

ARILD HERVIK  
Professor, Høgskolen i Molde

ANN LISBET BRATHAUG  
Professor Emeritus, SSB

KÅRE P HAGEN  
Seksjonssjef, NHH



# Sjøkabel eller luftlinje i Hardanger: En samfunnsøkonomisk analyse<sup>1</sup>

Statnett fikk 2. juli 2010 konsesjon til å bygge en 420 kV kraftledning i luftspenn mellom Sima og Samnanger. På bakgrunn av sterke ønsker om en ny vurdering av sjøkabelalternativet på deler av strekningen, besluttet regjeringen i august 2010 at det skulle fortas en ny og uavhengig gjennomgang av dette alternativet. Utvalg IVs mandat var å se på de samfunnsøkonomiske virkningene av sjøkabelalternativer og sammenligne disse med virkningene ved det konsesjonsgitte luftalternativet. Utvalgets konklusjon var at sjøkabelalternativet og det konsesjonsgitte luftlinjealternativet er likeverdige med hensyn til forsyningssikkerhet. Sjøkabelalternativer med følger virkninger kan ha en merkostnad for investeringer som utvalget anslår til rundt 30 milliarder kroner. Luftlinjealternativet innebærer på sin side betydelige naturinngrep.

## 1 GRUNNLAGET FOR DEN SAMFUNNSØKONOMISKE ANALYSEN

### 1.1 Mandat

Utredningen til utvalg IV skulle omfatte de samfunnsøkonomiske virkningene for forsyningssikkerheten i Bergensområdet, herunder kostnader til tiltak for å bedre forsyningssikkerheten i Bergensområdet i perioden fra luftledningsalternativet ville vært på plass til en eventuell sjøkabel kan være på plass. Utredningen skulle omfatte vesentlige forhold, inkludert vurderinger av samfunnsøkonomiske virkninger knyttet til miljø og landskap. Utvalg

IV skulle også vurdere de samfunnsøkonomiske virkninger på landsbasis ved en eventuelt økt bruk av sjøkabling også andre steder i landet.

### 1.2 Strukturen i analysen

Finansdepartementets veileder for samfunnsøkonomiske analyser redegjør for hovedstrukturen i samfunnsøkonomiske analyser. Diskusjonen under følger strukturen i veilederen, og gjengir de viktigste problemstillinger som har vært lagt til grunn i utformningen av den foreliggende analysen.

En samfunnsøkonomisk analyse må ta utgangspunkt i en problem- og formålsbeskrivelse, som gjør rede for de behov som prosjektet eller tiltaket retter seg mot. Det skal skilles

<sup>1</sup> Artikkelen er basert på rapport fra Sjøkabelutvalg IV til OED av 1. februar 2011. Utvalget vil rette en takk til sekretariatet ved Christian Andersen, SNF, og Maria Sandsmark, Møreforskning, for god innsats.

mellom beskrivelse av formål og behov på den ene siden og på den andre siden beskrivelse av tiltak og virkninger. Analysen av behovet må bygge på noen forutsetninger om fremtidig utvikling i produksjon, forbruk og andre deler av kraftnettet.

I prinsippet skal alle relevante alternativer vurderes for å sikre at man finner den optimale løsningen. I praksis må antallet alternativer begrenses. Utvelgelsen må være gjennomtenkt og begrunnet slik at man får frem en dekkende beskrivelse av det mulighetsområdet som eksisterer for problemløsningen, og slik at alternativene i utgangspunktet kan anses som aktuelle og relevante.

Tiltak vil variere med hensyn til kostnader til investering, drift og vedlikehold. Det kan også være ulike virkninger når det gjelder de problemer som tiltaket er rettet mot. Endelig kan tiltakene ha positive og negative virkninger på områder som ikke direkte inngår i målsetningen for prosjektet. Virkningene som tas med i beskrivelsen, må fange opp de viktigste dimensjonene for å beskrive effektene av tiltakene. Muligheten for å beskrive virkninger varierer. Noen virkninger kan prissettes, noen virkninger kan beskrives kvantitativt og andre igjen må beskrives kvalitativt. Det er ikke et krav at alt skal kunne prissettes for å kunne vurderes i en samfunnsøkonomisk analyse.

De ulike tiltakene må sammenlignes med utgangspunkt i alle de virkninger som er vurdert som relevante. Grunnlaget for sammenligningen er en konsekvensmatrise som både inneholder prissatte og ikke-prissatte effekter. Tiltakene vil ofte ha forskjellige egenskaper når

det gjelder tid til planlegging og utbygging, og nytte- og kostnadseffekter som vil realisere seg over flere år.

### 1.3 Konsekvensmatrisen

Alle alternativer som diskuteres, skal beskrives ut fra en kombinasjon av prissatte og ikke-prissatte effekter. Argumenter som har vært fremmet i diskusjonen om Sima-Sammanger kan knyttes til kategoriene investerings- og driftskostnader, risikoen for avbrudd, konsekvenser for forsyningsikkerheten, hensynet til kraftsystemet i et bredere perspektiv og effekter for natur- og kulturmiljø og turisme. Konsekvensmatrisen fanger opp de nevnte dimensjonene og disse faller stort sett inn i de kategoriene som Statnett bruker i sine samfunnsøkonomiske analyser.<sup>2</sup> Konsekvensmatrisen under tar derfor utgangspunkt i Statnetts kategorier.

