

Forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet

Konseptvalgutredning (KVU) august 2015



Forord

Det er flere store planer om å øke industriforbruket på Haugalandet i løpet av relativt få år. Utsirahøyden skal forsynes med kraft fra land fra Kårstø og Hydro planlegger å bygge et pilotanlegg på Karmøy for å teste ut en ny produksjonsteknologi. Dette kan bli utvidet til et nytt fullskala aluminiumsverk. I tillegg er Haugaland Næringspark i kontakt med flere aktører som er interessert i å etablere seg i Gismarvik.

Det er ikke tilstrekkelig kapasitet i sentralnettet til å forsyne hele den planlagte forbruksøkningen med akseptabel forsyningssikkerhet. I denne konseptvalgutredningen (KVU) beskriver vi behov og mulige overordnede løsninger for å sikre strømforsyningen på Haugalandet. Vi anbefaler å bygge en ny ledning fra øst inn til området dersom det kommer en stor forbruksøkning. Dette konseptet kan realiseres omtrent samtidig med den planlagte industriutbyggingen, har de laveste kostnadene og potensiale til å gi en helhetlig utvikling av sentral- og regionalnettet i området.

Konseptvalgutredningen er utarbeidet etter gjeldene forskrift og tilhørende veileder fra OED (1). Vista Analyse AS har gjennomført den eksterne kvalitetssikringen og støtter Statnetts anbefalte konseptvalg. Denne utredningen og rapporten fra kvalitetssikrer oversendes OED. De vil gjennomføre en høring før de kommer med en uttalelse.

Oslo, 3. august 2015



Håkon Borgen
Konserndirektør for Teknologi og Utvikling

Sammendrag

Forbruksvekst over ca. 500 MW utløser behov for større tiltak i SKL-området, som vi har kalt området mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden. Vi har sett at fire nettkonsepter kan løse dette behovet: Oppgradering av eksisterende ledninger eller å bygge en ny ledning inn til Håvik/Gismarvik fra øst, Vestre korridor eller BKK-området.

Det er særlig miljøkonsekvenser, investeringskostnader, gjennomføringstid og gjennomføringsproblematikk som skiller de ulike konseptene fra hverandre. Det er en markant forskjell på oppgraderingskonseptet og konseptene med ny ledning.

For å oppnå N-1 forsyningssikkerhet, gir oppgraderingskonseptet de laveste miljøkonsekvensene, men de høyeste investeringskostnadene. Konseptene med ny ledning koster mindre, men belaster miljøet i større grad.

Det vil minimum ta mellom sju og åtte år fra vi starter planleggingen av det valgte konseptet til en ny ledning fra øst eller Vestre korridor kan stå ferdig. For en ny ledning fra BKK-området, vil det ta minimum ni år, mens å oppgradere alle ledningene vil ta minimum 12 år på grunn av mer tidkrevende byggearbeider. Dette skyldes hovedsakelig at det er mange flere kilometer ledning og flere stasjoner som det må gjøres noe med, og at arbeidet er mer komplekst.

Totalt sett mener vi at ny ledning fra øst innfrir behovet på den beste måten:

- Det har, sammen med Vestre korridor-konseptet, de laveste investeringskostnadene og den korteste gjennomføringstiden.
- Det kan gi nyttevirkninger i regionalnettet og mulighet for en helhetlig utvikling av regional- og sentralnettet i området.
- Det beslaglegger i mindre grad en helt ny trasé.

Samtidig er vi klar over at det er stor forskjell på en sentralnettsledning og en regionalnettsledning, og at den nye ledningen vil medføre en betydelig inngripen i naturen.

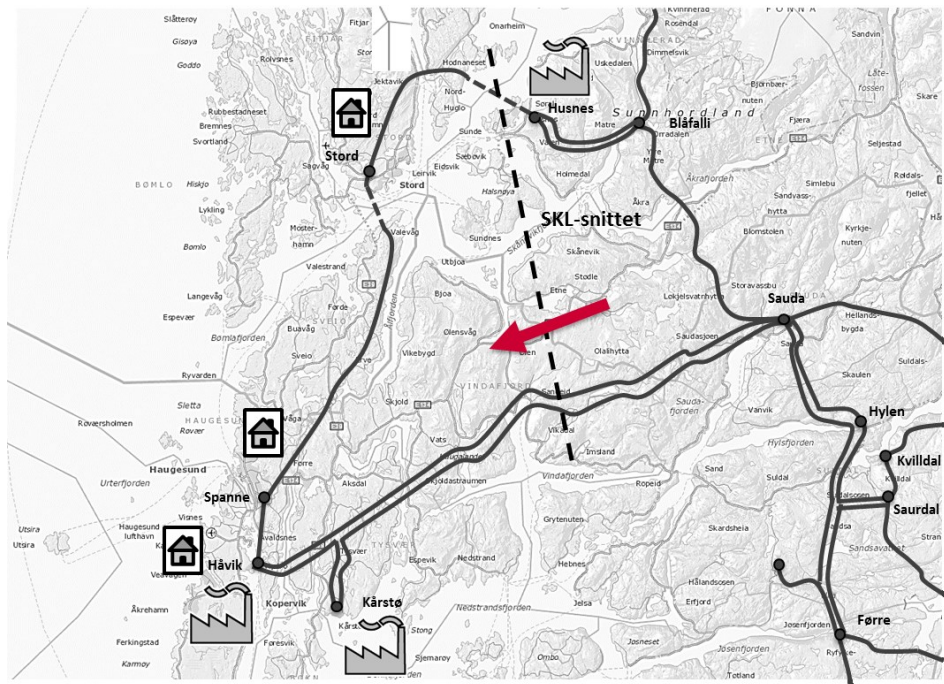
Uansett hvordan forbruksveksten blir, planlegger Statnett å installere reaktiv kompensering og temperaturoppgradere Saudaledningene. Dette kan trolig ferdigstilles i løpet av relativt få år. I tillegg skal vi vurdere muligheten for mindre tiltak som kan redusere utkoblingstiden ved feil.

1.1 SKL-området er et lokalt underskuddsområde på Vestlandet

SKL-området har mye industri og lite kraftproduksjon. Rundt 70 % av forbruket er industriforbruk som er stabilt høyt over døgnet og året, og som er sårbart for strømvbrudd. Aluminiumsindustrien er i en særstilling, ettersom strømvbrudd på over to til tre timer kan føre til at produksjonen må stoppe opp i opp mot ett år.

Forbruket forsynes av tre forbindelser inn til Håvik. To går fra Sauda og en fra Blåfalli, og flyten inn begrenses av kapasiteten på SKL-snittet, som er vist i figur 1.

Forbruket forsynes i dag med N-1 forsyningssikkerhet, noe som betyr at vi kan miste hvilken som helst ledning eller annen komponent og likevel forsyne alt forbruket. Men dersom det inntreffer en feil samtidig med en utkobling, kan det føre til strømvbrudd. Statnett krever derfor normalt to timers innkoblingstid på alle planlagte utkoblinger i dette området. Det er ikke alltid mulig å gjennomføre, eller det kan kreve økt beredskap. De siste fem årene har det i gjennomsnitt vært ca. 100 dager i året med innmeldte utkoblinger.



Figur 1: Dagens sentralnett i SKL-området, med SKL-snittet markert.

1.2 Vi forventer en stor forbruksvekst

Nå er det flere planer om å øke industriforbruket fram mot 2022, til sammen opp mot 900 MW:

- Statoil skal forsyne Utsirahøyden med kraft fra land fra Kårstø (200-300 MW).
- Hydro planlegger å teste ut en ny teknologi for aluminiumsproduksjon i et pilotanlegg (ca. 100 MW), med mulighet for å utvide dette til et fullskalaanlegg (ca. 400 MW).
- Haugaland Næringspark har kontakt med flere aktører som ønsker å etablere seg der (ca. 100 MW).

Dagens nett kan forsyne ca. 500 MW av den planlagte økningen med N-1 forsyningssikkerhet. Blir alle planene realisert, er det nødvendig å gjøre tiltak dersom forbruket skal forsynes med N-1 forsyningssikkerhet. Imidlertid vil økt forbruk uten tiltak gjøre det mer krevende å drifte nettet og øke konsekvensen ved strømvavbrudd, selv om vi holder oss innenfor N-1 kapasiteten.

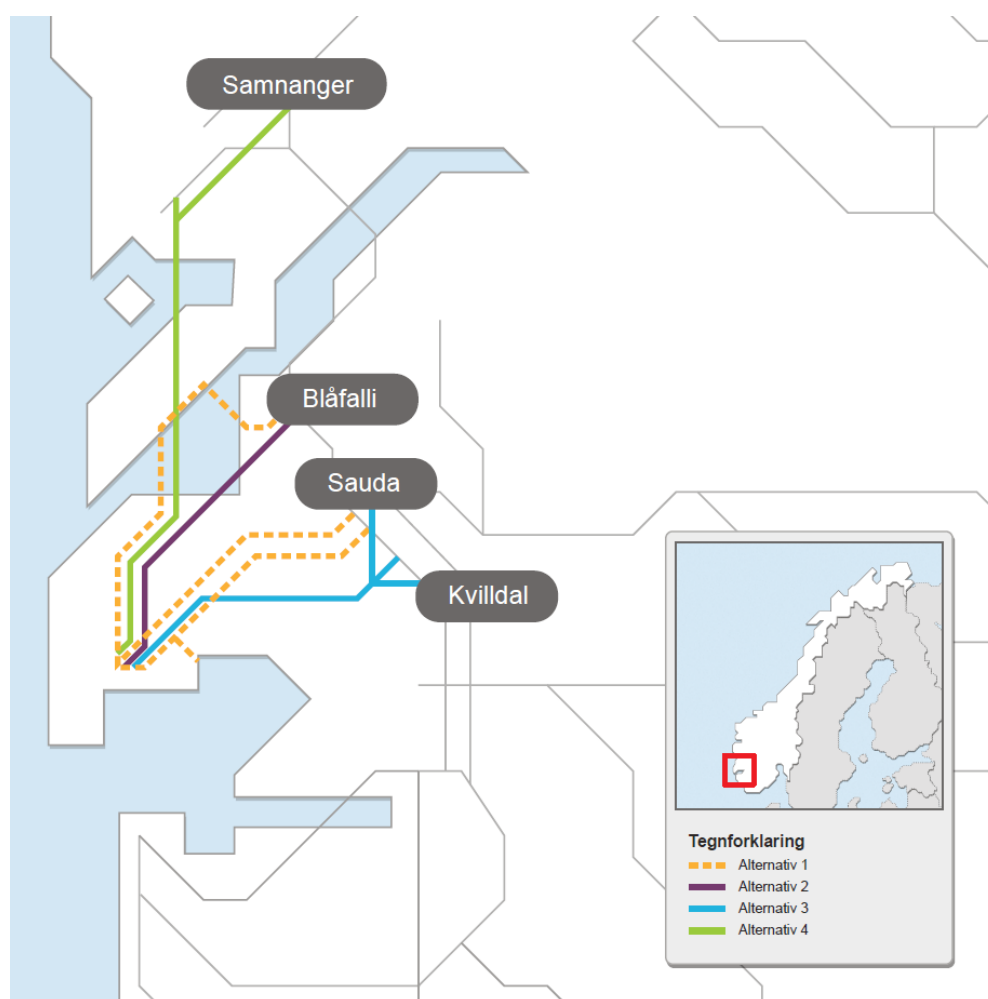
1.3 Målet er å dekke forbruket med en tilfredsstillende forsyningssikkerhet

Økt forbruk er det prosjektutløsende behovet. Planene er imidlertid usikre, særlig de som ligger lengst fram i tid. Tiltakene bør derfor være fleksible med tanke på hvordan forbruksutviklingen faktisk blir, og ikke minst for å møte behovet i tide.

Målet med eventuelle tiltak er å forsyne forbruket med tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Ettersom aluminiumsindustrien er svært sårbar for strømvavbrudd som varer mer enn to til tre timer, mener vi at det minimum må være N-1 forsyningssikkerhet.

1.4 Store forbruksøkninger gir behov for omfattende tiltak

For å bedre forsyningssikkerheten for dagens forbruk og den første økningen i forbruket, planlegger Statnett å installere reaktiv kompensering i Håvik eller nærliggende stasjoner, samt temperaturoppgradere ledningene mellom Sauda og Håvik. Dette vil gi N-1 forsyningssikkerhet av en forbruksøkning på opp mot 650 MW fra i dag, men er ikke tilstrekkelig hvis hele den planlagte forbruksveksten blir realisert.



Figur 2: Alternative nettkonsepter for å løse behovet i SKL-området. Alt.1: Oppgradering av eksisterende ledninger, 300 kV drift, alt. 2: Ny ledning fra øst, alt. 3: Ny ledning fra Vestre korridor, alt. 4: Ny ledning fra BKK-området.

Hvis forbruksveksten blir over 650 MW, kan vi oppgradere eksisterende ledninger eller bygge en ny ledning inn til området fra øst (eksempelvis Blåfalli), Vestre korridor (eksempelvis Hylen) eller fra BKK-området (eksempelvis Samnanger). Vi har også sett på alternativer med vesentlig andel sjøkabel, men disse har for høye kostnader til at de er aktuelle.

1.5 Vi har vurdert alternativer til nett-tiltak

I tillegg til tiltak i nettet, kan drift av gasskraftverket på Kårstø og flytting av fullskalaanlegget til et sterkere punkt i nettet løse behovet. Det første vurderer vi imidlertid som et uforholdsmessig dyrt alternativ som følge av våre forventninger til framtidig gass- og kraftpris. Det andre har vi ikke tilstrekkelig kunnskap til å analysere fullt ut. Analysen viser at det kreves betydelig mindre nettforsterkninger å forsyne et nytt aluminiumsverk i Husnes enn i Håvik, men vi kjenner ikke til hvilke kostnader dette vil påføre Hydro.

Tiltak på forbrukssiden, for eksempel energieffektivisering, og/eller realisering av ny planlagt kraftproduksjon, hovedsakelig vindkraft, kan bidra til å dempe overføringsbehovet i perioder. Men ettersom de planlagte forbruksøkningene er så store, vil ikke dette løse behovet. Innføring av nytt prisområde eller systemvern på forbruk (BFK) anser vi som lite hensiktsmessig. Prisområde vil gi så høye priser i SKL-området at det vil bli lite interessant for Hydro å etablere anlegget sitt der. BFK gir utkobling av forbruket, noe som ikke er forenelig med aluminiumsproduksjon for strømavbrudd som varer i mer enn to til tre timer.

1.6 Miljøkonsekvenser, investeringskostnader og ledetider er sentrale i konseptvalget

Vi får omtrent den samme kapasiteten inn til området om vi oppgraderer dagens ledninger eller bygger én ny ledning inn til området. Konseptvalget påvirker heller ikke nettet utenfor SKL-området i vesentlig grad. Det som skiller konseptene er hovedsakelig miljøkonsekvenser, investeringskostnader, utfordringer i gjennomføringsfasen og gjennomføringstid.

Oppgraderingskonseptet har høye investeringskostnader og små miljøkonsekvenser

Det vil koste ca. 5,8 mrd. kr å bygge om ca. 300 km ledning fra simplex til duplex og gjøre de utbedringene som er nødvendig i de åtte stasjonene ledningene går innom. Dette er en tidkrevende operasjon, der vi regner med at byggetiden alene vil ta minimum syv år. Fordelen er at vi i størst mulig grad vil benytte eksisterende traséer. Der vi legger den om på grunn av tett bebyggelse, kan det ha positive effekter.

Oppgraderingskonseptet skiller seg fra de andre ved at det med dagens teknologi vil gi behov for langvarige utkoblinger uten mulighet for rask gjeninnkobling. Det krever tilpasning av forbruksplanene inntil ledningene er ferdig oppgradert. Alternativt gir det behov for kontinuerlig drift av gasskraftverket i utkoblingsperiodene.

En ny ledning fra øst kan gi nytte i regionalnettet

Blåfalli, eller en ny sentralnettsstasjon mellom Blåfalli og Sauda, er aktuelle tilknytningspunkt for en ny ledning fra øst. En slik ledning blir ca. 80 km, kan bygges på rundt tre år og vil med nødvendig stasjonsarbeid koste rundt 1,7 milliarder kroner. Dette konseptet vil derfor forsyne forbruksøkningen raskere enn oppgraderingskonseptet.

Det kan være mulig å bygge denne ledningen i parallell med regionalnettet i området. Dette vil redusere miljøinnngrepene og legge til rette for en helhetlig utbygging av sentral- og regionalnettet i området. Det kan også ligge potensielle gevinster i å samkjøre dette prosjektet med oppgraderingen mellom Blåfalli og Sauda.

En ny ledning fra Vestre korridor vil beslaglegge en ny trasé

En ny ledning fra en av de nordlige stasjonene i Vestre korridor vil bli omtrent like lang og ta like lang tid å bygge som en ledning fra Blåfalli. Det virker imidlertid noe mer krevende å koble seg til i de aktuelle stasjonene, og ledningen vil i større grad beslaglegge en helt ny trasé.

Det vil bli krevende å komme fram med en ny ledning fra BKK-området

En ny ledning fra BKK-området blir betydelig lenger; mellom Samnanger og Håvik er det ca. 130 km. Denne ledningen vil koste ca. 3,8 milliarder kroner inkludert de nødvendige stasjonsarbeidene. På den første strekningen mot Stord blir det i stor grad nødvendig å følge en ny trasé, mens fra Stord og sørover vil den nye ledningen gå i parallell med eksisterende. Ledningen er estimert til å ta mellom fire og fem år å bygge.

Innhold

Forord.....	3
Sammendrag	5
Innhold	9
DEL I BEHOVSANALYSE	11
1 Et underskuddsområde med mye industri og lite produksjon	12
2 Mange planer kan påvirke SKL-området	18
3 Størrelsen på forbruksøkningen er usikker	23
4 Det er behov for en sikker kraftforsyning	26
DEL II MÅL OG RAMMER	31
5 Målene angir hva mulige tiltak skal oppnå	32
6 Rammene begrenser mulighetsrommet	34
DEL III AKTUELLE KONSEPTER – MULIGHETSSTUDIE.....	37
7 Å redusere eller flytte forbruket vil avlaste nettet	38
8 Det er lite realistisk å dekke behovet med økt produksjon	39
9 Tiltak i driften av kraftsystemet er uegnet	44
10 Økt kapasitet i nettet kan møte behovet	45
11 Vi tar nettkonseptene videre til alternativanalysen	49
DEL IV ALTERNATIVANALYSE	51
12 Oppsummering av virkningene	52
13 Første trinn er mindre tiltak i sentralnettet	53
14 Andre trinn er større tiltak i nettet	55
15 Nettutbyggingen må være samfunnsøkonomisk rasjonell	61
16 Usikkerheten endrer ikke rangeringen	71
17 Det er realopsjoner knyttet til alle konseptene	75
18 Omfordeling fra alle nettkunder til enkeltstående forbrukskunder	78
DEL V KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID.....	79
19 Ny ledning fra øst løser behovet best	80
20 Føringer for neste fase	83
DEL VI BAKGRUNN OG METODE	85
21 Tidligere resultater	86
22 Kraftsystemanalyse - Metode for å beregne overføringskapasiteter	87
23 Samfunnsøkonomisk analyse – metode og forutsetninger	90
24 Metode for dialog	98
25 KILDER	100
DEL VII VEDLEGG.....	101
Vedlegg 1 Lite potensiale for effektreduksjon	102
Vedlegg 2 Gismarvik stasjon har fordeler i alle konseptene	104
Vedlegg 3 Mer om ny ledning fra øst	106

Del I

Behovsanalyse

SKL-området er et område med mye industriforbruk og lite kraftproduksjon. For å dekke etterspørselen, overføres kraft på de tre forbindelsene som går fra Blåfalli og Sauda ut til Håvik. Industriforbruket kjennetegnes ved at det er stabilt høyt over døgnet og året, og at avbrudd i strømforsyningen har store konsekvenser.

Nå foreligger det planer om å øke industriforbruket betydelig i løpet av relativt få år. Sentralnettet kan forsyne ca. 500 MW økt forbruk med N-1 forsyningssikkerhet, men forbruksplanene er til sammen på opp mot 900 MW. Økt forbruk er det prosjektutløsende behovet.

For å forsyne de planlagte forbruksøkningene med N-1 forsyningssikkerhet, er det nødvendig å gjennomføre tiltak. Usikkerheten i planene representerer imidlertid en utfordring. Selv om vi i dialogen med interessentene kan redusere usikkerheten, vil det likevel være en gjenværende usikkerhet rundt behovet.

1 Et underskuddsområde med mye industri og lite produksjon

SKL-ringen er navnet på sentralnettet mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden, og er vist i figur 3. Det strekker seg vestover fra Blåfalli i nord og Sauda i sør. Flyten inn til området er begrenset av kapasiteten på SKL-snittet, som består av de to forbindelsene mellom Sauda og Håvik stasjon på Karmøy, og av forbindelsen mellom Husnes og Håvik. SKL står for Sunnhordland Kraftlag, som er navnet på det regionale planansvarlige nettselskapet i dette området.

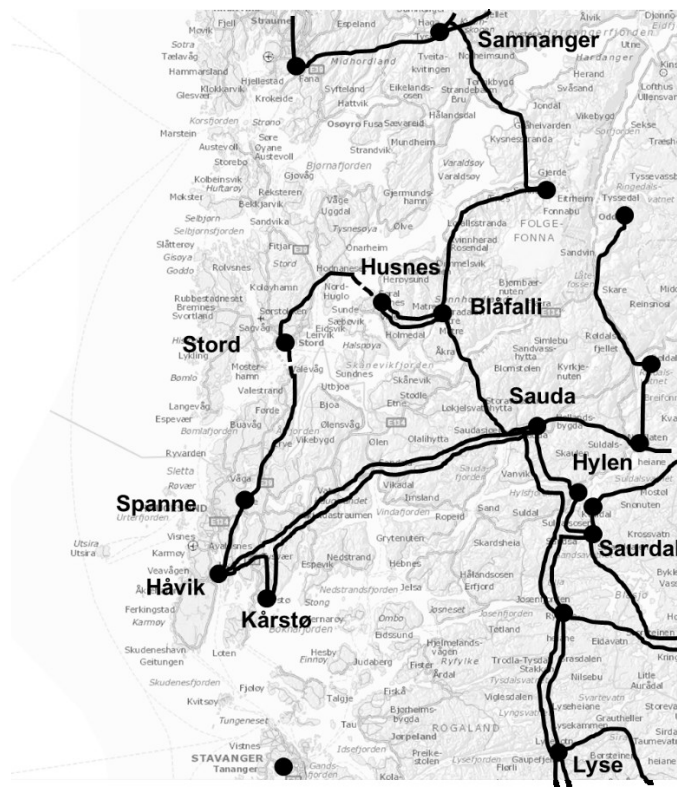
1.1 SKL-området er et lokalt underskuddsområde på Vestlandet

I SKL-området er det lite produksjon og mye forbruk, så området er avhengig av å få overført kraft nord- eller sørfra. I 2012 og 2013 var samlet overføringsbehov i underkant av 5 TWh per år.

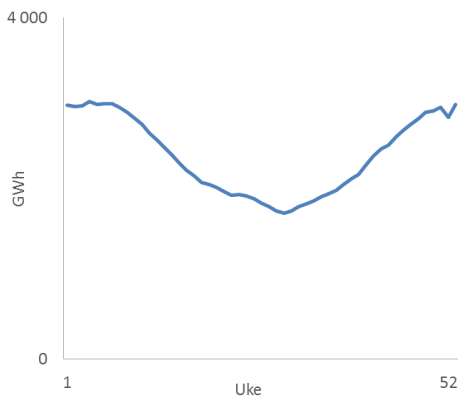
Industriforbruket utgjør rundt 70 % av det totale forbruket

Det største forbrukspunktet er aluminiumsverket på Karmøy (Håvik stasjon), der forbruket er rundt 300 MW. Forbruket på prosessanlegget på Kårstø er ca. 100 MW. Aluminiumsverket på Husnes bruker i dag ca. 160 MW. I tillegg er Haugesund (Spanne) og Stord relativt store forbrukssentra med et årlig gjennomsnittlig forbruk på henholdsvis 150 MW og 75 MW.

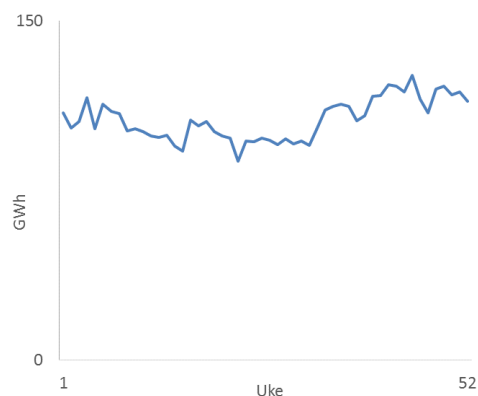
Den høye andelen industriforbruk gir en flat profil på forbruket, ettersom den kraftintensive industrien normalt produserer alle timer hele året. I figur 4 og figur 5 ser vi at det årlige forbruket i SKL-ringen er relativt konstant sammenlignet med forbruket i Norge totalt sett, der industriforbruket utgjør en mindre andel og forbruket i større grad varierer med utetemperatur.



Figur 3: Utsnitt av sentralnettet på Vestlandet. Kabelforbindelser er stiplet.



Figur 4: Gjennomsnittlig forbruk i Norge (kilde: Statnett).



Figur 5: Gjennomsnittlig flyt inn til SKL-ringen (kilde: Statnett).

Det konstant høye forbruket fører til at planlagte utkoblinger for reparasjon og vedlikehold må gjennomføres i et høyt utnyttet nett. Normalt er konsekvensene ved utkobling av ledninger mindre om sommeren da det alminnelige forbruket er på sitt laveste, men dette gjelder i mindre grad for SKL-området.

Industriforbruket er særlig sårbart for strømafbrytninger, og produksjonsstopp fører til store økonomiske tap. Aluminiumsverkene er i en særstilling, siden avbrudd med varighet mer enn to til tre timer vil føre til at temperaturen i elektrolysecellene faller så langt ned at innholdet størkner. Det vil være kostbart og svært tidkrevende å starte opp produksjonen igjen etter en slik hendelse.

Det er lite lokal produksjon

Gasskraftverket (CCGT) på Kårstø har 420 MW installert effekt og er det desidert største kraftverket i området. Forholdet mellom dagens gass- og strømpris gjør det imidlertid ulønnsomt å produsere, og gasskraftverket har vært relativt lite i drift siden det startet opp i 2007. Som en følge av dette har det nå blitt satt i preserving, noe som betyr at oppstartstiden er minimum ett år (2). Andre større produsenter er Midtfjellet vindkraftpark, nord for Stord, som har en installert effekt på 110 MW, og vannkraftverk i Etne, vest for Sauda, på ca. 50 MW som mater inn på regionalnettet.

1.2 Det er varierende kvalitet på ledningene og stasjonene

De første sentralnettsledningene i SKL-ringen ble bygget på midten av sekstitallet for å forsyne aluminiumsverkene på Husnes og Karmøy. Fra henholdsvis Blåfalli og Sauda ble det bygget parallelle forbindelser ut til fabrikkene. Etter hvert kom prosessanlegget på Kårstø, og i 1985 ble det bygget en avgrening på den ene Saudaledningen til Kårstø. På åttitallet ble også ledningene fra Husnes til Håvik via Stord og Spanne bygget.

I SKL-ringen eier Sunnhordland Kraftlag (SKL) og Haugaland Kraft (HK) deler av sentralnettet. Ved innføringen av tredje elmarkeds pakke kommer imidlertid Statnett til å overta eierskapet av hele sentralnettet.

Saudaledningene oppfyller ikke dagens normer

Sauda-Håvik er i underkant av 80 km, mens Sauda-Kårstø-Håvik er ca. 20 km lenger. Det var Hydro som fikk bygget ledningene til Karmøy og eide dem fra starten av, men nå eier Statnett dem. Ledningene krysser Karmsundet for å komme ut til Karmøy. Her er kravet til minste seilingshøyde på 60 meter. Av den grunn er mastene på hver side ca. 140 meter, noe som gjør dem til de høyeste kraftmastene i Norge.

Ledningene mellom Sauda og Håvik er ikke i henhold til dagens normer og forskrifter. De ble spinkelt dimensjonert, og har derfor i ettertid blitt delvis forsterket. Det har ikke vært større feil etter dette. Innledende vurderinger peker imidlertid på at luftspennene over Karmsundet er utsatt ved ekstreme værforhold, som for eksempel ising i kombinasjon med sterk vind.



Figur 6: Mastene ved Karmsundet ruver i terrenget.

Den nordlige forbindelsen er sterkere konstruert

De to ledningene mellom Husnes og Blåfalli er fra 1965 og er 16 km lange. Forbindelsen fra Husnes via Stord og Spanne til Håvik består av til sammen 80 km luftledning og to kabelstrekninger på ca. 5 km hver. Ledningene ble bygget i perioden 1979 til 1986. Feilstatistikken indikerer at denne forbindelsen er mer solid konstruert enn Saudaledningene (3).

Kabelforbindelser kan imidlertid være en utfordring, ettersom feil kan ta ganske lang tid å reparere. Det ene kabelstrekket har en reservekabel, mens det andre trolig kan driftes, men med sterkt redusert kapasitet etter feil.

SKL-ringene har sju transformatorstasjoner og en koblingsstasjon

Stasjonene i **Blåfalli, Sauda og Håvik** er svært sentrale for forsyningen i SKL-ringene. De ble bygget på sekstitallet og regnes som relativt gamle. I forbindelse med oppgraderingen av Vestre korridor er det imidlertid planlagt en ny 420 kV-stasjon i Sauda, samtidig som at eksisterende 300 kV-anlegg vil bestå.

Stasjonene i **Stord og Spanne** forsyner store deler av det alminnelige forbruket i området. Stasjonen på **Kårstø** sørger for forsyningen av prosessanlegget, mens **Husnes** sørger for å forsyne aluminiumsverket der. **Børtveit** er en T-avgreining mot Midtfjellet vindpark.

Stasjonen i Stord er GIS-anlegg (gassisolert apparatanlegg). Her er apparatanlegget kapslet inn og SF6-gass blir brukt som isolasjonsmedium. Slike anlegg har ofte lengre og mer omfattende utkoblingsbehov ved reparasjon og vedlikehold enn luftisolerte stasjonsanlegg. Stasjonene i Håvik og Kårstø er plassert i selve fabrikkområdene, noe som særlig for Kårstø begrenser tilgangen.

Reinvesteringsbehovet ligger langt fram i tid

Vi har her gjort noen enkle vurderinger for å si noe om reinvesteringsbehovet. **Kraftledningene** har en forventet levetid på 80 år. Det betyr at det forventede reinvesteringstidspunktet for ledningene mellom Sauda og Håvik og mellom Blåfalli og Husnes er på midten av 2040-tallet, mens det er ca. 20 år senere for den nordlige forbindelsen.

Det er uaktuelt å reinvestere i simplex-ledninger. Den ekstra kapasiteten vi får med duplex eller triplex koster så lite at det er naturlig å gjøre en slik oppgradering i forbindelse med reinvesteringene. På lang sikt vil derfor kapasiteten i SKL-ringene uansett øke når eksisterende anlegg har nådd levetiden sin og vi har investert i nye anlegg.

Kabelstrekninger har en forventet levetid på ca. 50 år, og må sannsynligvis reinvesteres på 2040-tallet, altså før luftledningene på den nordlige forbindelsen.

Vi legger normalt til grunn en levetid på 40 år for **stasjoner**. Etter dette står vi normalt ovenfor en større reinvestering. For å få 40 års levetid må det imidlertid byttes enkeltkomponenter underveis. Det er også mulig å levetidsforlenge stasjonen ved å bytte enkeltkomponenter.

Levetiden er også avhengig av hvordan anlegget er konstruert og vedlikeholdt. Det er derfor ikke like enkelt å si noe om reinvesteringsbehovet for anlegg som andre eier. Vi legger imidlertid til grunn samme reinvesteringsintervall, men med en større usikkerhet.

1.3 Nettkapasiteten begrenser tilgangen på effekt

Selv om Vestlandet som helhet er et overskuddsområde, kan ikke dette overskuddet nødvendigvis dekke opp underskuddet i SKL-området. Overføringskapasitet på de tre ledningene som knytter SKL-området til resten av Vestlandet er nemlig begrenset av spenningsmessige og termiske forhold.

Kraften kommer nordfra i sommersesongen og sørfra i vintersesongen

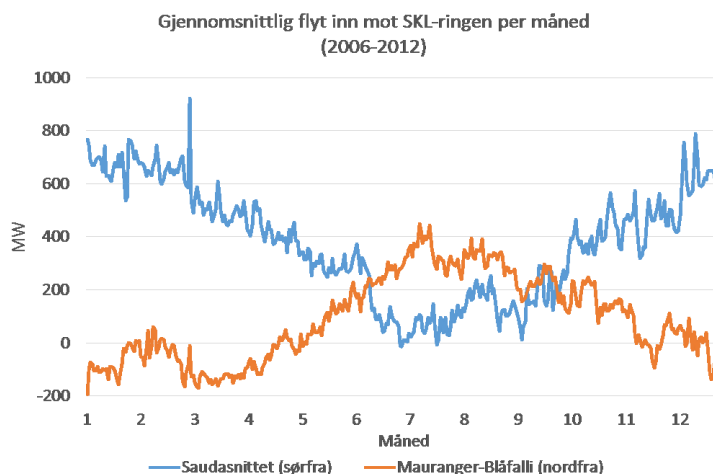
I hovedtrekk går flyten på Vestlandet sørover om dagen til det store kraftforbruket i Sør-Norge, Danmark og Nederland. Flyten er størst om sommeren, når småkraften produserer mest.

Selv om det er forskjell på flyten om dagen og om natten, kan vi forenklet si at forbruket i SKL-området forsynes med kraft nordfra i sommersesongen og sørfra i vintersesongen. Dette er illustrert i figur 7, der den blå og oransje kurven viser hvor mye det flyter henholdsvis nord- og sørfra over året.

I dag er det i perioder en liten flaskehals fra BKK-området (området nord for SKL-området) som begrenser flyten nordfra inn til SKL-området. Flaskehalsen skyldes hovedsakelig:

- Et høyt kraftoverskudd i BKK-området og området nordover i sommersesongen
- Et høyt forbruk i Sør-Norge og eksportmuligheter på mellomlandsforbindelsene
- Begrenset nettkapasitet

Dette håndteres tilfredsstillende ved hjelp av prisområde, som er et virkemiddel for å styre kraftflyten og sørge for tilstrekkelig forsyningssikkerhet. Flaskehalsen er såpass liten at det sjeldent oppstår prisforskjell mellom områdene. For SKL-området fører begrensingen til at en større andel av forbruket forsynes med kraft sørfra enn det hadde gjort med en høyere kapasitet mellom Samnanger og Sauda.



Figur 7: I sommerhalvåret er flyten størst nordfra (oransje kurve), og i vinterhalvåret er flyten størst sørfra (blå kurve).

Kapasiteten inn til SKL-området isolerer området fra resten av Vestlandet

Til tross for flaskehalsen sør for Samnanger, anser vi energitilgangen til SKL-området som god. Både sør og nord for SKL-området er det mye kraftproduksjon, og like i nærheten ligger de store magasin-kraftverkene Blåfalli- og Saudakraftverkene som bidrar til å dekke energibehovet.

Nettkapasiteten begrenser imidlertid kraftoverføringen fra produksjonen utenfor SKL-området, og setter grenser for hvor stort kraftunderskuddet i SKL-området kan bli før det blir nødvendig å gjøre tiltak. Økt kraftoverskudd på Vestlandet endrer ikke dette, så lenge kapasiteten ut til SKL-området forblir den samme.

Overføringskapasiteten bestemmes av spenningsmessige og termiske forhold

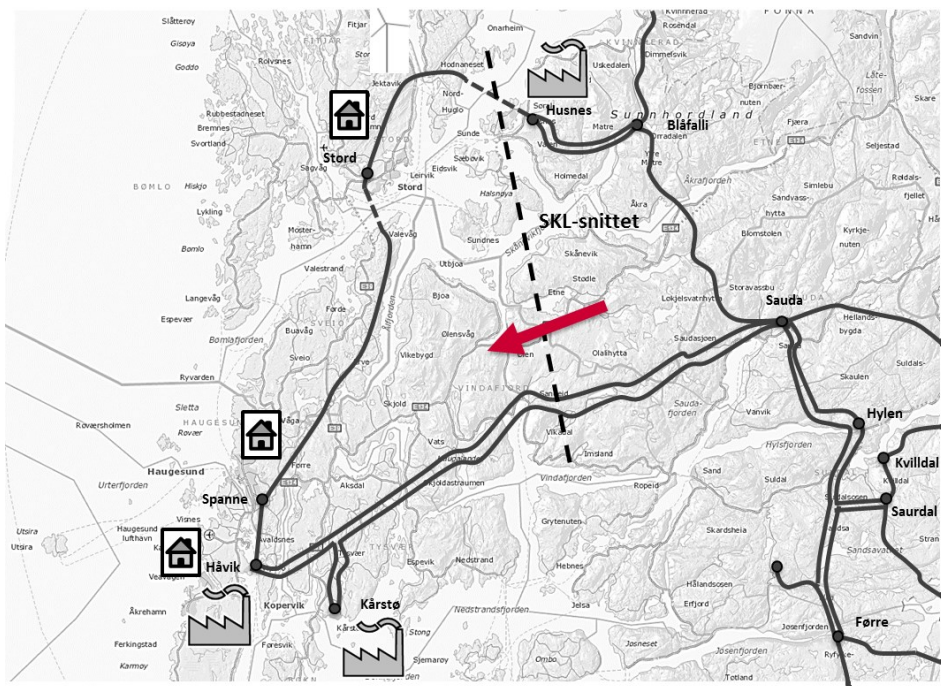
Overføringsbehovet på SKL-snittet er ca. 650 MW i en vår/høstsituasjon med relativt høyt alminnelig forbruk. Snittet går vest for Husnes og Sauda, og er tegnet inn i figuren under. N-1-kapasiteten på dette snittet er ca. 1150 MW, mens N-1-1-kapasiteten er ca. 400 MW. Kapasitetene angir hvor stor kraftoverføring nettet tåler med en ledning utkoblet (N-1) og med en feil som skjer under utkobling (N-1-1). Kapasitetene vil ikke bli endret dersom aluminiumsverket på Husnes legges ned.

Kapasiteten på snittet er bestemt av den termiske kapasiteten på ledningene og spenningsforholdene i nettet. Her er nettet dimensjonert slik at disse begrensningene inntreffer omtrent samtidig. Det betyr at det er nødvendig å både øke den termiske kapasiteten og bedre spenningsforholdene for å øke overføringskapasiteten.

Den termiske kapasiteten sier noe om hvor mye strøm som kan gå gjennom ledningen. Jo høyere kapasitet, jo mer strøm kan den overføre. Ved overføring av mye strøm over lange avstander synker imidlertid spenningen i enden av ledningen. Et stort spenningsfall fører til at ledningen blir utnyttet mindre effektivt, og kan i verste fall føre til at spenningen kollapser. Grunnet den lange avstanden til produksjonen og den store mengden strøm som skal overføres til forbruket, er spenningsfall begrensende for overføringen på SKL-snittet.

Behov for nettsplitt hvis ledningen mellom Blåfalli og Sauda er utkoblet

Ledningene i SKL-ringen fungerer som en parallellforbindelse til ledningen mellom Blåfalli og Sauda. Dersom denne er ute av drift, vil flyten i stor grad gå gjennom SKL-området isteden. I situasjoner med høy flyt fra nord til sør, vil ikke nettet her tåle den høye flyten, og det kan bli behov for å dele nettet, som vist i Sør-Norge studien (4).



Figur 8: Dagens sentralnett i SKL-området, med SKL-snittet markert.

1.4 Forsyningen er sårbar under utkoblinger

Feil samtidig med planlagte utkoblinger kan føre til strømavbrudd, og størrelsen og varigheten på avbruddet kan bli betydelig.

Ingen muligheter for omkoblinger eller oppregulering av produksjon internt i området

For å unngå strømavbrudd ved feil samtidig med en planlagt utkobling, må nettet ha N-1-1 forsynings-sikkerhet. Det er mulig å sørge for det enten hele året eller i sommerhalvåret, når de fleste planlagte utkoblinger gjøres. Vi kan oppnå N-1-1 forsynings-sikkerhet på flere måter:

- Dimensjonere sentralnettet for N-1-1 forsynings-sikkerhet.
- Øke produksjonen.
- Koble ut fleksibelt forbruk.
- Bruke omkoblingsmuligheter i regionalnettet.

I SKL-ringen er det tilnærmet ingen muligheter for å regulere opp produksjonen eller ned forbruket. Regionalnettet på 66 kV er for svakt til å fungere som reserve for sentralnettet. Graden av forsynings-sikkerhet er dermed bestemt av sentralnettsledningene som fører strøm inn til området og hvor mye forbruk som skal forsynes.

Vi bruker N-1-1 forsynings-sikkerhet i SKL-området som en betegnelse på summen av forbruket ledningene ut til området kan forsyne. Det betyr imidlertid ikke at hvert forbrukspunkt har mulighet til å få N-1-1 forsynings-sikkerhet. Med unntak av stasjonene i Håvik og Husnes, har de andre stasjonene i dette området kun to tilknyttede ledninger. Dersom begge ledningene til for eksempel Kårstø er ute av drift, kan forbruket her naturligvis ikke forsynes.

Det er et stort utkoblingsbehov og flere anlegg med lang reparasjonstid

De siste fem årene har det vært i gjennomsnitt rundt 100 dager i året med innmeldte utkoblinger som følge av nødvendig vedlikeholdsarbeid. En samtidig feil på en av de andre ledningene inn til SKL-området ville med stor sannsynlighet ført til strømavbrudd.

Større reparasjoner, vedlikehold, ombygginger og reinvesteringer kan kreve langvarige utkoblinger, også med lang gjeninnkoblingstid. Dette gjelder særlig de to kabelforbindelsene og GIS-anlegget på Stord. Et eksempel på en planlagt utkobling er forespørselen fra SKL om over tre måneders utkobling av deler av Stord stasjon i vintersesongen 2014/2015 for vedlikeholdsarbeid og arbeid med kontroll-anlegget.

100 dager i året er likevel et uvanlig høyt utkoblingsbehov. Noe av dette skyldes malearbeid og rust-behandling som bare kan gjøres i fint vær, der det har vært gjeninnkoblinger i mellomtiden. Vi kan imidlertid ikke legge til grunn at det vil bli betydelig mindre utkoblinger framover. I forbindelse med Statnett sin overtakelsen av sentralnettet, kan det bli behov for å gjøre oppgradering og vedlikehold av anleggene til samme standard som det er på resten av sentralnettsanleggene.

