



Internt notat

Til:	Rune Moe
Fra:	Kjell Erik Stensby
Ansvarlig:	Fredrik Arnesen
Dato:	17.11.2014
Saksnr.:	200902464-30
Arkiv:	312
Kopi:	

ERs uttalelse til konsesjonssøknad for Hira kraftverk

NVE har mottatt konsesjonssøknad for Hira kraftverk i Stor-Elvdal kommune i Hedmark. Søker er Mathiesen-Atna AS AS, og søknaden er datert 5.3.2014. Det søkes etter vannressursloven og energiloven.

Hira renner i hovedsakelig østlig retning med utløp i Atna noen kilometer oppstrøms Atnas utløp i Glomma ved Atnosen. Vassdragsnummer for Hira er 002.LAZ.

I søknaden oppgis midlere årlig produksjon til ca. 3,7 GWh, hvorav 1,7 GWh/år (ca. 46 %) er vinterproduksjon. Kostnaden er beregnet til ca. 14,7 mill. kroner, som gir en spesifikk utbyggingskostnad på 4,0 kr/kWh (kostnadsnivå januar 2014).

Hira er en del av Atnavassdraget, som er vernet (Verneplan III). Maksimal installasjon er dermed begrenset til 1 MW.

Kort beskrivelse av utbyggingen

Kraftverket får inntak i Hira på kot 469. Kraftstasjonen får utløp på kote 389. Brutto fallhøyde blir dermed 80 meter.

Det er ingen overføringer i utbyggingen, og heller ingen reguleringer.

Ved inntaket i Hira blir det en enkel betongdam med lengde på ca. 10 meter og største høyde på ca. 2 meter. I tillegg blir det inntakskonstruksjon med de nødvendige innretninger, blant annet for slipping av minstevannføring. I og med at det ikke er planlagt regulering vil kraftverket bli kjørt etter tilsigsforholdene ved inntaket og krav til minstevannføringer

Fra inntaket i Hira blir det rør med lengde på 1370 meter og sannsynlig diameter 0,8 meter ned til kraftstasjonen i dagen ved Hira, omtrent 600 meter ovenfor utløpet i Atna. Røret antas å bli nedgravd i hele lengden.

I kraftstasjonen blir det ett aggregat med Francisturbin med en ytelse på 700 kW. Maksimal driftsvannføring er 1,1 m³/s, og minste driftsvannføring er satt til 0,1 m³/s. Generatoren blir på 850 kVA.

I søknaden er det foreslått minstevannføring på 470 l/s for sommersesongen og 150 l/s for vintersesongen. Dette er sann omtrent 5-persentiler for de respektive sesongene (hhv. 463 l/s og 149 l/s).

Kraftverket er planlagt koblet til eksisterende 22 kV nett ved en 300 meter lang jordkabel. Netteier og områdekonsesjonær er Eidsiva Nett AS. Kapasiteten i nettet er opplyst å være betydelig høyere enn den angitte innmatingseffekten slik at prosjektet ikke vil medføre andre nett-tiltak enn den korte tilknytningen fra kraftstasjonen. Det vises for øvrig til avsnittet om nettilknytning i kapittel 2.2 og brev (datert 28.11.2008) fra Eidsiva Nett i Vedlegg 7 i søknaden. Det er senere bekreftet at det er nettkapasitet for tilknytning av Hira kraftverk som omsøkt (høringsuttalelse fra Eidsiva Nett datert 3.6.2014). Ut fra foreliggende dokumentasjon er det ikke noe som tyder på at det blir krav om anleggsbidrag.

For en mer detaljert beskrivelse av kraftverket vises det til søknaden.

Samlet plan for vassdrag

Det omsøkte prosjektet er under dagens grense for kravet om behandling i Samlet plan, som er på 10 MW/50 GWh.

Verneplan for vassdrag

Atnavassdraget med sideelver er varig vernet mot kraftutbygging, jf. St.prp. 89 (1984-85) Verneplan III for vassdrag. Senere er det gitt generell åpning for utbygging inntil 1,0 MW installert effekt i vernede vassdrag. Det vil si at det kan søkes om konsesjon for en utbygging på inntil 1,0 MW i Hira.

Andre utbyggingsløsninger

Søker har ikke omtalt andre utbyggingsalternativer enn separat utbygging i Hira. Vi tolker dette slik at utbygger ser det slik at det ikke er andre utbyggingsløsninger enn en separat utbygging i Hira. Dette synes å være en rimelig konklusjon.