I en samfunnsøkonomisk analyse vurderes differansekostnaden (eller gevinsten) i forhold til null-alternativet. Dette betyr at alternativer som har samme verdi langs en av konsekvensene som null-alternativet vil få verdi null på denne variabelen.

Statnetts konsesjonssøknad fra 2006 gir et sammendrag av en samfunnsøkonomisk analyse. De prissatte effektene som er beskrevet i analysen, inneholder de variablene som er nevnt i tabellen med prissatte effekter. Det fremgår imidlertid av analysen fra 2006 at det var to variabler som dominerte i det samfunnsøkonomiske regnskapet. Dette var investeringskostnadene og reduksjonen i avbruddskostnader målt ved KILE verdier. Den metodikken som er beskrevet over, har også senere blitt brukt i analyser av avbruddsrisikoen i BKK-området, blant annet i et notat fra Statnett til OED om forsyningsikkerheten til BKK-området.

Tabell 1 Oversikt over relevante prissatte effekter i analysen

Prissatte effekter	
Investeringskostnad og driftskostnader for hovedtiltaket	Hovedtiltaket er de investeringer som gjøres langs den nye traseen.
Investeringskostnader og driftskostnader for midlertidige tiltak i en vente/anleggsperiode	Dette gjelder alle typer midlertidige tiltak som gjennomføres på nett-, produksjons-, eller etterspørselssiden (kjøp av opsjoner for reduksjon av forbruk, for eksempel)
Avbruddskostnader målt ved KILE	Dette er endring i avbruddskostnader som fremkommer som resultat av investeringene i tiltakene nevnt over. Det er primært knyttet til feil ved de ulike linjene inn mot BKK-området.
Overføringstap	Endring i kapasitet på linjene gir også endringer i flyt og overføringstap i nettet som helhet. Det er ikke tapet som kommer av flyten på den nye linjen som skal vurderes.
Flaskehalskostnader	Dette gjelder effekten av at kapasitetsskranke i nettet reduserer muligheten for import til et område eller eksport ut fra området. Eksport gjelder sommerkraft fra BKK-området. En ny forbindelse vil gi reduserte flaskehals, og dermed en reduksjon i kostnadene.

<sup>2</sup> Se for eksempel Statnetts Nettutviklingsplan 2010 side 22-24.

Kostnadene ved investering i nye forbindelser i sentralnettet er vesentlige. I de anslagene som brukes vil det være en vesentlig usikkerhet. Hvor stor denne usikkerheten er, vil variere avhengig av hvor godt gjennomarbeidet og modent prosjektet er og hvor godt erfaringsgrunnlag det er i utgangspunktet. For store investeringer vil det være en besparelse i rentekostnader ved å utsette investerings-tidspunktet. Hvis det tas hensyn til dette, må det samtidig legges vekt på eventuelle kostnader ved midlertidige tiltak som vil være nødvendige. Det må også tas hensyn til en eventuell økning i risiko for avbrudd jo senere et tiltak blir iverksatt. Kostnadene ved midlertidige tiltak ligger under Utvalg III sitt mandat og er derfor ikke vektlagt i den foreliggende analyse.

#### 1.4 Forutsetninger for analysen

Følgende forutsetninger legges til grunn i analysen.

- Nettstruktur i BKK-området:
  - Det legges til grunn at Modalen-Mongstad-Kollsnes ferdigstilles i henhold til gjeldende planer, altså innen 2016.
  - Gjeldende praksis med deling av nettet i BKK-området i to deler, som forsynes fra nord og syd, tas hensyn til der det er relevant.
  - Etablert systemvern med mulighet for utkobling av alminnelig forsyning svarende til 85 000 personer tas hensyn til der det er relevant.
- Produksjon og forbruk i BKK-området:
  - Analysene baserer seg på Statnetts og BKKs anslag for forbruksutvikling når det gjelder energi og maksimal effektbelastning fra ulike forbrukssegmenter.

- Det reelle overføringsbehov over kraftlinjene inn mot BKK- og Bergensområdet vil bli påvirket av hvor mye produsentene melder inn i markedet, og dette avhenger på sin side av forventninger om den fremtidige tilgang på vann i magasinene. Behovet for overføringskapasitet kan derfor ikke analyseres alene ut fra maksimal effekt i forbruk og produksjon.
- Igangsetting av CO<sub>2</sub> renseanlegg Mongstad med 23 MW forbruk utsettes til 2018
- Elektrifisering av Troll A (kompressor 3&4) vil bli gjennomført som planlagt
- Statnetts forutsetninger om avtaler om fleksibilitet i forbruk og produksjon legges til grunn.

#### 2 FORSYNINGSSIKKERHET: BAKGRUNNEN FOR PROBLEMET OG BEHOVET FOR NETTINVESTERINGER

Samfunnets funksjonsdyktighet er kritisk avhengig av påregnelig kraftforsyning. Bortfall av kraftforsyning vil derfor etter noen tid kunne skape betydelige problemer for berørte hushold, og vil kunne føre til at livsviktige samfunnsfunksjoner stopper opp. Avhengighetsforholdet gjør at kraftleveranser må karakteriseres som en samfunnskritisk tjeneste. Dette betyr at kraftledningsnettene med tilhørende systemer som understøtter en stabil kraftforsyning, må anses som en kritisk infrastruktur for et velfungerende samfunn. I særlig grad gjelder dette sentralnettet siden de samfunnsøkonomiske konsekvensene av nettutfall ville være mer alvorlige der enn i de underliggende nett.

