

Olje- og energidepartementet
Postboks 8148 Dep
0033 OSLO

Vår dato: 18.09.2017
Vår ref.: 200906063-47
Arkiv: 312 / 079.4Z
Deres dato: 14.06.2016
Deres ref.:

Saksbehandler:
Stein Wisthus Johansen

NVEs innstilling

Nessakraft AS – Søknad om endring av installert effekt og slukeevne for Nessane kraftverk i Balestrand kommune, Sogn og Fjordane fylke

NVE anbefaler at Nessakraft AS får tillatelse til å bygge Nessane kraftverk med redusert installert effekt fra konsesjonsgitt 12,2 MW til 9 MW.

Redusert installert effekt medfører en reduksjon i midlere årsproduksjon på 2,9 GWh. Nedskaleringen fra 12,2 til 9 MW medfører også redusert slukeevne i kraftverket fra 5,6 til 4,3 m³/s. Dette medfører noe redusert ressursutnyttelse. Samtidig vil det gi mer vann og noe mer dynamikk og bidra positivt til biologisk mangfold på strekningen med restvannføring. Nedskaleringen vil gi noe reduserte skatteinntekter til stat og kommune. Nessane kraftverk med en midlere årsproduksjon på 29,6 GWh, vil fortsatt bidra positivt til økt satsing på fornybar kraftproduksjon med en akseptabel ressursutnyttelse uten for store negative miljøvirkninger. Et nedskalert Nessane kraftverk kan gi noe større spillerom for påkobling av ett eller flere småkraftverk i området rundt Lånefjorden uten behov for økt transformatorkapasitet i Høyanger.

Søknaden

NVE har mottatt følgende søknad datert 14.06.2016 fra Bystøl AS, som opplyser å være Nessakraft AS sin rådgiver for prosjektet Nessane kraftverk:

«Nessakraft AS - søknad om endring av installert effekt og slukeevne for Nessane Kraftverk i Balestrand kommune, Sogn og Fjordane fylke.

Vi viser til konsesjon gjeve Nessa kraft AS til bygging av Nessane Kraftverk meddelt ved kongeleg resolusjon 21. august 2015 og NVEs innstilling med forslag til vilkår datert 24. november 2014, ref 200906063-36. Nessakraft AS er 100% eigd av Tinfos AS. Bystøl AS er Nessa kraft AS sin rådgjevar i prosjektet.

Introduksjon

E-post: nve@nve.no, Postboks 5091, Majorstuen, 0301 OSLO, Telefon: 09575, Internett: www.nve.no
Org.nr.: NO 970 205 039 MVA Bankkonto: 7694 05 08971

Hovedkontor
Middelthunsgate 29
Postboks 5091, Majorstuen
0301 OSLO

Region Midt-Norge
Vestre Rosten 81
7075 TILLER

Region Nord
Kongens gate 14-18
8514 NARVIK

Region Sør
Anton Jenssensgate 7
Postboks 2124
3103 TØNSBERG

Region Vest
Naustdalsvn. 1B
Postboks 53
6801 FØRDE

Region Øst
Vangsveien 73
Postboks 4223
2307 HAMAR

Det vert med dette søkt om å redusere installert effekt frå 12,2 MW til 9,0 MW (9,99 MVA) og redusere slukeevna frå 5,6 m³/s til 4,3 m³/s for Nessane Kraftverk. Årsaka er at utbygginga det er gjeve konsesjon til ikkje er økonomisk realiserbar med dagens prisar for straum og el.sertifikat og dagens rammevilkår. Prisutsiktene nokre år fram i tid er heller ikkje positive for kraftverket. Omsøkt nedskalering av installert effekt og slukeevne vil redusere årleg forventa energiproduksjon med 2,9 GWh frå 32,5 GWh til 29,6 GWh. Talet på dagar med overløp på dammen i eit normalår vert auka med 13 dagar frå 30 til 43 dagar.

Bakgrunn

I samband med utarbeiding av konsesjonssøknad var innslagspunktet for grunnrenteskatt på 5,5 MVA, men innslagspunktet er no flytta til 10 MVA samtidig som skattesatsen er auka. Dette ser svært uheldig ut for Nessane Kraftverk som vert skattelagd med om lag 1,5 mill kr årleg frå første driftsår.