For å redusere sannsynligheten for og konsekvensene av utfall samtidig med planlagte utkoblinger, gjennomføres utkoblingene normalt i sommerhalvåret når det alminnelige forbruket er på sitt laveste. I tillegg ber Statnett om at de som gjør vedlikeholdsarbeidet skal planlegge arbeidet slik at det er mulig å koble inn igjen i løpet av to timer. Det er ikke alltid mulig å imøtekomme, og det kan kreve økt beredskap. Med et absolutt krav om to timers innkoblingstid på alle vedlikeholdsjobber i området vil ikke Statnett få gjennomført alle nødvendige vedlikeholdsjobber.

N-0 forsynings-sikkerhet gir strømavbrudd ved utkoblinger

Dersom forbruket øker med mer enn ca. 500 MW, vil flyten over SKL-snittet bli høyere enn N-1 kapasiteten. I en slik situasjon vil det ikke være mulig å forsyne alt forbruket ved utfall eller planlagte utkoblinger; det er med andre ord N-0 forsynings-sikkerhet.

2 Mange planer kan påvirke SKL-området

Det er flere planer for økt industriforbruk og ny kraftproduksjon i SKL-ringene. Planene er usikre, men vi forventer at forbruket vil øke mer enn produksjonen. Hvis alle planene realiseres, er det ikke tilstrekkelig kapasitet i nettet til å forsyne forbruket med N-1 forsyningssikkerhet. Økt forbruk er med andre ord et prosjektutløsende behov.

2.1 Forbruksplanene dominerer utviklingen

Realisering av forbruksplanene vil utløse behov for tiltak, mens ny produksjon og energieffektivisering kan dempe overføringsbehovet.

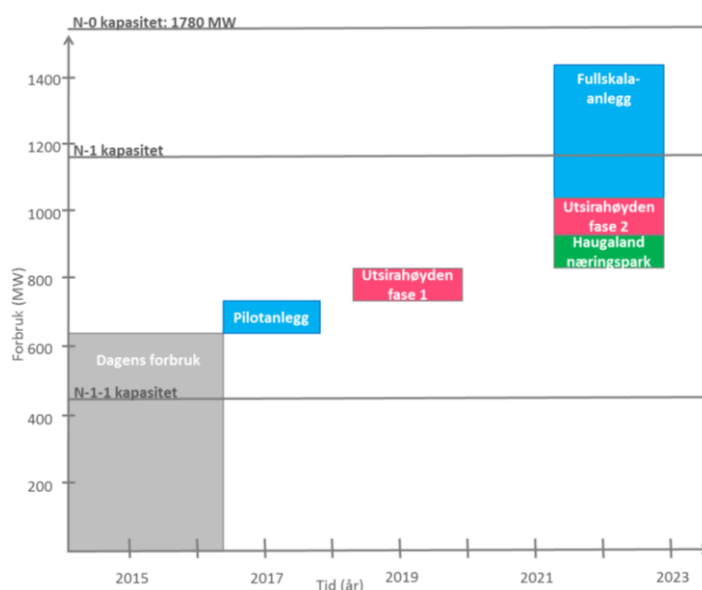
Eksisterende planer vil mer enn doble forbruket fra i dag

Det er planer om å øke forbruket med opp mot 900 MW, noe som overstiger dagens N-1 kapasitet:

- Stortinget har bedt regjeringen om å kreve at alle de fire feltene på Utsirahøyden skal elektrifiseres (5). Forventet oppstart av første fase for Johan Sverdrup-feltet er i 2019, med et forbruk på rundt 100 MW. Med andre fase og områdeelektrifiseringen vil forbruket øke med ytterligere 100 MW-200 MW, og Stortinget har bedt om at det skal skje senest i 2022 (6). Kraften til Utsirahøyden skal forsynes fra Kårstø.
- Hydro Aluminium har tatt investeringsbeslutning på å bygge et pilotanlegg på Karmøy for å teste ut en ny elektrolyseteknologi i aluminiumsproduksjonen. Et slikt anlegg vil øke forbruket med 115 MW og planlegger å starte opp første halvår 2017. Pilotanlegget kan være første steg mot et fullskalaanlegg som inklusive pilotanlegget vil øke forbruket med 500 MW i løpet av første halvår 2022 (7).
- Haugaland Næringspark ligger i Gismarvik, mellom Håvik og Kårstø. Per i dag er det planer om å tilknytte nye aktører som vil øke forbruket med ca. 120 MW i løpet av de kommende ti årene. Næringsparken satser på å samle areal- og energikrevende industri innen petroleumsrelatert virksomhet, og har plass for vekst utover de kjente planene (8).

Den planlagte forbruksutviklingen er illustrert i figur 9.

I tillegg til disse prosjektene, kan SKL-området også være aktuell plassering for datalagring. Vi forventer at forbruket i denne industrien vil øke framover. En stor datahall bruker i størrelsesorden 100 MW.



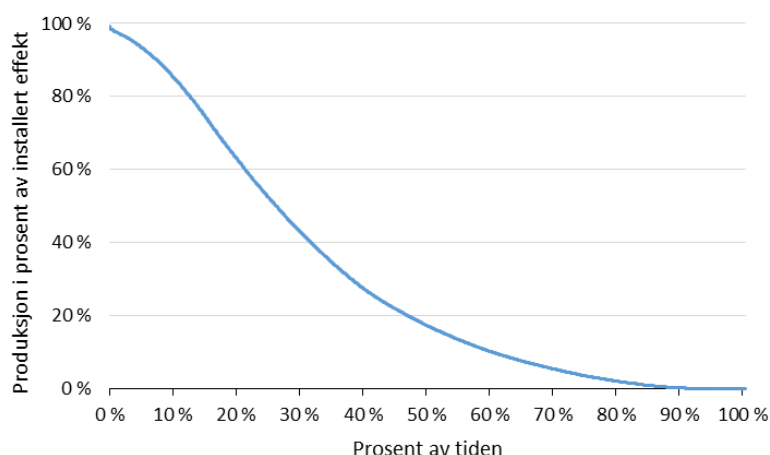
Figur 9: Planlagt utvikling av industriforbruket i SKL-ringene overstiger N-1-kapasiteten.

Ny produksjon er et positivt bidrag

I SKL-ringene er det planer om utbygging av både vindkraft og vannkraft. I følge NVE er det søkt om til sammen 330 MW ny vindkraftproduksjon og 70 MW ny vannkraftproduksjon (9). I og med at SKL-ringene er et underskuddsområde, vil ny produksjon være positivt for dette området.

De planene som foreligger vil ikke være tilstrekkelig til å gjøre området selvforsynt med kraft, men vil i perioder bidra til å redusere flyten over SKL-snittet. Siden vindkraftproduksjonen er uregulerbar, vil ikke økt produksjonskapasitet være tilstrekkelig til å forsyne forbruket, ettersom det i perioder vil være lite eller ingen vindkraftproduksjon.

Det er svært sjelden at vindkraftproduksjonen er 100 % av installert effekt. Dette er vist i figur 10 med en typisk produksjonskurve fra en vindkraftpark. I rundt halvparten av tiden produserer den 20 % eller mindre av installert effekt. Det må derfor installeres atskillig mer ny vindkraft i forhold til forbruksøkning for at vindkraften skal dekke opp for forbruksøkningen når det blåser.



Figur 10: Varighetskurve for vindkraftproduksjon over året. Gjennomsnitt for de største vindparkene i Norge i 2013.

Mengden energieffektivisering og eventuell virkning er usikker

Energieffektivisering kan, som ny produksjon, dempe behovet for overføringskapasitet. I SKL-området mener vi at gevinsten er begrenset som følge av kostbare barrierer i aluminiumsindustrien og størrelsen på de planlagte forbruksøkningene.

Enova har sett på mulighetene for energieffektivisering i norsk industri (10). De identifiserer et betydelig potensiale i aluminiumsindustrien, men peker samtidig på en rekke barrierer for å realisere dette, deriblant umoden teknologi. Hvis pilotanlegget og det mulige fullskalaanlegget blir vellykket, kan vi forvente at Hydro tar i bruk den nye teknologien på eksisterende anlegg. Det kan på sikt redusere energibehovet, eventuelt at gevinsten hentes ut i økt produksjon.

Energieffektivisering har stått høyt på dagsorden i Norge og i Europa for øvrig de siste ti årene. Dette har resultert i kraftfulle virkemidler som har potensiale til å redusere energibruken i bygg betydelig. Statnett forventer derfor at det generelle energiforbruket vil gå noe ned på landsbasis de neste 20 årene.

Vi må imidlertid dimensjonere nettet for maksimalt effektuttak, og effektforbruket kan øke selv om forbruket blir mer energieffektivt. Det kan for eksempel skje hvis mye av forbruket flyttes til spesielle tider på døgnet. Flere elbiler som skal lades etter arbeidstid kan føre til en slik utvikling. Effekttutviklingen representerer en usikkerhet som kan påvirke behovet for overføringskapasitet noe, men i liten grad sammenlignet med de store forbruksplanene.

2.2 Det er flere planlagte netttiltak i regionen

Tiltak i sentral- og regionalnettet vil påvirke flyten inn til SKL-området og kapasiteten i nettet rundt.

SKL-ringen har grensesnitt mot tre pågående prosjekter i sentralnettet

Det er hovedsakelig tre pågående prosjekter i sentralnettet som har grensesnitt mot SKL-området (11):

- Økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger
- Økt kapasitet i Vestre korridor
- Ny forbindelse mellom Lyse og Stølaheia

Økt kapasitet mellom Sauda og Samnanger vil bidra til at en større andel av forbruket i SKL-området forsynes nordfra. Planen er under utarbeidelse, men foreløpige vurderinger peker mot at vi først bør temperaturoppgradere mellom Mauranger og Blåfalli, og deretter etablere duplex ledning mellom Samnanger og Mauranger. Det vil fortsatt være 300 kV driftsspenning. Ved å gjøre disse tiltakene er det mulig å vente med å oppgradere til duplex mellom Blåfalli og Sauda, fornye ledningen mellom Mauranger og Blåfalli og å gå over til 400 kV drift. Arbeidet mellom Samnanger og Sauda må ses i sammenheng med hva som eventuelt skal gjøres i SKL-ringen.

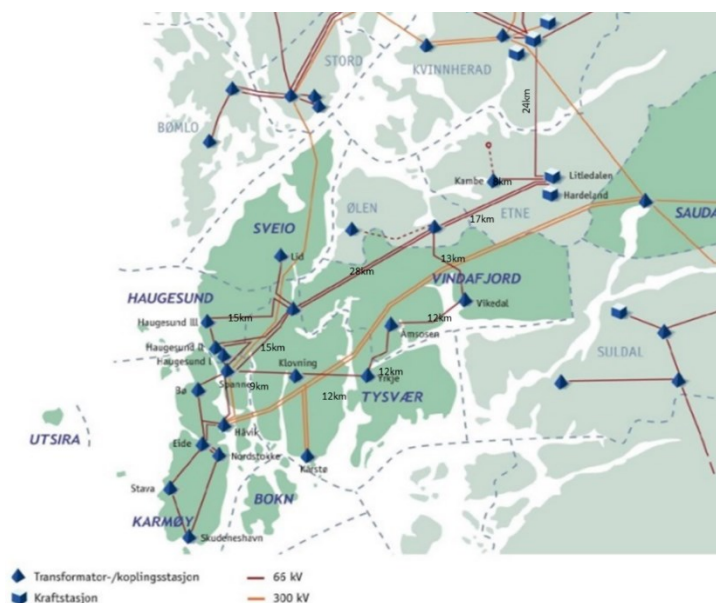
Vestre korridor er en betegnelse på sentralnettet mellom Sauda og Kristiansand. Store deler av dette nettet er planlagt oppgradert fra 300 kV til 420 kV driftsspenning fram mot 2021. Økt kapasitet i Vestre Korridor vil gi en sikrere strømforsyning fra sør.

Den nye forbindelsen Statnett planlegger mellom Lyse og Stølaheia kan øke nytten av å knytte sammen SKL-nettet og Lyse-nettet, og er planlagt å komme i drift i 2019.

Vi må gjøre en samlet vurdering av sentral- og regionalnettet

Da vi i mulighetsstudien undersøkte forskjellige måter å løse behovet på, oppdaget vi at flere av løsningene kan berøre regionalnettet. Vi ønsket derfor å finne ut hvilke behov det var i disse delene av regionalnettet. Her vil vi kort gå gjennom de tiltakene i regionalnettet som vi anser som relevante for de mulige løsningene vi skal komme inn på i mulighetsstudien og alternativanalysen. Tiltakene i regionalnettet er basert på innspill fra HK og SKL. Statnett har ikke gjort egne analyser av regionalnettet.

Kartet under viser de sørlige delene av regionalnettet til HK og SKL. I grove trekk mates produksjon inn i nettet i Blåfalli og Litledalen, som sammen med transformatorstasjonen i Spanne og Håvik forsyner regionalnettsforbruket mellom Blåfalli og Skudneshavn.



Figur 11: Deler av regionalnettet i SKL-området. Rødt er regionalnett, oransje er sentralnett.
(Kilde: Haugaland Kraft.)

I regionalnettet er det kapasitetsproblemer som følge av økt forbruk og et reinvesteringsbehov. I tillegg vil planlagte økninger i forbruk og produksjon utløse behov for tiltak. Uten større endringer i industriforbruk og vindkraftproduksjon er det tiltakene under som er aktuelle:

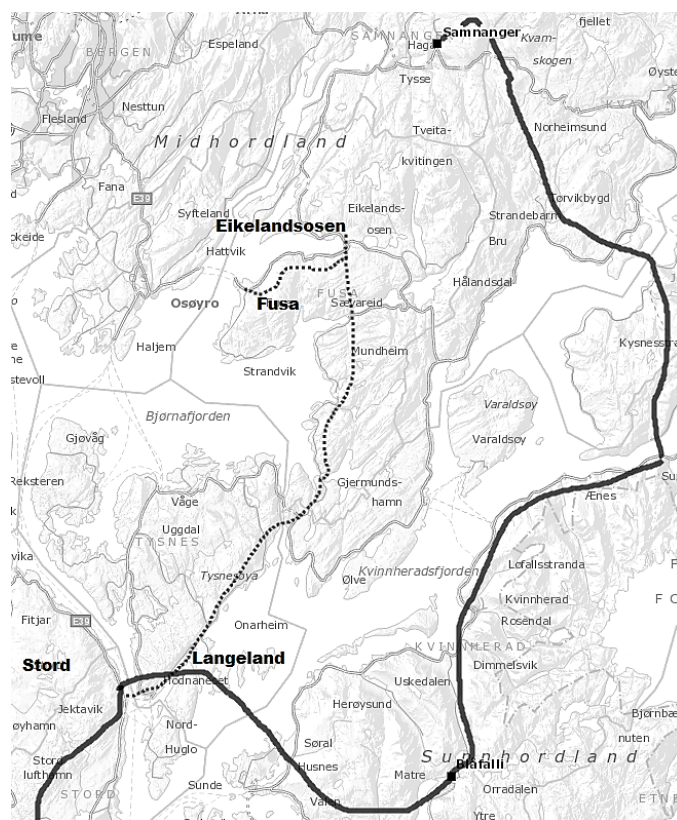
- Behov for økt transformorkapasitet i Spanne.
- Ledningen mellom Skåredalen (øst for Haugesund) og Ølen må utbedres eller rives (ca. 30 km) innen 2017.
- Ved realisering av konsesjonssøkte effektutvidelser i Litledalen, vil det være behov for økt kapasitet mellom Ølen og Skåredalen.
- Tiltak ved stasjonene i Skåredalen og Ølen.

Hvis flere av de konsesjonssøkte vindkraftparkene i området blir realisert, blir det behov for å øke kapasiteten ytterligere mellom Ølen og Skåredalen. Det kan også bli behov for å forsterke nettet mellom Spanne og Klovning.

Økt forbruk i Gismarvik Næringspark gir behov for økt kapasitet ut fra Spanne. Tiltakene er avhengig av hvor stor forbruksøkningen blir.

Tilstanden på de aktuelle delene av regionalnettet lenger nord er god. Ved realisering av mye ny produksjon i Fusa, kan det imidlertid bli behov for mindre tiltak for å øke kapasiteten fra Fusa ned mot Langeland. En generell utfordring med forsyningen i Fusa er at den er ensidig/radiell, slik at SKL er avhengig av Eikelandsosen Kraftverk som reserve for å sikre N-1 forsyningssikkerhet.

Fra Langeland til Stord går det i dag to parallelle 66 kV forbindelser fra rundt 1960, med sjøkabel over til Stord. SKL har konsesjonssøkt å erstatte dem med én ny forbindelse.



Figur 12: Kart som viser den nordlige delen av regionalnettet med stiptet linje, mens sentralnettet opp til Samnanger er heltrukken linje.

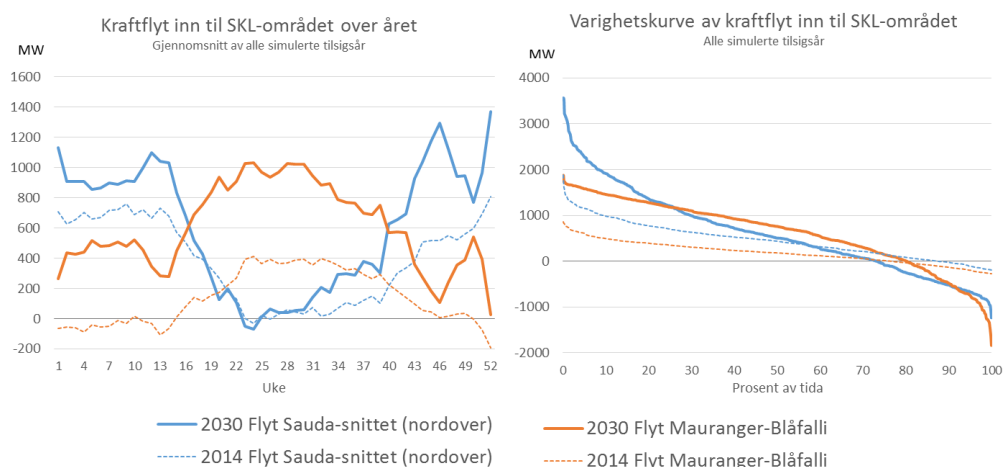
2.3 Høyere kraftoverskudd og nettkapasitet i resten av landet øker flyten sørover

I perioden fram mot 2020 er det forventet en stor utvikling i kraftsystemet i Norge og i Norden, med mer uregulerbar kraftproduksjon, et sterkere innenlandsk nett og flere mellomlandsforbindelser. Utviklingen etter 2020 er mer usikker, men vi mener det er sannsynlig at utbyggingen av småkraft på Vestlandet kan fortsette selv uten støtteordninger. Økt produksjon og tettere integrasjon med kontinentet vil påvirke fra nord til sør på Vestlandet, og dermed flyten inn til SKL-området. Vi forventer en betydelig økning i kraftoverskuddet på Vestlandet.

I tillegg til de tre prosjektene som ligger i nærheten av SKL-området, er det også andre prosjekter som vil ha betydning for nettflyten på Vestlandet og som er planlagt ferdigstilt rundt 2020 (11). Disse er:

- Ny ledning mellom Ørskog og Sogndal.
- Økt kapasitet mellom Sogndal og Aurland.
- Økt kapasitet mellom Evanger og Samnanger (BKK).
- Nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og til England.

Figur 13 viser at flyten fra BKK-området og fra Vestre korridor inn mot SKL-området øker mot 2030. En ny mellomlandsforbindelse mellom Sima og Peterhead i Skottland er også under planlegging. Hvis den blir realisert, vil det redusere den forventede flytøkningen sørover på Vestlandet.



Figur 13: Flyten mot Blåfalli og Sauda øker mot 2030. Økningen er størst nordfra om sommeren.

2.4 Dialog med interessentene er viktig for å kartlegge behov og mulige tiltak

Dialog med interessentene har vært viktig for å kartlegge behov og mulige tiltak. Alle interessentene vi har vært i kontakt med i denne saken, har sagt seg enig i at det er nødvendig å gjøre tiltak i regionen dersom vi får en større vekst i forbruket.

- Dialogen med Hydro, Statoil og Gassco har gitt innsikt i konkrete planer som kan innebære en betydelig forbruksøkning til industrielle formål, og avhengigheten av en sikker forsyning.
- De lokale og regionale nettselskapene har bidratt med sin innsikt i lokale og regionale forhold, både når det gjelder dagens situasjon og når det gjelder planer som vil påvirke behovet for nettførsterkninger de kommende årene. Dialogen med disse selskapene er også viktig fordi tiltak i regionalnettet i enkelte tilfelle kan være et supplement til investeringer i sentralnettet, og vice versa. Vi har hatt stor nytte av samarbeidet med særlig SKL og HK.
- Tidlig kontakt med kommunene har vært viktig både for å få et inntrykk av muligheten til å gjennomføre aktuelle tiltak sett i forhold til de lokale myndigheters vurderinger og planer, og for å legge et godt grunnlag for samarbeid senere i prosessen.
- Natur- og miljøorganisasjonene har vært svært opptatt av å understreke at mulighetene til energiøkonomisering må være utnyttet før Statnett gjennomfører nettoutbygginger som kan komme i konflikt med ulike friluftsinnteresser. Videre har de lokale organisasjonene gitt et første inntrykk av hvilke muligheter som kan foreligge når det gjelder fremføring av en eventuell ny ledning for å forsterke sentralnettet.

3 Størrelsen på forbruksøkningen er usikker

Det er usikkert om forbruksplanene faktisk blir realisert. Jo nærmere i tid planene ligger, jo mer sannsynlig mener vi det er at forbruket kommer.

3.1 Det er usikkert hvor stort kraftbehovet på Utsirahøyden blir

Johan Sverdrup-feltet blir det eneste feltet på Utsirahøyden som får kraft fra land fra starten av. De andre feltene Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krogh skal etter planen starte produksjonen i perioden 2015-2017 ved hjelp av gassturbiner, og så skal kraft fra land erstatte produksjonen ved gassturbinene senest i 2022.

Vi mener det er usikkerhet knyttet til fullelektrifiseringen

Vi legger til grunn at fase 1 av Johan Sverdrup-feltet elektrifiseres i tråd med foreliggende planer (12) (13). Siden prosjektet har kommet langt i planleggingen, vil det være store kostnader ved en eventuell endring av konseptet eller andre forsinkelser.

Vi vurderer også elektrifiseringen av fase to av Johan Sverdrup og de andre feltene som sannsynlig, men mer usikker enn første fase av Johan Sverdrup-utbyggingen. Dette skyldes at de andre feltene i utgangspunktet er selvforsynte med kraft. I tillegg ligger dette elektrifiseringsprosjektet lenger fram i tid, og er dermed ikke planlagt i samme grad som første fase av Johan Sverdrup-utbyggingen. Videre framdrift i prosjektet vil redusere denne usikkerheten.

Johan Sverdrup-feltet er anslått til å være lønnsomt nesten uansett (14) (15). Rystad Energi har sett på kostnadene som vil påløpe fra 2014, og sett at Edvard Grieg-feltet må ha en oljepris på rundt 45 USD/fatet for å gå i null, mens Ivar Aasen- og Gina Krogh-feltene må ha ca. 55 USD/fatet for å gå i null. Med dagens lave oljepris er med andre ord lønnsomheten til disse feltene mer usikker, men vi mener at de har kommet så langt i planleggingen at det skal mye til for at de blir utsatt i vesentlig grad.

Etter innstillingen fra Stortinget har det vært en diskusjon rundt nytten av elektrifisering:

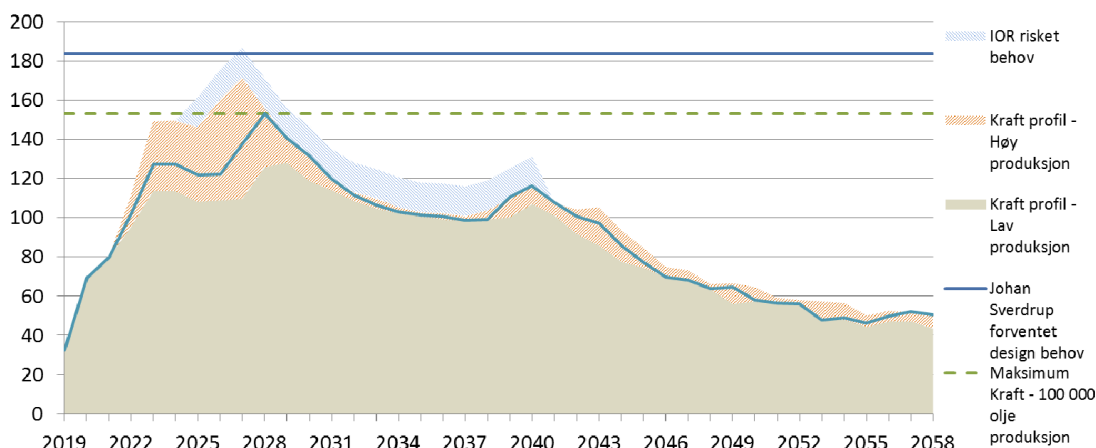
- Fagforbundet Industri Energi har for eksempel lagt fram en rapport som argumenterer for at elektrifisering av sokkelen har beskjedne utslippsvirkninger (16).
- Det er stilt spørsmål ved om ikke Norge heller bør gjøre klimatiltak i andre land som gir større effekt: Elektrifisering av petroleumsvirksomhet til havs er svært dyrt.
- Det er også pekt på at elektrifisering trolig ikke vil påvirke det samlede europeiske utslippet i særlig grad. Det europeiske kvotemarkedet regulerer og setter et tak for de totale utslippene. Med elektrifisering av Utsirahøyden, vil andre selskaper sannsynligvis kjøpe kvotene Statoil ellers hadde kjøpt med gassdrevne kraftforsyning, og slippe ut tilsvarende mengder CO₂.

Vi mener imidlertid at innstillingen fra Stortinget er såpass sterk og at prosjektene har kommet såpass langt at det skal svært mye til for at feltene velger en annen løsning enn kraft fra land.

Kraftbehovet stiger raskt og avtar med årene

Johan Sverdrup-feltet har en antatt levetid på ca. 50 år (12). Effektbehovet for fase 1 vil være størst rundt 2028, og ligge rundt 80-90 MW. Fase to gir et maksimalt effektbehov på ca. 180 MW rundt 2027. Dette er vist i figuren under. Behovet går deretter ned, og vil ligge rundt 100 MW mellom 2033 og 2043. Den siste perioden av levetiden vil behovet ligge rundt 60 MW. Kraftbehovet for de andre tre feltene er foreløpig estimert til å være rundt 70 MW fram til 2028, for deretter synke til under 10 MW. I tillegg må vi regne med ca. 11 - 12 % tap i kabelen ut til plattformene.

Beregningene indikerer at kraftbehovet kan bli opp mot 300 MW inkludert tap, at behovet vil være størst fram til rundt 2030 og at det deretter vil reduseres med rundt 100 MW. Vi mener imidlertid teknologiutvikling og erfaringer etter idriftsettelse kan påvirke både effektbehov og levetid, og at det er en del usikkerhet knyttet til dette forbruksestimatet.



Figur 14: Estimert kraftbehov for Johan Sverdrup ved full feltutbygging (12). Forbruket er størst rundt 2030.

3.2 Hydro planlegger å utvide aluminiumsproduksjonen på Karmøy

Hydro Aluminium har utviklet en ny type elektrolyseceller som de ønsker å prøve ut i industriell skala. De nye cellene er mer energieffektive og medfører mindre utslipp enn dagens teknologi. Etter nedstengingen av Søderbergovnene på Karmøy er det både plass og kapasitet til et testanlegg og en senere utvidelse til et fullskalaanlegg. Vi oppfatter det slik at Hydro har bestemt seg for lokasjon. Pilotanlegget vil ha et forbruk på ca. 115 MW, mens fullskalaanlegget vil øke dette med ytterligere 385 MW.

For at Hydro skal realisere prosjektet, mener de følgende forhold være på plass (17):

1. Strømnettet må være i stand til å forsyne både et pilotanlegg og et eventuelt fullskalaanlegg.
2. Konkurransedyktig, langsiktig kraftforsyning.
3. Støtte fra Enova til pilotprosjektet.
4. At markedsutviklingen for aluminium gir forventninger om tilfredsstillende lønnsomhet.

Realisering av piloten er ingen garanti for at det blir et fullskalaanlegg.

Hydro har fått støtte fra Enova

Hydro har fått innvilget 50 prosent støtte til pilotprosjektet fra Enova, noe som tilsvarer 1,8 milliarder kroner. Saken er godkjent av ESA (EFTA Surveillance Authority).

De globale markedsutsiktene for aluminium ser positive ut

Institutt for strategisk analyse (INSA) har gjort en analyse av den industrielle utviklingen i Norden den kommende 20-års perioden (18). De vurderer planene på Karmøy til å være i tråd med de globale markedsutsiktene for aluminium. Etterspørselen etter aluminium øker i de periodene økonomien går bra, og dabbet av igjen når den økonomiske utviklingen går nedover. Blir den globale etterspørselen etter aluminium lavere enn i basisscenariet deres, forventer INSA kun mindre økninger på Karmøy.

Betydelig usikkerhet knyttet til realisering av et nytt fullskala aluminiumsverk

Lønnsomheten til aluminiumsproduksjonen er mindre robust for økonomiske nedgangstider enn utvinningen av petroleumsressurser. I tillegg er ledetidene i aluminiumsindustrien kortere, slik at de har større fleksibilitet til å tilpasse seg markedsutviklingen. Dette gjør utviklingen innen denne sektoren mer usikker.

I og med at Hydro har fått innvilget 1,5 milliarder i støtte fra Enova og at de har tatt investeringsbeslutning på pilotanlegget, anser vi det som svært sannsynlig at pilotanlegget realiseres som planlagt.

Vi vurderer fullskalaanlegget som betydelig mer usikkert fordi det er en mye større investering som ligger lenger fram i tid. Hydro har dessuten hatt tilsvarende planer flere ganger tidligere uten å realisere dem. Dette skaper nødvendigvis en del usikkerhet rundt planene de jobber med nå, sammen med den generelle usikkerheten som ligger i markedsutviklingen lenger fram i tid. Usikkerheten vil

avta etter hvert som prosjektet utvikler seg, og vil være liten etter Hydro har fattet investeringsbeslutning. Fra da av vil usikkerheten i større grad knytte seg til tidspunkt for ferdigstillelse.

Realisering av fullskalaanlegget til Hydro er en betydelig usikkerhet for Statnett som skal forsyne det framtidige kraftbehovet. Tilsvarende representerer tidspunktet for når nye tiltak kan forsyne et fullskalaanlegg en stor usikkerhet for Hydro. Noe av denne usikkerheten kan Statnett og Hydro selv bidra til å redusere ved å samkjøre planlegging og beslutningsporter. Imidlertid vil markedsutviklingen fortsatt være et usikkerhetsmoment som er vanskelig å planlegge seg bort fra.

Muligheter for endringer i aluminiumsproduksjon også på Husnes

Kraftforbruket ved aluminiumsverket på Husnes er i dag rundt 160 MW, rundt halvparten av det det var før finanskrisen. Ved god lønnsomhet i aluminiumsindustrien ser vi det som en mulighet at Hydro øker aluminiumsproduksjonen tilbake til samme nivå som tidligere, noe også INSA peker på (18). På den andre side kan en svak økonomisk utvikling føre til at fabrikken på Husnes på sikt stenger ned.

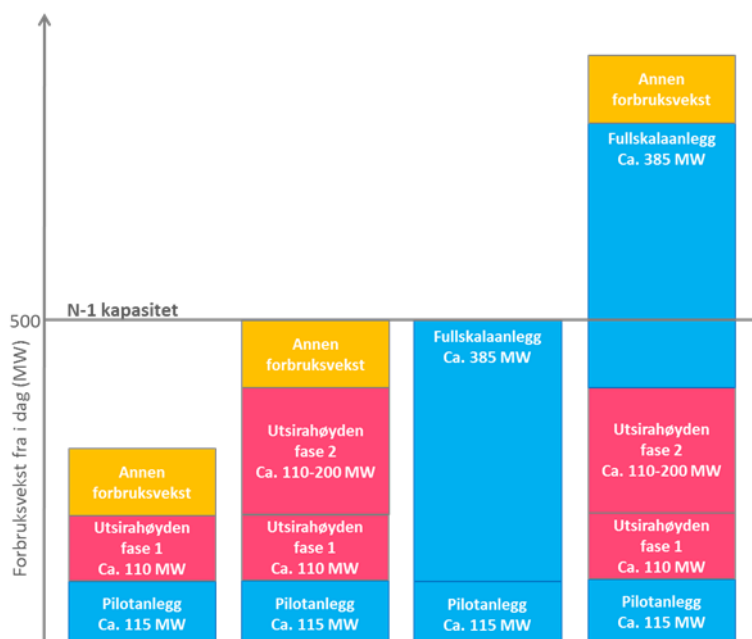
3.3 Det kan være nødvendig med tiltak selv med en mindre forbruksvekst

Figuren under viser mulige forbruksutviklinger opp mot N-1 kapasiteten i nettet. Søylen lengst til venstre viser at det er rom for en viss økning i forbruket fra i dag, mens søylen lengst til høyre viser at det ikke er rom for å forsyne alle forbruksplanene med N-1 forsyningssikkerhet. I tillegg til kapasitetsbegrensninger er det først til mølla-prinsippet som styrer hvem som får tilknytte seg nettet.

Fullelektrifisering av Utsirahøyden, pilotanlegget til Hydro og noen andre, mindre økninger vil til sammen utnytte N-1 kapasiteten i kraftnettet maksimalt. Dette er illustrert i andre søyle fra venstre i figuren under. Selv om forbruket på Utsirahøyden vil avta med årene, vil det uansett ikke være kapasitet til å forsyne fullskalaanlegget.

Hvis alle de andre planene skrinlegges, vil det akkurat være nok kapasitet til å forsyne et nytt fullskala aluminiumsverk med N-1 forsyningssikkerhet. Dette er vist i tredje søyle fra venstre i figuren. Med en slik utvikling vil Hydro utgjøre rundt 70 prosent av forbruket innenfor SKL-snittet, og ved et eventuelt strømvbrudd skal det mye til for at de ikke blir berørt. Det setter dem i en svært sårbar situasjon.

Forbruksveksten i de midterste søylene utnytter kapasiteten maksimalt, og det vil ikke lenger være mulig å tilknytte selv mindre industriutbygginger som trenger strømforsyning i SKL-området. Det kan sette en stopper for videre næringsutvikling. Med en slik forbruksvekst blir det et spørsmål om det på sikt er behov for tiltak uansett om alt forbruket kommer eller ikke.



Figur 15: Mulige kombinasjoner av forbruksvekst, sett opp mot N-1 kapasiteten i nettet.

4 Det er behov for en sikker kraftforsyning

Med et relativt høyt antall dager med utkoblinger i året, er det N-0 forsyningssikkerhet i SKL-ringen en relativt stor andel av tiden. Spørsmålet er om dette er en bra nok forsyningssikkerhet. Sannsynligheten for strømvavbrudd er riktignok liten, men konsekvensen kan bli stor. Forsyningssikkerhet handler om kraftforsyningens evne til å dekke forbrukernes etterspørsel etter kraft uten vesentlige avbrudd eller begrensninger.

4.1 Det er store konsekvenser ved lengre strømvavbrudd

Konsekvensen av et strømvavbrudd avhenger av hvor mye forbruk som ikke blir forsynt og varigheten på avbruddet. Kostnaden forbundet med avbruddet vil variere mellom alminnelig forsyning og kraftintensiv industri, og mellom ulike typer industri.

Konsekvensene ved avbrudd i alminnelig forsyning kan være betydelige

Samfunnet har gjennom teknologiutviklingen og velferdsøkningen blitt stadig mer avhengig av strøm. De fleste trenger strøm for å få varme, mat, sikkerhet og å gjøre jobben sin. Også transportsektoren utvikler seg mot mer bruk av strøm.

Alminnelig forsyning utgjør i underkant av 30 % av totalt forbruk i SKL-området. Med alminnelig forsyning mener vi alt forbruk unntatt kraftintensiv industri. Et strømvavbrudd har potensielt store konsekvenser for forbrukerne, avhengig av størrelse og varighet på avbruddet, samt tidspunktet det inntreffer på. I 2012 ble det gjort et større forskningsprosjekt for å kartlegge kostnadene for samfunnet ved avbrudd i strømforsyningen (19). Benytter vi dette for å illustrere kostnadene for et avbrudd for alminnelig forsyning ser vi at et avbrudd på 200 MW i 2 timer vil utgjøre om lag 10 - 40 millioner kr. Et langvarig avbrudd på for eksempel ti timer vil utgjøre 60-150 millioner kr. Anslaget avhenger i stor grad av når på året utfallet skjer.

Kritisk varighet på strømvavbrudd for aluminiumsproduksjonen er to til tre timer

Industrianleggene til Hydro i både Håvik og Husnes har mange strømkrevende prosesser, og krever forsyning av elkraft med høy kvalitet og regularitet. Den viktigste er elektrolyseprosessen som i dag står for omkring 94 % av energiforbruket. Dette er også den mest kritiske prosessen ved et avbrudd i strømforsyningen. Det resterende strømforbruket er knyttet til prosesser som støperi, pressbolt, tråd, valseverk og Nexans' trådstøperi, og til slutt kritiske hjelpeprosesser som produksjon av trykkluft og drift av sjøvannspumper.

Generelt er det slik at sårbarheten for disse prosessene kan deles i tre deler. Det første er sårbarheten knyttet til spenningsdipper. Det andre er sårbarhet ved avbrudd som er kortere enn tre timer. For avbrudd mindre enn én time gir dette kun mindre driftsforstyrrelser. Hyppige avbrudd, selv om de er kortvarige (< 1 min.), kan få uheldige konsekvenser ved at det fører til ustabilitet i driften og dermed redusert produksjon og økt anodeforbruk.

Det tredje, og viktigste, er sårbarheten ved langvarige avbrudd. Da opphører den kjemiske reaksjonen i aluminiumsbadet (ovnen) og badet tilføres heller ikke energi, slik at temperaturen i badet vil avta raskt og aluminiumet vil etter kort tid størkne. Etter to til tre timer uten strømforsyning vil badet nærme seg kritisk temperatur. Størknet bad som følge av tap av strømforsyning kalles en innfrysning.

Kostnadskonsekvensen ved en spenningsdipp og et kortvarig avbrudd ligger på samme nivå. Disse er beregnet til å utgjøre ca. 1 millioner kroner per utfall. Hvis det blir et langvarig avbrudd som medfører at også elektrolyseprosessen stopper opp og aluminiumsbadet (ovnene) stivner, kan dette gi kostnadskonsekvenser opp mot 1-1,5 milliarder kroner for dagens anlegg. Derfor er det avgjørende å beholde tilstrekkelig effekt til hjelpeprosessene for å kunne begrense skader, samt mulighet for oppstart hvis strømmen kommer tilbake innen to til tre timer. Konsekvensene er tilnærmet de samme for eksisterende og planlagte nye anlegg.

I tillegg vil alle uforutsette endringer i energitilførselen øke risikoen for HMS-relaterte hendelser, for eksempel personskade, miljøutslipp og materiell skade.

Ved delvis utfall av strømforsyningen er det mulig å redusere effektforbruket noe ved å gå ned på strømsstyrke, til "kritisk strøm". Det er også mulig å seksjonere produksjonslinjene og "ofre" enkelte seksjoner med celler. Kombinasjoner av dette kan bidra med fra 5 % og opp mot 25 % effektreduksjon. De økonomiske konsekvensene vil imidlertid øke eksponentielt med effektreduksjonen.

Prosessanlegget på Kårstø er sentral i gasseksporten til Tyskland

Kårstø er et av tre prosessanlegg som leverer gass til det norske gassrørsystemet. Anlegget forsynes fra mange felt på norsk sokkel, felt som både produserer gass, olje og/eller kondensat. Gassrørsystemet transporterer gassen til flere land i Europa, hovedsakelig til Tyskland.

Hvis prosessanlegget på Kårstø mister strømforsyningen, kan det gi konsekvenser både for gassleveransene, kondensatbehandlingen og oljeproduksjonen. Det vil ta flere timer fra strømmen er tilbake til prosessanlegget kan produsere gass og kondensat som normalt. Videre er gassleveransene knyttet til oljeproduksjonen på feltene. En stans på Kårstø kan derfor også medføre at oljeproduksjonen på feltene stanser opp.

For olje- og gassproduksjon kan kostnadene være svært høye, avhengig av hvor lenge det er til produksjonen alternativt kan produseres og selges. Vanligvis produserer Kårstø for fullt, slik at det kan ta mange år før produksjonen kan tas igjen.

For gass er produksjonskapasiteten 88 MSm³/døgn. Med gasspriser på om lag 2 kr/Sm³ kan et døgn stans i produksjonen medføre utsatte inntekter på 175 millioner kroner. Dersom produksjonen må utsettes i 20 år vil nåverdien av de utsatte inntektene være om lag 45 millioner kroner, noe som gir et verditap på 130 millioner kroner.

I tillegg til kostnadene knyttet til utsatt produksjon, kan det påløpe kostnader knyttet til tilbakekjøp av gass for å dekke leveringsforpliktelsene, samt slitasjekostnader på maskiner og eventuelle brønner. Kanskje vel så viktig kan Norges omdømme som en stabil leverandør av gass rammes. Dette kan svekke norske aktørers inntekter på lang sikt.

Lignende virkninger kan også oppstå for olje- og kondensatproduksjonen. Kostnadene knyttet til kondensatproduksjon er sannsynligvis mindre enn ved gass fordi produksjonen av kondensat er mindre. For oljeproduksjonen er vi usikre på virkningene da vi ikke har tilstrekkelig informasjon til å vurdere disse detaljert. Det kan imidlertid ikke utelukkes at disse kostnadene er betydelige.

Oljeselskapene skal utvinne store verdier fra Utsirahøyden

Konsekvensene ved strømvbrudd til Utsirahøyden er forskjellig for Johan Sverdrup-feltet og de tre andre feltene i området. Det ligger ikke an til at Johan Sverdrup-feltet skal ha gassturbiner i reserve til å drive produksjonen, slik at strømvbrudd vil føre til produksjonsstans. Oppstartstiden etter at kraftforsyningen er tilbake er mellom 12 og 24 timer. De andre feltene vil derimot ha gassturbiner tilgjengelig som kan starte på relativt kort varsel, så konsekvensen for disse feltene vil ikke være like store.

Johan Sverdrup-utbyggingen er delt i to faser. Den første fasen er ventet å produsere 315 000 – 380 000 fat oljeekvivalenter per dag (20). I fase to kan produksjonen øke til opp mot 550 000 - 650 000 fat per dag. Siden gjennomføring av fase to ligger lenger fram i tid og derfor er mer usikker, fokuserer vi på konsekvenser ved stans i produksjonen i fase 1 her.

