-Bærheim har vi lukket en del muligheter for videre nettutvikling



Figur 9 I Lyse-Stølaheia låser vi den nordligste stasjonsplasseringen

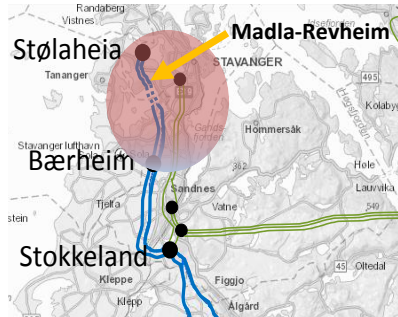
Oppfølgingsinvesteringer kan redusere avbruddskostnadene i Lyse-Stokkeland

I kapittel 3.1 viste vi at usikkerheten i avbruddskostnader er større i Lyse-Stokkeland enn i de øvrige konseptene på grunn av risikoen for langvarige feil på dobbeltkursen mellom Stokkeland og Stølaheia. Vi kan redusere usikkerheten ved å gjennomføre oppfølgingsinvesteringer i transmisjonsnett- og regionalnett dersom videre utredninger viser at dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det billigste alternativet er trolig å bygge en ny 420 kV-ledning til eksisterende Bærheim stasjon, men som driftes på 300 kV. Med 300 kV-drift kan vi trolig unngå ombygging av Bærheim stasjon. Basisestimat for dette tiltaket er grovt anslått til 140 MNOK. På nyttesiden gir tiltaket økt forsyningsikkerhet. Endepunktet for en ny forbindelse må sees i sammenheng med spørsmålet om stasjonsstruktur nord for Stokkeland beskrevet under. Med en slik oppfølgingsinvestering er det mulig at Lyse-Stokkeland kan gi tilsvarende forsyningsikkerhet som Lyse-Bærheim til en lavere kostnad. Dette fordi investeringskostnadene utsettes i tid og fordi nærmere utredninger kan gjøre det mulig å finne mer kostnadseffektive løsninger for å redusere sårbarheten på dobbeltkursen.

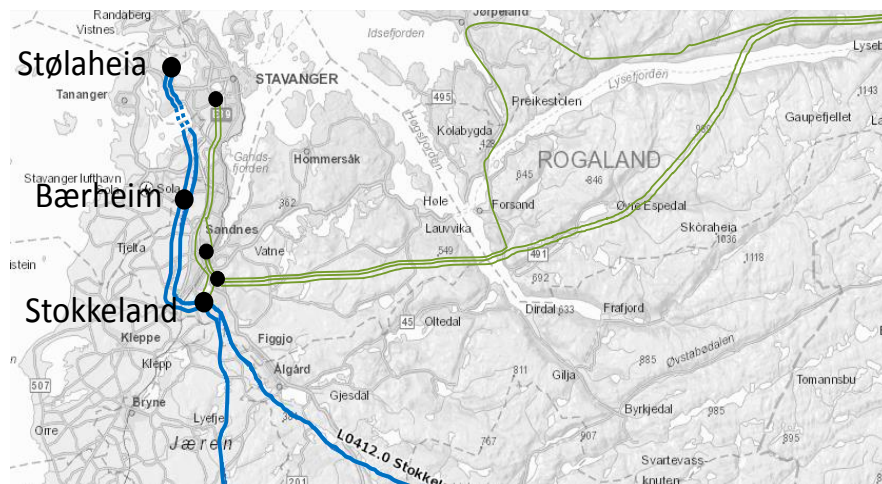
Hvis vi på sikt skal oppnå samme forsyningsikkerhet med Lyse-Stokkeland/Bærheim som Lyse-Stølaheia må vi også ha to uavhengige forbindelser mellom Bærheim og Stølaheia stasjon. Kartet under viser Nord-Jæren med dagens 300 kV- og 132 kV-ledninger inntegnet. Området markert i rødt er tett bebygget og en ny forbindelse vil sannsynligvis medføre kabling på hele eller deler av strekningen. En slik oppfølgingsinvestering kan innebære betydelige investeringskostnader, men også ha en nytteside

knyttet til reduserte avbruddskostnader og mulig arealfrigjøring i Madla-Revheimområdet ref kap 9.1 i behovsanalysen.



Figur 10 Kart over Nord-Jæren. 300 kV ledninger i blått og 132 kV nett i grønt. Kilde: Statnett

Alternativt kan tiltak i regionalnettet bidra til å redusere sårbarheten på dobbeltkursen i Lyse-Stokkeland. I Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia har vi lukket denne muligheten. Som beskrevet i kapittel 2.5 i behovsanalysen er kapasiteten på dagens 132 kV-ledninger inn til Ullandhaug allerede fullt utnyttet. Ved å øke kapasiteten i regionalnettet mellom Stokkeland og Ullandhaug vil vi redusere konsekvensen ved en feil på dobbeltkursen ved at mer forbruk kan forsynes fra Stokkeland via regionalnettet. Hvor mye av forbruket som kan dekkes via regionalnettet avhenger av kapasitetsøkningen. Å dimensjonere regionalnettet slik at det har full reserve for utfall av dobbeltkursen vil imidlertid kreve mange regionalnettforbindelser og trolig bli kostbart. Det er likevel viktig å vurdere om tiltak i regionalnettet er samfunnsøkonomisk lønnsomt for å bedre forsyningsikkerheten i den videre utviklingen av nettet nord for Stokkeland.



Figur 11 Illustrasjon av 132 kV ledningene nordover til Ullandhaug (grønt)

I Lyse-Stølaheia kan økt transittbehov nødvendiggjøre tiltak i nettet sørover

I Lyse-Stølaheia er det usikkert om vi kan håndtere transittbehovet gjennom Stavanger på lang sikt. Det økte overføringsbehovet i dette konseptet kan gjøre det nødvendig å oppgradere eksisterende 300 kV-dobbelkurs mellom Stølaheia og Stokkeland før reinvesteringstidspunktet på 2060-tallet. Til sammenlikning forventer vi ikke at økt overføringsbehov blir utløsende for oppgradering av dobbeltkursen med Lyse-Stokkeland/Bærheim som et første trinn. Dette fordi forbindelsene gjennom byen kun skal håndtere forsyningen til forbruket nord for Stokkeland og ikke transitten fra Vestre korridor.

