

Olje - og energidepartementet
v/ **Olje- og energiminister Terje Riis Johansen**
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo



Bevar Hardanger
Olav Kyrresgt 11
5014 Bergen
E-post: post@bevarhardanger.no

Øystese 21.02.11

Høringsuttalelse til Hardangerrapportene

OED og utredningsinstruksen:

Bevar Hardanger viser til flere brev sendt til OED der vi påpeker den uvanlig korte høringsfristen på de fire rapportene. Hardangersaken har til sommeren vandret 6 år i forvaltningssystemet. OED har brukt mer enn to år på egen klagebehandling.

Med tanke på de tydelige konklusjonene fra utvalg 3 og 4 opplever vi OED sin selvpålagt korte høringsfrist mer som et politisk grep enn en gjennomtenkt forvaltningsstrategi. Bevar Hardanger mener den korte høringsfristen er et klart brudd på Utredningsinstruksen pkt 5.2 samt 1.3. (Se vedlegg)

Den videre saksbehandlingen av høringsuttalelsene bør foretas av andre personer enn dem som hadde behandlingen av konsesjonssøknaden

Innledning

OED, Statnett og BKK har hevdet at det er krise i Bergen og at nettet står i fare for å bryte sammen. Dette er blitt gjentatt flere ganger siden november 2009. Det var derfor gledelig at regjeringen 31.08.10 satte ned fire utvalg som på habilt grunnlag skulle vurdere Bergenssituasjonen og en potensiell kabelløsning.

Utvalg 1 og 2 skulle analysere og vurdere de teknologiske utfordringene ved bruk av kabel mellom Sima og Samnanger. Utvalg 3 har hatt mandat til å undersøke dagens og fremtidens forsyningssituasjon mot Bergen i tilfelle valg av kabel ville utsette et ferdigstilt anlegg. Utvalg 4 skulle kommentere de samfunnsøkonomiske sidene ved en kableløsning. Hvert utvalg har hatt sitt eget mandat. De har hatt sekretariat og et ekspertpanel i ryggen for å kvalitetssjekke informasjonen.

I norsk energipolitisk sammenheng er dette et unikt tiltak. Sjelden har en opplevd en slik kompetansesamling rundt et utfordrende tema.

I denne høringsuttalelsen vil vi i stor grad konsentrere oss om utvalg 3. Dette handler mye om kapasitet og ressurser, men har også sammenheng med at vi i løpet av de siste to årene har forstått at kraftlinjen Sima – Samnanger forsyningsmessig har mindre verdi for Bergen.

INNHALDSFORTEGNELSE:

Side:

- 1 OED og utredningsinstruksen
- 1 Innledning
- 2 Sammendrag og oppsummeringer
- 5 Konklusjon
- 6 Forutsetninger for samfunnsøkonomisk lønnsomhet
- 8 Tiltak på forbrukersiden
- 9 Sammenlikning av kabel og luftlinje
- 12 Elektrifisering av plattformer
- 13 Hva som kan gjøres mens byggestart utsettes
- 14 Utredningsinstruksen

Vedlegg:

1. Brevkorrespondanse mellom OED og Bevar Hardanger, jan-feb'11
2. "Den femte rapporten"- *Innovasjon, miljø og nettutvikling*, Bevar Hardanger 2011
3. *KU – Energiverk Mongstad*, Neras, 2005

SAMMENDRAG OG OPPSUMMERINGER

Feil i grunnlagsmaterialet for rapportene

I debatten rundt forsyningssikkerheten ønsker vi å påpeke en alvorlig feil i arbeidet til utvalg 2 (Dette var oppe til diskusjon under presentasjonen på Gardermoen).

Utvalg 2 har ukritisk brukt statistikk og data fra Statnett. Utvalget har lagt andre forutsetninger til grunn enn utvalg 3 og 4. Utvalg 2 har ikke forutsatt at kraftlinjen MMK vil være i drift fra 2016.

Sentralnettet internt i BKK-området har store begrensninger som må utbedres før området kan få en forsyningsmessig gevinst av en ny kraftlinje i Hardanger.

Det mest åpenbare tiltaket er i Nord-Hordaland med linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes (MMK). Linjen vil binde sammen Energiverk Mongstad (EVM) med de store vintermagasinene i regionen og det store forbruket i olje- og gassindustrien. Linjen vil også garantere forsyningssikkerheten til Bergen, da den danner en sirkel med 300kV linjen ved Fana.

Rapport, Utvalg 3 s.30: " *Alt i alt betyr dette at en forbindelse fra Modalen via Mongstad til Kollsnes både vil bedre forsyningssikkerheten og redusere sannsynligheten for, og omfanget av, utkobling i BKK-området. Dette gjelder også i perioden fram til forbindelsen Sima-Samnanger er på plass.* "

MMK er ikke vurdert i sammenheng med konsesjonsbehandlingen av Sima-Samnanger (se vedlegg), men nytteverdien av Sima – Samnanger faller dramatisk når EVM er simulert inn i analysene.

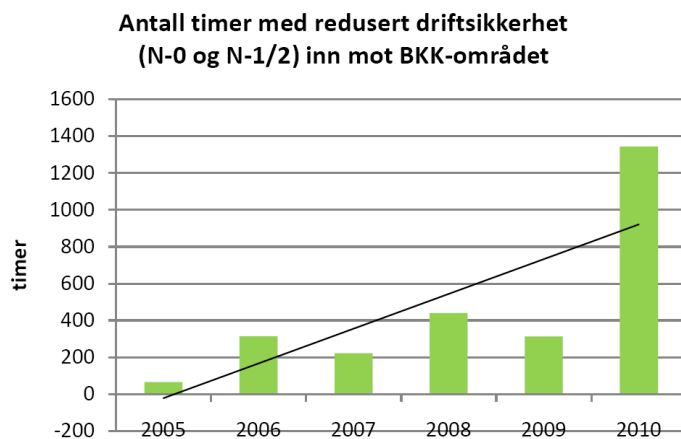
Dette kombinert med informasjon i konsesjonspapirene til Troll og EVM bekrefter (etter vårt syn) at OED og NVE ikke ønsker å få MMK sin betydning vurdert i et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Alt tyder på at Sima – Samnanger har en betydelig mer negativ lønnsomhet enn det Statnett og BKK hevder. Dette diskuterer vi også i kapitlet **”Forutsetninger om samfunnsøkonomisk lønnsomhet.”**

Forsyningssikkerheten for Bergen er i konsesjonssøknaden og i vedtaket trukket frem som det viktigste argumentet for å bygge linjen Sima-Samnanger. OED legger stor vekt på dette i stadfestelsen av vedtaket, av 02.07.10:

Sitat s 6: *”(…) Antall timer med sårbar drift (ingen tilgjengelig reservekapasitet i tilfelle feil) øker, og allerede i løpet av de første 5 ukene i 2010 ble den tidligere årsrekorden på antall timer med sårbar drift passert. En stagnasjon i energiforbruket vil derfor uansett ikke hjelpe på situasjonen som er prekær. For hele vinteren i år var antall timer med redusert driftssikkerhet nærmere 1 400 timer. For departementet fremstår dette som en situasjon med uakseptabel forsyningssikkerhet.”*

OED referer her til et notat fra Statnett (se figur under)



Figur hentet fra **”Oppdatert vurdering av forsyningssikkerheten inn mot Bergensområdet vinteren 2009-2010”** Statnett 2010.

Utvalg 3 s 37 har vurdert Statnett sin bruk av statistikk på en annen måte:

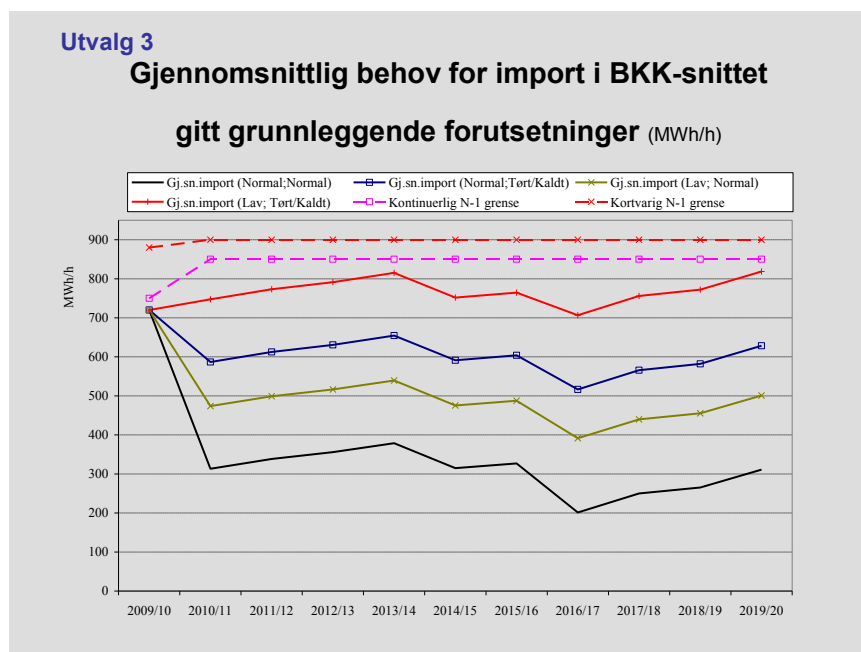
” Antall timer med N-0 drift samsvarer med antall timer med delt nett, som til sammen var litt over 600 timer. Statnett (2010) anslår at det i tillegg var om lag 700 timer med N-1/2 drift første kvartal 2010.9 Dette inkluderer om lag 80 timer med flyt over den kortvarige N-1 grensen på 880 MW mens nettet var samlet. I resten av de nevnte 700 timene var flyten i BKK-snittet under 880 MW. Statnetts begrunnelse for at disse timene også kan karakteriseres som N-1/2 drift er tredelt: 1) Mangel på ledig produksjonskapasitet, 2) periodevis temperaturer over 0 grader, og 3) spenningsproblemer. Utvalget er ikke overbevist av disse argumentene, og legger derfor til grunn at antall timer med N-1/2 drift ikke var særlig høyere enn 100.11 Utvalget har samtidig forståelse for at det i selve driftssituasjonen kunne være vanskelig å være sikker på om man overholdt N-1 grensen eller ikke. I tidligere år har det vært få timer med N-0 eller N-1/2 drift når vi ser bort fra revisjoner av nettet. ”

Utvalg 3 vil ikke godta Statnett sin bruk av statistikk. Dette er en sjelden kraftig fagkritikk av Statnett, OED og NVE og åpner opp for en diskusjon om troverdigheten bak andre statistiske virkemidler vi har sett de siste årene fra Statnett i denne saken. Statnett har brukt store økonomiske- og kompetansemessige ressurser på å overbevise opinionen i denne saken.

Utvalg 3 s.38 har også denne kommentaren: ” Gjennom hele vinteren var nettet som forsyner BKK-området intakt. Det var ingen feil som forårsaket lavere overføringskapasitet enn normalt for området. Statnett (2010) anslår basert på feilstatistikk for kritiske ledninger og stasjoner at sannsynligheten for utfall på en av disse var om lag 30 prosent i løpet av de 26 dagene med N-0 drift vinteren 2010.12 I tillegg anslår Statnett at det var om lag 10 prosent sannsynlighet for utkobling av 85 000 innbyggere tilknyttet systemvernet under N-1/2 drift.

Basert på utvalgets beregninger av antall timer med N-1/2 drift nevnt over, anser utvalget at denne sannsynligheten var 1 til 2 prosent. Utvalget anslår at samlet sannsynlighet for utfall forrige vinter dermed var noe over 30 prosent (gitt Statnetts anslag for feilstatistikk).¹³ Det var i tillegg en fare for at deler av Bergensområdet ville blitt mørklagt som følge av utfall på en av ledningene eller stasjonene innenfor BKK-snippet, men dette er et problem som Sima-Samnanger uansett ikke vil løse.”

Utvalg 4 s 58: ” Utvalget vurderer det slik at forsyningssikkerheten 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 forsyningssituasjonen i BKK-området, vil dermed være akseptable fra et forsyningmessig 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 likeverdig med null-alternativet når det gjelder forsyningssikkerhet 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. ”



Figur 8-4 Gjennomsnittlig behov for import i BKK-snippet i Basis scenario ved normal eller lav initial magasinifylling og normalt eller tørt og kaldt vintervær. MWh/h. Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder*

Utvalg 3 dokumenterer importbehovet for effekt til Bergensregionen under ulike forutsetninger **og uttaler følgende på side 6:**

” Som påpekt var fjorårets vinter uvanlig tørt og kald. Dersom energi- og effektknappheten i 2009/2010 hadde vært situasjonen i et normalår ville utvalget

karakterisert forsyningssikkerheten i BKK-området som uakseptabel. Hvis imidlertid så anstrengte situasjoner forventes å opptre svært sjelden i tiden framover (under én prosent sannsynlighet per år), er forsyningssikkerheten etter utvalgets mening akseptabel. ”

Videre mener utvalg 3:

” Selv om forrige vinter var spesielt utfordrende, var det få timer med ren effektknapphet (maksimalt 25 timer). Det vil si at det var få timer at samlet forbruk oversteg summen av tilgjengelig produksjons- og importkapasitet gitt den kontinuerlige N-1 grensen i 2009/2010 (750 MW). ”

Og på side 8: ” Sammenlignet med fjorårets vinter er imidlertid produksjonskapasiteten økt vesentlig ved at EVM er kommet i drift. Overføringskapasiteten i BKK-snittet er økt noe siden forrige vinter, og det er installert et nytt systemvern som reduserer behovet for N-0 drift (til fordel for N-1/2 drift). Dette innebærer at kraftsituasjonen de neste ti årene kan forventes å være bedre enn vinteren 2009/2010 dersom vintertemperaturer, vintertilslig og magasinbeholdningen ved inngangen til vinteren er den samme som sist vinter. Vanskelige driftssituasjoner kan oppstå som følge av knapphet på effekt eller knapphet på energi. Forrige vinter var det som nevnt få timer med ren effektknapphet, og de neste ti årene vil det sannsynligvis være enda færre eller ingen enkelttimer med ren effektknapphet selv ved spesielt lave temperaturer.

Dette kan imidlertid endre seg dersom forbruksveksten blir høyere enn antatt, hvis EVM kommer i full drift senere enn 2015, eller dersom Modalen-Mongstad-Kollsnes blir forsinket. I så fall kan det om noen år oppstå effektknapphet på spesielt kalde vinterdager. I verste fall kan effektknappheten vare en eller flere dager. Effektknapphet innebærer ikke at forbrukere blir utkoblet, med mindre det oppstår en feil i nettet. Sannsynligheten for at det skal oppstå eller være en feil i nettet i de timene det eventuelt vil være effektknapphet er ikke særskilt større enn sannsynligheten for feil i nettet i andre driftssituasjoner.

Sannsynligheten for en kombinasjon av nettfeil og effektknapphet (som ikke skyldes knapphet på energi/tomme magasiner) er naturligvis enda mindre og anslås til mindre enn én prosent i løpet av tiårsperioden. ”

Konklusjon:

Utvalgene har avdekket at det er en betydelig bedre leveringsikkerhet mot Bergen enn forutsatt av Statnett. Dette gir en klart svekket samfunnsøkonomisk lønnsomhet av kraftlinjen i forhold til konsesjonssøknadens forutsetninger.

Leveringsikkerheten i bergensområdet - uten ny kraftlinje - er tilfredsstillende fram til 2016 og med forventet fremdrift av andre tiltak er leveringsikkerheten tilfredsstillende helt fram til 2020. Det har ikke vært utvalgenes mandat å vurdere situasjonen lenger enn til 2020.

Rapportene presiserer at forsyningssituasjonen i Bergen og oljeindustrien er mest avhengig av en ny kraftlinje fra Modalen til Kollsnes.

Utvalgenes konklusjoner viser at det verken er bedriftsøkonomisk eller samfunnsøkonomisk lønnsomhet i kraftlinjen før **tidligst** 2020.

Det tar to år å fullføre byggingen av kraftlinjen. Byggestart skal derfor ikke skje før tidligst omkring 2018. Selv om andre, forutsatte tiltak ikke blir realisert etter planen, vil byggestart uansett ikke være aktuelt før tidligst 2013/14.

En kraftlinje skal verken bygges for tidlig eller for sent i forhold til behovet, begge deler gir et finansielt tap for samfunnet.

Tiltak på forbrukersiden vil styrke forsyningssikkerheten og redusere behovet for investeringer i nettet. Slike tiltak vil også redusere risikoen for, - og kostnadene - dersom en eventuell utfordrende forsyningssituasjon oppstår før andre, planlagte tiltak i nett eller i produksjon er på plass.

Den finansielle besparelsen som oppnås ved utsettelsen må danne det økonomiske grunnlaget for et målrettet prosjekt som kan identifisere lønnsomme, gjennomførbare tiltak som gir reduksjoner i effektbehovet. Kunnskapen som et slikt prosjekt vil fremskaffe, har en nytteverdi langt utover arbeidet med leveringssikkerheten i bergensområdet fordi den kan bidra til en mer kostnadseffektiv strategi for nettutviklingen også i andre deler av landet.

Konsesjonsloven og energiloven er og skal være det grunnleggende verktøyet i alle konsesjonssaker.

Konsesjonssøknaden fra Statnett er bakgrunnen i denne saken. Vindkraft, sommerkraft eller eksport av kraft fra BKK-området er et lite dokumentert kapittel i Statnett sin søknad og i konsesjonsbehandlingen og kan derfor ikke diskuteres eller vektlegges som avgjørende momenter.

Forutsetninger for samfunnsøkonomisk lønnsomhet

KILE-kostnadene er et bedriftsøkonomisk insentiv som NVE legger på distribusjonsnettet. Statnett kan ikke uten videre legge dette til grunn for en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering.

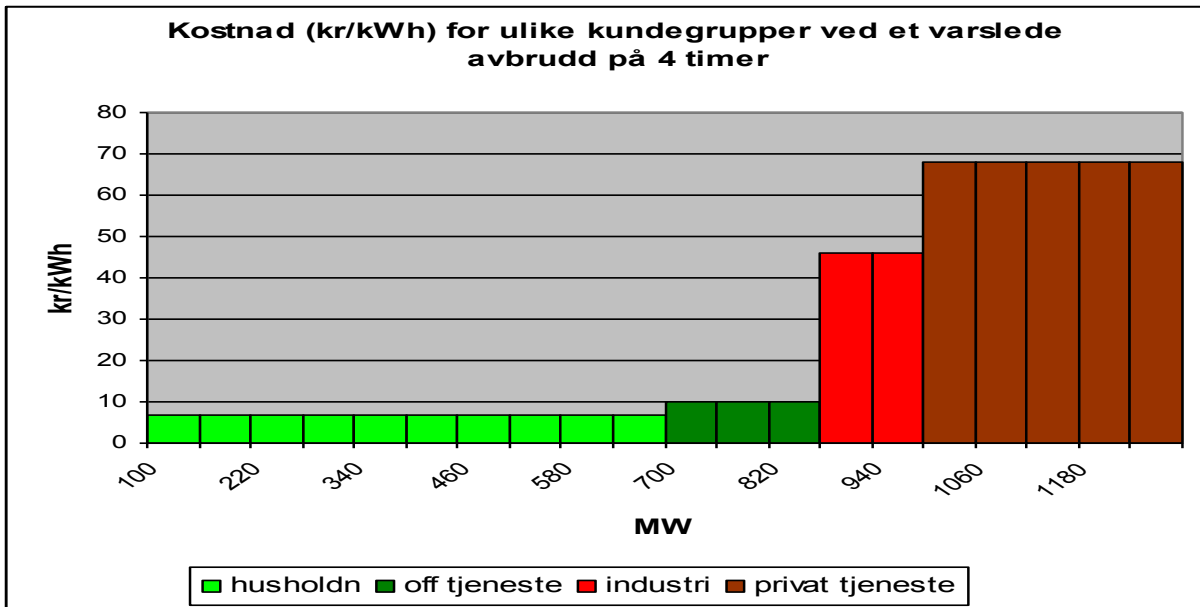
Det er ulogisk at verdien av tiltak som reduserer kostnaden for et strøbrudd settes høyere enn den maksimale kostnaden som gjør det mulig å unngå strøbruddet.