Ved et kort avbrudd i strømforsyningen kan altså produksjon tilsvarende 150 000 – 380 000 fat olje bli utsatt. Verdien av dette er anslagsvis 90 – 215 millioner kroner¹, men dette får de igjen på slutten av produksjonsperioden (etter opptil 25 år). Kostnaden ved et slikt avbrudd er derfor opptil 70 – 175 millioner kroner. Ved lengre avbrudd i strømforsyningen vil kostnaden være høyere.

¹ 7 kr. per USD, oljepris på 80 USD/fat.

4.2 Vi vurderer ikke spenningskvaliteten

Spenningskvalitet inkluderer hyppigheten og størrelsen på spenningsdipper, samt elektrisk støy, avhenger av utformingen av og utstyrvalg på anlegget. Her vil vi kort forklare hva de ulike aspektene av leveringskvalitet er, og hvorfor vi ikke inkluderer i denne KVV'en.

Spenningsdipper er et problem for industrien i SKL

Industriutstyr kan være utformet slik at det kobler ut ved kortvarige spenningsfall, såkalte spenningsdipper. Spenningsdipper inntreffer ved kortslutninger i nettet, som for eksempel ved lynnedslag og fasesammenslag på grunn av vind. Økt overføringskapasitet, som følge av flere eller oppgraderte ledninger, fører gjerne til flere spenningsdipper da kortslutninger langt borte vil merkes i et større område. Til gjengjeld er utslagene mindre.

Det er tilnærmet umulig å unngå kortslutninger i et masket nett, men forbrukerne har selv mulighet til å redusere virkningen. Den beste måten er å i størst mulig grad designe prosesser og utstyr for å klare en typisk spenningsdipp. Vi vil derfor ikke behandle spenningsdipper videre i denne KVV'en.

Støy på spenningen blir regulert i egen forskrift

Hvis spenningskurven ikke er en ren 50 Hz sinuskurve, men inneholder andre frekvenskomponenter, inneholder spenningen elektrisk støy eller harmoniske forstyrrelser. Dersom nivået på harmoniske forstyrrelser blir høyt nok, kan dette føre til at utstyr ikke lenger fungerer slik det skal eller blir ødelagt.

I dagens kraftnett blir harmoniske forstyrrelser først og fremst generert av kraftelektronikk (transistorer, diodeanlegg, thyristorer) som endrer spenningskurven. Slikt utstyr kan være:

- Likeretteranlegg i forbindelse med aluminiumsproduksjon.
- Store motordrifter med likeretter/vekselretter for hastighetsstyring.
- SVC-anlegg.

I tillegg til å generere elektrisk støy, vil slike anlegg være følsomme for harmoniske forstyrrelser. Nivået på harmoniske forstyrrelser i et nett er regulert av Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL) som bygger på Europeisk norm for spenningskvalitet. Både utstyrsleverandører og anleggseiere må sørge for at denne normen blir overholdt. Vi vil derfor ikke behandle harmoniske forstyrrelser videre i denne KVV'en.

Økt forbruk i SKL-området vil ikke forverre stabilitetsegenskapene i kraftsystemet

I framtiden forventer vi store endringer i kraftsystemet med innføring av mye ny fornybar kraftproduksjon og flere mellomlandsforbindelser. Historisk sett har denne typen store endringer ført til stabilitetsutfordringer i det nordiske kraftsystemet. Økt forbruk kan også påvirke stabilitetsegenskapen dersom lastøkningen fører til økt overføring over lange avstander og/eller den nye lasten har egenskaper som er uheldige ut fra et stabilitetssynspunkt.

Planene for økt forbruk og produksjon i SKL-ringen vil ikke forverre stabiliteten^[1]. De effektmengdene vi har sett på her vil kun utgjøre en mindre del av nord-sør flyten på Vestlandet når de nye kabelforbindelsene til Europa blir idriftsatt. De stabilitetsanalysene som ligger til grunn for konsesjonene på de nye mellomlandsforbindelsene vil derfor ha gyldighet også for SKL-området. Det skyldes at det er snakk om relativt små effektmengder som skal være innenfor de marginer som standard stabilitetsanalyser fastsetter. Dessuten er forbruket i SKL-området sin relative nærhet til produksjonsapparatet en fordel, fordi forbruk nært produksjonsapparatet vil virke dempende.

^[1] Dette gjelder småsignal- og transient stabilitet

4.3 Et stort og sårbart industriforbruk gjør det krevende å drifte nettet

Selv om det er N-1 forsyningssikkerhet i SKL-ringene, gjør særlig den store andelen industriforbruk det til dels utfordrende å drifte nettet i området

Det er en rekke driftsutfordringer med dagens forbruk

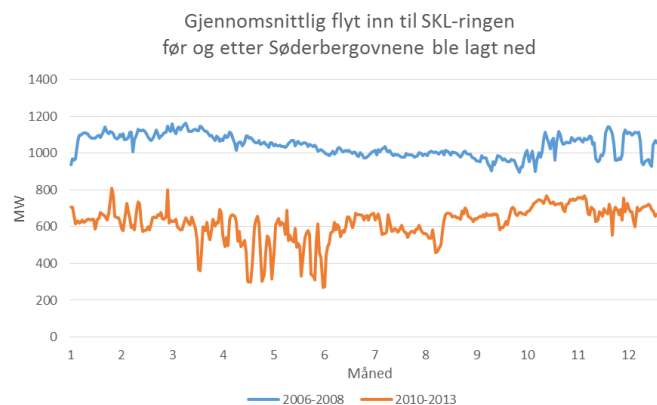
Under er en liste over hendelser eller situasjoner som påvirker driften i SKL-ringene:

- Tilgjengeligheten til kondensatorbatteriet i Sauda, Spanne og Håvik er viktig for spenningen.
- Særlig i vintersesongen er lasten problematisk med tanke på å ha utkoblinger i nettet: Det kan bli brudd på Statnetts driftspolicy.
- Dersom lasten øker i området, vil det bli vanskeligere å foreta revisjoner på anleggene i området. Vi vil da få oftere og mer alvorlige brudd på driftspolicy og kapasitetsproblemer. Problemene er i første omgang relatert til spenningsforholdene i nettet, men også termisk vil anleggene ha klare begrensninger.
- Ved utkoblinger om vinteren, for eksempel på Spanne-Stord, kan det være nødvendig å dele opp forsyningen til Håvik og Spanne på to ulike radialer fra Sauda. Med så høy last vil vi få spenningsproblemer ved utfall av en av ledningene fra Sauda. Ved radiell drift reduseres faren for å miste all last i området som følge av en feil. Håvik har imidlertid problemer med dårlig spenningskvalitet ved en slik driftssituasjon. Kvaliteten er så dårlig at for eksempel lyset i hallene slukker. Problemet skyldes støy og forsvinner når kondensatorbatteriet i Sauda er utkoblet. Det planlegges nå et omfattende måleprogram i SKL-ringene for å finne ut av dette.
- Hydro i Håvik vil få store problemer med avbrudd som varer lengre enn to til tre timer. Dette vil kunne gi betydelige økonomiske tap. Som en følge av dette, kreves det normalt to timers innkoblingstid for revisjoner i 300 kV nettet.
- Hydro ønsker stabil spenning på ca. 292 kV i Håvik fordi de har transformatorer med fast omsetting. Ved utkoblinger i SKL-ringene tilstrebes en høyest mulig spenning i Håvik (normalt 295 kV).

Driftssituasjonen var krevende da industriforbruket var høyere

Forbruket i SKL-området var ca. 220 MW høyere fram til Hydro la ned Søderbergovnene i 2009. Da var driftssituasjonen anstrengt: Både enkeltutfall og utfall i revisjonsperioden kunne føre til strømavbrudd. I tillegg var revisjonsperioden svært kort, og bare utkoblinger med innkoblingstid på to timer eller mindre ble gjennomført. Dette førte til at det ble installert et kondensatorbatteri i Sauda for å bedre spenningsforholdene.

Figuren under viser gjennomsnittlig kraftoverføring per måned inn til SKL-ringene fra Blåfalli og fra Sauda i periodene 2006-2009 og 2010-2013. Den største forskjellen mellom kurvene skyldes at Hydro la ned Søderbergovnene på Karmøy i 2009 og at aluminiumsverket på Husnes halverte forbruket sitt under finanskrisen. Det reduserte forbruket har gitt en lavere netto flyt inn til området. Tilsvarende vil økt forbruk vil gi en større flyt inn til området.



Figur 16: Gjennomsnittlig flyt inn til SKL-ringene per måned ble betraktelig redusert etter nedstengingen av Søderbergovnene og redusert forbruk ved Husnes.

Del II Mål og rammer

Samfunnsmålet med tiltak i SKL-området er sikker tilgang på strøm. Det innebærer at forbrukerne skal ha tilstrekkelig effekt til å dekke eksisterende forbruk og kjente planer for nytt forbruk, og at det skal være tilstrekkelig kapasitet i nettet til å vedlikeholde og fornye kraftnettet. I tillegg må tiltakene ligge innenfor gitte rammer.

5 Målene angir hva mulige tiltak skal oppnå

I behovsanalysen så vi at vi ikke kan forsyne hele forbruksveksten med dagens nett. Det er tre mulige måter å håndtere dette på:

1. Ikke akseptere tilknytning av forbruk som overstiger dagens N-1-kapasitet.
2. Tilby tilknytning av forbruket utover dette med N-0 forsyningssikkerhet.
3. Gjennomføre tiltak slik at alt forbruket kan forsynes med minimum N-1 forsyningssikkerhet.

Det første punktet bryter med tilknytningsplikten, og ligger derfor utenfor rammene til Statnett. Det andre punktet vil gjøre det uinteressant for Hydro å knytte seg til, ettersom aluminiumsindustrien er så avhengig av en sikker strømforsyning. Vi mener derfor at vi må gjøre tiltak slik at både eksisterende og nytt forbruk kan forsynes med minimum N-1 forsyningssikkerhet, noe som reflekteres i målene for eventuelle tiltak.

5.1 Samfunnsmålet beskriver samfunnsutviklingen tiltaket skal bygge opp under

Nettmeldingen (21) gir generelle samfunns mål for utbygging av nett. Det listes opp mange samfunns mål i nettmeldingen. Vi mener at antall samfunns mål bør være begrenset, og har vurdert dem opp mot den spesifikke problemstillingen i SKL-området. Ut fra dette har vi definert det mest relevante samfunns målet som tiltakene skal bygge opp under.

Samfunns målet er: Gi sikker tilgang på strøm.

5.2 Effektmålene beskriver de ønskede virkningene av tiltaket

For å konkretisere samfunns målet har vi videre definert to effektmål:

- Forbrukerne i SKL-området skal ha tilstrekkelig effekt fra sentralnettet til å dekke eksisterende forbruk og forbruksutviklingen som følger av kjente forbruksplaner.
- Det må være mulig å vedlikeholde og fornye kraftnettet med tilfredsstillende forsynings-sikkerhet, både fram til og etter det nye tiltaket er i drift.

Tiltakene må ikke nødvendigvis *oppfylle* effektmålene, men *graden av måloppnåelse* er noe vi vil diskutere senere i rapporten og som vil virke inn på rangeringen av alternative tiltak.

Det må være tilstrekkelig tilgang på effekt hele året, koordinert med forbruksutviklingen

Hovedprinsippet i Statnetts driftspolicy er å drifte nettet etter N-1 kriteriet, slik at feil på én komponent ikke skal gi strømvbrudd. Dette prinsippet får støtte i Nettmeldingen. Effekttilgangen må dessuten være kontinuerlig, ikke avhenge av ytre faktorer som momentan vind- eller vannkraftproduksjon, og tilpasset variasjonene i det alminnelige forbruket.

I dette målet kommer også tidsdimensjonen inn. I planene sine angir industriaktørene når forbruks-økningene skal inntreffe, og det er nødvendig at tiltakene er tilpasset dette. Siden vi anser konsekvensene ved et langvarig strømvbrudd som svært store for aluminiumsindustrien, har vi antatt at Hydro ikke ønsker å tilknytte seg nettet dersom de ikke har minimum N-1 forsyningssikkerhet. Tiltak som forsinker idriftsettelsen av det nye fullskalaanlegget vil derfor påføre både Hydro og samfunnet et økonomisk tap. Gjennomføringstiden vil med andre ord påvirke rangeringen av konseptene.

Nødvendig å kunne vedlikeholde og reinvestere nettet med god forsyningssikkerhet

Det andre effektmålet understreker viktigheten av å ivareta forsyningssikkerheten fram til det nye tiltaket er realisert. Det er nødvendig å ha tilstrekkelig kapasitet til å gjøre utkoblinger for planlagt vedlikeholdsarbeid og reinvesteringer.

Vedlikehold sikrer en god standard på de tekniske anleggene, som igjen påvirker forsyningssikkerheten gjennom en lavere sannsynlighet for feil. Reinvesteringer omfatter både relativt sett mindre jobber

som skifte av kontrollsystem og store jobber som reinvestering av ledninger og hele stasjoner. De store jobbene krever vanligvis langvarige utkoblinger med lang gjeninnkoblingstid.

Effektmålene er i stor grad samstemte

Vi ser ikke krevende målkonflikter eller behov for å prioritere mellom effektmålene, da vi mener de i stor grad er en og samme sak. Imidlertid kan vi i grove trekk si at det første effektmålet reflekterer hva forbrukeren er opptatt av, mens det andre målet reflekterer hva Statnett er opptatt av i driften av nettet. Her kan det selvsagt oppstå en konflikt ved at forbrukerne ønsker å tøye grensene for hva nettet kan håndtere, mens Statnett ønsker en mer konservativ tilnærming for å ha større margin ved utkoblinger i nettet.

Forbrukerne ser i liten grad komplikasjonene ved en høy utnyttelse av nettet, mens Statnett er ansvarlig for å løse utfordringene som vil oppstå. Jo høyere utnyttelse av nettet, jo mindre fleksibilitet til å håndtere utkoblinger og feil. Med de store konsekvensene som kan inntreffe i SKL-området ved lengre avbrudd, er det et stort ansvar å drifte et slikt nett.

På den andre siden er også forbrukerne interessert i at Statnett ivaretar forsyningssikkerheten under vedlikeholdsarbeid og reinvesteringer. Så selv om det kan være ulik oppfatning av *hva som må til* for å kunne vedlikeholde og fornye kraftnettet, tror vi at det er enighet om prinsippet om å ha tilstrekkelige marginer til å gjøre nødvendig arbeid i nettet.

6 Rammene begrenser mulighetsrommet

Statnett er både anleggseier og ansvarlig for nettdriften, og må forholde seg til en rekke krav og rammebetingelser. Her vil vi peke på noen rammer Statnett må forholde seg til og som er relevante for problemstillingen i SKL-området. Vi har bare funnet absolutte krav (skal-krav), og ingen viktige rammer som bør oppfylles (bør-krav).

6.1 Skal-krav er absolutte rammer

Vi ønsker å løfte fram disse kravene til tiltak i SKL-området:

1. Statnett har, under gitte forutsetninger, tilknytningsplikt for nytt forbruk og produksjon.
2. Nettutvikling skal skje på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte.
3. Under normale forhold skal eierskap og drift av nett og produksjon være strengt adskilt.
4. Sentralnettet skal bygges som luftledning, bortsett fra i enkelte unntakstilfeller.
5. Prisområder skal ikke erstatte tiltak i nettet

Tilknytningsplikten for nytt forbruk er svært sterk

I denne KVV'en vil vi gå ut fra at Statnett må ta den planlagte forbruksveksten som en forutsetning, uten særlig mulighet til å påvirke forhold som for eksempel plassering eller tidspunkt for etablering.

Dette skyldes at Energiloven sier at Statnett har tilknytningsplikt for nytt forbruk og ny produksjon (22). Loven peker på muligheten for å søke om fritak dersom Statnett mener at det ikke er samfunnsøkonomisk rasjonelt, men OED kan bare gi fritak for forbruk i ekstraordinære tilfeller, og det har aldri vært gjort tidligere.

Vi minimerer kostnadene for tiltakene som innfrir tilknytningsplikten

Energiloven sier også at nettutvikling skal skje på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det betyr at prosjekter som har en større samfunnsmessig nytte enn kostnad skal gjennomføres. En slik tilnærming taler for en koordinert utvikling av forbruk og nett, slik at samfunnet kan komme bedre ut enn om industrien gjør en bedriftsøkonomisk optimalisering av for eksempel plassering, uten tanke på hva det vil utløse av nettforksterkninger. Vi mener at forankringen av denne KVV'en gjennom høringsrunder og myndighetsbehandling vil avdekke om det er enighet om det prosjektutløsende behovet og om tiltaket er samfunnsmessig rasjonelt.

Vi legger til grunn at tilknytningsplikten veier så tungt at vi ikke tar stilling til det nye forbrukets bidrag til nasjonaløkonomien. Det betyr at vi ikke eksplisitt vurderer om nytten til det planlagte forbruket er større enn nettkostnaden. I vurderingen og rangeringen av tiltakene vil vi derfor fokusere på å minimere kostnadene for tiltak som skal til for at forbruket kan bli realisert. Samtidig vil vi beskrive de nyttevirkningene tiltakene fører med seg.

Bruk av gasskraftverket er utenfor Statnett sitt mandat

Drift av gasskraftverket på Kårstø vil kunne forsyne den planlagte forbruksveksten, med N-1 forsyningssikkerhet. Men det er etter vår vurdering særlig to forhold som er til hinder for at Statnett skal stå for kraftproduksjon i det omfang som er nødvendig:

1. I Statnetts vedtekter står det: "Statnett SF skal alene eller sammen med andre planlegge og prosjektere, bygge, eie og drive overføringsanlegg." Ved kraftproduksjon i den skalaen det er snakk om her, vil det etter vår oppfatning kreve en endring i Statnett sine vedtekter.
2. Det vil være i strid med eldirektivene dersom Statnett er ansvarlig for kjøringen av gasskraftverket. Både elmarkedsdirektiv II og elmarkedsdirektiv III slår fast at en systemoperatør ikke kan utøve kontroll over en virksomhet som driver med produksjon.

Selv om drift ved gasskraftverket ikke er et tiltak Statnett kan bruke, er det ingen ting i veien for at andre aktører kan inngå bilaterale avtaler med Naturkraft, eier av gasskraftverket, om kraftleveranser.

Sentralnettet skal bygges som luftledning

For at det skal være aktuelt å bygge kabel fremfor luftledning, må den høye ekstrakostnaden veies opp av gevinsten ved reduserte naturinngrep. Samtidig er det verdt å merke seg at en eventuell sjøkabel også vil innebære inngrep i naturen i form av relativt store landanlegg for muffeutstyr og reaktoranlegg.

I Nettmeldingen står det at sentralnettet skal bygges som luftledning, bortsett fra i noen unntakstilfeller (21):

- Der luftledning er teknisk vanskelig eller umulig, som for eksempel i byer og ved kryssing av større sjøområder.
- Dersom ekstrakostnaden for kabling av en delstrekning kan forsvares med at det gir særlige miljøgevinster sammenliknet med luftledning og/eller en vesentlig bedre totalløsning.

Når vi i mulighetsstudien ser på alternative tiltak for å løse behovet, vil vi samtidig vurdere om de kan betraktes som unntakstilfeller.

Prisområder skal ikke erstatte tiltak i nettet

Bruk av prisområde er et virkemiddel for å styre kraftflyten og sørge for tilstrekkelig forsynings-sikkerhet. Prisområder kan tas i bruk ved langvarige flaskehalsen og ved forventet energiknapphet i et område. Dette er regulert i Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. Markedet løser da flaskehalsen ved at prisen øker i ett område og reduseres i et annet. Det skjer inntil produksjon og forbruk i de to områdene er endret så mye at flyten på flaskehalsen går under kapasitetsgrensen.

Nettmeldingen slår fast at der overføringskapasiteten ikke er tilstrekkelig, skal ikke prisområder erstatte tiltak i nettet. Det vil derfor være i strid med gjeldende retningslinjer å håndtere forbruks-økningen i SKL-området med å innføre et eget prisområde her.

6.2 Rammene legger føringer for hvordan vi kan oppnå effektmålet

De rammene vi har valgt å løfte frem her, legger føringer for hvordan vi skal gjennomføre de tiltakene Statnett er ansvarlige for, og viser også at noen tiltak er tiltak utenfor Statnetts kontroll. Det blir derfor opp til OED å eventuelt endre rammevilkårene.

I mulighetsstudien vil vi vise ulike måter å forsyne den planlagte forbruksveksten på. I alternativ-analysen vil vi vurdere i hvilken grad de mest aktuelle tiltakene vil gi tilstrekkelig effekt og en noen lunde samordnet tidsplan med forbruksplanene. Hvis flere tiltak gir samme grad av måloppnåelse, vil vi anbefale det som har de laveste kostnadene, herunder investeringskostnader, miljøkostnader, overføringstap, utkoblingskostnader etc.

Del III

Aktuelle konsepter – mulighetsstudie

I mulighetsstudien gjør vi en grovvurdering av en rekke tiltak som kan tenkes å møte de prosjekttløsende behovene i SKL-området. Dette er tiltak som reduserer underskuddet i form av økt produksjon, redusert forbruk, eller økt overføringskapasiteten i nettet. Det er også mulig å gjøre tiltak i systemdriften.

Oppsummert har vi sett at:

- Effektreduksjon og realisering av ny planlagt kraftproduksjon kan bidra til å dempe overføringsbehovet i perioder. Men ettersom de planlagte forbruksøkningene er så store, vil ikke dette løse behovet.
- Bruk av systemvern for belastningsfrakobling (BFK) vil ikke innfri effektmålene om tilstrekkelig effekt og forsyningssikkerhet for eksisterende og nytt forbruk.
- Et nytt prisområde i SKL-området vil føre til så høye strømpriser at det blir uinteressant for Hydro å etablere fullskalaanlegget sitt der, slik at behovet for prisområdet faller bort.
- Drift av gasskraftverket kan løse behovet, men med våre forventninger til gass- og strømpris, blir dette et svært dyrt konsept.
- Tiltak i nettet gir en solid økning i overføringskapasiteten og kan gi N-1-forsyning til hele den planlagte forbruksveksten. Dette gjelder oppgradering av eksisterende ledninger eller å bygge en ny ledning inn til området.
- Vi har også sett på alternativer med en vesentlig andel sjøkabel, men disse har for høye kostnader til at vi anser de som aktuelle.
- Etablering av det planlagte fullskalaanlegget til Hydro i for eksempel Husnes vil kreve betydelig mindre nett-tiltak, men vi kjenner ikke til hvilke kostnader dette vil påføre Hydro.

Med bakgrunn i dette viderefører vi konseptene som innebærer tiltak i nettet til en grundigere analyse og sammenligning i alternativanalysen.

7 Å redusere eller flytte forbruket vil avlaste nettet

Det er mulig å gjøre mange ulike tiltak på forbrukssiden for å redusere overføringsbehovet. Vi mener at potensialet for effektreduksjon ved eksisterende forbruk ikke er tilstrekkelig til å løse behovet i SKL-området alene. Dersom fullskalaanlegget til Hydro kan flyttes til et sterkere punkt i nettet, for eksempel Husnes, kan det derimot redusere behovet for tiltak betydelig.

7.1 Effektreduksjon vil ikke endre på investeringsbehovet i SKL-ringen

En viktig forutsetning for at effektreduksjon fra eksisterende forbruk skal tjene som alternativ til nettutbygging, er at effektforbruket reduseres når overføringsbehovet er størst. Vi ser imidlertid at potensialet i SKL-området er for lite til å møte behovet alene. Ulike former for effektreduksjon er presentert i vedlegg 1.

På sikt kan den nye teknologien redusere energibehovet i aluminiumsindustrien

Enova peker på et betydelig potensiale for energieffektivisering i aluminiumsindustrien, men også flere barrierer (10). Vi forventer derfor bare en mindre effektivisering av eksisterende anlegg fram mot 2022. På sikt kan den nye teknologien Hydro skal teste ut redusere energibehovet, eller gi rom for å øke produksjonen. Vi legger likevel til grunn at potensialet for effektreduksjon i første omgang er knyttet til alminnelig forbruk.

Energieffektivisering i boliger vil ikke redusere behovet for andre tiltak

Hordaland Fylkeskommune anslår det teoretiske potensialet for energieffektivisering i boliger i Hordaland til 20 % i 2020 (23). Vi antar at dette også gjelder for SKL-området. Dette gir, med en grov og optimistisk omregning, en effektreduksjon på omtrent 85 MW. Det er såpass mye at det kan påvirke hvor mye nytt forbruk som kan komme, men det vil ikke endre på behovet for å gjøre andre tiltak i SKL-ringen. Metoden som er benyttet for å beregne det teoretiske potensialet for effektreduksjon er presentert i vedlegg 1.

7.2 Flytting av forbruket kan ha en samfunnsøkonomisk gevinst

Ettersom tilstrekkelig overføringskapasitet i strømmettet er avgjørende for å forsyne et stort industriforbruk, er det en fordel om industrien kan plasseres der det allerede er tilgjengelig kapasitet i nettet. Siden det er fullskalaanlegget som utløser behov for større tiltak, har vi kun sett på en alternativ plassering av dette. Innenfor analyseområdet er det naturlig å peke på Husnes som en alternativ plassering for fullskalaanlegget til Hydro. Her har Hydro allerede et aluminiumsverk, og det ligger mye nærmere de store magasinkraftverkene på Vestlandet enn Karmøy. Hvis vi ser utenfor analyseområdet, er det flere andre muligheter.

Vi antar at det vil være kostbart for Hydro å endre planene til å bygge pilot- og fullskalaanlegget i Husnes i stedet for på Karmøy nå som de har kommet så langt i planleggingen. Vår hypotese er at en annen plassering likevel har potensiale for å gi en samfunnsøkonomisk gevinst.

I kapittelet om nett-tiltak anslår vi hvor store besparelser som kan gjøres i nettinvesteringer ved en annen plassering. Vi har imidlertid ikke tilstrekkelig informasjon om Hydros kostnader til å slå fast om, og eventuelt hvor mye, samfunnet kunne ha spart på en annen plassering. Vi går derfor ikke videre med dette som et aktuelt konsept i alternativanalysen.

8 Det er lite realistisk å dekke behovet med økt produksjon

Det er mulig å redusere underskuddet i SKL-ringen ved å øke produksjonen i området, drifte gasskraftverket, bygge ny produksjon i området og ved å lagre energi lokalt. Mens drift ved gasskraftverket og energilagring blir svært dyrt, vil ikke ny fornybar kraftproduksjon alene løse behovet.

8.1 Gasskraftverket kan løse behovet, men det er en rekke utfordringer ved det

Gasskraftverket på Kårstø kan produsere opptil 420 MW, har en gunstig beliggenhet med tanke på forbruksveksten i SKL-ringen og kan forsyne den planlagte forbruksøkningen i tide. Selv om gasskraftverket er satt i preserving, vil det likevel være mulig å få gasskraftverket tilbake i produksjonsmodus før forbruket øker utover N-1 kapasiteten i nettet. Vi mener derfor at drift av gasskraftverket er et tiltak som kan møte behovet.

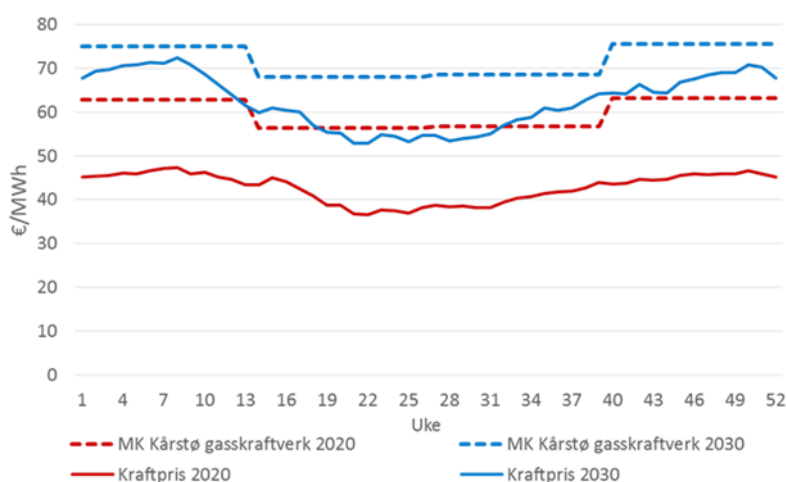
Som tidligere nevnt, ligger drift av gasskraftverket utenfor Statnett sine rammer. Enten må regelverket endres, eller så må en annen aktør enn Statnett stå for driften av gasskraftverket. Alternativt kunne Statnett ha etablert et eget prisområde i SKL-området for å gjøre det lønnsomt for gasskraftverket å produsere, men vi vil i neste kapittel komme tilbake til hvorfor det ikke er en god løsning.

Vi ser ikke lønnsomhet i å kjøre gasskraftverket i markedet

Etter at gasskraftverket startet opp i 2007, har det vært lite i drift på grunn av høy gasspris i forhold til strømpris. Ut fra våre forventninger til kraftpris, gasspris- og CO₂-kostnad, tror vi at dette vil være tilfellet også i fremtiden. For å sørge for drift av gasskraftverket, må noen betale mellomlegget mellom kostnadene til gasskraftverket og markedsprisen for den strømmen de leverer.

Våre forventninger til kraftprisen i 2020 og 2030 og vårt grove estimat av marginalkostnad til Kårstø gasskraftverk er vist i figur 17.

Det er verdt å merke seg at kraftprisen i figuren er en gjennomsnittspris, og at det kan være timer i vintersesongen der kraftprisen vil være høyere enn marginalkostnaden. For at gasskraftverket skal starte, er det imidlertid ikke tilstrekkelig at det er noen timer eller få døgn med lønnsom drift. Start- og stoppkostnadene vil være relativt store, særlig når gasskraftverket ikke er klargjort for å produsere.



Figur 17: Forventet marginalkostnad for gasskraftverket og simulert kraftpris i NO2 (som omfatter SKL-området) for scenario 2020 og 2030.

Bare i ekstreme tilfeller kan vi se mulighet for lønnsom drift ved gasskraftverket

For at driften ved gasskraftverket skal være lønnsom, må de norske kraftprisene ligge rundt og helst noe over marginalkostnaden for gass.

Kraftprisene i Norge vil stige dersom det nordiske kraftoverskuddet synker. Det kan vi få med en stor forbruksøkning, stagnering av utbygging av ny produksjon og tørrår. Trendene de siste årene peker i motsatt retning, der utbygging av ny produksjon og et mildere og våtere klima øker kraftoverskuddet.

Også nedleggelse av svensk kjernekraftproduksjon vil gi en økning i de nordiske prisene. Det er usikkert når det vil skje, men vi tror det blir en begrenset utfasing fram mot 2030. Dette vil løfte prisene noe, men ikke betydelig, ettersom vi forventer at det fortsatt vil være et nordisk kraftoverskudd.

Samtidig som at de norske kraftprisene må øke, må også marginalkostnadene for gass, som i dag er høyere enn for kull, bli lik eller lavere enn marginalkostnaden for kull. Økte kvotepriser kan føre til at disse marginalkostnadene blir likere hverandre, men vi mener det er lite sannsynlig at det skjer en radikal endring fra i dag.

Kort oppstartstid og tilgjengelighet er viktig for en reserve i nettet

Gasskraftverket på Kårstø er et såkalt Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) anlegg. Det betyr at det er et kraftvarmeverk som består av en gassturbin og en dampturbin som er kombinert med en varme-gjenvinningskjele, og det har en virkningsgrad på 58–59 %. Et slikt anlegg har god reguleringsevne, noe som betyr at det kan justere produksjonen relativt billig (24).

Gasskraftverket har en oppstartstid som er avhengig av hvor varmt anlegget er, altså hvor lenge det er siden sist det produserte. Hvis gasskraftverket skal gi momentan N-1 forsyningssikkerhet i SKL-ringen, må det produsere kontinuerlig. Dersom det er akseptabelt at feil i nettet fører til strømavbrudd, så lenge strømmen kommer tilbake i løpet av to til tre timer, må gasskraftverket produsere minimum hvert tredje døgn. I tillegg må det produsere kontinuerlig under alle planlagte utkoblinger.

Det finnes flere eksempler på at det har oppstått feil ved tilsvarende verk under oppkjøring, noe som forsinket produksjonsstarten med noen timer. I SKL-ringen kan en slik forsinkelse være kritisk dersom gasskraftverket skal brukes som en reserve ved feil i nettet. Det vil i så fall være nødvendig å klargjøre hvem som sitter med det økonomiske ansvaret om en slik feil skulle skje.

Gasskraftverket vil i perioder være utilgjengelig som følge av planlagt vedlikehold og feil. Siden det har vært så lite i drift, kan vi ikke se på historiske hendelser for å anslå utetiden. Tilsvarende kraftverk i Sverige, Øresundsverket og Rya kraftverket, planlegger rundt fem uker utetid i året for vedlikehold (25). Det siste året har det i tillegg vært noen feil ved disse kraftverkene som har gitt en utetid fra en time til noen døgn.

Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av gasskraftverket er stor

Tar vi utgangspunkt i marginalkostnadene som vist figur 17, vil det koste omtrent 700 MNOK (faste kroner) i året å holde gasskraftverket i kontinuerlig drift. Vi har ikke gjort noen anslag på de faste kostnadene som arbeidskraft og husleie etc. som også må dekkes, eller engangskostnaden for å bemanne opp gasskraftverket og klargjøre det for produksjon. Dette drar kostnadene ytterligere opp.

Dersom vi antar at dette er et tiltak som blir benyttet fram til nettet må reinvesteres i rundt 2045, blir nåverdien av kostnadene om lag 7,5 milliarder kroner. Som vi vil vise senere i rapporten, vil det med drift i 3-4 år være mer rasjonelt å gjøre tiltak i nettet.

Andre forhold som taler mot bruk av gasskraftverket er at det ikke er like tilgjengelig eller pålitelig som nett. Det kan også være klimapolitiske forhold, som for eksempel Klimaløftet, som gjør det mer utfordrende å ta i bruk gasskraftverket enn å gjøre nettiltak.

Vi anser derfor ikke drift av gasskraftverket som et aktuelt konsept for å løse behovet på lang sikt, og vi vil ikke gå videre med gasskraftverket som et eget konsept i alternativanalysen. Det kan derimot være aktuelt å benytte gasskraftverket som et midlertidig tiltak dersom forbruket øker mye før vi rekker å gjøre andre nødvendige tiltak, og det kan også brukes til å øke forsyningssikkerheten under planlagte utkoblinger. Dette kommer vi tilbake til i alternativanalysen.

8.2 Ny fornybar kraftproduksjon vil i perioder redusere overføringsbehovet

Dersom ny produksjon skal bidra til å redusere behovet for overføringskapasitet i et underskuddsområde, må den knyttes til nettet i nærheten av forbruket. For SKL-ringen betyr dette at produksjonen må knyttes til innenfor SKL-snittet.

Det samlede realistiske potensialet for ny produksjon i SKL-området er som nevnt rundt 400 MW fram mot 2022, der størsteparten av potensialet kommer fra uregulerbar produksjon. Dette vil være et positivt bidrag som i perioder vil redusere overføringsbehovet. Men på dager med lite vind og regn vil imidlertid produksjonen være svært lav eller null. Vi mener derfor at ny produksjon ikke kan løse behovet i SKL-ringen, og vil ikke gå videre med dette som et eget konsept i alternativanalysen.

Det er få planer om økt vannkraftproduksjon

Det er som tidligere beskrevet planer om rundt 50 MW ny regulerbar vannkraftproduksjon i SKL-området gjennom effektutvidelse i Litledalen og Hardeland kraftverk, noe som vi anser som svært sannsynlig blir realisert. Det er imidlertid ikke planer for større utbygging av regulert vannkraft innenfor SKL-snittet.

Småkraft er definert som vannkraft med installert effekt under 10 MW, og er i all hovedsak uregulerbar. Det er til sammen søkt om ca. 16 MW småkraft til NVE, men i den regionale kraftsystemutredningen (KSU) er det beskrevet et potensiale opp mot 100 MW innen 2022. Som tidligere nevnt vil det være et positivt bidrag, men ikke tilstrekkelig til å forsyne forbruksøkningen, hverken i størrelse eller over tid. Småkraftverk vil ikke produsere i perioder med lite tilsig, for eksempel i en kald vinter.

Det er mange planer for ny vindkraftproduksjon, men usikkert hvor mye som blir realisert

Også innenfor vindkraft har den regionale KSU'en et optimistisk syn på utviklingen fram mot 2022. Ettersom lønnsomheten til ny vindkraftproduksjon er høyst usikker, anser vi foreløpig vindkraften som avhengig av el-sertifikater for å bli realisert. Vi forventer derfor at prosjekter som ikke når fristen for el-sertifikater i 2020 vil bli utsatt. Vi mener også at det er usikkert om alle prosjekter som får konsesjon før 2020 vil velge å investere. På lenger sikt ser vi imidlertid ikke bort fra at den teknologiske utviklingen kan gjøre vindkraft gradvis mer lønnsomt i seg selv.

Investeringer i småskala vindturbiner på større tomter, slik som på gårder, næringsparker og lignende, har i stor grad uteblitt i Norge. Vi forventer ikke at dette skal endres vesentlig frem mot 2022.

I behovsanalysen viste vi at en typisk vindkraftpark i Norge produserer mindre enn 20 % av installert effekt i 50 % av tiden. Dette betyr at det må installeres svært mange vindturbiner for å dekke forbruket i SKL-ringen. Og selv om vindturbinene skulle dekke forbruket i 50 % av tiden, må vi også kunne forsyne forbruket i timer med lite eller ingen vind. Det vil ikke hjelpe å spre turbinene utover SKL-området, ettersom dette er et lite geografisk område med relativt like vindforhold.

Havvindmøller er svært dyrt

I 2012 publiserte NVE en rapport om potensialet for havvind langs norskekysten (26). Der er området Utsirahøyden Nord vurdert som er et felt med gode vindforhold, og at det kan være mulig å realisere mellom 500 MW og 1500 MW installert effekt. Et av problemene med dette området er at vannet er såpass dypt at det vil være nødvendig å benytte flytende vindmøller. Det finnes noen pilotanlegg, men dette er foreløpig ikke en kommersiell teknologi.

Investeringskostnaden for havvindmøller er svært høy, og den vil bli enda høyere for flytende vindmøller. Foreløpig har den høye investeringskostnaden, den lave strømprisen og nivået på subsidieringen ført til at ingen offshore vindparker er realisert. Dette til tross for at flere prosjekter i Norge har vært konsesjonssøkt, og enkelte har fått innvilget konsesjon. På grunn av dette anser vi det som lite trolig at offshore vindparker vil realiseres i de nærmeste årene.

Elektrifiseringen av Utsirahøyden gir riktig nok mulighet til å realisere en offshore vindkraftpark til en lavere kostnad dersom vindkraftparken kan mate inn mot forbruket. Statnett kjenner imidlertid ikke til at noen planlegger et slikt prosjekt, og det vil trolig være tidkrevende og kommersielt vanskelig å realisere.

Potensialet for solkraft er lite

I flere europeiske land, som Tyskland, Spania og Italia, har svært mange husholdninger installert solcellepanel på tak og vegger de siste årene for å redusere strømuttaket fra nettet. Dette har skjedd som en følge av subsidieordninger for fornybar energi, i kombinasjon med høye kraftpriser og lavere kostnader på solcellepaneler.

I Norge har lav kraftpris, en teknologinøytral støtteordning (el-sertifikater) og noe dårligere solforhold enn på kontinentet gjort at store investeringer i solcellepaneler på norske hustak har uteblitt. Solcellepaneler finnes derimot på mange hytter og fritidshus hvor det ikke finnes nettilknytning, og både solceller og solfangere, som lagrer varmen fra solen og benytter den som varmekilde, installeres nå på flere nye forretningsbygg og boliger. Det vil likevel ta lang tid før dette blir vanlig på hus og forretningsbygg i Norge.

Sintef publiserte i 2011 en rapport skrevet på oppdrag fra Enova hvor de vurderer potensialet for solfangere og solceller i Norge frem mot 2020 som lite (27).

Kombinasjon av ny produksjon vil heller ikke dekke behovet

Heller ikke en kombinasjon av ulike former for ny produksjon vil løse behovet. Vi anser at landbasert vindkraft og småskala vannkraft er de fornybare kildene med størst sannsynlighet for å bli realisert i SKL-området. Vindkraftverk i Norge har en høyere gjennomsnittsproduksjon på vinteren, siden det blåser mer på denne tiden av året. Uregulerbare småkraftverk produserer derimot mest kraft i sommerhalvåret. Sånn sett kan den kombinerte produksjonen av uregulerbar vind- og vannkraft fylle hverandre over året, gitt at fordelingen av produksjonskapasitet er optimal.

Likevel vil det alltid kunne være perioder der det verken regner eller blåser. Selv i et stort geografisk område kan produksjonen fra forskjellige uregulerbare kilder være lav i flere dager på rad.

Det må uansett en svært stor økning i produksjonskapasitet til for å forsyne hele forbruksøkningen, og det vil kreve spesielle tiltak for å ha det på plass i tide til å forsyne forbruket.

Ny fornybar produksjon kan i kombinasjon med drift ved gasskraftverket forsyne forbruket. Det forutsetter imidlertid at noen betaler mellomlegget mellom gasspris og kraftpris når gasskraftverket kjører. Siden virkningsgraden på gasskraftverket går ned når det ikke produserer for fullt, vil mellomlegget øke som følge av at prisen per MW øker når produksjonen reduseres.

For at en kombinasjon av gasskraft og ny fornybar kraftproduksjon skal dekke forbruket til en betydelig lavere pris enn om gasskraftverket produserer for fullt hele tiden, må det store mengder ny vindkraftproduksjon til. Som et minimum må alle planene i området realiseres. For å få det til, må det trolig gjøres noen politiske grep, og sannsynligvis må regionalnettet oppgraderes til 132 kV drift. Vi tror dette vil bli krevende å få til innenfor det tidsrommet industrien planlegger innenfor, og går ikke videre med dette konseptet.

8.3 Vi anser energilagring i SKL-området som urealistisk

Energilagring kan ha en effekt i SKL-området dersom den lokale produksjonen i perioder er så høy at den sammen med kraftoverføringen inn til området er større enn forbruket. Da kan energien lagres som en reserve til perioder med utkoblinger eller feil i kraftnettet som reduserer kapasiteten. Vi mener energilagring er for kostbart og uegnet til å dekke behovet i SKL-området, og vil derfor ikke gå videre med dette som et eget konsept i alternativanalysen.

En batteriløsning vil bli ekstremt kostbart

I forbindelse med Statnetts analyser av forsyningssikkerheten på Nyhamna, er det foreslått å benytte batterier for energilagring i stedet for å bygge en ny ledning inn til anlegget. Batterier er da tenkt å levere energi i perioder med feil i nettet, slik at forbruket kan forsynes med N-1-sikkerhet.