Som for oppfølgingsinvesteringen i Lyse-Stokkeland/Bærheim må en oppgradering videre sørover fra Stølaheia trolig legges i kabel på størsteparten av strekningen mellom Stølaheia og Bærheim. Fordi overføringsbehovet blir større når vi starter med Lyse-Stølaheia, vil kablingskostnaden trolig bli større i dette alternativet enn i Lyse-Stokkeland/Bærheim målt i reelle kroner.

Lyse-Stokkeland som første trinn gir flest muligheter for å utvikle stasjonsstrukturen på Nord-Jæren

Med nært forestående reinvesteringsbehov i samtlige stasjoner er det relevant å undersøke om dagens stasjonsstruktur er hensiktsmessig eller om den samfunnsøkonomisk lønnsomheten kan øke ved å optimalisere strukturen. Dette kan innebære å endre geografisk plassering og/eller å redusere antall transmisjonsnettstasjoner.

I dag er det tre transmisjonsnettstasjoner på Nord-Jæren: Stokkeland, Bærheim og Stølaheia.

Hvilket konsept vi beslutter for ny ledning fra Lyse påvirker muligheten til å endre stasjonsstrukturen dersom videre utredninger viser at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det innebærer at verdien av realopsjonene knyttet til stasjonsstruktur varierer mellom konseptene. Hvorvidt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å beholde eller endre dagens stasjonsstruktur er usikkert og bør utredes nærmere. Punktlisten under oppsummerer vår vurdering av fleksibilitet i de ulike konseptene knyttet til stasjonsstruktur.

Lyse-Stokkeland gir størst fleksibilitet:

- Konseptet holder muligheten åpen for å vurdere hvor den nordligste transmisjonsnettstasjonen skal ligge. Plassering av den nordlige stasjonen påvirker lednings- og kabelkostnaden inn til stasjonen samt selve stasjonskostnaden, men også kostnadene i regionalnettet. Vi mener verdien av fleksibilitet i nord er særlig stor fordi det er her kostnadene med å komme frem med nett er størst.
- Konseptet gir mulighet til å velge om vi skal ha tre stasjoner som i dag eller om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å redusere antall stasjoner.
- En alternativ løsning kan være å etablere en ny transmisjonsnettstasjon nord for Bærheim stasjon, hvilket kan gjøre det mulig å sanere eksisterende Bærheim stasjon og bygge om Stølaheia stasjon til en regionalnettstasjon.

Lyse-Bærheim gir mindre fleksibilitet i stasjonsstrukturen:

- Konseptet låser oss i større grad til tre stasjoner på Nord-Jæren. Dette fordi eksisterende Bærheim stasjon ikke ligger langt nok nord til å være en god plassering for den nordligste transmisjonsnettstasjonen og ikke langt nok sør til å erstatte Stokkeland stasjon. Dermed vil det sannsynligvis ikke være mulig å redusere antall transmisjonsnettstasjoner.
- Hvor stor fleksibilitet konseptet gir avhenger av om det er tilstrekkelig å bygge om Bærheim stasjon for å ta imot Lyse-ledningen eller om vi må bygge en ny stasjon. Ved en ombygging har vi større fleksibilitet til å endre stasjonsstrukturen i forbindelse med den forventede totalombyggingen av Bærheim stasjon i 2035. Dersom vi må bygge ny Bærheim stasjon med en gang, vil kostnaden ved å endre stasjonsstrukturen være langt høyere og vi har i praksis låst den eksisterende stasjonsstrukturen.

Lyse-Stølaheia gir færre muligheter til å endre stasjonsstrukturen:

- Ved å velge Stølaheia som første stasjon låser vi plasseringen av den nordligste transmisjonsnettstasjonen og gir dermed bort mye av fleksibiliteten i nord hvor kostnadene ved å bygge nytt nett er høyest.
- Det er mulig vi kan redusere antall stasjoner ved å sanere Bærheim stasjon.

4.3 Økt transformeringskapasitet i Lysebotn kraftverk kan øke lønnsomheten av konseptene

Økt transformeringskapasitet i Lysebotn kraftverk kan øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av en ny ledning inn til området i form av reduserte tap. Dette representerer en mulig samfunnsøkonomisk lønnsom oppfølgingsinvestering i alle våre utbyggingsalternativer. Vi bør utrede muligheten nærmere både med tanke på nytte- og kostnadsvirkninger, men også gjennomførbarhet.

Lysebotn II kraftverk har anleggskonsesjon på en løsning der ett aggregat produserer mot regionalnettet, mens det andre aggregatet produserer mot 420 kV. Begrunnelsen for den

konsesjonsgitte løsningen er at Lysebotn kraftverk i dag er svært viktig for forsyningssikkerheten til Sør-Rogaland (1). Denne tilkoblingsløsningen ligger til grunn for vår analyse.

Dersom vi kan øke transformeringskapasiteten i Lysebotn kraftverk, vil vi få større fleksibilitet til å velge om produksjonen i Lysebotn skal leveres opp på 420 kV eller på 132 kV inn mot Stavanger og Sandnes. Tilsvarende fleksibilitet kan vi oppnå dersom det ene aggregatet i Lysebotn II legges direkte mot 420 kV, mens det andre aggregatet blir liggende mot 132 kV. En slik fleksibel løsning gjør det mulig å ha Lysebotn liggende mot transmisjonsnettet nesten hele tiden, slik at vi reduserer overføringstapene. En grov vurdering tilsier tapsbesparelse i størrelsesorden 200 MNOK i nåverdi. Samtidig vil det fortsatt være mulig å legge ett aggregat mot regionalnettet i periodene med høyest last, slik at vi unngår å havne utenfor N-1.

En slik løsning er i prinsippet mulig både i nullalternativet og i skiftalternativene. Siden kraftverket er viktig for forsyningssikkerheten i nullalternativet, må det imidlertid være koblet mot regionalnettet en høyere andel av tiden og tapsbesparelsene blir dermed mindre. Vi vurderer verdien av denne opsjonen å være liten i nullalternativet og stor i alle utbyggingskonseptene.

4.4 Verdien av å utsette idriftsettelse (vente og se) er i praksis lik null i konseptene

Under forutsetningen om videre forbruksvekst har vi sett at det ikke er et spørsmål om man skal investere, men når. Vi har lagt til grunn at alle tiltakene kan være ferdig i slutten av 2022. Investeringsbeslutning må da bli tatt rundt 2018 forutsatt 4 års byggetid. I det følgende drøfter vi fordeler og ulemper ved en senere investeringsbeslutning for ledningen fra Lyse til Stølaheia, Stokkeland eller Bærheim enn 2018.