Den samfunnsøkonomiske verdien av kraftlinjen Sima – Samnanger er derfor kraftig overvurdert og har ikke samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Statnett har i sin konsesjonssøknad basert seg på kostnader for ikkelevert energi ved et strøbrudd i henhold til NVEs regler for KILE-kostnader. KILE-kostnadene for industrien er angitt til 66 kr/kWh mens den som et gjennomsnitt for alminnelig (øvrige) forbruk er satt til 36 kr/kWh. Statnett anslår på dette grunnlaget at kostnaden for ett enkelt strøbrudd i bergensområdet vil være om lag 50 millioner kroner. Det er verdien av å unngå disse kostnadene, sammen med antagelser om hyppigheten av strøbrudd, som utgjør hovedtyngden av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av kraftlinjen Sima – Samnanger.

I rapporten fra utvalg IV er det som vedlegg tatt med et prosjektnotat fra SINTEF om KILE-satsene og hva de dekker. SINTEF har gitt anslag for kostnadene som ulike brukergrupper blir påført både ved korte, uvarslede strømbrudd (ca 1 time) og kostnadene ved noe lengre strømbrudd (2-3 timer) som kan varsles på forhånd.

Figuren nedenfor gir en illustrasjon på KILE-kostnadene per kWh og hvor mye effekt (MW) som ikke blir levert til ulike forbrukergrupper i Bergen dersom det blir strømbrudd. Effektforbruket er basert på data fra BKKs energiutredning for Bergen og det er forutsatt en brukstid på 5000 timer.



Utvalg III peker i sin konklusjon på at ett tiltak rettet mot forbrukersiden kan være å gi forbrukerne kompensasjon for påførte tap ved uteblitt energileveranse. Kompensasjonen vil da måtte settes på et nivå som kompenserer de tap som ligger bak anslagene på KILE-kostnadene. Dette nivået for økonomisk kompensasjon vil kunne sammenlignes med at nettselskapet kjøper tilbake kraft fra vanlige forbrukere i anstrengte situasjoner på samme måte som Statnett nå gjør i forhold til større industribedrifter.

Effektforbruket hos de forbrukergrupper som har de laveste KILE-kostnadene utgjør en stor andel, nærmere halvparten av det totale effektbehovet i et nær gjennomsnittlig år. En slik reduksjon av effektforbruket er vesentlig større enn det som vil være nødvendig i en anstrengt kraftsituasjon som vinteren 2010.

Samtidig vil kostnaden per kWh, i henhold til SINTEFs beregninger være mindre enn 1/3 av den kostnad som Statnett har lagt til grunn i sine lønnsomhetsberegninger av kraftlinjen Sima – Samnanger.

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å bedre leveringssikkerheten i bergensområdet må vurderes med utgangspunkt i den reelle kostnaden ved å innskrenke forbrukernes kraftforbruk tilstrekkelig til at leveringssikkerheten opprettholdes.

KILE-kostnadene er et bedriftsøkonomisk insentiv som NVE legger på distribusjonsnettet. Statnett kan ikke uten videre legge dette til grunn for en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering. Det er ulogisk at verdien av tiltak som reduserer kostnaden for et strømbrudd settes høyere enn den maksimale kostnaden som gjør det mulig å unngå strømbruddet. Den samfunnsøkonomiske verdien av kraftlinjen Sima – Samnanger er derfor kraftig overvurdert og har ikke samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

En forbedring av leveringssikkerheten gjennom rasjonering kombinert med kompensasjon er ikke en ønsket, permanent måte å løse leveringssikkerhet på, men det er en reell mulighet med tilhørende kostnader som andre tiltak må konkurrere med, og vise seg mer lønnsomme enn. Kraftlinjen Sima – Samnanger oppfyller ikke et slikt krav og det lokale nettselskapet (BKK) burde derfor søkt inn mot forbrukersiden for å finne mer lønnsomme tiltak enn rasjonering.

Tiltak på forbrukersiden

AMS vil være etablert innen få år, omtrent på samme tid som en ny kraftlinje kommer i drift. Dersom det bygges ny kraftlinje for å dekke effektetterspørselen uten at effekten av slike forbruksrettede tiltak er testet ut i praksis, vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av kraftlinjen ha et svakt og uklart grunnlag. Kraftlinjen risikerer å ha et svekket samfunnsøkonomisk grunnlag kort tid etter at den er kommet i drift.

Innføring av AMS vil sette nye rammer for finansiering og gjennomføring av mange ulike typer tiltak som reduserer både energi- og effektforbruk. Timebasert måling av forbruk vil, sammen med strømpriser som også gjenspeiler situasjoner med anstrengt kraftsituasjon, gi et mye bedre grunnlag for vurdering av tiltakenes lønnsomhet.

Situasjoner med stor etterspørsel etter strøm vil presse nettet til sitt ytterste og utsette det lokale nettselskapet for en økonomisk risiko i form av KILE-kostnader. Det er med andre ord det lokale nettselskapet som sitter med sterke økonomiske insentiver til å gjennomføre tiltak som øker leveringssikkerheten. For at tiltak hos sluttbrukere skal realiseres og bidra til leveringssikkerheten må derfor det lokale nettselskap involvere seg i både den økonomiske vurderingen av tiltak og i finansieringen av tiltak hos forbrukerne.

AMS vil gi nye muligheter for utforming av strømtariffer som overfører den økonomiske motivasjonen til bedret leveringssikkerhet fra nettselskap til sluttbruker. Siden AMS ikke er etablert i dag kan dette være en viktig årsak til at samfunnsøkonomisk lønnsomme, effektreduserende tiltak hos forbrukerne ikke er gjennomført. Det er derfor stor sannsynlighet for at det eksisterer et betydelig potensial for effektreduksjoner som vil bli realisert med innføringen av AMS og utvikling av nye tariff- og prissystemer.

Slike effektreduserende tiltak hos forbrukerne vil redusere lønnsomheten av kraftlinjen Sima – Samnanger.

Tilsvarende til byggingen av kraftlinjen Sima – Samnanger svekke den økonomiske lønnsomheten av tiltak hos sluttbrukere. Vi står overfor gjensidig utelukkende tiltak.

Sluttbrukertiltak som reduserer effekt vil også redusere marginale tap i nettet og gjennom dette redusere forbrukernes nettariffer og totale strømreregning. Det lokale nettselskapet velter tapskostnadene i nettet over på kundene og har derfor en svak motivasjon til å gjennomføre tapsreducerende tiltak sammenlignet med den sterke motivasjon som KILE-kostnadene gir. Også på dette området vil AMS og kontinuerlig måling og tariffing av strømforbruket bidra til at strømkundene får sterkere motivasjon til å gjennomføre tiltak som reduserer tapene. En betydelig andel av effektetterspørselen under maksimallast skyldes energitap og i dagens situasjon er netteierens motivasjonen til å redusere denne effektetterspørselen uklart.

Utvalg III viser til at ett forbrukertiltak som bør vurderes er utkobling av strøm under vanskelige driftsforhold, men at utkoblingen da kompenseres økonomisk. AMS legger til rette for at det i kraftkontraktene til vanlige husholdninger også kan bygges inn økonomisk kompensasjon for frivillige effektreduksjoner. Eksempelvis at forbruk under en viss effektgrense godtgjøres til en verdi som står i forhold til verdien av å unngå strømprudd.

Slike kontrakter er prøvde i Norge, men kan gi tydelig økonomisk motivasjon til nøysom effektbruk slik tilfellet var med de tidligere overforbrukstariffene som ble faset ut på 80-tallet. Økonomisk kompensasjon for å unngå store nettinvesteringer kan bli betydelig. Forbruksreduksjonene som følge av slike økonomiske insentiver kan bli store i og med at dette dreier seg om en økonomisk kompensasjon av en helt annen størrelsesorden enn de normale prisvariasjonene i sluttbrukermarkedet.

AMS vil være etablert innen få år, omtrent på samme tid som en ny kraftlinje kommer i drift. Dersom det bygges ny kraftlinje for å dekke effektetterspørselen uten at effekten av slike forbruksrettede tiltak er testet ut i praksis, vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av kraftlinjen ha et svakt og uklart grunnlag. Kraftlinjen risikerer å ha et svekket samfunnsøkonomisk grunnlag kort tid etter at den er kommet i drift.

Sammenligning av kabel og luftlinje

**Vi har mange km med sjøkabel på de høyeste spenninger til offshore installasjonene. Skal sjøkabel i Hardanger vurderes må det være under like premisser som andre kabelprosjekter i Norge.
I en sammenligning av kabelprosjekter på sokkelen og på land er det i dag en klar forskjellsbehandling når det gjelder vektlegging av miljøhensyn.**

De politiske retningslinjene for prioritering av kabel eller luftlinje er behandlet i St prp nr 19 for 2000-2001. Dette dokumentet er et tillegg til den årlige budsjettproposisjonen som Stortinget behandler. I dokumentet legges det ikke fram kostnadsdata for kabling eller luftlinje. Det gjennomføres en kvalitativ vurdering av luftlinje i forhold til jordkabel. Sjøkabel er ikke omtalt og vil ikke kreve de samme kostnader ved nedgraving som jordkabler vil ha. Stortinget har derfor ikke tatt stilling til prinsipper for prioritering av sjøkabler. Dette tilsier at valg av sjøkabel bør vurderes av Stortinget for å sikre en likebehandling i forhold til jordkabler.

Anslag på kostnader for kabling og luftlinjer for ulike overføringsspenninger er presentert i NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen mot 2020.

Spenning (kV)	Luftledning (mil kr/km)	Kabelanlegg (mil kr/km)
22	0,1-0,6	0,3-0,9
66	0,4-1,0	0,9-2,4
132	0,7-1,4	2,5-6,9
300	2,1-2,4	6,2-12,7
420	2,1-2,4	8,0-14,6

Merkostnadene ved kabling skal vurderes i forhold til miljømessige besparelser som oppnås. Kostnadene sammenlignes imidlertid i forhold til kostnader per km ledning. Formålet med kraftoverføring er imidlertid å transportere energi i form av kWh.

Det er energibehovet som forårsaker miljølemper og merkostnaden må derfor vurderes i forhold til antall kWh som transporteres og ikke i forhold til antall km ledning.

I NOU 1998:11 er det angitt overføringskapasitet for de ulike spenningsnivåene, jf figur.

Tabell 28.5 Spenningsnivå og overføringskapasitet.

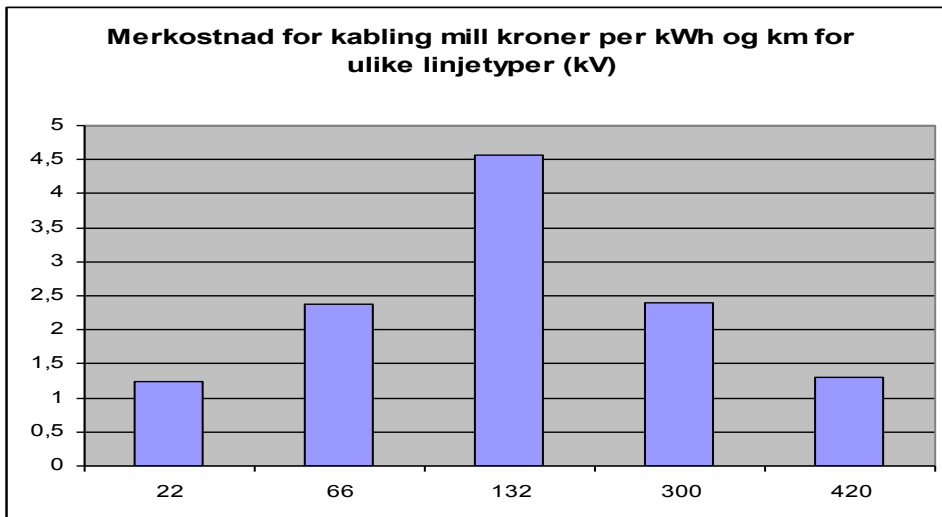
Spenningsnivå (kV)	Overføringskapasitet	
	MVA	GWh/år ¹
66	50-125	400
132	100-250	800
300	400-1000	3000
420	500-3000	7000

¹) Forutsatt 30 prosent kapasitetsutnyttelse.

Kilde: NVE

Etter dagens prinsipper for kabling er det bare anlegg under 66 kV som prioriteres. Det er ikke angitt overføringskapasitet for linjer på 22 kV, men det antas at kapasiteten er ca halvparten av kapasiteten for 66 kV-linjer.

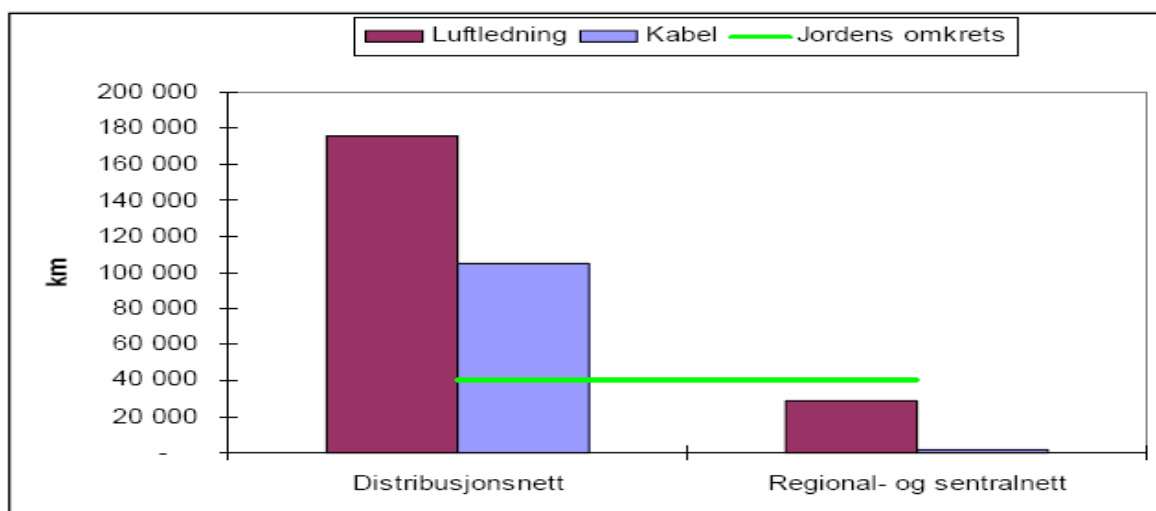
I figur sammenlignes merkostnader for kabling per kWh og km for de ulike spenningsnivåene. Det er ingen stor forskjell på merkostnadene ved kabling av høyspentnett sammenlignet med høyspentnett av samme størrelse som Sima – Samnanger. Årsaken er at høyspentnett har en overføringskapasitet i form av kWh som er meget høy i forhold til de totale kostnadene.



Det største antall km kraftlinje finnes på de lave spenningsnivåene. I distribusjonsnettet, hvor kabling er prioritert, er det nær 200 000 km med ledning. Merkostnadene ved kabling av hele distribusjonsnettet er i henhold til data fra NOU 1998:11 ca 0,25 millioner kroner per km. Dette tilsvarer nær 50 milliarder kroner i 1997-kroner. Det er allerede gjennomført kabling av en stor del av distribusjonsnettet til en kostnad av anslagsvis 25 milliarder kroner.

Følgkostnadene av Stortingets prinsipper for kabling, basert på St prp 19 2000-2001, har allerede kommet opp i en størrelsesorden som utvalg IV har angitt som konsekvens dersom kabling av kraftlinjen Sima – Samnanger skaper presedens for kabling av også andre høyspennte overføringslinjer.

2.1.3 Utstrekning av elektrisitetsnettet i Norge



Figur 1: Antall kilometer kabel og luftledning på distribusjonsnett samt regional- og sentralnett sammenlignet med jordens omkrets

Kilde NVE:

Rapport nr 1/2004

Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet

Elektrifisering av plattformer

Elektrifiseringen av plattformene forutsetter bygging av sjøkabel fra land. Kablene vil ha en lengde og kostnad som i noen grad er sammenlignbar med kabelen som er foreslått som alternativ til bygging av den konsesjonssøkte kraftlinjen over land. Avstand fra land til plattformer og valg av likestrøm eller vekselstrøm er viktige faktorer for totalkostnaden.

Avbrudd i krafttilgangen på en plattform kan ha store økonomiske konsekvenser dersom produksjonen må stanses og leveranser ikke kan følges opp. Plattformer uten elektrifisering fra land vil normalt ha 2-3 aggregater for å oppnå tilstrekkelig høy leveringssikkerhet.

Også plattformer som elektrifiseres kan velge å installere, eller å beholde, reserveaggregat i tilfelle brudd på leveransene fra land. I slike tilfeller vil reservekapasiteten kunne brukes som supplement i høylastperioder under vinteren for å avlaste en anstrengt effektsituasjon på land.

Salg av elektrisitet fra plattformer som er underlagt oljebeskatningsregime må imidlertid håndteres særskilt for å ta hensyn til de skattemessige ulikhetene mellom olje- og landbeskatning.

Elektrifiseringen av sokkelen har som formål å redusere utslippene av CO₂. I en rapport fra 2008, utarbeidet av OD, NVE, KLIM og Petroleumstilsynet er kostnadene for de billigste av denne form for miljøtiltak beregnet til minst 1500 kroner per tonn CO₂, eller i størrelsesorden 10 ganger høyere enn det rådende prisnivået på CO₂-kvoter. De fleste CO₂-tiltak på land har en kostnad som ligger vesentlig lavere enn kostnadene som aksepteres på sokkelen.

Kostnadskonsekvensene av elektrifiseringen av norsk sokkel vil være en reduksjon i skatteinntektene fra norsk sokkel, et redusert utbytte fra statens eierandeler på sokkelen og redusert utbytte fra statlig eide selskaper med eierandeler på felt som elektrifiseres. Kostnaden ved en kabel mellom Sima og Samnanger vil fremkomme som økte tariffer i sentralnettet, en tarifføkning som videresendes til regionale og lokale netteiere..

Skattesystemet på sokkelen har vesentlig høyere marginalbeskatning enn skattesystemet på land og finansierer derfor en større andel (ca 80 %) av investeringene på sokkelen enn det gjør på land.

Virksomheten på sokkelen er omfattet av den samme miljølovgivning som gjelder på land.. Miljøkonsekvensene som reduseres ved elektrifisering er ulike de miljøkonsekvenser som reduseres med en kabel mellom Sima og Samnanger, men:

- *På sokkelen er miljøkostnadene kvantifisert (verdi av CO₂-kvoter), på land er de ikke kvantifisert.*
- *Både på sokkelen og på land vil merkostnadene ved kabel som miljøtiltak i overveiende grad bli spredd på alle aktører i samfunnet.*

- *På land vil merkostnadene ved kabling synliggjøres i nettariffer, på sokkelen skjules de i reduserte skatteinntekter fra olje- og gassvirksomheten*
- *På sokkelen har miljøhensyn vært enerådende for beslutning om gjennomføring av miljøtiltak og medfører store merkostnader.*
- *På sokkelen er verdien av miljøtiltakene vurdert til å være minst 10 ganger høyere enn dagens nivå på CO₂-kvoter.*
- *På land - i Hardanger - er miljøhensyn ikke tillagt kvantitativ vekt ved vurdering av alternative, kostnadskrevende kabeltiltak.*

I en sammenligning mellom kabelprosjekter på sokkelen og på land fremstår en klar forskjellsbehandling når det gjelder vektlegging av miljøhensyn.

Hva som kan gjøres mens byggestart utsettes.

Det er viktig at kunnskap om alternative løsninger kommer inn på et tidlig stadium i planleggingen av store nettinvesteringer. Alternative løsninger må også foreligge med forutsigbarhet.