Vidare er ein no nærare ei avklaring kva prosjekt elles i Balestrand og Høyanger kommunar som får konsesjon og kva kraftverk som vert utbygde i området. I Lånefjorden har Kråkeelvi fått konsesjon medan Brekka kraftverk fekk avslag. I følgje netteigar Sognekraft AS kjem ikkje Småkraft AS til å bygge Eitreneselvi kraftverk. Dette gjer at det er færre kraftverk som skal dela kostnaden med nett frå Nessane til Høyanger sentrum med kabel gjennom Høyangertunnelen. Dersom både Kråkelvi (4,1 MW) og Nessane Kraftverk (12,2 MW) vert utbygda kan dette utløyse trang for ny transformatorstasjon ved Ekrene i Høyanger for auka innmatingskapasitet mot sentralnettet. Denne transformatorstasjonen er kostnadsrekna til om lag 20 mill kr. I tillegg kjem 11 mill kr til 22kV-linje mellom Høyangertunnelen og Ekrene. Ved å redusere effekten til Nessane Kraftverk til 9,0 MW vil det vere større sannsyn for at ein kan nytte eksisterande trafo løysing i Høyanger og dermed spare om lag 21 mill kr i anleggsbidrag. Sognekraft AS og BKK AS har no ulike alternativ for nettløysing i Høyanger til vurdering.

Sognekraft AS har også klaga på vedtaket om minstevassføring og regulering av vatn for Kråkelvi og utbygging av denne elva er framleis usikkert. Bygging av Nessane Kraftverk vil auke sannsynet for at Kråkelvi vert realisert. I våre kalkylar er det lagd til grunn at Kråkelvi ikkje vert bygd ut.

Vidare er omsøkt utbygging ikkje optimal økonomisk med dagens straumprisar og prisar på el.sertifikat dersom ein ser vekk frå anleggsbidrag og grunnrenteskatt. Ei vassutnytting på 270 %, som det er gjeve konsesjon til, er svært høgt. Basert på innhenta prisar og budsjettprisar vert utbyggingskostnaden i kr/kWh lågare og noverdien høgare ved å redusere slukeevna og installert effekt. Meir om dette i avsnittet om kostnader og økonomi under.

Hydrologi og produksjon

Med målestasjonen 79.3.0 Nessedalselv like oppstraums inntaksplasseringa har ein uvanleg gode data for produksjonssimuleringar av Nessane kraftverk. Overføringa frå ei sideelv med mindre sjølvregulerande evne enn hovudvassdraget utgjer svært liten del av total vassføring. Våre nye berekningar viser ei gjennomsnittleg vassføring på 2,07 m³/s medan konsesjonssøknaden nyttar 2,25 m³/s.

Historisk produksjon er rekna ut frå vassføringsdata, trykkfall i vassvegen ved ulike vassføringar, typisk verknadsgradskurve for Peltoneturbin og konstant verknadsgrad for generator og transformator. Etter nye og nøyaktige innmålingar av høgder i inntaksområdet, der målestasjonen 79.3.0 ikkje skal verte råka og utslepp i elv oppstraums bru på Nessane, er brutto fallhøgde redusert til 262 meter. Med slukeevne 5,6 m³/s er det funne at ein kombinasjon

av DN1400 duktile røyr og DN1400/1500/1600 GRP røyr er optimalt. Dette gjev maksimal effekt ut frå generator på 11,8 MW og forventa årleg produksjon på 32,5 GWh. Ved å redusere slukeevna til 4,3 m³/s kan dimensjonane i vassvegen reduserast til DN1200 duktile røyr og DN1300/1400 GRP røyr. Maksimal effekt ut frå generator vert då 9,0 MW (9,99 MVA) og forventa produksjon vert 29,6 GWh.

Maksimal slukeevne vert redusert frå 270 % til 208 % av middelvassføringa og dette er sjølvsagt positivt for hydrologien i vassdraget då vassutnyttinga og talet på dagar med overløp på dammen aukar. Vassutnyttinga vert redusert frå 82,6 % til 75,9 %. Våre berekningar av endringane er gjeve i tabell under.

Tabell 1. Dagar med minstevassføring, stans og overløp i normalt, vått og tørt år.

