



HEINBERGÅGA KRAFT AS



SØKNAD OM KONSESJON

endelig

JANUAR 2014

Sofienlund

NVE

Middeltunsgate 29,
Postboks 5091 Majorstua,
0301 Oslo

Til: Konsesjonsavdelingen for småkraftverk
:

Deres Ref.:

Vår Ref.:
Heinbergåga - Utkast til søknad om konsesjon v1-es5-gb4-og1

Dato:
10. januar 2014

HEINBERGÅGA– SØKNAD OM KONSESJON

Grunneierne, ved Statskog SF, ønsker å utnytte fallet i Heinbergåga i Rana kommune i Nordland fylke, til produksjon av elektrisk kraft, og søker derfor om konsesjon i hht følgende regelverk:

1. Etter vannressursloven, jf. §8, om tillatelse til:
 - å bygge kraftstasjon og nødvendige hjelpeanlegg
 - å ta i bruk alminnelig lavvannføring til kraftproduksjon
2. Etter energiloven om tillatelse til:
 - bygging og drift av kraftverket, med tilhørende koblingsanlegg og kraftlinjer som beskrevet i søknaden.

Nødvendige opplysninger om tiltaket er beskrevet i vedlagte utredning og planer.

Dersom det skulle bli behov for mer informasjon så vennligst ta kontakt.

Vennlig hilsen
Statskog SF



Per Sivertsen
Daglig leder

Kopi: Sofienlund, Ånnerudskogen 2, 1383 Asker

Vedlegg Søknad om Konsesjon

INNHALDSFORTEGNELSE

0	SAMMENDRAG	1
1	INNLEDNING OG SAMMENDRAG	2
1.1	OM SØKEREN STATSOG SF	2
1.2	BEGRUNNELSE FOR TILTAKET	2
1.3	GEOGRAFISK PLASSERING AV TILTAKET	2
1.4	DAGENS SITUASJON OG EKSISTERENDE INNGREP	4
1.5	SAMMENLIGNING MED ØVRIGE NEDBØRFELT/NÆRLIGGENDE VASSDRAG	4
2	BESKRIVELSE AV TILTAKET	5
2.1	HOVEDDATA FOR KRAFTVERKET	5
2.2	TEKNISK PLAN FOR DET OMSØKTE ALTERNATIV	6
2.2.1	Hydrologi og tilsig	6
2.2.2	Inntak	9
2.2.3	Rørgate	9
2.2.4	Tunnel	10
2.2.5	Kraftstasjon	10
2.2.6	Veibygging	10
2.2.7	Nettilknytting	10
2.2.8	Masseuttak og deponi	11
2.2.9	Kjøremønster og drift av kraftverket	11
2.3	UTBYGGINGSKOSTNADER	11
2.4	FORDELER OG ULEMPER VED TILTAKET	12
2.4.1	Fordeler ved tiltaket	12
2.4.2	Ulemper ved tiltaket	12
2.5	AREALBRUK, EIENDOMSFORHOLD OG OFFENTLIGE PLANER	12
2.5.1	Arealbruk	12
2.5.2	Eiendomsforhold	13
2.6	FORHOLDET TIL OFFENTLIGE PLANER OG NASJONALE FØRINGER	13
2.6.1	Kommuneplan og andre offentlige planer	13
2.6.2	Samlet plan for vassdrag	14
2.6.3	Verneplan for vassdrag	14
2.6.4	Nasjonale laksevassdrag	14
2.6.5	Evt. Andre planer eller beskyttede områder	14
2.6.6	Inngrepsfrie områder (INON)	14
2.7	ALTERNATIVE UTBYGGINGSPLANER	14
2.8	FRAMDRIFTSPLAN	15
3	VIRKNING FOR MILJØ, NATURRESSURSER OG SAMFUNN	16
3.1	HYDROLOGI	16
3.2	VANNTEMPERATUR, ISFORHOLD OG LOKALKLIMA	17
3.3	GRUNNVANN, FLOM OG EROSJON	18
3.4	BIOLOGISK MANGFOLD OG VERNEINTERESSER	19
3.4.1	Oppsummering	19
3.4.2	Omfang og konsekvens av tiltaket	20
3.5	FISK OG FERSKVANNSBIOLOGI	21
3.6	FLORA OG FAUNA	21
3.7	LANDSKAP	23
3.8	KULTURMINNER	23
3.9	LANDBRUK	23
3.10	VANNKVALITET, VANNFORSYNING- OG RESPIENTINTERESSER	24
3.11	BRUKERINTERESSER	24
3.12	SAMISKE INTERESSER	24
3.13	REINDRIFTSINTERESSER	24
3.14	SAMFUNNSMESSIGE VIRKNINGER	25
3.15	KONSEKVENSER AV KRAFTLINJE- / KABEL	25
3.16	KONSEKVENSER VED BRUDD PÅ DAM OG TRYKKRØR	25

4	AVBØTENDE TILTAK	26
5	REFERANSER OG GRUNNLAGSDATA	27
5.1	GRUNNLAGSDATA	27
5.2	REFERANSER	27
6	VEDLEGG	28
6.1	VEDLEGG 1 - KART OVER UTBYGGINGSOMRÅDET (1:5000)	28
6.2	VEDLEGG 2 - KART OVER NEDBØRSFELT (1:50 000)	28
6.3	VEDLEGG 3 - HYDROLOGI	28
6.4	VEDLEGG 4 – FOTO AV BERØRTE OMRÅDER	28
6.5	VEDLEGG 5 - FOTO VED VARIERENDE VASSFØRINGER	28
6.6	VEDLEGG 6 - OVERSIKT OVER FALLRETTSEIERE	28
6.7	VEDLEGG 7 – KOMMUNIKASJON MED LOKALT E-VERK OG RAPPORT	28
6.8	VEDLEGG 8 - RAPPORT OM BIOLOGISK MANGFOLD	28

0 SAMMENDRAG

Prosjektet omfatter bygging av Heinbergåga kraftverk i Rana kommune i Nordland Fylke, med en ca. 1864 m lang rørgate med dimensjon Ø1200 mm fra inntaket på kote 765 moh. og ned til kraftstasjonen på kote 564 moh. Med en installert effekt på 4,55 MW vil prosjektet kunne produsere 9,7 GWh, med slipping av minstevannføring tilsvarende alminnelig lavvannføring på 25 l/s hele året.

For adkomst til anlegget kan man benytte eksisterende vei og den går rett forbi den planlagte kraftstasjonen. Det planlegges ikke permanent vei opp til inntak og dam, men det vil bli en temporær servisevei i anleggstiden og som en grønn kjøresterk trasé for fremtiden som blir bevokst med gress.

For å få kraften frem til eksisterende 22 kV kraftnett vil det bli lagt en ca. 0,2 km lang 22 kV jordkabel samt forsterkning av en ca 6 km lang luftlinje.

Av brukerinteresser er det hovedsakelig grunneierne som benytter området.

Det er identifisert én naturtype med C-verdi; *bekke-kløft og bergvegg*. Følgende rødlistede arter ble observert under feltarbeidet: strandsnipe, snøsoleie og grannsildre. Utbyggingen berører ingen av disse forekomstene.

Arter som sannsynligvis kan forekomme som streifindivider i området er: jerv, gaupe og fjellrev. Terrenginngrep i midtre og høyere del av planområdet kan virke fragmenterende på fjellrevens utbredelse midlertidig i anleggsperioden, såfremt arten opptrer i aktuelt område. Av arter som står oppført på Bern liste II opptrer sannsynligvis fossekall og linerle langs Heinbergåga. En utbygging vil forverre situasjonen for eventuelt forekommende fossekall, men minstevannføringen vil sannsynligvis være tilstrekkelig til å sikre hekkemuligheter for denne arten innenfor tiltaksområdet.

Gjennomføring av tiltaket vil føre til endret arealkategori for 18,8 km² INON-areal.

Prosjektet får følgende nøkkeldata:

Tabell 0 – Nøkkeldata

Heinbergåga					
A	Nedbørfeltets areal	17,4	km ²		
Qg	Spesifikk avrenning	0,048	m ³ /s/km ²		
Qm	Middelvannføring	0,835	m ³ /s	26,3	mill m3
	Alminnelig lavvannføring	0,025	m ³ /s	sommer	vinter
	Inntak kote	765,0	moh		
	Avløp kote	564,0	moh		
	Rørlengde & diameter	1 864	m	1 200	mm
Qt	Turbinslukeevne	2,60	m ³ /s		
g	Gravitasjonskoeffisient	9,81	m/s ²		
H	Brutto fallhøyde	205	m		
h	Stasjonsvirkningsgrad	87 %	maks last		
P	Installert effekt turbin	4 550	kW		
	Brukstid	2 130	timer / år		
E	Estimert produksjon	9,7	GWh		
	Utbyggingskostnad *)	46	mill. NOK		
	Spesifikk utbyggingskostnad	4,77	NOK/kWh		

Vannmerke 156.7 Jordbru
 *) Inkl. usikkerhet 15 %

Qnf/Qvm = 4 %
 NVE 2010

1 INNLEDNING OG SAMMENDRAG

1.1 Om søkeren Statskog SF

Statskog SF er landets største grunneier, og eiendommene omfatter vel 20 % av Norges totale landareal. Utvikling og drift av eiendommenes ressurser er et av hovedområdene innenfor eiendomsforvaltningen. Dette inkluderer utnyttelse av energiresurser, både gjennom etablering av vindkraft, vannkraft og bioenergi. Balansert økonomisk utnyttelse av ressursene og utvikling av fornybare ressurser i de områder som eies av Statskog, er et av selskapets viktigste målsetninger. Som landets største grunneier vil Statskog kunne bli en betydelig aktør innenfor produksjon av fornybar energi.

Statskogs kjernevirksomhet er i selskapets naturressurser og kompetanse, og inkluderer:

- Jakt, fiske og annet friluftsliv
- Drift og utvikling av eiendommer
- Sikring av statens eier- og rettighetsposisjon
- Skogsdrift
- Lokal næringsutvikling
- Tjenestesalg
- Utvikling av vind, vann og bioenergi

I stiftelsesdokumentet for Statskog SF datert 18.12.1992 ble følgende formål for Statskog vedtatt: ”Statskog SF har til formål selv, gjennom deltakelse eller i samarbeid med andre, å forvalte, drive og utvikle statlige skog- og fjelleiendommer med tilhørende ressurser og annen naturlig tilgrensende virksomhet. Eiendommene skal drives effektivt med sikte på å oppnå et tilfredsstillende økonomisk resultat. Det skal drives et aktivt naturvern og tas hensyn til friluftslivet. Ressursene skal utnyttes balansert, og fornybare ressurser skal tas vare på og utvikles videre.”

Tiltakshaver er:	Selskapsnavn:	Statskog SF
	Postnummer og sted:	Serviceboks 1016, 7809 Namsos
	Organisasjonsnummer.:	966 056 258
	Kontaktperson:	Per Sivertsen
	Telefon / mobil:	tlf. 07800, mobil 97581208
	Faks:	77836701
	E-post:	per.sivertsen@statskog.no

Utbyggingsprosjektets navn er Heinbergåga Kraftverk.

1.2 Begrunnelse for tiltaket

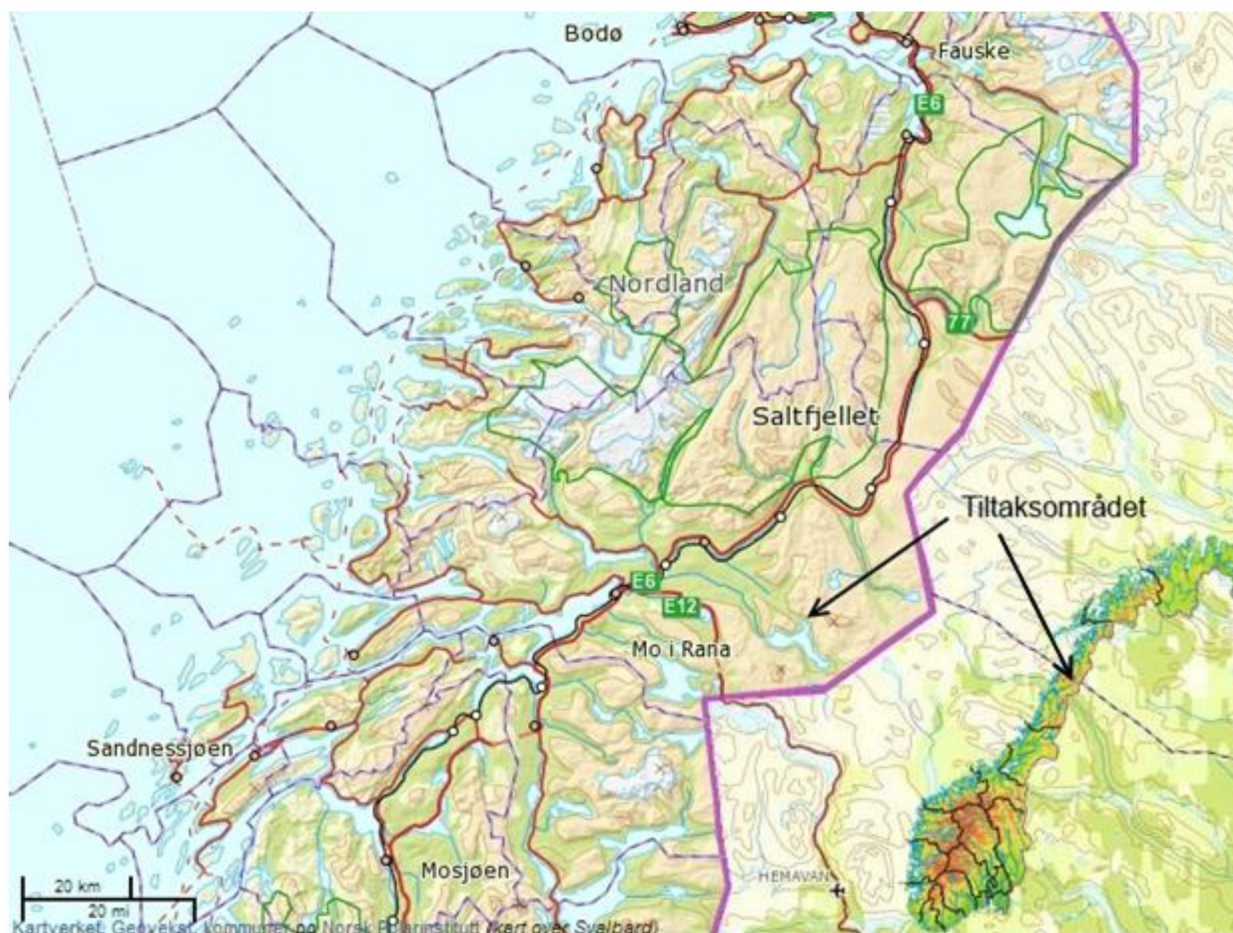
Formålet med å bygge et kraftverk i Heinbergåga er å utnytte energien i vassdraget til elektrisk kraftproduksjon, og ved det bidra til å nå de nasjonale mål som er satt i klima- og energipolitikken. Tiltaket har dessuten betydning for grunneierens verdiskapning og de ringvirkninger det har i lokalsamfunnet.