Tabell 2 Oversikt over ikke-prissatte effekter som medtas i analysen

Ikke-prissatte effekter	
Forsyningssikkerhet	Dette begrepet dekker betydning for stabilitet og driftssikkerhet som ikke fanges opp av de prissatte effektene. Her må grensedragningen være nøye spesifisert. Dette gjelder en overordnet robusthet i systemet som ikke gjelder utfall og feil på konkrete linjer. Både effekt- og energiperspektivet kan være relevant.
Natur- og miljøkonsekvenser	Her gis en overordnet beskrivelse av de natur-, by-, og friluftsområder som berøres og endres. I Statnetts og NVEs analyser brukes dimensjonene landskap, kulturminner og kulturmiljø, friluftsliv, naturmiljø, rein, jordbruk og skogbruk, reiseliv og turisme, verneinteresser og inngrepssvære naturområder.
Systemtekniske effekter	Under dette punktet nevnes positive og negative effekter på kraftsystemet/nettet, som ikke er tatt hensyn til i de numeriske beregninger eller andre ikke prissatte effekter. Det kan for eksempel være fleksibilitet når det gjelder oppgraderinger i fremtiden eller fremtidige investeringer som kan bli nødvendige på sikt. Hensynet til en hensiktsmessig fremtidig overordnet nettstruktur inngår her. Opsjonsverdier kan være et relevant tema.
Velfungerende kraftmarked	Dette gjelder størrelsen på prisområder, konsekvenser for effektiv konkurranse og lignende.

Prinsipielt har forsyningssikkerhet karakter av fellesgode for alle dem som er avhengig av stabil kraftforsyning. En påregnelig og sikker kraftforsyning vil derfor ha en verdi utover verdien av faktisk bruk (såkalt ikke-bruksverdi) for alle som er tilknyttet nettet. Denne formen for eksistensverdi vil kunne variere mellom brukerne avhengig av hvilke reserveløsninger som den enkelte har investert i. En kunne tenke seg at betalingsvilligheten for leveringssikkerhet kunne fanges opp i nettleien. Men mangel på valgmuligheter for den enkelte bruker gjør at dette neppe er mulig i praksis. Det er derfor grunn til å anta at betalingsvilligheten for ulike grader av leveringssikkerhet i liten grad blir synliggjort i kraftmarkedet.

Kraftnettet i Norge dimensjoneres og driftes etter det såkalte N-1 kriteriet. Det betyr at kraftsystemet skal kunne tåle utfallet av en enkelt komponent i nettet uten at det medfører leveringsavbrudd for sluttbrukerne. Dette er et deterministisk og erfaringsmessig basert kriterium som har vist seg å virke bra i praksis. Det kan imidlertid implisere både for høy og for lav sikkerhetsgrad sett i forhold til en teoretisk optimal forsyningssikkerhet. I lys av at en ikke har pålitelige markedssignaler om verdien av forsyningssikkerhet å holde seg til, kan det forholdsvis strenge N-1 kriteriet virke fornuftig ettersom kostnadene forårsaket av underinvesteringer i forsyningssikkerhet kan være betydelig høyere enn kostnadene som følge av overinvesteringer.

### 3 PROBLEMBESKRIVELSE OG BEHOV FOR TILTAK

Inn mot Bergen er det tre viktige snitt som kan være begrensende for kraftflyten. Dette gjelder Bergenssnittet, BKK-snittet og Fardalsnittet. Produksjonskapasiteten i Bergensområdet er mindre enn etterspørselen, og det er derfor behov for import, spesielt i vinterperioden. Benytter man N-1 prinsippet, betyr det at maksimalkapasiteten på hver av linjene i et snitt skal være tilstrekkelig til å dekke hele tilførselsbehovet til området innenfor snittet.

De største problemene i dagens situasjon knytter seg til Bergenssnittet, men effektkapasiteten her påvirkes ikke av en eventuell ny forbindelse mellom Sima og Samnanger. Etablering av den konsesjonssøkte linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes innen 2016, vil øke kapasiteten og gi N-1 drift over Bergenssnittet. Dette vil også øke tilgjengelig produksjonskapasitet om vinteren for BKK-området med 200 MW.

Under normale driftsforhold er kapasiteten på BKK- og Fardalsnittet tilstrekkelig til å håndtere importbehovet

til BKK-området. Dette vil være tilfelle også de nærmeste årene, men det kan oppstå situasjoner med kritisk importbehov ved lavt tilsig og lav fyllingsgrad i magasinene. Prognoser viser forbruksvekst i BKK-området som gradvis øker flyten over BKK- og Fardalsnittet. Uten tiltak vil situasjonen frem mot 2020 bli stadig mer utfordrende. Systemvern og deling av nettet gir mulighet for å opprettholde forsyningen i anstrengte situasjoner, men gir samtidig økt risiko for utkobling av forbruk i situasjoner med feil i nettet. Situasjonen på kort sikt er ikke så alvorlig at det ikke er mulig å vente med den konsesjonsgitte linjen mellom Sima og Samnanger. Dermed er det relevant å diskutere alternative løsninger. Valg av andre løsninger enn den konsesjonsgitte har imidlertid en pris, enten ved at det medfører risiko for avbrudd i forsyningen i anstrengte situasjoner, eller ved at man må pådra seg kostnader for midlertidige tiltak.