Det kan ligge betydelige samfunnsøkonomiske gevinster i tiltak som gjennomføres for å begrense energi og effektforbruket på etterspørselssiden.

Statnett og nettselskapene virker innen sine avgrensede ansvarsområder. ENOVA gjennomfører en omlegging av energibruken etter retningslinjer fra OED. NVE legger til rette for avanserte målesystemer som vil gi grunnlag for bedre styring av effektbehovet.

Men verken ENOVA, NVE, Statnett eller lokale nettselskaper er godt nok orientert om hverandres aktiviteter. Muligheten til å utnytte besparelser i samspill mellom tiltak som myndighetene setter i gang blir oversett.

Det lokale nettselskapet, som er en del av kraftkonsernet BKK, har vendt seg mot eier av det overliggende sentralnettet for å finne tiltak som kan sikre leveringssikkerheten og redusere distribusjonsselskapets risiko for økonomisk straff i form av KILE-kostnader. KILE-kostnadene gir imidlertid det lokale nettselskap like stor økonomisk motivasjon til å vende seg ”nedover” mot aktører på forbrukssiden for å redusere forventede KILE-kostnader. Når dette ikke har skjedd i bergensområdet illustrerer det en skjevhet i organisering av planleggingen av tiltak i energi- og kraftsystemet.

Når Statnett lager sine planer for sentralnettet bygger dette på planprosesser for det regionale kraftnettet. Energiloven pålegger nettkonsesjonærene å gjennomføre energiplanlegging i form av lokale energiutredninger. Disse utredningene dekker etterspørselssiden og skal være et innspill til planleggingsprosessen på regionalt nivå.

I prinsippet er det derfor en sammenheng mellom planleggingsaktivitetene på de ulike nettnivå og netteiere, men i praksis vil vurderingene av tiltak og utviklingstrekk på forbrukersiden bli oppfattet som usikre og lite konkrete og er forbundet med større risiko enn andre typer tiltak.

Forbrukertiltak blir derfor ekskludert fra analyser av etterspørselssiden istedenfor å bli tillagt en estimert sannsynlighet for at de vil bli realisert.

Sannsynlige endringer i utviklingstrekk på forbrukersiden blir derfor ikke lagt inn i planforutsetningene med en realistisk forventningsverdi til tross for at mange tiltak som vil endre utviklingstrenden iverksettes av myndighetene gjennom ENOVA og NVE.

Rapportene fra utvalgene som har vurdert konsekvensene av å velge kabel fremfor luftlinjer har konklusjoner som tilsier en utsettelse av endelig beslutning om bygging av kraftlinjen mellom Sima og Samnanger.

En utsettelse gir anledning til å

- *identifisere mulige effektreduserende tiltak på forbrukersiden*
- *justere arbeidsmetodene for planleggingen av behovet for nye kraftlinjer*
- *lage klarere retningslinjer for den samfunnsøkonomiske vurderingen av nye kraftlinjer*

Utredningsinstruksen

Den konsesjonsbehandlingen som er foretatt av kraftlinjen Sima – Samnanger tilfredsstiller ikke regjeringens egen utredningsinstruks. Det må derfor gjennomføres organisatoriske tiltak som sikrer at selve konsesjonsbehandlingen gjennomføres på en måte som gjør det mulig å oppfylle kravene til regjeringens egen utredningsinstruks, eksempelvis ved at:

- *NVE som konsesjonsmyndighet gis en sterkere rolle i å vurdere forbrukersiden.*
- *NVE vurderer virkningen av ENOVAs støtteordninger på energi- og effektbehov.*
- *ENOVA prioriterer støtte geografisk etter nytten tiltak har for nettutviklingen.*
- *Lokale energiutredningene forankres sterkere til beslutningsprosessene for tiltak som skal sikre effektiv utnytting av kraftsystemet*
- *Statnett og andre nettselskaper plikter å vurdere forbrukertiltak opp mot nettinvesteringer.*

En bedre arbeidsmetode bør være på plass, og fungere, i løpet av den tiden beslutning om byggingen av kraftlinjen må utsettes.

Det er ikke samfunnsøkonomisk forsvarlig å investere i kostnadskrevende og miljømessig kontroversielle nettanlegg, før muligheter for effektreduksjoner på forbrukersiden vurderes likeverdig med investeringer i nett og produksjon.



Pressemelding, 20.02.11

Riis-Johansen bryter loven - Ulovlig kort høringsfrist i Hardanger

28. januar mottok kommuner og organisasjoner invitasjon til en høringsrunde i forbindelse med rapportene fra de fire ekspertutvalgene. Høringsfristen var opprinnelig satt til ti dager, men ble forlenget til i underkant av tre uker etter påtrykk fra de berørte kommunene.

Nå viser det seg imidlertid at tre ukers høringsfrist er for kort, og at Olje- og energiministeren personlig kan ha brutt forvaltningslovens regler.

I loven heter det at:

”Høringsfristen skal normalt være tre måneder, og ikke mindre enn seks uker.”

Et eventuelt unntak fra loven får bare skje under særlige omstendigheter. Vedtaket skal være skriftlig begrunnet av fagstatsråden selv og dokumentet skal følge saken.

–Vi har ikke mottatt noe vedtak om særlige omstendigheter som skulle gjøre det nødvendig å gi unntak fra forvaltningsloven. Verken fra departementet eller fra statsråden selv, sier daglig leder i Bevar Hardanger, Audun Klyve Gulbrandsen.

–Vi har selvsagt reagert på den korte høringsfristen og sendte derfor et brev til departementet 8.februar, hvor vi gav uttrykk for dette.

–Først sist tirsdag ble vi gjort oppmerksomme på at høringsrunden ikke er i tråd med forvaltningsloven. Vi sendte da straks et brev til Olje- og energidepartementet med krav om at fristen måtte forlenges slik at den tilfredsstiller lovens regler.

Forsøker å rette opp feil

Fredag ettermiddag gjorde ministeren et forsøk på å rette opp i feilene med et brev til klagerne.

–Det er naturligvis rettslig uholdbart å levere en skriftlig begrunnelse kun én virkedag før høringsfristen løper ut. Et skriftlig begrunnet vedtak skal foreligge samtidig med at vedtaket fattes. Her kommer man altså med den skriftlige begrunnelsen 21 dager på etterskudd. Det er amatørmessig, sier Klyve Gulbrandsen.

–Statsråden har brutt loven. Det eneste riktige nå må være å forlenge høringsfristen med minst 3 uker, slik at vi kan sikres en forsvarlig saksbehandling i henhold til forvaltningsloven, avslutter Audun Klyve Gulbrandsen.

Sivilombudsmannen og Stortingets kontroll- og konstitusjonskomite er orientert om saken.

Kontaktinfo, Bevar Hardanger:

Audun Klyve Gulbrandsen, (daglig leder) tlf.: 98830192

Klaus Rasmussen, (styreleder) tlf.: 45667708

Vedlegg

Fra Utredningsinstruksens forord:

" Formålet med instruksen er å sikre god forberedelse av og styring med offentlige reformer, regelendringer og andre tiltak. Den skal bidra til å sikre samarbeid og koordinering i saksbehandlingen, god kvalitet på utredningene og en god prosess mellom avsenderinstans og høringsinstansene. Bestemmelsene tar særlig sikte på at økonomiske, administrative og andre vesentlige konsekvenser av reformer og tiltak blir kartlagt. Dette er viktig for å vurdere hva ulike forslag vil koste staten og samfunnet, og for å kunne forberede gjennomføringen av reformene på en best mulig måte. "

Utredningsinstruksens, fastsatt ved Kongelig resolusjon 18.februar 2000 (rev. 2005), er rettslig bindende for hele statsadministrasjonen. Instruksens er en lov som Regjeringen har "pålagt seg selv". Loven er like fullt rettslig bindende og skal følges på lik linje med alle andre lover.

Referanser:

Utredningsinstruksens pkt. 5.2, Høringsfrister:

" Høringsfristen skal normalt være tre måneder, og ikke mindre enn seks uker. Kortere frist kan fastsettes i henhold til instruksens punkt 1.3. "

Elektronisk utgave hos Lovdata:

<http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-20000218-0108.html#map023>

Utredningsinstruksens pkt. 1.3, Fravikelse fra instruksens:

" Reglene i instruksens kan bare fravikes når særlige omstendigheter gjør det nødvendig.

Beslutning om fravikelse fattes av statsråden i fagdepartementet. For fravikelse fra punkt 5.2 (høringsfrister) i saker der endelig vedtak skal treffes av en underliggende instans, er det likevel tilstrekkelig at beslutningen fattes av fagdepartementet. Beslutningen skal være skriftlig og begrunnet, og den skal følge saken. "

Elektronisk utgave hos Lovdata:

<http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-20000218-0108.html#map006>

Om Bevar Hardanger:

Bevar Hardanger er en prosjektorganisasjon som jobber for å fremme samfunnsøkonomisk forsvarlige alternativer til luftkraftlinjen Sima-Samnanger.

Organisasjonen stod blant annet bak den store protestmarsjen i Hardanger i sommer og har arrangert flere demonstrasjoner.

28.januar 2011 lanserte Bevar Hardanger "Den femte rapporten", sammen med Turistforeningen, Naturvernforbundet og Friluftslivets fellesorganisasjon. Rapporten peker på mangelfull utredning av alternative tiltak som kan gjøre kraftlinjen i Hardanger unødvendig.

<http://www.bevarhardanger.no>



**DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT**

Bevar Hardanger AS
Olav Kyrres gt 11
5014 BERGEN

Deres ref

Vår ref
10/01311-41

Dato
18.2.2011

Kraftledningen Simadal - Samnanger

Olje- og energidepartementet viser til brev av 11. januar, 15. februar og 18. februar d.å. fra Bevar Hardanger AS.

./.

Det er redegjort for saksbehandlingen av utvalgsrapportene for gjennomgang av sjøkabelalternativet i vedlagte skriv fra olje- og energiministeren.

Departementet foretar nå en grundig gjennomgang av utvalgsrapportene og de spørsmål som utledes i den forbindelse. På høringsmøtet i Bergen 10 d.m. fikk departementet blant annet kunnskap om de spørsmål i utvalgsrapportene som kommuner, organisasjoner og andre interesserte særlig er opptatt av.

Departementet vil så langt i saksbehandlingen gjøre Bevar Hardanger AS oppmerksom på at kraftforsyningen til Bergen er sårbar både for begrensninger inn mot BKK-området (inn mot Modalen og Evanger fra nord og til Samnanger fra sør) og inn mot Bergen by (ved begrensninger på ledningene Dale - Arna og Samnanger - Fana). Ledningen Sima - Samnanger vil fjerne den første begrensningen, og ledningen Modalen - Mongstad - Kollsnes vil fjerne den andre begrensningen. Ledningen Modalen - Mongstad - Kollsnes vil også medføre at kraftproduksjonen i Modalen havner innenfor BKK-snittet.

For forsyningssikkerheten er det generelt gunstig med mer produksjon innenfor snittet, men effekten av denne produksjonskapasiteten vil kunne være svært begrenset i de periodene som har spesielt stort importbehov - som vintre i tørre år.

Postadresse
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo
<http://www.oed.dep.no/>

Kontoradresse
Einar Gerhardsens plass 1

Telefon
22 24 90 90
Org no.
977 161 630

Energi- og
vannressursavdelingen
Telefaks
22 24 95 68

Saksbehandler
Tollef Taksdal
22246171

Kapasiteten inn til BKK-området vil ikke øke med ledningen Modalen – Mongstad - Kollsnes. Det skyldes at kapasiteten begrenses av den svakeste forbindelsen – ledningen Sauda - Samnanger. Kraftledningen Modalen – Mongstad - Kollsnes vil derfor ha liten betydning for nytten av Sima-Samnanger.

Med hilsen



Per Håkon Høisveen (e.f.)
ekspedisjonssjef



Tollef Taksdal
seniorrådgiver



**DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT**

Statsråden

Deres ref

Vår ref
10/01311-40

Dato

18 FEB 2011

Sima-Samnanger - utvalgsrapportene for gjennomgang av sjøkabelalternativet i Hardanger - saksbehandling

Konsesjonssaken etter energiloven, oreigningslova og forvaltningsloven om kraftledningen fra Sima til Samnanger ble avsluttet gjennom Olje- og energidepartementets vedtak 2. juli 2010.

I etterkant av konsesjonsvedtaket tok Regjeringen initiativ til den eksterne gjennomgangen av sjøkabelalternativet. Ved opprettelsen av de fire utvalgene 31. august 2010 ble det samtidig besluttet hvordan saksbehandlingen skulle gjennomføres. Alle utvalgene skulle ha egne kontaktmøter med de berørte kommunene i prosessen. Etter at utvalgsrapportene var overlevert 1. februar, skulle departementet avholde høringsmøte for alle de involverte lokale og regionale instanser og organisasjoner 10. februar. I forbindelse med at utvalgsrapportene ble overlevert, besluttet departementet at det i tillegg også skulle åpnes for innhenting av merknader. Fristen for avgivelse av slike merknader ble fastsatt til 21. februar. Høringsmøtet ble avholdt i Bergen på den angitte dato under ledelse av olje- og energiministeren.

Konsesjonen gitt 2. juli 2010 ligger fast, og frem til sjøkabelalternativet er vurdert ferdig på nytt viderefører Statnett anleggsarbeidene som er felles for luftspenn og sjøkabel ut fra Samnanger transformatorstasjon. Saksbehandlingen som det nå er lagt opp til, skal sikre fremdriften for den beslutning som skal fattes.

Utredningsinstruksen er en del av regjeringens interne bestemmelser som i denne saken fravikes ut fra de foreliggende særlige omstendigheter som det her er redegjort for.

Med hilsen


Terje Riis-Johansen

Til
OED
Einar Gerhardsens plass 1
Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo



Frå
Bevar Hardanger
ved Klaus Rasmussen
Porsmyrvegen 134
5610 Øystese

Øystese 17.02.11

Purring på svar:

Kraftleidningen Simadal – Samnanger.

Bevar Hardanger ved Klaus Rasmussen sendte 11.01.11 eit skriftlig spørsmål til OED. Spørsmåla gjaldt dei samfunnsøkonomiske vurderingane av ulike trasealternativ og andre tiltak i Hordaland som har verdi for denne linja. Dette var spørsmåla:

- 1. Har OED eller andre partar i saka Simadal-Samnanger vurdert korleis Kollsnes – Mongstad - Modalen vil påverke kraftflyten inn og ut av bergensregionen?***
- 2. Har departementet vurdert korleis Kollsnes - Modalen influerer på den samfunnsøkonomiske nåverdi av Simadal- Samnanger?***

Bevar Hardanger har aldri fått svar eller tilbakemelding frå departementet. Problemstillinga er høgst aktuell i desse dagar og kan ha avgjerande verdi, når departementet og regjeringa skal vurdere dei ulike høringsinnspel i relasjon til dei ”4 kabelutval”.

Gjennom arbeidet og konklusjonane til ”utval 3 og 4” forstår me at linja Modalen- Kollsnes har ein avgjerande forsyningsmessig verdi for Bergen og oljeindustrien. Under konsesjonshandsaminga i NVE har denne problemstillinga fått liten til dels ingen merksemd.

Me forventar at OED svarer raskt på dette brevet.

Mvh

Klaus Rasmussen
klaus.tpt@gmail.com

Vedlegg: Brev sendt 11.01.



Bevar Hardanger AS
Olav Kyrresgt. 11
5014 Bergen
E-post: post@bevarhardanger.no

15.02.11

Olje- og energidepartementet
Postboks 8148 Dep,
0033 Oslo
E-post: postmottak@oed.dep.no

Anmodning om forlenget høringsfrist – Brudd på Utredningsinstruksen pkt. 5.2/pkt. 1.3

I brev fra OED, av 28.01.11, inviteres utvalgte kommuner og organisasjoner til høring av utvalgsrapportene med høringsfrist 10.02.11, altså 9 dagers høringsfrist (6 virkedager). Fristen ble senere forlenget, og i brev av 04.02.11 opplyses det om at høringsfristen er forlenget til 21.02.11, kl. 15, altså mindre enn tre uker (13 virkedager).

Viser til Utredningsinstruksen (FOR 2000-02-18 nr 108) pkt. 5.2:
"Høringsfristen skal normalt være tre måneder, og ikke mindre enn seks uker."

Videre står det at:
"Kortere frist kan fastsettes i henhold til instruksens punkt 1.3."

Pkt. 1.3 Fravikelse fra instruksen:
"Reglene i instruksen kan bare fravikes når særlige omstendigheter gjør det nødvendig."

Beslutning om fravikelse fattes av statsråden i fagdepartementet. For fravikelse fra punkt 5.2 (høringsfrister) i saker der endelig vedtak skal treffes av en underliggende instans, er det likevel tilstrekkelig at beslutningen fattes av fagdepartementet. Beslutningen skal være skriftlig og begrunnet, og den skal følge saken."

Vi har vanskelig for å se at Utredningsinstruksens krav om særlige omstendigheter kan være oppfylt i denne saken. Vi har ikke mottatt vedtak om fravikelse fra Utredningsinstruksens pkt. 5.2, samt begrunnelse for dette. Vi kan heller ikke se at et slikt dokument er tilgjengelig på departementets nettsider.

Høringen ifm rapportene fra de fire ekspertutvalgene er av stor viktighet da saken dreier seg om betydelige irreversible naturinngrep, samt store økonomiske investeringer. Saken har i løpet av de mer enn 5 årene den har vart vist seg å være en sak med betydelige motstridende samfunnsinteresser.

Den pågående høringsrunden omfatter kommuner, fylkeskommune og organisasjoner som ikke har mulighet til administrativt å få utredet saken og deretter legge den fram for relevante organer innenfor den høringsfristen som er satt.

Vi vil derfor sterkt ånmode departementet om å forlenge høringsfristen, slik at den tilfredstiller Utredningsinstruksens krav.

Vi minner om at Utredningsinstruksen, fastsatt ved Kongelig resolusjon 18.februar 2000 (rev. 2005), er rettslig bindende for hele statsadministrasjonen.

Fra Utredningsinstruksens forord:

" Formålet med instruksen er å sikre god forberedelse av og styring med offentlige reformer, regelendringer og andre tiltak. Den skal bidra til å sikre samarbeid og koordinering i saksbehandlingen, god kvalitet på utredningene og en god prosess mellom avsenderinstans og høringsinstansene. Bestemmelsene tar særlig sikte på at økonomiske, administrative og andre vesentlige konsekvenser av reformer og tiltak blir kartlagt. Dette er viktig for å vurdere hva ulike forslag vil koste staten og samfunnet, og for å kunne forberede gjennomføringen av reformene på en best mulig måte. "

Med hilsen,



Audun Klyve Gulbrandsen,
daglig leder

Klaus Rasmussen,
styreleder

4 Vedlegg:
Brev fra OED 28.01.11
Brev fra OED 04.02.11
Brev til OED 08.02.11
Brev fra OED 14.02.11

Kopi:
Sivilombudsmannen
Høringsinstanser (Se vedlagte adresseliste)

Adresseliste

Ulvik kommune;5730 ULVIK;
Samnanger kommune;Kommunehuset;5650 TYSSE;
Hordaland fylkeskommune;Postboks 7900;5020 BERGEN;
Granvin kommune;Postboks 13;5733 GRANVIN;
Ullensvang kommune;Postboks 83;5782 KINSARVIK;
Kvam kommune;Rådhuset;5600 NORHEIMSUND;
Næringslivets Hovedorganisasjon;Postboks 5250 Majorstuen;0303 OSLO;
Odda kommune;5750 ODDA;
Jondal kommune;Postboks 53;5629 JONDAL;
Eidfjord kommune;5783 EIDFJORD;
Bergen kommune;Postboks 7700;5020 BERGEN;
Landsorganisasjonen i Norge;Youngs gate 11;0181 OSLO;
Os kommune;Postboks 84;5201 OS;
Fjell kommune;Fjell Rådhus;5353 STRAUME;
Statnett SF;Postboks 5192 Majorstuen;0302 OSLO;
Norges Miljøvernforbund;Skuteviksbodene 24;5035 BERGEN;
Norges Naturvernforbund;Grensen 9b;0159 OSLO;
Den Norske Turistforening;Postboks 7;0101 OSLO;
Friluftslivets fellesorganisasjon;Nedre Slottsgate 25;0157 OSLO;
BKK Nett AS;Postboks 7050;5020 BERGEN;
ZERO, Maridalsveien 10; 0178 Oslo
Norges Bondelag; Postboks 9354 Grønland; 0135 Oslo
Bevar Hardanger AS; audun@bevarhardanger.no
Folkeaksjonen i Hardanger; Porsmyrvegen 134; 5610 Øystese



**DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT**

Bevar Hardanger AS

audun@bevarhardanger.no

Deres ref

Vår ref
10/01311-29

Dato

14 FEB 2011

Utvalgsrapportene - høring og høringsmøtet

Olje- og energidepartementet viser til brev av 8. februar d.m.

