

Olje- og energidepartementet

Einar Gerhardsens plass 1

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo

Oslo, 21.02.11

Svar på høring - Utvalgsrapportene knyttet til sjøkabelalternativet for kraftledning mellom Sima og Samnanger

1. Innledning

NORWEA ønsker med dette å støtte en utbygging av det såkalte "Null-alternativet", den konsesjonsgitte linjen mellom Sima og Samnanger.

Hovedbakgrunnen til vår støtte til Null-alternativet kan summeres opp i to punkter.

- **Konsekvensene av likebehandling av ulike prosjekter dersom man velger å legge linjen i sjøkabel.**
- **Norges nest største by må ha en tilfredsstillende leveringssikkerhet på elektrisk kraft.**

Det første punktet veier i vår begrunnelse tyngst, uten at vi nedtoner viktigheten av punkt to.

2. Konsekvensene av likebehandling av ulike prosjekter dersom man velger å legge linjen i sjøkabel.

Statnett har i sin Nettutviklingsplan 2010 lagt til grunn en stor opprustning av det norske Sentralnettet, for å sikre forsyningsikkerheten i flere deler av landet, samt legge til rette for økt produksjon av ny, fornybar elektrisitetsproduksjon. Det heter i kapittel 7.3 i Utvalgs 4 rapport følgende;

7.3.1 Endring i investeringskostnader

Det er i avsnittet over argumentert for at det er en rekke prosjekter i sentralnettet som er sammenlignbare med Sima-Samnanger, og at en likebehandling av ulike prosjekter derfor vil føre til økt kabling også andre steder i landet. [...]

NORWEA antar at en kabling av Sima-Samnanger vil medføre ytterligere krav om kabling av sentrale nettoppgraderinger/nye høyspentlinjer. Medieutspill fra andre områder der nye høyspentlinjer er planlagt støtter opp under dette. NORWEA understreker at vi ikke er i mot kabling i seg selv, og vi er bevisste på de til dels omfattende inngrepene slike linjer kan ha lokalt. Når det er sagt, vil en nettpolitikk som i større grad innebærer kabling av Sentralnettet få store konsekvenser for investeringskostnader, tidsbruk i anleggsprosessen og regjeringens satsning på ny fornybar elektrisitetsproduksjon i Norge:

- Det må påregnes utstrakt bruk av anleggsbidrag, også i sentralnettet fremover. Økte investeringskostnader som følge av en presedens for kabling vil høyst sannsynlig gjøre en rekke vind- og vannkraftprosjekter bedriftsøkonomisk ulønnsomme i det svensk-norske sertifikatmarkedet.
- Uklarhet i hvorvidt - og når - investeringer i sentralnettet kommer, og hvorvidt det i så fall stilles krav om kabling, øker usikkerheten for aktuell kraftproduksjon og gjør det vanskeligere for NVE som konsesjonsgivende myndighet å koordinere nett og produksjon.
- For å sikre at Norges målsetninger innen ny produksjon nås er det avgjørende at man styrker tilliten til konsesjonsprosessen og unngår enhver form for overprøving av denne etter endelig vedtak i NVE/OED. Denne aktuelle saken har gjennomgått standard behandling, og NORWEA er av den oppfatning at overprøvelser ikke bør forekomme.

Rapport 4 har en grundig gjennomgang av hvilke prosjekter Statnett har igangsatt eller planlagt i perioden 2010-2020, og vi velger å trekke frem Ørskog-Fardal som vårt eksempel. Dersom man velger å kable Sima-Samnanger, antar NORWEA at kravet om kabling av Ørskog-Fardal vil øke betraktelig, med de konsekvensene det vil få.

Fornybarsatsningen i Sogn og Fjordane er helt avhengig av økt nettkapasitet, noe som hindrer utbyggingen i fylket. For å understreke viktigheten, har vi fått en uttalelse fra Vindkraftforum Sogn og Fjordane, v/Styreleder Alfred Bjørlo.