Det er også viktig for forsyningssikkerheten i Bergensområdet at den planlagte utnyttelsen av kapasiteten på Energiverk Mongstad realiseres, samt at kortsiktige tiltak på forbrukssiden gjennomføres, inkludert et eget prisområde for BKK-området.

### 4 LUFTSPENN OG SJØKABELALTERNATIVET – VIRKNINGER FOR NATUR OG MILJØ

Leveringssikkerheten i kraftnettet avhenger av driftssikkerheten til kraftlinjene. Driftssikkerheten vil normalt avhenge av trasévalg for overføringslinjer og nettets fysiske robusthet. Kostnadene vil dels bestå i verdien av nødvendige materielle ressurser og arbeidskraft knyttet til investeringer og vedlikehold, og dels i miljøkostnader ettersom infrastruktur for overføring av kraft med nødvendighet vil innebære naturinngrep i varierende grad. Det minst kostnadskrevenne trasévalget for netteeier vil ofte ligge i nærheten av bebodde områder, og vil dermed føre til at mange blir eksponert for miljøinngrepene.

#### 4.1 Konsesjonsgitt linje Sima-Samnanger

Landskapet omkring Hardangerfjorden, både hovedløp og sidearmer, hører til blant det mest storslagne av Norges fjordlandskaper og er svært verdifullt landskapsmessig sett. Til tross for storslagent naturlandskap er det likevel kulturpåvirkningen som vekker internasjonal oppmerksomhet. Hardangerfjorden er velkjent i nasjonal og internasjonal sammenheng og turister trekkes til Hardanger med cruisebåter. Fjellområdene rundt er karakterisert ved store snaufjellsområder med stor variasjon av landformer. Disse områdene er vannrike og noen vassdrag er

berørt av kraftutbygging. Områdene har tradisjonelt blitt brukt til seterdrift, mens dagens bruk av fjellet er knyttet til rekreasjon.

Den konsesjonsgitte luftledningen berører de indre fjordbygdene Sima, Osa, Ulvik, Granvin, Klyve og Norheimsund. Traséen er i hovedsak lagt i utkanten av bygdene og i overgangssoner mellom fjord og fjell. Den har ingen kryssinger med hovedløpet til Hardangerfjorden. Deler av traséen berører imidlertid flotte fjellområder og innebærer kryssing av fjordarmer, nærmere bestemt Osafjorden, Granvinsfjorden og Fykkesund. Fra hovedarmen til Hardangerfjorden er linjen synlig i området rundt Ålvik og noe østover mot utløpet av Granvinsfjorden.

#### 4.2 Sjøkabel

Sjøkabel mellom Sima og Nordheimsund/Kvam gir ingen landskapsmessige konsekvenser der kabelen ligger i fjorden. Ilandføringen av sjøkabelen i Kvam kommune vil kreve landskapsmessige inngrep i et begrenset omfang.

#### 4.3 Sammenligning luftlinje og sjøkabel

Begge de aktuelle alternativene representerer en akseptabel forsyningsikkerhet for BKK-området, og også for Bergensregionen når Bergenssnittet ikke lenger er begrensende for kraftflyten inn til regionen. Luftlinjealternativet er likevel mest robust vurdert ut fra forsyningsikkerhet, da det kan ta betydelig lengre tid å reparere feil på en sjøkabel under de dybdeforhold det er her tale om. På den annen side er det nokså klart at luftlinjealternativet fører til et større naturinngrep i Hardanger. Sjøkabel er det alternativet som minimerer miljøkostnadene totalt sett, men maksimerer de betalbare kostnadene.

Litt forenklet kan en si at problemstillingen når det gjelder valget mellom luftlinje eller sjøkabel mellom Sima og Samnanger har to dimensjoner. Den ene består i å avveie miljøkostnader mot betalbare, markedsbestemte kostnader. Den andre dimensjonen går ut på å avveie kostnadene ved forringet naturmiljø mot gevinster knyttet til økt forsyningsikkerhet for kraft.

### 5 BETALINGSVILLIGHET FOR NATUR- OG MILJØGODER

Den samfunnsøkonomiske verdien av et miljøgode kan deles inn i bruksverdi og eksistensverdi. Miljøkonfliktene rundt Sima-Samnanger prosjektet knytter seg først og fremst til de estetiske virkningene av synlige høyspentledninger. Mens landskapet rundt sidearmene har karakter

av å være et regionalt fellesgode for de som bor og ferdes i området, kan hovedarmen til Hardangerfjorden ha preg av å være et nasjonalt symbol og derfor et fellesgode for hele landets befolkning.

Landskapet rundt Hardangerfjorden har blant annet identitet og verdi gjennom bosetting og kraftutbygging, slik at virkningen for eksistensverdien ikke er like negativ som den ville vært for et inngrep i uberørt natur. Sima-Samnanger prosjektet innebærer heller ingen kryssing av hovedarmen til Hardangerfjorden (den eksisterende linje fra Sauda til Mauranger krysser fjorden). Kraftlinjer er ikke i seg selv irreversible landskapsestetiske inngrep. Om en senere skulle finne at synligheten av høyspentledninger i området er uakseptabelt eller behovet ikke lenger er til stede, kan man fjerne linjer og master. Traséen vil imidlertid ha en betydelig negativ landskapsestetisk effekt. Dette påvirker de som bor i de berørte bygdene, og de som driver friluftaktivitet i de berørte områdene.