Olje- og energidepartementet nedsatte 31. august 2010 fire eksterne utvalg som skulle se på ulike sider ved en sjøkabelløsning. Utvalgene overleverte rapportene sine til Olje- og energiministeren 1. februar. Ettersom utvalgene da hadde fullført sine oppgaver, ble de på vanlig måte oppløst. Det er opp til de som var medlemmer av utvalgene om de ønsker å besvare henvendelser eller delta i den offentlige debatt. Denne fremgangsmåten er helt ordinær, og praktiseres ved innhenting av ekspertvurderinger, utredninger mv.

Som forutsatt ved nedsettelsen av utvalgene i august i fjor, ble rapportene offentliggjort og lagt ut på nettet umiddelbart etter overleveringen 1. februar. Departementets høringsmøte 10. februar ble kunngjort i brev og pressemelding allerede da utvalgene ble nedsatt. Høringsmøtet har vært et tilbud til høringsparter og andre interesserte om å gi uttrykk for sitt syn i muntlig form, men er også en mulighet til å få kjennskap til andre høringsparters syn på saken. Departementet er nå i full gang med å gjennomgå alle sider ved utvalgsrapportene. For departementet var det derfor viktig å få kunnskap om de spørsmål i utvalgsrapportene som kommuner, organisasjoner og andre interesserte særlig er opptatt av.

Rapportene fra de eksterne utvalgene er ikke en del av den ordinære saksbehandlingen som har funnet sted etter energiloven, oreigningslova og forvaltningsloven. Olje- og energiministeren avgjør hvordan de uavhengige utvalgenes gjennomgang av de

Postadresse
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo
<http://www.oed.dep.no/>

Kontoradresse
Einar Gerhardsens plass 1

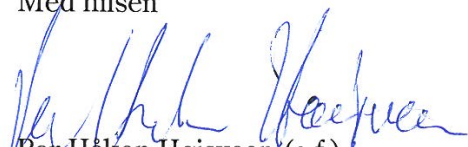
Telefon
22 24 90 90
Org no.
977 161 630

Energi- og
vannressursavdelingen
Telefaks
22 24 95 68

Saksbehandler
Tollef Taksdal
22246171

forskjellige sider ved sjøkabelalternativet skal behandles. For departementet har det stått sentralt å legge til rette for medvirkning gjennom en høringsprosess. Den fastsatte høringsfristen skal sikre fremdrift når departementet senere skal ta den endelige beslutningen i denne saken.

Med hilsen



Per Håkon Høisveen (e.f.)
ekspedisjonssjef



Tollef Taksdal
seniorrådgiver



Bevar Hardanger AS
Olav Kyrresgt. 11
5014 Bergen
E-post: post@bevarhardanger.no

08.02.11

Olje- og energidepartementet
Postboks 8148 Dep,
0033 Oslo
E-post: postmottak@oed.dep.no

Vdr. høringsmøte, 10.februar

Viser til brev fra OED, av 4.februar, hvor det orienteres om endret frist for innsending av høringsuttalelser (endret til 21.februar).

Tidspunkt for høringsmøtet står imidlertid uforandret og er planlagt avholdt 10.februar, kl.10.30.

Fra OED v/Heidi Lundberg opplyses det, mandag 7.februar, at møtet skal ledes av statsråd Terje Riis-Johansen og at lederne for de fire ekspertutvalgene ikke vil være tilstede på møtet.

Vi ser det som uryddig og lite formålstjenlig at høringsinstansene skal uttale seg til et "høringsmøte" 11 dager før den faktiske høringsuttalelsen foreligger. Skal møtet ha en reel verdi må den faglige kompetansen bak rapportene delta. Så lenge det under møtet ikke er gitt anledning til å stille utdypende spørsmål til ekspertutvalgene, mener vi det er uheldig og lite hensiktsmessig at møtet avholdes.

Den korte høringsfristen (mindre enn tre uker) er lite egnet til å sikre at den enkelte høringsinstans sine interesser får komme til uttrykk på en best mulig måte. Det vises for øvrig til OED sine egne nettsider: "*Høringsfristen er normalt tre måneder, og ikke mindre enn seks uker.*"

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/hoeringer.html?id=2048>

Med hilsen,

Audun Klyve Gulbrandsen,
daglig leder

Klaus Rasmussen,
styreleder

Kopi:
Se vedlagte adresseliste

Adresseliste

Ulvik kommune;5730 ULVIK;
Samnanger kommune;Kommunehuset;5650 TYSSE;
Hordaland fylkeskommune;Postboks 7900;5020 BERGEN;
Granvin kommune;Postboks 13;5733 GRANVIN;
Ullensvang kommune;Postboks 83;5782 KINSARVIK;
Kvam kommune;Rådhuset;5600 NORHEIMSUND;
Næringslivets Hovedorganisasjon;Postboks 5250 Majorstuen;0303 OSLO;
Odda kommune;5750 ODDA;
Jondal kommune;Postboks 53;5629 JONDAL;
Eidfjord kommune;5783 EIDFJORD;
Bergen kommune;Postboks 7700;5020 BERGEN;
Landsorganisasjonen i Norge;Youngs gate 11;0181 OSLO;
Os kommune;Postboks 84;5201 OS;
Fjell kommune;Fjell Rådhus;5353 STRAUME;
Statnett SF;Postboks 5192 Majorstuen;0302 OSLO;
Norges Miljøvernforbund;Skuteviksbodene 24;5035 BERGEN;
Norges Naturvernforbund;Grensen 9b;0159 OSLO;
Den Norske Turistforening;Postboks 7;0101 OSLO;
Friluftslivets fellesorganisasjon;Nedre Slottsgate 25;0157 OSLO;
BKK Nett AS;Postboks 7050;5020 BERGEN;
ZERO, Maridalsveien 10; 0178 Oslo
Norges Bondelag; Postboks 9354 Grønland; 0135 Oslo
Bevar Hardanger AS; audun@bevarhardanger.no
Folkeaksjonen i Hardanger; Porsmyrvegen 134; 5610 Øystese



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Se vedlagte adresseliste

Deres ref

Vår ref
10/01311-19

Dato

4 FEB 2011

Kraftledningssaken i Hardanger - høring av rapportene

Olje- og energidepartementet viser til brev av 28. januar d.å.

Departementet har kommet til at høringsfristen for utvalgsrapportene skal forlenges. Høringssvar må være avgitt innen **mandag 21. februar kl 15.**

I brevet inviteres Hardangerrådet til å komme med innspill på høringsmøtet i tillegg til de kommunene som direkte berøres av kraftframføringstiltaket. Departementet inviterer også de øvrige kommunene i Hardangerrådet til høringsmøtet. Departementet ser det som ønskelig at eventuelle innlegg fra disse kommunene koordineres gjennom Hardangerrådet.

Av plasshensyn er høringsmøtet flyttet til **Radisson Blu (SAS) Hotel Norge i Bergen.**

Med hilsen


Per Håkon Høisveen (e.f.)
ekspedisjonssjef


Tollef Taksdal
seniorrådgiver

Kopi:
Norges vassdrags- og energidirektorat

Postadresse
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo
<http://www.oed.dep.no/>

Kontoradresse
Einar Gerhardsens plass 1

Telefon
22 24 90 90
Org no.
977 161 630

Energi- og
vannressursavdelingen
Telefaks
22 24 95 68

Saksbehandler
Tollef Taksdal
22246171

Adresseliste

Ulvik kommune;5730 ULVIK;
Samnanger kommune;Kommunehuset;5650 TYSSE;
Hordaland fylkeskommune;Postboks 7900;5020 BERGEN;
Granvin kommune;Postboks 13;5733 GRANVIN;
Ullensvang kommune;Postboks 83;5782 KINSARVIK;
Kvam kommune;Rådhuset;5600 NORHEIMSUND;
Næringslivets Hovedorganisasjon;Postboks 5250 Majorstuen;0303 OSLO;
Odda kommune;5750 ODDA;
Jondal kommune;Postboks 53;5629 JONDAL;
Eidfjord kommune;5783 EIDFJORD;
Bergen kommune;Postboks 7700;5020 BERGEN;
Landsorganisasjonen i Norge;Youngs gate 11;0181 OSLO;
Os kommune;Postboks 84;5201 OS;
Fjell kommune;Fjell Rådhus;5353 STRAUME;
Statnett SF;Postboks 5192 Majorstuen;0302 OSLO;
Norges Miljøvernforbund;Skuteviksbodene 24;5035 BERGEN;
Norges Naturvernforbund;Grensen 9b;0159 OSLO;
Den Norske Turistforening;Postboks 7;0101 OSLO;
Friluftslivets fellesorganisasjon;Nedre Slottsgate 25;0157 OSLO;
BKK Nett AS;Postboks 7050;5020 BERGEN;
ZERO, Maridalsveien 10; 0178 Oslo
Norges Bondelag; Postboks 9354 Grønland; 0135 Oslo
Bevar Hardanger AS; audun@bevarhardanger.no
Folkeaksjonen i Hardanger; Porsmyrvegen 134; 5610 Øystese



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Se vedlagte adresseliste

Deres ref

Vår ref
10/01311-15

Dato

28 JAN 2011

Kraftledningssaken i Hardanger - høring av utvalgsrapportene - høringsmøte

Utvalgene som vurderer ulike sider ved sjøkabel som alternativ til luftledning på strekningen Sima – Samnanger skal overlevere sine rapporter til olje- og energiministeren 1. februar. Rapportene vil bli lagt ut på høring på departementets hjemmesider, www.regjeringen.no/oed, med høringsfrist 10. februar. Nærmere detaljer vil fremgå av departementets hjemmesider.

I anledning høringen vil det bli avholdt et høringsmøte **10. februar**. Møtet ledes av olje- og energiministeren, og finner sted på **Scandic Hotell, ved Bergen Lufthavn Flesland fra kl. 10:30 til kl 17:00**. Det vil bli servert en enkel lunsj.

Mottakere av dette brevet inviteres til å delta og komme med innlegg på høringsmøtet. Av hensyn til total deltakerkapasitet ber departementet de inviterte om å begrense antall deltakere.

Departementet ber om at innlegg på høringsmøtet planlegges innenfor følgende tidsrammer:

- Kommunene Eidfjord, Ulvik, Granvin, Kvam og Samnanger 15 minutter hver.
- Øvrige inviterte instanser og organisasjoner 10 minutter.

Etter at de inviterte har fått anledning til å holde innlegg vil det, innenfor den gjenværende tidsrammen, bli åpnet for andre innspill fra salen.

Postadresse
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo
<http://www.oed.dep.no/>

Kontoradresse
Einar Gerhardsens plass 1
Telefon
22 24 90 90
Org no.
977 161 630

Energi- og
vannressursavdelingen
Telefaks
22 24 95 68

Saksbehandler
Tollef Taksdal
22246171

Departementet ber om påmelding til høringsmøtet innen fredag 4. februar.


Påmelding sendes til heidi.lundberg@oed.dep.no

Med hilsen



Per Håkon Høisveen (e.f.)

ekspedisjonssjef



Harald Solli

avdelingsdirektør

Kopi:

Norges vassdrags- og energidirektorat

Statnett SF

NHO

Adresseliste:

Ulvik kommune; Skeiesvegen 3; 5730 Ulvik
Samnanger kommune; Tyssevegen 217; 5650 Tysse
Kvam kommune; Grovagjelet 16; 5600 Norheimsund
Eidfjord kommune; Simadalsvegen 1; 5783 Eidfjord
Granvin kommune; Postboks 13; 5733 Granvin
Folkeaksjonen i Hardanger; Porsmyrvegen 134; 5610 Øystese
Bevar Hardanger AS; audun@bevarhardanger.no
Hardangerrådet; 5780 Kinsarvik
Hordaland fylkeskommune; Postboks 7900; 5020 Bergen
Os kommune; 2550 Os i Østerdalen
Bergen kommune; Postboks 7700; 5020 Bergen
Fjell kommune; Fjell Rådhus; 5353 Straume
Norges Miljøvernforbund; Skuteviksbodene 24; 5035 Bergen
Norges Naturvernforbund; Grensen 9b; 0159 Oslo
Den Norske Turistforening; Postboks 7; 0101 Oslo
Friluftslivets fellesorganisasjon; Nedre Slottsgate 25; 0157 Oslo
LO; Youngsgt. 11; 0181 Oslo
Norges Bondelag; Postboks 9354 Grønland; 0135 Oslo
ZERO; Maridalsveien 10; 0178 Oslo
BKK Nett; Postboks 7050; 5020 Bergen

Til OED
ved ekspedisjonssjef
Per Håkon Høisveen

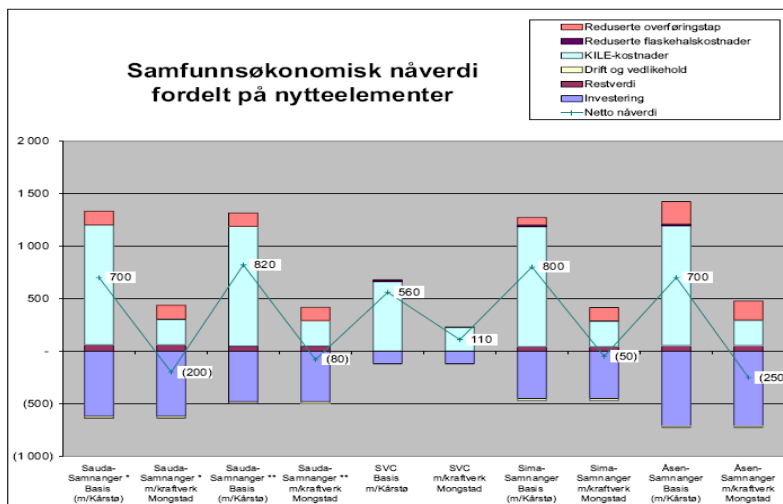


Frå
Bevar Hardanger
Klaus Rasmussen

Øystese 11.01.11

Kraftleidningen Simadal – Samnanger.

Bevar Hardanger har eit fagrelatert spørsmål til OED i saka om den nye 420 kV leidningen mellom Simadal og Samnanger i Hardanger. Spørsmålet gjeld dei samfunnsøkonomiske vurderingane av ulike trasealternativ og andre tiltak i Hordaland som har verdi for denne linja. Først vil me referere til konsesjonssøknaden frå Statnett og følgjande diagram:



Figur 4. Kost- og nytte-elementer og netto nåverdi for alternative forsterkningsløsninger, nåverdier i [MNOK]. * Inkl. investeringskostnad for ny ledning Saуда – Liastølen. ** Ekskl. investeringskostnad for ny ledning Saуда – Liastølen.

På denne ser me klart at Mongstad kraftverk påverkar den samfunnsøkonomiske verdien av alle trase` alternativa. Dette har vore diskutert gjentagne gongar i høyringsprosessen . I Hordaland har BKK planar for ny kraftlinje mellom Kollsnes, Mongstad og Modalen. Denne er til konsesjonshandsaming hjå NVE.

Spørsmåla er relatert til Kollsnes -Modalen 300/420 kV linja:

- 1. Har OED eller andre partar i saka Simadal-Samnanger vurdert korleis Kollsnes – Mongstad - Modalen vil påverke kraftflyten inn og ut av bergensregionen?**
- 2. Har departementet vurdert korleis Kollsnes - Modalen influerer på den samfunnsøkonomiske nåverdi av Simadal- Samnanger?**

Mvh
Klaus Rasmussen klaus.tpt@gmail.com

“Den 5. rapporten”



INNOVASJON, MILJØ OG NETTUTVIKLING



Et alternativ til kabel og luftspenn

Kraftlinjen mellom Sima og Samnanger
– sammenstilling av sentrale momenter

Kraftlinjen mellom Sima og Samnanger – sammenstilling av sentrale momenter

Innhold

Side:

Forord

1. Innledning og hovedkonklusjon	5
2. Hvilket problem skal kraftlinjene løse?	7
3. Temperaturkorrigerings av maksimaleffekt	8
4. Tap i det lokale distribusjonsnett	10
5. Alternative overføringslinjer	11
6. Tiltak som kan redusere etterspørselen etter energi og effekt	12
6.1 Smart grid og avanserte målesystemer (AMS)	13
6.2 Tilbakekjøp av effekt	14
6.3 Utbygging av lokale vannkraftprosjekter	14
7. Planleggingssystemet for kraftsektoren	16
8. Utredningsinstruksen og ankebehandlingen	17
8.1 Stortingets kontroll med forvaltningens oppfølging av stortingsvedtak	18

Vedlegg

- [1] **Betaler strøm time for time**
- [2] **Lytt til Vestlandet** (Leder i Aftenposten)
- [3] **Spenningsoppgradering mot Bergen** (Brev fra Folkeaksjonen i Hardanger)

Rapporten er produsert av Bevar Hardanger, i samråd med Den Norske Turistforening og Friluftslivets Fellesorganisasjon. DNT og FRIFO har bevaring av landskapet som en hovedinteresse og mener at denne utredningen er et konstruktivt og nødvendig innspill til Regjeringens videre avveininger i Hardangersaken.

Fagdelen er utarbeidet av energirådgiver Svein Roar Brunborg på oppdrag av Bevar Hardanger.



”Den Femte Rapporten”

Innovasjon, miljø og nettutvikling

Til sommeren er det 6 år siden Statnett sendte melding til NVE om oppstart av planarbeidet på ny kraftlinje i Hardanger. Det begynte som en liten formel saksprosedyre og endte opp som en av de største nyhetssakene i 2010. Saksinformasjonen er enorm. Teknisk er saken kompleks. Politisk er den intrikat og utfordrende.

OED, Statnett og BKK går langt i å hevde at det er krise i Bergen og at nettet står i fare for å bryte sammen. Ingen skal undervurdere verdien av en sikker strømforsyning i vårt moderne samfunn, men spørsmålet er hvorvidt Hardangerlinjen er et nødvendig tiltak i denne sammenheng.

Skepsisen til linjen hviler på 3 pilarer:

- **Samfunnsøkonomisk** er linjen et meget tvilsomt prosjekt. Ny kraftlinje mellom Modalen og Kollsnes fører til ytterligere negativ lønnsomhet for Sima – Samnanger. Sima-Samnanger vil føre til et større tap i distribusjonsnettet som ikke er bokført av Statnett. Sommerkraft og færre flaskehalsar vil aldri gjøre linjen lønnsom.
- **Forsyningsmessig** er linjen unødvendig. Med enkle, rimelige grep kan forbruket dempes i korte perioder og dermed fjerne effekttoppene. Statnett sine forbruksprognoser er ikke i takt med realitetene.
- **Forvaltningsapparatet** ved OED og NVE har sviktet. Det ensidige fokus på mer kraft til Bergen er resultatet av en gammeldags forvaltningsmodell. Enova under OED må tildeles utredningsansvar og klagebehandlingen må revurderes.