Tiltaket er ikke tidligere vurdert etter vannressursloven.

1.3 Geografisk plassering av tiltaket

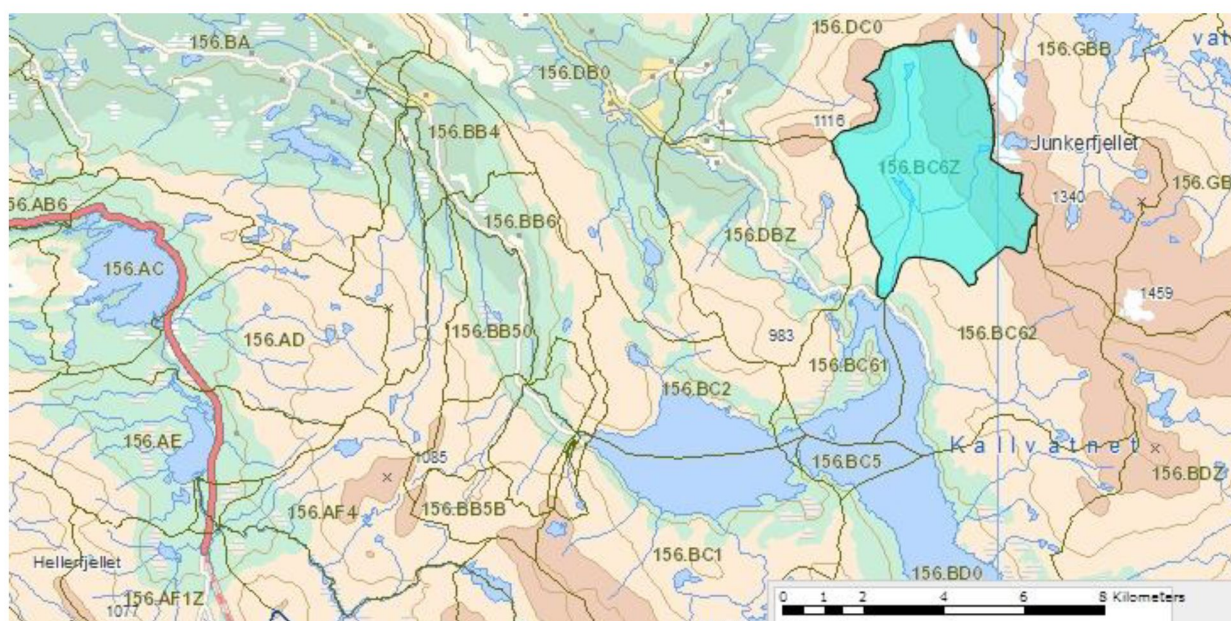
Dette prosjektet omhandler planer for bygging og drift av Heinbergåga Kraftverk, som ligger i Rana kommune i Nordland fylke. Nærmeste tettsted er Mo i Rana som ligger ca. 3 mil i luftlinje rett vest for utbyggingsområdet. Det planlagte utbyggingsområdet ligger ved nordenden av Kallvatnet, og vil berøre et område på om lag 2.5 km. Nedbørsfeltet ligger fra kote 769 moh. til kote 1340 moh og er over tregrensen.

Figur 1 - lokalisering (under), viser hvor i landet prosjektet er lokalisert, mens på Vedlegg 1 bak, er elva avmerket sammen med inntak, rørtrasé og kraftstasjon.



Figur 1 – Lokalisering

Vassdraget som berøres har vassdragsnummer 156.BC6Z (se fig. 2) og er en del av Ranavassdraget.



Figur 2 - Heinbergåga har vassdragsnummer 156.BC6Z, her markert med blått. Kilde: NVE atlas, 2013

1.4 Dagens situasjon og eksisterende inngrep

Heinbergåga ligger ved nordenden av Kallvatnet. Området er tilgjengelig fra E6 nord for Mo i Rana, via Grønnfjellaldalsveien (16,4 km), og videre via en anleggsveg/grusvei eid av Statkraft på 7 km. Denne er åpen for ferdsel på sommeren, og stengt på vinteren. Kallvatnet er regulert, og området preges også sterkt av en omfattende fritidsbebyggelse (168 hytter rundt Kallvatnet). Statkraft SF har også ei lokal 22 kV forsyningslinje rett forbi det planlagte kraftverket.

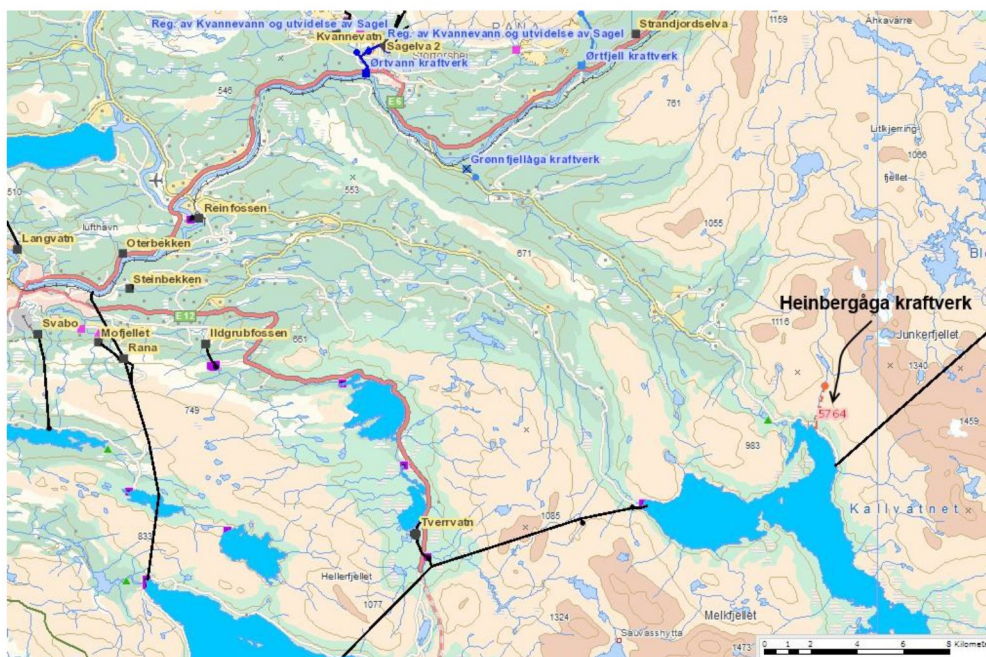
1.5 Sammenligning med øvrige nedbørfelt/nærliggende vassdrag

Vassdraget som berøres er ikke vernet. Nærmeste vernede vassdrag er Saltdalsvassdraget og Beiarelva i nord, og Straumdalselva og Glomdalselva i vest. 3-4 mil mot nordvest ligger også Saltfjellet-Svartisen nasjonalpark. Heinbergåga kan sammenlignes med de fleste andre elvene i området. Den berørte delen av vassdraget ligger over tregrensen.

Rana er en betydelig vannkraftkommune, med Rana kraftverk som landsdelens største målt i produksjon (1975 GWh). I tillegg til Rana kraftverk (500 MW) er Langvatn kraftverk (90MW), Sjøna kraftverk (55 MW) og Fagervollan kraftverk (21 MW) de største bidragsyterne når det gjelder kraftproduksjon i Rana. Heinbergåga har utløp i Kallvatnet som er magasin for Rana kraftverk og har en reguleringshøyde på 564-521 moh. I Rana kommune er det pr. okt. 2013 inne 18 søknader på mikro- mini- og småkraftverk. I tillegg har 9 fått konsesjon og 3 er avslått. Utbygger er ikke kjent med at det er planlagt eller konsesjonssøkt andre nye småkraftverk i området. Det nærmeste er Grønnfjellåga kraftverk, ca. 2 mil mot nordvest, som fikk avslag i 2008. Se tab.1 og fig 3.

Tabell 1 - Kraftverk i tiltakets nærområde

Kraftverk	Nr	Årsproduksjon	Tiltakshaver/Eier	Stadium
Grønnfjellåga kraftverk	4346	14,7 GWh	Miljøenergi Nordland AS	Avslått 2008
Heinbergåga	5764	10,5 GWh	Statskog SF	Under høring
Strandjordselva minikraftverk	1105	800 kW	Minikraft AS mfl.	I drift 2005
Ørtfjell kraftverk	4373	8,6 GWh	Rana Gruber AS	Konsesjon 2010
Ørtvann kraftverk	4345	12 GWh	Ørtvann kraftverk AS	Konsesjon 2008



Figur 3 – Planlagte og utbygde kraftverk i området. Kilde: NVE Atlas, 2013

2 BESKRIVELSE AV TILTAKET

2.1 Hoveddata for kraftverket

Tabell 2 - Hoveddata

Heinbergåga	Hoveddata	
TILSIG		Hovedalternativ
Nedbørsfelt	km ²	17,4
Spesifikk avrenning	m ³ /s/km ²	0,048
Middelvannføring	m ³ /s	0,835
Årstilsig til inntaket	mill.m ³	26,3
Alminnelig lavvannføring	m ³ /s	0,025
5-persentil sommer (1/5-30/9)	m ³ /s	0,074
5-persentil vinter (1/10-30/4)	m ³ /s	0,018
Restvannføring	m ³ /s	0,064
KRAFTVERK		
Inntak kote	m.o.h	769,0
Magasinivolum	m ³	300
Avløp kote	m.o.h	564,0
Lengde på berørt elvestrekning	m	1 900
Brutto fallhøyde	m	205
Midlere energiekvivalent (E)	kWh/m ³	0,494
Slukeevne, maks	m ³ /s	2,60
Slukeevne, min	m ³ /s	0,04
Planlagt minstevannføring, sommer	m ³ /s	0,025
Planlagt minstevannføring, vinter	m ³ /s	0,025
Tilløpsrør, diameter	m.m.	1 200
Tunnel, tverrsnitt	m ²	-
Tilløpsrør/tunnel lengde	m	1 864
Overføringsrør/tunnel, lengde	m	
Installert effekt, maks	kW	4 550
Brukstid	timer/år	2 130
MAGASIN		
Magasinivolum	mill.m ³	0,0
HRV	m.a.s.l.	769,0
LRV	m.a.s.l.	769,0
Nat. Hk. Vassdragsreg. loven	nat. hk.	0
PRODUKSJON		
Produksjon, vinter (1/10-30/4)	GWh	2,2
Produksjon, sommer (1/5-30/9)	GWh	7,5
Produksjon, årlig middel	GWh	9,7
ØKONOMI		
Utbyggingskostnad	mill kr	46,0
Spesifikk utbyggingspris	NOK/kWh	4,77

Heinbergåga	Elektrisk	
Generator ytelse	MVA	5,0
Generator spenning	kV	6,6
Transformator ytelse	MVA	5,5
Transformator omsetning	kV	6,6 / 22
Kraftnett Lengde	km	0,2
Nominell spenning (volt * 1000)	kV	0,22
Linje v.s. jordkabel		jordkabel

2.2 Teknisk plan for det omsøkte alternativ

2.2.1 Hydrologi og tilsig

Heinbergåga renner vesentlig på fjell, gjennom et landskap med moreneavsetninger og noe fjell i dagen. Nedbørsfeltet ligger fra kote 769 moh. og opp til kote 1340 moh. hvorav alt er over tregrensen. Nedbørsfeltet har ingen breer, lite myrer og et par små tjern.