Fordelene ved å utsette tiltak er i hovedsak knyttet til muligheten for å avdekke ny informasjon om behov, kostnader og nytte samt kapitalgevinst. Mer informasjon om forbruksutviklingen vil for eksempel kunne redusere usikkerheten knyttet til størrelse på avbruddskostnader, risiko for brudd på N-0 og lønnsomheten av alternative tiltak. Vi har ikke identifisert milepæler som er avgjørende for beslutningen. Innføring av automatiske strømmålere i 2019 og effekttariffering de nærmeste årene kan redusere lønnsomheten av nettinvesteringen. På nåværende tidspunkt vet vi ikke hvordan nye målere og effekttariffer faktisk vil påvirke effektbehovet i regionen. Fire års byggetid og et ønske om kjennskap til effekten tilsier isolert sett at vi bør utsette investeringsbeslutning til tidligst 2020.

Ulempene ved å utsette idriftsettelse av ledningen fra Lyse er flere. I hovedsak er de knyttet til reduserte nytteverdier og risiko for brudd på N-0. I behovsanalysen viste vi at det er stor usikkerhet knyttet til tidspunktet for når utkobling av forbruk ved intakt nett inntreffer. Analysene indikerer at vi kan komme i en slik situasjon allerede på midten av 2020-tallet, og kanskje enda tidligere. Sannsynligheten for at dette skal skje er ukjent. Det er også vanskelig å anslå hvor mange timer forbrukerne i området vil være uten strøm og hvor stort utfallet vil være i MW i et slikt tilfelle.

Reinvesteringsbehov i Stokkeland stasjon på kort sikt utgjør en sentral milepæl som gjør at kapitalgevinsten av å utsette Lyse-Stokkeland er liten uavhengig av usikkerhet i avbruddskostnader. For å holde stasjonen i drift fra 2023-2028 forventer vi at det påløper det en kostnad på rundt 160 MNOK i reelle kroner innen 2023 og ytterligere 100 MNOK for drift utover 2028. I tillegg blir unngåtte avbruddskostnader og reduserte tap lavere jo lengre vi venter. De første årene er endret handelsbegrensning på mellomlandsforbindelsene ved en utsettelse trolig liten, gitt at det er mulig å utsette revisjoner i enkelte deler av nettet. Vi har ikke tilstrekkelig informasjon til å vurdere når konsekvensen av handelsbegrensningene ved en utsettelse begynner å få vesentlig betydning.

Som diskutert i ovenstående kapittel finnes det trolig lønnsomme oppfølgingsinvesteringer. Utsatt idriftsettelse av den første ledningen vil alt annet likt trekke i retning av redusert opsjonsverdi for disse investeringene.

Videre mener vi tiltak som reduserer sannsynligheten for hendelser med svært omfattende negative konsekvenser har en tilleggsverdi. Allerede i dag vurderer vi forsyningssituasjonen i Sør-Rogaland som kritisk. Selv om sannsynligheten for svært omfattende konsekvenser er lav, er den ikke neglisjerbar.

I Energimeldingen argumenterer OED for at de negative virkningene av å være for sent ute med investeringer i transmisjonsnettet er store. Normalt er konsekvensene av å investere for lite eller for

sent, større enn å investere for mye. Dette erstatter likevel ikke en grundig samfunnsøkonomisk analyse. I en drøfting av riktig tidspunkt for investering tillegges vi likevel dette vekt slik situasjonen er i Sør-Rogaland.

Vi mener at ulempene med å vente og se samlet sett er større enn fordelene. Opsjonsverdien er ikke positiv for noen av utbyggingskonseptene. Selv om vi tar konseptvalg nå og søker konsesjon 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.

4.5 Omlegging av produksjonen fra Lysebotn 2 på 132 kV-nettet er trolig lite lønnsomt

Nye Lysebotn II har konsesjon til å mate kraften fra ett aggregat mot 132 kV-nettet og ett aggregat mot 420 kV-nettet. I mulighetsstudien kapittel 3.1 viste vi at dersom vi i stedet kobler begge aggregatene mot 132 kV-nettet, reduseres overføringsbehovet i transmisjonsnettet. Tidspunktet for utkobling av forbruk med intakt nett utsettes med om lag fem år og ytterligere tre-fire år dersom vi kan heve spenningen i regionalnettet. Dette gir større mulighetsrom for å utsette Lyse-ledningen. Vår vurdering er likevel at verdien av å gjennomføre dette tiltaket ikke har en stor netto nytteverdi, og at denne kanskje er negativ. Dette fordi en slik omlegging kan være dyr og fordi tiltaket trolig ikke kan ferdigstilles tidnok. I den grad tiltaket er lønnsomt, vil det være for å utsette Lyse-Stølaheia, hvor en utsettelse gir størst kostnadsbesparelser.

Å mate all produksjon fra Lysebotn II over på 132 kV-nettet innebærer at vi må øke kapasiteten i regionalnettet tidligere enn forutsatt i nullalternativet. Denne forskutteringskostnaden anslo vi til en nåverdi på 210 MNOK i mulighetsstudien. Å transportere kraft over store avstander i 132 kV-nettet gir økte tap sammenliknet med å bygge en ny ledning inn til området, noe som reduserer tapene. Vi tror også at en omlegging kan påføre kraftutbygger og Lyse Elnett økte kostnader forbundet med tiltak i kraftverket og regionalnettstasjonene.

Av hensyn til at vi ikke bør utsette idriftsettelse, må tiltaket kunne realiseres like tidlig som en ny ledning fra Lyse planlegges idriftsatt. Vi tror dette kan bli utfordrende da både ombyggingen av Lysebotn 2 og nye regionalnettleddninger krever konsesjon.

5 Fordelingsvirkninger

Selv om et tiltak er lønnsomt for samfunnet samlet sett vil enkelte grupper kunne bli berørt negativt og positivt. Ofte er det interessekonflikter mellom ulike berørte parter knyttet til infrastrukturprosjekter. Hensikten med dette kapitlet er å fremheve hvordan virkningene fordeler seg på ulike aktører i samfunnet. Det er særlig viktig å vurdere om enkelte aktører kommer dårlig ut, og muligheten for eventuelle tiltak.