Oppgaven er da å finne egnet inntaks- og utløpssted for en separat utbygging, både med hensyn til å utnytte vassdraget best mulig, og også forholdene på aktuelle inntaks- og utløpssteder (topografi, mulighet for dam/inntak etc.). Samtidig må en her huske at installasjonen er begrenset til 1,0 MW. Vi har ikke vært på stedet, og søker/konsulent har utvilsomt bedre grunnlag enn oss for å vurdere plassering av inntak og utløp.

I tillegg skal det fastsettes en mest mulig egnet slukeevne/installasjon. I søknaden er det valgt en maksimal slukeevne på 1,1 m³/s som gir en ytelse på 700 kW. Maksimal installasjon er 1,0 MW. I kapittel 4 Avbøtende tiltak er det satt opp produksjon og spesifikke kostnader (kr/kWh) også for to andre slukeevner. Det ene alternativet er en økning til 1,4 m³/s, som gir en ytelse på ca. 900 kW. I det andre alternativet er slukeevnen redusert til 0,65 m³/s, som gir en ytelse på ca. 400 kW.

Dette er satt opp slik i søknaden:

Slukeevne (m ³ /s)	Installasjon (kW)	Produksjon (GWh/år)	Kostnad (kr/kWh)	Kostnad (mill. kr)
0,65	400	2,67	2,8	7,5
1,1	700	3,7	3,97	14,7 (søknad)
1,4	900	4,44	3,4	15,0

Kostnad i mill. kroner er beregnet av ER ut fra oppgitt produksjon og kostnad i kr/kWh.

Vi har noen kommentarer til disse tallene. Når det gjelder produksjon står det annet sted i kapittel 4 at produksjonen øker med 0,66 GWh/år når slukeevnen øker til 1,4 m³/s. Produksjonen skulle dermed bli 4,36 GWh/år (ikke 4,44 GWh/år). Det står også at produksjonen reduseres med 1,11 GWh/år når slukeevnen reduseres til 0,65 m³/s. Produksjonen skulle da bli 2,59 GWh/år (ikke 2,67 GWh/år). Disse påpekningene kan ses på mer som pirk, og forskjellene betyr relativt lite i vurderingene, og er heller ikke større enn at de kommer inn under usikkerhetsmarginene. Vi tilføyer også at vi får bra samsvar med søknadens produksjonstall. Vi har antatt samme minsteføringskrav for 400 kW og 900 kW som for omsøkt alternativ.

En større sak er kostnadene som er oppgitt i kr/kWh og de kostnadene som det gir. En ser at det er omtrent samme totale kostnad for 900 kW som for 700 MW. Vi mener at forskjellen skal være større enn det som framkommer i søknaden. For 400 kW mener vi at kostnaden er for lav. Vi har kommet til kostnader som avviker fra søknadens for 400 kW og 900 kW, og tar utgangspunkt i dette når vi senere vurderer slukeevnene/installasjonene. Vi tilføyer her at vi får bra samsvar med søknadens kostnad for det omsøkte alternativet på 700 kW.

Andre prosjekter

Hira kraftverk berører ikke andre vannkraftprosjekter.

ERs merknader

ER har foretatt enkle beregninger av kostnader og produksjon.

Vi har beregnet kostnader ut fra data for Hira kraftverk. Vårt grunnlag er NVEs ”Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (< 10 MW)” fra 2010. Vi bra samsvar med kostnaden som er oppgitt i søknaden for det omsøkte alternativet på 700 kW når vi oppjusterer til søknadens kostnadsnivå, som er 2014. Det er uansett noe usikkerhet i kostnadsberegninger i en søknadsfase. Sikrere kostnader får en når det er innhentet anbud og tilbud, og evt. anleggsbidrag også er fastsatt. Det er vanligvis på dette grunnlaget søker foretar en endelig investeringsbeslutning.

Vi har videre foretatt produksjonsberegninger på grunnlag av varighetskurver for sommer- og vintersesongen i Figur 9 og Figur 10 i «Skjema for dokumentasjon av hydrologiske forhold for små kraftverk med konsesjonsplikt», som er utarbeidet for Hira. Vi får bra samsvar med søkers tall. Minstevannføringer er inkludert i beregningene.

I kapittel 4 Avbøtende tiltak er det satt opp produksjon for 2 alternative minstevannføringskrav i tillegg til søkers forslag. Vi får bra samsvar med søknaden for alternativet med 800 l/s i sommersesongen (antar at det er samme minstevannføring i vintersesongen som i omsøkt alternativ). For alternativet som er oppført som minstevannføring lik alminnelig lavvannføring (187 l/s hele året, ref. 2.1 Hoveddata) får vi ikke samsvar. Vi har en mistanke om at det der skal stå at det ikke er

minstevannføring, og da får vi bra samsvar med søknaden. Ut fra søknadens produksjon og kostnad i kr/kWh får vi en kostnad på 14,1 mill. kroner. Dette er lavere enn kostnaden for omsøkt alternativ, men det kan være at det her er trukket fra kostnad for minstevannføringsarrangement. Vi har da ingen innvendinger mot kostnaden.