En fordel med et slikt batteri er at det er mulig å skalere, og på den måten tilpasse forbruksøkningen. Vi mener likevel at den svært høye kostnaden ved et slikt batteri gjør at dette ikke er en god løsning.

Et problem er begrenset batterikapasitet. Dersom batteriet skal forsyne hele den forventede forbruksveksten i SKL-området, må det kunne levere omtrent 300 MW inntil feilen er reparert². Med en batteritid som kan håndtere 90 % av de varige feilene i nettet, tilsier nasjonal feilstatistikk at batteriet må kunne lagre 56 GWh. Med en batteritid som vil håndtere 50 % av de varige feilene, må det kunne lagre 11 GWh. Det er lite erfaring med å bygge så store batterier. Et røft anslag på et slikt batteri vil være 3-3,5 milliarder kroner. Også en mindre vekst i forbruket i SKL-ringene vil kreve stor lagringskapasitet med en tilsvarende høy kostnad.

En annen utfordring er levetiden til batteriene. Batterier har en forventet levetid på ca. 20 år, avhengig av hvor ofte de brukes. Til sammenligning har ledninger en forventet minimumslevetid på 70 år. Batterier av denne størrelsen og med tilhørende omformerstasjon vil dessuten beslaglegge et stort område, og dermed også utgjøre et inngrep, om enn vesentlig mindre sammenlignet med for eksempel å bygge en ny ledning. Vi anser derfor ikke batteri for energilagring som et aktuelt konsept i SKL-ringene, og vil ikke gå videre med det i alternativanalysen.

Vi kjenner ikke til alternativer til batterier som vil fungere

I Tyskland finnes det et pilotprosjekt der et aluminiumsverk med en smelteovn på 290 MW skal fungere som et slags batteri ved å tilpasse forbruket etter kraftprisene. Til sammen kan anlegget lagre 3,36 MWh, noe som tilsvarer en effektreduksjon på 70 MW i to døgn (28). Dette er for lite til å redusere behovet for andre tiltak i SKL-området, og det er usikkert om Hydro vil være interessert i en slik løsning. Hydro har allerede i dag en mulighet til å redusere forbruket noe, men det medfører produksjonstap.

Et pumpekraftverk er også en slags form for energilagring. Da pumpes vann fra et nedre til et øvre reservoar i perioder når kraftoverføringen er større enn forbruket, og slippes ned igjen ved behov for effekt, for eksempel når en ledning er utkoblet. De eksisterende vannkraftverkene i SKL-området er imidlertid altfor små til at en pumpeløsning vil gi et betydelig bidrag. Topografien i SKL-området tilsier at det er svært lite realistisk å bygge ut noe nytt pumpekraftverk her.

² Dette er differansen mellom behovet for kapasitet dersom alle forbruksplanene blir realisert og nettkapasiteten etter vi har gjort mindre tiltak i nettet. Disse tiltakene er beskrevet i kapittelet om netttiltak.

9 Tiltak i driften av kraftsystemet er uegnet

I SKL-området vil bruk av prisområde gi så høye priser at det blir uinteressant for Hydro å knytte seg til. Bruk av systemvern på forbruk vil ikke innfri effektmålene om tilstrekkelig effekt og forsynings-sikkerhet for eksisterende og nytt forbruk, og vi mener derfor det er uegnet som en varig løsning.

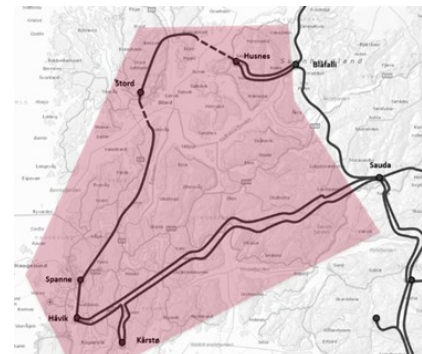
9.1 Eget prisområde i SKL-området vil føre til lokalt høye priser

Ettersom det er så lite reguleringsmuligheter i SKL-ringen, er den eneste reelle effekten av skille ut SKL-ringen som et eget prisområde at produksjon ved gasskraftverket på Kårstø får tilslag i marked og starter opp. Det betyr at kraftprisen i SKL-området vil øke betydelig siden gasskraftverket da vil sette prisen istedenfor billig vannkraft.

Prisområde kan også føre til økt forbruksfleksibilitet, men i dette tilfellet vil ikke det hjelpe siden industriforbruket, som har en flat forbruksprofil, er så mye større enn det alminnelige forbruket.

Det er dessuten en rekke utfordringer knyttet til å skille ut SKL-ringen som et eget prisområde:

- I nettmeldingen står det at prisområder ikke skal erstatte tiltak i nettet som utbedrer en for svak overføringskapasitet, og det vil derfor være i strid med rammene for mulige tiltak.
- Det er så få aktører i området at gasskraftverket, som den største produsenten, får mulighet til å utøve markedsrett.
- Med en så høy strømpris som skal til for å gjøre produksjon ved gasskraftverket lønnsom, er det lite sannsynlig at det vil være lønnsomt for Hydro å utvide produksjonen på Karmøy. Uten denne forbruksøkningen faller behovet for prisområdet bort.
- Å innlemme tilgrensende områder i prisområdet vil gi flere aktører, men samtidig også lavere priser. Det vil derfor ikke gi gasskraftverket vesentlig andre rammevilkår enn det har i dag, og dermed ikke ønsket effekt av prisområdet.



Figur 18: Grunnet lite lokal regulerbar produksjon er SKL-området dårlig egnert som eget prisområde.

9.2 Systemvern på forbruk (BFK) kan være et supplement til andre tiltak

Det er mulig å inngå avtaler med større forbrukere om automatisk utkobling ved feil i nettet. Dette kalles belastningsfrakobling, og forkortes til BFK. Normalt medfører en slik avtale at Statnett betaler for å ha mulighet til å koble ut forbruk ved feil i nettet. I tillegg til en fast sum for å være tilgjengelig, må Statnett også kompensere for tapte inntekter grunnet utkoblingen.

Det er mest nærliggende å undersøke muligheten med operatørene for Gina Krogh-, Edvard Grieg- og Ivar Aasen-feltet, ettersom de skal ha tilgjengelige gassturbiner som kan starte opp på relativt kort tid og forsyne forbruket på plattformene. Dette kan tilsvare en forbruksreduksjon på rundt 70 MW. Dette vil imidlertid ikke være tilstrekkelig, og for noen kombinasjoner av avbrudd og feil blir det nødvendig å koble ut også aluminiumsindustrien. For å unngå innfrysing av cellene i aluminiumsverket, må feilen rettes innen to til tre timer. Det er ikke alltid mulig.

Hvis bruk av BFK skal fungere i kombinasjon med gasskraftverket, må gasskraftverket være i stand til å starte opp i løpet av to til tre timer. Det forutsetter at det er varmt, slik at må produsere rundt hvert tredje døgn. Som tidligere beskrevet tilsvarer det en kostnad på anslagsvis 1,7 mrd. kroner (nåverdi).

Bruk av BFK er altså en måte å håndtere feil på, men det gir alene ingen sikkerhet for forbruket. Dette tiltaket vil ikke innfri effektmålene om tilstrekkelig effekt og forsynings-sikkerhet for eksisterende og nytt forbruk, og vi vil derfor ikke gå videre med dette som et aktuelt konsept.

10 Økt kapasitet i nettet kan møte behovet

I dette kapittelet vurderer vi hvordan vi kan møte behovet i SKL-ringene ved å gjøre tiltak som vil øke overføringskapasiteten i nettet. Dette innebærer ett eller flere av følgende tiltak:

- Mindre tiltak i eksisterende nett som spenningsstøtte og temperaturoppgradering.
- Oppgradering av eksisterende ledninger til duplex eller triplex.
- Bygging av ny ledning inn til forbrukstyngdepunktet i SKL-området.

Vi har sett at det kan være rasjonelt å gjøre noen mindre tiltak for å bedre forsyningssikkerheten for eksisterende forbruk og den første økningen i forbruket. Videre mener vi at både strømpoppgradering av eksisterende ledninger og konsepter som innebærer bygging av en ny luftledning inn til forbrukstyngdepunktet i SKL-området er aktuelle for å møte behovet i SKL-området.

10.1 Vi kan øke kapasiteten i eksisterende nett

Det er mulig å øke overføringskapasiteten i dagens nett ved å installere reaktiv kompensering som gir spenningsstøtte og temperaturoppgradere eksisterende luftledninger slik at de kan overføre mer strøm. Ettersom spenningsmessige forhold og termisk overføringskapasitet for ledningene begrenser omtrent samtidig, må vi gjøre begge deler for å få et løft i kapasiteten. Til sammen vil disse tiltakene øke N-1-kapasiteten med omtrent 150 MW. N-1-1-kapasiteten øker med omtrent 200 MW, slik at vi nesten får N-1-1 forsyning av dagens forbruk.

Et annet mindre tiltak er en reservekabel mellom Bogsnes og Skollebuvik og forberede forbi-looping forbi GIS-anlegget på Stord. Dersom det enkelt lar seg gjøre, kan vi forhindre at feil på en leder fører til en lang periode med redusert kapasitet. Vi mener derfor disse mulighetene og eventuelle andre lignende tiltak bør utredes.

Disse mindre tiltakene vil bedre forsyningssikkerheten for eksisterende forbruk og en viss forbruksøkning, og er noe Statnett vil vurdere å gjøre uavhengig av hvor stor veksten i forbruket blir. Disse tiltakene utgjør dermed et første trinn i en fleksibel utbyggingsstrategi, og inngår i alle konseptene for å øke overføringskapasiteten i nettet.

Det kan i tillegg bli aktuelt med økt reaktiv kompensering i Husnes, dersom Hydro øker aluminiumsproduksjonen her tilbake til samme nivå som tidligere (320 MW). Da vil en samtidig utkobling av begge ledningene mellom Blåfalli og Husnes medføre lav spenning i Husnes. Dette kan bli begrensende N-1-1-situasjon, selv etter at vi eventuelt har gjort større tiltak i nettet. Økt reaktiv kompensering i Husnes, eventuelt lavere reaktivt effektuttak, vil hjelpe på denne situasjonen.

10.2 Med tre duplexforbindelser i SKL-ringene kan vi forsyne hele forbruksveksten

Vi kan forsyne hele den forventede forbruksveksten i SKL-området ved å gå over fra simplex- til duplex- eller triplex-ledninger på alle forbindelsene i SKL-ringene³. I våre analyser har vi forutsatt oppgradering til duplex-ledninger, ettersom dette gir et tilstrekkelig kapasitetsløft for å møte behovet.

Vi må oppgradere alle ledningene i SKL-ringene for å forsyne den planlagte forbruksveksten
Oppgradering av kun én ledning vil ikke gi en betydelig økning i overføringskapasiteten, ettersom utfall av denne ledningen vil være dimensjonerende. Først når to ledninger er ferdig strømpoppgradert får vi et kapasitetsløft av betydning. Vi kan da forsyne omtrent 650 MW økt forbruk med N-1 forsyningssikkerhet i intakt nett og omtrent 300 MW økt forbruk med den siste ledningen utkoblet.

Vi kan forsyne hele den forventede forbruksveksten i SKL-ringene med N-1-forsyningssikkerhet først etter at alle de tre forbindelsene er strømpoppgradert. Våre analyser viser at N-1-kapasiteten på SKL-snittet er ca. 1700 MW med hele SKL-ringene strømpoppgradert til duplex-ledninger driftet på 300 kV.

³ Simplex har en line per fase, mens duplex har to og triplex tre liner per fase

Det vil si at vi kan forsyne en økning i forbruket på ca. 1100 MW fra dagens nivå med N-1-sikkerhet, eller ca. 200 MW mer enn de kjente forbruksplanene. N-1-1-kapasiteten er ca. 1050 MW, noe som betyr at vi kan forsyne en økning i forbruket på ca. 300 MW fra i dag med N-1-1-sikkerhet.

Dersom vi oppgraderer ledningene til triplex i stedet for duplex vil vi få omtrent 300 MW høyere N-1-kapasitet i det ferdig oppgraderte nettet. Triplex er imidlertid dyrere enn duplex, og vil legge begrensninger på for hvordan oppgraderingen kan gjennomføres.

Hvis vi skal forsyne hele den planlagte forbruksveksten med N-1-1 forsyningssikkerhet, må alle de tre ledningene over på 420 kV drift. Et mulig alternativ til dette kan være å oppgradere ledningene til triplex og installere ytterligere kompensering i eller rundt Håvik. Det er imidlertid en viss risiko knyttet til såpass store mengder reaktiv kompensering fordi større endringer i forbruket kan gi store utslag i spenningen.

Arbeidet med strømpoppgradering vil trolig medføre utkoblinger og redusert overføringskapasitet

Strømpoppgradering gjennom å øke tverrsnittet på ledningene kan gjøres på flere forskjellige måter. Uavhengig av metode vil oppgradering av eksisterende ledninger med dagens teknologi medføre relativt langvarige utkoblinger, ofte uten mulighet til gjeninnkobling på kort varsel. Også i disse periodene må vi opprettholde en sikker forsyning av eksisterende, og eventuelt nytt forbruk. Dette betyr at overføringskapasiteten inn til forbruket vil være betydelig begrenset i perioder når én ledning er koblet ut for ombygging. Det vil da være svekket forsyningssikkerhet i denne perioden.

På sikt kan vi også se for oss å ta i bruk nye metoder og verktøy som kan forenkle oppgraderingsjobben, og at det kan redusere utkoblingsbehovet til en til to timer. Vi kan imidlertid ikke ta høyde for at dette er tilgjengelig innenfor det tidsperspektivet som er aktuelt for forbruksøkning, men det kan bli aktuelt når reinvesteringsbehovet melder seg.

10.3 En ny ledning til Håvik vil gi N-1 forsyning av den planlagte forbruksveksten

Alternativt kan Statnett bygge en ny ledning inn til forbrukstyngdepunktet i Håvik. Dette gir mindre behov for utkoblinger sammenlignet med oppgraderingskonseptet, og åpner for å utnytte restlevetiden til eksisterende ledninger.

Ny ledning kan bygges fra ulike steder i nettet

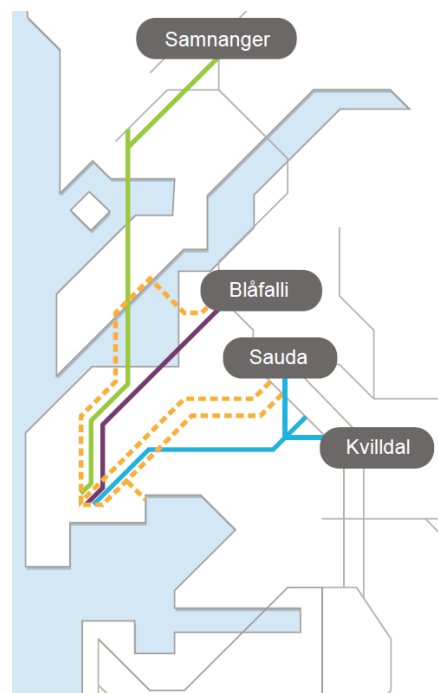
Det er flere aktuelle tilknytningspunkter og mulige traséer for en ny ledning inn til SKL-området. Basert på tidligere studier og nye idéudgader, har vi kommet fram til følgende varianter:

- Ledning fra øst.
- Ledning fra Vestre korridor.
- Ledning fra BKK-området.

Vi har valgt konkrete tilknytningspunkter og ledningstype i analysene våre, men vi har også sett at det kan være andre muligheter i flere av ledningsalternativene.

Vi har forutsatt Blåfalli som tilknytningspunkt for en ny ledning fra øst, men det kan også være aktuelt å etablere en ny sentralnettstasjon mellom Sauda og Blåfalli. Samnanger er utgangspunktet vårt for en ny ledning fra BKK-området, selv om for eksempel Fana eller Lille-Sotra også kan være aktuelle alternativ. Tilsvarende har vi valgt Hylen som hovedalternativ når vi har sett på ny ledning fra Vestre korridor, men Saudal, Kvilldal eller Sauda er også mulige varianter av dette konseptet.

En ny ledning fra enten BKK-området eller Vestre korridor kan bygges som luftledning, sjøkabel eller en kombinasjon.



Figur 19: En ny ledning til SKL kan komme fra Vestre korridor, øst eller nord.

Når det gjelder en ny ledning fra Lyse-området, den såkalte Boknafjordforbindelsen som også har vært vurdert i tidligere analyser, er sjøkabel den eneste mulige løsningen, og tilknytning i Stølaheia det mest realistiske alternativet.

En ny ledning må bygges helt frem til forbruket, eller til en ny Gismarvik stasjon

Lasttyngdepunktet i SKL-området ligger i Håvik, noe som vil bli forsterket med et nytt fullskalaanlegg. Hvis den nye ledningen skal forsyne en økning i forbruket på Håvik, må den bygges helt fram.

Vi har imidlertid sett at de tre ledningene over Karmsundet har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne den planlagte forbruksveksten på Karmøy med N-1 forsyningssikkerhet. Så sant vi ikke skal dimensjonere for N-1-1 forsyningssikkerhet holder det med andre ord å bygge en ny ledning til Gismarvik, som ligger på landsiden av Karmsundet og kan være en egnet plassering for en ny stasjon. Tilsvarende for oppgraderingskonseptet holder det å oppgradere fram til Gismarvik. Dette er nærmere omtalt i vedlegg 2.

For alternativet fra Vestre korridor eller Boknafjordforbindelsen, vil det for eksempel ikke hjelpe å bygge en ny ledning kun til Kårstø, da Håvik-Kårstø vil begrense mulig lastøkning i Håvik. Tilsvarende vil ikke en ny ledning fra BKK-området i nord som ender i Stord muliggjøre økt forbruk i Håvik/Kårstø fordi vi da står igjen med samme nett ut til lasttyngdepunktet som i dag.

Kapasiteten på SKL-snippet er tilnærmet uavhengig av hvor den nye ledningen bygges fra

N-1-kapasiteten på SKL-snippet er omtrent 1950 MW etter at vi har installert reaktiv kompensering, temperaturoppgradert Saudaledningene og bygget en ny ledning. Det vil si at vi med en ny ledning kan forsyne en økning i forbruket på ca. 1250 MW med samme forsyningssikkerhet som i dag. Det tilsvarer ca. 350 MW mer enn den planlagte forbruksøkningen.

N-1-1-kapasiteten blir omtrent 1250 MW. Det vil si at forbruket kan øke med omtrent 600 MW fra i dag, uten at to ledninger utkoblet fører til avbrudd. Som for oppgraderingsalternativet vil tre ledninger på 420 kV drift gi N-1-1 forsyningssikkerhet. Det betyr at vi kan oppgradere to av de eksisterende ledningene til duplex 420 kV drift og sanere én.

Vi bør uansett bygge den nye ledningen klargjort for 420 kV drift. På lang sikt ser vi for oss at det vil være den sannsynlige driftsspenningen i SKL-området.

10.4 Vi går ikke videre med sjøkabelalternativene

De høye kostnadene er én av flere grunner til at vi ikke går videre med sjøkabelkonseptene.

Boknafjordforbindelsen er en dyr og systemmessig svak løsning

En sjøkabel fra Stølaheia over Boknafjorden er det eneste reelle alternativet for en ny forbindelse fra Lyse-nettet til SKL-området. Fjorden er for bred til å krysse med luftspenn, og det gir ikke mening å bygge en luftledning rundt fjorden. Da er det bedre å knytte en betydelig kortere luftledning til et av de sterke punktene i Vestre korridor.

Våre beregninger for Boknafjordforbindelsen viser at investeringskostnaden til en slik kabel-forbindelse vil ligge mellom fire og seks milliarder kroner. Det er betydelig dyrere enn investeringskostnadene til de rimeligste nettkonseptene.

I tillegg kan en slik forbindelse gi uheldige konsekvenser for kraftsystemet, da den knytter sammen to underskuddsområder som begge har begrenset nettkapasitet inn til området. Dette kan bli problematisk ved samtidige utfall og/eller planlagte utkoblinger i de to nettene, særlig i timer med høy flyt fra nord til sør i nettet. Med bakgrunn i dette anser vi ikke Boknafjordforbindelsen som et konsept vi ønsker å gå videre med.

Det er også mulig å tenke seg at en ny forbindelse fra enten Vestre korridor eller BKK-området kan bygges som sjøkabel. Også for disse alternativene vil det bli svært kostbart å bygge sjøkabel sammenlignet med å bygge luftledning. I tillegg sier rammene våre, se 0, at sentralnettet som hovedregel skal bygges som luftledning. Vi tar derfor ikke sjøkabelalternativene med videre til alternativanalysen.

Det er ikke aktuelt å knytte en ny sjøkabel til NSN

Kabelen som skal bygges til England, NSN, skal gå inn Boknafjorden. Dersom Statnett i tillegg skulle ha bygget en sjøkabel fra Vestre korridor for å forsyne forbruket i SKL, vil en sammenkobling med NSN i en MTHVDC⁴ løsning kunne hatt noen fordeler. En slik løsning vil kreve at NSN sløyfes innom en DC-stasjon på Håvik. Vi anser denne løsningen som uaktuell siden prosjektet har fått konsesjon med en annen løsning og allerede inngått avtaler med leverandører etc.

Det er heller ikke aktuelt å bygge NSN som planlagt og legge inn et koblingspunkt på et senere tidspunkt, ettersom dette vil være en stor jobb som trolig vil kreve lang utkobling av kabelen. Dette vil bryte med EUs og den britiske regulatorens krav om maksimal nedetid på kabelen. Dette ville i tillegg ha utløst termineringsrett for britene i henhold til avtaleverket.

10.5 Mindre behov for nettforsterkninger med fullskalaanlegget i Husnes

Dersom alle de planlagte forbruksøkningene skal forsynes med N-1 forsyningssikkerhet, er det det nye fullskalaanlegget som utløser behov for større tiltak. Vår hypotese er at det vil gi en samfunnsøkonomisk gevinst å heller bygge det et sted som har tilstrekkelig nettkapasitet, eventuelt et sted som ligger mye nærmere et sikkert forsyningssted enn Karmøy.

Vår vurdering er at vi kan forsyne et nytt fullskalaanlegg på Husnes med N-1-forsyningssikkerhet ved å strømpoppgradere de to 16 km lange ledningene fra Blåfalli til Husnes fra simplex til duplex. Vi kan samtidig forsyne de andre forbruksplanene vest for Sauda og Husnes med N-1 forsyningssikkerhet uten å gjøre ytterligere tiltak i nettet.

Dersom alt forbruket skal forsynes med N-1-1-sikkerhet, må vi gjøre større investeringer i nettet. Grove vurderinger tyder på at vi i så fall må oppgradere eksisterende ledninger til duplex og bygge en ny ledning inn til forbruket i SKL-området. Det er imidlertid ikke nødvendig å gå over til 420 kV drift, som det er med et fullskalaanlegg i Håvik.

Vurderingene gjelder også dersom forbruket ved det eksisterende aluminiumsverket på Husnes i tillegg dobles til nivået det var på før finanskrisen.

Statnett kjenner imidlertid ikke til lønnsomhetsvurderingene til Hydro, og vet ikke hvilke ekstrakostnader flytting av fullskalaanlegget vil føre til. Flytting av forbruket er altså ikke et konsept Statnett tar videre til alternativanalysen.

⁴ Vanligvis bygges HVDC i såkalte linker, altså enkelt kabler eller linjer som knytter sammen to AC noder. I begge ender av linken er det omformerstasjoner som konverterer AC til DC og omvendt. Det er mulig å koble sammen flere HVDC-linker på DC siden til et HVDC-nett. Et slikt nett kalles multi-terminal HVDC (MTHVDC).

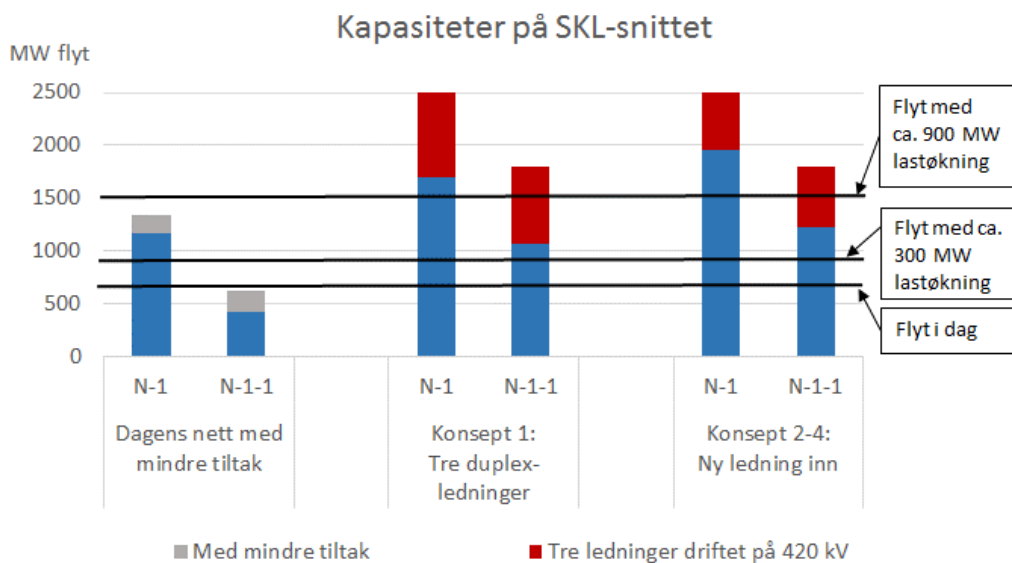
11 Vi tar nettkonseptene videre til alternativanalysen

De konseptene vi tar videre til alternativanalysen er enten å oppgradere hele SKL-ringene eller å bygge en ny luftledning fra enten Blåfalli, Vestre korridor eller BKK-området. Gasskraftverket er for dyrt til å være en varig løsning, men kan fungere som et midlertidig tiltak frem til ledning er på plass. Flytting av forbruket kan også løse behovet, men vi har ikke tilstrekkelig informasjon til å gjøre en fullstendig analyse av hva flytting av forbruket vil innebære.

De andre tiltakene vi har vurdert er enten for dyre eller løser ikke behovet, hverken alene eller i kombinasjon med andre tiltak. For eksempel vil mindre nett-tiltak øke N-1 kapasiteten med ca. 150 MW og forsyne en forbruksvekst på ca. 650 MW fra i dag. I kombinasjon med effektreduksjon kan dette åpne for en enda større forbruksvekst, men ikke hele den planlagte forbruksveksten på rundt 900 MW.

Figur 20 viser omtrentlige N-1- og N-1-1-kapasiteter på SKL-snittet med dagens nett og for konsept 1-4. I alle konseptene er spenningsnivået i SKL-ringene 300 kV, og kapasitetene er indikert med blå søyler. I tillegg har vi tatt med kapasiteter ved overgang til 420 kV drift, merket med rødt.

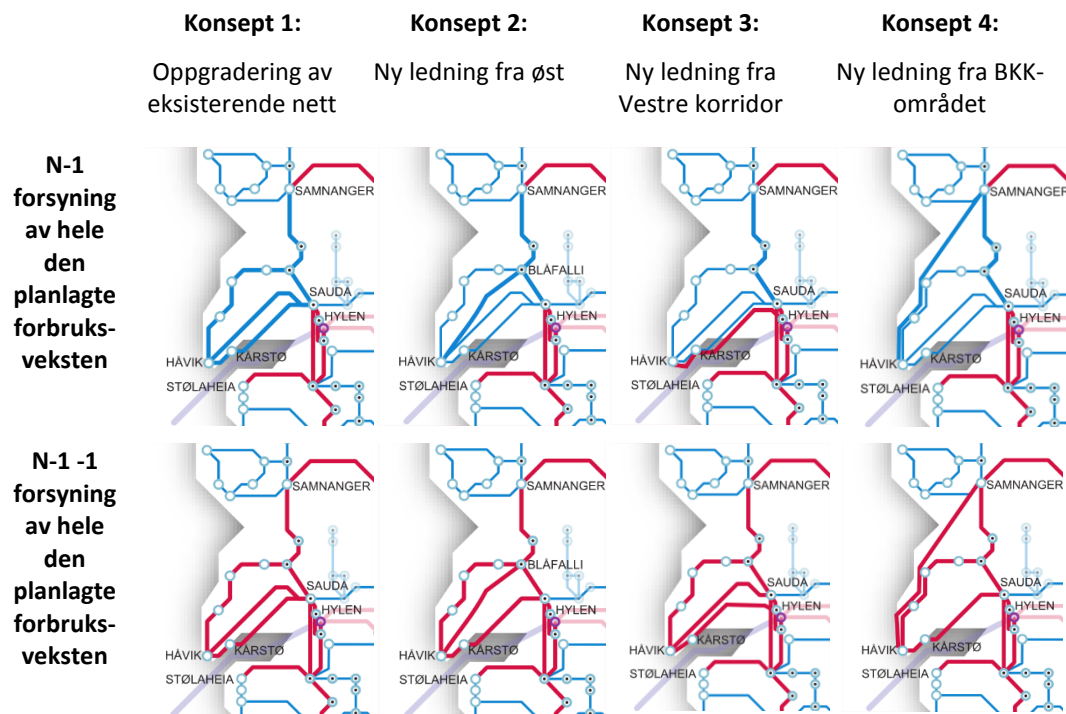
Som figuren viser kan vi forsyne hele den forventede forbruksveksten med N-1-forsyningsikkerhet i alle de fire konseptene. Ved krav til N-1-1-forsyning av hele forbruksveksten må vi investere mer.



Figur 20: Vi kan forsyne hele den forventede forbruksutviklingen med N-1-forsyningsikkerhet for alle konseptene. Blå søyler er kapasitet med 300 kV drift, rød søyle viser den ekstra kapasiteten vi får med 420 kV drift.

Figur 21 under viser nettstrukturen i nullalternativet og for de fire aktuelle konseptene. Den første kartlinjen viser strukturen med N-1 forsyning av den planlagte forbruksveksten. Spenningsnivået på den nye ledningen varierer mellom konseptene, men dette har lite å si for kapasiteten på SKL-snittet, ettersom det er utfall av den nye ledningen som er dimensjonerende.

Den andre linjen viser strukturen med N-1-1 forsyning. Her har vi antatt at de to ledningene fra Sauda til Håvik og Kårstø erstattes av én 420 kV-ledning, slik at vi står igjen med tre strøm- og spenningsoppgraderte ledninger i SKL-ringene. Dette er kun ment som en skisse over en mulig utvikling over lang tid, ikke en fasit på hvordan sluttbildet skal se ut.



Figur 21: Aktuelle nettkonsepter i SKL-ringen er enten strømpoppgradering av eksisterende ledninger eller å bygge en ny ledning inn fra enten Blåfalli, Vestre korridor eller BKK-området. Blå streker symboliserer ledning driftet på 300 kV, røde streker symboliserer ledning driftet på 420 kV.

Del IV

Alternativanalyse

Hensikten med alternativanalysen er å synliggjøre samfunnets kostnader og nytte ved de ulike alternativene. Det er kun de mest aktuelle konseptene fra mulighetsstudien som analyseres mer detaljert i alternativanalysen. Både prissatte og ikke-prissatte virkninger tas med i den samfunnsøkonomiske analysen.

Vi mener at hvis alle forbruksplanene realiseres og skal forsynes med N-1 forsyningssikkerhet, kommer en ny ledning fra øst best ut, etterfulgt av en ny ledning fra Vestre korridor. Oppgraderingskonseptet er betydelig dyrere og tar lenger tid å gjennomføre, men innebærer mindre konsekvenser for miljøet. En ny ledning fra BKK-området har de største miljøkonsekvensene, tar lang tid å gjennomføre og er det dyreste av konseptene med ny ledning.

12 Oppsummering av virkningene

Tabellen under oppsummerer virkningene for konseptene som kan forsyne den planlagte forbruksveksten. Vi har sett at det er mest rasjonelt å beholde N-1 forsyningssikkerheten, og har derfor bare inkludert de samfunnsøkonomiske virkningene for dette nivået på forsyningssikkerheten.

Det går på mange måter et skille mellom oppgradering av eksisterende ledninger og å bygge en ny ledning. Oppgraderingskonseptet koster mest, men har minst miljøvirkninger. Det kan i minst grad imøtekomme tidsplanen til de planlagte forbruksøkningene.

Konseptene med ny ledning har lavere investeringskostnader, kan i stor grad forsyne forbruket i henhold til plan, men innebærer større miljøkonsekvenser. En ny ledning fra øst har imidlertid potensiale for å realisere andre nytteverdier.

I de prissatte virkningene kommer ny ledning fra øst og Vestre korridor nesten like godt ut, og bedre enn de andre, for å forsyne den planlagte forbruksveksten med N-1 forsyningssikkerhet. Oppgraderingskonseptet kommer dårligst ut.

Når vi tar hensyn til de ikke-prissatte virkningene endrer dette bildet seg noe. Vi mener at en ny ledning fra øst er bedre enn en ny ledning fra Vestre korridor, i stor grad som følge muligheten konseptet gir til å gå i parallell med regionalnettet og til en helhetlig utvikling av sentral- og regionalnettet i området. Det virker også betydelig enklere å knytte seg til i øst enn i Vestre korridor. Det betyr at vi rangerer ny ledning fra øst som det beste konseptet foran konseptet med ny ledning fra Vestre korridor.

Som følge av lavere miljøkonsekvenser i oppgraderingskonseptet og kompleksiteten rundt en ny trasé fra BKK-området, mener vi at oppgraderingskonseptet totalt sett kommer bedre ut enn en ny ledning fra BKK-området. Dermed blir oppgraderingskonseptet rangert som nummer tre og ny ledning fra BKK-området som nummer fire.

NNV mrd. kr. 2015-kroner	Oppgraderings-konseptet	Ny ledning fra øst	Ny ledning fra Vestre korridor	Ny ledning fra BKK-området
Investerings-kostnad, inkl. mindre tiltak (trinn 1 + trinn2)	-4,4	-1,7	-1,8	-3,1
Sparte reinvesteringer	1,4	0,4	0,4	0,4
Endring overføringstap	0	0	0	0,3
Rangering prissatte virkninger	3	1	1	2
Miljø	0/-	-	- / - -	- -
SHA	- -	-	- / - -	- - / - - -
Tapt verdiskaping	- -	0/-	0/-	- / - -
Rangering etter samfunns-økonomisk lønnsomhet	3	1	2	4

Tabell 1: Oppsummering av de samfunnsøkonomiske virkningene for konseptene som gir N-1 forsyningssikkerhet av den planlagte forbruksveksten. Ny ledning fra øst og Vestre korridor skiller seg ut med de laveste kostnadene, mens oppgradering av dagens ledninger har minst miljøkonsekvenser. Konseptet med en ny ledning fra BKK-området har ingen sterke fordeler, og vi mener dette konseptet kommer dårligst ut.

13 Første trinn er mindre tiltak i sentralnettet

De mindre nett-tiltakene er det første steget i alle konseptene for å forsyne økt forbruk i SKL-området. Dersom ikke alle de planlagte forbruksplanene realiseres og vi ønsker å fortsette med N-1-forsyning i SKL-området, kan vi stoppe etter dette tiltaket og vente med ytterligere tiltak til det kommer nye planer eller nettet må reinvesteres.

13.1 For SKL-ringen er nullalternativet omtrent det samme som dagens situasjon

Nullalternativet tilsvarer dagens nett og vedtatte prosjekter som inngår i Statnett sin nettviklingsplan (11). Dette gir tilnærmet den samme N-1- og N-1-1-kapasiteten på SKL-snittet som dagens nett. Vi har lagt til grunn at prosjekter som er planlagt ferdigstilt rundt år 2020 blir realisert, og inkluderer også et mindre tiltak som er skifte av skjøter og avspenninger på Håvik-Kårstø i løpet av 2018, slik at ledningen kan driftes med 80 grader linetemperatur. Sauda-Håvik og Sauda-Kårstø har til sammenligning rundt 60 grader linetemperatur.

Siden det ikke er rom for å forsyne hele den forventede forbruksveksten med dagens nett i SKL-ringen med N-1 forsyningssikkerhet, innebærer nullalternativet at fullskalaanlegget ikke blir realisert. Det representerer et samfunnsøkonomisk tap.

13.2 Temperaturoppgradering øker den termiske kapasiteten på ledningene

Temperaturoppgradering kan i mange tilfeller være et relativt enkelt og raskt tiltak for å øke overføringskapasiteten på eksisterende ledning. I SKL-ringen anser vi det som mest aktuelt å temperaturoppgradere de to Saudaledningene.

Det virker vanskelig å temperaturoppgradere over Karmsundet

Overordnede vurderinger av ledningene tyder på at Sauda-Kårstø-Håvik og Sauda-Håvik kan temperaturoppgraderes til 80 grader linetemperatur ved å bytte skjøter og avspenninger. Det er en mindre jobb, men kan bli krevende å gjennomføre med krav om to timers gjeninnkoblingstid.

I tillegg begrenser spennet over Karmsundet, der minste seglingshøyde på 60 meter må overholdes. Ledningen kan sannsynligvis ikke strekkes opp grunnet mekanisk tilstand på mastene. Det er imidlertid mulig å overføre mer strøm på linene dersom vind eller temperaturforholdene gir større kjøling enn det som ble lagt til grunn ved dimensjoneringen, noe som trolig er tilfelle i store deler av året. Dette kan kontrolleres med en vindmåler.

Dersom Statnett etablerer en ny stasjon i Gismarvik, er det sannsynligvis fullt mulig å temperatur-oppgradere begge ledningene fra Sauda og frem dit. I så fall er det ikke nødvendig å gjøre noe over Karmsundet, ettersom dagens ledninger har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne et fullskalaanlegg med N-1-sikkerhet.

Det er lite å hente på å temperaturoppgradere den nordlige forbindelsen

Temperaturoppgradering av den nordlige forbindelsen fra Husnes til Håvik vil kun gi ca. 40 MW ytterligere kapasitet, før sjøkablene på denne forbindelsen blir begrensende. Det er ikke mulig å temperaturoppgradere kablene, men det går an å legge flere kabelsett for å øke kapasiteten eller bytte ut det settet som er der i dag. Det er imidlertid et relativt dyrt og omfattende prosjekt som ikke vil være rasjonelt å gjøre før den må reinvesteres eller hele ledningen skal oppgraderes. Vi ser dermed ikke temperaturoppgradering av den nordlige forbindelsen som aktuelt.

13.3 Reaktiv kompensering støtter opp om spenningen nær forbruket

Vi har sett at vi kan fjerne de spenningsmessige begrensningene i dagens nett ved å installere anlegg for reaktiv kompensering. Både kondensatorbatterier og SVC-anlegg kan løse begrensingen. Med tilstrekkelig reaktiv kompensering er det den termiske kapasiteten på ledningene som begrenser overføringen på SKL-snittet.

SVC-anlegg og kondensatorbatteri leverer reaktiv effekt for å løfte spenningen rundt tilknytningspunktet, og reduserer dermed spenningsfallet i ledningsnettet. For å oppnå størst virkning, er det en fordel å plassere kompenseringsanlegget der forbruket er størst, som i dette tilfellet er Håvik. Et annet aktuelt tilknytningspunkt kan være Spanne. I vår analyse har vi lagt til grunn et 250 MVar SVC-anlegg, men overføringskapasitetene vil bli de samme med kondensatorbatterier av samme størrelse.

13.4 De mindre tiltakene kan øke kapasiteten noe i løpet av relativt kort tid

Både temperaturoppgradering og reaktiv kompensering er ansett som mindre tiltak som kan gjennomføres i løpet av noen få år. Til sammen vil det løfte N-1-kapasiteten på SKL-snittet med ca. 150 MW, til ca. 1300 MW, og N-1-1-kapasiteten med ca. 200 MW, til ca. 600 MW. Årsaken til at N-1-1-kapasiteten øker mer enn N-1-kapasiteten er at spenning begrenser tidligere når to ledninger er ute (N-1-1).

Vi mener at det vil være fornuftig å installere et anlegg for reaktiv kompensering dersom det viser seg at temperaturoppgradering av Saudaledningene blir for krevende som følge av spennet over Karmsundet. Selv om vi må gjøre begge deler for å øke N-1-kapasiteten i dagens nett, vil den reaktive kompenseringen alene øke N-1-1-kapasiteten og dermed bedre forsyningssikkerheten til eksisterende og nytt forbruk.

De mindre tiltakene vil ha en positiv virkning også i et framtidig oppgradert nett. I oppgraderingskonseptet er SVC-anlegget avgjørende for å sikre tilnærmet N-1 forsyningssikkerhet av eksisterende forbruk under langvarige utkoblinger i forbindelse med oppgraderingen. Hvorvidt det vil være hensiktsmessig å også temperaturoppgradere de eksisterende Saudaledningene i dette konseptet avhenger av hvor mye arbeid det innebærer, og når linene planlegges utskiftet for å øke tverrsnittet. I konseptene med ny ledning, vil SVC-anlegget og temperaturoppgraderingen øke N-1 kapasiteten når den nordlige forbindelsen via Stord er utkoblet.

I tillegg til reaktiv kompensering og temperaturoppgradering, mener vi det er nødvendig å se på muligheten for en reservekabel mellom Bogsnes og Skollebuvik, forberede forbi-looping forbi GIS-anlegget på Stord og eventuelle andre tiltak som vil redusere utkoblingstiden ved feil.

14 Andre trinn er større tiltak i nettet

Vi kan gjøre større tiltak for å forsyne hele den planlagte forbruksveksten med N-1 forsyningssikkerhet. Det kan være å oppgradere dagens ledninger eller bygge en ny ledning inn til området.

14.1 Oppgraderingskonseptet innebærer overgang til duplex eller triplex

Oppgradering fra simplex til duplex vil grovt regnet ta to til tre år per ledning i byggetid, til sammen i alle fall sju år. Det vil derfor kreve tilpasninger av forbruksplanene, med mindre gasskraftverket på Kårstø tas i bruk. Samtidig med oppgraderingen vil det være naturlig å klargjøre ledningen for 420 kV drift.

Dette konseptet gir minst endringer fra i dag

Oppgradering av eksisterende ledninger gir ingen ny forsyningsvei inn til SKL-ringene. Ved utkobling av både Sauda-Blåfalli og Blåfalli-Mauranger blir vi derfor avhengig av høy produksjon ved kraftverkene tilknyttet Blåfalli stasjon for å forsyne den planlagte forbruksveksten, ettersom resten av forbruket i SKL-ringene må forsynes over de to Saudaledningene. Dette vil ikke være like kritisk med 420 kV drift.

Det vil sannsynligvis være aktuelt å bruke flere oppgraderingsmetoder

På dette stadiet kan vi ikke konkludere med hvilken metode som vil benyttes for oppgradering av ledningene, men vi har gjort en grov vurdering av hva som kan være egnet for de ulike partiene. Grundige undersøkelser av hver enkelt strekning er nødvendig for å velge metode. Sannsynligvis vil det være aktuelt å veksle mellom de tre eksisterende metodene:

- Levetidsforlengelse av eksisterende master og fundamenter.
- Bygge en ny ledning i parallell og så rive den eksisterende.
- Rive eksisterende ledning og så bygge ny.