Vannføringen er typisk for indre Nordland hvor det er en svært lav vannføring på vinteren, en tilsvarende stor vårflom og varierende vannføring om sommeren som er tiltakende utover mot høsten.

Nedslagsfeltet favner totalt 17,4 kvadrat kilometer, se også Vedlegg 2 - Kart over nedbørsfelt. For å finne vannføringen er det benyttet NVE Atlas som gir en spesifikk vannføring på 48 liter per sekund per kvadratkilometer. Dette gir en 26-års middelvannføring for vassdraget på 0,83 m³/sek til inntaket.

Tabell 3 - Nedbørsfelt

Nedbørsfelt	Areal	Spesifikt avløp	Midlere avløp	
Navn	km2	l/sek/km2	m3/sek	mill. m3
Nedbørsfelt til inntak	17,4	47,7	0,830	26,2
Restfelt til stasjon	1,9	33,7	0,064	2,0
Hele nedbørsfeltet	19,3	46,3	0,894	28,2

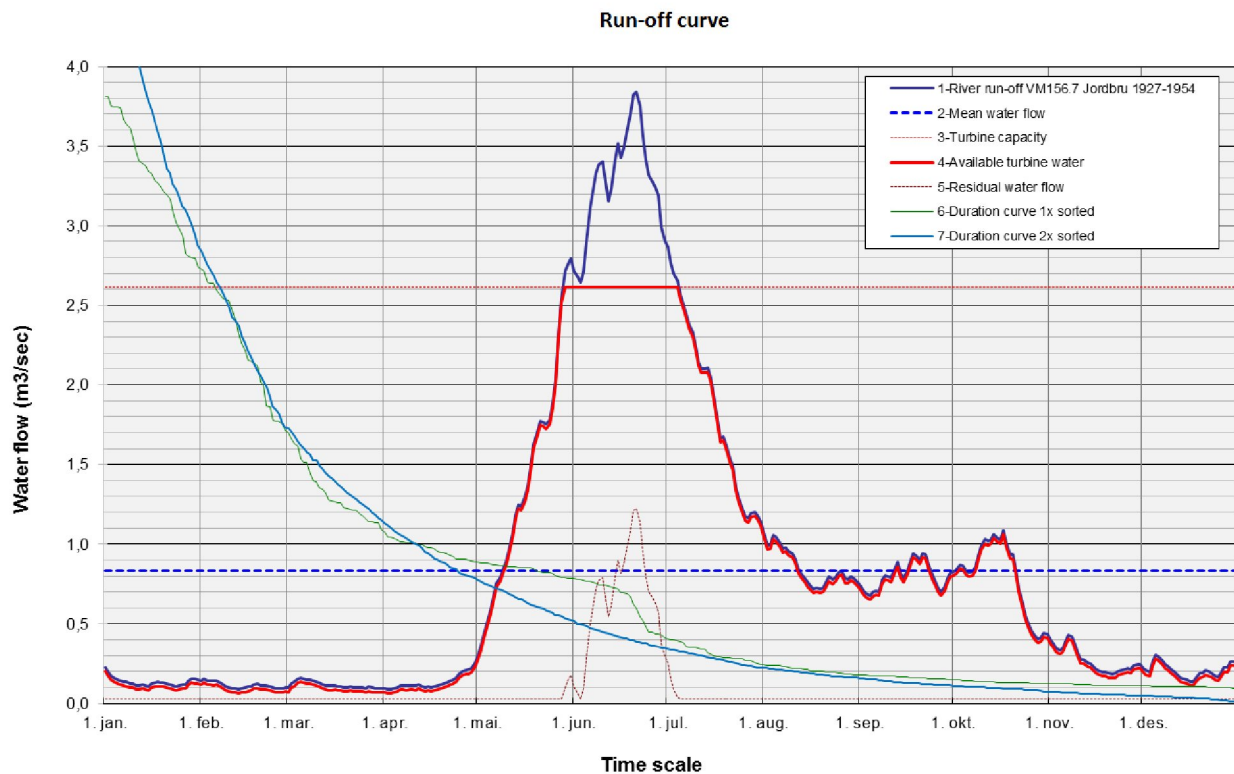
Vassdraget har ikke tidligere vært utbygd eller regulert, og kraftverket vil bli drevet som et elvekraftverk.

Hydrologisk observasjonsmateriale for vassdraget eksisterer ikke, men det er flere vannmerker i Nordland som kan benyttes. VM 151,15 Nervoll ligger nede ved Hattfjelldal ca 100 km syd for Heinbergåga. Dette vannmerket har en beliggenhet som korrelerer godt med gjeldende felt, men feltet er i største laget. VM 151.11 Lavvatn, er et annet felt som ligger også ca 100 km syd-vest ved Mosjøen, men dette er nærmere kysten og er nok preget av kystnær nedbør samt noe lavere beliggenhet. Et tredje felt er 156.7 Jordbru som ligger like ved siden av Heinbergåga og i det samme vassdraget, bare etter utløpet av Kallvatnet. Dette vannmerket ligger i samme område, med samme høyde og får alt vannet fra Heinbergåga men har i tillegg et betydelig tilleggsfelt fra det samme området. Den vesentligste forskjellen er at Kallvatnet medfører en demping av vannføringen og også dette vannmerket vil nok derfor gi litt for høy produksjon. Alle disse tre vannmerkene har lange kontinuerlige serier, som er en forutsetning for å kunne gjøre gode produksjonssimuleringer.

Nedbørsfelt	Måle-	Areal	Qn(61-90)	Middelv.	Snaufjell	Eff. Sjø	Høyde	Breandel
Navn	periode	km2	l/sek/km2	Q vm m3/sek	%	%	%	%
Heinbergåga		17,3	48,0	0,83	98,7	0,3	746-1336	0 %
151.11 LAVVATN	1970-2008	73,9	74,1	5,47	79,9	1,4	226-999	0 %
151.15 NERVOLL	1971-2012	653	44,9	29,32	55,5	0,17	345-1692	1,6 %
156.7 JORDBRU	1928-2053	340	37,0	12,6	71,3	0,5	399-1469	0,0 %

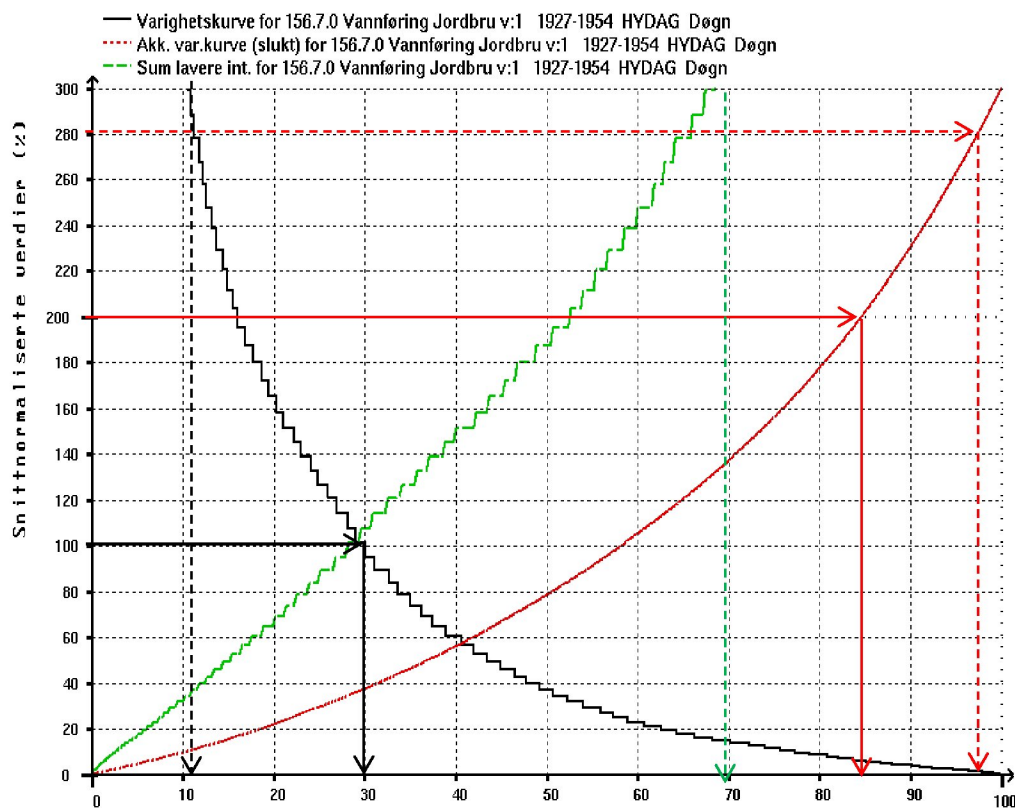
Vi har derfor valgt å benytte vannmerke VM 156.7 Jordbru, da dette feltet både ligger nærmest samt har tilnærmet samme høyde og ikke minst benytter det samme vannet. Arealet er dog betydelig større, samt at vi får en betydelig demping i Kallvatnet. Målingene er også relativt gamle, men vi vurderer ikke at det har

noen særlig signifikant betydning siden dette da går på distribusjonen over året. På grunn av et større felt og dempingen i Kallvatnet vil trolig simuleringene gi noe bedre produksjon enn aktuelt felt. Se også varighetskurve i Figur 4 under. En midlet kurve får derfor en markant vårflokk (se Figur 4 - grønn avrenningskurve nedenfor).



Figur 4 - Avrenningskurve

Middelvannføringen (Q_m) er distribuert over året ved hjelp av vannmerke og dette er gjort ved å skalere middelvannføringen for VM til middelvannføringen for vassdraget. Vannmerket ligger rett nedstrøms Kallvatnet, og vi mener dette feltet ligger i rimelig nærhet til Heinbergåga. Pga dets beliggenhet med hensyn til nærhet og høyde over havet skulle dette være rimelig godt representativt med hensyn til distribusjon over året. Heinbergåga har likevel et noe mindre nedbørsfelt enn vannmerket og et mindre felt kan ha en noe mer dynamisk avrenning. I produksjonssimuleringene har vi tatt hensyn til de hydrologiske døgnvariasjonene for perioden fra 1928 til 1953. Dersom det aktuelle feltet skulle være enda mer dynamisk enn vannmerket, kan reell middelproduksjon likevel bli marginalt lavere.



Figur 5 - Varighetskurve

Varighetskurven (svart kurve) i figur 5 (over) viser en sortering av vannføringene etter størrelse, og angir hvor stor del av tiden (angitt i %) vannføringen har vært større enn en viss verdi (angitt i % av middelvannføringen) når det er naturlig avrenning i vassdraget. Kurven viser at vannføringen har vært større enn middelvannføringen i 30 % av tiden (svarte piler). Vannføringen har overskredet 300 % av middelvannføringen i rundt 11 % av tiden (svart-stiplet pil).

Slukeevnen (rød kurve) viser hvor stor del av den totale vannmengden kraftverket kan utnytte, avhengig av den maksimale vannføringen turbinen kan benytte, samt minstevannføring. En turbin som er dimensjonert for å kunne utnytte 200 % av middelvannføringen ved inntaket vil kunne utnytte 85 % av tilgjengelig vannmengde til kraftproduksjon i gjennomsnitt over året. Resterende vannføring vil være flomvann og da 15 %. Verdien må også korrigeres for tapt vann i den tiden turbinen må stå på grunn av for lite tilsig etter at minstevannføring er sluppet.

Sum lavere (grønn kurve) viser hvor stor del av vannmengden som vil gå tapt når vannføringen underskrider lavest mulig driftsvannføring i kraftverket. En Peltonturbin er valgt for dette kraftverket. Denne vil kunne kjøres med vannmengder ned mot 1 % av maksimal slukeevne. Tapt vann på grunn av for lite vann til turbin utgjør tilnærmet 0-1 % her, siden en Peltonturbin kan reguleres helt ned.

Med en turbinslukeevne på 300 %, får man et flomtap på rundt 11 %, og vektet minstevannføring på 1 % samt 1 % lavvannstap, kan kraftverket utnytte 87 % av den totale vannmengden.

En volumberegning basert på varighetskurven gir da rundt 11,2 GWh

Tabell 4 - Vannbalanse

Vannbalanse	Vann- mill m3	volum %	Vannføring m3/sek	Energi GWh
Årstilsig	26,3	100,0 %	0,83	12,5
Minstevannføring	0,8	3,0 %	0,02	0,4
Turbinvann	23,0	87,5 %	0,73	10,8
Q-min	0,1	0,2 %	0,00	0,0
Flomtap	2,4	9,3 %	0,08	1,1

En vannbalanseberegning viser en produksjon på 10,8 GWh

Spesifikk produksjonssimulering med eksakte skalerte verdier

En spesifikk beregning basert på middelvannføring per døgn over alle år med vannmålinger med tilhørende virkningsgrader på rørgate, turbin og elektrisk anlegg, viser en middelproduksjon på 9,7 GWh. Dette er da den mest nøyaktige beregningen, og det er denne beregningen som er lagt til grunn for søknaden.

2.2.2 Inntak

Demningen blir anlagt i ei fjellkløft i elva på ca. kote 765 moh. hvor terrenget er relativt slakt.

Demningen vil bli bygget som en betongkonstruksjon tvers over elva. Den vil bli forankret med fjellbolter både i bunnen og i sidene. Som bakstøtte vil inntakskonstruksjonen støtte opp demningen, og støttepilarer vil bli satt opp.