	Normalt år (2004)		Tørt år (1996)		Vått år (2005)	
	Konsesjon	Omsøkt	Konsesjon	Omsøkt	Konsesjon	Omsøkt
Dagar med minstevassføring	304	291	203	192	316	277
Dagar kraftverket står	31	31	149	149	1	1
Dagar med overløp på dammen	30	43	13	24	48	87

Sidan minstevassføringa og minste slukeevne ikkje er endra, vil kraftverket stå i like mange dagar med omsøkt som ved konsesjonsgjeven utbygging. Ved å redusere maksimal slukeevne vil det renne overløp på dammen langt fleire dagar, spesielt i tørre og våte år. Redusert utnytting fører til betre dynamikk i elva. Det vart kommentert i NVE si innstilling til konsesjon at utnyttingsgrad på 250 % var høgt og vassdragets naturlege dynamikk vert vesentleg redusert, spesielt i tørre år. Vidare vart det kommentert at største ulempe ved bygging av kraftverket var frårøying av vatn frå vassdraget. Omsøkt endring vil betre dynamikken og redusere utnyttinga. Som det går fram av Tabell 1 over fører omsøkt endring i slukeevna til at talet med overløp på dammen vert nesten dobla i tørre og våte år.

Kostnader og økonomi

Vassvegen er optimalisert med tanke på produksjon og byggekostnader med beste tilgjengelege prisar på røyr og røyr- og grunnarbeid som er henta inn frå nærliggjande kraftverk under prosjektering/planlegging. Det er innhenta bindande tilbod på komplett elektromekanisk utrustning både på 12,2 MW og 9,0 MW installert effekt. Størst usikkerheit er knytt opp til prisane for nettilknytning/anleggsbidrag. Prisane nytta i budsjettet på under er i verste tilfelle der Kråkeelvi ikkje vert utbygd og Nessa kraft AS må ta kostnaden med oppgradering av transformator mot 420 kV nettet på Ekrene i Høyanger og 22 kV linje frå Nessane til Ekrene i Høyanger. Ved bygging av 9,0 MW fell kostnad med transformator ved Ekrene vekk og ei kortare linje mellom Høyanger tunnelen og Høyanger sentrum kan byggast istadenfor linja til Ekrene.

Ved bygging av kraftverket vil redusert røyr diameter som følgje av redusert slukeevne redusere byggekostnadane for vassvegen med omlag 4,1 mill kr og el.mek kostnaden vert 4,4 mill kr lågare som følgje av redusert slukeevne og installert effekt. På andre delar av anlegget og på

andre postar vert kostnadsreduksjonen mindre. Det er endringa av anleggsbidraget som gjer det største utslaget. Slik det ser ut per i dag, kan redusert utbygging føre til ei innsparing på 21,6 mill kr på nettilknytting/anleggsbidrag i høve konsesjonsgjeven utbygging. Totalt vert utbyggingsprisen redusert frå 4,55 kr/kWh til 3,88 kr/kWh ved ei redusert utbygging.

Tabell 2. Kostnader ved konsesjonsgjeven (12,2 MW) og nedskalert (9,0 MW) utbygging.

	12,2 MW utbygging	9,0 MW utbygging
Årsproduksjon	32,5 GWh	29,6 GWh
Total kostnad	148 000 kNOK	114 700 kNOK
Utbyggingspris	4,55 kr/kWh	3,88 kr/kWh
Inntak og dam	5 000 kNOK	4 500 kNOK
Vassveg	36 100 kNOK	32 000 kNOK
Kraftstasjon bygg	5 700 kNOK	5 500 kNOK
Vegar og infrastruktur	1 500 kNOK	1 500 kNOK
Tiltak Nessane vassverk	1 200 kNOK	1 200 kNOK
Rigg og drift	4 000 kNOK	4 000 kNOK
Elektromekanisk	21 400 kNOK	17 000 kNOK
Direkte byggekostnad kraftverk	74 900 kNOK	65 700 kNOK
Nettilknytting / anleggsbidrag	46 600 kNOK	25 000 kNOK
Prosjektering	3 000 kNOK	3 000 kNOK
Prosjekt og byggeleiing	4 000 kNOK	4 000 kNOK
Byggelånfinansiering	4 500 kNOK	4 000 kNOK
Grunnverv / konsesjon	5 000 kNOK	5 000 kNOK
Total prosjektering / adm	16 500 kNOK	16 000 kNOK
Diverse / uforutsett	10 000 kNOK	8 000 kNOK

Ved å sjå på driftsreknskap første 5 år for dei to ulike alternativa ser ein at Nessakraft AS treng tilført kapital på tilsaman 4,8 mill kr i løpet av dei tre første åra og noverdien er sterkt negativ ved konsesjonsgjeven utbygging. Det er lite sannsynleg at noverande eigar av Nessakraft AS vil realisere prosjektet slik det ligg føre. Ved å redusere utbygginga til 9,0 MW, vert resultatet etter renter og skatt dei første åra positiv og noverdien til kraftverket er positiv. Dermed er prosjektet

realiserbart for eigaren. Nedskalert utbygging medfører 29,6 GWh ny fornybar energi, positive tiltak for Nessane vassverk og skatteinntekter til Stat og kommune.