I følge en rapport lagt frem av Siemens og Bellona 20.01.11, kan energiforbruket i Bergen reduseres med 29 %. Dette med enkle, kjente grep som ikke senker vår opplevelse av komfort. Forbruksreduksjonen vil igjen sørge for rikelig kapasitet på linjene til Statnett, også på de kaldeste dagene.

Ved spenningsoppgradering av de to eksisterende linjer, får vi store mengder ny kraft til og fra Bergen. Kombinert med effektstyring og Enøk har vi da en rasjonell og fremtidsrettet løsning.

”Den 5. rapporten” tar for seg en annen måte å tenke på. Ikke en ny måte, for dette har vært et tema i mange år, både i politikken og miljøbevegelsen. Den Norske Turistforening presenterte i 2010 en fagrapport som dokumenterte at luftspenn i Hardanger var/er samfunnsøkonomisk ulønnsomt. I denne rapporten presiseres og kvantifiseres det feil i saksbehandlingen både hos Statnett og OED.

Den fremtidige utfordringen for kraftsektoren er å tenke helhetlig. Planer for nye kraftlinjer må vurderes likeverdig med andre energisparende tiltak satt inn i **”en samfunnsmessig rasjonell måte”** slik energiloven forklarer.

Regjeringen har gjort Hardangerlinjen til et valg mellom luftspenn eller sjøkabel. I realiteten er det et valg mellom en gammel og en ny tankegang. OED har endelig varslet en ny energimelding; prosessen er i gang. Mange av problemstillingene som er å finne i denne rapporten vil tvinge seg frem i energimeldingen og skaper et håp om forandring.

Skal Hardangersaken få ein verdig slutt må uavhengig kompetanse gjennomføre en energianalyse av kraftsituasjonen for hele bergensregionen.

Bergen, 28.01.2011



Svein Roar Brunborg
Brageveien 3 B
0452 OSLO
Telefon: +47 22 56 48 43
Mobil: +47 906 22 764
E-post: s-r-b@frisurf.no
Web-side: www.brunborg.net
Org. nr: 983 475 140 MVA

Kraftlinjen mellom Sima og Samnanger – sammenstilling av sentrale momenter

Innledning og hovedkonklusjon

Energiloven har en målformulering om å ”sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, *fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte*”. Regjeringen har en utredningsinstruks som skal sikre at saksbehandling ivaretar slike samfunnsmessige hensyn. Instruksene er å betrakte som et internt regelverk og ikke hjemlet i lov, men kan sammenlignes med en forskrift eller retningslinje. **En saksbehandling i tråd med utredningsinstruksene er nødvendig for å ivareta nødvendige samfunnsmessige hensyn i et investeringsprosjekt som krever konsesjon etter energiloven og som er av en størrelse som i dette aktuelle tilfellet.**

Statnetts søknad om konsesjon for kraftlinjen Sima og Samnanger er begrunnet med behovet for en forbedring av leveringssikkerheten i bergensområdet gjennom økt behov for maksimaleffekt. Også NVE og OED legger til grunn at bedret leveringssikkerheten er formålet med investeringen.

Et sentralt punkt i utredningsinstruksene er at alternative løsninger skal vurderes.

Leveringssikkerhetene for strøm kan løses med tiltak både på produksjonssiden og på forbrukssiden som alternativ til den foreslåtte investeringen i nett.

Statnett har ikke kompetanse på effekten av tiltak på forbrukssiden, slike tiltak ligger utenfor foretakets mandat. Heller ikke NVE har full innsikt i slike spørsmål i og med at departementet har organisert forbrukssidetiltak i et eget foretak, ENOVA.

Departementet har gjennom ENOVA bevilget midler til forbruksreducerende tiltak som vil påvirke leveringssikkerheten.

NVE har besluttet at det skal installeres avanserte målesystemer for alle sluttbrukere innen 5-7 år, et tiltak som legger **nye rammer for utviklingen av maksimaleffekt og gjennomføring av effektreducerende tiltak på forbrukersiden.**

Dersom leveringssikkerheten i bergensområdet løses gjennom økt effektilførsel vil dette ”konservere” eksisterende forbruksmønster i strid med vedtatte politiske mål. Fortsatt høy maksimaleffekt vinterstid påfører distribusjonsnettet store tap, kostnader som ikke er vurdert i konsesjonssøknaden. **Dette bryter med krav til en helhetlig vurdering av egenskapene til kraftsystemet.**

Statnett legger til grunn en trend med svakt økende maksimaleffekt i bergensområdet. Det er reist innvendinger mot Statnetts vurdering av trend i maksimaleffekt, men **uten at det er foretatt en ny, uavhengig vurdering i fagmiljøer med spesialkunnskap på området.**

De energipolitiske målene peker klart i retning av forbedret leveringssikkerhet gjennom redusert bruk av elektrisitet til oppvarmingsformål, bedre nettstyring, energiøkonomisering og fjernvarmeutbygging, noe som vil svekke det økonomiske grunnlaget for kraftlinjen. Et slikt inntektsbortfall for kraftlinjen er ikke tatt hensyn til i de samfunnsøkonomiske vurderingene.

Verken NVE eller OED har vurdert kraftlinje og forbruksreducerende tiltak som gjensidig utelukkende tiltak.

Det er ikke dokumentert at kraftlinjen vil være samfunnsøkonomisk lønnsom når myndighetenes egne energipolitiske mål og besluttede tiltak på forbrukersiden realiseres.

Kraftlinjen vil, i følge Statnett, ha negativ samfunnsøkonomisk verdi når varmekraftverk Mongstad igangsettes. Statnett ønsker like vel å bygge linjen og viser til at en effektøkning på 100 MW, utover det som ligger til grunn for konsesjonssøknaden, vil gjøre kraftlinjen lønnsom også med et varmekraftverket på Mongstad.

Statnett har ikke grunnlagt hva som kan forårsake en slik effektøkning. Lokale energiutredninger for området trekker i retning av dempet etterspørsel etter maksimaleffekt.

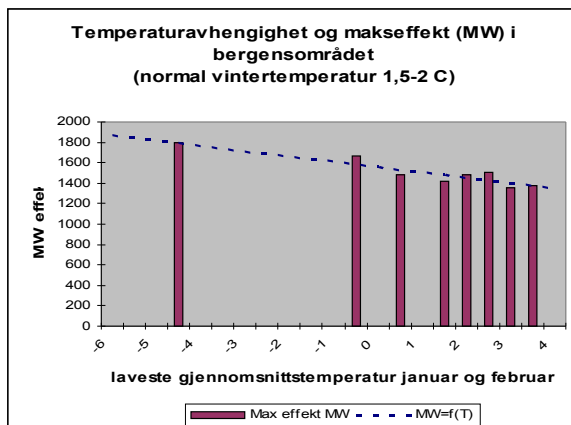
Ubesvarte spørsmål knyttet til forbrukertiltak, økt fornybar produksjon og elektrifisering av sokkelen representerer problemstillinger av prinsipiell og politisk karakter.

Konsesjonssøknaden og –behandlingen er, i lys av dette, utilstrekkelig i sin saksfremstilling og konsesjon kan derfor ikke gis av NVE.

- Kraftlinjen Sima – Samnanger er med Statnetts egne forutsetninger et samfunnsøkonomisk ulønnsomt prosjekt.
- Konsesjonsbehandlingen oppfyller ikke forvaltningens egne krav til utredning.
- Alternative tiltak på forbrukssiden er ikke vurdert i konsesjonsbehandlingen verken av NVE eller OED.
- Kraftlinjen svekker lønnsomheten av en rekke alternative tiltak på forbrukssiden som vil bedre leveringssikkerheten og redusere energiforbruket.

2. Hvilket problem skal kraftlinjene løse?

Konsesjonssøknadens hovedbegrunnelse er knyttet til leveringssikkerheten for strøm i bergensområdet. Verdien av økt leveringssikkerhet utgjør det tyngste bidraget i den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Hensynet til elektrifisering av sokkelen, utbygging av



vindkraft som ledd i oppfyllelse av EUs fornybardirektiv er ikke eksplisitt trukket inn i beregningene. Verditapet ved begrenset transportmulighet, om sommeren, for eksisterende vannkraft i området er kvantifisert, men ikke hvordan fremtidig utbygging av lokal vannkraft kan bidra kvantitativt til leveringssituasjonen i området.

Leveringssikkerheten i kraftsystemet er knyttet til overførings- og distribusjonstettets evne til å transportere elektrisitet og til kraftverkenes evne til å

produsere elektrisitet i tilstrekkelige mengder og med tilfredsstillende kvalitet. I vurderinger av kraftsystemets leveringsevne forutsettes det en kostnad ved ikke levert energi som tar hensyn til den verdi bruken av elektrisitet har for den enkelte, utover prisen som betales. **Det er ikke samfunnsøkonomisk forsvarlig å lage et kraftsystem som har 100 % leveringssikkerhet, men leveringssikkerheten er nær dette nivået også i bergensområdet.**

Et viktig kriterium for dimensjoneringen av kraftnettet er at tilstrekkelig effekt og energi skal kunne formidles til kundene selv om en tilførselsledning eller viktig komponent i kraftsystemet bryter sammen, det såkalt N-1 kriteriet. For leveringssikkerheten i bergensområdet har det ofte oppstått situasjoner hvor dette kriteriet ikke kan oppfylles. I dagens etterspørselssituasjon har etterspørselen oversteget grensen for N-1 kriteriet med 100 MW. **Et mål på størrelsen av effektproblemet i bergensområdet er derfor at en effektreduksjon eller økt effekttilgang i størrelsesorden 100 MW eller mer, langt på vei vil heve leveringssikkerheten til et akseptabelt nivå som gjør kraftlinjen ulønnsom.**

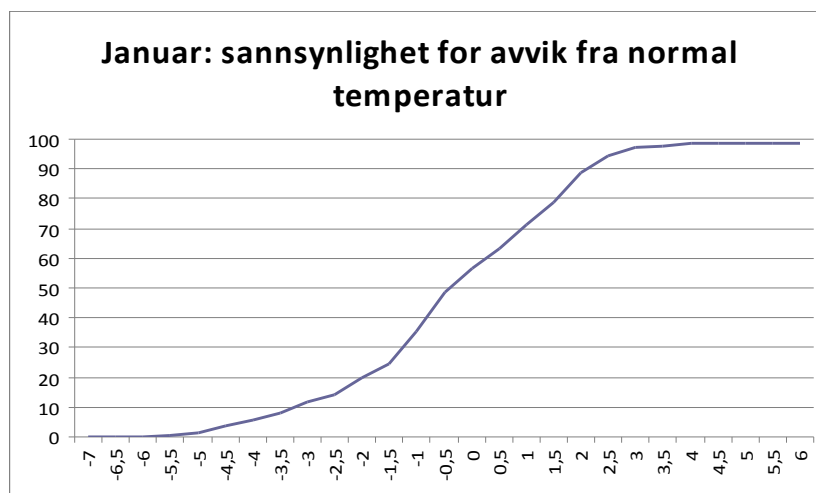
NVE har etablert en ordning (KILE-ordningen) hvor netteierne må kompensere forbrukerne ved bortfall av strømleveranser som følge av overbelastet kraftnett. KILE-ordningen fjerner ikke risikoen for avbrudd, men gir nettselskapene økonomisk motiv til å redusere den til et samfunnmessig akseptabelt nivå. Kompensasjonen gjenspeiler de samfunnsøkonomiske tap som forbrukerne antas å bli påført. Nesten hele nytteverdien (80 %) av kraftlinjen mellom Sima og Samnanger utgjøres av reduserte samfunnsøkonomiske kostnader fordi bortfall av kraftleveranser til strømbrukerne i bergensområdet da vil skje sjeldnere enn i dag. **Verdien av reduserte nettap og reduserte flaskehalser for transport av sommerkraft ut av området kan ikke forsvare en ny kraftlinje.**

3. Temperaturkorrigering av maksimaleffekt

Sannsynligheten for bortfall av kraftleveranser øker med økende etterspørsel etter elektrisitet. Størstedelen av oppvarmingen i bergensområdet dekkes med elektrisitet. Oppvarmingsbehovet varierer sterkt gjennom året. Maksimalt effektuttak oppstår i vintermånedene januar og februar.

Kaldere vintre enn normalt vil føre til høyere maksimaleffekt enn normalt. Statnett har i sin konsesjonssøknad presentert en utvikling i maksimaleffekt, korrigert for avviket fra normal vintertemperatur, som viser en svak vekst i maksimaleffekt.

En alternativ temperaturkorrigering basert på en statistisk analyse av siste 10 års utvikling av maksimaleffekt viser god sammenheng mellom maksimal effekt, kaldeste observerte temperatur og den kaldeste gjennomsnittlige temperatur i vintermånedene. Temperaturen den kaldeste vintermåned i 2010 lå nær 5 grader under det normale. For hver grad vintertemperaturen synker, øker maksimaleffekten med om lag 30 MW.

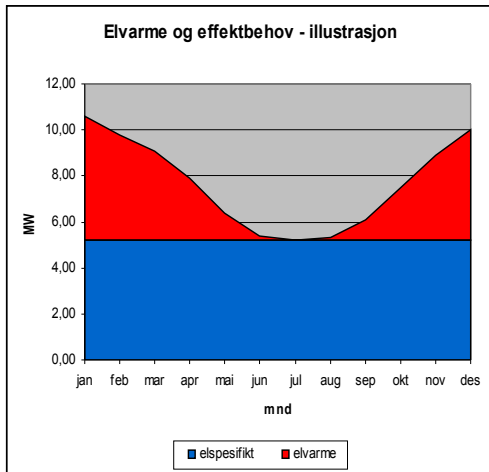


Korrigeres maksimaleffekt for denne sammenhengen viser det en nedadgående trend for utviklingen i maksimal effekt, den motsatte effekt av det Statnett legger til grunn i konsesjonssøknaden. Årsaken til denne forskjellen i temperaturkorrigering vil ligge i ulike

metoder for temperaturkorrigering. En temperaturkorrigering som bare fokuserer på temperaturen den samme dagen maksimaleffekten måles fanger ikke fullt ut effekten av mer langvarige kuldeperioder. Ytterveggene i hus fungerer som et varmelager og vil dempe effekten av en enkelt, kald vinterdag. En kuldeperiode som varer 3-5 dager vil "bruke opp" den varmen som er lagret i ytterveggene og krever økt effekt for å opprettholde ønsket innetemperatur.

Figuren viser sammenhengen mellom gjennomsnittstemperatur i den kaldeste vintermåned og observert maksimaleffekt for de senere årene. Den stiplede linjen indikerer en mye sterkere sammenheng mellom temperatur og maksimaleffekt enn det som er lagt til grunn i Statnetts konsesjonssøknad.

Vinteren 2010 var vesentlig kaldere enn normalt. Gjennomsnittlig temperatur for januar i Bergen er +1,3 grader. I januar 2010 var temperaturen -3,4 grader, 4,7 grader under normalen og representerer en situasjon med meget lav sannsynlighet, mindre enn 5%. I det lange løp vil risikoen for leveringsavbrudd som oppsto vinteren 2010 ikke være representativ for leveringssituasjonen i bergensområdet.



Mellom 40 og 50 % av elektrisitetsforbruket i husholdninger og næringsbygg kan knyttes til oppvarmingsbehovet. Oppvarmingsbehovet har lavere brukstid enn øvrig elektrisitetsbruk. Effektbehovet ved elektrisk oppvarming utgjør generelt mer enn halvparten av effektbehovet i alminnelig forsyning. Den delen av effektbehovet i bergensområdet som skal dekke elektrisk oppvarming kan derfor ligge i størrelsesorden 800 – 1000 MW.

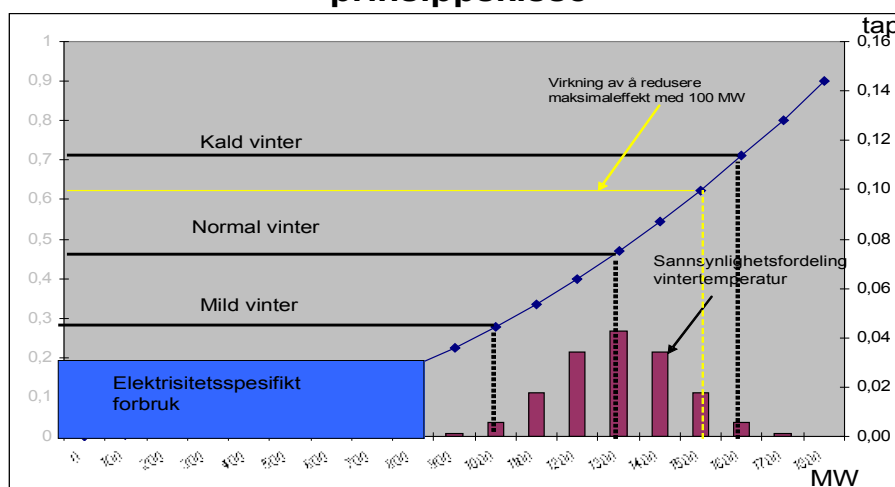
Leveringssikkerheten i bergensområdet er med andre ord sterkt knyttet opp til effektbehovet til oppvarming. Energipolitisk er det satt opp et mål om mindre bruk av elektrisitet til oppvarming. Uten

elektrisk oppvarming ville etterspørselen etter maksimal effekt gitt en mer enn tilfredsstillende leveringssikkerhet i bergensområdet.

4. Tap i det lokale distribusjonsnettet

Elektrisk oppvarming vil øke tapene både i det elektriske distribusjonsnettet og i det overliggende regional- og sentralnett. I et gjennomsnittlig normalt år er tapene i distribusjonsnettet i bergensområdet om lag 7 %. Tapene øker kvadratisk med effektbelastningen i nettet (MW). På kaldeste vinterdagene kan tapene øke til opp mot 15 prosent. Kostnadene ved dette tapet belastes strømkundene gjennom tariffene for nettleie.

Elektrisk oppvarming øker tapet i nettet - prinsippsskisse



Under situasjoner med en maksimallast på opp mot 1800 MW er det rimelig å anta at tapene i distribusjonsnettet ligger mellom 10 og 15 % eller i området 200 til 250 MW. Dette understreker betydningen av å investere i fjernvarme og bioenergi, tiltak som i tillegg til å redusere effektbehovet for å redusere elektrisk oppvarming også reduserer tap knyttet til det øvrige, gjenværende forbruket.

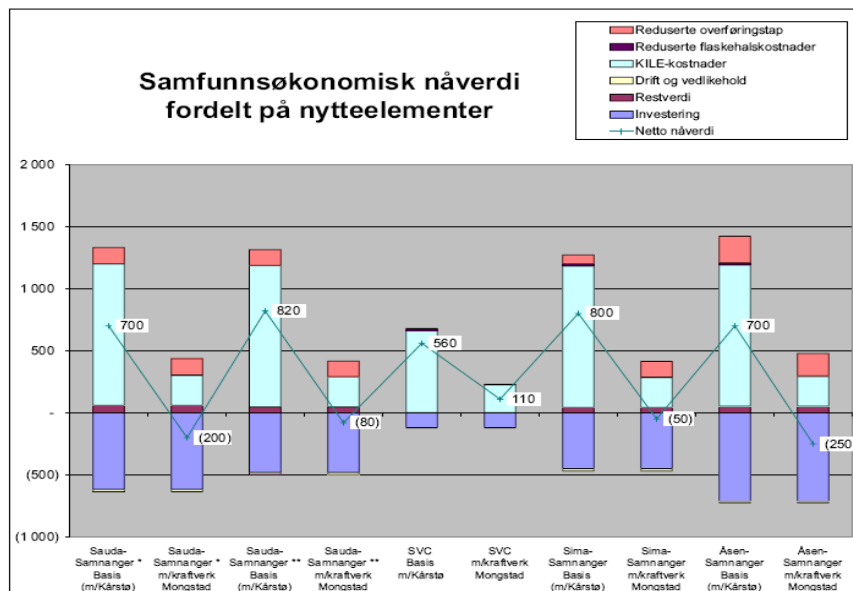
Statnetts lønnsomhetsberegninger av kraftlinjen inkluderer reduserte tap i sentralnettet, men ikke økte tap som vil oppstå i det lokale distribusjonsnettet ved en fortsatt økt tilførsel av elektrisitet for å dekke etterspørselen etter effekt fra husholdninger og næringsbygg. Konesjonssøknaden og behandlingen av den, trekker ikke inn dette aspektet, noe som fører til en ufullstendig økonomisk vurdering av den nytte samfunnet har av en ny kraftlinje. Måten konsesjonssaken er vurdert på representerer derfor også en undervurdering av nytten i forbrukerrettede tiltak som kan redusere etterspørselen etter maksimaleffekt.