Total høyde på demningen vil bli ca. 4 meter og krona blir da på 769 moh, mens lengden blir ca. 20 meter og neddemt areal ca. 0,5 da. For å få tilstrekkelig overhøyde til inntaket vil selve inntakskonstruksjon bli sprengt ned i fjell under dagens avløp. Damvolumet er da estimert til ca 300 m3.

Inntaket vil bli konstruert som en integrert del av demningen. Bjelkestengsel, inntaksrist, inntakskonus og en stengningsanordning, vil alt bli godt nedfylt av sprengstein, men tilgjengelig via en kulvert.

Reguleringer

Det er ikke planlagt med reguleringer.

Overføringer

Det er ikke planlagt med overføringer.

2.2.3 Rørgate

Rørgata får en total lengde på ca. 1864 m og en diameter på Ø= 1200 mm.

Rørgata vil gå helt fra inntaket og ned til kraftstasjonen, der det er jevnt og slakt skråterreng hele veien ned til kraftstasjonen.

Rørgata vil bli lagt i hht standard forlegning både referert til offentlig lover og reguleringer samt til leverandørens forlegningsanvisning. Rørgata skal graves ned hele veien og vil få en masseoverdekning på minst 1 meter.

En kostnadsoptimal planlegging av rørgata vil bli med glassfiberrør (GRP) den øverste delen og med duktile støpejernsrør den nederste strekningen.

For å komme frem med gravemaskinene må det avskoges en trase som har en bredde på ca. 20 meter de nederste meterne. Dette området består av spredt løvskog, mens den øvrige parsellen ligger over tregrensen.

2.2.4 Tunnel

Det er ingen tunnel i prosjektet.

2.2.5 Kraftstasjon

Kraftstasjonen vil bli bygd nede ved Kallvatnet på ca. kote 564 moh. I det aktuelle området flater terrenget ut og det er et lite morenelag over grunnfjellet slik at kraftstasjonen kan bli plassert på fjell. Det er løvskog i området og stasjonen vil ikke bli synlig fra omgivelsene. Det er ikke bebyggelse i umiddelbar nærhet. Nærmeste hytte ligger ca. 400 meter vest for kraftstasjonens plassering. Støy vil derfor ikke være et problem, hvis avløpskanalen plasseres på best mulig måte i forhold til dette.

Kraftstasjonen får et solid fundament av betong, og overbygget vil bli bygd av stål eller mur, med fasader av enten, mur, betong eller glass. Endelig design vil bli utformet i detaljeringsfasen.

Stasjonen vil bli utstyrt med en I-bjelke som mønebjelke og krandrager. Her monteres det en løpekatt som maskinsalkran. Denne kan da operere langsetter hele maskinsalens aksiale lengde.

Kraftstasjonen får et statisk trykk fra rørgata på cirka 227 tonn og med et dynamisk tillegg på 20 % for lastavslag, blir det dynamiske trykket rundt 273 tonn. Disse kreftene må tas opp av fundamentet i stasjonen. For å oppnå en sikker fundamentering av kraftstasjonen er det derfor ønskelig å plassere stasjonen på fjell.

Det er tenkt installert ett aggregat med en 4,55 MW peltonturbin som er direktekoplet til en 5,0 MVA generator på 6,6 kV. Det blir dermed også en 6,6/22 kV transformator på 5,5 MVA.

Avløpsvannet slippes rett tilbake til elva med en kort avløpskanal fra turbinkjelleren under kraftstasjonen.

2.2.6 Veibygging

Det eksisterer vei frem til planlagt kraftstasjonsområde. Denne veien har tilstrekkelig bæreevne og trenger ikke oppgradering. Det vil dog bli laget en avkjøring fra eksisterende vei og ned til kraftstasjonen med strekning på ca 50 m. Denne veien vil bli av samme standard som adkomstveien. Dvs. en bilvei klasse K4, med en minimum bredde på 4 m. Det må også lages en kombinert snu-, rigg- og parkeringsplass. Til dette benyttes hovedsakelig overskuddsmasser fra rørgata.

Det er ikke tenkt bygget varig vei opp til inntaket, men det blir en servisevei som blir fjernet etter utbyggingen og anlagt som en kjøresterk trase bevokst med naturlige planter. Dette er og som vist på vedlegg 1b – detaljkart.

2.2.7 Nettilknytting

Helgelandskraft (HK) er områdekonsesjonær for området og de har 22 kV forsyningslinje i området. Avstanden fra kraftstasjonen og til Helgelandskraft sitt nett er cirka 6 km, men på denne strekningen har Statkraft ei forsyningslinje til sitt anlegg ved Kallvatnet og denne passerer kun 200 m fra kraftstasjonen. Fra kraftverket og frem til eksisterende 22 kV kraftlinje legges det en 200 m lang 22 kV jordkabel av typen TSLF 4 * 50 mm² Al.

Utbygger har kontaktet områdekonsesjonær og informert netteier om utbyggingsplanene. E-verket har bekreftet at kraftnettet ikke har tilstrekkelig kapasitet til å overføre 4 MW fra kraftverket, og Norconsult har gjort en nettanalyse for tilkopling av alle småkraftverk i området som er vedlagt i vedlegg 7. Norconsult har presentert totalt 27 MW ny kraftproduksjon i Grønnfjelldal med i alt åtte alternative utbygginger. Rapporten konkluderer med alternativ 1A hvor det bygges en ny produksjonsradial i

Grønnfjelldal til en total kostnad av 36,4 mill kr. Disse kostnadene må da i fellesskap fordeles på utbyggerne uten at det foreligger noen fordelingsnøkkel per i dag. Utbygger har derfor budsjettet dette inn som et anleggsbidrag.

Utbygger påregner derfor å forsterke denne 22 kV kraftlinje langs adkomstveien og frem til kraftverket.

2.2.8 Masseuttak og deponi

I forbindelse med utgravingen av rørgata vil det bli gravd opp cirka 8 000 m³ fast masse. Man antar at det blir nødvendig med sprengning på 50 % av strekningen, og dette vil utgjøre ca. 1,6 ganger mer for den strekningen. Totale gravemasser blir da ca. 9 700 m³ masser. Dersom noe av dette knuses, kan ca. ½-parten av dette bli benyttet for tilbake-, om- og overfylling av rørgata.

Til over- og bakfylling av demningen, kan det benyttes ca. 1000 m³, samt at man kan benytte et tilsvarende volum av steinmassene (1000 m³) til å lage en robust adkomstvei og parkeringsplass ved kraftstasjonen. Man står da igjen med rundt 3000 m³ som må deponeres, og dette er da foreslått ved stasjonen og ett deponi midt oppe langs rørgata hvor man fyller ut i en forsenkning i terrenget som antydnet på vedlegg 1b - detaljkart.

2.2.9 Kjøremonster og drift av kraftverket

Kjøremonsteret for dette kraftverket vil bli et typisk elvekraftverk hvor en må benytte alt det vannet som til enhver tid kommer for å produsere mest mulig energi. Uten reguleringsmagasin er det ikke mulig å gjøre effektkjøring.

2.3 Utbyggingskostnader

Estimerte kostnader er beregnet i hht NVEs kostnadstall av 2010 med oppjusteringer for KPI, samt innhentede budsjettpriser og 15 % tillegg for uforutsett usikkerhet.

Tabell 5 - Utbyggingskostnader

Heinbergåga	mill. NOK
Rigg og drift	1,5
Transportanlegg	0,1
Reguleringsanlegg	-
Overføringsanlegg	-
Inntak/dam	2,3
Driftsvannveier	9,0
Kraftstasjon, bygg	3,3
Kraftstasjon, maskin og elektro (fortrinnsvis adskilt)	16,1
Kraftlinje	2,2
Anleggsbidrag	-
Div. tiltak (terskler, landskapspleie, med mer)	-
Uforutsett	5,2
Planlegging/administrasjon.	4,2
Skatter og avgifter	-
Finansieringsutgifter og avrunding	2,2
Sum utbyggingskostnader	46,0

For rørgata er det benyttet dagens tilbudspriser med fraktt tillegg, samt erfaringspriser for sprengning og legging av tilsvarende rørgater.

2.4 Fordeler og ulemper ved tiltaket

2.4.1 Fordeler ved tiltaket

Kraftproduksjon

Fordelene ved denne utbyggingen er at kraftstasjonen vil kunne produsere 9,7 millioner kilowattimer hvert år. Med gjennomsnittsprisen på langtidskontrakter for de neste 5 årene på over 0,30 kr/kWh pluss offentlig støtte el-sertifikater på 20 øre/kWh, vil dette generere en brutto omsetning på ca 4,8 mill kr hvert år.

Produksjonen er basert på de hydrologiske data som fremkommer i hydrologikapittelet og som beskrevet over. Kraftverket er simulert med en dynamisk beregningsmodell med de hydrologiske variasjoner som fremkommer i datamaterialet over aktuell måleperiode. I produksjonssimuleringene har vi tatt hensyn til de hydrologiske døgnvariasjonene for måleperioden.

Med de forelagte planer vil kraftverket gi en årlig middelproduksjon på 9,7 GWh med slipping av minstevannføring på 25 l/s hele året.

Fordelingen mellom sommer- og vinterkraft er som følger:

Produksjon, vinter (1/10-30/4)	2,2	GWh	22 %
Produksjon, sommer (1/5-30/9)	7,5	GWh	78 %
Produksjon, årlig middel	9,7	GWh	100 %

Skatteinngang

Småkraftverk er underlagt skatteplikt og det er mange forskjellige typer skatter og avgifter som blir beregnet.

2.4.2 Ulemper ved tiltaket

Denne utbyggingen vil medføre følgende ulemper:

- 1) Det vil bli noe reduksjon av INON arealene
- 2) Det vil bli noe forstyrrelser på omgivelsene i byggetiden

2.5 Arealbruk, eiendomsforhold og offentlige planer

2.5.1 Arealbruk

Utbygging vil kreve følgende landområder:

Arealbehov	I anleggsfasen		Permanent	
Dam og inntak	0.1	da	0.1	da
Inntaksmagasin	0.5	da	0.5	da
Rørgate	18.6	da	0.0	da
Kraftstasjon og trafokiosk	0.15	da	0.15	da
Kraftlinje/kabel	0.6	da	0.0	da
Snu- og parkeringsplass v/kr. st.	0.5	da	0.5	da
Atkomstvei til stasjonen og dam	0.8	da	0.8	da
= Sum arealbehov	21.3	da	2.3	da

Totalt vil denne utbyggingen da kreve et areal på ca. 22 da i byggeperioden ved graving av rørgate, og for fremtiden vil utbyggingen båndlegge et område på 2,5 da på permanent basis.

2.5.2 Eiendomsforhold

Det er Statskog som er både grunneier og fallrettshaver for 100 % for dette vassdraget.

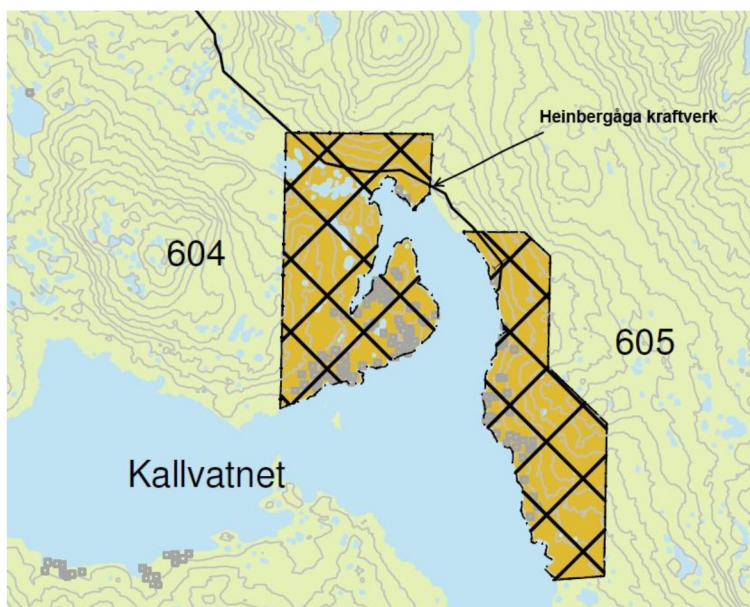
Atkomstveier og alle andre installasjoner som skal konstrueres i forbindelse med utbyggingen ligger på utbyggerens eiendommer. Se vedlegg 1 – Kart over utbyggingsområdet.

2.6 Forholdet til offentlige planer og nasjonale føringer

2.6.1 Kommuneplan og andre offentlige planer

Kommuneplan

I gjeldende kommuneplans arealdel (Rana kommune, 2004) er det meste av tiltaksområdet avmerket som LNF-1-område, men grenser til reguleringsplan nr. 604.



Figur 6 – Tiltaket avmerket i forhold til reguleringsplaner i området

Rana kommunes småkraftrapport

På oppdrag fra Rana kommune er det utarbeidet en miljøvurdering av planlagte og potensielle mikro-, mini- og småkraftprosjekter i kommunen (Mork, 2009). Rapporten er ment å bidra til at Rana kommune får en samlet oversikt over småkraftpotensialet i kommunen. Den skal bedre kommunens forutsetninger for en langsiktig og god forvaltning av vassdragene og de miljøkvalitetene som finnes der. Følgende tema er gitt en vurdering i rapporten: landskap (inkl. kulturminner/kulturmiljøer), naturmiljø, friluftsliv/reiseliv og reindrift. Tiltaket hører inn under delområde 28, som har fått samlet verddivurdering *middels* (**). En detaljert beskrivelse av delfeltet finnes i vedlegg 2 i rapporten (Mork, 2009, vedlegg 2b).