Som tidligere nevnt kan det utvikles nye metoder for oppgradering som krever mindre og kortere utkoblinger. Men ettersom det er relativt kort tid til det kan bli behov for økt kapasitet i SKL-ringene, legger vi eksisterende metoder til grunn.

Innledende tekniske vurderinger tyder på at det kan være mulig å beholde eksisterende master og fundamenter på forbindelsen mellom Husnes og Spanne. En slik jobb er estimert til å ta rundt tre år. Utkoblingsbehovet er anslått til ca. 30 uker, delt i perioder på fire til fem uker. Dette kan trolig reduseres ved å gjøre forskjellige tiltak.

ARA Engineering har på oppdrag fra Energi Norge undersøkt muligheten for å oppgradere Sauda-Kårstø-Håvik ved levetidsforlengelse. De konkluderer med at det vil være mulig å gå over til duplex Grackle linekonfigurasjon på forbindelsen ved å fjerne toppliner og forsterke eksisterende master og fundamenter. De peker samtidig på en rekke utfordringer, deriblant svak dimensjonering av eksisterende master (29). Basert på en overordnet vurdering mener Statnett det ser krevende ut å gjøre dette fordi det vil øke belastningen på de allerede underdimensjonerte ledningene. Også mellom Spanne og Håvik tilsier tilstanden på eksisterende anlegg at nybygging er best egnet.

Vestover fra Sauda ligger bebyggelsen svært tett opp mot dagens ledninger flere steder. Det vil derfor være partier der det ikke er mulig å få plass til to nye forbindelser i dagens trasékorridor. Ved en omlegging av deler av traséen vil det trolig være mulig å bygge ny ledning i parallell med eksisterende



Figur 22: SKL-ringene rundt 2020 med oppgraderingskonseptet. Tykke streker markerer duplex/triplex. Røde streker markerer 420 kV drift.

og så rive. Også denne metoden medfører utkoblingsbehov, for eksempel ved kryssing av og nærføring til eksisterende ledning.

I partier må vi sannsynligvis rive først og så bygge nytt, blant annet inn til Sauda stasjon der det er svært trangt og tilnærmet umulig å få plass til en ny ledning før eksisterende er fjernet. Denne metoden krever mindre areal enn ved å bygge i parallell, men medfører til gjengjeld lengst utkoblingstider.

Det er mulig å øke forbruket tidligere dersom gasskraftverket produserer

Det er mulig å bedre forsyningssikkerheten under oppgraderingsarbeidet ved hjelp av gasskraftverket på Kårstø og en ekstra ledning fra Kårstø til Håvik/Gismarvik stasjon. Disse tiltakene representerer opsjoner ved oppgraderingskonseptet som muliggjør en tidligere forbruksvekst mot en ekstra kostnad. Det kan også være mulig at oppgraderingsarbeidet kan gå noe raskere dersom gasskraftverket produserer kontinuerlig.

Med produksjon på gasskraftverket kan vi forsyne omtrent 200 MW lastøkning på Håvik og mer enn 250 MW lastøkning på Kårstø med N-1-sikkerhet mens en ledning er koblet ut. Det betyr at vi kan forsyne pilotanlegget til Hydro og elektrifisering av Utsirahøyden med N-1-sikkerhet før vi har oppgradert noen av forbindelsene.

Etter at to av forbindelsene er oppgradert kan vi forsyne omtrent 800 MW lastøkning med N-1-sikkerhet mens den siste ledningen er koblet ut for ombygging. Det betyr at vi kan forsyne nesten hele den forventede forbruksveksten i SKL-området etter dette trinnet.

Konklusjonen over gjelder dersom ledningene i SKL-ringen oppgraderes i en rekkefølge som gir et tilstrekkelig kapasitetsløftet per trinn. Vi har sett at følgende rekkefølge gir størst løft per trinn:

1. Den nordlige forbindelsen, mellom Håvik og Blåfalli
2. Sauda-Håvik/Gismarvik
3. Sauda-Kårstø
4. Kårstø-Håvik/Gismarvik

Dersom vi bygger en ny ledning fra Kårstø til Håvik/Gismarvik i parallell med eksisterende, kan den samlede lastøkningen i Håvik og Kårstø være noe høyere enn det vi har oppgitt over.

Ved utfall av den ene ledningen inn til Kårstø når den andre er koblet ut for ombygging vil Kårstø være frakoblet resten av nettet. Med Kårstø-Gismarvik 2 unngår vi dette problemet.

Når alle ledningene er oppgradert kan dagens ledning mellom Kårstø og Håvik/Gismarvik rives, slik at vi kun står igjen med én ny og sterk ledning på strekningen. Den nye ledningen blir dermed en forskuttering av oppgraderingen på denne strekningen.

14.2 Ny ledning fra øst kan gi nytte i regionalnettet

En ny ledning fra øst kan gi nytte i regionalnettet og må ses i sammenheng med oppgraderingen mellom Sauda og Blåfalli. Det kan gi den beste samlede utviklingen av nettet i området.

Det kan være mulig å utnytte eksisterende kraftgater

Det går en regionalnettsledning sørover fra Blåfalli til Litledalen og videre vestover til Spanne. Det kan være mulig å legge en ny sentralnettsledning i parallell med deler av denne ledningen. En slik ledning vil bli omtrent 80 km lang.

Fordelen med en slik løsningen er at bygge parallelt med regionalnettstraséen, og at den kan gjøre det mulig å unngå noen investeringer i og legge til rette for sanering av regionalnett. Det kan også være mulige gevinster å hente ved koordinering med oppgraderingen mellom Sauda og Blåfalli. Dette er nærmere beskrevet i vedlegg 3.

Byggetiden for denne ledningen er anslått til rundt tre år, men parallellbygging kan øke byggetiden til opp mot fire år og gi utkoblingsbehov i regionalnettet. Samtidig kan utnyttelse av en eksisterende trasé forenkle arbeidet fram til konsesjon. Ledetiden er flere år kortere enn for oppgraderingskonseptet, men er fortsatt lange nok til at det blir krevende å rekke å bli ferdig til 2022.



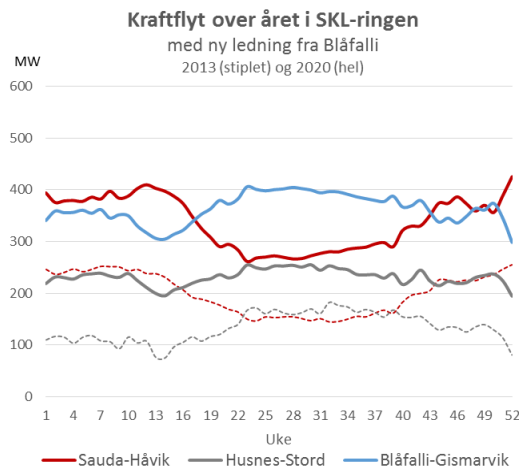
Figur 23: SKL-ringen med ny ledning fra øst. Tykke streker markerer duplex/ triplex. Røde streker markerer 420 kV drift.

Med ny ledning fra øst får vi ingen ny forsyningsvei inn til SKL-området

Den nye ledningen blir som en parallell til eksisterende regionalnettsledning mellom Blåfalli og Håvik. Det blir med andre ord ikke noen ny forsyningsvei inn til SKL-området, selv om vi bygger en ny ledning.

Som for oppgraderingskonseptet mener vi at forsyningssikkerheten likevel er tilfredsstillende, blant annet fordi det er mye kraftproduksjon i Blåfalli som kan gjøre oss mindre avhengig av å få kraft nordfra. Men med en langvarig utkobling nord for Blåfalli og Samnanger, vil vi imidlertid være sårbare for samtidige langvarige utfall mellom Sauda og Håvik eller mellom Sauda og Blåfalli, særlig om vinteren i år med lite nedbør og lav magasinfylling.

Våre simuleringer viser at kraftflyten på de to forbindelsene fra Blåfalli og inn til Håvik eller Gismarvik vil være relativt jevn over året. I figur 24 ser vi at den nye ledningen avlaster de eksisterende forbindelsene, spesielt den nordlige. Flyten på Saudaledningene vil imidlertid være mindre enn med oppgraderingskonseptet, siden vi med en ny ledning inn til Håvik/Gismarvik har totalt fire ledninger som skal forsyne forbruket i området.



Figur 24: Flyt inn mot Gismarvik/Håvik med ny ledning fra Blåfalli. Flytmønsteret på Blåfalli-Gismarvik og Husnes-Stord vil være tilnærmet likt, siden ledningene går i parallell.

14.3 Stasjonene i Vestre korridor er sterke tilknytningspunkt for en ny ledning

En ny ledning fra Vestre korridor vil bli tilknyttet et sterkt punkt i nettet og en parallell til de eksisterende Sauda-ledningene. Byggingen vil være utfordrende og kreve god koordinering med Vestre korridor-prosjektet.

Stasjonene er krevende å komme til

Geografisk nærhet gjør at Sauda, Hylene, Saurdal og Kvilldal er aktuelle tilknytningspunkt. Kapasitetsmessig vil det være omtrent det samme hvilken stasjonen vi bygger fra.

De stasjonene som ikke alt er på 420 kV skal oppgraderes i forbindelse med Vestre korridor-prosjektet, så det er kun mulig å knytte til en ny ledning på 420 kV spenning. Det innebærer at vi må transformere spenningen ned til 300 kV i SKL-området fram til resten av SKL-ringen er klargjort for 420 kV drift. Kapasitetene på SKL-snittet er uavhengig av spenningsnivået på den nye ledningen, ettersom det er utfall av denne som er dimensjonerende.

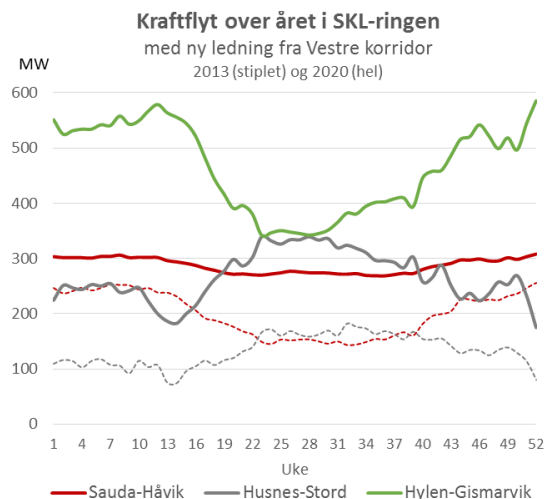
For alle stasjonene er det utfordrende å komme til med en ny ledning. Det skyldes at det er trangt i eller rundt stasjonen eller fordi det kan bli nødvendig å krysse eksisterende ledninger fra Sauda og sørover. Ledningskryssinger innebærer at eksisterende ledninger må kobles ut, rundt en ukes tid per kryssing.

For alle stasjonsalternativene finnes det flere mulige traséer. Ledningen vil bli omtrent 80-100 km lang, avhengig av hvilken trasé som velges. Det blir uansett nødvendig å rydde ny trasé, men det kan være mulig å gå i parallell med Saudaledningene i enkelte partier. Ledningen vil gå i kystlandskap og må trolig krysse en eller flere fjorder. Både luftspenn og sjøkabel kan da være aktuelt.

Dette konseptet har den korteste gjennomføringstiden med anslagsvis to til tre år. Men i og med at det i større grad beslaglegger en ny trasé sammenlignet med oppgraderingskonseptet og ny ledning fra øst, kan det være at konsesjonsfasen kan ta noe lenger tid.

En ny ledning fra Vestre korridor blir som en parallell til Saudaledningene

Kraftflyten på en ny ledning fra Vestre korridor vil variere over året slik som Sauda-Håvik og Sauda-Kårstø, med en høyere belastning om vinteren enn om sommeren. Dette er vist i figur 26. En større andel av forbruket i SKL-området vil imidlertid forsynes fra den nye ledningen, siden den vil være sterkere enn dagens ledninger. Dette fører til en avlastning av Sauda-ledningene, særlig vinterstid.



Figur 26: Kraftflyten på den nye ledningen fra Vestre korridor til SKL-området vil være størst på vinteren da forbruket her er på sitt høyeste. De stiplede kurvene viser flyten i dagens nett.



Figur 25: SKL-ringen med ny ledning fra Vestre korridor. Tykke streker markerer duplex/triplex. Røde streker markerer 420 kV drift.

14.4 Ny ledning fra BKK-området øker flyten på Vestlandet

En ny forbindelse fra BKK-området vil gå i parallell med dagens forbindelse mellom Samnanger og Sauda, og påvirke flyten på Vestlandet mer enn de andre konseptene.

En ledning fra BKK-området vil ha lang byggetid

I BKK-området ligger stasjonene Samnanger, Lille-Sotra og Fana nærmest SKL-ringen, som alle kan være mulige tilknytningspunkt for en ny forbindelse til SKL-området. I analysen har vi forutsatt at forbindelsen bygges fra Samnanger stasjon. Det gir en noe lenger forbindelse sammenlignet med de andre alternativene, men vesentlig mindre behov for sjøkabel. Et annet tilknytningspunkt kan dessuten gi behov for nettførsterkninger i BKK-området. Siden vi kun får en liten ekstra gevinst ved å gå innom stasjonene i Stord og Spanne, har vi i analysen lagt den nye ledningen direkte til Gismarvik stasjon.

Forbindelsen mellom Samnanger og Gismarvik vil være rundt 130 km lang og gå hovedsakelig i kystterreng. På grunn av bebyggelse og krevende terreng kan trolig ledningen bare delvis gå i parallell med regionalnettet.

Fra Stord er én mulig trasé å gå i parallell med eksisterende ledninger. Det vil bli krevende med tanke på bebyggelse og sannsynligvis gi behov for periodevis utkoblinger i byggeperioden.

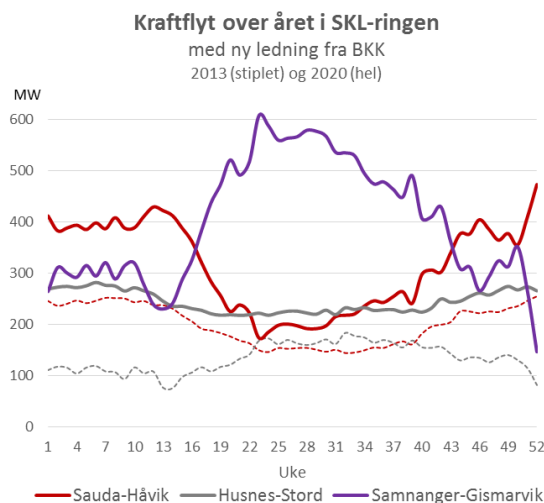
Det er ca. 80 km mellom Samnanger og Stord, og ca. 50 km mellom Stord og Gismarvik. Samlet byggetid for hele prosjektet er estimert til fire til fem år. Konseptet kan dermed vanskelig ferdigstilles til 2022. Som for konseptet med en ny ledning fra Vestre korridor, blir det behov for å beslaglegge en ny trasé, noe som kan øke lengden på konsesjonsfasen.

Vi får økt flyt nordfra om sommeren

Kraftflyten på Samnanger-Gismarvik vil være høy på sommeren og lav flyt på vinteren, slik det er vist i figur 28. Vi ser at den høye flyten om sommeren avlaste både den nordlige forbindelsen og Sauda-ledningene. I perioder med mye småkraftproduksjon på Vestlandet og høy eksport på mellomlandsforbindelsene kan det oppstå situasjoner der nesten hele forbruket i SKL-området forsynes via den nye ledningen. Om vinteren vil forbruket i større grad forsynes fra dagens tre ledninger i SKL-ringen.



Figur 27: SKL-ringen med ny ledning fra BKK-området. Tykke streker markerer duplex/triplex. Røde streker markerer 420 kV drift.



Figur 28: BKK-konseptet med en ny ledning fra Samnanger skiller seg fra de andre ledningskonseptene ved at flyten varierer mer gjennom året.

Om vinteren kan det oppstå situasjoner der BKK-området forsynes fra SKL-området

I en vintersituasjon med mye import og lite vannkraftproduksjon i BKK-området, vil vi kunne oppleve at kraftflyten på den nye ledningen går nordover med opptil 400 MW. Dette omtales gjerne som transitt, siden noe av kraften fra Sørlandet til BKK-området tar veien om SKL-ringen. Denne situasjonen vil inntreffe relativt sjeldent, som i svært tørre og kalde år med høy import på mellomlandsforbindelsene.

Ved en slik transitt blir særlig Saudaledningene høyt belastet, siden de må forsyne deler av lasten i BKK-området i tillegg til forbruket i SKL-området. Sannsynligheten for overlast er likevel svært lav ved intakt nett. Ved utkoblinger i nettet, kan imidlertid transittflyten bli problematisk.

Økt flyt sørover kan gi begrensninger i nettet nord for Samnanger

Kraftflyten fra Fardal og sørover kan bli veldig høy i eksportsituasjoner med høy produksjon av uregulerbar småkraft. Ved utfall av Sima-Samnanger i en slik situasjon kan vi få begrensninger i nettet nord for Samnanger. Vi kan løse disse utfordringene med tiltak i driften, alternativt kan vi oppgradere ledningene mellom Fardal og Modalen. Uansett medfører det en ekstrakostnad for dette konseptet sammenlignet med de andre. Siden problemet blir større dersom den nye ledningen driftes på 420 kV, mener vi at det er hensiktsmessig å drifte den nye ledningen på 300 kV. Dette påvirker ikke kapasiteten inn til området.

Med to forbindelser fra BKK-området og sørover, vil imidlertid en større andel av kraften fra Sogn og Fjordane ta veien om Vestlandet istedenfor gjennom Hallingdal. Dette fører til at de totale tapene i nettet blir lavere enn for de andre nettkonseptene.

Vi ser ikke behov for to ledninger på Vestlandet

Mesteparten av prisforskjellen mellom NO2 og NO5 forsvinner når Statnett strømpoppgraderer mellom Samnanger og Sauda. En ny ledning fra BKK-området vil redusere prisforskjellen litt til, men den samfunnsøkonomiske gevinsten av dette er marginal. For å utnytte den ekstra kapasiteten en slik ledning vil gi, blir det dessuten nødvendig å ta i bruk PFK eller gjøre andre tiltak ved feil på den nye ledningen.

Utbyggingen av ny kraftproduksjon i BKK-området og nordover på Vestlandet må bli minst 6 TWh for at en ny ledning mellom BKK og SKL skal ha en netto positiv effekt på flaskehalskostnader. Det tilsvarer rundt halvparten av det som blir ansett som Norges andel av sertifikatkraften, som for Norge og Sverige er 24,6 TWh. Vi ser på det som usannsynlig gitt dagens planer og utbyggingstakt for småkraft i området, og har i våre basisforutsetninger antatt en økning på 3 TWh. Selv dette er et høyt tall, byggeklare prosjekter i dette området er 1,5 TWh vannkraft og 0,8 TWh vindkraft.

Andre faktorer som påvirker nytten av en ekstra forbindelse mellom BKK- og SKL-området:

- Dersom en flytbasert markedsklarering innføres i den nordiske kraftbørsen, vil utnyttelsen av eksisterende nett øke og redusere flaskehalsen mellom Samnanger og Sauda.
- Hvis den planlagte mellomlandsforbindelsen NorthConnect mellom Sima og Peterhead i Skottland blir bygget, vil behovet for økt kapasitet mellom NO2 og NO5 bli betraktelig mindre.

Verken flytbasert markedsklarering eller NorthConnect ligger i våre hovedforutsetninger, men det er ikke usannsynlig at en eller begge blir realisert i framtiden. Dersom overføringsbehovet mellom BKK-området og SKL-området likevel vedvarer på grunn av fortsatt utbygging av småkraft på Vestlandet etter 2020, vil spenningsoppgraderingen av Sauda-Samnanger til 420 kV sørge for at flaskehalsen mellom områdene blir svært liten eller forsvinner fullstendig.

15 Nettutbyggingen må være samfunnsøkonomisk rasjonell

I dette kapitlet presenterer vi de samfunnsøkonomiske virkningene vi mener er avgjørende for valg av trinn og konsept. Virkningene er framstilt i tre trinn, basert på den stegvise utviklingen i kapasitet:

- Trinn 1: Mindre tiltak i dagens nett (reaktiv kompensering og temperaturoppgradering). Gir N-1 forsyningssikkerhet av en forbruksøkning opp mot 650 MW.
- Trinn 2: Konseptene som er gjennomgått i alternativanalysen. Gir N-1 forsyningssikkerhet av hele den planlagte forbruksveksten.
- Trinn 3: Overgang til 420 kV drift. Gir N-1-1 forsyningssikkerhet av hele den planlagte forbruksveksten.

Hvert trinn vises med den ekstra virkningen den har sammenlignet med foregående trinn. Den kumulative virkningen vises også.

Vi vil først gjennomgå de prissatte virkningene, og vise blant annet at investeringskostnadene er lavest i konseptet med ny ledning fra øst og fra Vestre korridor. Vi anslår at forskjellen i avbruddskostnadene mellom konseptene er svært små, og forventer sjeldne og hovedsakelig kortvarige avbrudd ved å beholde N-1 forsyningssikkerhet. For de ikke-prissatte virkningene ser vi at oppgraderingskonseptet har merkbart mindre konsekvenser for miljøet enn de andre konseptene, men at det også er det konseptet som i utgangspunktet er minst fleksibelt med tanke på å forsyne forbruket i tide.

15.1 Vi forventer at strømvbruddene er relativt sjeldne og kortvarige

Vi vil her vise verdien av å være i trinn 2 og trinn 3. De forventede avbruddskostnadene i trinn 2 er relativt lave, og reduseres ned mot null ved å gå til trinn 3. I tillegg kommer de ikke-prissatte virkningene. Vi har ikke regnet på to eller flere feil som inntreffer samtidig, og vi greier ikke å tallfeste konsekvensene ved langvarige avbrudd. Vi vurderer derfor dette som en ikke-prissatt virkning.

Forventet ILE øker med økende last, men kan reduseres ved å gjøre tiltak i nettet

Vi har beregnet forventet ikke levert energi (ILE) ved ulike nett-tiltak og lastnivå i SKL-ringen. Vi har fokusert på enkeltfeil på ledning samtidig med en planlagt utkobling. Metoden som er benyttet, samt antakelser og usikkerhet knyttet til resultatene, er beskrevet i metodekapitlet.

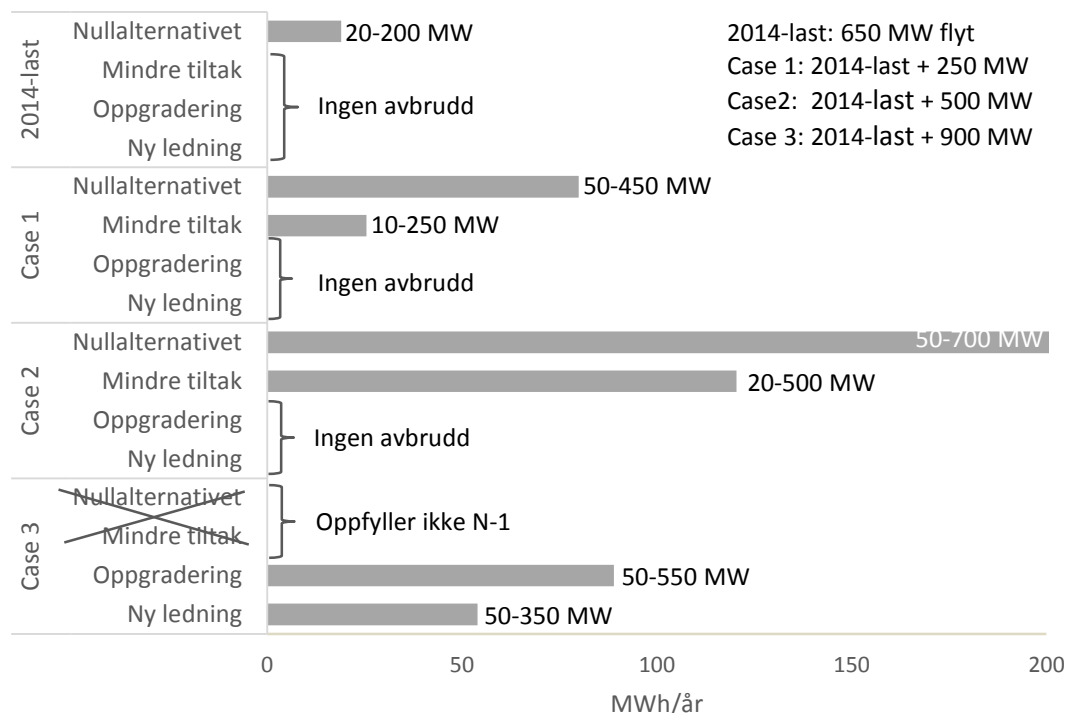
Vi har beregnet forventet ILE ved tre ulike nivåer på forbruksveksten, for disse fire nettalternativene:

- Nullalternativet
- Mindre tiltak (reaktiv kompensering og temperaturoppgradering)
- Oppgraderingskonseptet (300 kV)
- Ny ledningskonseptene (300 kV)

Ettersom overføringskapasiteten er omtrent den samme for alle konseptene med ny ledning, har vi kun beregnet ILE for konseptet med ny ledning fra øst. Disse resultatene er med andre ord gyldige for alle konseptene med ny ledning. Vi har gjennomført analysen for fire mulige lastnivåer:

- 2014-last er dagens forbruksnivå
- Case 1 representerer situasjonen med pilotanlegget og første fase av Utsirautbyggingen, ca. 250 MW lastøkning fra i dag.
- Case 2 inkluderer også hele Utsirautbyggingen, totalt ca. 500 MW lastøkning fra i dag.
- Case 3 omfatter i tillegg fullskalaanlegget og næringsparken, ca. 900 MW lastøkning fra i dag.

Resultatene er oppsummert i figur 29. Spennet i størrelsen på avbruddene har vi oppgitt i enden av søylene.

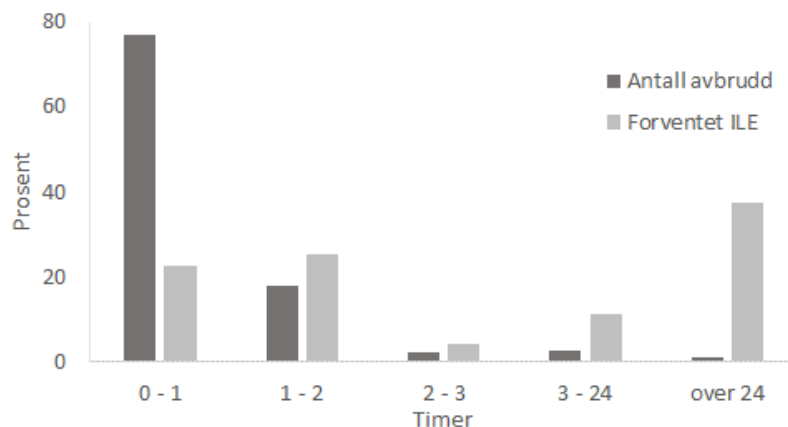


Figur 29: Nyttet av høyere forsyningssikkerhet kan illustreres gjennom redusert forventet ILE. Nyttet øker med økende last, men kan reduseres ved å gjøre tiltak i nettet. Størrelsen på avbruddene varierer innenfor et intervall angitt i enden av hver søyle.

Vi har ikke beregnet avbrudd for case 3 med nullalternativet og mindre tiltak, da vi ikke har N-1-forsyning i disse tilfellene. Med en så stor forbruksvekst må vi gjøre større tiltak i SKL-ringen. Forventet ILE grunnet feil under utkobling med full forbruksvekst (case 3) kan elimineres ved å spenningsoppgradere tre ledninger i SKL-ringen til 420 kV, altså gå over til trinn 3.

Sjeldne, men langvarige avbrudd utgjør en stor andel av forventet ILE

Figur 30 illustrerer hvordan avbruddene og forventet ILE er fordelt etter varighet på avbruddet. Figuren viser resultater for konseptet med ny ledning fra øst og full forbruksvekst, men er tilnærmet lik for alle konseptene og lastnivåene vi har simulert.



Figur 30: 70-80 % av avbruddene varer i en time eller mindre. Selv om avbruddene som varer i mer enn 24 timer kun utgjør omtrent én prosent av avbruddene, utgjør de 30-40 % av forventet ILE.

Figuren viser at 95 % av alle avbruddene varer i to timer eller mindre og står for rundt 50 % av forventet ILE. Avbrudd som varer i mer enn 24 timer, utgjør omtrent én prosent av alle avbrudd. Konsekvensen når de først inntreffer er imidlertid stor, og utgjør 30-40 % av forventet ILE.

Vi reduserer sannsynligheten for avbrudd ved å gjøre tiltak

Med en viss økning i forbruket forventer vi strømvavbrudd hvert 3-5 år med dagens nett. Med mindre tiltak vil hyppigheten avta noe, men det er først med N-1-1 forsyning at vi tilnærmet fjerner risikoen for avbrudd grunnet enkeltfeil under utkobling.

Lastnivå	Null-alternativet	Mindre tiltak (trinn 1)	Oppgradering (trinn 2)	Ny ledning (trinn 2)
2014-last	10	-	-	-
Case 1 (250 MW økning)	5	8	-	-
Case 2 (500 MW økning)	3	4	-	-
Case 3 (900 MW økning)	-	-	5	5

Tabell 2: Forventet antall år mellom hvert avbrudd

De forventede avbruddskostnadene avhenger av hvilket forbruk som ikke kan forsynes

I trinn 2 vil de forventede prissatte avbruddskostnadene ligge mellom 30 og 400 millioner kr, avhengig av hvilket forbruk som kobles bort. Vi sparer denne kostnaden ved å gå til trinn 3, siden vi da får N-1-1 forsyningsikkerhet. Avbruddskostnaden er beregnet for oppgraderingskonseptet med full forbruksvekst (case 3). Ettersom overføringskapasiteten er noe høyere i ny ledningskonseptene, vil forventet avbruddskostnad være noe lavere i disse konseptene. I beregningene har vi basert oss på resultatene beskrevet ovenfor.

For å fange spennet i avbruddskostnadene ved et to timer langt avbrudd har vi testet noen ulike varianter:

- Alt forbruket til Hydro kobles bort i to timer (til sammen 850 MW inkludert fullskalaanlegget). Dette gir en kostnad per avbrudd på 3 millioner kroner, og en forventet avbruddskostnad over hele analyseperioden på 11 millioner kroner (nåverdi).
- Alt forbruk bortsett fra Hydro sitt eksisterende aluminiumsverk og fullskalaanlegget kobles bort. Det vil si alt alminnelig forbruk, trinn 1 på Utsirahøyden, prosessanlegget på Kårstø og pilotanlegget til Hydro (til sammen 630 MW). Dette representerer et worst case ved et avbrudd med to timers varighet. Dette gir en kostnad per avbrudd på 112 millioner kroner, og en avbruddskostnad over hele analyseperioden på 445 millioner kroner (nåverdi).

Det er helt usannsynlig at konsekvensen ved å beholde N-1-forsyning i SKL-området gir et avbrudd som skissert i andre kulepunkt over hvert femte år. Dette er kun tatt med for å illustrere en ekstremvariant av avbruddskostnaden ved et to timer langt avbrudd. Dersom et slikt avbrudd inntreffer vil operatørene av systemdriften gjøre det de kan for å minimere konsekvensen. Dette kan de gjøre ved å koble bort det billigste forbruket og justere hvor mye forbruk som er koblet bort etter hvert som de har mer informasjon om den faktiske situasjonen.

Dersom fullskalaanlegget til Hydro ikke blir realisert, kan vi forsyne det øvrige forbruket med N-1-1-sikkerhet ved å gå fra trinn 1 til trinn 2. Med 500 MW lastøkning fra i dag (case 2) kan vi forvente et avbrudd hvert fjerde år med en konsekvens på opp mot 500 MW. Se figur 29 og tabell 2.

Det samlede forbruket på Hydro Karmøy er om lag 460 MW. Dette betyr at deler av alminnelig forbruk, prosessanlegget på Kårstø eller forsyningen til Utsirahøyden kan risikere å bli koblet bort også i den første timen. Dette gjør at de forventede avbruddskostnadene er noe større sammenlignet med avbruddskostnadene presentert over.

De prissatte virkningene fanger ikke opp hele forsyningssikkerheten

De prissatte avbruddskostnadene er basert på estimerte kostnadsfunksjoner ved strømvavbrudd for ulike kunder. Disse kostnadsfunksjonene har flere begrensinger, og representerer blant annet ikke:

- Kostnader som inntreffer i andre ledd, for eksempel dersom strømvavbrudd på prosessanlegget på Kårstø stopper oljeproduksjonen på enkelte felt i Nordsjøen og gassforsyning til andre land.
- Kostnader ved avbrudd over 24 timer.
- Ekstra kostnader som påløper ved avbrudd med stort geografisk nedslagsfelt.

I tillegg har vi kun regnet på avbrudd som skyldes feil mens en ledning er koblet ut for arbeid, da vi mener at det er størst sannsynlighet for at dette vil skje. Vi har ikke regnet på for eksempel konsekvensene ved multiple feil, som naturligvis også kan inntreffe. Feil i stasjoner som gir avbrudd er heller ikke inkludert i de prissatte avbruddskostnadene.

Vi anser det første kulepunktet over som mest aktuelt blant de tre. Dersom et avbrudd varer i mer enn 2-3 timer kan ikke lenger Hydro ligge utkoblet, og det kan bli nødvendig å koble ut Utsirahøyden og/eller prosessanlegget på Kårstø. Det betyr at det kan påløpe potensielt svært store kostnader i andre ledd dersom vi får et avbrudd med både varighet på mer enn 2-3 timer og konsekvens større enn rundt 400 MW. Vi forventer imidlertid at det går mer enn 200 år mellom hvert avbrudd som varer mer enn tre timer.

I våre simuleringer går det mer enn 500 år mellom hver gang vi får et avbrudd som varer i mer enn 24 timer. Selv om konsekvensen potensielt kan være veldig stor hvis dette først skjer, anser vi sannsynligheten som så liten at vi ikke legger det vesentlig vekt.

Dersom alminnelig forbruk blir koblet bort i et stort område, kan det påløpe ekstrakostnader som ikke er reflektert i avbruddskostnadene til alminnelig forsyning. Dette kan være aktuelt dersom for eksempel en storm slår ut all strømforsyning til SKL-området. Vi anser dette som lite sannsynlig, og mener dessuten at de ekstrakostnadene som ikke er fanget opp i avbruddskostnadene utgjør en ubetydelig forskjell på den totale avbruddskostnaden.

Disse ikke-prissatte virkningene ved strømvavbrudd har samfunnsøkonomisk betydning, men vi har sett at det er svært lite sannsynlig at de vil gjøre seg gjeldende.

15.2 Investeringskostnadene er lavest med ny ledning fra øst og Vestre korridor

Når vi drøfter investeringskostnadene, viser vi først hva hvert trinn koster i de ulike konseptene. Deretter belyser vi at ved å gjøre tiltak i eksisterende nett nå, kan vi spare reinvesteringer senere. Ved å se på kostnadene gjennom hele analyseperioden, får vi dermed et mer komplett bilde enn ved bare å se på den umiddelbare kostnaden.

Konseptene med ny ledning fra øst kommer best ut, både om vi ser på investeringskostnaden i faste kroner og nåverdi, og uavhengig av valgt trinn.

Investeringskostnadene øker med antall stasjoner og kilometer ledning

Trinn 1:

Dette trinnet er å installere reaktiv kompensering i SKL-ringen og temperaturoppgradere ledningene mellom Sauda og Håvik. Dette trinnet er likt for alle konseptene. Investeringskostnadene ligger på ca. 0,2-0,5 milliarder kroner avhengig av hvilken type reaktiv kompensering som blir valgt. Siden dette skal gjennomføres i løpet av få år, er nåverdien relativt lik antatt investeringskostnad.

Trinn 2 (N-1 forsyningssikkerhet):

Vi anslår at oppgraderingskonseptet vil koste 5,8 milliarder kroner (faste 2015 kr). Byggetiden er estimert til sju år og nåverdien av investeringskostnaden blir da ca. 3,9 milliarder kroner. Konseptet omfatter oppgradering av i underkant 300 km ledning med to innskutte kabelstrekninger og endringer i åtte stasjoner. Vi har lagt til grunn at ledningene og kablene klargjøres for 420 kV, men driftes på

300 kV. Det betyr at komponenter i stasjonene må bygges om for å tåle strømpoppgraderingen. Videre har vi lagt til grunn en ny stasjon i Gismarvik, noe som er felles for alle konseptene.

Konseptet med ny ledning fra øst er anslått til å koste 1,7 milliarder kroner (faste 2015 kr). Byggetiden i dette konseptet er anslått å være ca. tre år og nåverdien blir ca. 1,2 milliarder kroner. I dette konseptet har vi lagt til grunn en ledning fra Blåfalli på om lag 80 km. Her er det kun en ombygging av Blåfalli stasjon som er nødvendig, samt en ny stasjon i Gismarvik.

Konseptet med ny ledning fra Vestre korridor er anslått til å koste ca. 1,8 milliarder kroner (faste 2015 kr). Dette konseptet har omtrent samme byggetid som det østlige konseptet, og nåverdien blir da 1,3 milliarder kroner. I dette konseptet er det noe større usikkerhet i løsningsvalget (80-100 km ledning), og vi har lagt til grunn at denne kan bli noe lengre enn ledningen fra øst. Konseptet omfatter en mindre ombygging av den aktuelle stasjonen i Vestre korridor som vi knytter oss til, samt en ny stasjon i Gismarvik.

Konseptet med en ny ledning fra BKK-området har en anslått investeringskostnad på om lag 3,5 milliarder kroner (faste 2015 kr). Byggetiden er anslått til fire til fem år. Nåverdien av investeringen blir ca. 2,6 milliarder kroner. Dette konseptet har den lengste traseen på ca. 130 km. Det er flere mulige tilknytningspunkt, noe som vil påvirke traselengden. Selv om vi legger den korteste mulige traséen til grunn, vil det likevel være betydelig lengre, og dermed også dyrere, enn de andre ny-ledningskonseptene. Konseptet omfatter en mindre ombygging i den aktuelle stasjonen i BKK-området som ledningen skal knyttes til, samt en ny stasjon i Gismarvik.

Trinn 3 (N-1-1 forsyningssikkerhet):

En av opsjonene for konseptene er å øke omfanget slik at vi oppnår N-1-1 forsyningssikkerhet i SKL-ringen. Dette innebærer at hele SKL-ringen oppgraderes til 420 kV.

For oppgraderingskonseptet blir ekstrakostnaden ca. 2,5 milliarder kroner (faste 2015 kr). Vi antar at stasjonene kan bygges om samtidig som ledningsarbeidet pågår, slik at trinn 3 kan ferdigstilles omtrent samtidig som trinn 2. Det gir at nåverdien av ekstrakostnaden blir 1,7 milliarder kroner. Kostnadene omfatter en ombygging i alle stasjoner fra 300 kV til 420 kV, noe som gir en vesentlig økning i investeringskostnaden per stasjon sammenlignet med trinn 2.

For konseptene med ny ledning, må dagens nett i SKL-ringen bli oppgradert. Ekstrakostnaden har vi anslått til om lag 6,3 milliarder kroner. Om vi legger til grunn samme byggetider som for oppgraderingskonseptet, blir nåverdien av denne ekstrakostnaden ca. 4,3 milliarder kroner. Det er kun nødvendig å oppgradere den ene av dagens to Sauda-ledninger for å få N-1-1 forsyning av det planlagte forbruket. Det betyr at ny-ledningskonseptene i trinn 3 får kostnaden fra oppgraderingskonseptet med den nordlige ledningen inkludert kabelforbindelsene og den ene av Saudaledningene, samt ombygging av alle stasjoner. Ekstrakostnaden består altså av deler av ledningskostnaden fra trinn 2 i oppgraderingskonseptet samt kostnadene i trinn 3 i oppgraderingskonseptet.

Investeringskostnader 2015 mrd. kr. (nåverdi)	Oppgradering	Øst	Vestre korridor	BKK
Trinn 1	0,5	0,5	0,5	0,5
Trinn 2	5,8	1,7	1,8	3,5
Trinn 3	2,5	6,3	6,3	6,3
Nåverdi – Trinn 1	0,5	0,5	0,5	0,5
Nåverdi – Trinn 2	3,9	1,2	1,3	2,6
Nåverdi – Trinn 3	1,7	4,3	4,3	4,3
Sum nåverdi Trinn 1-3	6	5,9	6	7,3

Tabell 3: Konseptet med ny ledning fra øst har de laveste investeringskostnadene.

Vi sparer reinvesteringer i oppgraderingskonseptet

Saudaledningene må trolig reinvesteres rundt år 2045, forbindelsen fra Husnes til Håvik ca. 20 år senere og de innskutte kablene på den nordlige forbindelsen rundt 2040. For stasjonene legger vi til grunn at tyngdepunktet for reinvesteringene er rundt år 2040. Detaljer om disse vurderingene er gitt i metodekapittelet.

Trinn 2:

I oppgraderingskonseptet slipper vi å reinvestere ledningene, mens stasjonene uansett må reinvesteres siden det i konseptet bare ligger at de skal bygges om for å tåle høyere strøm. De sparte reinvesteringene utgjør da om lag 1,4 milliarder kroner (nåverdi).

I konseptene med ny ledning utgjør de sparte reinvesteringene ca. 0,4 milliarder kroner (nåverdi), rundt 1 milliard kroner mindre enn for oppgraderingskonseptet. Forskjellen ligger i at ledningene reinvesteres når levetiden nås. Som tidligere nevnt vil det være tilstrekkelig å reinvestere i den nordlige forbindelsen og den ene av ledningene mellom Håvik og Sauda, gitt at vi går over til 400 kV drift. I tillegg må også stasjonene reinvesteres.

Trinn 3:

Dersom vi velger å gjennomføre trinn 3 nå, må dagens ledninger og stasjoner oppgraderes i alle konseptene. Det blir da ingen reinvesteringer av ledninger og stasjoner i analysehorisonten. Alle konseptene sparer dermed reinvesteringer på ca. 2,3 milliarder kroner (nåverdi) i trinn 3. Ved å gå for trinn 3 blir det dermed ingen forskjeller mellom konseptene med tanke på sparte reinvesteringer.

Sparte reinvesteringer 2015 mrd. kr. (nåverdi)	Oppgradering	Øst	Vestre korridor	BKK
Trinn 2	1,4	0,4	0,4	0,4
Trinn 3	2,3	2,3	2,3	2,3

Tabell 4: I trinn 2 kan vi spare reinvesteringer med oppgraderingskonseptet. Dersom vi går for trinn 3 er besparelsen lik for alle konseptene.