Tiltak som reduserer effektetterspørselen hos strømbbrukere vil gi samme forbedring av leveringssikkerheten som ny krafttilgang, men gir en tilleggseffekt gjennom å redusere tapene i distribusjonsnettet.

5. Alternative overføringslinjer

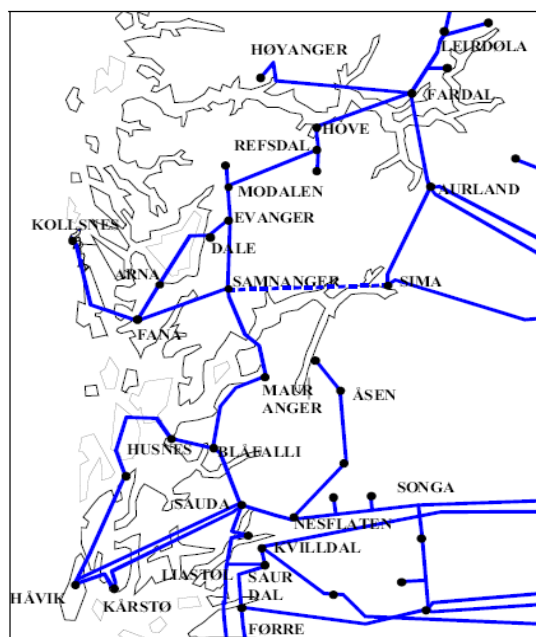
Statnett har vurdert tre hovedalternativer for ny linje inn mot bergensområdet.:

- Sima – Samnanger
- Sima – Evanger
- Åsen – Samnanger



Figur 4. Kost- og nytte-elementer og netto nåverdi for alternative forsterkningsløsninger, nåverdier i [MNOK]. * Inkl. investeringskostnad for ny ledning Sauda – Liastølen. ** Ekskl. investeringskostnad for ny ledning Sauda – Liastølen.

For alle tre alternativene gjelder at de er samfunnsøkonomisk lønnsomme dersom det forutsettes at ingen andre tiltak, verken på forbrukssiden, produksjonssiden eller netttiltak, bidrar til å øke leveringssikkerheten i bergensområdet. **Ingen av alternativene er vurdert opp mot tiltak på forbrukssiden som bidrar til effektreduksjoner i kraftteterspørselen i bergensområdet midtvinters.**



Et annet fellestrekk ved alle alternativene er at de får marginal eller **negativ samfunnsøkonomisk verdi når et varmekraftanlegg på Mongstad settes i drift.** Årsaken til negativ nåverdi er at leveringssikkerheten blir vesentlig styrket med økt lokal produksjon og risikoen for ikkelevert kraft med tilhørende KILE-kostnader reduseres kraftig. Statnett ønsker imidlertid også i en slik situasjon å gjennomføre bygging av kraftlinjen Sima Samnanger. Dette begrunnes med at kraftlinjen fortsatt vil bli lønnsom hvis effektterspørselen i bergensområdet øker 50 – 100 MW mer enn antatt i beregningene. **Hva som vil kunne forårsake en slik økt effektterspørsel er ikke begrunnet** og argumentasjonen står i

kontrast til vurderinger som gjøres i lokal energiutredning for Bergen, utarbeidet av BKK, hvor det vises til at tiltak for energiøkonomisering på 15 % ikke er tatt hensyn til ved fremskriving av energietterspørselen.

Sammenlignet med ny kraftlinje vil det med et varmekraftverk på Mongstad fortsatt være ønskelig med ytterligere bedring av leveringssikkerheten. En kombinasjon av varmekraftverk og tiltak på forbrukssiden har imidlertid stor sannsynlighet for å gi en like god leveringssikkerhet i bergensområdet som bygging av ny kraftlinje.

I tillegg er det også mulig å styrke leveringssikkerheten i bergensområdet ved en ledning fra **Husnes til Fana**. Dette alternativet er ikke trukket inn i de tekniske og økonomiske mulighetene Statnett har presentert som hovedalternativer i sin konsesjonssøknad. Statnett har påpekt generelle svakheter i sentralnettssystemet i hele området mellom Hardanger og Boknafjorden. I hvilken grad en linje mellom Husnes og Fana kan gi nytteverdi utover en bedring av leveringssikkerheten i bergensområdet er ikke kvantifisert og representerer en svakhet i konsesjonssøknadens utredning av alternative nettinvesteringer.

I tillegg er det vurdert **oppgradering av eksisterende linjer**. Hovedinnvendingen mot disse oppgraderingstiltakene er at de aktuelle linjene ikke kan anvendes mens oppgraderingsarbeider pågår, noe som samtidig kan svekke leveringssikkerheten i bergensområdet. Oppgraderingsarbeidene kan bare pågå i korte tidsrom hvert år og gjennomføringen av slike alternativer vil måtte strekke seg over tid for å unngå for stor risiko for redusert leveringssikkerhet under anleggsperiodene.

En sterkere satsing på tiltak som reduserer etterspørselen etter maksimal effekt vil, på samme måte som for hovedalternativene, redusere risikoen for redusert leveringssikkerhet ved disse alternativene og kan bidra til en forsering av, og gi bedre lønnsomhet til, en oppgradering av eksisterende linjer.

Et **SVC-anlegg** vil på samme måte som varmekraftproduksjon på Mongstad øke leveringssikkerheten, redusere risikoen for KILE-kostnader og dermed svekke lønnsomheten av kraftlinjen. Disse alternativene er prioritert lavere enn kraftlinjen fordi de ikke løser leveringssikkerheten i bergensområdet fullt ut. Det er ikke vurdert om disse løsningene kan kombineres med sluttbrukertiltak på en måte som kan heve leveringssikkerheten til et like godt nivå som ved bygging av kraftlinjen. I følge Statnett er effekten av et SVC anlegg redusert de senere årene, men det er ikke angitt noe kvantitativt nivå.

I relasjon til nytten av en ny kraftlinje er hovedpoenget at både lokal varmekraft og SVC anlegg vil gi en vesentlig økt leveringssikkerhet slik at en ytterligere forbedring av leveringssikkerheten ved hjelp av tiltak på forbrukersiden både blir mer realistisk, mindre kostnadskrevende og raskere gjennomførbart.

6. Tiltak som kan redusere etterspørselen etter energi og effekt

- **Smart grid og avanserte målesystemer (AMS)**
- **Tilbakekjøp av effekt**
- **Utbygging av lokale vannkraftprosjekter**

Utarbeiding av lokale energiutredninger er hjemlet i energiloven. Hensikten er å etablere et bindeledd mellom strukturelle endringer i forbruksmønster og realistiske forutsetninger for planleggingen av infrastruktur for energitilførsel og distribusjon. Statnetts planer for utviklingen av sentralnettet er basert på regionale kraftsystemplaner utarbeidet av eierne av det regionale overføringssystemet. Ved utarbeidelsen av regionale planer skal det skje en vurdering av innholdet i de lokale energiutredningene.

BKK har, som eier av det regionale strømmettet, utarbeidet de lokale energiutredningen på vegne av lokale nettselskaper i området. Energiutredningen for Bergen kommune gir en god og detaljert oversikt over tiltak som påvirker energiforbruksmønsteret fremover. To av de viktige punktene er utbygging av fjernvarme og satsing på energistyresystemer.

Det er ikke lagt til grunn en vesentlig endring i sammensetningen av energibærere i kommunen, til tross for økt satsing på fjernvarme. I fremskrivingen av forbruket er det lagt til grunn en stabil % - vis årlig vekst hvor det ikke er tatt hensyn til energiøkonomisering. Utredningen beskriver alternative energiløsninger som kan bli tatt i bruk i årene fremover, men effekten av disse mulighetene er ikke bygget inn i langsiktige fremskrivinger. ENOVAs ulike programmer for omlegging av energibruken er listet opp, men er ikke knyttet konkret opp til kommunens eget arbeid med tilsvarende tiltak.

Energiøkonomiseringstiltak retter seg i hovedsak mot oppvarmingsbehovet. **Oppvarming med elektrisitet er en kritisk faktor for vurderingen av fremtidig utvikling av maksimal effektbelastning. Hvordan alternative tiltak kan begrense veksten i, eller redusere etterspørselen etter maksimal effekt vinterstid er ikke kvantifisert.** Utredningen legger til grunn at installasjon av energistyringssystemer kan gi 15 % reduksjon i energibruken. Dette potensialet er beregnet å utgjøre ca 200 GWh for offentlige og private yrkesbygg. Det er ikke laget anslag på hvordan styringssystemer i kombinasjon med AMS kan gi tilsvarende effekter innen husholdninger. Styringssystemer kan bidra til redusert maksimaleffekt gjennom temperaturstyring og ved å redusere effektforbruk som ikke bidrar til oppvarmingsbehovet i perioder med maksimaleffekt. **Dersom en 200 GWh reduksjon i energibruken er knyttet til oppvarmingsbehovet kan dette til svare en reduksjon i effektbruken på mer enn 50 MW ved en brukstid på 3-5000 timer.** Elektrisitetsforbruket i husholdningene er noe større enn forbruket i tjenesteytende sektor.

Tabellen nedenfor viser en oppstilling av mulige reduksjoner i elektrisitetsforbruket i husholdning og tjenesteytende sektor basert på en 15 % reduksjon som antatt i energiutredningen. Det er stor usikkerhet om hvor stor del av reduksjonen i effekt etterspørsel som oppnås i kuldeperioder med høy maksimaleffekt på grunn av elektrisk oppvarming, men det er sannsynlig at en betydelig andel av potensialet vil gi redusert MW og så under maksimal effektbelastning.

	GWh el	15 % enøk (GWh)	MW ved brukstid 3000h	MW ved brukstid 5000h
Offentlig tjenesteyting	610	91,5	30,5	18,3
Privat tjenesteyting	940	141	47	28,2
Husholdninger	1900	285	95	57
Sum	3450	517,5	172,5	103,5

Et potensial for effektreduksjoner som følge av energiøkonomiseringstiltak som ikke er inkludert i energiutredningens fremskrivninger kan derfor ligge i størrelsesorden 100 MW. Samtidig viser Statnett til at en effektøkning på 100 MW utover fremskrivningene vil gjøre kraftlinjen lønnsom selv med en igangsetting av varmekraftverket på Mongstad. **Det er her inkonsistens mellom den lokale energiutredning for Bergen og begrunnelsen for bygging av kraftlinjen samtidig med ev varmekraftverk på Mongstad.**

Analysemodeller for sentralnettet og vannkraftsystemet er avanserte. Analysemodeller for lokal energi- og effektforbruk er dårlig utviklet og lite brukt. Dette er en viktig årsak til at det blir ubalanse mellom de store enkelttiltak på produksjons- og nettsiden i forhold til de mange små tiltak på forbrukssiden.

6.1 Smart grid og avanserte målesystemer (AMS)

Den teknologiske utviklingen går i retning av digital, toveiskommunikasjon mellom strømbrukere, kraftsystem og kraftmarked. I fagmiljøene, både i Norge og utlandet, fremstilles dette som "smart grid" og vil skape en ny "æra" i driften av kraftsystemer. Denne teknologien vil legge til rette for installasjon av energi- og effektregulerende utstyr som kan tilpasses det individuelle forbruksmønsteret.

Bruken av effektregulerende utstyr kan også kobles opp til priser som strømleverandørene formidler til den enkelte kunde. Høye priser i perioder med anstrengt kraftsituasjon og lav leveringssikkerhet kan utløse effektreduserende tiltak på en måte som fortsatt gir forbrukerne et komfortnivå de selv vurderer som akseptabelt.

NVE har utarbeidet en strategi for arbeidet med innføring av toveiskommunikasjon (AMS) og viser i fagrapporter til at det vil gi en mer effektiv utnytting av nettet og lavere effektbehov. I følge denne strategien vil AMS være etablert for hele kraftsystemet og alle strømbrukere innen 3 – 8 år.

AMS var et hovedtema på NVEs energidager både i 2009 og 2010. BKK deltok med et foredrag hvor konsernets arbeid med AMS ble presentert. **AMS vil, i følge BKK, gi bedre utnytting av nettet, lavere kostnader, bedre oversikt over tapskostnader og gi reduserte KILE-kostnader.** Reduserte KILE-kostnader vil redusere den samfunnsøkonomiske verdien av kraftlinjen.

I konsesjonssøknadens økonomiske evaluering av kraftlinjen er det ikke vurdert hvordan og AMS vil påvirke nettdriften og lønnsomheten av en ny kraftlinje fra 2014 og fremover. Redusert nytteverdi i løpet av de 10 første årene av en kraftlinje har stor virkning på den samfunnsøkonomiske nåverdien.

I BKK sine egne planer vil AMS være installert i det lokale nettet gradvis mellom 2014 og 2016 og i full drift fra 2017, men bare få år etter at kraftlinjen Sima-Samnanger er i drift.

Statnett har en omtale av smart grid som det siste punktet i sin Nettplan 2010, men bare som fremtidsløsning og ikke noe som er bygget inn i foreliggende planer og scenarier. EURELECTRIC, nettselskapenes internasjonale samarbeidsforum, har de siste par årene hatt flere konferanser om "smart grid". I et dokument som gjenspeiler organisasjonens felles holdningen til "Smart Metering" uttrykkes følgende: *EURELECTRIC views Smart Metering as a very promising technology that can substantially empower electricity consumers to become active managers of their consumption. By the same token, we believe that smart meters will greatly contribute to a more efficient distribution grid management.*

6.2 Tilbakekjøp av effekt

Statnett har inngått opsjonsavtaler om tilbakekjøp av elektrisitet med større, bedrifter med stort forbruk av elektrisitet. Opsjonene innebærer at bedriftene, mot en økonomisk kompensasjon kan redusere sitt uttak av elektrisk kraft dersom Statnett ber om det av hensyn til leveringssikkerheten i hele, eller deler av kraftsystemet. Statnett forhandler med bedriftene om pris for opsjonene, for vinteren 2009-2010 hadde Statnett en utgift på 48 millioner kroner for å sikre seg slike rettigheter. I tillegg avtales en pris på selve tilbakekjøp av kraften dersom opsjonene tas i bruk. Statnett offentliggjør ikke de individuelle kontraktsprisene, men oppgir et variasjonsområde opp mot 7,5 kroner per kWh for bedriftenes tilbud på pris ved tilbakekjøp i 2010.

Tilsvarende opsjoner kan etableres også overfor andre forbrukergrupper enn kraftintensiv industri, men er hittil ikke anvendt i noe kjent omfang. Kostnaden for slike opsjoner vil avhenge av hvor stort økonomisk tap bedriftene påføres ved redusert krafttilgang. I tillegg vil det være mer kostnadskrevenende å administrere slike avtaler for mange små bedrifter fremfor et fåtall store.

Men i prinsippet kan slike muligheter bygges inn i kraftkontrakter. Med avanserte målesystemer som nå skal installeres vil bruk av mindre enn en avtalt maksimal effekt i perioder med kritiske leveringsvilkår utløse en avtalt reduksjon i strøm kostnad. Det vil gi både næringsliv og vanlige forbrukere økonomisk motivasjon til å unngå høyt effektforbruk og avveie sine egne ulemper mot den kompensasjon netteier tilbyr. Hvis Statnett er villig til å betale en kompensasjon for redusert forbruk i høylastperioder, som er flere ganger høyere enn den prisen kunden normalt betaler, er det sannsynlig at et betydelig antall hushold vil innrette seg frivillig med noe lavere innetemperatur eller andre tiltak.

Hvis installasjonen av toveis kommunikasjon og avanserte målesystemer forseres i bergensområdet vil slike avtaletyper kunne gi redusert maksimaleffekt i bergensområdet allerede fra fyringssesongen 2011-2012.

6.3 Utbygging av lokale vannkraftprosjekter

Både Statnett og NVE har argumentert med at kraftlinjen er viktig også for å kunne realisere potensialet for lokal vannkraftprosjekter. Slike prosjekter har liten magasinkapasitet og begrenset produksjonsevne om vinteren og vil stå overfor de samme flaskehalsene for eksport av sommerkraft som eksisterende lokal vannkraft.

Flaskehalskostnader for den eksisterende lokale vannkraften er kvantifisert i Statnetts økonomiske beregninger av kraftledningen. Disse kostnadene er meget små og må mangedobles ved nye prosjekter om de skal kunne gi en vesentlig bedring av kraftlinjens lønnsomhet.

Hvis leveringssikkerheten i bergensområdet løses gjennom satsing på forbrukertiltak vil det kunne påvirke hvordan de lokale vannkraftmagasinene disponeres gjennom året. **En mindre anstrengt vintersituasjon kan tenkes å redusere behovet for eksport av sommerkraft, men simuleringer som belyser hvorvidt slike effekter er av betydning er ikke gjennomført.**

7. Planleggingssystemet for kraftsektoren

Statnett har et overordnet ansvar for driften av kraftsystemet. Et slikt systemansvar innebærer at foretaket må gjennomføre tiltak som sikrer tilstrekkelig overføringskapasitet og leveranse kvalitet i tråd med samfunnsøkonomiske kriterier. **Søknaden om konsesjon for kraftlinjen er et tiltak som ligger innenfor Statnetts ansvar, i tråd med selskapets formål og et tiltak foretaket kan gjennomføre innenfor selskapets kompetanse og økonomiske rammer.**

OED har nylig presisert Statnetts ansvar for å koordinere nett og produksjonstiltak, men ingen har fått et tilsvarende eksplisitt ansvar for å koordinere samspillet mellom nettutvikling og forbruksutvikling. I energiloven er det imidlertid krav om energiplanlegging i regi av nettkonsesjonærene. NVE praktiserer dette som et krav om utredninger som tegner et bilde av viktige utviklingstrekk og muligheter knyttet til forbruksutviklingen.

Det er BKK som har utarbeidet lokale energiutredninger for kommunene i bergensområdet. Utredningene skal vurderes i forbindelse med utarbeiding av regionale kraftsystemplaner. De regionale kraftsystemplanene inngår i Statnetts vurdering av planer for utviklingen av sentralnettet. Men en utredning har ikke den samme forpliktelsesgrad som en plan, noe som setter grenser for hvor langt muligheter på forbrukssiden kan trekkes inn som premiss for de regionale og nasjonale kraftplanene.

Formålet med planleggingssystemet er å sikre konsistens i prioritering av ulike typer tiltak i energisystemet. Blant annet vil utredningene kunne fange opp kvantitative, lokale effekter av de energitiltak som myndighetene setter i verk gjennom NVE og Stortingets bevilgning av midler til ENOVA. **Den rollen som de lokale energiutredninger har i dag sikrer ikke den konsistens i planleggingen av energisystemet som de var tiltenkt.**

Statnett er pålagt et ansvar fra OED. Når Statnett sender en konsesjonssøknad til OED er dette et ledd i å oppfylle de forpliktelser foretaket har påtatt seg på en måte som er mulig innenfor foretakets økonomi, organisasjon og faglige kompetanse. OED står i en situasjon hvor det for løsningen av leveringssikkerheten i bergensområdet bare foreligger ett konkretisert alternativ. Ved å avslå søknaden, uten at det foreligger alternativer til forbedring av leveringssikkerheten, vil OED undergrave Statnetts mulighet til å oppfylle sine forpliktelser. **OED kommer i et ”tvangsmessig” dilemma hvis ikke energiplanlegging og iverksetting av tiltak utenfor Statnetts virkeområde ligger i ”forkant” med alternative forbrukstiltak.**

8. Utredningsinstruksen og ankebehandlingen

Formålet med utredningsinstruksen er å sikre at vesentlige konsekvenser av en beslutning får en forsvarlig vurdering ved at samfunnsøkonomiske og andre samfunnsmessige forhold tas inn i departementenes utredninger og beslutninger. **Alternative virkemidler skal vurderes** og i nødvendig utstrekning foretas grundige og realistiske samfunnsøkonomiske analyser.