Fordelingsvirkninger tillegges ikke vekt ved rangeringen av konseptene. I praksis må vi avgrense antall berørte grupper, men søker å inkludere virkninger på grupper der de er av et visst omfang og betydning. I denne analysen er det særlig tariffregelverket og kostnadsfordeling mellom regionalnett og transmisjonsnett som kan være av betydning. I tillegg kommer konsekvensene av naturinngrepene, men de går vi ikke nærmere inn på her. De vil bli vurdert i konsesjonsprosessen.

5.1 Økning i ordinært tariffgrunnlag innebære en omfordeling fra forbrukskunder i hele landet til forbrukskunder i Rogaland

Investeringer i transmisjonsnett medfører isolert sett økt tariffgrunnlag som blir fordelt på kundene i transmisjonsnett i henhold til tariffregelverket. Investeringskostnadene bidrar til økt tariff, mens for eksempel reduserte overføringstap virker i motsatt retning. Vanligvis innebærer dagens tariffregelverk at det økte tariffgrunnlaget som følger av investeringer i transmisjonsnett bæres av forbrukskunder i transmisjonsnettet. Økte tariffier rammer dermed ikke nødvendigvis de som har nytte av investeringene.

5.2 Kostnader i regional- og transmisjonsnett

Konseptene kan innebære ulikt investeringsnivå i transmisjonsnettet og regionalnettet. Investeringene kan også oppstå på ulike tidspunkt. Fordelingen av kostnader kan derfor bli forskjellig mellom Statnett og Lyse Elnett, og dermed også for kundene i nettet avhengig av konseptvalget.

Kilder

1. **SSB.** Folkemengde om befolkningsendringer. [Internett]
<https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/saveselections.asp>.
2. **Statnett.** *Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2016-2040.* 2016.
3. **Pøry og SINTEF.** *Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd og spenningsforstyrrelser.* s.l. : Energi Norge, 2012.
4. **THEMA Consulting Group.** *KILE for husholdninger .* 2015. 978-82-93150-82-4.
5. **Pøry.** *Avbruddskostnader i Sätnetts investeringsanalyser.* 2014.
6. **Statnett.** Referat fra telefonsamtale: tiltak i Bærheim stasjon. *Epost fra John Arild Breimo.* [Internett]
26 09 2016.
7. **Lyse Elnett.** *Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2011-2030 Hovedrapport.* Stavanger : Lyse Elnett, 2011.

Vedlegg

Denne delen beskriver metoden som er benyttet i de ulike delene av analysen og gir mer detaljer om enkelte beregninger vi har brukt i analysen.

Vedlegg 1 Samfunnsøkonomisk analyse – metode og forutsetninger

En samfunnsøkonomisk analyse skal i størst mulig grad fange opp alle typer virkninger for alle grupper i samfunnet som blir berørt av et tiltak. Samfunnsøkonomiske analyser viser om tiltak *totalt* sett er lønnsomme for samfunnet eller ikke, samt gjør det mulig å rangere og prioritere mellom ulike tiltak. I tillegg til å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av tiltakene i kroner, vurderer man i hvilken grad virkninger som ikke lar seg verdsette i kroner bidrar til å gjøre tiltaket mer eller mindre lønnsomt for samfunnet.

Den samfunnsøkonomiske analysen i denne rapporten benytter metodikk i tråd med krav i OEDs veileder for konseptvalgutredninger (2013) og Finansdepartementenes rundskriv (R-109/2014). Vi har også hentet inspirasjon fra Direktoratet for økonomistyrings veileder i samfunnsøkonomiske analyser.

Generelle forutsetninger

Alle virkninger er diskontert med fire prosent reelt før skatt. Alle diskonterte kronebeløp er avrundet til nærmeste 10 millioner kroner og oppgis i 2016-kroner. Analyseperioden er 40 år. Alle tall er diskontert ned til 2016-nivå.

Investeringskostnader

I KVVU-fasen skal konseptene være et minimum for å møte behov. Usikkerhet skal ikke inkluderes i basisestimatet. Som hovedregel skal følgende legges til grunn i basisestimatet:

- Standard teknologi (både ledning og stasjon)
- Luftledning skal legges til grunn med mindre kabel er eneste løsning
- Tverrsnitt skal være dupleks (om ikke kapasitetsmessige hensyn og andre ledninger i området gir behov for tripleks)
- Antall km ledning skal være det antall som antas å være billigst mulig og gjennomførbar basert på kartstudie
- I basis legger vi til grunn nye stasjoner når konseptet inneholder helt nye stasjoner eller totalombygging av stasjon. Dersom innføring av 420 kV i et område medfører at det bygges et 420 kV-anlegg i tilknytning til eksisterende stasjon velges ombygging av stasjon.

Investeringskostnadene som benyttes i alternativanalysen er i hovedsak forventningsverdier. Unntaket er regionalnettkostnader vi selv har estimert samt kostnader knyttet til Dugeringen, hvor vi benytter basisestimat.

Forventningsverdiene er basisestimer justert for usikkerhet. Det vil si at vi først estimerer basisestimat før vi justerer disse for forhold som kan påvirke estimatet i positiv og negativ retning (opp- og nedside). Vi gjør da en vurdering av utfallsrommet rundt basisestimatet som følge av de antatt viktigste kostnadsdriverne. Vi har i hovedsak vurdert usikkerhet i mengde (km) på ledning, vanskelighetsgraden i terrenget, hvorav sistnevnte påvirker enhetsprisene. For stasjon har vi vurdert usikkerheten knyttet til stasjonsomfang. Vi har også foretatt en vurdering av usikkerheten i enhetsprisene i estimeringsvertoyet sett opp mot erfaringsdata. Forventningsverdier tar høyde for at det er en viss sannsynlighet for både opp- og nedside.