Det er utarbeidet survey-baserte teknikker for utledning av økonomisk verdi av fellesgoder der tilgang og bruk ikke kan gjøres til gjenstand for kjøp og salg i vanlige markeder. Disse har særlig vært brukt til å estimere såkalt ikke-bruksverdi når det gjelder miljøgoder vidt definert. Det er imidlertid generelt vanskelig å foreta direkte jevnføringer mellom betalbare kostnader og kostnader i form av nyttetap forårsaket av redusert kvalitet av miljøgoder. Validiteten av slike metoder og estimater er også omdiskutert.

Det finnes i dag kun en enkelt studie av betalingsvillighet for å unngå nye 420 kV linjer i Norge, jf. SWECO (2009), men studien er ikke landskapsmessig direkte sammenlignbar med nettiltaket Sima-Samnanger. I tillegg er det problematisk å benytte analysen til å angi et konkret kronebeløp for betalingsvillighet. En av grunnene til det er at det ikke knyttes betalingsforpliktelser til svarene i intervjuet. Hvis en blir bedt om å svare på hva en er villig til å betale for et miljøgode som det knyttes positive holdninger til, vil en helt uforpliktende kunne oppgi et høyt tall siden en vet at en ikke vil bli avkrevd betaling for dette. I tillegg er det en svakhet med den ovennevnte undersøkelsen at det ikke relateres til hva dette miljøgodet faktisk koster. Her ville det være nødvendig i intervjuet å informere om at det uavhengig av kablings spørsmålet skal investeres for 40 mrd kr i høyspentnett de neste 10 år, som brukerne må dekke. Man skal i den sammenheng ta stilling til en mulig ekstraregning som følge av økt kabling.

Selv om man fikk mer fokus på betalingsforpliktelsen, gjenstår for øvrig et annet alvorlig problem, og det er informasjon om det man betaler for. Generelt vil den informasjonen man gir, styre svarene og det er den største faglige utfordringen. Her må intervjuobjektene få kunnskap om at man med dagens praksis allerede i stor grad betaler for kabling av distribusjonsnett i tettstedene. Det man skal ta stilling til, er om man skal legge om praksis og også øke kablingen av høyspentnett slik at det blir mindre synlig i terrenget i fjell og fjordlandskap. Det er også viktig at alle husstandene på Sør- og Østlandet informeres om at kablingen de skal betale for stort sett er nye nord/sør gående linjer fra Vestlandet og til Nord-Norge.

I den undersøkelsen dokumentert i SWECO (2009) kommer det frem at det man er mest villig til å betale for, er kabling i tettsteder, men ikke at dette er noe man allerede har betalt for ut fra gjeldende praksis. Med gjeldende praksis overstiger nok merkostnadene for kabling i tettsteder de 1 000 kr man oppgir å ville betale. Undersøkelsen viser også den inkonsistensen at man ikke får økt betalingsvillighet om man øker lengden på nettet. Det betyr at man får samme beløp om miljøinngrepet øker i omfang. Dette svekker og troverdigheten.

Med utgangspunkt i den etablerte litteraturen om verdssetting av miljø- og naturgoder, samt ovennevnte studie og drøftingen over, finner ikke utvalget grunnlag for å kunne angi et bestemt kronebeløp for verdien av å slippe å se kraftmaster/kraftledninger i terrenget, eller for andre miljø- og landskapsvirkninger. Utvalget mener at selv om slike undersøkelser kan gi nyttig informasjon, vil det alltid være stor usikkerhet ved anslag for nasjonal betalingsvillighet for et fellesgode som naturvern. Beslutninger om endret praksis vedrørende kabling av høyspentnett bør derfor neppe baseres på et enkeltstående tall. Til syvende og sist bør dette være gjenstand for en politisk avveining der netto nytte av økt kabling må vurderes opp mot netto nytte av offentlig innsats for miljøvern på andre områder.

Det er for øvrig grunnlag for å anta at en positiv betalingsvillighet er tilstede og at det for estetiske virkninger er sterkere preferanser for kabling i tettbygde strøk enn i fjord/høyfjellstrøk, noe som nevnt også er i samsvar med dagens praksis for valg av kabling i distribusjonsnett. Den økonomiske belastningen med å velge det mest miljøvennlige alternativet kan anskueliggjøres ved å dele merkostnaden ved sjøkabel på den relevante brukergruppen. Ansees miljøgodet som et nasjonalt fellesgode og fordeles på hele befolkningen, vil merkostnaden på 3,4 milliarder

kr i gjennomsnitt beløpe seg til en gjeld på 1545 kr som blir ca 90 kr per husstand per år i 35 år. Ansees miljøgodet som et regionalt fellesgode, vil merkostnaden fordelt på innbyggerne i Hordaland beløpe seg til en gjeld på 16 190 kr eller cirka 1000 kr per husstand per år i 35 år.

#### 6 SJØKABEL I HARDANGER MÅ VENTES Å FØRE TIL ØKT KABLING FOR ANDRE NYE NETTINVESTERINGER

Det er flere landskapsregioner i Norge som har karakter av å være nasjonale og regionale fellesgoder. Valg av sjøkabel på strekningen Sima-Norheimsund vil føre til endret praksis når det gjelder håndtering av miljøkonflikter ved luftledninger i sentralnettet og kan derfor utløse økt krav om sjø- eller jordkabel i en rekke foreliggende nettinvesteringsplaner. Siden kabling har vesentlig høyere investeringskostnader, vil økning i bruk av kabler påvirke sentralnettstariffen. Utvalget vurderer merkostnaden av endret kablingsspraksis til å være 30 milliarder kroner, inkludert Sima-Samnanger investeringen. Utlignes dette beløpet på alle husstander i Norge blir det økt gjeld på 13 500 kr og et årlig beløp på 730 kroner i 35 år. Dersom merkostnaden fordeles på strømforbrukerne innen alminnelig forsyning etter forbruk – husholdninger og næringsliv – svarer dette til en økning i strømregningen på omkring 2,7 prosent, det vil si omkring 350 kroner for en husstand som bruker 20 000 kWh årlig.