Tabell 3 - Reknskapssimulering første 5 driftsår ved 12,2 MW installert effekt:

	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5
Investering	145.130.000,-	142.000.000,-	138.900.000,-	135.800.000,-	132.730.000,-
Årsinntekt	11.460.000,-	11.450.000,-	11.440.000,-	12.280.000,-	12.730.000,-
Driftsresultat	4.310.000,-	4.280.000,-	4.240.000,-	4.960.000,-	5.330.000,-
Skatt	-1.500.000,-	-1.500.000,-	-1.500.000,-	-1.790.000,-	-1.940.000,-
Resultat etter renter og skatt	-1.640.000,-	-1.590.000,-	-1.550.000,-	-1.020.000,-	-720.000,-

Investeringa vil gje noverdi på kr -15,1 mill kr (negativ noverdi)

Tabell 4 - Reknskapssimulering første 5 driftsår ved 9,0 MW installert effekt (9,99 MVA):

	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5
Investering	112.280.000,-	109.860.000,-	107.460.000,-	105.060.000,-	102.680.000,-
Årsinntekt	10.410.000,-	10.400.000,-	10.390.000,-	11.150.000,-	11.560.000,-
Driftsresultat	4.480.000,-	4.450.000,-	4.410.000,-	5.070.000,-	5.400.000,-
Skatt	-260.000,-	-270.000,-	-270.000,-	-450.000,-	-560.000,-
Resultat etter renter og skatt	780.000,-	800.000,-	820.000,-	1.360.000,-	1.660.000,-

Investeringa vil gje noverdi på kr 20,1 mill kr (positiv noverdi)

Konklusjon

Nedskalering av Nessane Kraftverk frå 12,2 MW til 9,0 MW (9,99 MVA) samtidig som slukeevna vert redusert frå 5,6 m³/s til 4,3 m³/s vil vera avgjerande bedriftsøkonomisk for at kraftverket vert bygd. Konsekvensane av omsøkt redusert utbygging i høve konsesjonsgjeven utbygging er på den eine sida at årsproduksjonen vert redusert med 2,9 GWh til 29,6 GWh, grunnrenteskatten fell vekk og eigedomskatten vert litt redusert. På den andre sida vert dynamikken i vassdraget forbetra, talet på dagar med overløp aukar og selskapskatten vert høgare sidan Nesskraft AS vil gå betre bedriftsøkonomisk. Vi meiner difor at fordelane med omsøkt nedskalert utbygging er større enn skadane og ulempene.«

NVE har i etterkant av søknaden bedt om utfyllende opplysninger i forhold til oppgitt middelvannføring og konsekvenser for skatter og avgifter til stat og kommune. NVE fikk følgende svar i E-post av 25.11.2016:

«Årsaka til endring i middelsvassføring er endring i midlingsperiode.
Ved å bruke perioden 1984 til 2006 får vi 2,26 m³/s som er nært det 2,23 m³/s.
Middelsvassføring på 2,07 m³/s kjem fram ved å midle over perioden 1958-2011.

Det kan alltid diskuteras kva middelperiode som skal nyttast til å estimere framtidig produksjon og utnytting av elva. Trenden på Vestlandet er aukande nedbørmengder. På den andre sida er det både fornuftig og konservativt å nytte lengst mogeleg tidsserie då denne har med både tørre og våte tiår, jamfør den Nord-atlantiske oscillasjon (NOA). I perioden 1984-2006 var NOA hovudsakeleg positiv noko som fører til milde og våte vintrar. Tidsseriar som også inkluderer periodar med negativ NOA (kalde og tørre vintrar) er difor å føretrekka. Etter det eg forstår vart målestasjonen Nessedalelv 79.3 satt opp i 1983 slik at perioden 1983-d.d. stort sett har gode data medan tidlegare målestasjonen i Nessedalsvatn 79.1 har dårlegare data og mange år med ukontrollerte data. Det er med andre ord grunnar til å bruke begge midlingsperiodane. Sidan NVE publiserer data for perioden 1958-d.d for Nessedalselv reknar me med at data er korrigererte og forbeta utfrå nyare kunnskap.