Instruksens virkeområde er arbeidet med offentlige utredninger, forskrifter, reformer og tiltak og utredningsarbeid som utføres i eller på oppdrag fra statlige forvaltningsorganer.

Behandlingen av konsesjoner må forutsettes å følge utredningsinstruksen.

Gjennom NVE og ENOVA iverksettes tiltak som påvirker økonomiske rammevilkår for utbygging av kraftlinjer. Hvis ikke slike forhold trekkes inn i NVEs konsesjonsbehandling vil de måtte trekkes inn i OEDs egen behandling, men OED kan da ikke være ankeinstans.

OED har som ledd i sin ankebehandling stilt en rekke spørsmål til Statnett. Ett av disse spørsmålene dreier seg om muligheten for å bruke virkemidler som kan påvirke/reducere den fremtidige effektterspørselen.

I sitt svar har Statnett vist til at foretakets eneste virkemiddel for å påvirke produksjon og forbruk er innføring av prisområder i kraftmarkedet og at tiltak i forbindelse med enøk ligger utenfor Statnetts mandat.

Også BKK har besvart det samme spørsmålet med å vise til at nettselskapet må forholde seg til historisk observert utvikling og at andre miljøer enn nettselskapene er best skikket til å svare på spørsmålet (blant annet ENOVA).

Både spørsmålet fra OED og svarene fra Statnett og BKK dokumenterer at alternative tiltak kan være tilgjengelige, at dette var kjent under ankebehandlingen, men at alternative tiltak ikke er vurdert av konsesjonssøker.

Slike alternativer er ikke vurdert i NVEs behandling og heller ikke i OEDs ankebehandling. OED burde ha trukket slike forhold inn i sin saksbehandling og samtidig avstått fra å være ankeinstans. Alternativt sendt konsesjonssaken tilbake til NVE og bedt om en fornyet behandling.

Konsesjonssøknadens innhold og NVE/OEDs behandlingen av den tilfredsstillende derfor neppe de krav som følger av forvaltningens egen utredningsinstruks.

8.1 Stortingets kontroll med forvaltningens oppfølging av stortingsvedtak

Energiforvaltningen gjennomfører tiltak basert på Stortingets vedtak.

Energilovens premisser gir føringer for hvordan myndighetene kan gjennomføre tiltak for utviklingen av energisystemet. De årlige vedtak om statsbudsjettet gir blant annet rammene for ENOVAs arbeid med omleggingen av energibruken og satsingen på fornybar energi. Stortinget har opprettet egne organer for tilsyn med hvordan Stortingets bevilgninger anvendes og hvordan vedtatte lover praktiseres.

Sivilombudsmannen påser at forvaltningens beslutninger følger lovene Stortinget har vedtatt og praktiseres etter prinsippet om likebehandling og at ingen lider urett.

Et tema knyttet til begrepet likebehandling er om konsesjonsprosessen er gjennomført på en måte som sikrer berørte parters interesser i forhold til sammenlignbare tilfeller. Eksempelet kan her være **ulikeheter i økonomisk prioritering av miljøhensyn** ved kabling av plattformer sammenlignet med kabling på land eller i fjord.

Et tema knyttet til begrepet rettferdighet kan være **om premissene for saksbehandlingen av kraftlinjen reduserer de muligheter energibrukerne i bergensområdet har til å oppnå den billigste kombinasjon av energiforsyning og leveringssikkerhet** fordi effekttilførsel fra kraftlinjen vil redusere lønnsomheten av energi- og effektbesparende tiltak på forbrukssiden.

Et annet spørsmål som vil ligge under Sivilombudsmannens kompetanse er om NVE kan være konsesjonsmyndighet og OED derav kan fungere som ankeinstans. NVE er delegert beslutningsansvar på saker som ikke krever nye prinsipielle avklaringer eller hvor viktige samfunnsinteresser ikke står mot hverandre.

Kraftlinjesaken er i utgangspunktet en konsesjonssøknad på linje med mange andre konsesjonssaker hvor NVE har tatt en avgjørelse. Men i denne kraftlinjesaken er de økonomiske analysene knyttet nesten entydig til løsning av problemer på etterspørselssiden og i liten grad knyttet til virkninger på det maskede sentralnettet.

Tiltak som kan redusere etterspørselen etter maksimaleffekt på forbrukssiden er ikke vurdert. I tillegg er argumentene for utbyggingen knyttet opp mot fremtidsplaner for elektrifisering av sokkelen og utbygging av fornybar elektrisitet uten at disse forholdene gjenspeiles i de økonomiske analysene.

På denne bakgrunn kan det hevdes at ubesvarte spørsmål knyttet til forbrukertiltak, de uklare begrunnelsene knyttet til økt fornybar produksjon og elektrifisering av sokkelen representerer problemstillinger av prinsipiell og politisk karakter slik at konsesjonen ikke kan gis av NVE, men må løftes opp til et høyere beslutningsnivå som har kompetanse til å vurdere de forhold av samfunnsmessig karakter som åpenbart er knyttet til denne saken.

Riksrevisjonen følger opp om anvendelsen av budsjettmidler skjer i tråd med Stortingets forutsetninger og mål. Riksrevisjonen kan på eget initiativ vurdere ulike deler av den politikken Regjeringen gjennomfører. Et eksempel på en slik overordnet revisjon er en nylig fremlagt rapport om Regjeringens klimatiltak sett i forhold til de mål Stortinget har vedtatt. Riksrevisjonen kan vurdere om oppnådde resultater og tiltak er i samsvar med oppsatte mål.

Sterke politiske mål om energiøkonomisering og omlegging av energiforbruket kan stå i motsetning til investeringer som både legger til rette for og øker bruken av elektrisitet til oppvarmingsformål.

Betaler strøm time for time

Artikkel i **Dagens Næringsliv**, 3.januar 2011

To timer om formiddagen og to timer om ettermiddagen skrus varmtvannsberedertanken til administrerende direktør Rolf Hilstad i Malvik E-verk seg av. Det sparer han og hans kunder mye på.

...

” Systemet hvor kundene har installert en timesmåler (Avansert måle- og styringssystem (AMS)) i boligen, vil være en realitet for alle norske husholdninger innen 2018.”

(Les hele artikkelen i DN sitt arkiv)

Aftenposten

Leder, 10.08.2010

Lytt til Vestlandet

Jens Stoltenberg bør legge prestisjen til side og se at dette er en sak som av mange grunner både bør og fortjener å tas opp igjen.

...

“...«En beklagelig nødvendighet» var tittelen på vår forrige lederartikkel om denne saken. Vi mener fortsatt sommerens kraftlinjebeslutning er beklagelig, men vi tror ikke lenger den er en nødvendighet.”

Les hele artikkelen her:

<http://www.aftenposten.no/meninger/leder/article3763100.ece?service=print>



FOLKEAKSJONEN I
HARDANGER
FOR KRAFTOVERFØRING
MED SJØKABEL

WWW.STOPPKRAFTLINJA.NO

Ope brev frå
"Folkeaksjonen i Hardanger"

Spenningsoppgradering mot Bergen

Gjennom ein enkel analyse av kraftforbruket på Kollsnes vil Folkeaksjonen visa at det er forsvarlig å utføra ein spenningsoppgradering.

Eksport av gass frå Trollfeltet via Kollsnes til kontinentet krev årleg kring 20 % av det totale kraftforbruket i Bergensregionen. Kollsnes er ein viktig aktør som står for ca 40 % av norsk gassseksport. Målt i energi utgjer dette omlag 3 gongar den årlege norske vasskraftproduksjonen. Gassco, som er 100 % stats eigd, er driftsoperatør både for Kollsnes og nesten heile gassnettet i Noreg, og alle dei norske gassterminalane på kontinentet. Gassproduksjonen frå Troll, og dermed trongen for elektrisk kraft, varierer mykje gjennom året. Kraftbehovet på Kollsnes er lågt i sommarhalvåret og høgt i vinterhalvåret.

Ko-ordinert effektuttak gjennom samarbeid kan i korte periodar vera naudsynt for å oppretthalda forsyningstryggleiken mot Bergen. Kommunikasjonen mellom den største kunden i Bergensregionen, Gassco, og nettleverandøren må difor utviklast. Sjølv om norsk gassseksport er kjenneteikna av langsiktige avtaler, vert meir og meir gass selt på spotmarknaden. Dette gjev også rom for større fleksibilitet. Dersom Kollsnes er heilt eller delvis ute av drift, er det enno ein viss reserve i det omfattande gassrørnettet i den såkalla "linepack". Høgt trykk i røyrsystemet sikrar avtalte leveransar til kundane i ein tidsperiode. Det må vurderast om denne "linepack", i tillegg til andre operative og tekniske tilhøve, kan utnyttas betre, slik at den samla effektbelastninga i nettet i enkelte høve kan forskyvast noko i tid.

Gassco er i den unike situasjonen at dei har det totale biletet av produksjonen og røyrtransporten av gassen som kundane til ei kvar tid har bestilt. Dei veit difor også når det trengst ekstra store kraftmengder.

Ei koordinert samkøyring er eit krevjande prosjekt både for Gassco og Statnett/BKK, men alle er erfarne selskap, som tidligare har teke store utfordringar og løyst dei.

Kollsnes har ein årleg avtala vedlikehaldsperiode på sommaren med redusert gassproduksjon og lågt kraftbehov. I enkelte år er det full stans grunna vedlikehald og naudsynte oppgraderingar. Desse periodane kan sølvsagt utnyttast gjennom eit "transparent planarbeid" mellom Gassco og Statnett/BKK.

Det er tidlegare dokumentert eit godt samarbeid mellom olje – og gasselskapa, og styresmaktene. Den store Sleipner A-plattformen (gass) sokk ved eit uhell i 1991. Det vart målt 3,9 på Richterskala da plattformen treffe botnen i Gandsfjorden. Hendinga medførte også eit slags "jordskjelv" i gassindustrien, då Sleipner-feltet hadde inngått langsiktige gasskontaktar med avtala oppstartstidspunkt. Gjennom eit samarbeid mellom sentrale aktørar, vart denne utfordringa løyst utan store konsekvensar for kundane. To år seinare var ei ny plattform på plass. I denne perioden hadde aktørane, via ulike arrangement og ein tett dialog, produsert og levert gass frå andre felt til Sleipners gasskandar på kontinentet.

Ein slik dugnad, i langt mindre omfang, kan om naudsynt vurderast for kortare periodar ved gjennomføringa av ein SOG.

Spenningsoppgradering (SOG) av dei to 300 kV- linjene vil betra dagens kapasitet med ca 2500 MW, som er lik kapasiteten for den planlagde Sima-Samnanger. Utfordringane er store både sommar og vinter. Om vinteren må forsyningstryggleiken for Bergen og Kollsnes vere akseptabel og om sommaren må overproduksjonen av kraft kunne førast ut av regionen.

BKK har planar for ein ny 300/420 kV frå Modalen til Troll/Kollsnes, som kan vera ferdig i 2016. Denne vil avlaste dei eksisterande 300 kV linjene mot Bergensregionen og sikra ei stabil heilårsforsyning til Kollsnes. I tillegg er linja med på å "danne ring" rundt Bergen.

Ein SOG vil vere enklare å gjennomføra når kraftlinja frå Kollsnes til Modalen er i drift i 2016. Bergen og Kollsnes vil då ha ein ny forsyningsveg frå Modalen, som også kan avlasta området for overproduksjon i sommarhalvåret. Kraft direkte frå Modalen og Mongstad vil avlasta dei to sårbare 300kV-linjene inn og ut av området.

Konklusjon. Statnett har i sin "Nettutviklingsplan 2010-25" stort fokus på SOG. Dei vil i dei komande åra gjennomføra oppgraderingar andre stader i landet; nettopp for å få ein monaleg kapasitetsauke i nettet. Statnett presiserer også at mange oppgraderingar vil vere samfunnsøkonomisk ulønnsame. Vidare presiserer både Statnett og NVE at eksisterande nett (og trase) skal utnyttast maksimalt.

Ved å snu prosessen i Hardanger og spenningsoppgradere først, kan Statnett langt på veg spara 600 mill. kroner, som det vil koste å byggja Sima-Samnanger. Samtidig har dei også spart landskapet i Hardanger for svært øydeleggjande naturinngrep.

Tidenes kaldaste vinter har vist at kraftforsyninga til Bergen fungerer under maksimale effektuttak. Gode rutinar på vedlikehald, kombinert med innsatsvilje, vil også vere nøkkelmoment under ein komande SOG.

Folkeaksjonen i Hardanger, med alle politiske parti i Hordaland, ynskjer og oppfordrar på det sterkaste til ei ny vurdering av saka. Ei gild utgreiing vil i ettertid vere den beste dokumentasjonen for ein open demokratisk prosess.

I

På vegne av Folkeaksjonen i Hardanger

Jan Ivar Rødland	Granvin herad
Mona Hellesnes	Ulvik herad
Klaus Rasmussen	Sekretær i "Folkeaksjonen i Hardanger"


www.stoppkraftlinja.no

Øystese, Hardanger 25.03.10

"Folkeaksjonen i Hardanger" er støtta av:



www.bevarhardanger.no

		Date: 17. FEB 2005	Doc. type: Report
		Dep: Consulting	Subject: 1007 - KU - Energiverk Mongstad
Prepared by: NB/IB	Approved by: JAL	Revision: 0.1	Page: 1 av 9
			FREE

Konsekvensutredning for kraftvarmeverk på Mongstad

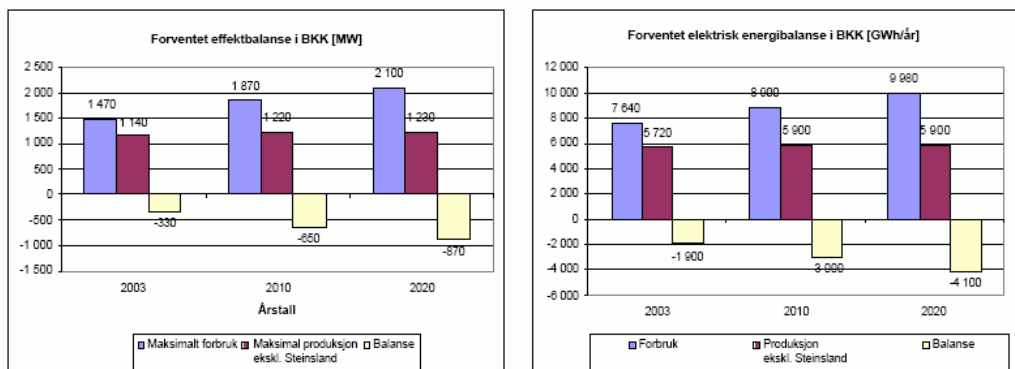
Kapittel 6: Infrastruktur

Kraftvarmeverkets innvirkning på kraftbalansen og nettsituasjonen i regionen:


Norge er nå kommet i en situasjon med økende knapphet på kapasitet både på produksjons- og nettsiden. Eksisterende produksjon er sterkt avhengig av tilsiget, og det er store variasjoner i produksjon mellom tørr og våt år. Strømforsyningen til BKK-området preges av et økende kraftunderskudd. Forbruket øker uten at produksjonen øker tilsvarende. Vinteren 2002/03 erfarte man at nettet måtte deles i Blåfalli for å greie å dekke overføringsbehovet inn til området. Nettdelingen medførte at BKK-området lå ensidig forsynt med svekket leveringspålidelighet.

Oljeindustrien i området utvider sine anlegg, noe som innebærer betydelig vekst i industriens kraftforbruk i tillegg til generell vekst i alminnelig forsyning. Samlet forbruksvekst innenfor BKK forventes å være 400 MW og 1,3 TWh frem til 2010, og ytterligere 230 MW og 1 TWh fra 2010 til 2020.

Effektunderskuddet i BKK-området forventes å øke fra dagens 330 MW til 870 MW frem mot 2020. Energiunderskuddet i området ventes å øke fra dagens 1,9 TWh til 4,1 TWh i 2020.



Figur 1: Forventet utvikling av effektbalansen [MW] og energibalanse [GWh/år] i BKK eksklusiv gasskraft.

		Date: 17. FEB 2005	Doc. type: Report
		Dep: Consulting	Subject: 1007 - KU - Energiverk Mongstad
Prepared by: NB/IB	Approved by: JAL	Revision: 0.1	Page: 2 av 9
			FREE

Andre planlagte kraftverksprosjekter i området har samlet effekt på om lag 76MW og samlet energiproduksjon på knapt 200 GWh. Dette blir relativt lite sammenlignet med forventet forbruksvekst i BKK området.


Ny produksjon basert på gass vil bedre energibalansen, samtidig som dette vil medføre en diversifisering av energikildene i det norske kraftsystemet. Det gir et mer robust kraftsystem. Analyser Statnett har gjort viser at det er nettmessige fordeler ved å lokalisere ny produksjon enkelte steder på Vestlandet. På Vestlandet er gass tilgjengelig ved gassterminalene.

Økt kraftproduksjon i Bergensområdet kan redusere behovet for regionale nettførsterkninger. Uten gasskraftverk vil det være behov for økt overføringskapasitet inn til BKK-området vinterstid. Det mest aktuelle vil være å investere i en ny ledning Sima-Samnanger, alternativt forsterke nettet sørover mot Sauda. Modalen-Kollsnes, alternativt Samnanger-Arna, er også aktuelle investeringer i området.

Tap i nettet:

På lokalt nivå nord i BKK sitt 132kV nett, som allerede er et overskuddsområde særlig om sommeren, vil et kraftverk på Mongstad forårsake høye nettap i slike situasjoner. BKK regner at et nytt 280MW kraftverk gir økte nettap på 14 mill kr pr år.

Ifølge analyser gjort av BKK kan et kraftvarmeverk på Mongstad ha positive virkninger for tapssituasjonen i BKK-området i sin helhet. (Se tabell neste side.)

				Date: 17. FEB 2005	Doc. type: Report
				Dep: Consulting	Subject: 1007 - KU - Energiverk Mongstad
Prepared by: NB/IB	Approved by: JAL	Revision: 0.1	Page: 3 av 9	FREE	


Alternativer	Tap BKK Nett-totalt, MW	Tap BKK Nett-totalt, %	Marginaltap Kollsnes 132A	Marginaltap Sture 132A	Marginaltap Solheim (Bergen) 132A	Marginaltap Mongstad 132A	Marginaltap Matre 132A
Eksisterende nett							
2003	17	1,80 %	2,9	3,2	3	2,9	-0,9
2005	22	2,10 %	4,9	4,9	4	4,3	-0,2
2010	35	2,70 %	8,1	7,7	5,6	6,6	1,3
2015	47	3,30 %	10,8	10,1	6,9	8,5	2,3
2020	54	3,60 %	11,6	10,9	7,8	9,4	2,8
Kraftproduksjon Mongstad (270 MW)							
2010	35	2,70 %	5,6	5,2	3,2	-6,3	-3,5
2015	43	3,10 %	8,2	7,2	5	-5,4	-2,9
2020	47	3,20 %	8,8	7,8	5,6	-5	-2,5
Kraftproduksjon Mongstad(270 MW) med ny linje Mongstad Kollsnes							
2010	25	1,90 %	4,1	4,1	3,7	0,4	-1,5
2015	31	2,20 %	6	5,8	4,8	1,9	-0,5
2020	34	2,30 %	7	6,8	5,3	2,7	0

Tabell 1: Prognose for marginale tapssatser i tre forskjellige alternativer (Eksisterende nett, Kraftproduksjon Mongstad, og Kraftproduksjon Mongstad pluss ny linje Mongstad-Kollsnes). Her forutsettes 270 MW produksjon i Mongstad, 18 % vekst i BKK last frem mot 2020 og en middels prognose for lastøkning på Kollsnes. Beregningene gir ikke eksakte tall, men en indikasjon av forventete fremtidige tap i BKKs område. Tallene er referert til utmating.