#### 7 SAMMENLIGNBARE OG RELEVANTE ALTERNATIV TIL SIMA-SAMNANGER

En samfunnsøkonomisk vurdering av den konsesjonsgitte Sima-Samnanger luftledningen og et alternativ med sjøkabel bør også omfatte alternativer som enten har lavere miljøkonsekvenser enn luftledningen eller har lavere investeringskostnader enn sjøkabel, gitt samme grad av forsyningssikkerhet. Null-alternativet i analysen er den konsesjonsgitte luftlinjen. Utvalget har vurdert et bredt spekter av alternative tiltak. En sammenstilling av tilgjengelige nytte- og kostnadselementer for de alternative tiltakene som ble vurdert som relevante for analysen, er opplistet i Tabell 3. Alternativene er vurdert relativt til null-alternativet med utgangspunkt i investeringskostnader, ferdigstillestidspunkt, forsyningssikkerhet og miljø. Det forutsettes at tiltakene Modalen-Mongstad-Kollsnes linjen og full kapasitetsutnyttelse ved Energiverk Mongstad realiseres etter tidsplan.

Tabell 3 Sammenstilling av alternativer vurdert relativt til null-alternativet konsesjonsgitt linje Sima-Samnanger

	Investeringskostnad	Ferdigstillelse	Forsyningsikkerhet	Miljø
<b>Null-alternativet (konsesjonsgitt trasé)</b>	1 100 mill	2012	<b>Akseptabel</b> Oppfyllelse av N-1 for BKK-snittet	<b>Dårlig</b> Betydelig miljøinngrep, med tre kryssinger av sidearmer til Hardangerfjorden
<b>Sjøkabel</b>	Merkost 3 400 mill	+ 5 år	<b>Like god</b> Venting betyr lite dersom realisering innen 2017	<b>Bedre</b> Ingen synlige master og linjer mellom Sima og Norheimsund men nye naturinngrep ved ilandføring av kabel. Ingen forbedring for Kvam hvis ilandføring i Norheimsund
<b>Reservekraftverk og spenningsoppgradering Sauda-Aurland</b>	Merkost 2–3 000 mill	+ 6–8 år	<b>Svakere</b> Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	<b>Bedre</b> Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring
<b>Gasskraft og spenningsoppgradering Sauda-Aurland</b>	Merkost 1 000 mill + høye merkost fordi gasskraft ikke er kommersielt lønnsomt	+ 6–8 år	<b>Svakere</b> Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	<b>Bedre/Dårligere</b> Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring, og i tillegg klimakostnad for gasskraftverket
<b>Sima-Samnanger 3.0</b>	0	+ 1–2 år	<b>Like god</b> Venting betyr lite, men litt vanskeligere tilgjengelig for reparasjon	<b>Dårligere/ Like dårlig</b> Dårligere hvis uberørt natur er mer verdifull enn hyttemiljønatur
<b>Sima-Evanger</b>	Merkost 100 mill	+ 5–8 år	<b>Like god</b> Venting betyr lite	<b>Like dårlig</b> Unngår synlighet nær hovedarm av Hardangerfjorden, men mer nærføring til boliger og friluftsmiljø rundt Voss
<b>Sauda-Samnanger</b>	Merkost 200 mill	+ 5–8 år	<b>Svakere</b> Venting betyr lite, men svakere alternativ pga parallelle linjer	<b>Like dårlig/Dårligere</b> Betydelig mer nærføring til boliger og gir tre fjordspenn (hvorav ett er Hardangerfjorden) som ikke kan gå i parallell med eksisterende

En ny 420 kV ledning mellom Sauda og Samnanger har rundt 200 millioner kroner høyere investeringskostnader enn null-alternativet. Alternativet vurderes som svakere forsyningsikkerhetsmessig, fordi to tilførselslinjer da vil gå i parallell og dermed være mer utsatt for feil som følge av naturpåkjenninger. Miljømessig er en ny linje i parallell krevende på grunn av nærføring til boliger og tre fjordkryssinger. Tidsmessig realisering på 5–8 år etter null-alternativet vurderes ikke som kritisk for BKK-snittet.

Et alternativ som går fra Sima til Evanger vil gi en økning i investeringskostnader på rundt 100 millioner kroner sammenlignet med null-alternativet. Med realisert spenningsoppgradering av Evanger-Modalen forbindelsen, vil alternativet ha tilsvarende forsyningsikkerhet. Miljømessig vurderes imidlertid alternativet å gi minst like

store konsekvenser. Traséen vil følge den konsesjonsgitte helt frem til og med kryssingen av Granvinsfjorden og deretter måtte gå nær bebyggelse i områdene rundt Voss.