Tabell 6 – Samlet oppstilling av vurderingene av delfelt 28 i småkraftrapporten

Delfelt 28 - Heinebergelva og Grønnfjellåga (øvre del)	Landskap	Naturmiljø	Friluftsliv	Reindrift	Totalt
Verdi	middels/liten	middels	middels	stor/middels	middels
Konfliktpotensial	middels	lavt	middels/lavt	middels	middels

Regional plan om små vannkraftverk i Nordland

Fylkesrådet i Nordland vedtok "Regional plan om små vannkraftverk" i Fylkestinget februar 2012. I dokumentets del 3, Fakta om vannområder (Nordland fylkeskommune, 2012), kommer tiltaket inn under kap.10.3 Ranfjorden. Heinbergåga nevnes ikke spesielt, men området rundt Kallvatnet er i kap. 10.3.8 Kulturminner og kulturmiljø, vurdert som kulturmiljø av stor verdi. Dette er på grunn av forekomsten av automatisk fredete kulturminner som bærer preg av samisk bruk i lang tid tilbake.

2.6.2 Samlet plan for vassdrag

Elva har ikke vært inkludert i noe Samlet Plan prosjekt.

2.6.3 Verneplan for vassdrag

Området er ikke omfattet av noen verneplan for vassdrag.

2.6.4 Nasjonale laksevassdrag

Den berørte elvestrekning er ikke lakseførende.

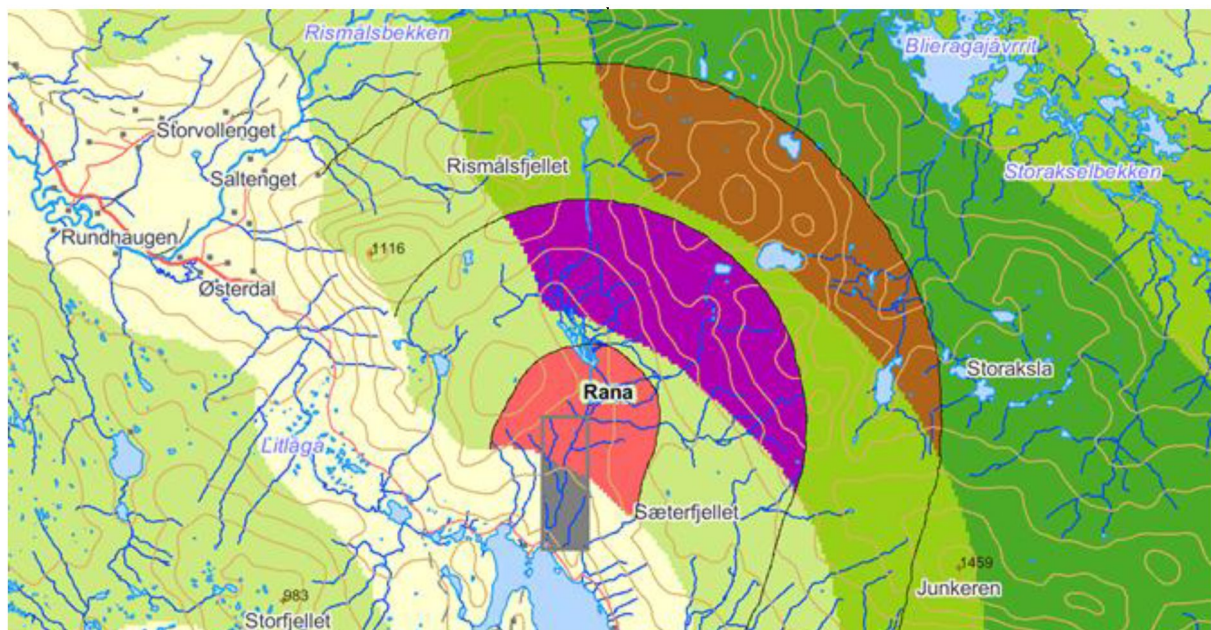
2.6.5 Evt. Andre planer eller beskyttede områder

Det er ikke andre planer eller beskyttede områder som berører dette området.

2.6.6 Inngrepsfrie områder (INON)

De aller lavestliggende partiene av planområdet i Heinbergåga, under ca. kote 600, er berørt av tekniske inngrep i form av vei/kjørebri og 22 kV kraftledning. Øvre del av planområdet, og resten av nedbørfeltet til Heinbergåga, er uten tekniske inngrep. Omsøkte utbygging vil resultere i at et relativt stort areal med inngrepsfri natur (INON) går tapt eller får redusert sine opprinnelige arealkategorier. Utbyggingen vil redusere INON- arealene som vist under:

Inngrepsfritt område sone 2	3,5 km ²
Inngrepsfritt område sone 1	6,9 km ²
Villmarkspreget område.....	8,4 km ²



Figur 7 – Berørte INON-områder. Kilde: Spikkeland, 2009.

2.7 Alternative utbyggingsplaner

Det foreligger ikke alternative utbyggingsplaner

2.8 Framdriftsplan

Leveringstid for turbiner, og spesielt generatorer, er på 18-20 måneder, og total byggetid er derfor anslått til ca. 24 mnd.

Byggearbeidene i terrenget antas å kunne ta noe kortere tid, men spesielt arbeidene på demning og rørgate bør tilpasses en tørr og snøfattig årstid, fortrinnsvis om sommeren, for å oppnå en enklest mulig bygging.

Arbeidene med kraftstasjonen kan startes når atkomstveien er ferdig. Kraftstasjonen bør bygges slik at den passer inn i de øvrige arbeidene og slik at den er ferdig i god tid før maskineriet ankommer stedet. Maskineriet kan derved settes direkte på plass uten noen form for mellomlagring som kan medføre risiko for skade.

3 VIRKNING FOR MILJØ, NATURRESSURSER OG SAMFUNN

3.1 Hydrologi

Hele vassdraget ned til utløpet ved Kallvatnet består av følgende felt:

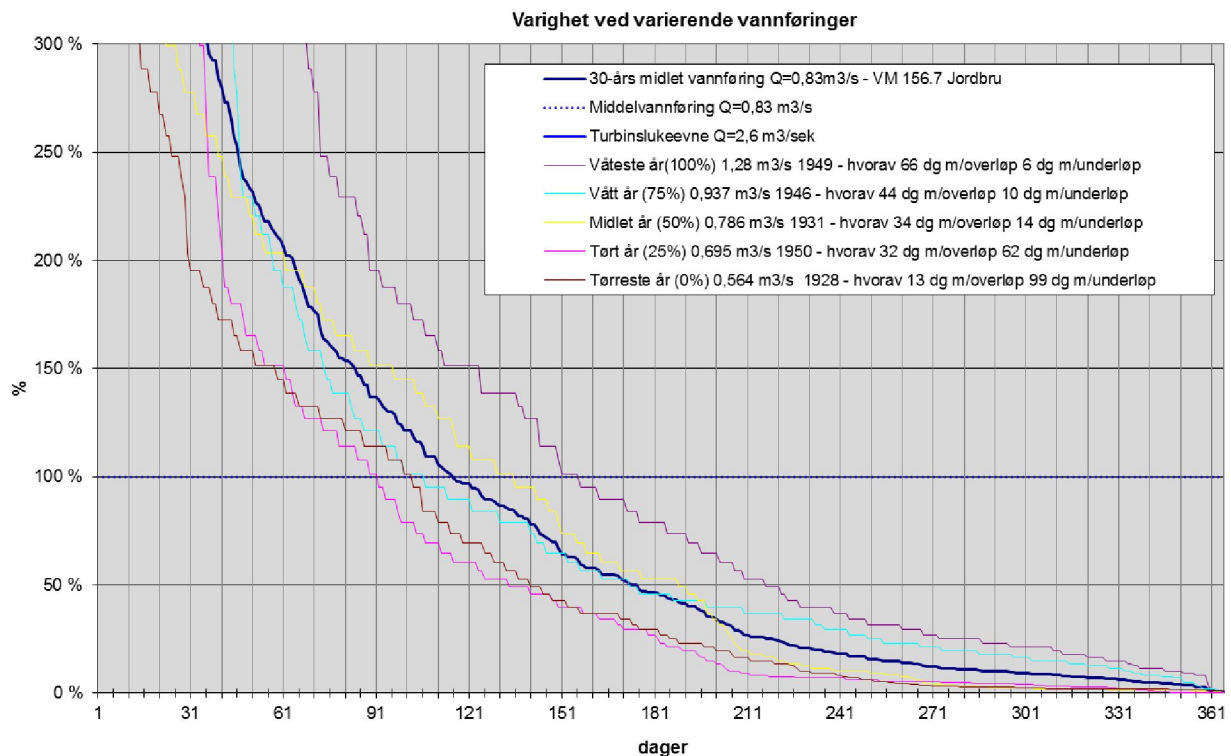
a) Nedbørfelt til inntak	17,4 km ²
b) Restfelt.....	1,9 km ²
c) Totalfelt	19,3 km ²

Nedbørsfeltet ligger i et til dels høyt beliggende område varierende fra 769 moh. til det høyeste punktet på 1340 moh. Feltet oppstrøms inntaket består av snaufjell og moreneavsetninger. Området har lite myrterreng, mens fjellsidene er skrinne med noe overdekning av løsmasser. Det er ingen isbreandel i feltet, kun at par små tjern.

De hydrologiske endringene som disse planene innebærer, knytter seg i hovedsak til oppdemmingen ved inntaket, og til en redusert restvannføring mellom inntaket og kraftstasjonen. Nedstrøms restfelt er på 1,9 km², hvor det er beregnet restvannføring på rundt 64 liter per sekund.

- Alminnelig lavvannføring3,0 %
- 5-percentil sommer8,9 %
- 5-percentil vinter2,1 %
- Planlagt slipping av minstevannføring sommer3,0 % = 25 l/s
- Planlagt slipping av minstevannføring vinter3,0 % = 25 l/s

Med foreslått utbygging vil elva få sterkt redusert vannføring mellom inntaket og kraftstasjonen. Det kommer dog inn et par mindre bekker, som vil sikre en restvannføring på denne strekningen. Kurvene nedenfor indikerer hvor mange dager det vil være overløp ved hhv våte, midlere og tørre år:



Figur 8 – Antall dager med overløp ved tørreste, median og våteste år

Simuleringa (tabellen under) viser antall dager vannføringen i elva er større enn maksimal slukeevne, mindre enn min slukeevne til turbinen i vått, middels og tørt år for perioden 1927 - 1954:

Antall dager	Større enn Q-max	Mindre enn Q-min	År
Våteste år	66 dager	6 dager	1949
Middels år	34 dager	14 dager	1931
Tørreste år	13 dager	99 dager	1928

Inntaket er planlagt som med en demning på cirka 4 meter, slik at damkrona med HRV blir på ca. kote 769 moh. Demningen vil få en lengde på ca. 20 meter. Arealet for inntaksmagasinet vil bli på ca. 1 da hvorav neddemt areal vil være ca. 0,5 da. I dette området er det hovedsakelig blankskurt fjell slik at virkningene vil bli minimale.

Utenfor influensområdet (demningen, elvestrekningen og kraftstasjonen) vil det bli minimale hydrologiske endringer med utbyggingen, siden kraftverket ikke får reguleringer.

Vannføringsvariasjonene i elva, på berørt strekning etter utbyggingen, er vist grafisk i Figur 8 over, hvor man kan se hvor mange dager av året det vil være overløp på inntaket hhv våteste-, middels- og tørreste år. Som vi kan se av varighetskurvene vil det et gjennomsnitts år fortsatt renne vann over demningen 34 dager et median år.

Vannføringsvariasjonene for hhv et våteste, middels og tørreste år er også vist på Vedlegg 3 - Hydrologi.

3.2 Vanntemperatur, isforhold og lokalklima

Med dagens situasjon i vassdraget vil vanntemperaturen veksle fra +/- 0 °C om vinteren og opp til en antatt høyeste sommertemperatur på cirka 20 °C.

Isforholdene i elva kan variere mye fra år til år, og med en vanntemperatur om vinteren på +/- 0 °C vil vannet i elva fryse til store issvuller. Området har et typisk innlandsklima hvor det kan være lange kuldeperioder som gradvis bygger opp store issvuller. Det er likevel ikke vurdert som et problem med isras i elva.

Utbyggingen er ikke forventet å medføre store endringer mht vanntemperaturen, men om vinteren vil det meste av vannet gå i rørgata og vannet vil derfor ikke bli eksponert for kaldluft med tilhørende oppbygging av issvuller. I den grad det har vært et problem med issvuller antas dette problemet å bli redusert ved en utbygging. Samtidig med at friksjonen i rørene bidrar med litt varme, kan en anta at vanntemperaturen blir marginalt høyere når den slippes ut fra kraftverket.

I anleggsfasen kan vannet bli noe tilgrumset, men arbeidene er dog begrenset til inntak og demning samt avløpskanal. En omlegging av elva forbi inntaket antas å bli av kort varighet og vurderes som uproblematisk.