Ny ledning fra øst har lavest investeringskostnader gjennom analyseperioden

Ovenfor så vi først på investeringskostnaden og deretter på de sparte reinvesteringene. Det er viktig å se disse i en sammenheng, noe vi gjør når hele analyseperioden tas i betraktning (livsløpsperspektiv).

Dersom vi bare skal investere i trinn 2, ser vi at investeringskostnadene taler for å bygge en ny ledning fra øst også i et livsløpsperspektiv. Nåverdien av kostnaden i dette konseptet er ca. 1,6 mrd. lavere enn BKK-konseptet, og om lag 1,7 mrd. lavere enn oppgraderingskonseptet.

Dersom vi skal investere i trinn 3 nå, blir forskjellen i et livsløpsperspektiv mindre mellom konseptene. Ny ledning fra BKK-området har klart de største kostnadene.

Investeringskostnad og sparte reinvestering 2015 mrd. kr. (nåverdi)	Oppgradering	Øst	Vestre korridor	BKK
Bare trinn 1+2	2,5	0,8	0,9	2,4
Trinn 1-3	3,7	3,6	3,7	5

Tabell 5: Ny ledning fra øst har de laveste investeringskostande både i trinn 2 og trinn 3 også i et livsløpsperspektiv.

15.3 Overføringstap, systemdrifts- og utkoblingskostnader er av mindre betydning

Vi har sett at overføringstap og systemdriftskostnader har liten eller ingen innvirkning på rangeringen.

Minst tap med en ny ledning fra BKK-området

Endringer i kraftflyten, blant annet som følge av nytt forbruk, ny produksjon eller nytt nett, kan føre til endringer i flaskehalser og overføringstap. I eller rundt SKL-ringen er det imidlertid ingen betydelige strukturelle flaskehalser, hverken i dag eller som vi forventer framover. Endringer i flaskehalskostnader er derfor ikke relevant for noen av konseptene.

Tiltak i nettet vil øke overføringskapasiteten, noe som isolert sett fører til lavere overføringstap. Økt flyt som følge av en stor vekst i forbruket fører derimot til større tap. Nettoeffekten av dette er at selv om vi forsterker nettet, vil de totale overføringstapene stige sammenlignet med i dag.

BKK-konseptet har ca. 300 millioner kroner mindre overføringstap enn de andre konseptene. Dette skyldes at konseptet øker overføringskapasiteten på Vestlandet, slik at en større del av kraftoverskuddet får kortere vei til kontinentet. De andre konseptene gir ingen større flytendringer utenfor SKL-området og får omtrent de samme nettapene. De samme effektene ser vi i trinn 3.

2015 mrd. kr. (nåverdi)	Oppgradering	Øst	Vestre korridor	BKK-området
Sparte overføringstap	0	0	0	+ 0,3

Tabell 6: Ny ledning fra BKK-området gir lavere tap i nettet enn de andre konseptene.

BKK-konseptet kan føre til økte systemdriftskostnader

Med systemdriftskostnader mener vi kostnader som oppstår i driften av kraftsystemet som ikke er reflektert i markedsprisen på strøm. Dette er typisk kostnader Statnett eller aktørene har knyttet til å regulere produksjon (eller noen typer forbruk) opp eller ned for å ha kraftsystemet i balanse. Eksempel på dette er innkjøp av primær- og sekundærreserver, og bruk av spesialregulering.

Vi ser ikke betydelige systemdriftskostnader i normaldrift av nettet i de ulike konseptene. I BKK-konseptet kan det imidlertid bli behov for spesialregulering av produksjon eller produksjonsfrakobling for å unngå overlast ved noen utfall i situasjoner med høy flyt fra nord til sør på Vestlandet. Dette er imidlertid spesialsituasjoner og i forventningsverdi nær null.

15.4 Oppgraderingskonseptet gir minst miljølemper

Naturen har egenverdi og betydning for menneskelig velferd, både for de som bor i et område (bruksverdien), for de som ikke bor der, men som kunne tenke seg å benytte naturen i området (opsjonsverdien), og for fremtidige generasjoner (eksistensverdien).

Konsekvenser for naturen og andre verdier i ytre miljø som følge av en beslutning må derfor bli gjort synlige. Samlet kaller vi dette miljøvirkningen av tiltaket. Når vi gjør tiltak i form av å bygge ut eller forsterke nettet, vil dette ofte medføre en negativ miljøvirkning. Dersom vi kan sanere nett vil det medføre en positiv miljøvirkning. Miljøvirkninger er både vanskelige og kontroversielle å verdsette. Vi tilnærmer oss derfor dette som en ikke-prissatt virkning.

Når vi vurderer miljøvirkningene her er det basert på temaene (i) landskapsbilde, (ii) nærmiljø, støy og friluftsliv, (iii) naturmangfold, (iv) kulturmiljø og (v) naturressurser. Vi vurderer de ulike temaene ut fra betydning og omfang når vi skal finne konsekvensen av tiltaket. For å vite noe mer konkret om betydningen for miljøet av tiltaket, må detaljene rundt trasévalg være mer avklart. Dette vil bli gjort fram mot konsesjonsfasen for det valgte konseptet/de valgte konseptene.

Oppgraderingskonseptet kommer best ut i et miljøperspektiv

Hovedsakelig gjenbruk av eksisterende traséer gjør at oppgraderingskonseptet kommer best ut i et miljøperspektiv. Mulig behov for nye og utvidete transformatorstasjoner og det at 420 kV-ledninger har større arealbehov og visuell påvirkning på omgivelsene gir en svakt negativ verdi på konsekvensen. I flere områder ligger det boliger nært til dagens ledninger, noe som taler for omlegginger av dagens

traséer. Dette kan i sin tur påvirke landskapsbilde, naturverdier, kulturmiljø og naturressurser, men på den annen side er det en fordel å bli kvitt ledninger som går tett opp mot bebyggelsen. Vi har derfor tillagt dette konseptet en ubetydelig til liten negativ virkning (0/-).

Ny ledning er en større inngripen i naturen

I konseptene med ny ledning vil naturen bli berørt i større grad, men noe forskjellig avhengig av hvor ledningen bygges fra.

Konseptet med **ny ledning fra øst** innebærer den korteste ledningen, og det kan være mulig å i stor grad følge dagens regionalnettstrasé, med unntak av enkelte tett bebygde områder. Dette konseptet er derfor å foretrekke fremfor de andre ny-ledningskonseptene med tanke på miljøvirkningene, fordi vi kan potensielt kan bygge parallelt med regionalnettstraséen. Det vil likevel være en inngripen i naturen med en sentralnettsledning sammenlignet med dagens regionalnettsledning, og deler av traséen går i/ved turområder. Men siden det er mulighet å samle inngrepene i naturen har vi tilordnet dette konseptet en liten negativ miljøvirkning (-).

En **ny ledning fra Vestre korridor** vil være omtrent like lang som ledning fra øst. Det er mulighet å bygge parallelt med Saudaledningen på deler av strekket, men vi må uansett i store partier gå i uberørt terreng. Dvs. at den vil i stor grad måtte gå i områder uten kraftlinjer noe som påvirker landskapsbildet negativt. Området er i hovedsak kystlandskap. Påvirkning av mer uberørte områder gir også en sterkere negativ betydning for naturverdier, selv om de mulige områdene ikke har registrerte naturverdier av stor verdi. Potensielt har ny ledning også større negativ påvirkning på primærnæringer og kulturmiljø, uten at det er større registrerte verdier i området. Vi har overordnet derfor vurdert dette konseptet liten til middels negativ miljøvirkning (-/- -).

En **ny ledning fra BKK-området** vil være lengre enn de to andre konseptene med ny ledning. Sjøover mot Stord vil det hovedsakelig være behov for å beslaglegge en helt ny trasé i et typisk kystområde, med samme konsekvenser som for en ny ledning fra Vestre korridor. Mellom Stord og Håvik vil det være naturlig å legge den nye ledningen i parallell med eksisterende sentralnettsledning der det er mulig. Siden dette konseptet har størst omfang, vurderer vi ut fra den kunnskapen vi har nå at miljøvirkningene også er størst. Vi har tilordnet dette konseptet middels negativ miljøulempe (- -).

Ved overgang til 420 kV drift (trinn 3) er det i oppgraderingskonseptet kun konfigurasjonen i stasjonen som må endres. Dette kan føre til utvidelse av stasjonene, men gir små miljøulemper utover det det som allerede ligger i trinn 2. Miljøvurderingen er derfor at trinn 2 og trinn 3 er lik for oppgraderingskonseptet.

I konseptene med ny ledning vil også dagens nett og stasjoner bli oppgradert. Vår vurderingen er at det tilkommer en marginal negativ endring for konseptene ny ledning i trinn 3 utover miljøulempen i trinn 2.

Miljøvirkninger	Oppgradering	Øst	Vestre korridor	BKK
Trinn 2	0/-	-	- / - -	- -
Trinn 3	0/-	0/-	0/-	0/-
Trinn 2-3	0/-	-	- / - -	- -

Tabell 7: I trinn 2 har oppgraderingskonseptet de laveste miljøkonsekvensene.

15.5 Det er lavest SHA-risiko ved å bygge en ny ledning fra øst

Alle konseptene har en felles SHA-risiko: At tidspress under utkoblinger kan føre til personskade. SHA-risikoen for de mindre tiltakene omfatter i tillegg risikoen ved arbeid i master som ikke er i henhold til dagens normer.

I oppgraderingskonseptet representerer det relativt store utkoblingsbehovet en SHA-risiko. Det er også en risiko knyttet til arbeid nær ved eller på spenningsatte ledninger (AUS), eller i master som ikke er tilstrekkelig forsterket.

For en ny ledning fra øst representerer arbeid i bebygde områder en SHA-risiko. Dette konseptet har den minste SHA-risikoen.

For en ny ledning fra Vestre korridor er risikoen knyttet til fjordkryssing og arbeid i bratt og rasutsatt terreng. Kryssing av eksisterende ledninger vil kreve utkobling av disse eller at det arbeides under eller tett på spenningsatte komponenter. I trinn 2 har dette konseptet en SHA-risiko som havner midt i mellom en ny ledning fra øst og oppgradering av eksisterende ledninger.

En ny ledning fra BKK-området er det konseptet som har høyest SHA-risiko. SHA-risikoen er i første omgang knyttet til utstrakt bruk av helikopter i et område med høye fjell og mye nedbør. I tillegg er det risiko forbundet med mulig kabellegging i Bømlafjorden, som er trafikkert med større fartøy og oljeinstallasjoner, samt ved å bygge parallelt med eksisterende ledning fra Stord.

Ved å gå for trinn 3, vil det for oppgraderingskonseptet fortsatt være tidspress som er den store risikoen. For de andre konseptene vil risikoen være omtrent den samme som den samlede risikoen i trinn 2 og trinn 3 for oppgraderingskonseptet.

HMS-risiko	Oppgradering	Øst	Vestre korridor	BKK
Trinn 1	-	-	-	-
Trinn 2	--	-	- / --	-- / ---
Trinn 3	- / --	--	--	--
Sum 1-3	--	--	--	---

Tabell 8: I trinn 2 er SHA-risikoen er størst for konseptet med ny ledning fra BKK-området.

15.6 Ny ledning fra øst og fra Vestre korridor kan best imøtekomme forbruksplanene

Ettersom industrien planlegger å øke forbruket i løpet av relativt kort tid, har gjennomføringstiden mye å si for forsyningssikkerheten i perioden frem til konseptet er realisert. I tillegg kommer utkoblingsbehov i gjennomføringstiden.

Dårligst ut kommer oppgraderingskonseptet som det vil ta minimum syv år i byggetid. Her vil det trolig være begrenset nytte av å starte på forskjellige ledninger samtidig, ettersom bare en ledning kan være utkoblet om gangen. Utkoblingsbehovet som følger ved oppgraderingen vil dessuten legge begrensinger på når forbruket kan øke, eller eventuelt kreve drift av gasskraftverket fram til to av ledningene er oppgradert før fullskalaanlegget kan forsynes.

Ny ledning fra øst og fra Vestre korridor kommer omtrent like bra ut med en byggetid på ca. tre år, mens en ny ledning fra BKK-området har en byggetid på rundt fire til fem år. Her er det imidlertid mulig å starte byggingen fra nord og fra sør samtidig, slik at byggetiden kan reduseres til rundt fire år. En ny ledning fra øst kan ved bygging i parallell med regionalnettet gi noe utkoblingsbehov der. For en ny ledning fra Vestre korridor kan både kryssing av sentralnettsledninger og mulig bygging i parallell med Saudaledningene gi utkoblinger. Det er særlig mellom Stord og Gismarvik/Håvik at en ny ledning fra BKK-området kan gi utkobling ved bygging i parallell med eksisterende sentralnettsledning.

Trinn 1 vil ta relativt kort tid å gjennomføre. Etter dette kan vi forsyne alle forbruksplanene utenom fullskalaanlegget til Hydro med N-1 forsyningssikkerhet.

Etter trinn 2 kan vi forsyne hele den planlagte forbruksveksten med N-1 forsyningssikkerhet. Vi har lagt til grunn at fullskalaanlegget ikke kan komme før kapasiteten er økt. Dersom Hydro må vente med å starte produksjonen i påvente av økte nettkapasitet, vil dette representere en tapt verdiskaping for samfunnet. Vi har ikke gjort anslag på hvilken størrelse en slik tapt verdiskaping representerer. Dette avhenger av lønnsomheten til fullskalaanlegget.

Konseptene med ny ledning fra øst og Vestre korridor har kortest byggetid og relativt lite utkoblingsbehov, og er dermed best tilpasset utbyggingsplanen til fullskalaanlegget. Tapt verdiskaping i disse konseptene er dermed begrenset. BKK-konseptet har ca. 2-3 års lengre byggetid og tapt verdiskaping vil her være større. Oppgraderingskonseptet har lengst byggetid og kommer dårligst ut med tanke på tapt verdiskaping. I tabellen under har vi skjønnsmessig illustrert denne forskjellen mellom konseptene.

Vi har ikke vurdert hvor lang tid det kan ta å komme til trinn 3, fordi vi tror at industriaktørene ønsker å tilknytte seg nettet så raskt som mulig etter de er klare til å øke forbruket. På grunn av arbeidsomfanget ligger N-1-1 forsyningssikkerhet relativt langt fram i tid.

Forsyne forbruket i tide	Oppgradering	Blåfalli	Vestre korridor	BKK
Trinn 2	--	0/-	0/-	- / --

Tabell 9: Lang gjennomføringstid og stort utkoblingsbehov gir oppgraderingskonseptet størst tap i verdiskapingen.

16 Usikkerheten endrer ikke rangeringen

Hensikten med å gjøre en usikkerhetsanalyse er å undersøke hvor følsom eller robust lønnsomheten i de analyserte tiltakene er for endringer i forutsetningene. Usikkerheten kan gå i begge retninger. Det vil si at den kan representere både risiko for et mer negativt utfall og mulighet for et mer positivt utfall enn forventet. Under beskriver vi de viktigste usikkerhetene rundt de ulike samfunnsøkonomiske virkningene vi har funnet i vår analyse. Her fokuserer vi særlig på robustheten i valg av konsept.

De viktigste virkningene som er av betydning for rangeringen av konseptene er investeringskostnader og miljøulempene. Vi ser heller ikke at sideeffekter som overføringstap eller endring i nullalternativ er av betydning for konklusjonen. Vi mener at rangeringen av konsept ikke vil bli endret som følge av en justering i forutsetninger i de enkelte virkningene.

16.1 Konseptene synes robuste, men usikkerheten i behovet stor

Usikkerheten i behov tilsier at det er en fordel med mest mulig fleksibilitet i gjennomføringen, ved at utbyggingen kan tilpasses kapasitetsbehovet. Her har konseptene med ny ledning fra øst og Vestre korridor et fortrinn ved at muligheten for trinnvis utbygging er større. Siden disse har kortest byggetid, vil de raskere kunne legges til rette for en stor forbruksøkning. Det er mulig at byggetiden kan gjøres enda kortere ved for eksempel å starte byggingen fra hver ende samtidig, men det vil i sin tur øke kostnadene.

Oppgraderingsalternativet skiller seg negativt ut ved at man må ta relativt større kostnader på et tidligere tidspunkt for å oppnå N-1 kapasitet for å møte de planlagte forbruksøkningene. Det kan imidlertid være at valg av utbyggingsløsning kan redusere byggetiden for oppgraderingskonseptet. Ved å bygge i parallell og så rive eksisterende for flere ledninger samtidig, kan vi redusere byggetid og potensielt opprettholde N-1 forsyningssikkerhet fram til konseptet er realisert. Det vil imidlertid øke kostnadene og trolig kreve lenger saksbehandling, ettersom det blir noe omlegging av eksisterende trasé.

BKK-konseptet er det som er lengst, koster mest og har lengst byggetid av ny-ledningskonseptene. Også her vil det være mulig å korte ned byggetiden ved å starte i nord og i sør samtidig.

Vi mener at en trinnvis tilnærming er risikodempende med tanke på usikkerheten i behov. Det er en viktig milepælsrisiko om Hydro vil fatte investeringsbeslutning for fullskalaanlegget. Den videre planprosessen bør derfor skje i samspill med Hydro for å kunne dempe risikoen for å gjøre en overinvestering i nett (trinn 2).

16.2 Usikkerhet rundt nullalternativet påvirker i liten grad behovet for tiltak

Nullalternativet vårt omfatter alle vedtatte prosjekter i Statnett og alle andre prosjekter som er planlagt ferdigstilt rundt år 2020. Det kan skje endringer i tidsplan og omfang på planlagte prosjekter. Det er to prosjekter i null-alternativet som kan være av betydning for SKL-området: Vestre korridor og Sauda-Samnanger.

Vi har sett at økt forbruk i SKL-området vil øke flaskehalsen som er mellom Samnanger og Sauda i dag. En eventuell forsinkelse av kapasitetsøkningen på Sauda-Samnanger vil ikke begrense forbruksveksten i SKL-området, men kan gi litt større prisforskjell mellom NO5 og NO2 og gjøre det mer krevende å gjennomføre langvarige utkoblinger.

Vi har sett to mulige utfordringer ved en utsatt oppgradering mellom Sauda og Samnanger:

1. Kapasiteten mellom Samnanger og Blåfalli er økt, mens kapasiteten mellom Blåfalli og Sauda er som i dag. Da kan utfall mellom Husnes og Stord gi overlast. En ny ledning til Håvik/Gismarvik fra Blåfalli vil løse dette problemet.

2. Behov for langvarig utkobling nord for Blåfalli. Samtidig utfall av Sauda-Håvik eller Blåfalli-Sauda kan gi overlast. Med full produksjon i Blåfalli kan vi forsyne den planlagte forbruksveksten med en ny ledning fra øst. Utfordringen er dersom det er langvarig innkoblingstid både på den planlagte utkoblingen og på feilen, og dette inntreffer i en periode med lav magasinfylling. Dette er svært lite sannsynlig.

Det er mulig å velge løsninger i Sauda-Samnangerprosjektet som redusere utkoblingsbehovet nord for Blåfalli. Konsekvensen ved et eventuelt samtidig utfall kan dessuten reduseres ved å først oppgradere ledningen mellom Sauda og Håvik til duplex eller triplex, eller bygge en ny ledning mellom Sauda og Litledalen. Dersom vi i stedet bygger en ny ledning fra Vestre korridor, vil ikke en langvarig utkobling nord for Blåfalli være noe problem for SKL-ringen.

Hvis Vestre korridor ikke blir realisert vil det kunne utløse ytterlige tiltak utenfor analyseområdet for å dekke den planlagte forbruksøkningen i SKL-området. Vi har ikke undersøkt dette nærmere. Tiltakene i Vestre korridor er nødvendig for å tilknytte de planlagte mellomlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia. Mellomlandsforbindelsene har fått endelig konsesjon fra OED og Statnett har tatt investeringsbeslutning for begge to. Vestre korridor har også fått konsesjoner for store deler av totalprosjektet. Vi ser det derfor som lite realistisk at tiltakene i Vestre korridor ikke gjennomføres.

Endringer i planlagte prosjekter i omkringliggende nett har liten innvirkning på rangering av konseptene. Behovet for økt overføringskapasitet i SKL-området er bestemt av planlagte forbruksøkninger som uansett ikke kan dekkes av dagens vedtatte tiltak og planer.

16.3 Investeringskostnadene er basert på hva vi mener er sannsynlige tekniske løsninger

Alle konseptene har de samme usikkerhetsdriverne, men med noe ulikt påslag. Den største usikkerheten i investeringskostnadene er knyttet til valg av teknisk løsning. Da dette valget på ikke er bestemt, har vi i estimatene valgt å legge til grunn de løsningsvalgene som vi anser som mest sannsynlig per i dag for hvert konsept.

Vi har benyttet konsistente forutsetninger i anslagene på tvers av konseptene, så vi mener at anslagene er tilstrekkelig gode til å kunne sammenlikne mellom konseptene. Det absolutte nivået vil imidlertid være svært usikkert før Statnett har tatt løsningsvalg.

Mer om enkeltfaktorer som påvirker størrelsen på investeringskostnadene

Investeringskostnadene er basert på nødvendig trasélengde og arbeid i stasjoner som løser behovet. Endringer i scopet (omfang) er holdt utenfor. Eksempelvis vil det være mulighet for en ny stasjon i det østlige konseptet som kan gi gevinster i form av sanering av regionalnett eller lignende. Slike endringer i scopet må gjøres ut fra en vurdering av at økte investeringskostnader oppveies av den ekstra nytten de gir.

Dersom vi ikke bygger Gismarvik stasjon, må vi bygge den nye ledningen helt inn til Håvik. Avstanden Gismarvik-Håvik er ca. 6 km. Her er det to fjordkryssinger og svært trangt. Det er derfor risiko for at vi må kable for å komme frem. Det er trangt i stasjonsanlegget på Håvik, og usikkert om det er mulig å utvide anlegget for å koble til en ny ledning. Det gir risiko for at vi må bygge en ny stasjon på Håvik. Dette gjelder alle konseptene og påvirker ikke rangeringen.

Det er en risiko for mer kabling enn det som er lagt til grunn i basiskostnadene. Alle konseptene har både potensielle fjordkryssinger og landområder. På et så tidlig stadium som nå er det vanskelig å si om noen av konseptene har større eller mindre risiko for dette, da dette avhenger av løsningsvalget. Vi ser dette kan slå ut i investeringskostnaden, men mener det ikke vil påvirke rangeringen.

Valgt løsning i de ulike konseptene vil kunne påvirke behovet for kompensering. Det er ikke lagt inn kostnad for økt kompensering i kostnadsestimatene. Vi ser at dette kan øke investeringskostnaden, men har ikke grunnlag for å si noe om nivået og mener det uansett ikke har noe å si for rangeringen.

Et annet tversnitt på ledningene vil også øke investeringskostnadene. Vi har lagt til grunn duplex, og triplex vil fordyre ledningskostnadene. Forskjellen per kilometer i disse to konfigurasjonene er under en million. Isolert sett vil dette kunne medføre investeringskostnaden blir noe høyere. Konsekvensen er at de to lengste konseptene (oppgraderings- og BKK-konseptet) blir enda dyrere enn det østlige og Vestre korridor konseptet.

Andre generelle usikkerhetsdrivere som er lik for alle konsept er (i) grensesnitt og interessenter, (ii) estimatusikkerhet (delvis tatt med i punktene ovenfor), (iii) markedsusikkerhet, (iv) Statnetts kapasitet og prioritering. Alle disse er tatt høyde for i forventningsverdiene til investeringskostnadene som er presentert i den samfunnsøkonomiske analysen.

Usikkerhet i investeringskostnad for trinn 2 endrer ikke rangeringen

Kostnadmessig kommer konseptet med ny ledning fra øst og Vestre korridor best ut. Ny ledning fra BKK-området og oppgraderingskonseptet er henholdsvis anslått å være 1,2-1,3 milliard og 2,6-2,7 milliarder kroner dyrere i nåverdi. Det er dermed en ganske god margin fra de to billigste konseptene ned til de to dyreste. Det vil alltid være dyrere med flere kilometer ny ledning og flere stasjoner, og oppgradering er generelt mer kostbart enn å bygge ny ledning i ny trase fordi gjennomføringen blir mer kompleks. Vi mener det derfor er relativt robust at oppgraderingsalternativet og ny ledning fra BKK-området vil bli de dyreste konseptene gitt at N-1 kapasitet er tilstrekkelig.

Når det gjelder usikkerhet i investeringskostnad for trinn 3 gjelder mange av de samme argumentene som ovenfor. Forventningsverdiene i den samfunnsøkonomiske analysen er relativt like foruten BKK-konseptet. Basert på de ovennevnte usikkerhetsdriverne ser vi at hva som blir endelig kostnad er større i trinn 3 enn i trinn 1. Vi mener også at når vi tar hensyn til disse usikkerhetene vil det være vanskelig å rangere konseptene oppgradering, øst og Vestre korridor. Imidlertid synes det robust at BKK-konseptet kommer dårligst ut.

16.4 Avbruddskostnadene er lave selv ved betydelige endringer i forutsetningene

Trinn 3 gir SKL-området N-1-1 forsyningssikkerhet. Rasjonale av dette avhenger av vår vurdering av den økte forsyningssikkerheten vi får i trinn 3 kontra i trinn 2. Forsyningssikkerheten er uttrykt gjennom vår vurdering av avbruddskostnader.

Det er usikkerhet knyttet til alle ledd i beregningen av avbruddskostnadene, og vi utelukker ikke at det finnes metodiske svakheter som vil bli utbedret etter hvert som metoden blir utviklet videre.

Resultatene er også sensitive for valg av forutsetninger om priser på gass, aluminium, olje og valg av avkastningskrav. Usikkerheten i hvilket forbruk som blir tatt ut ved avbrudd er hensyntatt i utfallsrommet på vårt anslag på 30-400 millioner kroner i nåverdi.

Dersom vi har undervurdert avbruddskostnadene, kan det tale for N-1-1 forsyningssikkerhet. Da blir det også mer usikkerhet rundt valg av konsept, ettersom det er mindre forskjell i investeringskostnadene mellom konseptene i trinn 3.

Dersom olje- og gassprisene øker med 50 prosent sammenliknet med det vi har lagt til grunn i vår analyse, øker nåverdien av avbruddskostnadene til 45 - 600 millioner kroner. Dette viser at det skal svært mye til for at avbruddskostnadene kommer på et slikt nivå at det kan å forsvare N-1-1 kapasitet når kostnadene ved å gå til trinn 3 er i størrelsesorden 1,5 - 4 milliarder kroner i nåverdi avhengig av konsept.

Vår vurdering er at selv om det er usikkerhet i beregningene av forventede avbruddskostnader, er det likevel en veldig stor forskjell på verdien av den ekstra forsyningssikkerheten og investeringskostnaden for å oppnå den. Denne forskjellen synes robust for endring i datagrunnlaget.

16.5 Vi har vurdert miljøvirkningene på et overordnet nivå

Vurderingen av miljøvirkningene kan endres når planleggingen blir mer detaljert. Samtidig vil det alltid, uavhengig av detaljeringsnivå, eksistere en usikkerhet i vurderingen av den ikke-prissatte virkningen av miljøkonsekvenser. Ulike personer og miljøer kan vektlegge miljøkonsekvenser ulikt.

Vi mener det likevel er relativt robust å anta at oppgradering av eksisterende ledning gir mindre miljøkonsekvenser enn å bygge ny ledning i ny trasé. Ledning fra øst er det nest beste alternativet ettersom traseen er den korteste av ny-ledningskonseptene og har potensiale til å bygges i parallell med eksisterende regionalnettstrasé.

16.6 Det er usikkerhet i vurderingen av overføringstap, men betyr lite i endelig rangering

Det er usikkerhet både knyttet til beregning av volum overføringstap og verdsettingen av tapet. Usikkerheten i metode for å beregne volum tap er beskrevet i metodekapitlet.

I våre analyser har vi brukt Statnetts syn på utviklingen i kraftpriser gjennom analyseperioden for å verdsette overføringstapet. Usikkerheten i framtidig markedsutvikling er stor.

Overføringstap er uansett ikke avgjørende for tiltak i SKL-ringen, men heller enn tilleggsvirkning. Størrelsen på overføringstapene er liten sammenlignet med eksempelvis investeringskostnader. Endringer i kraftpris vil ikke påvirke endelig rangeringen av nettkonsepter, og dette vil slå likt ut for alle.

Vi ser også at det er BKK-konseptet som har størst positiv endring i overføringstap. Dette konseptet er også det dyreste av ny ledningskonseptene. Selv store endringer i overføringstapene vil ikke påvirke rangeringen av BKK-konseptet.

17 Det er realopsjoner knyttet til alle konseptene

Det er mulig å både øke overføringskapasiteten ytterligere eller å øke overføringskapasiteten tidligere for alle konseptene.

17.1 Forbruket kan øke tidligere ved bruk av gasskraftverket

Ved stor forskjell i ledetider for økt nettkapasitet og forbruksøkning, må forbruket vente med å starte produksjonen. Dette representerer et verditap. Drift ved gasskraftverket gjør det mulig å starte industriproduksjonen før konseptet er ferdig gjennomført. I så fall må vi vurdere kostnadene ved å kjøre gasskraftverket opp mot den ekstra verdiskapingen Hydro (eller aktørene) vil få mens de venter på at ledningen skal så klar. Verdien av opsjonen har vi derfor ikke tatt stilling til, og vi anser den som mest aktuell å vurdere for konseptene med lengst gjennomføringstid.

17.2 Det kan være mulig å spare investeringer i regionalnettet og samordne sentralnettstiltak

Som beskrevet tidligere i alternativanalysen har konseptet med ledning fra øst mulighet til å oppnå gevinster på både kort og lang i planleggingen av regionalnettet i området. De sparte investeringene i regionalnettet på kort sikt anslått til ca. 200 millioner kroner. Hvor stor del av opsjonen som er mulig å realisere avhenger av framdriften til industri- og produksjonsplanene i området, og av planene til sentral- og regionalnettstiltak. I den samfunnsøkonomiske analysen er derfor ikke disse tatt med som egen virkning, men presenteres her som en opsjon.

Med en stor forbruksvekst og/eller produksjonsvekst må regionalnettet oppgraderes fra 66 kV til 132 kV, noe som vil medføre store investeringskostnader. En ny ledning fra øst kan bidra til at regionalnettet forblir på dagens 66 kV spenningsnivå. Det vil i så fall gi betydelige besparelser i regionalnettet, langt over de 200 millionene som er anslått på kort sikt.

Det østlige konseptet kan også ha mulige gevinster å hente ved koordinering med oppgraderingen mellom Sauda og Blåfalli. Det kan gi en mer optimal løsning enn ved å vurdere disse hver for seg. Vi har ikke gjort anslag på størrelsen på denne opsjon, men vil fremheve at den representerer en merverdi.

17.3 Gasskraftverket kan gi N-1 forsyningssikkerhet under planlagte utkoblinger

Der er mulig å tenke seg en ordning der gasskraftverket gir N-1 forsyningssikkerhet under planlagte utkoblinger. Det er mulig så lenge vi fortsatt har N-1 forsyningssikkerhet ved intakt nett:

1. Med dagens nett, uten et nytt fullskala aluminiumsverk.
2. Med hele den planlagte forbruksveksten og andre tiltak som gir N-1 forsyning ved intakt nett.

For at dette skal fungere må gasskraftverket produsere kontinuerlig under utkobling, noe som krever at gasskraftverket bemannes opp og produserer i henhold til utkoblingsplanene i nettet. Vi antar det er mulig å redusere utkoblingsbehovet noe fra i dag, ved innovative løsninger og/eller ved bedre koordinering.

En slik bruk av gasskraftverket vil være lite fleksibel med tanke på endringer i utkoblingsplaner og for utkoblinger som må gjøres på kort varsel, ettersom det tar mellom sju og åtte dager å starte opp et gasskraftverket når det er lenge siden forrige kjøring. Mest sannsynlig vil gasskraftverket produsere en god del mer enn akkurat når det er planlagte utkoblinger, både for å være sikker på at det er i stabil drift ved en utkobling og som følge av forsinket oppstart eller forlenget varighet av planlagte utkoblinger.

Drift av gasskraftverket under planlagte utkoblinger kan redusere de forventede avbruddskostnadene ned mot null.

Kostnadene ved denne løsningen er også mye mindre enn ved kontinuerlig drift. 100 dager utkobling i året vil med våre forutsetninger koste grovt estimert 150 millioner per år, og gir en nåverdi på om lag 1,7 milliarder kroner. I tillegg kommer start- og stoppkostnadene på ca. 200 000, samt engangskostnaden ved å ta gasskraftverket ut av preserving. Som vi viser senere, er dette betydelig mindre enn kostnaden ved å øke kapasiteten i nettet slik at forbruket forsynes med N-1-1 forsyningssikkerhet.

17.4 Kapasiteten øker ved å gå over til 420 kV drift

Vi kan heve kapasiteten ytterligere ved å gå over til 420 kV drift. Minst to ledninger må opp på 420 kV for å øke kapasiteten. Det er imidlertid ikke en god løsning å ha både 300 kV og 420 kV i et så lite område på grunn av transformeringskapasitet. Vi mener derfor at ved overgang til 420 kV drift bør alle ledningene i SKL-ringen ha denne spenningen.

For tre ledninger på 420 kV vil N-1 kapasiteten være 2500 MW og N-1-1 kapasiteten være 1800 MW. Dette betyr altså at vi i ny-ledningskonseptene kan sanere en av de eksisterende ledningene idet vi går over til 420 kV drift, og fortsatt ha tilstrekkelig kapasitet.

Tre ledninger på 420 kV gir N-1-1 forsyningssikkerhet av den planlagte forbruksveksten. Hvis vi oppgraderer og øker spenningen på *begge* ledningene fra Sauda, kan vi forsyne en stor forbruksvekst utover de kjente planene. Det forutsetter imidlertid at også nettet inn mot SKL-området har tilstrekkelig kapasitet.

Som tidligere nevnt, kan det være mulig at triplex-ledninger og økt reaktiv kompensering utover det som inngår i de mindre tiltakene kan være et alternativ til 420 kV drift. Det har vi imidlertid ikke analysert.

17.5 Hvis vi bygger en ny ledning, bør vi reinvestere de eksisterende i tide

En sentralt poeng er å heve kapasiteten mens det er tilstrekkelig reserve i nettet til å håndtere langvarige utkoblinger. Vi har sett at nettopp det vil være utfordrende i SKL-området med dagens nett og forbruk på dagens nivå og høyere. Dersom vi bygger en ny ledning til området, får vi ikke bare økt kapasitet, men også økt fleksibilitet til å gjennomføre reinvesteringene. Men hvis alle de planlagte forbruksøkningene realiseres før de eksisterende ledningene kan reinvesteres, kan vi fort havne i samme situasjon som den vi er i nå, nemlig at det er krevende å gjennomføre langvarige utkoblinger.

Vi har sett på hvordan vi kan komme oss til et ferdig oppgradert nett etter å ha bygget en ny ledning inn til SKL-området. Det er ikke tilstrekkelig overføringskapasitet til å forsyne hele den forventede forbruksveksten med N-1-sikkerhet mens en ledning er koblet ut for ombygging. Med andre ord risikerer vi avbrudd i strømforsyningen dersom alle de kjente forbruksplanene blir realisert før vi starter med oppgraderingen. Det er imidlertid kun utfall av den nye ledningen som vil føre til strømvavbrudd, slik at risikoen er betydelig lavere enn i dagens nett.

Oppgradering av den nordlige forbindelsen først øker kapasiteten mest. Med den nordlige forbindelsen utkoblet, kan vi forsyne en forbruksvekst på ca. 800 MW fra i dag uten at en samtidig feil fører til strømvavbrudd. Med hele den forventede forbruksveksten vil dette gi et avbrudd på minimum 100 MW. Med både den nye ledningen og den nordlige driftet på 420 kV har vi tilstrekkelig kapasitet til å koble ut begge Sauda-ledningene samtidig og bygge en ny.

Det er selvsagt mulig å fortsette 300 kV driften etter reinvesteringene. Det er ikke rasjonelt å investere i nye simplex-ledninger, så på sikt vil vi uansett få en kapasitetsøkning ved overgang til duplex eller triplex.

17.6 Med 420 kV-drift i SKL-ringene bør også Sauda-Samnanger opp på 420 kV

Med 420 kV drift i SKL-ringene og fortsatt 300 kV drift mellom Sauda og Samnanger, blir det behov for to autotransformatorer i Blåfalli i tillegg til de to som planlegges i Sauda. I situasjoner med høy flyt fra nord til sør, vil utfall av den ene autotransformatoren i Sauda gi overlast på den andre. Flyten blir så høy at vi kan risikere dette i rundt 35 % av tiden. Autotransformatorene i Blåfalli vil ikke ha dette problemet, siden det er færre ledninger der og dermed mindre kraft som skal transformeres.

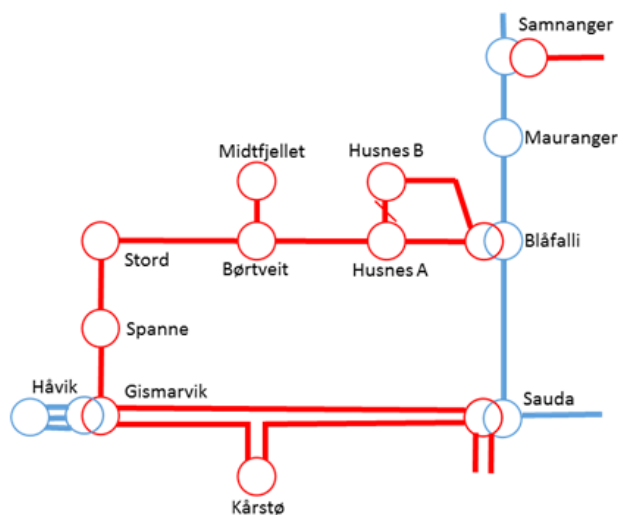
For å unngå at utfall av en autotransformator gir overlast på den andre, finnes flere mulige tiltak:

1. Bruk av produksjonsfrakobling (PFK).
2. Begrense flyten fra Samnanger til Sauda.
3. Installere en autotransformator til i Sauda.
4. Drifte nettet nordover fra Sauda på 420 kV.

PFK vil bare delvis løse problemet. Det vil imidlertid ikke fjerne hele overlasten, og det forutsetter dessuten at store magasinkraftverk i Blåfalli eller lenger nord produserer. Det er en helt annen sak å få mange småkraftaktører til å stoppe produksjonen i løpet av kort tid.

Redusert kapasitet mellom Samnanger og Sauda vil i stor grad fjerne nytten av den planlagte strømoppgraderingen og gjeninnføre flaskehalsen ut av BKK-området og de nordlige delene av Vestlandet. Vi anser derfor heller ikke dette som en god løsning på problemet.

Foreløpige vurderinger tilsier at det er nærmest umulig å få inn en autotransformator til i Sauda fordi det er så trang der. Med 420 kV drift kun mellom Sauda og Blåfalli, flyttes problemet til Blåfalli, og da blir det nødvendig med tre autotransformatorer i Blåfalli for å løse det. Der er det imidlertid bedre plass, og slik sett kan denne løsningen være gjennomførbar. Systemteknisk er den beste løsningen å ha sammenhengende 420 kV drift helt til Samnanger, og ikke et lite gjenstående parti mellom Samnanger og Blåfalli på 300 kV.



Figur 31: Med Sauda-Samnanger på 300 kV og SKL-ringene på 420 kV kan autotransformatorene i Sauda bli begrensende.

18 Omfordeling fra alle nettkunder til enkeltstående forbrukskunder

I en del infrastrukturprosjekt kan det være interessekonflikter mellom ulike berørte parter. I en samfunnsøkonomisk analyse skal en derfor spesifisere virkninger for alle berørte grupper. I praksis må vi avgrense antall berørte grupper, men en bør generelt søke å inkludere virkninger på berørte grupper der de er av et visst omfang og betydning.

Fordelingsvirkninger legger vi ikke vekt i form av en netto nyttevirkning eller kostnad i beregningen av samfunnsøkonomisk overskudd. En nyttevirkning eller en kostnad tillegges like stor vekt uavhengig av hvilken gruppe eller aktør som oppnår nytten eller belastes for kostnaden.

Behovet for å forsterke nettet i SKL-ringen er i stor grad drevet av planer om store forbruksøkninger hos et fåtall store forbrukskunder. Som beskrevet tidligere i rapporten er det mulig å tilknytte alle forbruksplaner foruten fullskalaanlegget til Hydro uten at det er behov for å gjøre tiltak.

De konseptene som kan løse kapasitetsbehovet har store investeringskostnader. Dagens tariff-regelverk innebærer at kostnaden ved tiltakene bæres av alle forbrukskunder i sentralnettet. Vi får dermed en omfordeling fra forbrukskunder i sentralnettet i hele landet til de som utløser behovet for nett i denne KVUen.

Del V

Konklusjon og videre arbeid

Fire nettkonsepter kan imøtekomme behovet i SKL-området: Oppgradering av eksisterende ledninger eller å bygge en ny ledning fra øst, Vestre korridor eller BKK-området. Konseptene har forskjellige miljøkonsekvenser, investeringskostnader, gjennomføringstid og gjennomføringsproblematikk. Totalt sett mener vi at ny ledning fra øst innfrir behovet på den beste måten.

I det videre arbeidet med det valgte konseptet, er det særlig viktig å fortsette dialogen med interessentene og å koordinere prosjektet med andre nettutviklingsprosjekter i regionen.

19 Ny ledning fra øst løser behovet best

En større forbruksvekst over ca. 500 MW utløser behov for tiltak i SKL-området. Vi har sett at fire nettkonsepter kan løse dette behovet: Oppgradering av eksisterende ledninger eller å bygge en ny ledning inn til Håvik/Gismarvik fra øst, Vestre korridor eller BKK-området.

Det er særlig miljøkonsekvenser, investeringskostnader, gjennomføringstid og gjennomføringsproblematikk som skiller de ulike konseptene fra hverandre. Det er en markant forskjell på oppgraderingskonseptet og konseptene med ny ledning.

Oppgraderingskonseptet har de laveste miljøkonsekvensene, men de høyeste investeringskostnadene i trinn 2. Konseptene med ny ledning koster mindre, men belaster miljøet i større grad. Det vil minimum ta mellom sju og åtte år fra vi starter planleggingen av det valgte konseptet til en ny ledning fra øst eller Vestre korridor kan stå ferdig. Dersom vi skal oppgradere ledningene vil det ta minimum 12 år på grunn av mer tidkrevende byggearbeider. Dette skyldes hovedsakelig at det er mange flere kilometer ledning og flere stasjoner som det må gjøres noe med, men også at arbeidet er mer komplekst.