Beregning av overføringstap

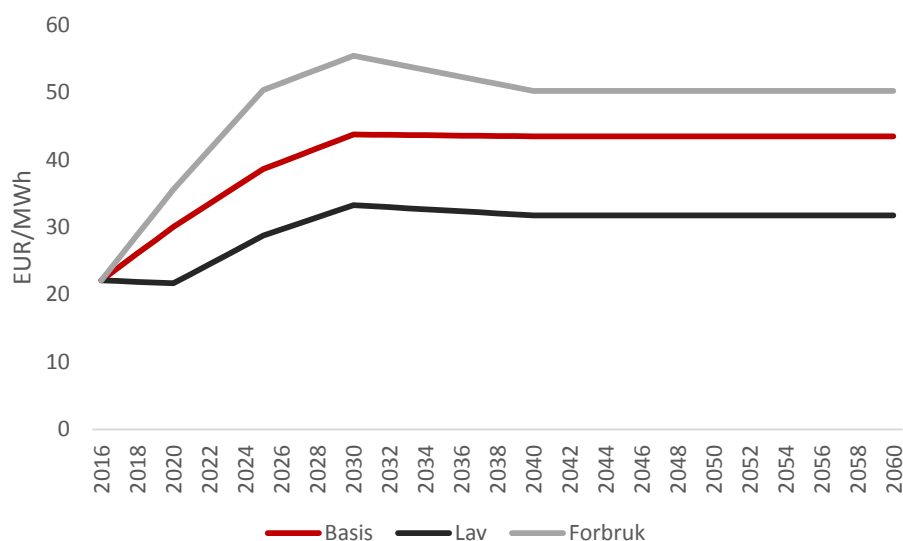
Overføringstapene er beregnet med bruk av Samlast-modellen. Her er Statnetts basisdatasett lagt til grunn for norsk og nordisk kraftflyt i 2020 og 2030. Vi har justert kraftflyten i modellen basert på vår forventning til framtidig forbruksutvikling i Sør-Rogaland. For å få en årlig prognose på overføringstap har vi gjort en lineær interpolering mellom 2020 og 2030. Etter 2030 har vi holdt tapene konstant.

Fordelingsvirkninger

2016

Vi har benyttet våre langsiktige markedspriser på kraft som grunnlag for kalkulasjonsprisen på overføringstap. Her legger vi til grunn Statnetts syn på utviklingen i kraftpriser gjennom analyseperioden. For mer informasjon om prisene og forutsetninger se Statnetts langsiktige markedsanalyse (2). Markedsprisen representerer trolig et minimumsnivå for den samfunnsøkonomiske kostnaden av overføringstap. For eksempel indikerer elsertifikatprisene at betalingsviljen for ny fornybar kraft kan være større enn markedsprisen.

Under er prisene vi har brukt for å verdsette overføringstapet. Fra den langsiktige markedsanalysen har vi sett på prisenivå i 2020, 2025, 2030 og 2040. For å få en årlig kontantstrøm har vi gjort en lineær interpolering. Etter 2040 har vi holdt prisen konstant ut analyseperioden.



Figur 12 Kraftpriser brukt i beregningen av overføringstap

I analysen har vi brukt en langsiktig valutakurs på 9,8, som tilsvarer terminkurs for 2020 hentet fra Syspower i september 2016.

Beregning av avbruddskostnader

Avbruddskostnadene vi har benyttet i analysene kan deles inn i to komponenter, avbrudd som følge av feil og utfall som følge av utkobling med intakt nett. I dette kapittelet beskriver vi fremgangsmetodene vi har benyttet for å beregne bidragene fra hver av disse komponentene,

Fremgangsmetoden for beregning av avbruddskostnader ved feil kan oppsummeres i fire trinn

For hvert alternativ (nullalternativet samt alle skiftalternativ og sensitiviteter) utførte vi følgende trinn:

1. Opprette prognoserte flytvarighetskurver for de ulike årene i analyseperioden. I analysene har vi benyttet en analyseperiode med varighet 40 år med startår i 2023. Flytvarighetskurvene ble beregnet for hvert femte år i denne perioden, og vi beregnet verdier for årene i mellom disse årene ved å interpolere. For småkraften fantes det ikke registrerte produksjonsdata. Derfor representerte vi denne ved hjelp av en syntetisk serie basert på en tilsigsserie fra NVE.
2. Opprette et antall lastflytmodeller som representerer kraftsystemet i området for ulike nivåer av flyt inn til området
3. Beregne avbruddskostnader for hvert flytnivå, inkludert effekten av driftstiltak etter feil
4. Bruke de prognoserte flytvarighetskurvene til å regne om resultatene for de ulike flytnivåene til resultater for de ulike årene i analyseperioden

Hvert av trinnene er beskrevet i nærmere detalj nedenfor.

1. *Opprette prognoserte flytvarighetskurver for de ulike årene i analyseperioden*

Det første vi gjorde i arbeidet med å beregne avbruddskostnader var å hente ut historiske tidsserier for flyt på linjene inn til området og for produksjon i kraftverkene i området. Tidsseriene vi benyttet hadde timesoppløsning og en varighet på elleve år⁵. Ved hjelp av tidsseriene for lokal produksjon og flyt på ledningene inn til området kunne vi så lage tidsserier for forbruket i området.

Tidsseriene vi hadde hentet ut inkluderte både effekten av at forbruk og produksjon varierer med temperatur og vær, samt effekten av at forbruket i området har økt gjennom perioden som tidsseriene stammet fra. For de videre analysene ønsket vi å fjerne den siste effekten, slik at vi i stedet fikk tidsserier som kun inkluderte variasjonen som følge av ulike klimatiske år, referert forbruksnivået og produksjonsapparatet i ett og samme år i analyseperioden. Vi gjorde derfor en justering av de historiske tidsseriene til 2015-nivå, før vi gjentok prosessen for de øvrige årene i analyseperioden.

Justeringen besto av følgende trinn:

- Først ble forbrukstidsseriene justert opp til 2015-nivå ved å multiplisere de registrerte forbruksverdiene innenfor hvert år med et prosenttall som anga forholdet mellom det estimerte maksforbruket⁶ i det aktuelle året og det estimerte maksforbruket i 2015.
- Produksjonstidsseriene ble også justert til 2015-nivå ved at verdiene for enkelte kraftverk ble skalert for å ta høyde for endring i installert effekt, mens kraftverk som har kommet til i løpet av tidsperioden fikk lagt til samplede verdier for årene der det ikke fantes registrerte data for det aktuelle kraftverket.
- Forbruks- og produksjonstidsseriene ble så kombinert til å gi en korresponderende tidsserie for flyten på transmisjonsnettledningene inn til området

For de ulike årene i analyseperioden gjorde vi tilsvarende justering av forbruksdataene med prosentsatser som refererte til prognosert maksforbruk for det aktuelle året. For produksjonsdataene gjorde vi ingen ytterligere justering, siden produksjonsapparatet var forutsatt å være det samme gjennom hele perioden. Etter at dette var gjort sto vi igjen med korresponderende tidsserier for produksjon, forbruk og flyt inn til området referert til alle de ulike årene⁷ i analyseperioden. Ved å sortere seriene etter synkende flyt fikk vi flytvarighetskurver for hvert år.