Inntaksmagasinet får et estimert volum på ca. 300 m³. Med en middelvannføring på 0,835 m³/sek vil gjennomstrømningstiden være svært liten og alt vannet vil være utskiftet på ca. 0,3 timer. Følgelig vil vanntemperaturen ved inntaket forbli tilnærmet uendret året rundt.

Med det planlagte kjøremønsteret vil inntaksmagasinet bli islagt om vinteren, men isen vil nok bli usikker akkurat ved inntaket.

I hht varighetskurven ser en at det vil bli overløp på inntaket cirka 34 dager hvert år. Dette vil medføre lokale endringer, men utbygger kan likevel ikke se at lokalklimaet vil bli vesentlig forandret siden det er et betydelig restfelt som vil bidra med en relativt stor restvannføring. I tillegg vil flomvannføringen bli tilnærmet like høy som tidligere.

I tørpperioder har elva svært lav vannføring også før utbyggingen, og utbygger mener derfor at en lengre tørlegging ikke vil få særlig stor betydning for influensområdet.

3.3 Grunnvann, flom og erosjon

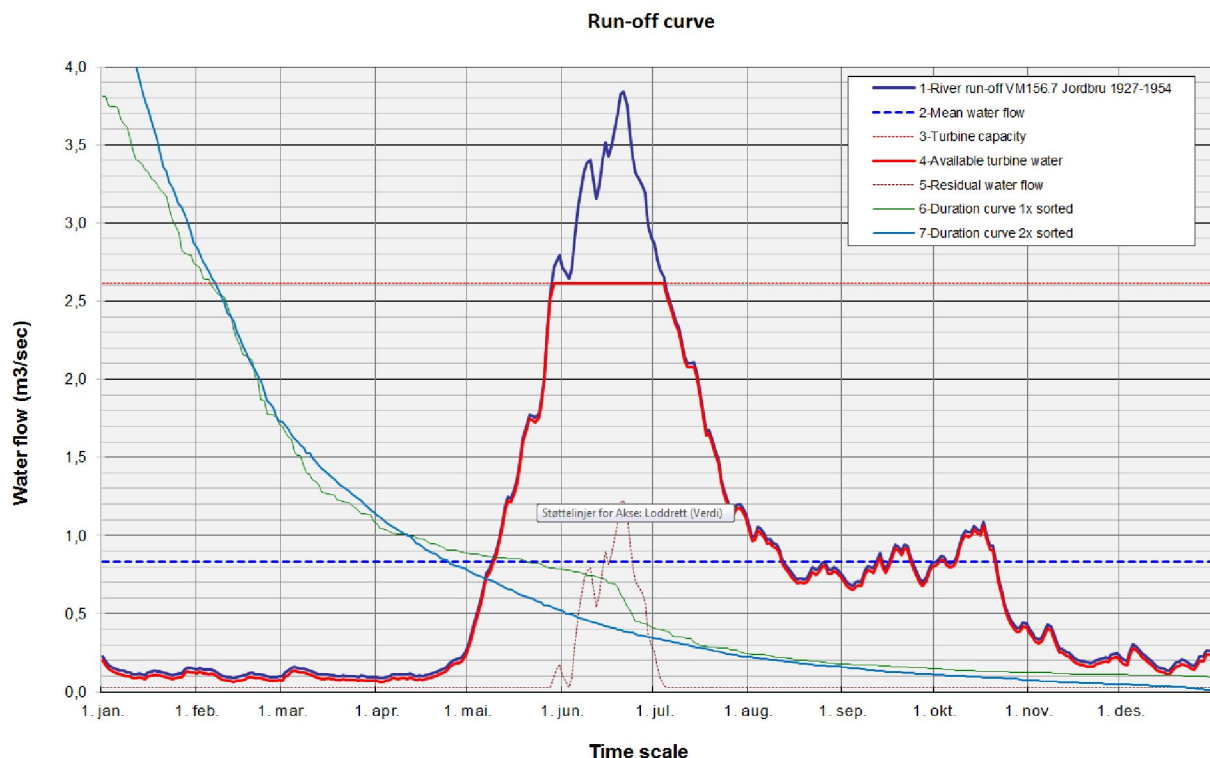
Elva renner i dag hovedsakelig på fjellgrunn i et gjel med enkelte partier av blokker og stein langs hele strekningen fra inntaket og ned til kraftstasjonen. Utbygger mener derfor at grunnvannsforholdene ikke vil bli merkbart forandret.

Ved en utbygging vil flommene renne i elveløpet som tidligere. Tatt i betraktning at en normalt vil tappe vann gjennom kraftverket, er det klart at utbyggingen vil redusere flommene, om enn svært marginalt.

Inntaksmagasinet vil strekke seg cirka 70 meter oppstrøms demningen. Strandsonen er bratt, og består for det meste av renvasket fjell. En oppdemning på 4 meter vil kun heve grunnvannstanden innen selve elveområdet, og siden det ikke er overdekningsmasser er det ingen fare for erosjon. Det er derfor ikke rasutsatte masser på stedet, men skulle dette likevel bli funnet under utbyggingen, vil eventuelle masser enten bli fjernet eller plastret. Det er ikke sannsynlig at utbyggingen vil medføre en større sedimenttransport eller tilslamming av vassdraget.

Elvepartiet nedstrøms demningen består av blankskurt fjell og blokker med mindre partier av sedimenter, mens det nedenfor kraftstasjonen kun er moreneavsetninger.

Når elva tørlegges vil grunnvannet bli senket i perioder av året, men med fjell i dagen i et dypt elveleie med bratte dalsider, blokker, rullestein og morene, vil det ikke medføre noen merkbar senkning av grunnvannstanden.



Figur 9 – Flommer over året

Som antydnet i fig. 9 vil man oppleve flommer hovedsakelig om våren og forsommeren som en lang flom i mai og juni, samt ujevne regnstormer på høsten fra september til desember hvor antall og varighet kan variere sterkt og i måleperioden var dette mellom 3 og 10 m³/sek. Dette fremgår ikke av diagrammet over siden det er en midlet kurve over måleperioden fra 1928 til 1954.

3.4 Biologisk mangfold og verneinteresser

I Rana kommunes småkraftrapport (Mork, 2009, vedlegg 2b, s 35) gis delområde 28 som tiltaket faller inn under, samlet sett liten verdi under naturmiljø og verneinteresser:

«Ingen verdifulle naturtyper eller rødlistearter (unntatt virveldyr og fjellplanta issoleie) er kjent. Potensialet for slike vurderes også som generelt lavt. Størst mulighet er det for innslag av kalkrik fjellvegetasjon...

Samlet gis området lav verdi. Eventuelle verdier er knyttet til områder med kalkrik vegetasjon, og disse ligger mest sannsynlig på snauffjellet...

Konfliktpotensial i forhold til vassdragsutbygging vurderes som lavt. Det er ikke påvist spesielle verdier knyttet til vassdragsmiljøer, og potensialet for slike virker begrenset...».

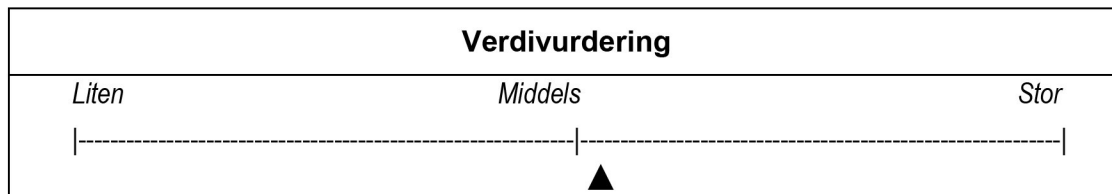
Rapport om biologisk mangfold (Spikkeland, 2009) mener det bør slippes minstevannføring og av den grunn er det planlagt med slipping av alminnelig lavvannføring hele året.

Vurderingene og konklusjonene fra den biologiske rapporten er som følger:

3.4.1 Oppsummering

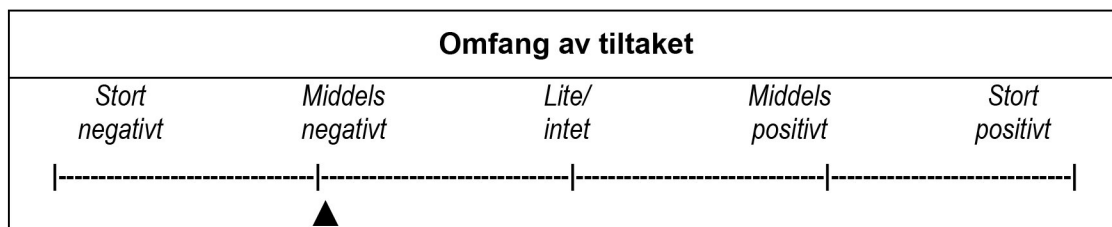
Tiltaksområdet / influensområdet i henhold til omsøkte utbyggingsalternativ har stor verdi mht. biologisk mangfold når det gjelder temaet; forekomst av rødlistede arter; middels verdi når det gjelder temaene; naturtyper (naturtyper / viltområder / ferskvannslokaliteter) og forekomst av truede vegetasjonstyper, og liten verdi når det gjelder temaet lovstatus (verneplanarbeid/vassdragsvern).

Verdisettingen av Heinbergåga til middels verdi sammenfaller for øvrig med resultatene av den miljøfaglige vurderingen av småkraftverk i Rana kommune (Mork mfl. 2009), hvor delfelt 28; Heinbergåga/ øvre del av Grønnfjellåga ble gitt middels verdi for tema naturmiljø.



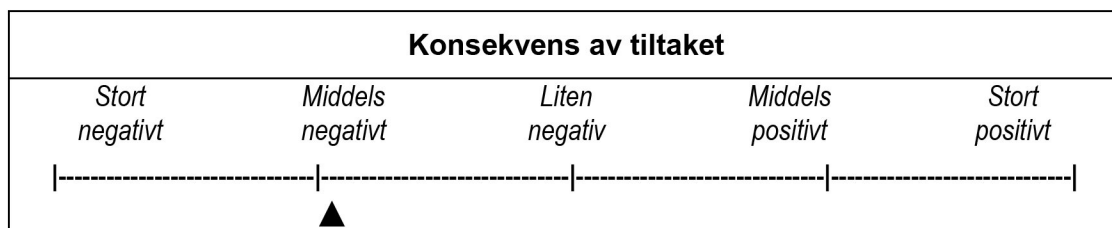
3.4.2 Omfang og konsekvens av tiltaket

Tiltaket vurderes samlet å ha middels negativt omfang på bakgrunn av følgende terrenginngrep: En ca. 1900 m lang elvestrekning får i lengre perioder redusert vannføring; det etableres inntaksdam, bygges ca. 1864 m nedgravd rørgate og kraftstasjon med kort avløpskanal. I tillegg går litt areal tapt til veiformål og til jordkabeltrasé for tilknytting til nett.



For samtlige tiltak vil ulempene være størst under, og like etter, anleggsfasen, og vil gradvis avta etter hvert som den naturlige vegetasjonen vokser opp igjen. Forstyrrelser knyttet til anleggsarbeid og annen ferdsel/aktivitet som følge av tiltaket vil virke negativt inn på fugle- og dyrelivet. Hekke-/yngleplasser vil være mest utsatte, likeså de øvre delene av tiltaksområdet. Samtidig vil aktiviteter og forstyrrelser som finner sted i yngleperioden være mest uheldige.

Foreliggende utbyggingsplaner vurderes samlet å ha middels negativ konsekvens for biologisk mangfold i og langs Heinbergåga. Konsekvensene vil bli mindre negative dersom ett eller flere av de foreslåtte avbøtende tiltakene gjennomføres.



Utbyggers vurdering:

I byggefasen blir det forstyrrelser, men dette blir kortvarig og vil være av liten betydning. Utbygger ser at flora og fauna blir påvirket. Konsekvensene av dette er totalt sett vurdert til å bli relativt begrenset i byggeperioden, mens det får en liten påvirkning for driftsperioden.

3.5 Fisk og ferskvannsbiologi

Verdifulle lokaliteter

Det er ikke registrert verdifulle lokaliteter i ferskvannsmiljø langs Heinbergåga.

Fisk og ferskvannsorganismer

I Heinbergåga finnes muligens noe bekkørret. I det regulerte Kaldvatnet, nedstrøms tiltaksområdet, finnes både ørret og røye. Ørret har mulighet til å vandre opp til hølen nederst i tiltaksområdet, nær planlagt kraftstasjon, spesielt ved høy magasinfyllingsgrad i Kaldvatnet. Fossen like oppstrøms hølen ved planlagt kraftstasjon representerer et absolutt vandringshinder for fisken.

Det er ikke forhold som tilsier at vassdraget har verdier for fisk eller andre ferskvannsorganismer utover det som er vanlig for tilsvarende elver i regionen.

3.6 Flora og fauna

Vegetasjonen i området framstår som gjennomgående rik. Bortsett fra partiene aller nærmest elveløpet, er hele tiltaksområdet dekket av løsmasser. Høyere vegetasjon i form av bjørkeskog, bjørkekratt og vierkratt inngår kun i lavereliggende områder. Området har generelt stort innslag av fjellplanter.