Uten kraftverk på Mongstad forventes prosentvise tap å øke med 100 % fra 2003 til 2020. På grunn av forbruksveksten, vil de tilsvarende effekttapene øke med en faktor på 3.2. Med kraftverk på Mongstad forventes tapene å reduseres fra 3,6 % til 3,2 % i 2020. Tilsvarende vil tapt effekt reduseres fra 54MW til 47 MW.

I utmatingspunktene i BKK området (Kollsnes, Sture og Solheim i Bergen sentrum) vises en gjennomsnittlig relativ reduksjon i tapssatser 26 % - 33 % i 2005-2020. I innmatingspunktet Matre vises en forventet forverring, siden dette allerede er innmatingspunkt i et overskudds-område.

Et kraftverk på Mongstad vil bety 280MW mindre effekt å overføre inn i "BKK inn snittet" om vinteren når det er kraftunderskudd i området. Dette vil redusere tapene i sentralnettet. Om sommeren kan BKK-området ha kraftoverskudd, og et kraftverk på Mongstad vil da øke overføringen ut av området. Dette vil medføre økte tap i sentralnettet.

			Date: 17. FEB 2005	Doc. type: Report	
			Dep: Consulting	Subject: 1007 - KU - Energiverk Mongstad	
Prepared by: NB/IB	Approved by: JAL	Revision: 0.1	Page: 4 av 9	FREE	

Overføringsbegrensninger (flaskehals) i nettet:

Et kraftverk på Mongstad vil geografisk ligge nær Modalen, som er område med tidvis sterkt produksjonsoverskudd. 132 kV nettet i dette området er allerede høyt utnyttet, og et kraftverk på Mongstad vil øke belastningen på 132 kV nettet enda mer. I forbindelse med kraftverket anbefaler BKK følgende oppgraderinger i 132 kV nettet:

- Temperaturoppgradering av Matre - Jordal fra 40 til 60 grader linetemperatur.
- Temperaturoppgradering av Mongstad - Seim fra 50 til 80 grader linetemperatur.
- Temperaturoppgradering av Myster - Dale fra 50 til 80 grader linetemperatur.
- Skifte ut begrensende tverrsnitt Seim-Meland, alt. temperaturoppgradering til 95 grader.

Dersom alle tiltakene utføres vil det normalt ikke forekomme nettbegrensninger ved *intakt* nett. Dette er bekreftet gjennom omfattende beregninger av ledningsnettet ved ulike lufttemperaturer og med tilhørende forventede produksjonskurver for alle kraftverkene, inklusive de nye kraftverkene på Østerbø og Kløvtveit.


Kun i ekstremisituasjoner vil det kunne forekomme nettbegrensninger, som må løses ved nedregulering av produksjon. Ved enkelte utfallsituasjoner må produksjonen reduseres for å unngå overlast på de gjenværende ledningene. Overlasten er imidlertid ikke så høy at det er fare for utkobling av ledninger på overlast. Det er heller ikke andre dynamiske problemer i nettet forbundet med enkeltutfall av ledninger eller utfall av generatorer.

Dobbelutfall av ledningen Matre-Jordal (to ledninger på samme masterekke) vil føre til ekstrem høy overlast på Mongstad – Seim - Meland. BKK anbefaler derfor etablering av et produksjonsfrakoblingssystem som automatisk kobler ut generatorer (alternativt automatisk nedregulering av produksjon) ved deteksjon av en viss overlast på ledningen Mongstad-Seim. Se eget avsnitt om dette.

I forbindelse med revisjoner det kan oppstå mulige flaskehals BKK har vurdert disse flaskehalskostnadene til å være 1,5 MNOK pr år.

BKK/Bergensområdet går gradvis inn i en situasjon fra å være i energimessig balanse til å bli et underskuddsområde. Etter hvert som kraftunderskudd i område øker, og nettet blir mer anstrengt, vil det stadig oftere innføres delinger i 300kV nettet slik at BKK område kun får ensidig forsyning fra sentralnett, med påfølgende svekket leveringspålitelighet. Årsaken til at nettet må deles er at flaskehalsene ellers ville blitt så omfattende at det rent praktisk ikke er mulig å holde tilstrekkelig høy produksjon innenfor område til at flaskehalsene kan fjernes på normal måte. Vinteren 2002/2003 var et godt eksempel på hvordan det ble valgt å "fjerne" flaskehalsene ved å innføre en deling i nettet (i Blåfalli) slik at BKK-området ble ensidig forsynt fra nord gjennom store deler av vinteren. Etter hvert som kraftunderskuddet i området øker, vil vi stadig oftere oppleve denne driftsformen.

Comment [PRE1]: Det bør vel være en kommersiell vurdering basert på diskusjon mellom Statoil og BKK Produksjon som styrer dette?

		Date: 17. FEB 2005	Doc. type: Report
		Dep: Consulting	Subject: 1007 - KU - Energiverk Mongstad
Prepared by: NB/IB	Approved by: JAL	Revision: 0.1	Page: 5 av 9
			FREE

Et kraftverk på Mongstad vil redusere forventet varighet med delt nett situasjon på Vestlandet i underskuddsperioder. Uten kraftverk og nettførsterkninger forventes det at nettet må drives delt 26 % av tiden i år 2010.

I perioder med kraftoverskudd, vil et nytt kraftverk forverre situasjonen. Kraftverket vil ikke endre samlet tid med delt nett mye, men flaskehalskostnadene vil bli mindre med et kraftverk på Mongstad. Betalingsvilligheten og flaskehalskostnadene ved kraftunderskudd vil være høyere enn flaskehalskostnadene ved kraftoverskudd.

Avbruddskostnader i nettet

Med utbygging av Mongstad kraftverk vil leveringssikkerheten lokalt i 132kV nettet forbedres, særlig for Mongstad men også Kollsnes.

I Mongstad vil et kraftvarmeverk redusere avbruddskostnadene. Mongstad har pr. i dag tosidig nettforsyning. Et nytt kraftverk med to separate gassgeneratorer og mulighet for drift i øymodus ("Island mode") vil gi meget høy redundans.

Antatt årlig *reduksjon* i avbruddskostnader:

for Kollsnes 2,6-6 MNOK/år (2010-2020)

for Mongstad 3-4 MNOK/år (2005)

Kraftvarmeverket reduserer også avbruddskostnadene ved forsyning av "Bergens-området".


Statnett/BKK prognoser for samlede avbruddskostnader i BKKs eksisterende nett viser en kraftig økning frem mot 2025. (Fra 28 MNOK/år i 2010 til 78 MNOK/år i 2025). Når det gjelder avbruddskostnader for Mongstad og Kollsnes, så er det brukt standard KILE satser for industrien. Reelle avbruddskostnader for Mongstad og Kollsnes kan være langt høyere.

Statnett har beregnet reduksjon i avbruddskostnadene for BKK området med et 400 MW kraftverk på Kollsnes. Dersom vi anslår at et 280 MW kraftverk på Mongstad vil gi 50 % av denne virkningen, vil det kunne bidra med 40 % reduksjon i avbruddskostnadene.

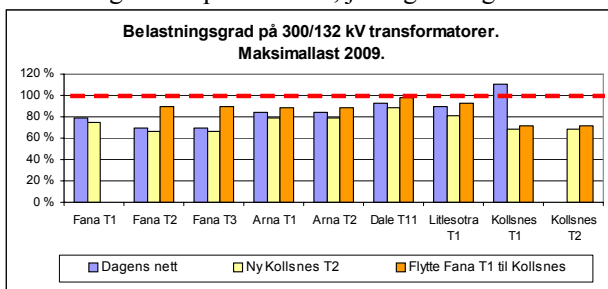
Kraftverket gjør det mulig å utsette andre investeringer:

Uten gasskraftverk vil det være behov for økt overføringskapasitet inn til BKK-området. Resultatene av en samfunnsøkonomisk vurdering av en ny 420 kV linje Sima-Samnanger viser at den allerede har stor positiv nåverdi. Dersom det ikke kommer et gasskraftverk i BKK-området, er det lønnsomt å ha denne ledningen i drift innen år 2010 (med en nåverdi på over 300 mill kr). Det er ikke regnet direkte på et scenario med et kraftverk på Mongstad, men ut fra bakgrunnstallene kan vi anslå at ledningen også for dette scenariet trolig vil være lønnsom omkring år 2010 (med nåverdi omkring null).

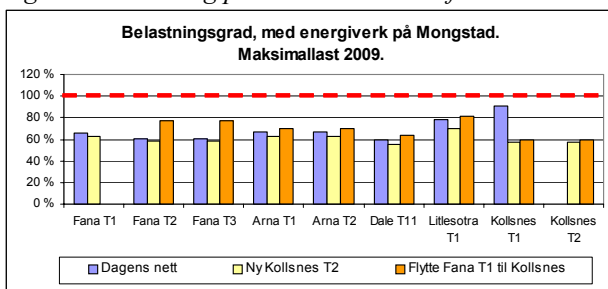
En samfunnsøkonomisk vurdering av nettførsterkningen Samnanger - Arna er vist i BKK kraftutredningsprogram. Best lønnsomhet får vi ved investering i år 2016. Med et kraftverk på Mongstad, vil investeringstidspunktet forskyves ytterligere ut i tid med ca 10-15 år, avhengig av hvordan forbruksutviklingen blir.

				Date: 17. FEB 2005	Doc. type: Report
				Dep: Consulting	Subject: 1007 - KU - Energiverk Mongstad
Prepared by: NB/IB	Approved by: JAL	Revision: 0.1	Page: 6 av 9	FREE	

Et kraftverk på Mongstad vil også avlaste transformatorene i BKK området og utsette investeringer i T2 på Kollsnes, jfr. figur 2 og 3.



Figur 2: Belastning på 300/132 kV transformatorer uten energiverk Mongstad



Figur 3: Belastning på 300/132 kV transformatorer med energiverk Mongstad

Produksjonsfrakobler:


Hovedhensikten med systemvern er å oppnå en høyere utnyttelse av eksisterende overføringssystem og kunne utsette investeringer.

Produksjonsfrakobler (PFK) er et systemvern som skal hindre ustabilitet i enkelte feilsituasjoner lokalt i 132 kV nettet. Det er ikke nødvendig med dagens produksjon i nettet, men er trolig nødvendig med et stort kraftverk på Mongstad. Dersom kraftverket bygges, må reléplanene for 132 kV nettet i området revideres, og vurdering av PFK inngår i dette arbeidet.

Dobbelutfall av ledningen Matre-Jordal (to ledninger på samme masterekke) vil føre til ekstrem høy overlast på Mongstad – Seim - Meland. BKK anbefaler derfor etablering av et produksjonsfrakoblingssystem som automatisk kobler ut generatorene på Mongstad (alternativt automatisk nedregulering av produksjon) ved deteksjon av en viss overlast på ledningen Mongstad-Seim.

Dersom det oppstår pendlinger og ukontrollerte forhold i nettet vil produksjonsfrakobleren bryte forbindelsen mellom kraftverket og 132 kV nettet.

Det legges opp til at CHP-anlegget ved utfallsituasjoner i nettet kan gå i "Island mode"; dvs.

		Date: 17. FEB 2005	Doc. type: Report
		Dep: Consulting	Subject: 1007 - KU - Energiverk Mongstad
Prepared by: NB/IB	Approved by: JAL	Revision: 0.1	Page: 7 av 9
			FREE

at man kan koble anlegget fra nettet og kjøre ned produksjonen, men produsere nok elektrisitet og damp til å holde raffineriet i drift.

Ved strømstansen vinteren 2003-2004 måtte raffineriet kjøre ned prosessene og ble dermed påført et betydelig økonomisk tap. Slike nedkjøringer er en stor belastning for anleggene og kan også ha negative miljømessige konsekvenser bl.a. ved at det kan komme til fakling av betydelige mengder prosessinnhold. Dette gir utslipp til luft og er en kraftig støykilde.


Muligheten for drift i "Island mode" vil gi Mongstad raffineriet høy leveringssikkerhet og lave forventede avbruddskostnader.

Referanser:

- [1] Statnett *Årsstatistikk 2003. (avbruddsstatistikk)*
- [2] Statnett (oktober 2003): *ECON-rapport 2003-074 Investeringer i Nett og alternative tiltak.*
- [3] Statnett og BKK (mars 2004) *"Vurdering av strømforsyningen til BKK området"*
- [4] BKK (mai 2004): *Kraftsystemutredning 2004-2019.*
- [5] Statnett (juni 2004): *Kraftsystemutredning for sentralnettet 2004-2020.*
- [6] Statoil (juni 2004): *Energiverk Mongstad. Melding med forslag til utredningsprogram.*
- [7] Avbruddskostnader Mongstad (Neras)
- [8] Notater fra Statoil - Hydro gruppen

Rapporten bygger også på møter og konsultasjoner med følgende personer:

- [9] BKK Nett: Mats Eirik Elvik
- [10] BKK Nett: Sonja Maria Risser
- [11] Statnett: Bård Ek

				Date: 17. FEB 2005	Doc. type: Report
				Dep: Consulting	Subject: 1007 - KU - Energiverk Mongstad
Prepared by: NB/IB	Approved by: JAL	Revision: 0.1	Page: 8 av 9	FREE	

Nettsituasjon dersom det bygges en 300kV forbindelse mellom Mongstad og Kollsnes.

Leveringspåliteligheten til Kollsnes styrkes med en 300kV forbindelse mellom Mongstad og Kollsnes. Beregninger viser at et slikt tiltak vil gi Kollsnes fullverdig tosidig reserve i hele utredningsperioden, forutsatt at kraftvarmeverket er i drift. Linjen vil gi reduserte avbruddskostnader for Statoil Kollsnes samt gi reduserte tap i BKKs nett.

En ny 300 kV forbindelse til Kollsnes kan være aktuell hvis forbruket på Kollsnes overstiger 250 MVA, samtidig som det er ønske om å opprettholde full reserve (N-1 kriteriet). En eventuell ny 300 kV forbindelse til Kollsnes bør komme fra Modalen. Dessuten har uttak fra Modalen den fordel at traséen om ønskelig kan legges innom Matre og/eller Mongstad og etablere 300/132 kV transformering i disse stasjonene om nødvendig. 300 kV Modalen-Kollsnes vil også forsterke forsyningen til Bergens-området. 300 kV Modalen- Kollsnes kan derfor bygges istedenfor 300 kV Samnanger - Arna (men er langt mer kostbar, og fremdeles ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt).

Det er foreslått 9 alternative løsninger for utbygging av ny linje Mongstad-Kollsnes:

Alternativ 1: 300 kV luftledning/kabel Mongstad - Kollsnes

Alternativ 2: 300 kV luftledning/kabel Mongstad - Kollsnes
132 kV Mongstad-Seim rives

Alternativ 3: 300 kV luftledning/kabel Mongstad - Kartveit - Kollsnes
132 kV Mongstad-Seim rives
132 kV Kartveit - Merkesvik rives
Eventuell 300 kV transformering i Kartveit

Alternativ 4: 300 kV kabel Mongstad - Kollsnes

Alternativ 5: 132 kV kabel Mongstad - Kollsnes


For alternativene 1-4 vurderes følgende del-alternativer:

- driftsspenning 300 kV fra idriftsettelsesdato
- driftsspenning 132 kV inntil videre

BKK har beregnet nåverdi for de aktuelle alternativer og alle viser god samfunnsøkonomisk lønnsomhet med unntak av alternativ 4a. For nærmere drøfting av alternativene henvises til [1].

Nåverdi (mill kr)	Alt 1a	Alt 1b	Alt 2a	Alt 2b	Alt 3a	Alt 3b	Alt 4a	Alt 4b	Alt 5
Investeringskostnader	-347,0	-297,0	-342,0	-295,5	-374,0	-299,0	-536,5	-453,0	-209,0
Vedlikeholdskostnader	-1,5	-0,7	-0,6	0,3	-1,2	0,4	-2,5	-0,3	-0,3
Nettap	271,4	280,7	277,3	266,2	283,3	277,1	270,4	307,9	264,5
Flaskehalskostnader	21,1	21,1	13,1	17,2	12,1	16,8	21,1	21,1	21,1
Avbruddskostnader	188,0	188,0	188,0	188,0	185,8	185,8	188,0	188,0	109,0
SUM	131,9	192,1	135,8	176,2	105,9	181,0	-59,5	63,7	185,4

Tabell 1: Nåverdi av alternative løsninger for utbygging av ny linje Mongstad-Kollsnes.

		Date: 17. FEB 2005	Doc. type: Report
		Dep: Consulting	Subject: 1007 - KU - Energiverk Mongstad
Prepared by: NB/IB	Approved by: JAL	Revision: 0.1	Page: 9 av 9
			FREE

Tap:

En 300kV linje mellom Mongstad og Kollsnes vil gi en betydelig tapsbesparelse. En grov analyse utført av BKK viser at tapsprosenten for hele BKK området i år 2020 kan reduseres med 36 % (fra 3,6 % til 2,3 %), og at det gir reduserte tapssatser i alle undersøkte punkter (fra 32% til 44% i utmatingspunkter).

En annen BKK analyse viser at linjen kan gi besparelse på ca. 20 MNOK/år.

Flaskehalskostnader:

Beregnete flaskehalskostnader i 132kV nettet rundt Mongstad CHP uten nettførsterkning er ca 1,5 mill kr pr år. Med nettførsterkning vil kostnadene være ca. 0,6 mill kr, avhengig av om eksisterende nett rives eller ikke.

Avbruddskostnader:

Alle nettførsterkningsalternativene vil bedre påliteligheten og redusere avbruddskostnadene på Kollsnes forutsatt at kraftverket på Mongstad er i drift.

Mulig besparelse i avbruddskostnader for Kollsnes anleggene er gjennomsnittlig ca. 14 MNOK per år.

Når forbruket i Kollsnes overstiger 250MW, mister de full redundans i dagens nett. Med utfall av 300kV forbindelsen fra Lillesotra til Kollsnes, kan Kollsnes kun forsynes opp til 250MW fra Merkesvik. En ny linje vil gi full redundans til Kollsnes anleggene i fleste alternativer, og i noen opp til 320 eller 420MW forbruk.

Leveringspunktet Mongstad vil få bedret pålitelighet i forbindelse med det nye kraftverket. Ved utfall av begge 132 kV linjene til Mongstad vil kraftverket kunne gå i "Island mode" og forsyne raffineriet uten avbrudd. En nettførsterkning fra Kollsnes vil ikke bedre påliteligheten ytterligere i Mongstad.

Leveringskvalitet:

Det er mulig at en nettførsterkning Mongstad - Kollsnes vil redusere antall kritiske spenningsdipp på Kollsnes, men virkningen er pr i dag vanskelig å tallfeste. Flere kilometer ny krafllinje kan øke antall spenningsdipp, men dippene antas å bli svakere. Dersom forbindelsen bygges som kabel, vil økt risiko for spenningsdipp som følge av vind og lynnedslag elimineres.

Referanser:

- [1] BKK Nett AS: (desember 2004) *Forprosjekt 300 (132) kV Mongstad – Kollsnes.*
- [2] BKK Nett AS: (mai 2004): *Kraftsystemutredning 2004-2019.*

Rapport utarbeidet av

Kontrollert av

Natasa Blagojevic

Ivar Bull

Jon A. Lofthus