Vi har også utført en beregning med minstevannføring lik alminnelig lavvannføring, og kommer til en produksjon på 3,9 GWh/år. Ut fra søknadens tall og våre antagelser setter vi opp følgende tabell:

Minstevannføring	Produksjon (GWh/år)	Spesifikk kostnad (kr/kWh)	Kostnad (mill. kroner)
Omsøkt	3,7	4,0	14,7
Ingen	4,4	3,2	14,1
Alminnelig lavvannføring	3,9	3,8	14,7
800 l/s sommer, 150 l/s vinter	3,5	4,2	14,7

Kostnadsnivå er 2014. Kostnader i mill. kroner er beregnet av ER på grunnlag av produksjon og spesifikk utbyggingskostnad i kr/kWh.

Det er nevnt foran er vi er skeptiske til kostnaden både for 900 MW (1,1 m³/s) og for 400 kW (0,65 m³/s). Vi har foretatt enkle overslag, og kommer til kostnader som er satt inn i tabellen under.

Slukeevne (m³/s)	Installasjon (kW)	Produksjon (GWh/år)	Kostnad (Mill. kr)	Spesifikk kostnad (kr/kWh)
0,65	400	2,7	11,6	4,3
1,1	700	3,7	14,7	4,0
1,4	900	4,4	16,5	3,75

Kostnadsnivå er 2014.

Det er usikkerheter i kostnadsoverslag i denne fasen, men vi mener resultatene slik de er presentert over gir en bra indikasjon på økonomiske forskjeller mellom de tre slukeevnene, og at de er mer realistiske enn tallene i kapittel 4 i søknaden.

Når vi ser på marginale kostnader ved økt slukeevne får vi disse kostandene:

Økning fra 0,65 m³/s til 1,1 m³/s: 3,1 kr/kWh
 Økning fra 1,1 m³/s til 1,4 m³/s: 2,6 kr/kWh

Ut fra dette er det «riktig» å øke til fra 0,65 m³/s til 1,1 m³/s. Det synes også som om det ville vært god økonomi i å øke til 1,4 m³/s (900 kW), og kanskje også til øvre grense på 1,0 MW (ca. 1,55 m³/s). Søker har valgt å stoppe på 700 kW.

Med den aktuelle fallhøyden er Francis et naturlig turbinvalg. Minste slukeevne er oppgitt til 0,1 m³/s, som er omtrent 9 % av maksimal slukeevne. Dette kan umiddelbart synes noe lavt for en Francisturbin, men betraktes ikke som teknisk umulig. Men det kan bli lav virkningsgrad når en kommer ned mot minste slukeevne.

Vi konkluderer med at søkers tall for produksjon og kostnader er tilforlatelige, og kan brukes i vurderingen av prosjektet. Med hensyn til produksjonen er det forutsatt at det er gjort et fornuftig valg av vannmerke, og en forsvarlig beregning av tilsiget. Vi har ikke vurdert hydrologien i prosjektet, men det er ikke ukjent at det generelt er usikkerhet i det hydrologiske grunnlaget for slike små prosjekter. Hydrologisk avdeling setter usikkerheten til $\pm 20\%$. Dersom det ønskes en vurdering av hydrologien i prosjektet, er Hydrologisk avdeling rett instans.

Maksimal slukeevne er ca. 49 % av midlere tilsig. I og med at installasjonen her er begrenset til 1,0 MW har det ingen mening å sammenligne med «vanlig forhold» mellom maksimal slukeevne og midlere tilsig (som ofte er i området 2,0-2,5 for uregulerte små kraftverk). Omtrent 29 % av tilsiget til Hira kraftverk kan nyttes i kraftproduksjonen.

Oppsummering

Det er foretatt et rimelig valg av maksimal driftsvannføring/installasjon, og som i stor grad er bestemt av tillatt maksimal installasjon. Kostnader og produksjon som oppgitt i søknaden er kontrollert og funnet å være tilforlatelige. Spesifikk utbyggingskostnad med kostnadsnivå 2014 settes til 4,0 kr/kWh (kostnad 14,7 mill. kroner).

Våre beregninger viser at det trolig ville vært lønnsomt å installere maksimal tillatt ytelse på 1,0 MW framfor valgte 700 kW.

ER konkluderer med at Hira kraftverk som omsøkt gir en grei ressursutnyttelse.