Totalt sett mener vi at ny ledning fra øst innfrir behovet på den beste måten:

- Det har, sammen med Vestre korridor-konseptet, de laveste investeringskostnadene og den korteste gjennomføringstiden.
- Det kan gi nyttevirksomheter i regionalnettet og mulighet for en helhetlig utvikling av regional- og sentralnettet i området.
- Mulighet til å bygge parallelt med traséen til regionalnettet.

Samtidig er vi klar over at det er stor forskjell på en sentralnettsledning og en regionalnettsledning, og at den nye ledningen vil medføre en betydelig inngripen i naturen.

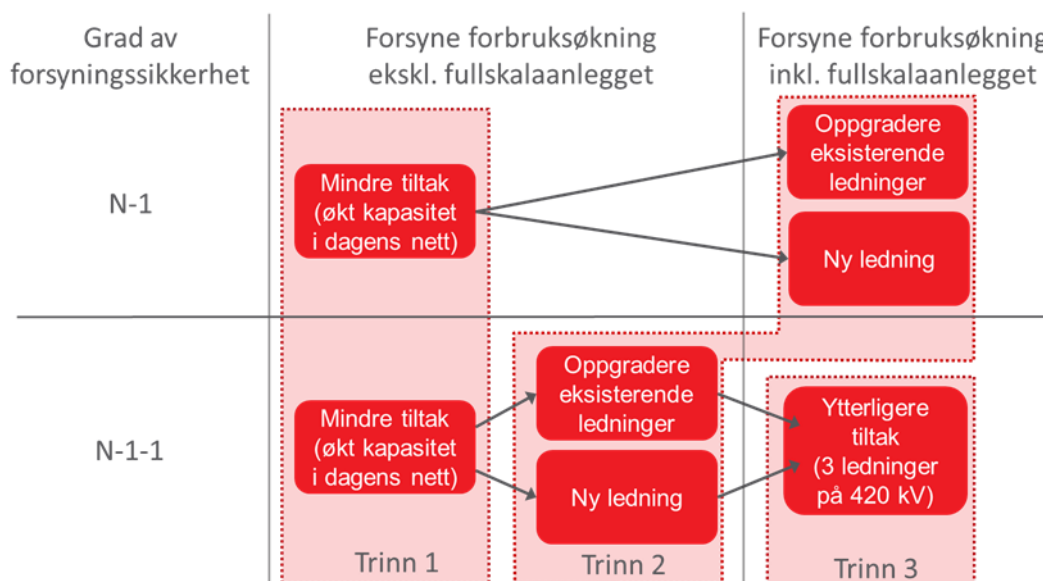
Uansett hvordan forbruksveksten blir, planlegger Statnett å installere reaktiv kompensering og temperaturoppgradere Saudaledningene. Dette kan trolig ferdigstilles i løpet av relativt få år. I tillegg anbefaler vi å vurdere muligheten for mindre tiltak som kan redusere utkoblingstiden ved feil.

19.1 Nettutviklingen kan gjennomføres i flere trinn

Alle nettkonseptene er inndelt i tre trinn, der det er mulig å stoppe investeringene etter hvert trinn:

- Trinn 1 er de mindre tiltakene som vil bedre forsyningssikkerheten for dagens forbruk og den første økningen i forbruket mens forbruksplanene modnes.
- Trinn 2 er de fire konseptene som vil gi N-1 forsyning av hele den planlagte forbruksveksten.
- Trinn 3 er tiltak som vil gi N-1-1 forsyning av hele den planlagte forbruksveksten. Det er en videreføring av konseptene i trinn 2. Gjennomføringstiden er avhengig av det valgte konseptet, men er såpass arbeidskrevende at det uansett ligger langt fram i tid.

Den trinnvise utviklingen gjør det til en viss grad mulig å tilpasse investeringene til forbruksøkningen. Figur 32 under viser behovet for tiltak med gradvis økende forbruk og for ulike grader av forsyningssikkerhet. Vi ser at vi med N-1-1 forsyningssikkerhet må gjøre trinn 2 allerede med dagens forbruk.



Figur 32: Graden av forsyningssikkerhet og størrelsen på forbruksøkningen er avgjørende for hvilke konsepter som løser behovet. Jo mer forbruk og jo høyere grad av forsyningssikkerhet, jo mer omfattende tiltak må gjennomføres.

19.2 De forventede avbruddskostnadene forsvare ikke N-1-1 forsyningssikkerhet

Statnett mener at N-1 forsyningssikkerhet normalt skal gi en trygg strømforsyning. Vi har sett at det gir en svært liten sannsynlighet for et langvarig avbrudd. Selv med like mye utkoblinger som vi har i SKL-ringen i dag, er sannsynligheten for en samtidig feil rundt en gang hvert tredje til femte år. Våre simuleringer viser at 95 % av alle avbruddene varer to timer eller mindre.

De forventede avbruddskostnadene kan ikke forsvare kostnadene ved å gå fra N-1 til N-1-1-forsyning med full forbruksvekst i SKL-området (fra trinn 2 til trinn 3), uansett hvilket forbruk som kobles bort. Vi har tidligere vist at avbruddskostnadene for et to timer langt avbrudd ligger mellom 11 millioner og 445 millioner kroner (nåverdi) for hele analyseperioden. Til sammenligning er kostnaden ved gå fra N-1 til N-1-1-forsyning rundt 4 mrd. kr (nåverdi) for en ny ledning og 1,5 mrd. kr for oppgraderingskonseptet.

Den samme konklusjonen gjelder dersom fullskalaanlegget ikke blir realisert. Selv om avbruddskostnadene kan bli noe høyere, er det ikke i nærheten av å forsvare investeringskostnadene i trinn 2, selv for konseptet med de laveste investeringskostnadene.

Konsekvensen når de langvarige avbruddene først inntreffer er imidlertid stor, og utgjør rundt en tredjedel av forventet ILE. Langvarige avbrudd kan føre til:

- Innfrysing av smelteovnene i aluminiumsproduksjonen som fører til at produksjonen må stoppe i opp mot ett år.
- Forsinket gassleveranser til England og Tyskland ved at prosessanlegget på Kårstø stopper opp. Det kan i sin tur gi stopp i oljeproduksjonen på tilknyttede felt.

Vi går ut fra at industriaktørene som ønsker å knytte seg til i SKL-området har vurdert risikoen for strømvbrudd ved N-1 forsyningssikkerhet og funnet den akseptabel. De andre aluminiumsverkene vi har i Norge forsynes også med N-1 forsyningssikkerhet. N-1-1 forsyningssikkerhet er uansett ikke en fullgod forsikring mot strømvbrudd. Ekstremvær kan gi utfall på alle ledningene i området, uansett hvor mange det er.

19.3 Miljøkonsekvenser, investeringskostnader og ledetider er sentralt i konseptvalget

Vi vurderer oppgradering av dagens ledninger til å gi tilnærmet ingen negative konsekvenser for miljøet. Det vil i liten grad beslaglegge nye traséer, og der det er nødvendig på grunn av tett befolkede områder, kan det ha en positiv effekt. Å bygge en ny ledning i ny trasé er derimot et betydelig naturinngrep. Miljøulempene en ny ledning fører med seg må holdes opp mot lavere investeringskostnader og kortere gjennomføringstid.

Hvis vi ser på investeringskostnadene koster det i trinn 2 i overkant av 2,7 milliarder (nåverdi) mer å oppgradere eksisterende forbindelser enn å bygge en ny ledning fra øst eller Vestre korridor. I trinn 3 er konseptene mer like, med unntak av BKK-konseptet som koster over 1 milliard mer (nåverdi investeringskostnad trinn 1-3). Investeringskostnaden har altså mye mer å si i valg av konsept i trinn 2 enn i trinn 3. Dersom vi også tar hensyn til sparte reinvesteringer og overføringstap ser vi at både oppgradering og BKK kommer fremdeles vesentlig dårligere ut.

Jo færre kilometer ledning det skal gjøres noe med, jo raskere vil jobben gå. Ny ledning fra øst og Vestre korridor er betydelig kortere enn de andre to konseptene. Disse to vil derfor være best egnet til å imøtekomme behovet fra industrien i tide med N-1 forsyningssikkerhet. Tar vi i bruk gasskraftverket, blir det mindre forskjell mellom konseptene. Da kan vi forsyne et større forbruk tidligere i oppgraderingskonseptet, men det øker også kostnadene. Bruk av gasskraftverket er heller ikke like pålitelig som en ny kraftledning.

19.4 En ny ledning gir minst miljøkostnader hvis den bygges fra øst

Av konseptene med ny ledning, har BKK-konseptet størst investeringskostnader, størst miljøkostnader og lengst gjennomføringstid. Imidlertid har det noe lavere overføringstap, men dette er av mindre betydning. Konseptet kan også utløse noe systemdriftskostnader som følge av økt flyt nord på Vestlandet eller periodevis flyt nordover som øker belastningen på dagens Saudaledninger. Vi mener derfor at dette konseptet kommer dårlig ut uansett hvordan ulike faktorer veies opp mot hverandre.

Det er mindre som skiller en ny ledning fra øst og Vestre korridor. De koster omtrent det samme, er omtrent like lange, og vil dermed ta omtrent like lang tid å bygge. En ny ledning fra øst har imidlertid en stor fordel i at den kan bygges i parallell med regionalnettet, og dermed unngår å beslaglegge en helt ny trasé. Dette kan gi noe lengre byggetid, men har på den andre siden potensiale til å spare investeringer i og sanere regionalnett, samt ha en enklere konsesjonsprosess. Det er dessuten mer komplekst å komme til med en ny ledning fra Vestre korridor enn fra øst. Totalt sett mener vi derfor at en ny ledning fra øst vil gi den beste utviklingen av nettet i området.

19.5 Gasskraft og annen lokalisering av forbruket kan erstatte nett-tiltak

Som alternativ til nettforsterkninger har vi sett at det er mulig å forsyne det økte forbruket ved drift av gasskraftverket på Kårstø eller dersom fullskalaanlegget legges til et annet sted med sterkere nett.

Med våre forventninger til gass- og strømpris, er gasskraftverket et dyrt konsept å gå videre med. Vi ser imidlertid at industriaktørene kan ha nytte av å bruke det dersom ledetidene for nettiltakene blir så lange at det vil gi en betydelig forsinket oppstart av forbruksplanene.

Det vil kreve betydelig mindre nettforsterkninger å forsyne fullskalaanlegget i Husnes sammenlignet med Håvik. Statnett kjenner imidlertid ikke til hvilke kostnader flytting av forbruket vil påføre Hydro. Å flytte forbruket er uansett et tiltak som ligger utenfor Statnett sin kontroll.

20 Føringer for neste fase

De mindre tiltakene kan vi løfte ut av KVVU'en og videreutvikle parallelt med at KVVU'en behandles. Det videre arbeidet med ett eller flere av konseptene forutsetter at behovet for tiltak fortsatt er der og krever god samkjøring med de mest berørte interessentene.

En typisk utfordring ved nettutviklingsprosjekter er at det er stegvise investeringer med høye investeringskostnader og lange ledetider. Oppgradering av eksisterende ledninger eller å bygge en ny ledning vil ta mange år å gjennomføre, og det vil gi en N-1 kapasitet som er større enn det behovet vi ser nå. Nytt forbruk eller ny produksjon har normalt kortere ledetider enn økt nettkapasitet, og slik er det også i SKL-området.

Spørsmålet er om Statnett skal sette i gang med nettutviklingen før eller etter det er tatt investeringsbeslutning på det nye forbruket. Ved å starte nettutviklingen tidlig, kan vi forsyne forbruket i henhold til industrien sine planer, men risikerer samtidig å overinvestere i nettet dersom forbruksplanene ikke blir noe av. Det er ikke bare en feilinvestering, men medfører samtidig at andre nettutviklingsprosjekter blir realisert senere som følge av at det er begrenset hvor mange prosjekter Statnett kan ha på én gang. Hvis Statnett derimot venter til industrien tar investeringsbeslutning, er det en risiko for at oppstarten av nytt forbruk må utsettes inntil nettkapasiteten har økt.

20.1 De mindre tiltakene er uavhengig av behandlingen av KVVU'en

Proessen videre er todelt. Installering av reaktiv kompensering og temperaturoppgraderingen av de to ledningene mellom Sauda og Håvik er tiltak Statnett ønsker å videreutvikle før KVVU'en er ferdigbehandlet. Foreløpig tidsplan tar sikte på å idriftsette den reaktive kompenseringen og ferdigstille temperaturoppgraderingen rundt 2018. I tillegg kommer Statnett til å vurdere muligheten for mindre tiltak som kan redusere utkoblingstiden ved feil.

Det er også behov for å inngå utkoblingsavtaler med industrien. Dersom det inntreffer situasjoner der ikke alt forbruket kan forsynes, må det være klart hvem som kobles ut når. Det er ikke akseptabelt med et langvarig avbrudd av alminnelige forsyning, så ved lang innkoblingstid ved feil eller planlagt utkobling, må det være klart hvordan Hydro kan gjennomføre en kontrollert nedstenging.

20.2 Vi må fortsette dialogen med interessentene i det videre arbeidet

Arbeidene med et større tiltak forutsetter at industrien holder fast ved og videreutvikler planene sine. Tett samarbeid med interessenter er derfor sentralt i prosessen videre. Ekstra viktig er dialogen med Hydro, ettersom det er fullskalaanlegget som utløser behovet for større tiltak, slik planene er i dag.

Statnett og Hydro er enige om å fortsette den gjensidige informasjonsutvekslingen, slik at begge parter skal ha trygghet for å jobbe mot samme mål. Dette innebærer også samordning av beslutningsporter. Statnett har behov for å høre fra Hydro hvordan arbeidet med fullskalaanlegget utvikler seg i forhold til planen, mens Hydro har behov for å vite status for nettilknytning.

Andre sentrale grensesnitt er andre nettutviklingsplaner og -prosjekter i regionen, både i sentral- og regionalnettet. Vi må fortsette dialogen med SKL og HK for å sikre realisering av mulige synergieffekter og en mest mulig smidig gjennomføring for alle parter. På samme måte er det sentralt med en god koordinering mot Statnett sine prosjekter i Vestre korridor og mellom Sauda og Samnanger for en helhetlig og mest mulig rasjonell gjennomføring av prosjektene i regionen.

20.3 Det tar minimum sju til åtte år før en ny ledning kan være i drift

Etter konseptvalget er tatt, vil prosjektet modnes videre fram til investeringsbeslutning. Dette tar rundt 3,5 år. Deretter regner vi et drøyt år før byggingen kan starte, gitt normal konsesjonsbehandlingstid. Byggetiden varierer mellom konseptene, og er kortest for en ny ledning fra øst og fra Vestre korridor, på rundt tre år.

Føringer for neste fase
2015

Del VI

Bakgrunn og metode

Denne delen beskriver resultater fra tidligere studier og metoden som er benyttet i de ulike delene av analysen.

21 Tidligere resultater

21.1 KVVU'en bygger videre på tidligere studier

Hydro fremmet i 2008 planer om en utvidelse av fabrikkplanlegget på Karmøy med et kraftforbruk på ca. 530 MW. Utvidelsen ville innebære en netto forbruksøkning på ca. 300 MW etter nedleggelse av Søderberg-ovnene. Overføringsforholdene i 300 kV nettet ut til Karmøy hadde i lengre tid vært anstrengt, og kraftnettet hadde ikke kapasitet til å forsyne denne forbruksøkningen.

Senere i 2008 ble det klart at Hydro la bort planene om en snarlig utvidelse av fabrikkplanlegget, samtidig som Søderberg-ovnene ble stoppet. Dette, sammen med installasjon av et kondensatorbatteri i Sauda, medførte at overføringsforholdene i nettet ut til Karmøy ble vesentlig bedre. Statnett foretok likevel flere utredninger for å være mer forberedt om Hydro igjen skulle fremme planer om utvidelse.

I en studie av overføringsbehov og alternative forsterkningstiltak fra 2009 ble tre hovedstrategier for forsterkning av overføringsnettet på Sør-Vestlandet analysert. Disse omfattet alternative kombinasjoner av forsterkningstiltak:

- Forsterkning av Vestre Korridor
- Forsterkning av overføringsnettet i SKL-området
- Boknafjord-forbindelse (Håvik/Kårstø-Stølaheia)
- Ny forbindelse Lyse-Stølaheia og forsterkning av overføringsnettet i Sør-Rogaland.

Konklusjonen var at nettet på Sør-Vestlandet bør forsterkes ved oppgradering av ledninger i Vestre Korridor, og at behovene i SKL-området og Sør-Rogaland bør løses ved lokale forsterkningstiltak.

Andre utredninger har vurdert alternative forsterkningstiltak, enkeltvis eller i kombinasjon:

- Reaktiv kompensering (SVC-anlegg)
- Oppgradering av det eksisterende overføringsnettet
- Bygging av ny overføringsledning
- Drift av gasskraftverket på Kårstø som et midlertidig tiltak ved ombygging av eksisterende forbindelser

Den såkalte **Vestlandsstudien** er en utredning av overføringsbehov og forsterkningstiltak for sentralnettet i Vestlandsregionen (30). Her ble overføringsforhold i SKL-området vurdert sammen med alternative forsterkningstiltak mellom BKK-området og SKL-området som følge av flyt fra nord til sør på Vestlandet. En mulig langsiktig løsning ved et svært stort overføringsbehov var forsterkning av den eksisterende forbindelsen mellom Samnanger og Sauda og en ny forbindelse fra BKK- til SKL-området.

21.2 Vi har litt andre kapasitetsgrenser enn i tidligere studier

Overføringsgrensene som vi oppgir for SKL-snittet er basert på forutsetninger og tilgjengelig kunnskap om forbruk, produksjon og egenskapene til nettet. I denne analysen har vi fått noe lavere kapasiteter enn det vi har sett i tidligere studier, og det er flere grunner til dette:

- Vi har utviklet metoden for å fastsette kapasiteter med spenningsgrense, og leser derfor spenningskurver på en litt annen måte nå enn tidligere. Selv om kurvene våre ligner på kurvene fra tidligere analyser, trekker vi litt andre konklusjoner og får noe lavere kapasiteter.
- Tidligere ble det antatt at de fleste ledninger kunne driftes på en høyere temperatur, og dermed overføre mer strøm enn det som var oppgitt i ledningsdata. Derfor var det akseptabelt å legge til grunn en temperaturoppgradering. En slik antakelse gjør at spenning begrenser mye tidligere enn termisk kapasitet. Dette medfører en tilsynelatende større nytte av reaktiv kompensering, ettersom all gevinsten blir tillagt dette tiltaket.
- I tidligere studier ble kapasiteten beregnet når ledningene var 20 % overlastet. Dette skyldes at de fleste komponenter er kortvarig overlastbare. I SKL-området er det imidlertid ikke noe å regulere på for å få ned overlasten. Vi har derfor ikke tatt det med i beregningen i denne analysen.

22 Kraftsystemanalyse - Metode for å beregne overføringskapasiteter

En stor del av denne analysen er basert på modellsimuleringer. Modeller av kraftsystemet vil alltid beskrive en forenkling av virkeligheten. Styrken til modellene er at de beskriver hvordan mange faktorer i systemet fungerer i et komplisert samspill på tross av forenklingene. Vi har i hovedsak brukt tre modeller/verktøy i dette arbeidet:

- Samlast er et verktøy som etterligner samspillet i det nordiske kraftmarkedet, hensyntatt begrensninger i nettet.
- PSS/E er et verktøy med en nettmodell som etterligner en definert driftssituasjon. Der kan vi blant annet studere termisk belastning og spenningsforhold ved utfall i nettet.
- Monte Carlo simulering av leveringspåliteligheten. Med denne fremgangsmåten kan vi se hvor hyppig det er feil i nettet og hvor langvarige avbruddene blir.

Selv om vi har sjekket robustheten i resultatene ved å teste en rekke sensitiviteter, er det viktig å være klar over at våre modeller og forutsetninger alltid vil gi et forenklet bilde av det virkelige systemet. Når vi bruker modellene i analyser legger vi derfor stor vekt på å vurdere simuleringsresultatene opp mot historiske observasjoner fra markedet og driften, samt fundamentale fysiske og markedsmessige sammenhenger. Oppsummert kan vi si at våre analyser ikke kommer som et resultat fra modell-simuleringene direkte, men fra en totalvurdering gjort av prosjektgruppen.

22.1 Modellene utfyller hverandre

Kapasiteten på et definert snitt vil ikke bare avhenge av nettets topologi, men også av fordelingen av forbruk, produksjon og reaktiv kompensering i nettet. Vi setter sammen våre case/lastflytsituasjoner i lastflytmodellen PSS/E basert på historiske data og kunnskap om last- og produksjonsfordeling i det aktuelle området. For SKL-området har vi riktignok sett at fordelingen av last og produksjon har lite å si for kapasiteten inn til området, og kapasitetene er uavhengige av hvilket lastnivå vi legger til grunn. Det er likevel viktig å huske på at dette kun er et øyeblikksbilde som er ment som et utgangspunkt for å finne overføringsbegrensninger i området.

For å sjekke gyldigheten til de ulike situasjonene vi ser på i PSS/E, bruker vi Samlast til å beregne kraftflyt over et langt tidsrom og mange ulike tilstander. Dette sier noe om hvilke tilstander det er fornuftig å studere videre i PSS/E, og som vil være dimensjonerende for kraftsystemet. Simuleringene i Samlast gir oss også informasjon om betydningen av de begrensningene vi kommer frem til i PSS/E.

22.2 Vi øker lasten i enkelte punkt i nettet for å finne kapasiteten

Kapasitetene er beregnet ved hjelp av PV-analyser i PSSE. Vi overvåker da spenningen på aktuelle punkter i nettet ved økende overføring på et definert snitt – i dette tilfellet SKL-snittet. Overføringsgrensen er nådd når spenningen synker til en nedre grense. I vårt tilfeller bruker vi en nedre spenningsgrense på 270 kV på 300 kV spenningsnivå. Det er denne spenningsgrensen som brukes ved planlegging av utkoblinger i nettet. Vi sjekker i tillegg for termisk overlast på ledninger eller andre komponenter i nettet.

Overføringen på SKL-snittet økes ved å øke lasten på forhåndsbestemte punkter i nettet. Hvordan de ulike ledninger i snittet belastes, og dermed hvilke utfall som er mest begrensende, kan avhenge noe av hvor lastøkningen finner sted. For å beregne kapasitet på SKL-snittet har vi testet med lastøking i både Håvik, på Kårstø og med en lik fordeling mellom disse to punktene. Analyseresultatene viser at det generelt har lite å si i hvilket av disse punktene lasten øker, men at en utvikling der lasten øker i begge punktene er noe bedre enn dersom lasten kun øker i ett punkt.

For å finne N-1-kapasiteter simulerer vi alle enkeltutfall på 300 kV eller høyere spenningsnivå i SKL-ringen og i tilgrensende nett. Dette inkluderer utfall av komponenter for reaktiv kompensering. Det utfallet som først gir enten termisk overlast eller for lav spenning kalles for dimensjonerende utfall. Overføringen på SKL-snittet idet vi møter på enten termisk eller spenningsmessig begrensning ved det dimensjonerende utfallet bestemmer N-1-kapasiteten på snittet for det aktuelle caset.

For å finne N-1-1-kapasiteter har vi simulert med en og en ledning i SKL-ringen utkoblet, kombinert med alle enkeltutfallene som beskrevet for N-1-kapasitet.

22.3 Betydningen av PSS/E-resultatene sjekker vi i Samlast

Samlastmodellen har en detaljert markedsbeskrivelse for det nordiske området og en forenklet nettmodell av hele sentralnettet i Norden. For å fange variasjoner i temperatur og tilsig simulerer modellen hvordan systemet vil oppføre seg over en serie historiske temperatur- og tilsigsår. Dette gjør modellen godt egnet til å vurdere oppførselen til kraftsystemet under ulike markedsforhold.

På tross av en del forenklinger, er modelleringen av vannkraften en av hovedstyrkene ved Samlast. Alle større kraftverk er modellert individuelt, og vannveiene mellom kraftverk og magasin i et vassdrag er inkludert. I tillegg er det modellert en rekke restriksjoner og andre momenter som kan ha betydning, som for eksempel at kraftverkets virkningsgrad endres avhengig av vannhøyden i magasinet.

En annen fordel med modellen er at den både simulerer lastflyten og beregner markedslikevekten samtidig. Modelleringen av sentralnettet gir oss underlag til å vurdere spørsmål om kraftflyt og ubalanser i nettet.

22.4 Vi bruker sommergrenser for termisk overføringskapasitet

Den termiske overføringskapasiteten til ledningene synker med stigende utetemperatur. I områder der forbruket varierer mye over året vil en vintersituasjon likevel ofte være mest anstrengt, da lastøkningen overgår økningen i termisk kapasitet ved lavere utetemperatur.

Ettersom forbruket varierer lite over året i SKL-området mener vi at en sommersituasjon er mest begrensende med tanke på termisk overføringskapasitet. Vi legger derfor til grunn sommergrenser når vi beregner overføringskapasiteten på SKL-snittet. Når spenning begrenser har ikke utetemperaturen noe å si, og kapasiteten er den samme gjennom hele året.

Hvor stor forbruksvekst det er rom for, er avhengig av hva forbruket er i utgangspunktet. Når termiske begrensninger slår inn først, representerer et tungt lastet sommercase en av de mest anstrengte situasjonene. Da er overføringskapasiteten lav og overføringsbehovet høyt. Når spenning begrenser er en tunglastsituasjon, altså en kald dag når forbruket er på sitt høyeste, mest anstrengt. Kapasiteten er den samme, men med et høyere lastnivå er det rom for mindre vekst i forbruket.

Vi har sett på historiske tall tilbake til 2006, og mener at rundt 650 MW er et akseptabelt anslag for flyten inn til SKL-området. Dette er sum av netto last og tap i nettet vest for Sauda og Husnes. Aluminiumsverket i Husnes ligger i tillegg inne med et forbruk på 170 MW. En annen antagelse om forbruket vil gi andre resultater for mulig forbruksvekst, men ikke påvirke kapasitetene.

22.5 Kapasitetsberegning er ingen eksakt vitenskap

Ettersom resultatene er fra simuleringer som tar utgangspunkt i ett bestemt utgangscase, bør kapasitetene leses som omtrentlige. Jo lenger fram i tid, jo mer usikkerhet er knyttet til forbruk, produksjon og nett. I virkeligheten kan vi dessuten gjøre tiltak i driften for å løse utfordringer som oppstår, avhengig av hva som er problemet og faktisk driftssituasjon. Det er svært vanskelig å fange alle slike forhold i en analyse.

I tillegg til nettet og fordeling av last og produksjon, vil også andre faktorer, som reaktiv effektflyt og tap i nettet påvirke kapasiteten på et snitt. For eksempel vil tap i nettet øke noe etter et utfall ettersom impedansen ut til forbruket er høyere med en ledning mindre. Flyt på snittet skyldes både netto last og tap i nettet innenfor snittet, og kapasiteten må derfor ta høyde for begge deler.

For å ha mulighet til å gjennomføre et stort antall simuleringer har vi ikke undersøkt hvor stor betydning økning i tap har for alle simulerte tilfeller. Dette vil ikke føre til avvik av betydning, men det er viktig å huske på at tallene vi presenterer her kun er omtrentlige.

22.6 Vi har en konservativ tilnærming

Det er en utfordring å bare ta med ett tall videre for å representere kapasiteten på et snitt. Hvis vi legger til grunn en for høy kapasitet, risikerer vi at det vil inntreffe situasjoner der systemet blir overbelastet og fører til utfall av komponenter. Legger vi til grunn en for lav kapasitet, kan vi risikere at vi ikke utnytter systemet godt nok og kanskje overinvesterer i nettet.

Vi mener det er fornuftig å ha en konservativ tilnærming i kapasitetsanslagene. Av erfaring vet vi at det alltid dukker opp hendelser i driften av systemet som er utfordrende å håndtere. Vi anser dessuten konsekvensene ved å sette en for høy kapasitet som større enn å sette en for lav kapasitet.

22.7 Bruk av sensitiviteter gjør resultatene mer robuste

I simuleringer gjennomført med Samlast fokuserer vi hovedsakelig på hvordan de ulike alternativene påvirker flytfordelingen inn til SKL-området, samt samfunnsøkonomiske parametere som tap i nettet og endringer i flaskehalskostnader.

Det er også gjennomført sensitiviteter i simuleringene for å se på om konklusjonene endrer seg ved endringer i forutsetningene. Vi har blant annet sjekket ut hvordan resultatene endrer seg med en høyere eller lavere kraftbalanse i SKL-området og områdene rundt, økt utvekslingskapasitet mot Storbritannia og ulike varianter av innenlandske nettførsterkninger. Sensitivitetene er brukt til å verifisere funn gjort med hovedantakelsene våre, og inngår i den overordnede analysen.

23 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 å kunne 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 KVUen benytter metodikk anbefalt av OEDs veileder for konseptvalgtutredninger (2013) og Finansdepartementets veileder i samfunnsøkonomisk analyse (2014), og rundskriv (R-109/2014).

Den samfunnsøkonomiske analysen gjøres med utgangspunkt i reelle størrelser. Kalkulasjonsrenten er satt til 4%. Valg av basisår for neddiskonteringen er satt til 2015, som er året beslutningen for konseptvalget blir tatt. Analyseperioden er satt til 40 år. Dette er standard analyseperiode i Statnett.

Det finnes ulike typer samfunnsøkonomiske analyser. I vurdering av nye nettiltak benytter vi normalt en nytte-kostnadsanalyse. I en nytte-kostnadsanalyse verdsettes alle positive og negative virkninger av et tiltak i kroner så langt det lar seg gjøre, ut fra et hovedprinsipp om at en konsekvens er verdt det befolkningen til sammen er villig til å betale for å oppnå den eller for å unngå den. Dersom betalingsvilligheten for alle tiltakets nyttevirksomheter er større enn summen av kostnadene, defineres tiltaket som samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Som omtalt under Del II Mål og rammer legger vi til grunn at tilknytningsplikten for forbruk gjelder. Det betyr at vi ikke eksplisitt vurderer om nytten til det planlagte forbruket er større enn nettkostnaden. I vurderingen og rangeringen av tiltakene har vi derfor fokusert på å minimere kostnadene for tiltak som skal til for at forbruket kan bli realisert. Med andre ord gjør vi en kostnadsminimeringsanalyse, heller enn en nytte-kostnadsanalyse.



Tabell 10 Skjematisk oversikt samfunnsøkonomisk analyse.

23.1 Metode for å beregne avbruddskostnader

Vi har i arbeidet med denne KVV'en utviklet en ny metode for å tallfeste nytten av forsyningssikkerhet. Dette har vi gjort ved å beregne forventet ikke levert energi (ILE) med ulike scenarier for forbruksveksten, og satt på kostnader for de ulike forbruksgruppene. Nytten av å gjøre tiltak i nettet i form av økt forsyningssikkerhet er lik reduksjonen i forventede avbruddskostnader ved å gå fra ett trinn i nettutviklingen til et annet.

Det er mange utfordringer ved å sette en verdi på forsyningssikkerhet, og det er første gang Statnett benytter denne metoden. Det er usikkerhet knyttet til alle ledd i beregningen, og det er også mulig det finnes metodiske svakheter som vil bli utbedret etter hvert som metoden blir utviklet videre.

Vi fokuserer på feil samtidig med utkobling

Med N-1 forsyningssikkerhet kan det per definisjon bare bli strømbrydd i SKL-ringen ved to eller flere samtidige feil, eller ved feil under utkobling. Vi fokuserer på å gjøre et godt overslag på sannsynligheten for feil samtidig med en utkobling i nettet, da det etter vår mening er langt mer sannsynlig enn feil på flere ledninger samtidig. Når det er sagt, så viser historien at flere samtidige feil kan inntreffe, men da er det en avhengighet mellom feilene. Dessverre har vi ikke gode nok data eller modeller til å kvantifisere sannsynligheten for slike avhengige feil.

Det er i utgangspunktet nødvendig å vurdere feil og utkoblinger både i stasjonene og på ledningene. I denne analysen har vi valgt å kun se på feil på ledninger, mens planlagte utkoblinger er tatt med for både stasjoner og ledninger. Dette er naturligvis en forenkling som undervurderer sannsynligheten for feil, men det ble for komplekst å ta inn alle forhold i modellen på den tiden vi hadde til rådighet. Vi gjorde høsten 2014 en stor jobb med å gå gjennom Statnett sine årsstatistikker for feil (31), og klassifisere disse på nytt. Resultatet fra arbeidet er feilrater og distribusjoner for varighet av feil. Dette inngår som inngangsdata i beregningene av forventet ILE i SKL-området.

Tabellen under oppsummerer de sannsynlighetene vi har tallfestet, og viser utfallsrommet vi ikke har tallfestet, der vi implisitt antar at sannsynligheten er tilnærmet lik null. Selv om denne modelleringen forenkler virkeligheten ved å undervurdere sannsynligheten for strømbrydd og overvurdere varigheten, mener vi det fungerer som et utgangspunkt for å vurdere avbruddskostnader.

Komponent/Feiltype	Feilrate (per 100 km per år)
Varig feil ledning 220/300/420 kV	0,057
Forbigående feil ledning 220/300/420 kV	0,67
Feil på komponent i stasjon	Ikke tallfestet
Multiple ledningsfeil	Antatt liten

Tabell 11: Vi har bare tallfeste sannsynligheten for ledningsfeil per 100 km per år, og deler det opp i forbigående og varige feil.

Det er verdt å merke at sannsynlighetene over er basert på statistikk over varige og forbigående feil på landsbasis. Det er ikke sikkert at denne statistikken er representativt for feilratene i SKL-området, og det er mulig at statistikken overdriver hyppigheten av varige feil noe. Vi har for eksempel indikasjoner på at det inntreffer flere varige feil på fjellet enn i lavlandet. Vi jobber nå med å kartlegge hvordan feilratene varierer gjennom landet og med ulik topografi. Foreløpig benytter vi statistikken for hele landet, da vi ennå ikke har grunnlag til å lage områdespesifikk statistikk.

Forbigående feil kan ha lang utetid

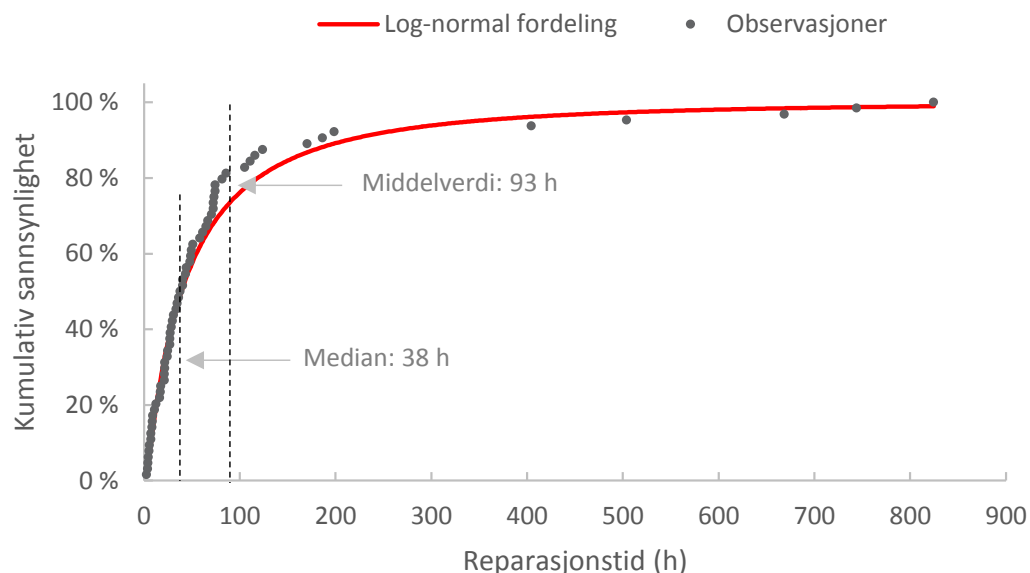
På ledninger opererer vi med forbigående feil og varige feil. Forbigående feil medfører ikke andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av sikringer, kvittering av signal eller resetting av datamaskin. Sannsynligheten for at en slik feil oppstår er ca. 0,67 ganger per år per 100 km ledning på 220 kV, 300 kV eller 420 kV spenningsnivå i gjennomsnitt for hele Norge. Utetiden for slike feil er fra under ett minutt til noen hundre minutter, og er på landsbasis i gjennomsnitt 330 minutter (5,5 timer). Merk at medianen til sammenligning er på bare ti minutter.

Den lange varigheten for forbigående feil skyldes for eksempel at en ledning i en del tilfeller blir liggende utkoblet i lang tid på grunn av gjentatte fasesammenslag ved uvær. Det kan også være en del tilfeller der en ledning blir liggende utkoblet lenger enn nødvendig fordi det finnes alternativ forsyning. Slike tilfeller gjør at utetiden for forbigående feil trolig er en del overestimert.

Varige feil krever reparasjon

Varige feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Sannsynligheten for at en slik feil inntreffer er ca. 0,057 ganger per år per 100 km ledning på 220 kV, 300 kV eller 420 kV spenningsnivå i gjennomsnitt på landsbasis. Reparasjonstiden, inkludert tvunget venting, er i gjennomsnitt 93 timer (3 døgn og 21 timer), og kan variere fra noen få timer til flere hundre timer. Fordelingen er vist i figur 33 sammen med en log-normal-fordeling, som er gode tilnærminger til denne datamengden.

Vi mener at reparasjonstiden på feilene kan være noe overvurdert selv om det ikke er like tydelig som for de forbigående feilene. Noe av årsaken til den lange varigheten er at noen enkelthendelser drar opp gjennomsnittet, samt at det kan være noen feil som ikke er kritiske og som dermed ikke blir reparert med en gang⁵. Dette er godt illustrert i figur 33.



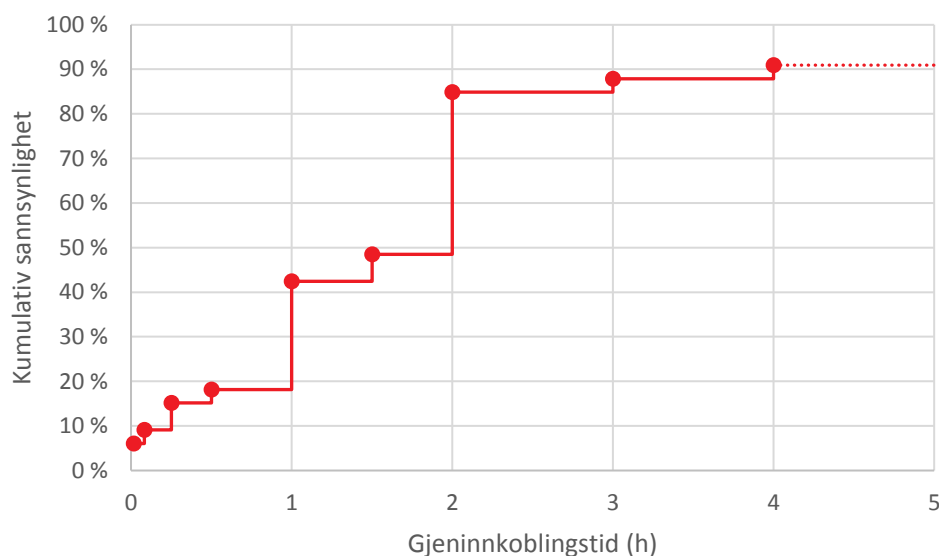
Figur 33: Reparasjonstid for varige feil i Norge siste 15 år. Noen enkelthendelser har svært lang reparasjonstid og trekker gjennomsnittet opp. De fleste feil er reparert på 38 timer.

⁵ Merk at den lengste registrerte reparasjonstiden (over 5000 h) har blitt erstattet med en mer typisk reparasjonstid for en tilsvarende feil da mesteparten av tiden var en frivillig venting.

Planlagte utkoblinger kan ofte avbrytes

De siste fem årene har det vært planlagte utkoblinger i SKL-området i 27 % av tiden. Den gjennomsnittlige utkoblingstiden er én dag og sju timer, men også her er det betydelig variasjon. Inntreffer det en samtidig feil, er det ofte mulig å avbryte arbeidet og koble inn igjen raskere enn det tar å fullføre arbeidet. Vi antar også at en aldri starter en utkobling dersom det allerede har inntruffet en feil.

Den gjennomsnittlige innkoblingstiden for arbeid på ledninger i SKL-ringen de siste fem årene er anslått til 1,5 timer, med et spenn fra ett minutt til fire timer. For tre av utkoblingene ville det ikke vært mulig å koble inn igjen før reparasjonen eller vedlikeholdet var fullført. Anslått gjeninnkoblingstid for utkoblingene de siste fem årene er vist i figur 34. Det er mulig anslaget er noe optimistisk. Med andre ord, hvis det faktisk hadde vært behov for å koble raskt inn igjen, så er det ikke sikkert at det hadde vært mulig innenfor den anslåtte tiden.



Figur 34: Rundt 85 % av de planlagte utkoblingene lar seg gjeninnkoble i løpet av to timer. De tre utkoblingene som ikke lot seg avbryte er utelatt fra figuren.

Sannsynligheten for og varigheten på strømavbrudd avhenger av både feil og revisjoner

For enkelhets skyld antar vi at sannsynligheten for feil er uavhengig av om det er en planlagt utkobling i nettet. I tillegg antar vi at årstiden verken påvirker reparasjonstiden eller hyppigheten av planlagte utkoblinger slik at vi kan bruke de samme verdiene for hele året. Disse antakelsene kan trekke resultatene i litt ulike retninger, men vi har ikke underlag til å tallfeste disse sammenhengene.

Størrelsen på avbruddet og antall kritiske situasjoner øker med økende last

I beregningene av avbruddskostnader har vi forutsatt N-1-forsyning av forbruket. Det vil si at vi antar at forbruket ikke vil øke utover det som kan forsynes med N-1-sikkerhet i det aktuelle konseptet. Det kan likevel bli strømavbrudd dersom en feil inntreffer samtidig som en ledning er koblet ut for arbeid. Vi antar at størrelsen på avbruddet tilsvarer differansen mellom flyten på SKL-snittet før utfall og N-1-1-kapasiteten ved det aktuelle utfallet.

Det er ikke bare størrelsen på avbruddet som øker med forbruket; også antall kombinasjoner av to samtidige utkoblinger som fører til avbrudd stiger. Med 1000 MW forbruk innenfor SKL-snittet er det flere kombinasjoner av to komponenter utkoblet som fører til avbrudd enn dersom forbruket er for eksempel 650 MW.

Vi regner ut avbruddet for noen utvalgte lastnivå

For å begrense antall beregninger, har vi valgt noen lastnivå som representerer flyten på SKL-snittet ved ulike trinn i forbruksutviklingen (case 1-3). Ettersom det alminnelige forbruket vil variere noe over året kan avbruddet i realiteten være noe større eller mindre enn med det nivået vi har lagt til grunn.