Eigarane av Nesskraft AS, Tinfos AS, har utført simuleringar av økonomien i prosjektet framover. Produksjonsestimatet er basert på midlingsperioden 1958-2011 for både opphavelog og nedskalert utbygging. I opphavelog søknad stod det 1,0 mill kr basert på tidlegare byggekostnad og rate for eigedomsskatt. Med tilgjengelege informasjon per i dag får me for år 4 etter oppstart (år 2020) følgjande skattar til stat og kommune:

Opphavelog storleik (12,2 MW):

- Stat: 1,365 mill kr. i grunnrenteskatt
- Kommune: 0,425 mill kr. i naturressursskatt + 1,0 mill kr. i eigedomsskatt= 1,425 mill. kr.

Nedskalert storleik (9,0 MW)

- Stat: 0,45 mill kr i overskottsskatt
- Kommune: 0,8 mill kr i eigedomsskatt

Som det står i søknad om endring av slukeevne og installert effekt er situasjonen per i dag slik at ei utbygging på 12,2 MW ikkje er bedriftsøkonomisk realiserbar for noverande eigarane av Nesskraft AS og sannsynlegvis ikkje for andre eigarar heller.»

Høring

NVE har vurdert behovet for høring av søknaden, men har ikke funnet det nødvendig basert på opplysninger i søknaden og senere etterspurte tilleggsopplysninger.

NVEs vurdering av søknaden

Bakgrunn

NVE avga sin innstilling om Nessane kraftverk til OED 24.11.2014. Nesskraft AS fikk konsesjon til bygging av Nessane kraftverk ved kgl. res. av 21.08.2015. Det søkes nå, 14.06.2016, om å få endre på noen av forutsetningene som var grunnlaget for at det ble gitt konsesjon til kraftverket. Det søkes om tillatelse til å redusere installert effekt fra 12,2 MW til 9,0 MW, samtidig som slukeevnen reduseres fra 5,6 m³/s til 4,3 m³/s.

I NVEs innstilling ble det lagt vekt på at kraftverket ville bidra til økt fornybar energiproduksjon til samfunnet, samtidig som prosjektet var relativt lite konfliktfylt. Ved å endre på plassering av kraftstasjonen av hensyn til ønske fra lokalbefolkningen om bevaring av friluftsområdet ved Osen, ble potensiell produksjon redusert fra 33,8 GWh til 32,6 GWh. Med planlagt slukeevne på 5,6 m³/s, dvs. 251 % av middelvannføringen, ville kraftverket kunne utnytte ca. 80 % av tilsiget, som ble betegnet som en meget god ressursutnyttelse for denne type kraftverk. Det ble anbefalt en minstevannføring tilstrekkelig til å ivareta biologisk mangfold i vassdraget. Som følge av at installert effekt ble større enn 10 MW og at konsesjonsmyndigheten dermed lå hos Kongen via innstilling, ble det i vilkårene anbefalt at konsesjonen skulle gis på ubegrenset tid og at vilkårene kan tas opp til alminnelig revisjon etter 30 år. NVE påpekte også at det ville være søker sitt ansvar å vurdere den bedriftsøkonomiske lønnsomheten i prosjektet ved en eventuell utbygging.

I forbindelse med OEDs behandling av NVEs innstilling, fremkom det ingen nye momenter i saken som ga grunnlag for nye vurderinger i forhold til konsesjonsspørsmålet. Med kgl. res. av 21.08.2015 fikk dermed Nessakraft AS konsesjon til bygging av Nessane kraftverk på de vilkår og forutsetninger som var anbefalt i NVEs innstilling.

Søknaden

Det søkes konkret om å redusere installert effekt i kraftstasjonen fra 12,2 MW til 9,0 MW. Samtidig søkes det om å kunne redusere slukeevnen i kraftverket fra 5,6 m³/s til 4,3 m³/s. Konsesjonen til Nessane kraftverk slik den er i dag, er ifølge søker ikke økonomisk realiserbar med dagens strømpriser, elsertifikater og dagens rammevilkår. I følge søker vil omsøkte nedskalering være avgjørende bedriftsøkonomisk for at kraftverket blir bygd.