Fugle- og pattedyrfaunaen i tiltaksområdet er sannsynligvis middels rik. Under selve feltarbeidet ble kun relativt vanlig forekommende arter registrert: Strandsnipe, heilo, heipiplerke, gulerle, gråtrost, steinskvett og rype. Av registrerte arter er kun strandsnipe knyttet direkte til vannveiene i nedbørfeltet. Sannsynligvis vil også fossefall og linerle opptre i vassdraget, muligens også mink. Av hjortevilt forekommer elg i alminnelig gode bestander. Junker-fjellet er i tillegg et viktig område for tamrein. Sannsynligvis opptre også arter som; hare, rødrev, mår, røyskatt og ulike arter av smågnagere. Av større rovdyr finnes jerv, gaupe og kanskje fjellrev i dette området. Kunnskapen om rovfugler og ugler er mangelfull, men med stor sannsynlighet finnes arter som fjellvåk, kongeørn og muligens jaktfalk. Av skogshøns opptre lirype, fjellrype og trolig orrfugl. Spurvefuglfaunaen framstår som forholdsvis fattig, først og fremst pga. lite biotopmangfold innenfor tiltaksområdet. Av krypdyr og amfibium forekommer sannsynligvis frosk i nedbørfeltet.

Det er lite sannsynlig at vannføringsreduksjon vil ramme vanntilknyttede arter som strandsnipe, linerle – og muligens mink – negativt. Det er i utgangspunktet stor naturlig vannføringsvariasjon i Heinbergåga. Vannføringsreduksjon vil også kunne være til ulempe for karplanter, mose- og lavflora og andre organismegrupper som er nært knyttet til fosser og stryk langs den berørte elvestrekningen. Risikoen for uttørring av fuktmiljøet langs gjenværende vannstreng vil bli noe redusert ved at elveløpet ligger nedsenket i terrenget.

Rødlistede arter

Rødlistede karplanter som ble registrert innenfor tiltaksområdet ved Heinbergåga under befaringen var *snøsoleie* og *grannsilde*, begge i kategori NT. Enkeltforekomster av disse to artene ble registrert i tilknytning til et snøleie noe nedstrøms planlagt inntak. Videre ble *strandsnipe* (NT) observert langs Heinbergåga, høyst sannsynlig som hekkefugl. I følge informasjonene fra Artsdatabankens artskart er ellers pattedyrartene *jerv* (EN) og *gaupe* (VU) sannsynlig forekommende i området. Videre vil sannsynligvis *fjellrev* (CR) kunne streife i området, siden denne arten er satt ut i tilliggende fjellområde Junkerfjellet som ledd i et avlsprosjekt. Det finnes gamle hilokaliteter for fjellrev i Junkerfjellet. Potensiale for funn av ytterligere rødlistearter av karplanter, moser og lav vurderes som lavt. Av arter som står oppført på Bern liste II opptre sannsynligvis fossefall og linerle langs Heinbergåga.

Ingen av de rødlistede planteartene er knyttet direkte til elvestrengen, eller vil bli berørt av planlagte terrenginngrep.

Redusert vannføring i Heinbergåga vil trolig forverre situasjonen for fossefall, som sannsynligvis hekker innenfor tiltaksområdet. Skadene vil trolig reduseres ved at det slippes minstevannføring tilsvarende alminnelig lavvannføring. I nedre partier vil avrenning fra et restfelt på ca. 1,6 km² sannsynligvis også dempe ulemper.

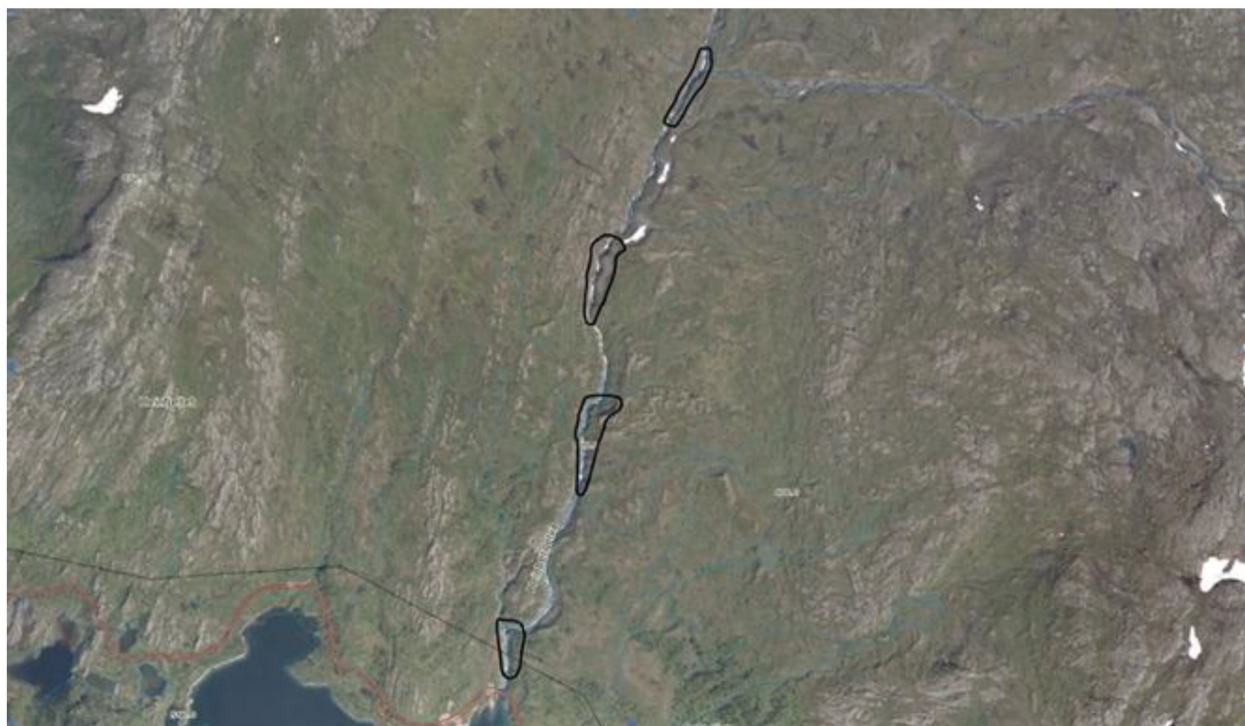
Terrenginngrepene knyttet til utbygging av Heinbergåga kraftverk vil til en viss grad kunne virke fragmenterende på fjellrevens utbredelse, såfremt arten opptrer i dette aktuelle området, som ligger litt i utkanten av Junkerfjellet. Inngrepene som planlegges i midtre og øvre del av tiltaksområdet er imidlertid for en stor del av midlertidig karakter.

Verdifulle naturtyper

Naturtypen *bekkekløft og bergvegg* (F09), utforming *bekkekløft* (F0901), er noe utviklet på fire delstrekninger langs Heinbergåga, mellom ca. kote 785 og 565 (se fig. 10). Den øvre delstrekningen omslutter inntaksområdet for planlagt kraftverk, mens den nedre ligger like oppstrøms en liten kulp nær planlagt kraftstasjon. Bekkekløftene er markerte i terrenget, men har likevel ikke mer enn opptil 5-10 m dybde. De er ikke påvirket av inngrep, unntatt den nederste kløfta, hvor en 22 kV linje passerer i luftstrek. Det er også bare i denne kløfta det finnes noe skogsvegetasjon, i hovedsak ung bjørkeskog. Nedre del av samme kløfteparti vil ha utviklet noe fossesprøyt i perioder med høye vannføringer. Karplantefloraen er relativt rik, og det er ikke påvist fremmed arter.

Det er ikke funnet rødlistearter innenfor de definerte bekkekløftstrekningene, men i snøleier mellom de to øverste avmerkete naturtypene ble snøsoleie (NT) og grannsildre (NT) registrert. På denne bakgrunn gis naturtypen C-verdi; *lokalt viktig*. Fjellområdene er ikke vurdert som naturtypen kalkrike områder i fjellet.

For øvrig er elveløp, i dette tilfelle Heinbergåga, en rødlistet naturtype, kategori NT; *nær truet*.



Figur 10 - Naturtypen *bekkekløft og bergvegg* er noe utviklet på fire delstrekninger (avgrenset med svart strek). Kilde: Spikkeland, 2013.

3.7 Landskap

I Rana kommunes småkraftrapport (Mork, 2009, vedlegg 2b) får delområde 28 som tiltaket hører inn under, liten til middels verdi som landskap. I rapporten beskrives landskapet slik:

«Kaldvatnet med omland er et utpreget storskalalandskap hvor vannflatens omfang er delvis med på å underordne reguleringssonen. Fjellene som omkranser vannflaten er rolig avrundede lågffjell som ikke strekker seg over 1000 moh. Skoggrensa går såvidt over vannets høyde og danner en smal, men stort sett sammenhengende, brem rundt Kaldvatnet. Denne skaper kontrast til og framhever reguleringssonen. Tilløpsbekkene er uttrykksfulle og dels spennende innslag som underordnes dette storskalalandskapet og blir forholdsvis anonyme. Dette gjelder selvsagt ikke lokalt, og for enkelte hytteiere representerer disse bekkene betydelige verdier. Et relativt stort antall hytter ligger innenfor delfeltet, de fleste uten vegforbindelse. Delfeltet er sterkt berørt av inngrep, især ved reguleringen av Kaldvatnet, men også gjennom tverrslag og massedeponi på østsida av vannet. Dalføret som strekker seg fra Kaldvatnet og ned mot Rundhaug er småkupert og variert. Skogholt i klimatisk gunstige områder, små vann og bekker imellom, nakne hauger og utsiktspunkter og lite kontakt med det regulerte Kaldvatnet, gjør dette dalføret særlig interessant. Veg og høyspentlinje går gjennom dette dalføret, men særlig vegen er klart underordnet terrenget for øvrig og har en skånsom traséføring. Det er ikke gjort arkeologiske registreringer innenfor delfeltet, Storskala kontraster og variasjon preger delfeltet med Kaldvatnet, Reguleringen er i noen grad underordnet de dominerende linjene i landskapet, men blir tydelig lokalt. Større småskala variasjon skapes i dalføret inn mot Kaldvatnet. Delfeltet tilordnes evalueringsklasse B2.»

Hele utbyggingsområdet med inntak, rørgate og kraftstasjon ligger i utmark, og vil redusere arealet av inngrepsfri natur.

Det største inngrepet bli gravingen av rørtraséen, og totalt vil et areal på ca. 22 da bli influert av utbyggingsarbeidene. Rørgata vil bli gravd ned hele veien, og vil etter hvert bli borte. Etter noen år vil vegetasjonen gro opp langs rørgata og lite vil synes etter utbyggingen. Etter idriftsettelsen vil varig berørte områder bli begrenset til ca. 2,5 da.

Kraftverket blir plassert helt nede på en mo av morene der elva flater ut og renner ut i Kallvatnet. Det eksisterer en grusvei forbi aktuelt område, og denne holder tilstrekkelig kvalitet som anleggsvei og trenger ikke å forbedres. Kraftstasjonen er plassert langt vekk fra bebyggelse, og det er derfor ingen problem med støy.

I forbindelse med en utbygging vil det bli noe forstyrrelser i de 18 månedene som byggearbeidene pågår, men senere skal området pyntes til igjen, og en forventer at sårene etter anleggsarbeidene vil gro raskt og bli borte i løpet av få år.

I driftsfasen er det ikke forventet noen forstyrrelser. Etter utbyggingen vil det bli en betydelig mindre vannføring i vassdraget.

3.8 Kulturminner

Det er ikke registrert noen automatisk fredede eller verneverdige kulturminner som vil bli berørt eller ødelagt av anleggsarbeidene. Se også Vedlegg 4 – Foto av berørte områder.

3.9 Landbruk

Området benyttes noe til utmarksbeitebeite.

I driftsfasen vil kraftverket kreve regelmessig tilsyn med alle installasjoner så som reguleringer, inntak, rørgate, kraftstasjon, kraftlinje, veier m.m. Dette vil da medføre tilstedeværelse og tilsyn fra grunneier.

Utbyggingen ligger i et område som ikke er regulert i kommunens arealplan, men som grenser opp til 2 regulerte hytteområder.

Utbygger konkluderer derfor med at utbyggingen vil bli positivt for bruker, og det får kun minimale innvirkninger selv i byggeperioden.

3.10 Vannkvalitet, vannforsynings- og resipientinteresser

De fleste anleggsarbeidene vil bli utført utenom selve vassdraget med unntak av inntaket og demningen. Vannkvaliteten antas derfor å bli lite negativt berørt under anleggsfasen og helt upåvirket i driftsfasen.

Det er ingen spesielle resipientinteresser. Kraftverket vil kun benytte vannets potensielle energi og det blir ikke tilsatt stoffer eller dumpet avfallsstoffer i vannet under prosessen, og kraftstasjonen avgir derfor ingen forurensing.

Utbygger mener derfor at prosjektet ikke kommer i konflikt med verken vannkvalitet, vannforsyningsinteresser eller resipientinteresser da de direkte inngrepene i elva begrenser seg kun til et begrenset inntak, og siden det ikke er noen som har vannforsyning fra influensområdet.

3.11 Brukerinteresser

Området blir i dag hovedsakelig benyttet av grunneier og reindrifta, men området er åpent for allmenn ferdsel. Av brukerinteresser er området benyttet til bærplukking, beite og jakt.