Ettersom vi har lagt til grunn et sommercase, har vi en lav termisk overføringskapasitet i modellen. Ved lavere utetemperatur, slik som om vinteren, er overføringskapasiteten høyere. Dette betyr at vi sannsynligvis overestimerer avbruddene noe for de tilfellene der det er termisk kapasitet på ledningene som begrenser overføringen på SKL-snittet. Til gjengjeld er det alminnelige forbruket høyere om vinteren, og trekker dermed i motsatt retning. I sum tror vi dermed at vi får et noen lunde riktig estimat av konsekvensen. Dersom det er spenningsforhold som begrenser, er kapasiteten uavhengig av utetemperatur, og vi får ikke denne problemstillingen.

I den første timen er størrelsen på avbruddet gitt av installert systemvern for BFK

Dersom det inntreffer en feil mens en ledning er koblet ut for arbeid i et område med N-1-forsyning, må det kobles bort forbruk. For at dette skal skje raskt nok må det trolig installeres et systemvern for automatisk belastningsfrakobling (BFK). For at et slikt systemvern skal kunne håndtere alle tenkelige situasjoner må det dimensjoneres etter det verste tilfellet, nemlig den kombinasjonen som gir den laveste N-1-1-kapasiteten.

For å etterligne denne håndteringen av en overlast i våre ILE-beregninger, har vi satt størrelsen på avbruddet i den første timen lik det største avbruddet i det aktuelle caset. Etter den første timen antar vi at driften har fått informasjon om den faktiske N-1-1-kapasiteten, og at de kan tilpasse mengden forbruk som må kobles ut deretter. Vi setter derfor konsekvensen i resten av tiden som avbruddet varer lik forskjellen mellom flyt på SKL-snittet og den aktuelle N-1-1-kapasiteten.

Vi beregner forventet ILE ved hjelp av Monte Carlo-simuleringer

Vi har gjort Monte Carlo-simuleringer for å finne forventet ILE per år. I slike simuleringer gjør man et stort antall tilfeldige trekninger av usikre variabler. Når vi skal beregne ILE er det antall avbrudd og varighet av disse som er de usikre variablene. Ved å gjøre mange nok simuleringer vil vi kunne si noe om gjennomsnittsverdien og spredningen av forventet ILE.

For å gjøre tilfeldige trekninger av antall avbrudd og varighet av disse må vi først finne sannsynligheten for at det skal inntreffe feil på én ledning samtidig som en annen ledning er utkoblet. Dette gjør vi ved å trekke tilfeldige utetider for de to ledningene hver for seg. Ved å se på når begge ledningene er ute samtidig kan vi si noe om den kombinerte feilraten. Vi baserer denne trekningene på tilgjengelig feilstatistikk og historikk for arbeid på ledninger i SKL-området. Det er verdt å merke seg at vi tar hensyn til at arbeidet på ledningen som er koblet ut kan avbrytes ved feil, og dermed forkorte den felles utetiden.

Generelt er det slik at jo flere Monte Carlo-simuleringer vi gjør jo sikrere blir resultatet. I våre simuleringer for ILE for et gitt konsept og lastnivå har vi observert at ved å gjøre mellom fem hundre tusen og én million simuleringer vil resultatene stabilisere seg og usikkerheten som skyldes simuleringene i seg selv vil antakelig være mindre enn 5 %. Med bakgrunn i dette har vi simulert fem hundre tusen "år" for hvert konsept og forbrukscase.

Kostnaden ved avbruddet avhenger av hvilke forbrukere som blir berørt

For å beregne kostnadene ved et avbrudd har vi laget kostnadsfunksjoner for sluttbrukerne. Vi har delt sluttbrukerne i ulike grupperinger:

- Alminnelig forsyning
- Hydro på Karmøy (aluminiumsanlegget)
- Kårstø (prosessanlegg)
- Utsirahøyden

For alminnelig forsyning er de normaliserte kostnadsfunksjonene fra forskningsprosjektet "Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd i strømforsyningen (2012)" lagt til grunn. Vi har fått

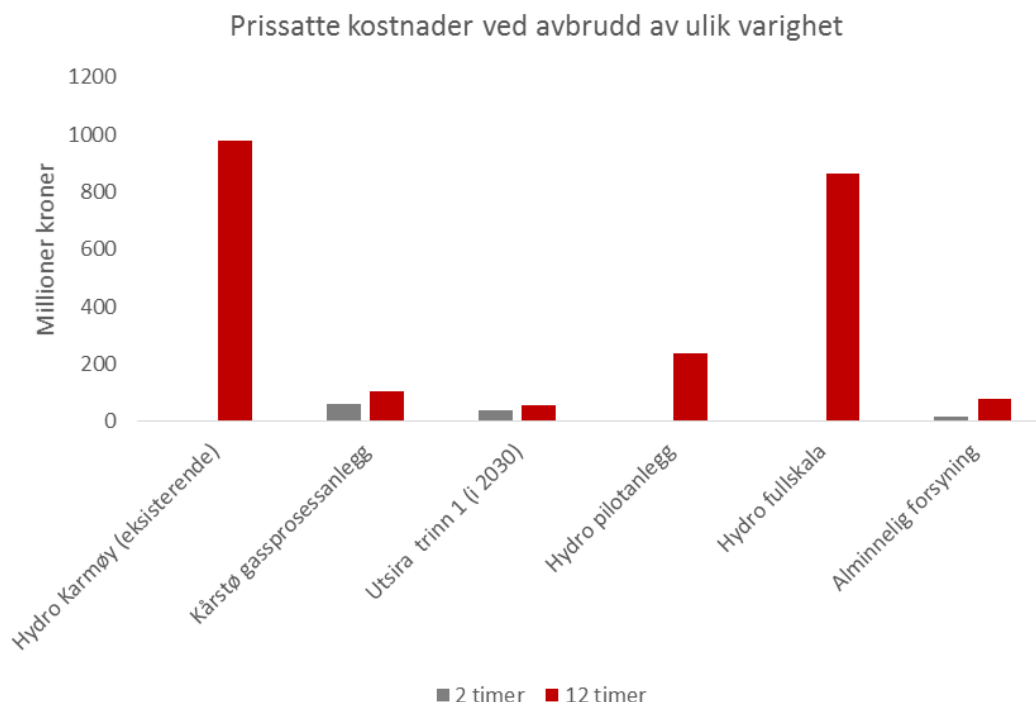
informasjon om kostnadene til Hydro. Disse er noe høyere enn kostnadene basert på forskningsprosjektet, men dette påvirker ikke resultatene fra de prissatte avbruddskostnadene vesentlig da avbruddskostnadene ved korte avbrudd uansett er små.

For Utsirahøyden har vi brukt samme prinsipp som i forskningsprosjektet, men justert for parametere vi har fått fra Statoil eller som er offentlig kjent informasjon. Vi har fokusert på trinn 1 (130 MW) og antatt at avbrudd medfører at oljeproduksjonen først kan tas igjen etter 25 år (etter 2044). Vi har antatt at et avbrudd medfører at produksjon tilsvarende 19 timer maksimal produksjon blir utsatt.

Forutsetningene som er lagt til grunn i kostnadsfunksjonene er som følger:

Aluminium	1920	USD/t
Gasspris	2	kr/Sm ³
NOKUSD	7,0	
NOKEUR	8,3	
Oljepris	80	US\$/fat
Avkastningskrav petroleum	7 %	

Avbruddskostnaden til de ulike forbrukerne varierer over tid. For Hydro er det en kraftig økning i avbruddskostnadene etter cirka tre timer, mens det for de øvrige kundene er en relativt jevn økning i avbruddskostnadene over tid. Figuren nedenfor viser avbruddskostnadene for de ulike forbrukerne ved avbrudd med varighet på henholdsvis to og tolv timer.



Figur 35: De prissatte kostnadene vurderer betydelig avhengig av varigheten på avbruddet.

Avbruddskostnadene er ikke realprisjustert

Et viktig spørsmål er hvorvidt de normaliserte avbruddskostnadene i framtiden vil øke mer enn den generelle konsumprisveksten (realprisvekst). Statnett benytter en realprisjustering tilsvarende forventet vekst i BNP per innbygger. Dette er basert på teoretiske vurderinger, empiriske sammenhenger i datamaterialet i forskningsprosjektet, analyse av historisk prisutvikling for verdiskapingen i ulike sektorer, samt en vurdering av estimerte avbruddskostnader i tidligere verdsettelsesstudier i Norge. I Regjeringens siste perspektivmelding er denne veksten i gjennomsnitt anslått til årlig 1,4 prosent fram til 2060.

For eldrevne prosesser er det imidlertid ikke anbefalt å benytte realprisvekst. Siden de fleste avbruddskostnadene i denne konseptvalgutredningen er eldrevne prosesser, har vi derfor ikke realprisjustert avbruddskostnadene. Dette gjør at vi undervurderer de prissatte avbruddskostnadene for alminnelig forsyning noe, men samtidig var disse de prissatte avbruddskostnadene i denne sektoren lave (om lag 30 millioner kroner). Dette medfører at en eventuell realprisjustering vil ha liten betydning.

23.2 Investeringskostnader

Vi har benyttet en top-down tilnærming for å estimere kostnadene. Videre har vi benyttet forventningsverdier som består av et basisestimat og påslag for usikkerhet. Hvert konsept er basert på et gitt antall lednings- og kabelkilometer og et antall stasjoner. Innenfor hvert nettkonsept er det flere mulige løsningsvalg. For å kunne komme frem til et basisestimat for konseptene, må vi forutsette en konkret teknisk løsning. Vi har valgt å legge til grunn de løsningsvalgene som vi anser som mest sannsynlig per i dag. Påslaget for usikkerhet er basert på løsningsvalget og ikke konseptusikkerheten.

Basisestimatet er beregnet med bruk av erfaringstall (standardkostnader). Her benytter vi estimatklasse 5. Estimatet består av (i) prosjektledelse og administrasjon, (ii) prosjektutvikling og tillatelser, (iii) grunn- og rettighetsservv, (iv) ledning og innskutt kabel, (v) stasjonskostnader, (vi) byggherrekostnader og (vii) uspesifisert.

Reinvesteringer

Når vi skal regne på verdien av sparte reinvesteringer, må vi gjøre antakelser om når ledninger og stasjoner skal bli reinvestert. Det er gjort en vurdering av reinvesteringstidspunktet basert på erfaringstall for levetid.

- Dagens ledninger har en forventet levetid på ca. 80 år, med spenn på 70-100 år.
- Kabler har en forventet levetid på ca. 50 år.
- Stasjoner har en forventet levetid på ca. 40 år.

Selv om noen av ledningsstrekkeene skal reinvesteres ved analyseperiodens slutt har vi tatt disse med. Selv om de bare utgjør en liten del, er de relevante for å se hele omfanget av reinvesteringer. I tillegg vil det være en mulighet for at disse strekkene kan bli reinvestert tidligere når Saudaledningene blir reinvestert. Dette er av gjennomføringstekniske årsaker, som beskrevet i alternativanalysen.

Strekning	Teknisk reinvesteringsår
Sauda – Håvik og Sauda- Kårstø	2045
Kårstø – Håvik	2065
Håvik – Husnes	2065
Husnes – Blåfalli	2055
Husnes – Stod (Kabel)	2035

Tabell 12:Reinvesteringsår ledninger og kabel.

Stasjon	Teknisk reinvesteringsår
Kårstø	2040
Spanne	2040
Stord	2040
Børtveit	2050
Husnes	2030
Blåfalli	2040
Håvik	2040
Sauda	2045

Tabell 13: Reinvesteringsår stasjoner

Restverdier

Restverdiene ved analyseslutt er av forenklingsårsaker satt til 0. Det er i hovedsak ledninger som har en restverdi da disse er antatt å leve 90 år. Imidlertid har ledningen ingen verdi med mindre stasjonene blir reinvestert. Vi har gjort en forenklet antagelse om at nyttestrømmen ved en reinvestering i stasjoner er på nivå med kostnaden for stasjoner. Dette undervurderer isolert forventningsverdien, men siden disse kommer langt ut i analyseperioden er nåverdien vurdert å være marginal. Og uansett ikke relevant for rangeringen av konseptene da restverdien vil være noenlunde lik for alle konsept.

23.3 Overføringstap

Overføringstapene er beregnet med bruk av Samlast-modellen. Her er Statnetts basisdatasett lagt til grunn for norsk og nordisk kraftflyt i de ulike scenariene. Vi har justert kraftflyten i SKL basert på de konkrete forbruksplanene og benyttet overføringskapasitetene fra PSSE som beskrevet metoddelen om kraftsystemanalyse.

Videre har vi vist endring i overføringstap som forskjell mellom konseptene og ikke mot nullalternativet. Det vil gi misledende resultater å legge inn alt forbruk uten nett (uten nett), siden beslutningssituasjonen er at uten nett kommer ikke Hydro med sitt fullskalaanlegg. Vi mener derfor at det viktige poenget er å se hvordan overføringstapet endrer seg mellom de ulike konseptene. Her ser vi at BKK kommer best ut.

Vi har benyttet våre langsiktig markedspriser på kraft som grunnlag for kalkulasjonsprisen på overføringstap. Her legger vi til grunn Statnetts syn på utviklingen i kraftpriser gjennom analyseperioden. 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.

23.4 Ikke prissatte virkninger

Det er ikke alle relevante virkninger som lar seg verdsette på en tilfredsstillende måte. Disse komponentene kan likevel være av stor betydning i den samfunnsøkonomiske vurderingen. Konsekvensskalaen som er brukt for de ikke prissatte effektene er vist i tabellen under.

Meget negativ konsekvens	Stor negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Ingen/ubetydelig konsekvens	Liten positiv konsekvens	Middels positiv konsekvens	Stor positiv konsekvens	Meget positiv konsekvens
----	---	--	-	0	+	++	+++	++++

Det er konsekvens som er av betydning i samfunnsøkonomisk analyse. For å finne konsekvensen må vi vurdere både omfang og betydning/verdi. Med verdi menes hvor viktig området/fagtemaet er. Med omfang menes en vurdering av hvilke endringer tiltaket antas å medføre

Miljø og HMS er de ikke-prissatte virkninger som er vurdert. Som hjelpemiddel anvender vi følgende vurderingsmatrise:

Verdi Omfang	Verdi Ingen verdi	Verdi		
		Liten	Middels	Stor
Stort positivt				Meget stor positiv konsekvens (++++)
Middels positivt				Stor positiv konsekvens (+++)
Lite positivt				Middels positiv konsekvens (++)
Intet omfang				Liten positiv konsekvens (+)
Lite negativt				Ubetydelig (0)
Middels negativt				Liten negativ konsekvens (-)
Stort negativt				Middels negativ konsekvens (-)
				Stor negativ konsekvens (---)
				Meget stor negativ konsekvens (----)

Figur 36: Konsekvensmatrise basert på omfang og verdi/betydning.

24 Metode for dialog

Statnett har samarbeidet med SKL i dialogen med interessentene. Selskapet har både bistått med kontakten med relevante interessenter og bidratt til å arrangere møter der vi har gjennomgått og diskutert foreløpige resultater fra analysen.

I all hovedsak har dialogen foregått i mindre fora eller enkeltvis. Vi har altså hatt møter med de ulike industriaktørene, SKL og HK og andre interessenter for seg. Dette skyldes flere ting:

1. Vi har satt KVVU'en på agendaen i faste kundemøter med industriaktører.
2. Noen aktører er mer sentrale enn andre, og derfor viktigere å ha tett kontakt med.
3. Form og innhold i dialogen er avhengig av hvem vi snakker sammen med.
4. Det er vanskelig å finne sted og tidspunkt som passer for alle. Særlig NGO'ene har hatt vanskeligheter med å følge opp som ønsket grunnet avhengighet av frivillig innsats og mangel på ressurser.

Vi har hatt jevn kontakt med SKL, HK og de store industriaktørene gjennom hele prosessen. To ganger har vi holdt større møter. Første gang var i juni i 2014, der kundene som hører til i regionen ble invitert. Andre gangen var i oktober 2014, der alle mulige berørte kommuner var invitert, sammen med fylkesmenn og lokale friluftsansjoner. I tillegg har vi møtt OED og NVE to ganger og informert om analysen.

Vårt inntrykk fra møtene er at interessentene ser behovet for å forsterke sentralnettet i regionen. Mens industrien ser ut til å være mest interessert i de konseptene som raskt gir kapasitetsøkning, virker det på oss som at miljø- og friluftsansjoner foretrekker oppgradering av eksisterende ledninger for å redusere miljøkonsekvensene. Kommunene viser interesse for konsekvenser for lokal verdiskaping i form av viktige industriprosjekter offshore og på land, utbygging av småkraft, ringvirkninger av utbyggingsvirksomheten, eiendomsskatt, og at Statnett velger løsninger som er skånsomme i forhold til bebyggelse og natur/kulturmiljø.

Tabellen under angir de viktigste interessentene i området.

Interessenter med betydning for forbruk	• Hydro • Statoil • Gassco • Haugaland Næringspark • Lundin • Det norske oljeselskap
Interessenter med betydning for produksjon	• BKK • Sogn og Fjordane Energi • Statkraft • Haugaland Kraft • Øvrige eksisterende kraftprodusenter i regionen • Nye kraftprodusenter i regionen
Bransjeorganisasjoner	• Småkraftforeningen • Vindkraftforeningen • Energi Norge • DEFO (Distriktenes Energiforening) • KS Bedrift
Interessenter med betydning for tilstanden i nettet	• BKK Nett • SKL Nett • Lyse Nett

	• Haugaland Kraft
Øvrige interessenter i området	• Hordaland og Rogaland fylkeskommuner • Berørte kommuner • Lokalbefolkning • Lokalt nærings- og arbeidsliv • Næringslivsorganisasjoner • Miljøorganisasjoner • Friluftsansjoner

Tabell 14: Interessenter i arbeidet med å kartlegge behov og mulige tiltak i SKL-området.

25 Kilder

1. **Olje- og Energidepartementet.** Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker. 2013.
2. **Nord Pool Spot.** Messages - Outage or limitation : Stand-by time Kårstø Gasskraftverk. [Internett] 3 10 2014. <http://umm.nordpoolspot.com/messages/39136>.
3. **Statnett.** Feilstatistikk KVVU-prosjektet. 2014. Regneark.
4. —. *Sør-Norge og to nye kabler innen 2020.* 2012. Dok.ID 1652365.
5. **Stortinget.** Representantforslag om å sikre kraft fra land-løsning for hele Utsirahøyden. 2013-2014.
6. —. Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om representantforslag fra stortingsrepresentantene Audun Lysbakken og Heikki Eidsvoll Holmås om å sikre kraft fra land-løsning for hele Utsirahøyden. *Stortinget - Møte torsdag den 12. juni 2014 kl. 10.* Juni 2014.
7. **Hydro.** Melding om planlagt utvidelse av Hydro på Karmøy. 2013.
8. **Haugaland Næringspark.** Haugaland Næringspark. [Internett] 2014. [Sitert: 01 12 2014.] <http://www.haugaland-park.no/>.
9. **Norges vassdrags- og energidirektorat.** www.nve.no. [Internett] August 2014.
10. **Enova.** *Potenisal for energieffektivisering i norsk landbasert industri.* 2009.
11. **Statnett.** *Nettutviklingsplan 2013 Nasjonal plan for neste generasjon kraftnett.* 2013.
12. **Statoil.** Johan Sverdrup - Kraft fra land. PL 265, PL 501, PL 501B og PL 502. PAD del II - Konsekvensutredning. 2014.
13. —. *Johan Sverdrup - Kraft fra land. Søknad om anleggskonsesjon.* 2014.
14. **Dagens Næringsliv.** Superfeltet tåler at oljeprisen halveres. [Internett] 4 11 2014. <http://www.dn.no/nyheter/2014/11/04/0916/Johan-Sverdrup/superfeltet-tiler-at-oljeprisen-halveres>.
15. —. Disse norske oljefeltene står i fare på grunn av lav oljepris. [Internett] 13 1 2015. <http://e24.no/energi/disse-norske-oljefeltene-staar-i-fare-paa-grunn-av-lav-oljepris/23357796>.
16. **Pöyry og Cicero.** *Livssyklusanalyse av klimaeffekten av elektrifisering av Utsira.* s.l. : Industri Energi, 2014.
17. **Hydro.** Pressemelding. Søker Enova om støtte til pilotanlegg for aluminium på Karmøy. September 2013.
18. **Institutt for strategiske analyser (INSA).** *Industrial outlook Nordic countries 2014.* 2014.
19. **Energi Norge AS.** *Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd, spenningsforstyrrelser og rasjonering - Bedrifter med eldrevne prosesser.* 2012.
20. **Statoil.** Johan Sverdrup - Olje for nye generasjoner. [Internett] 01 12 2014. <http://www.statoil.com/no/OurOperations/FutureVolumes/ProjectDevelopment/JohanSverdrup/Pages/default.aspx>.
21. **Olje- og Energidepartementet.** *Meld.St. 14 (2011-2012) Vi bygger Norge - om utbygging av strømnettet.* 2012.
22. **Lovdata.** *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).* 1990.
23. **Hordaland Fylkeskommune.** *Klimaplan for Hordaland 2014-2030.* 2014.
24. **Naturkraft.** www.naturkraft.no. [Internett] Juli 2014.
25. **Nord Pool Spot.** www.nordpoolspot.com. [Internett] April 2014.
26. **Norges vassdrags- og energidirektorat.** *Havvind - strategisk konsekvensutredning.* 2012.
27. **SINTEF Byggeforsk og KanEnergi.** *Mulighetsstudie solenergi i Norge.* 2011.
28. **Bloomberg.** Bloomberg Business. [Internett] <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-11-27/molten-aluminum-lakes-offer-power-storage-for-german-wind-farms>.
29. **Energi Norge.** *Alternative metoder for oppgradering av SKL ringen.* 2014.
30. **Statnett.** *Systemutredning av sentralnettet i Vestlandsregionen.* 2011.
31. —. www.statnett.no. [Internett] <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Nedlastingssenter/Feilstatistikk/>.
32. —. *Nettplan Stor-Oslo, Konseptvalgutredning for ny sentralnettløsning i Oslo og Akershus.* 2013.
33. **SKL Nett AS.** *Regional Kraftsystemutgreiing Grunnlagsrapport for Sunnhordaland og Nord Rogaland.* s.l. : Sunnhordaland Kraftlag, 2014. Kraftsystemutredning.

Del VII

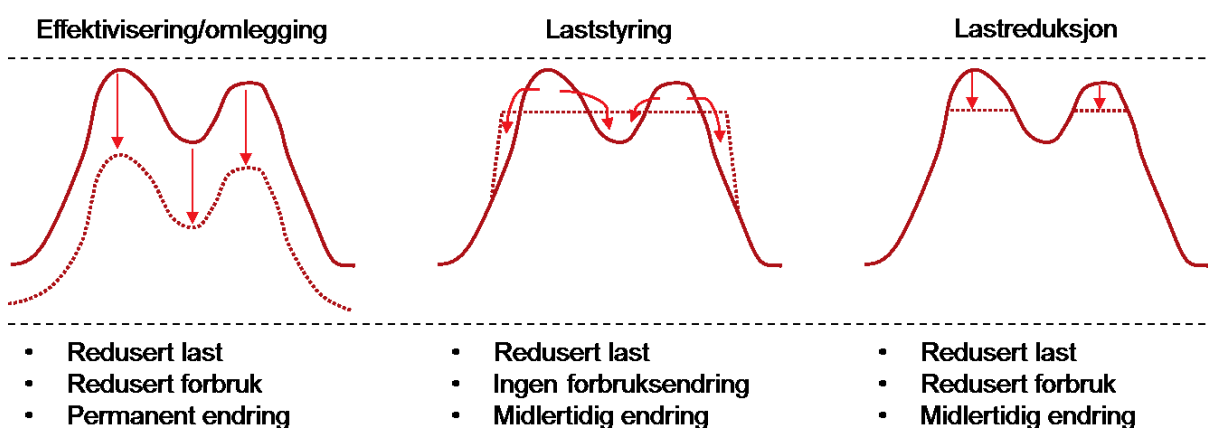
Vedlegg

Vedlegg 1 Lite potensiale for effektreduksjon

Vi går her gjennom antagelsene og metoden for å anslå energieffektiviseringspotensialet på 85 MW som ble brukt i mulighetsstudien.

Det er tre kategorier av tiltak som gir effektreduksjon

Effektreduksjon brukes her som en samlebetegnelse for tre forskjellige kategorier av tiltak, som alle reduserer belastningen i nettet ved å påvirke lasten. De tre kategoriene er energieffektivisering/omlegging, laststyring og lastreduksjon, og er illustrert i figuren under. Den heltrukne linjen viser en typisk effektkurve over et døgn med en topp om morgenen og en topp om kvelden. Pilene viser hvordan man i de ulike kategoriene reduserer forbrukstoppene. De stiplede linjene viser hvordan effektkurven endres etter tiltak.



Figur 37: Det er tre kategorier av tiltak som kan benyttes for å oppnå effektreduksjon (32).

- Energieffektivisering innebærer at forbruket reduseres gjennom effektiviserende tiltak, som for eksempel å øke isoleringen i bygg for å redusere varmebehovet.
- Laststyring eller lastflytting innebærer ingen reduksjon i energiforbruk, men at forbruket jevnes ut over døgnet. Fordelen med dette er at effekt-toppene reduseres. Ett eksempel er at oppvarming av varmtvann i varmtvannstanken gjøres om natten. Laststyring er forventet å øke i omfang når Avanserte Måle- og Styringssystemer (AMS) installeres i Norge.
- Lastreduksjon innebærer at man faktisk reduserer elektrisitetsforbruket, med fokus på å redusere forbruket i høylast-periodene om morgenen og på ettermiddagen. Ett mulig tiltak er å benytte en alternativ energikilde, for eksempel vedovn, til oppvarming i høylasttimene.

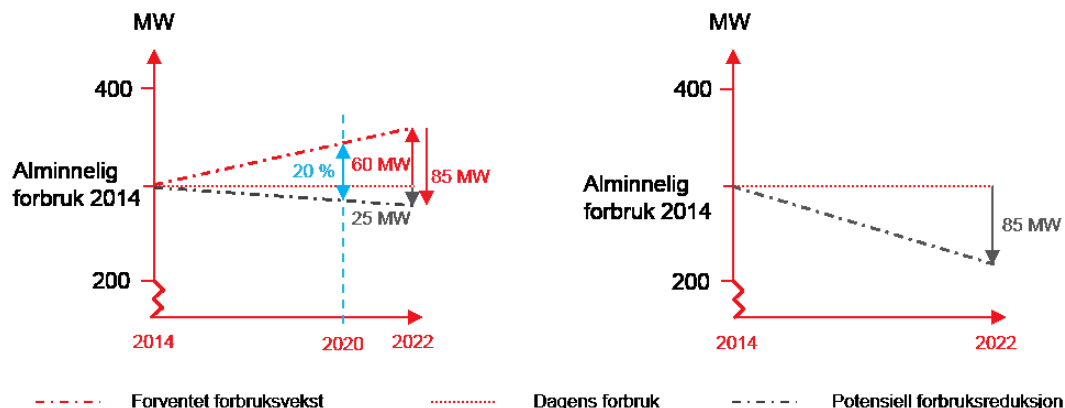
85 MW er et optimistisk anslag på potensialet for effektreduksjon

Hordaland Fylkeskommune forventer en forbruksøkning i Hordaland på 12 % frem mot 2020 (23). Ved å benytte de riktige virkemidlene anser de det som mulig å snu denne utviklingen til en reduksjon i forbruk på 9 % fra dagens nivå. Til sammen vil dette utgjøre en energisparing på drøyt 20 %. Vi antar dette også gjelder for SKL-området. Vi forutsetter også at det ikke blir gjort betydelig energiomlegging.

Vi ønsker å anslå hvor stor effektreduksjon som kan være mulig å oppnå i SKL-ringen, samt å se hvor stort utslag dette gir på overføringsbehovet. For enkelhets skyld antar vi at energisparingspotensialet er jevnt fordelt over døgnet og over året, slik at potensialet for effektreduksjon også er 20 % gjennom hele året. Siden det største energisparingspotensialet er knyttet til oppvarming, vil innsparingen i realiteten være vesentlig større om vinteren enn om sommeren. Antakelsen om at energisparingspotensialet er jevnt fordelt i tid gir dermed et overdrevet høyt anslag på potensialet for energisparing og effektreduksjon i sommermånedene.

Videre legger vi til grunn Sunnhordland Kraftlag sitt anslag på 60 MW forventet forbruksøkning frem til 2022 (33). Vi legger også til grunn at utviklingen i både forventet forbruksvekst og potensiell

effektreduksjon er prosentvis likt hvert år frem til 2022. Dette medfører at gapet mellom forventet forbruksvekst og potensiell effektreduksjon er på ca. 85 MW i 2022, eller 25 MW reduksjon fra dagens nivå. Dette er illustrert i figur 38 a).



Figur 38: a) Ved å anta at både forbruket og potensialet for effektreduksjon øker jevnt frem til 2022, får vi en differanse på 85 MW.

b) Dersom vi antar at potensialet fortsatt er 85 MW uten vekst i det alminnelige forbruket fra i dag, blir virkningen større.

Dersom effektreduksjonen er fra dagens nivå, som illustrert i figur 38 b), blir effekten selvsagt større. Den vil likevel ikke endre på konklusjonen fra mulighetsstudien, nemlig at effektreduksjon ikke fjerner behovet for andre tiltak.

Vedlegg 2 Gismarvik stasjon har fordeler i alle konseptene

Vi har sett at det kan være fornuftig å etablere en ny stasjon på fastlandssiden av Karmsundet, og har referert til dette som Gismarvik stasjon. En slik stasjon kan forenkle arbeidet med de større nett-tiltakene og gi fordeler i regionalnettet.

Stasjonen kan bygges samtidig med at ledningsarbeidene pågår, og utkoblingsbehovet i forbindelse med idriftsettelsen anslås grovt til å være to uker per eksisterende ledning som skal flyttes over.

Det er krevende å gjøre noe i Håvik og over Karmsundet

Håvik stasjon ligger inne på Hydro sitt industriområde. Området er svært trangt og det er begrensede ekspansjonsmuligheter. Det vil være plassutfordringer både ved å etablere et SVC-anlegg her, ved å knytte til en ny ledning og ved spenningsoppgradering til 420 kV.

Ledningene mellom Haugaland og Håvik krysser Førresfjorden og Karmsundet på ca. én km hver. Det er risiko knyttet til det å bytte eller stramme opp linene, og praktisk talt ikke mulig å bygge en ny ledning ved siden av de eksisterende ledningene, ettersom disse går tett på industriområder og bygninger. Dette betyr at en ledning sannsynligvis må rives før vi kan bygge en ny, noe som vil føre til redusert overføringskapasitet og forsyningsikkerhet til Karmøy i ombyggingsperioden.

Som et alternativ til å forsterke eksisterende fjordspenn eller bygge en ny luftledning til Håvik, har vi vurdert muligheten for å legge kabel over de to fjordene og deretter rive de eksisterende luftledningene. Enten kan vi legge en sjøkabel på fjordbunnen eller legge den i en undersjøisk tunnel med installert jordkabelanlegg. Kabelanleggene forutsetter ikke at vi bygger Gismarvik stasjon.

De eksisterende ledningene over Karmsundet gir N-1 forsyning av Håvik

Ved å etablere Gismarvik stasjon vil ledningene fra henholdsvis Sauda, Kårstø og om mulig Spanne legges innom denne. Dersom det er tilstrekkelig med N-1 forsyningsikkerhet trenger vi da ikke å gjøre noe med ledningene mellom Gismarvik og Håvik.

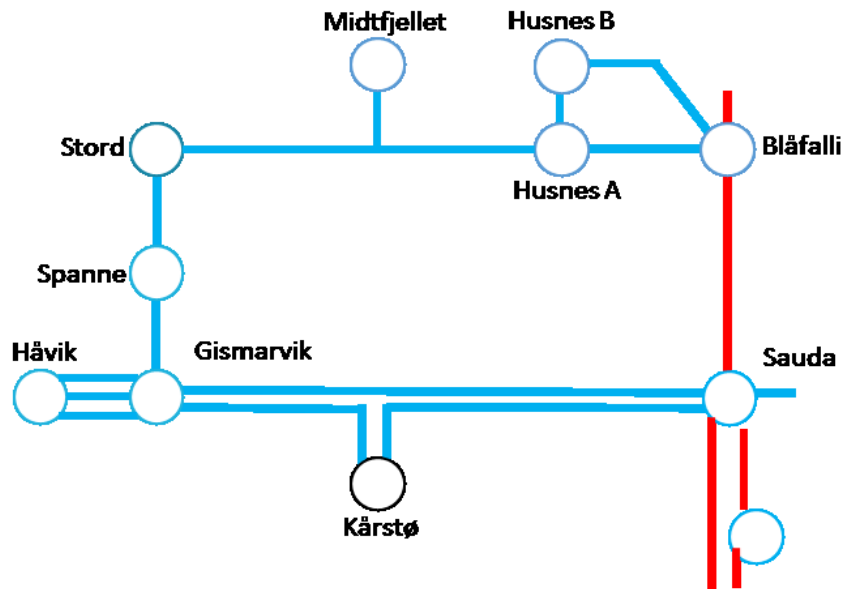
Vi mener at stasjonen i Gismarvik bør bygges for 420 kV drift med transformering til 300 kV. Det gir mulighet til å beholde ledningene over Karmsundet til Håvik på 300 kV også etter en eventuell spenningsheving i SKL-ringen. Dersom aluminiumsverket skal forsynes med N-1-1-forsyningsikkerhet, må ledningene ut til Håvik strømpoppgraderes, men kan fortsatt driftes på 300 kV.

En ny stasjon i Gismarvik kan spare investeringer i regionalnettet

Regionalnettet kan ikke forsyne den planlagte forbruksveksten i Haugaland Næringspark. Haugaland Kraft har skissert et trinnvis behov for forsterkninger avhengig av størrelsen på lastuttaket:

- Ved lastøkning opp mot 10 MW er det behov for en ny 66 kV ledning mellom Klovning og Gismarvik og en ny transformatorstasjon i Gismarvik. Anslått verdi er ca. 50 millioner kroner.
- Ved lastøkning opp mot 45 MW er det i tillegg behov for en ny 66 kV ledning fra Spanne eller Håvik. Anslått verdi er ca. 25 millioner kroner.
- Ved lastøkning opp mot 80 MW kreves også økt transformatorkapasitet i Spanne og/eller Håvik, samt forsterkning av noen eldre ledningsseksjoner. Anslått verdi er ca. 40 millioner kroner.

I tillegg vil realisering av mer enn ca. 50 MW ny vindkraftproduksjon til sammen i Gismarvik, Dalsbygda og Tysvær trolig gi behov for å forsterke nettet mellom Spanne og Klovning. Med en ny sentralnettsstasjon i Gismarvik er det potensiale for å spare en del av disse investeringene.



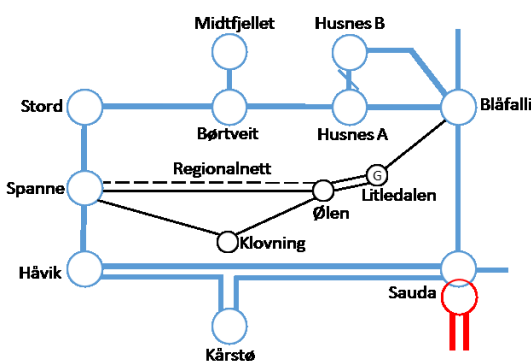
Figur 39: Nettstruktur med oppgraderingskonseptet og ny stasjon i Gismarvik.

Vedlegg 3 Mer om ny ledning fra øst

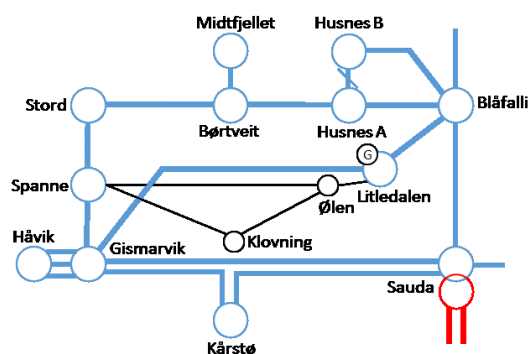
Her har vi samlet litt mer informasjon om hvordan vi kan oppnå en samlet utvikling av sentral- og regionalnettet i området.

25.2 For å få nytte i regionalnettet må vi ha en ny sentralnettsstasjon i Litledalen

Sentralnettet i SKL-området og regionalnettet mellom Blåfalli og Spanne er skjematisk tegnet i figur 40. Det går én regionalnettsledning mellom Blåfalli og Litledalen og to mellom Litledalen og Ølen. Fra Ølen til Spanne er det i dag tre forbindelser, hvorav to går parallelt og den siste går via Klovning. Den ene ledningen mellom Ølen og Spanne fungerer som reserve og vil bli sanert innen få år grunnet dårlig stand.



Figur 40: Dagens sentralnett i SKL-området med et forenklet bilde av regionalnettet. Ledningen mellom Ølen og Skåredalen (stiplet linje) er planlagt sanert innen få år og erstattet med ny dobbelkursledning.



Figur 41: Med en ny sentralnettsstasjon i Litledalen kan vi trolig sanere regionalnettet fra Blåfalli til Litledalen og deler av regionalnettet videre til Spanne.

Haugaland Kraft Produksjon sine planer om å oppgradere kraftverkene i Etne fra 53 MW til 110 MW vil kreve oppgradering av nettet mellom Litledalen og Spanne. HK Nett planlegger derfor å bygge en ny dobbelkursledning mellom Ølen og en ny stasjon i Skåredalen (Spanne) i traséen til den sanerte ledningen.

Hvis Statnett bygger en ny sentralnettsstasjon i Litledalen (eller Ølen) i tillegg til en ny sentralnettsledning fra øst til Gismarvik, kan sentralnettet ta imot den økte produksjonen fra Etne-kraftverkene. Dette kan gjøre at en ny regionalnettsledning mellom Ølen og Skåredalen blir overflødig. I tillegg slipper trolig Haugaland Kraft Nett å gjøre investeringer i Ølen stasjon.

Det er usikkert hvor mye regionalnett som kan saneres hvis Blåfalli-Litledalen-Gismarvik blir bygd. Dagens 66 kV Blåfalli-Litledalen vil sannsynligvis bli sanert, mens noe regionalnett mellom Litledalen, Ølen, Klovning og Spanne må bestå for å forsyne alminnelig forbruk i området. En mulig nettstruktur i SKL-ringen med ny ledning Blåfalli-Litledalen-Gismarvik er vist i figur 41.

En utfordring er at Litledalen stasjon trolig ikke vil stå ferdig i tide til å dekke behovet fra Nye Etne kraftverk. Haugaland Kraft Produksjon ønsker antakeligvis å øke produksjonskapasiteten i Etne innen 2020 for å få el-sertifikater, noe som kan bli krevende å rekke for Statnett. En måte å løse dette på er en avtale om midlertidig produksjonsbegrensning på det nye kraftverket fram til stasjonen og ledningen er ferdig utbygd, siden kraftverkene allerede er tilknyttet regionalnettet.

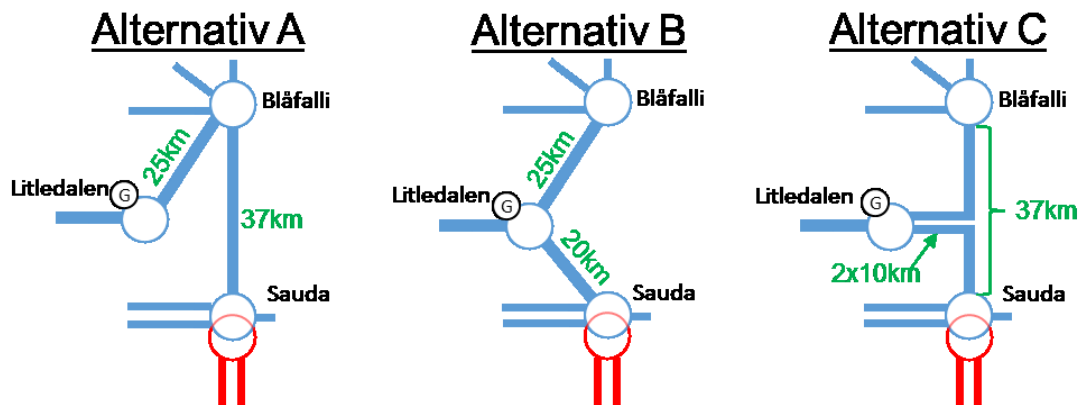
25.3 Vi må koordinere dette konseptet med Sauda-Samnanger prosjektet

Foreløpige planer for oppgraderingen mellom Sauda og Blåfalli er å bygge en ny ledning i parallell med den eksisterende ledningen, og deretter rive den eksisterende. Vi ser imidlertid at kraftnettet vil

beslaglegge mindre areal dersom ledningen mellom Sauda og Blåfalli legges innom nye Litledalen stasjon.

Det er flere måter å bygge ut nettet mellom Blåfalli, Litledalen og Sauda

Figur 42 illustrerer alternative nettstrukturer mellom Sauda, Litledalen og Blåfalli:



Figur 42: Ved å legge ledningen Sauda-Blåfalli innom Litledalen, kan total ledningslengde for SKL-området og Sauda-Samnanger reduseres med opptil 17 km.

I alternativ A blir ikke Sauda-Blåfalli berørt av tiltak i SKL-området, og total ledningslengde er 62 km for Sauda-Blåfalli og Blåfalli-Litledalen. Behovet for Litledalen er dermed kun begrunnet med den nytten stasjonen har for regionalnettet. I alternativ B og C fungerer Litledalen stasjon også som et knutepunkt mellom Sauda, Blåfalli og Gismarvik.

Alternativ B innebærer at det legges en ny trasé mellom Sauda og Litledalen. Dette betyr at dagens trasé mellom Blåfalli og Sauda kan frigjøres og total ledningslengde blir kun 45 km. Det er altså mulig å spare 17 km ledning, med de investeringskostnadene dette representerer.

I alternativ C beholder vi dagens trasé mellom Sauda og Blåfalli og lager en avgreining til Litledalen, slik det er illustrert i figuren. I dette alternativet er det behov for en ny trasé til ledninger mellom Sauda-Blåfalli og Litledalen, og vi må bygge totalt 57 km ledning. I dette tilfellet sparer vi kun 5 km ledning, men vi påvirker den planlagte traséen til Sauda-Samnanger i liten grad.

Vi tar utgangspunkt i alternativ A

Alternativene er relativt like sett fra SKL-området. I KVVU'en har vi ikke tatt stilling til hvilket som er best, og lagt til grunn alternativ A i analysen. For å finne den systemtekniske og samfunnsøkonomisk beste måten å bygge ut nettet i dette området, må vi gjøre en grundig analyse som også tar hensyn til ulike alternativer for oppgradering mellom Sauda og Samnanger. Vi mener det hører hjemme i løsningsvalget som skal gjøres etter at konseptvalget er tatt.