2. Opprette lastflytmodeller for ulike flytnivåer

Når vi skal beregne forventede avbruddskostnader for en fremtidig periode ønsker vi å ta utgangspunkt i flytsituasjoner som i størst mulig grad er representative for flytsituasjonene som vil inntreffe i perioden. For å etterstrebe dette opprettet vi et tjuetalls forskjellige lastflytmodeller som hver representerte et gitt flytnivå på ledningene inn til området. Hver av modellene ble basert på korresponderende forbruks- og produksjonsverdier fra tidsseriene som var opprettet i forrige trinn. Med denne fremgangsmetoden får vi i ganske stor grad fanget opp hvordan produksjonen i ulike kraftverk vil variere og hvordan dette vil være korrelert med variasjoner i forbruksnivået. For flytnivåene høyere enn dagens maksnivå opprettet vi lastflytmodeller ved å trekke ut produksjonsverdier fra tidsseriene og så tilpasse forbruksnivået til å gi ønsket flytnivå.

3. Beregne avbruddskostnader for hvert flytnivå

Avbruddskostnadene på hvert flytnivå ble så beregnet i følgende to trinn:

Først gjennomførte vi en utfallsanalyse for å beregne konsekvensen av ulike feilhendelser for hvert av flytnivåene representert ved de ulike lastflytmodellene omtalt i forrige avsnitt. Disse analysene ble utført ved hjelp av et egenutviklet analyseverktøy som simulerer driften av nettet ved feilhendelser.

⁵ Data hentet fra perioden 2005-2015

⁶ Maksforbruket i området for hvert år (historisk og prognosert) er estimert av Lyse Elnett og tilsvarer forbruket i en høylasttime på morgenen etter en tredøgnsperiode med middeltemperatur på -13°C i det aktuelle året. Fremgangsmetoden for beregning av temperaturkorrigert maksforbruk er beskrevet i et eget vedlegg til behovsanalysen.

⁷ Merk at et "år" her ikke er en prognose for ett konkrete år, men tilsvarer et utfallsrom for det stadiet i utviklingen.

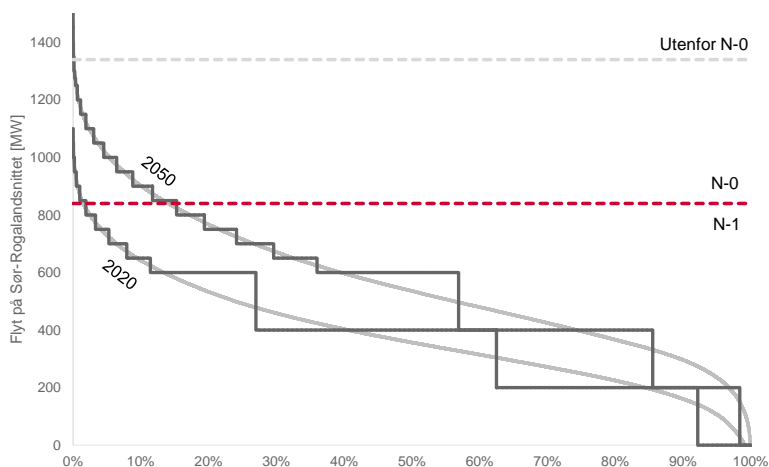
Ved hjelp av dette analyseverktøyet er det mulig å inkludere virkningen av driftstiltak som iverksettes for å avbøte konsekvensene av utfall i nettet. Etter å ha utført disse analysene sto vi igjen med resultater for avbrutt effekt før og etter driftstiltak for alle enkeltutfall av kraftledninger og transformatorer i området for hvert av de ulike flytnivåene. I tillegg til enkeltutfallene beregnet vi også avbrutt effekt for noen utvalgte dobbeltutfall⁸ samt utfall av hele stasjonen i Stokkeland og Bærheim.

I neste trinn kombinerte vi så disse resultatene med feilrater og -varigheter for de ulike typene av feilhendelser⁹ samt KILE-satser for ulike forbruksgrupper for å gi forventede avbruddskostnader for hvert av flytnivåene.

4. Regne om resultatene for de ulike flytnivåene til resultater for ulike år i analyseperioden

Etter de første tre trinnene av prosessen hadde vi fått beregnet forventede avbruddskostnader for hvert av flytnivåene vi hadde opprettet lastflytmodeller for i trinn to. Hvert av disse resultatene representerte hva de forventede avbruddskostnader ville vært dersom flytsituasjonen hadde vært konstant lik den aktuelle flytsituasjonen gjennom hele analyseperioden. Neste steg var så å kombinere resultatene for de ulike flytnivåene for å passe overens med hvordan flyten inn til området forventes å variere gjennom perioden.

For å gjøre dette tok vi utgangspunkt i de justerte flytvarighetskurvene for de ulike årene i analyseperioden som vi hadde beregnet i trinn én. Hver av disse prognoserte flytvarighetskurvene ble så tilnærmet med hver sin diskrete "trappetrinnfunksjon". Figuren nedenfor viser flytvarighetskurver for tre år i perioden med tilhørende trappetrinnfunksjoner. Figuren viser også hvordan vi benyttet høyest oppløsning for de høyeste flytnivåene der vi forventer hovedtyngden av avbruddskostnadene, og lavere oppløsning for de lavere flytnivåene.



Figur 13: Flytvarighetskurver for to år i analyseperioden med tilhørende trappetrinnfunksjoner

Hvert trinn i trappetrinnfunksjonene representerer et av de ulike flytnivåene som vi hadde opprettet lastflytmodeller og beregnet avbruddskostnader for. Bredden på hvert trappetrinn representerer hvor stor andel av tiden det aktuelle flytnivået forventes å utgjøre for det aktuelle året i analyseperioden.

⁸ Dobbeltutfall refererer til utfall av to eller flere komponenter samtidig. Det er langt mer komplisert å beregne konsekvensen av dobbeltutfall enn for enkeltutfall. Sannsynligheten for dobbeltutfall er også generelt lav sammenliknet med enkeltutfall, derfor prioriterer vi ofte ikke dobbeltutfall i analyser. I denne studien har vi imidlertid valgt å beregne konsekvensen av noen utvalgte dobbeltutfall der konsekvensen var forventet å være spesielt høy og der dette vil skille mellom alternativene.

⁹ Feilrater- og varigheter ble beregnet basert på 14 års feilstatistikk for hele Norge fordelt på komponenttype, spenningsnivå og årstid. For transmisjonsnettledningene inn til området ble det foretatt en Bayesiansk justering av feilratene basert på observerte feil på de aktuelle ledningene. For de øvrige størrelsene ble det brukt gjennomsnittsverdier for hele landet.