Det omsøkte traséalternativet Sima-Samnanger 3.0, der linjen går i fjellene nord for Kvamskogen, har de samme investeringskostnadene og vil kunne realiseres to år etter den konsesjonsgitte linjen. Forsyningsikkerhetsmessig vil linjene være tilnærmet like, men noe vanskeligere terreng for vedlikehold må påregnes. Miljømessig gir alternativet en forbedring i forhold til hytte- og friluftsliv ved Kvamskogen, men landskapsinngrepet over fjellet vil gi økt tap av inngrepsfrie naturområder og det er ikke gitt at det ene har større verdi enn det andre.

Spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV linje mellom Sauda-Aurland er som tidligere nevnt en allerede planlagt nettinvestering. Utvalget har basert på Statnett (2010) anslått investeringskostnaden til 2 milliarder kroner, gitt at Sima-Samnanger forsterkningen er realisert. Uten denne linjen vil spenningsoppgradering gi forsyningsikkerhetsmessige utfordringer i oppgraderingsperioden og også øke byggekostnadene og kostnadene ved spesialregulering. En tidsmessig realisering på 8–10 år vil også gi økende problemer for driften over BKK-snittet på grunn av forventet stigning i kraftforbruket. Økte investeringskostnader ved forsert oppgradering anslås å være 2 milliarder hvor noe er merkostnader Sauda – Samnanger som følge av lengre byggeperiode, men det meste gjelder oppgraderingen Samnanger – Fardal som ikke inngår i planene frem til 2020. Et gasskraftverk i Bergens-området vil bidra til forbedret forsyningsikkerhet i en eventuell oppgraderingsperiode. Uten bedriftsøkonomisk lønnsomhet for gasskraft, må alternativet påregne merkostnader ved offentlig finansiering. Et reservekraftverk vil også gi forbedret forsyningsikkerhet i oppgraderingsperioden, men oppstartstid på 4 timer vil redusere nytten i forhold til et konvensjonelt verk i produksjon. Et reservekraftverk er imidlertid ikke ment å skulle produsere kraft sommerstid og bidrar derfor ikke til å løse driftsutfordringer i nettet i overskuddsperioder. Fordelen på miljøsidene er at den samme traséen kan benyttes i stor grad. Nye og større master, i tillegg til nye krav om å unngå nærføring til boliger, vil for øvrig måtte føre til økte landskapsinngrep i forhold til nåværende trasé. Behov for parallellføring i byggeperioden kan også gi økte miljøkostnader. Et gasskraftverk i drift vil i tillegg øke CO<sub>2</sub> utslippene i området. Alternativet med reservekraftverk vil koste rundt 2 mrd kr og bare halvparten hvis det kan avhendes etter oppgradering, og vil derfor mer ha preg av en forsikringskostnad.

Sjøkabelalternativet vil ha en merkostnad på rundt 3,4 milliarder kroner. Forsyningsikkerheten vurderes å være akseptabel, men den lange tiden det tar å reparere en eventuell feil, gir en økt sannsynlighet for at to linjefeil skjer samtidig. De synlige landskapsvirkningene er klart mindre enn i luftlinjealternativet, og derfor er alternativet bedre vurdert etter miljøkostnader. Landskapsinngrepene som knytter seg til landanleggene for sjøkabel vil på Sima siden være neglisjerbare, da området er et industriområde og allerede har betydelige kraftinstallasjoner. Ved ilandføring i Kvam kommune er det pekt på alternativer som enten berører bosetting i Norheimsund eller uberørt natur lengre sør. Landskapsinngrepene som følger av luftlinjetraséen fra

ilandføringen av sjøkabelen til Samnanger, vil avhenge av valg av ilandføringssted.

### 7.1 Systemtekniske virkninger og virkninger for et velfungerende kraftmarked

Det som skiller nettalternativene i forhold til systemtekniske virkninger og virkninger for et velfungerende kraftmarked, er knyttet til tidspunktet for realisering. For nettutviklingen i Vestlands-området synes det som en tidlig realisering av en forsterkning inn mot BKK-området gir større mulighet for å realisere det mest lønnsomme småkraftpotensialet i Norge. I tillegg gir en tidlig realisering av gjennomgående 420 kV linjer på Vestlandet en systemteknisk gevinst. For et velfungerende kraftmarked vil en nettfosterkning inn mot BKK-området, uansett alternativ, redusere behovet for eget prisområde. Kostnadene knyttet til eget prisområde i form av fordelingsmessige konsekvenser og konkurranseulempes for næringslivet, samt økte muligheter for utøvelse av markedsrett, vil potensielt øke jo lenger ut i tid en forsterkning etableres.

### 7.3 Fleksibilitet og realopsjoner

Utvalget vurderer det slik at forsyningsikkerheten i BKK-området (til forskjell fra Bergensregionen) ikke er kritisk de nærmeste årene, men at mer langsiktige tiltak bør være på plass etter 2020. Alle prosjektene på listen over mulige alternativer til forbedring av forsynings situasjonen i BKK-området, vil dermed være akseptable fra et forsyningsmessig perspektiv innenfor dette tidsspennet. I forhold til null-alternativet peker spenningsoppgradering med reservekraftverk og sjøkabel seg ut som de mest aktuelle alternativene ved at de er bedre på miljø og er omtrent likeverdige med null-alternativet når det gjelder forsyningsikkerhet for BKK-området når linjen er etablert. Fra et miljømessig synspunkt er sjøkabel klart å foretrekke, men avbrudd på grunn av reparasjon av feil kan være mer langvarig med sjøkabel.