Det hydrologiske grunnlaget. I søknaden om planendring blir middelvannføringen oppgitt å være 2,07 m³/s, mot 2,23 m³/s i den opprinnelige søknaden. Årsaken til dette er at man i den opprinnelige søknaden forholdt seg til perioden 1984-2006 for målestasjon 79.3 Nessedalselvi. Denne gangen har man brukt perioden 1958-2011 hvor ifølge søker tidligere målestasjon 79.1 Nessedalsvatn også inngår og som er publisert av NVE. Søker mener den nye perioden omfatter et lengere tidsrom som dekker både tørre og våte tiår og at det således er både fornuftig og konservativt å benytte lengst mulig tidsserier.

NVE kan bekrefte at måleserien Nessedalselvi fra 1958 er en sammensatt serie basert på reelle måledata fra 1984 og frem til i dag pluss HBV-simulerte verdier fra perioden 1958-1983. I utgangspunktet mener NVE det alltid er best å bruke målte verdier der det finnes. NVE mener den opprinnelig brukte serien fra 1984-2006 er dekkende for dagens forhold og fremtidig klimaprognoser for Vestlandet og at det ikke er nødvendig å gjennomgå hydrologigrunnlaget i detalj på nytt i forhold til konsesjonsspørsmålet. Vi har likevel kontrollert beregnet middelvannføring for 3 ulike perioder etter 1983 for stasjon 79.1 Nessedalselvi. For periodene 1984-2006, 1984-2011 og 1984-2016, hvorav den siste dekker en drøy 30-års periode, er det beregnet middelvannføringer på henholdsvis 2,21 m³/s, 2,23 m³/s og 2,26 m³/s. NVE mener på dette grunnlag at 2,23 m³/s er en riktigere middelvannføring å bruke enn det som blir foreslått i planendringssøknaden. NVE merker seg at man har benyttet årene 2004, 1996 og 2005, alle innenfor den opprinnelige serien 1984-2006, som representative for henholdsvis normalt, tørt og vått år også i den nye søknaden. Her fremgår det at antall dager med kun minstevannføring vil reduseres og at antall dager med overløp på inntaksdammen vil øke i alle de tre utvalgte årene med den nye omsøkte slukeevnen.

Ressursutnyttelse. En reduksjon i maksimal slukeevne fra 5,6 m³/s til 4,3 m³/s innebærer at slukeevnen ligger nært opp til nedre område for hva som anses som normal dimensjonering av denne type uregulerte

kraftverk. Ressursutnyttelsen vil gå noe ned ved at planendringen vil utnytte om lag 73 % av årlig tilsig til kraftproduksjon, mot om lag 80 % for opprinnelig prosjekt.

Miljøforhold. Slik NVE ser det vil en reduksjon av slukeevnen i kraftverket kun ha positive effekter på miljøet. Ved å gå ned fra 5,6 til 4,3 m³/s, vil maksimal slukeevne gå ned fra 251 til 192 % av middelvannføringen på 2,23 m³/s. Siden man samtidig skal beholde minste slukeevne på 0,2 m³/s, vil reduksjonen i maks slukeevne kun medføre flere dager med overløp ved inntaksdammen. Dette vil igjen medføre noe mer vann og mer dynamikk på strekningen med restvannføring og bidra positivt til vannlevende organismer og biologisk mangfold generelt.

Kapasitet i nettet. Et sentralt tema i planendringssøknaden er forholdet til kapasiteten i nettet rundt Lånefjorden og transformatorkapasiteten i Høyanger. Nettkapasiteten i området er i dag begrenset og det er noe usikkert hvor mye ny produksjon det er plass til uten at transformatorkapasiteten må økes. Søker opplyser at utbyggingskostnadene som anleggsbidrag kan reduseres med 21 mill. kroner dersom det ikke blir behov for en oppgradering av transformatorkapasiteten.

Produksjon og kostnader. Med redusert installert effekt og redusert slukeevne reduseres midlere årsproduksjon med 2,9 GWh, fra 32,5 GWh til 29,6 GWh. Dette tilsvarer en reduksjon på 8,9 % av potensialet som lå til grunn for konsesjonen.

Uten behov for økt transformatorkapasitet i Høyanger har det nedskalerte alternativet en spesifikk utbyggingskostnad på 3,96 kr/kWh, mens det konsesjonsgitte ligger på 3,97 kr/kWh. LCOE for nedskalert og konsesjonsgitt alternativ er henholdsvis 33,3 og 33,4 øre/kWh.