Vi legger ved et utdrag fra uttalelsen.

Ørskog-Fardal: Ein føresetnad for fornybarsatsing i Sogn og Fjordane

Sogn og Fjordane har enorme, uutnyttede ressursar av fornybar energi. Utbyggingspotensialet av ny vindkraft i Sogn og Fjordane er det største av alle fylke i Sør-Noreg. Fylkesdelplanen for vindkraft, som for tida ligg til endeleg politisk behandling, legg til grunn utbygging av 1.000-1.500 MW vindkraft på land dei neste 15 åra. Det ligg for tida føre ca 15 konkrete vindkraftprosjekt i Sogn og Fjordane til konsesjonsbehandling hos NVE, med samla utbyggingsmengde på ca 1.000 MW. Det ligg også føre ca tilsvarande mengde planar for realisering av nye småkraftverk.

[...]

Felles for alle fornybarsatsingane i Sogn og Fjordane – vindkraft på land, småkraft, vindkraft offshore og elektrifisering/kabling til Europa – er at manqlande nettkapasitet i regionalnettet for tida set ein stoppar for all vidare utbygging av ny fornybar energi. NVE har gitt klar beskjed om at ingen konsesjonssaker i Sogn og Fjordane for vindkraft eller småkraft vil bli behandla før ein har sikra at nødvendig overføringskapasitet vil kome på plass: 420 kV-Linja Ørskog-Fardal.

Vi kan difor stadfeste at rask realisering av Ørskog-Fardal er ein nødvendig føresetnad for all vidare satsing på utbygging av fornybar energi i Sogn og Fjordane, til lands og til havs.

Med helsing

Vindkraftforum Sogn og Fjordane

Som uttalelsen viser, er en rask realisering av Ørskog-Fardal avgjørende for en fornybarsatsning på Nord-Vestlandet.

Som det fremkommer av Rapport 4, er prisforholdet kabel-luft 8, basert på gitte antagelser. Det betyr at merkostnaden ved bruk av kabel på linjen Ørskog-Fardal vil bli betydelig. Hvor stor merkostnaden vil bli, avhenger blant annet av hvor stor del av strekningen som blir lagt i kabel. Den økte prisen vil føre til høyere sentralnettariff, men det er to andre vesentlige aspekter vi vektlegger mer.

- i. Tiden før linjen kan realiseres vil øke betraktelig
- ii. Tilkoblingsmulighetene for større kraftproduksjon vil forverres.

At tiden før linjen kan realiseres øker, betyr at ny kraftproduksjon i området blir utsatt tilsvarende, ref uttalelsen fra Vindkraftforum S&F. Dette betyr igjen at disse prosjektene står i reell fare for å falle utenfor det planlagte svensk-norske el-sertifikatmarkedet. Samtidig vil kostnadene til de aktuelle prosjektene øke ved en utsettelse, ved at prosjektene skal holdes ved like i påvente av en realisasjon av Ørskog-Fardal.

Dersom linjen legges delvis i sjøkabel, vil prosjekter kunne risikere en svært fordyrende tilkoblingssituasjon. Mindre prosjekter vil trolig knytte seg til Regionalnettet, mens større prosjekter vil ventelig knytte seg til Sentralnettet gjennom egne linjer, eventuelt gjennom oppgraderinger av det eksisterende Regionalnettet. Ettersom anleggsbidrag, også i masket nett må påregnes fremover, vil merkostnaden ved kablingsalternativet kunne bli betydelig i begge tilknytningalternativer. Det betyr at strekninger med sjøkabel vil øke de nødvendige investeringene i nettilknytning for planlagte prosjekter, og som ytterste konsekvens påføre så store kostnader at prosjektene må legges bort.