Med en forventet ferdigstillingstid på ca 7 år for sjøkabel og ca 10 år for spenningsoppgradering bør arbeidet med disse to alternativene iverksettes forholdsvis raskt i forhold til null-alternativet, som kan utsettes. Det betyr at sjøkabelalternativet og oppgraderingsalternativet ikke har realopsjonsverdi siden de ikke har frihetsgrader med hensyn til valg av tidspunkt for realisering. Dette innebærer bl.a. at det er svært begrensede muligheter for å utsette sjøkabelprosjektet i påvente av mulige teknologiske gjennombrudd mht til kabling.



Arbeidet med null-alternativet kan utsettes til 2018 og likevel være operativt innen 2020. Spørsmålet er hva en vinner med en slik utsettelse. Rent teoretisk kunne en tenke seg at det er en opsjonsverdi ved å vente med en forsterkning av forsyningssituasjonen i BKK-området ved at det kan inntreffe ting på etterspørselssiden som vil gjøre prosjektet overflødig.

Kostnadsgevinsten ved å utsette prosjektstart fra 2012 til 2018 vil, alt annet likt, bestå i at alle daterte kostnadselementer i investeringskalkylen skyves 6 år ut i tid. Det betyr at nåverdien av investeringen reduseres tilsvarende. Med 2010 som referansetidspunkt og en reell diskonteringsrente på 4 prosent betyr det at nåverdien av investeringen blir redusert til ca 865 mill. kroner, dvs en reduksjon i nåverdien av investeringskostnaden med 235 mill.

På den annen side vil utsettelse av luftlinjealternativet innebære at eksport av kraft ut av BKK-området blir utsatt tilsvarende. Det gjelder vann som renner over magasinene i vårflommen på grunn av manglende linjekapasitet ut av BKK-området. Omfanget av ikke realisert kraft som skyldes overflom er ikke kjent, men selv moderate mengder kan ha en betydelig verdi. Dernest gjelder den samme begrensning for eksport av småkraft ut av Hardangerområdet med et anslått potensial i underkant av 1TWh.

Når det ses bort fra realprisendringer, vil en utsettelse av luftlinjealternativet til 2018 føre til sparte rentekostnader på nettinvesteringen som utgjør ca 265 millioner kroner i nåverdi med 2010 som referansetidspunkt. Denne gevinsten må modifiseres med den samfunnsøkonomiske verdien av bortfallet av mulige kraftleveranser fra 2014 til 2020 som skyldes utsettelse av luftlinjealternativet. Det er vanskelig å anslå verdien av ikke realisert kraft, men den må utgjøre minst 235 millioner kroner i nåverdi i tiden frem mot 2020 for at det skal være en kostnad ved å holde opsjonen åpen. Det er forutsatt at etter 6 års utsettelse med beslutningen må opsjonen lukkes. Avhengig av forsyningssituasjonen vil det måtte treffes beslutning om linjen skal bygges eller ikke. Dersom luftlinjen viser seg å være overflødig, har en spart nåverdien av investeringsutgiftene som utgjør ca 865 millioner kroner. Dersom forsyningssituasjonen tilsier bygging, vil en ha spart finanskostnader med en nåverdi på 235 millioner kroner.

## 8 KONKLUSJONER

Utvalget kan ikke på faglig grunnlag ta stilling til en rangering av luftalternativet (konesjonsgitt trasé) i forhold til sjøkabelalternativet. Disse to alternativene er likeverdige med hensyn til forsyningssikkerhet ved at de begge gir en tredje tilførselslinje til BKK-området. Sjøkabelalternativer med følgevirkninger kan ha en merkostnad for investeringer som utvalget anslår til rundt 30 milliarder kroner. Luftlinjealternativet innebærer på sin side betydelige naturinngrep. En rangering vil innebære en vurdering av betalingsvillighet for vern av miljøverdier mot de høye merkostnadene ved kabling. Utvalget har ikke hatt tilstrekkelig informasjon til å kunne foreta denne vurderingen.

Utvalget har sett på en rekke mulige alternativ til de to omtalte, men de fleste har enten like omfattende eller større miljøinngrep enn luftspenn Sima-Samnanger. Unntaket er spenningsoppgradering av Sauda-Aurland. utfordringene og kostnadene knyttet til dette arbeidet er betydelige og gjennomføringen krever støtte fra ny produksjonskapasitet i tillegg. Imidlertid synes de samlede merkostnadene å være lavere enn kostnader til kabling inklusive eventuelle følgevirkninger. Alternativet spenningsoppgradering Sauda-Aurland i kombinasjon med reservekraftverk, for å oppnå akseptabel forsyningssikkerhet i oppgraderingsperioden, er imidlertid ikke utredet tilstrekkelig til at utvalget kan trekke en endelig konklusjon. Til tross for at oppgradering ikke gir en tredje linje inn til BKK-området, kan utvalget ikke utelukke at dette kan være det samfunnsøkonomisk sett beste alternativet.

En verdi av å vente med en ny tilførselslinje til BKK-området er knyttet til løpende oppdatering av forbruksutviklingen. Momenter som taler for rask realisering av ny tilførselslinje er merverdi for eksport av sommerkraft ut av BKK-området, realisering av småkraftpotensialet, økt energitilgang for Bergensområdet dersom BKK-snittet deles, og mulighet til mer kostnadseffektiv spenningsoppgradering av Sauda-Aurland.

## REFERANSER

SWECO (2009) Verdssetting av estetiske effekter av kraftledninger, Rapport 040 209.