Med behov for økt transformatorkapasitet har det nedskalerte alternativet spesifikk utbyggingskostnad på 4,70 kr/kWh. Det konsesjonsgitte Nessane kraftverk har en spesifikk utbyggingskostnad på 4,65 kr/kWh. LCOE for nedskalert og konsesjonsgitt alternativ er henholdsvis 38,2 og 37,9 øre/kWh.

Dersom kun det konsesjonsgitte alternativet vil utløse behov for å øke transformatorkapasiteten i Høyanger så er marginal LCOE for den ekstra kraften som da produseres beregnet til 85 øre/kWh. Uten kostnad for transformator er marginalkostnaden for endringen i installert ytelse 34,4 øre/kWh.

Rundt Lånefjorden er det tre andre konsesjonssøkte kraftverk som må sees i sammenheng. To er konsesjonsgitt, mens ett har fått avslag (er påklaget til OED). Et nedskalert Nessane kraftverk kan gi noe større spillerom for påkobling av ett eller flere av disse småkraftverkene uten behov for økt transformatorkapasitet.

Skatteinntekter til stat og kommune. Søker har vurdert hva den reduserte installasjonen betyr for skatteinntekter til stat og kommune. Under de gitte forutsetninger gir et nedskalert prosjekt lavere inntekter til stat og kommune. Det nedskalerte alternativet gir likevel ca. 0,45 mill kr i overskuddsskatt til staten og ca. 0,8 mill kr i eiendomsskatt til kommunen for år 4 etter oppstart. I forhold til statens inntekter er det i første rekke bortfall av grunnrenteskatten som er utslagsgivende faktor.

Konklusjon

Redusert installert effekt medfører en reduksjon i midlere årsproduksjon på 2,9 GWh. Nedskaleringen fra 12,2 til 9 MW medfører også redusert slukeevne i kraftverket fra 5,6 til 4,3 m³/s. Dette medfører noe redusert ressursutnyttelse. Samtidig vil det gi mer vann og noe mer dynamikk og bidra positivt til biologisk mangfold på strekningen med restvannføring. Nedskaleringen vil gi noe reduserte skatteinntekter til stat og kommune. Nessane kraftverk med en midlere årsproduksjon på 29,6 GWh, vil fortsatt bidra positivt til økt satsing på fornybar kraftproduksjon med en akseptabel ressursutnyttelse

uten for store negative miljøvirkninger. Et nedskalert Nessane kraftverk kan gi noe større spillerom for påkobling av ett eller flere småkraftverk i området rundt Lånefjorden uten behov for økt transformatorkapasitet i Høyanger.

NVE anbefaler at Nessakraft AS får tillatelse til å bygge Nessane kraftverk med redusert installert effekt fra konsesjonsgitt 12,2 MW til 9 MW.

Merknader til vilkårene

I den opprinnelige konsesjonssøknaden fra Nessakraft SUS ble det søkt om å få bygge Nessane kraftverk med installert effekt på 12,2 MW og produksjon 33,8 GWh. Størrelsen på kraftverket utløste krav om innstilling til OED og det ble foreslått at konsesjonen ble gitt på ubegrenset tid og at vilkårene for konsesjonen kan tas opp til alminnelig revisjon etter 30 år.

NVE anbefaler at vilkårene gitt i kgl. res av 21.08.2015 opprettholdes uten endringer.

I forbindelse med tabellen med gjeldende forutsetninger, føringer og krav i forhold til utarbeidelse og godkjenning av detaljplaner (post 5 i vilkårene), må verdiene for største slukeevne endres fra 5,6 m³/s til 4,3 m³/s. Tilsvarende må installert effekt endres fra 12,2 MW til 9 MW.

Med gjeldende konsesjon fra 21.08.2015 var det vedlagt en anleggskonsesjon tilpasset installert effekt på 12,2 MW. Det er opp til Nessakraft AS å søke om ny anleggskonsesjon tilpasset 9 MW, dersom det blir gitt tillatelse til redusert installasjon.

Med hilsen

Rune Flatby
avdelingsdirektør

Carsten Stig Jensen
seksjonssjef

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.

Vedlegg:

Kopi til:

Bystøl AS v/Jens A. Melheim
Nessakraft AS
Tinfos AS v/Kjell Magne Haugen