Etter hvert som forbruket stiger utover i analyseperioden vil vi få en forskyvning av varighetskurven slik at de høyere flytnivåene utgjør en stadig større andel av tiden.

Ved å vekte forventede avbruddskostnader for hvert flytnivå med en prosentandel tilsvarende bredden på hvert trappetrinn kunne vi så regne om avbruddskostnadene for hvert flytnivå til forventede avbruddskostnader for hvert år i analyseperioden. Til slutt beregnet vi samlet nåverdi av avbruddskostnadene for hele analyseperioden.

Alle trinnene i prosessen ble så gjentatt for alle skiftalternativene og sensitivitets-scenariene. Ved å benytte de forventede avbruddskostnadene kan vi vurdere forskjell i forsyningssikkerheten mellom de ulike alternativene og beregne gevinsten av de ulike netttiltakene vi vurderte i studien.

Vi legger inn flere systemvern i beregningene enn det vi har i dag

I kapittel 2.3 i behovsanalysen beskrev vi dagens systemkobling i Stokkeland stasjon hvor forbruk kobles ut automatisk ved utfall av Tonstad-Stokkeland. Med den forbruksutviklingen vi beskriver i kapittel 6 vil ikke dette være tilstrekkelig for å håndtere utfall i framtida. I avbruddskostnadsberegningene legger vi derfor til grunn at det innføres flere systemvern i nettet enn det vi har i dag. Vi har ikke tatt hensyn til hvilke eventuelle driftsmessige komplikasjoner dette kan føre med seg.

Avbrudd som følge av utkobling med intakt nett kan beregnes direkte fra flytvarighetskurvene og kapasitetsgrensen i nettet

Avbrudd som følge av utkobling med intakt nett inntreffer når vi overstiger N-0-grensen og er nødt til å koble ut forbruk for å unngå spenningskollaps i området. Fremgangsmetoden for beregning av avbruddskostnader med intakt nett er langt enklere enn beregningen av avbruddskostnader ved feil.

For å beregne avbruddskostnader med intakt nett tok vi utgangspunkt i de prognoserte flytvarighetskurvene beskrevet i trinn 1 i fremgangsmetoden for beregning av avbruddskostnader ved feil. Ved hjelp av disse flytvarighetskurvene og N-0-kapasitetsgrensen for hvert alternativ kunne vi finne direkte hvor mange timer og hvor mange MWh av flytvarighetskurven som vil overstige N-0-grensen for hvert av årene i analyseperioden. Dette MWh-tallet ble så kombinert med en KILE-kostnad basert på antagelser om forbruksfordeling på ulike grupper, fordeling av avbruddene på tid på året og døgnet og tidsintervall for rullerende utkobling. Dette er beskrevet i videre detalj nedenfor. Til slutt gjorde vi en nåverdiberegning av de samlede avbruddskostnadene for hele analyseperioden.

Kostnadene forbundet med avbrudd avhenger av hvilke kunder som mister strømmen, varigheten på avbruddet og når på året avbruddet skjer.

I denne analysen har vi brukt avbruddssatsene som ble estimert i et forskningsprosjekt av Pöyry og SINTEF (2). Dette er de samme satsene som NVEs KILE-satser, med unntak av satsene for husholdninger. Thema og Vista har på oppdrag fra NVE gjort en vurdering av resultatene fra forskningsprosjektet og om de gir grunnlag for å endre dagens KILE-satser (3). Konklusjonen deres er at resultatene fra forskningsprosjektet er metodisk bedre enn det som ligger til grunn for NVEs KILE-satser, men at resultatene er forbundet med stor usikkerhet. Dette blant annet fordi det er lave estimater for 1-2 timers avbrudd. Thema og Vista anbefaler å gjennomføre nye verdsettingsanalyser som grunnlag for nye KILE-satser.

Basert på historisk feilstatistikk og prognosene for fremtidig kraftflyt forventer vi at 90 prosent av alle avbrudd skjer på vinteren, og hovedsakelig på dagtid. I Sør-Rogaland er 40 prosent av forbruket knyttet til husholdninger. Avbruddssatsene knyttet til husholdninger er vesentlig lavere enn for andre forbruksgrupper. Dette gjør at vi får relativt lave kostnader for avbrudd sammenliknet med om vi hadde lagt til grunn en forbruksmikse med større grad av industri eller handel og tjenester. Dette gir en sats på om lag 30-40 kr/kWh avhengig av lengden på avbruddet. Vi har realprisjustert satsene i tråd med forventet produktivitetsvekst på 1,4 prosent per år (4).

Vi klarer ikke i våre beregninger å ta hensyn til at kostnaden ved et avbrudd er avhengig av forbruksmiksen i punktet i nettet som rammes. Samtidig har vi en lang tidshorisont, og det er ikke gitt at dagens forbrukssammensetning under de ulike punktene er representativ for de neste førti årene. I lys av dette mener vi at tilnærmingen med å bruke den generelle forbruksmiksen for hele Sør-Rogaland er rimelig.

Vi legger til grunn rullerende utkobling av forbruk når vi regner på utkoblingskostnader

I beregningene av kostnadene ved langvarige feil og utkobling av forbruk med intakt nett har vi antatt rullerende utkobling av forbruk, slik at ingen sluttbrukere ligger utkoblet i mer enn fire timer av gangen. Vi har derfor benyttet de samme avbruddssatsene som vi har brukt ved forbigående feil som varer fire timer.

Ved vurderingen av konsekvenser av alvorlige hendelser i alternativanalysens kapittel 2.3 har vi brukt en gjennomsnittlig timesavbruddsats for et 24 timers avbrudd. Ved disse avbruddshendelsene vil vi ofte ikke ha tilgjengelig reservekapasitet til å kunne kjøre rullerende utkobling, slik at det er rimelig å anta at forbruk vil måtte ligge ute i lengre perioder. Kostnaden vil trolig være en annen for langvarige avbrudd som strekker seg lengre ut i tid enn 24 timer, men vi har ikke grunnlag for å sette en sats som bedre reflekterer samfunnets kostnader ved denne typen avbrudd.

Vi har lagt til grunn at forbruket som kobles ut har en profil tilsvarende fordelingen for hele Sør-Rogaland. Dersom vi antar at det i en situasjon med utkobling av forbruk ved intakt nett er mulig å koble ut det forbruket som er billigst, ville hele utkoblingen bli lagt til forbruk i husholdninger. Da kan vi redusere kostnaden i vårt nullalternativ til om lag 40 MNOK i nåverdi.