3. Norges nest største by må ha en tilfredsstillende leveringssikkerhet på elektrisk kraft.

Vi registrerer at utvalgene har noe forskjellige syn på hvor kritisk overføringssituasjonen inn til det såkalte BKK-området er. Vi velger å trekke frem Utvalg 4 sin rapport, for å eksemplifisere hva vi mener.

Det er per i dag nok overføringskapasitet ved N-1 til å dekke opp differansen mellom effekt og topplast inn til BKK-området. Men dette forutsetter at effektkapasiteten blir maksimalt utnyttet når etterspørselen er på topp. Vi mener denne forutsetningen ikke nødvendigvis holder. Ved tørre år, som vi opplevde i 2010, vil ikke vannkraften kunne produsere på maksimal kapasitet til enhver tid, for at ikke magasinene skal gå tomme for vann. Lav vannføring ikke elver med ikke-regulerbar vannkraft vil også kunne slå ut i produksjonskapasiteten.

NORWEA er av den oppfatningen at diskusjonen om hvorvidt leveringssikkerheten inn til BKK-området er kritisk i dag bør være sekundær. At utvalgene ikke er samstemte i sin dom bygger opp under dette. Sentralnettet bør i våre øyne bygges med en lengre tidshorison enn 10 år frem i tid, og således mener vi at diskusjonen om det er kritisk i dag eller om det først blir det i 2020 bør legges til side. For å ytterligere underbygge dette, siterer vi rapport 4:

”Som det ses av tabellen (3-1 [ikke med her, NORWEAs kommentar]) er forventningen at flyten over BKK-snittet overstiger N-1 grensen i 7,2 % av tiden i 2010 og 10 % av tiden i 2020.

De tilsvarende tallene for Fardalsnittet er 10 % for 2010 og omkring 18 % for 2020. Det er i tallene for 2020 tatt hensyn til endring i produksjonskapasitet og maksimalt forbruk over perioden.”

At flyten over BKK-snittet oversteg N-1 grensen i 7,2 % av tiden i 2010, viser at situasjonen ikke er som den bør være, iht. standarder de fleste europeiske land opererer med. Vi antar at dette var i

løpet av den rekordkalde vinterperioden vinteren 2010, og at et strømbrudd under denne perioden ville fått store konsekvenser. Utvalg 4 har en grundig gjennomgang av de samfunnsøkonomiske konsekvensene av et mellomlangt strømbrudd, og vi vil understreke at dette er alvorlige konsekvenser vi bør strekke oss langt for å unngå.

I rapportene foreslås det en rekke tiltak for å sikre BKK-området/Bergen tilstrekkelig kapasitet, og det tas strenge forbehold. Det fremkommer av Utvalg 3s rapport at Bergen vil ha tilstrekkelig kapasitet dersom den heller ikke ukontroversielle linjen Mongstad-Kollsnes kommer på plass og at produksjonen ved Energiverk Mongstad går for fullt. Ytterligere gasskraft i Norge vil gjøre det mer krevende å oppfylle Norges forpliktelser under fornybardirektivet, og vil kunne gå på tvers av det tverrpolitiske vedtatte målet om å ta 2/3 av klimakuttene nasjonalt.

Det anbefales også en etablering av BKK-området som separat Elspotområde umiddelbart, noe som vil kunne føre til at kraftprisen for forbrukerne blir merkbart høyere i BKK-området enn i områdene rundt. Vi bemerker at en kortsiktig løsning på et fundamentalt problem altså kan være å bygge et annet luftspenn og benytte seg av gasskraft fremfor å løse det fundamentale problemet med en langsiktig løsning. For at tiltaket med et eget prisområde skal ha den ønskede effekten [her: økt import til BKK-området] må prisen i BKK-området være høyere enn i prisområdene rundt, og/eller generelt høyere enn i dag [her: for å redusere forbruket av elektrisk kraft i BKK-området].



Øyvind Isachsen

Adm.dir Norwea

Sign.

Andreas T. Aasheim

Rådgiver Nett Norwea