I de fleste situasjoner vil vi nok ikke ha muligheten til å velge fritt hvilken forbruksgruppe som skal tas ut, men må heller ta stilling til hvilket område. Da kan innslaget av husholdninger bli både lavere (hvis man kobler næringstungt forbruk i Bærheim stasjon) og høyere (dersom husholdningstungt forbruk i Stølaheia kobles ut).

Tid på døgnet for når en slik situasjon kan oppstå vil også ha mye å si. Kostnaden er høyere dersom det inntreffer på dagtid når forbruket er høyest, enn om det oppstår på dag- eller nattestid. Analysene våre viser at om lag 90 prosent av utkobling av forbruk ved intakt nett vil skje på dagtid.

Dersom det er mulig å varsle utkobling i forkant vil det trolig redusere utkoblingskostnaden. Jo lengre tid i forveien en utkobling kan varsles, jo lengre tid får forbrukerne til å tilpasse seg.

Ved langvarige utkoblingssituasjoner overvurderer vi trolig kostnadene når vi bruker våre avbruddsatser basert på kortvarige avbrudd. Etter hvert som hyppigheten av utkobling av forbruk med intakt nett øker og forbrukerne i området må regne med å bli koblet ut hver vinter, er det andre mekanismer enn de som ligger til grunn for avbruddssatsene som trår i kraft. Dette kan for eksempel være energiomlegging for å redusere overføringsbehovet eller at bedrifter og husholdninger velger å etablere seg andre steder.

Uansett betyr dette at beregningen ovenfor av avbruddskostnader ved intakt nett gir gradvis mindre mening etter hvert som dette blir normalsituasjonen, og tallstørrelsene skal derfor brukes med varsomhet.

Metode for å vurdere Miljøvirkninger

Se vedlegg 1 i Mulighetsstudien

Vedlegg 2 Mulige begrensninger mellom Lysebotn og Tronsholen

Den konsesjonssøkte løsningen for den nye transmisjonsnettledningen fra Lyse innebærer at én av de tre 132 kV-ledningene mellom Lysebotn og Tronsholen rives for å gi plass til den nye 420 kV-ledningen. Med bare to 132 kV-ledninger mellom Lysebotn og Tronsholen kan det oppstå overlaster både med intakt nett og ved utfall ved både sommerlast og vinterlast. Dersom vi viderefører driften med kun to ledninger mellom Lysebotn og Tronsholen uten å iverksette tiltak risikerer vi følgende utfordringer:

Sommerlast:

- Overlast på ledningen Helmikstøl-Tronsholen med intakt nett
- Uakseptable overlaster ved utfall av hver de ulike ledningene på strekningen mellom Lysebotn og Tronsholen

Vinterlast:

- Overlast på Lysebotn-Dalen med intakt nett ved høy produksjon i Lysebotn og Flørli kombinert med høyt forbruk i Dalen og Forsand
- Uakseptable overlaster ved utfall av Lysebotn-Dalen og Helmikstøl-Tronsholen

Analysene våre indikerer at utfordringene med overlast med intakt nett vil forekomme sjeldent. Når det gjelder utfordringene med uakseptable overlaster ved utfall, forventer vi derimot at dette vil være en aktuell problemstilling langt oftere. Analysene våre indikerer at utfall av ledninger vil kunne føre til uakseptable overlaster opptil 30 % av tiden dersom vi ikke iverksetter tiltak.

Det er flere ulike kombinasjoner av tiltak som løser problemene mellom Lysebotn og Tronsholen

Hvilke tiltak som kreves for å løse utfordringene varierer fra ledning til ledning. Noen av utfordringene vil kunne løses ved å skifte ut begrensende endepunkt-komponenter. I andre tilfeller vil det være nødvendig å oppgradere kapasiteten på selve ledningene, bruke spesialregulering eller installere systemvern. Disse tiltakene kan igjen kombineres på ulike måter slik at man får en løsning som fjerner alle utfordringene. Noen slike mulige løsninger er listet opp nedenfor:

- Drifte de gjenværende ledningene mellom Lysebotn og Tronsholen som i dag, benytte spesialregulering for å unngå overlast ved intakt nett og innføre systemvern for å unngå uakseptable overlast ved utfall.
- Drifte ledningene mellom Lysebotn og Tronsholen delt slik at Lysebotn og Flørli mater inn på hver sin 132 kV-ledning, oppgradere endepunkt-komponenter på strekningen Lysebotn-Dalen-Jøssang-Forsand-Tronsholen og om nødvendig benytte spesialregulering av Lysebotn for å unngå overlast på disse ledningene sommerstid
- Endre tilkoblingsløsning for Lysebotn II slik at vi får mulighet til å kjøre kraftverket vekselvis med konsesjonsgitt løsning og med hele produksjonen mot transmisjonsnettet. Denne løsningen vil kreve delt drift av ledningene mellom Lysebotn og Tronsholen ved drift med Lysebotn koblet mot 132 kV-nettet, samt oppgradering av endepunkt-komponenter på Lysebotn-Dalen.
- Oppgradere dagens 132 kV-ledninger samt skifte begrensende endepunkt-komponenter, beholde dagens tilkoblingsløsning i Lysebotn.
- Koble hele produksjonen i Lysebotn mot transmisjonsnettet, bygge en ny transmisjonsnettledning inn til området fra Vestre korridor, for eksempel Ertsmyra, og sanere dagens 132 kV-ledninger fra Lysebotn og henholdsvis Helmikstøl og Dalen.

Vi tror en fleksibel tilkobling for Lysebotn II er den beste løsningen

Dersom det er mulig å få til en løsning for Lysebotn II med produksjon vekselvis mellom transmisjonsnettets og regionalnettet vil dette være den beste løsningen. Den foretrukne løsningen har lave kostnader sammenliknet med alternativene og gir også betydelige sparte tap. Det gjenstår imidlertid å få avklart om det er teknisk mulig å få til en slik tilkoblingsløsning for Lysebotn II. Vi vurderer dette som en mulig opsjon i kapittel **Feil! Fant ikke referansekilden..** Dersom dette ikke skulle være mulig, tror vi løsningen med delt drift av ledningene mellom Lysebotn og Tronsholen og oppgradering av endepunktskomponenter på Lysebotn-Dalen kan være en god løsning.

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no

Statnett