I anleggsfasen vil nok anleggsarbeidene påvirke brukerinteressene noe, og da spesielt mht jakt. Det er forventet at dyrene vil trekke unna i byggeperioden. Anleggsperioden er dog antatt å bli relativt kort og skal være gjennomført i løpet av 2 sesonger og innen 24 måneder. Sett i et 10-års perspektiv blir derfor denne påvirkningen relativt liten. Anleggsperioden kan kanskje legges utenom jakt sesongen, men det er utbygger selv som har disse interessene så det er derfor ingen problem.

Utbygger mener at inngrepet ikke vil gjøre området mindre attraktivt verken mht allmenne brukerinteresser som jakt, fiske, bærplukking, friluftsliv, etc.

I Rana kommunes småkraftrapport (Mork, 2009, vedlegg 2b) får delområde 28 som tiltaket hører inn under middels verdi for friluftsliv og reiseliv, og beskrives slik:

«Det er et betydelig antall hytter innenfor delområdet slik at området blir et viktig nærområde for korte dagsturer med utgangspunkt i hyttene. Det er muligheter for stor- og småviltjakt (Statskog) og fiske i Kaldvatnet og enkelte av elvene i delområdet. Det er flere mulige toppturnmål innenfor delområdet, bl.a. Østerdalsknabben (1 116 m.o.h.), Sæterfjellet (984 m.o.h.) og Heinffjellet (1 009 m.o.h.)... Begrensede tekniske inngrep i delområdet vurderes å ha moderate negative virkninger.»

3.12 Samiske interesser

Det er samiske interesser i området og disse er hovedsakelig knyttet til reindriftsnæring.

3.13 Reindriftsinteresser

Dette er et aktivt reinbeiteområde og området hører til Ildgruben reinbeitesdistrikt, hvor kontaktperson er Tom Kristian Lifjell, Svenskv. 1001, 8610 Mo i Rana. Mobil 4810 8822. Fra reinbeitedistriktet blir det opplyst at elva har stor betydning for Norsk og Svensk reindrift da den består av et gjel som virker som et

effektivt skille slik at reinflokkene ikke blander seg sammen. Tiltaksområdet blir benyttet som høst- og vinterbeite.

I Rana kommunes småkraftrapport (Mork, 2009, vedlegg 2b) får delområde 28 som tiltaket hører inn under, middels til stor verdi for reindrift, og beskrives slik:

«Store deler av delområdet benyttes av Ildgruben reinbeitedistrikt som sommer-, høst-, høstvinter og vinterbeiteområde. Områdene vest for strekningen Heinffjellet – nordenden av Kaldvatnet benytter reinbeitedistriktet som vårbeiter (kalvingsland). De er særdeles viktig at simlene ikke forstyrres i kalvingsperioden. Det går en flytt- og trekklei fra Tolvtuvlandet, i retning nordøst forbi nordenden av Kaldvatnet. Det er viktig at reinen blir minst mulig forstyrret i vinterbeiteperioden. Under forutsetning at eventuelt anleggsarbeid legges til perioder på året da reindrifia ikke benytter det aktuelle området til beiting, samling eller flytting vil de negative virkningene av anleggsarbeidet bli ubetydelige. Anleggsarbeid i vårperioden når simlene skal kalve og i vinterbeiteperioden kan gi store negative virkninger. Tekniske installasjoner i kalvingslandet (områdene vest for strekningen Heinffjellet – nordenden av Kaldvatnet) kan skremme simlene og føre til barrierevirkning slik at de ikke bruker dette området. Tekniske inngrep som kan gi barrierevirkninger på flytt- og trekkleia fra Tolvtuvlandet. Disse tekniske inngrepene kan ha store negative virkninger for reindrifia. «

3.14 Samfunnsmessige virkninger

Verdiskapning og inntekter

Det nye kraftverket har en beregnet middelproduksjon på rundt 9,7 GWh. Med en samlet kraftpris på langtidskontrakter rundt 30 øre per kWh inkludert el-sertifikater med 20 øre per kWh for fornybar energi, vil kraftverket kunne gi en årlig verdiskapning på 4,8 millioner kroner.

Arbeidsplasser

I byggeperioden vil bygging av kraftverket med tilhørende installasjoner kreve en betydelig arbeidsinnsats til en samlet verdi av rundt 6 mill. kr. Disse vil fortrinnsvis bli utført med lokale entreprenører og med lokal arbeidskraft dersom de er konkurransedyktige i pris og kvalitet samt har tilstrekkelig med tilgjengelige ressurser.

Etter at kraftverket er satt i drift blir det ikke behov for fast bemanning, men kraftverket vil trenge daglig tilsyn. Dette vil bli en oppgave som beboerne i området kan utføre og slik sett også bidra med både arbeid og inntekter. På denne måten vil også kraftverket medvirke til å opprettholde en lokal verdiskapning som er bærebjelken i en lokal bosetting, og som også er i tråd med en tradisjonell politisk målsetting om distriktsbosetting i Norge.

Skatteinngang

Småkraftverk er underlagt skatteplikt og det er mange forskjellige typer skatter og avgifter som blir beregnet.

3.15 Konsekvenser av kraftlinje- / kabel

For å få kraften frem til eksisterende 22 kV kraftlinje må det legges en ca. 0,2 km lang høyspenningskabel frem til eksisterende kraftlinje.

3.16 Konsekvenser ved brudd på dam og trykkrør

Det er gjort beregninger og vurderinger av hvilke konsekvenser det vil få ved verst tenkelige brudd for hhv dam og rør. I dette området er det kun den lokale veien som kan bli ødelagt av menneskeskapte installasjoner, mens et brudd på rørgata naturlig også vil kunne medføre en del utvasking av naturen.

4 AVBØTENDE TILTAK

Med de foreslåtte planene er det tatt hensyn til alle kjente elementer som kan komme i konflikt med eller som kan få ulemper ved utbyggingen og det er foreslått følgende avbøtende tiltak:

1. Alle berørte områder vil bli tilrettelagt for naturlig revegetering, ved at det øverste jordlaget legges til side. Dette brukes senere ved tildekkingen.
2. Det er pålagt å slippe Alminnelig lavvannføring i elva tilsvarende 3,0 % som tilsvarer 25 liter per sekund. Slipping av minstevannføring har følgende konsekvenser for utbyggingen:

Minstevannføring har følgende påvirkning:		Produksjon	kostnad
• Uten slipping av alminnelig lavvannføring		9,9 GWh	4,63 kr/kWh
• Alminnelig lavvannføring om sommeren		9,8 GWh	4,70 kr/kWh
• Alminnelig lavvannføring om vinteren		9,8 GWh	4,70 kr/kWh
• Alminnelig lavvannføring hele året	3,0 %	9,7 GWh	4,77 kr/kWh * ¹
• 5-percentil sommer	8,9 %	9,6 GWh	4,79 kr/kWh
• 5-percentil vinter	2,1 %	9,8 GWh	4,70 kr/kWh
• 5-percentil hele året med respektive verdier		9,5 GWh	4,86 kr/kWh

3. Selve anleggsperioden er så vidt begrenset både i tid og omfang at det ikke burde være behov for spesielle avbøtende tiltak.
4. Dersom man finner fossefall i Heinbergåga vil utbygger sette ut rugekasser for fossefall i tråd med anbefalingene i biologirapporten.

Rørgaten planlegges revegetert ved naturlig tilgroing ved bruk av stedlige masser som topplag i tilpyntingen. Siden dette ligger over tregrensen vil dette ta over fem år før man kan forvente at stedlige planter begynner å få rotfeste på stedet.

¹ omsøkt alternativ

5 REFERANSER OG GRUNNLAGSDATA

I forbindelse med utarbeidelse av denne søknaden har vi benyttet følgende referanser og grunnlagsdata:

5.1 Grunnlagsdata

Oversiktskart: Statens Kartverk, Topografisk hovedserie - M711 (1:50 000)

Detaljkart: Økonomisk kartverk 1:5000, ekvidistanse 5 m.

Avrenningskart: NVE Atlas

Vannmerke: VM 156.7 Jordbru (skalert)

5.2 Referanser

Helgelandskraft (2011). Lokal energiutredning 2011: Rana kommune. Tilgjengelig fra: <http://www.hk-nett.no/Global/Nett%20dokumenter/Energiutredninger/LEU11-Rana.pdf>

Mork, K., et al. (2009). Miljøfaglig vurdering av småkraftverk i Rana kommune. Multiconsult rapport. 37 s. + vedlegg. Tilgjengelig fra: http://www.rana.kommune.no/getfile.aspx/document/epcx_id/4372/epdd_id/4455 + [vedlegg 2a](#), [vedlegg 2b](#), [vedlegg 3](#), [vedlegg 4](#).

Mork, K., et al. (2009). Miljøfaglig vurdering av småkraftverk i Rana kommune : vedlegg 2, del b. Tilgjengelig fra: http://www.rana.kommune.no/getfile.aspx/document/epcx_id/4372/epdd_id/4457

Rana kommune (2004). Kommuneplan for Rana 2004 – 2014 : arealdelen [sist redigert 21.12.2007] Tilgjengelig fra: http://www.rana.kommune.no/getfile.aspx/document/epcx_id/2267/epdd_id/1207

Spikkeland, O.K. (2009). Heinbergåga kraftverk : Rana kommune : virkninger på biologisk mangfold. Ole Kristian Spikkeland Naturundersøkelser. Rapport. 20 s.

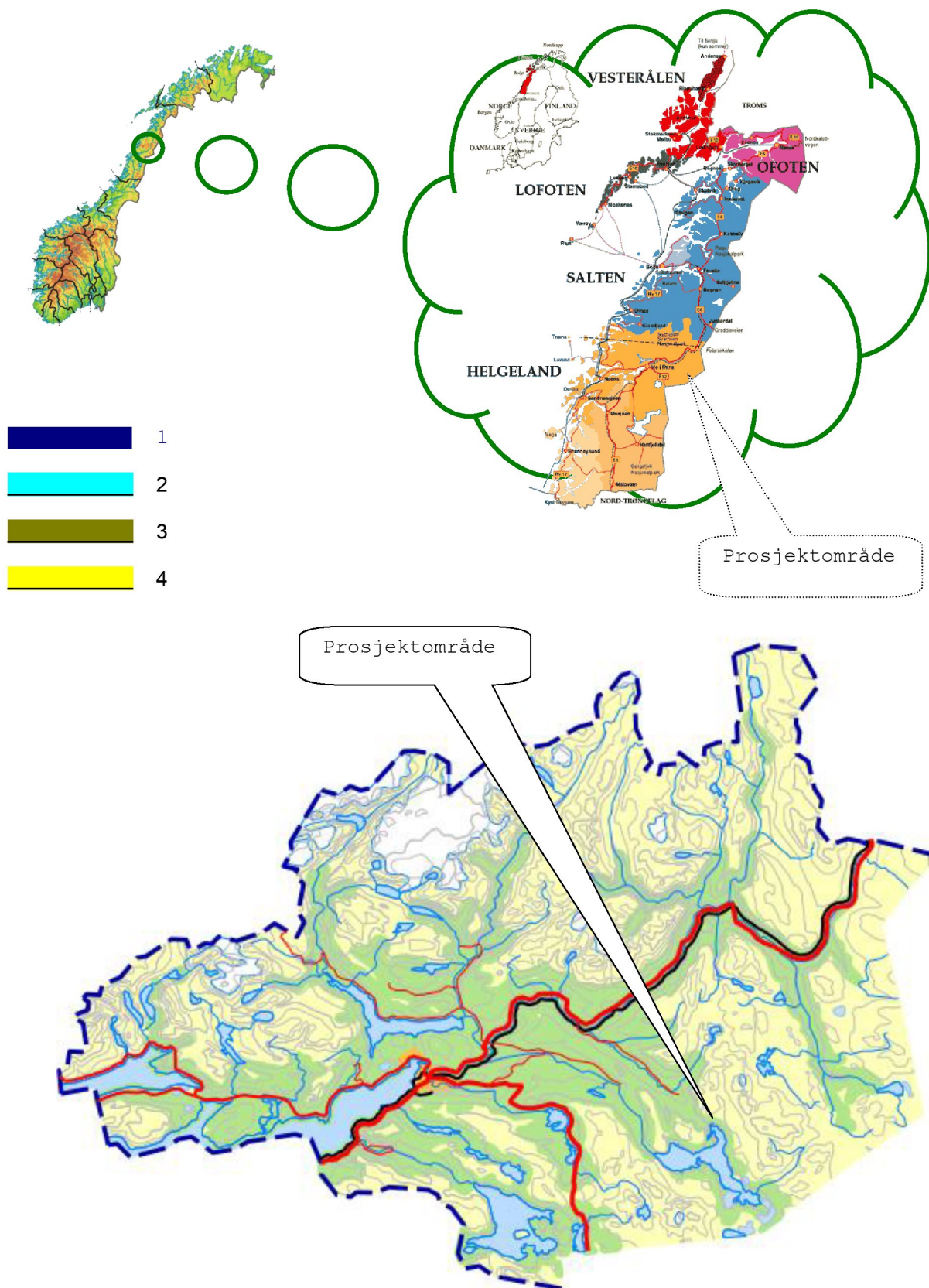
Spikkeland, O.K. (2013). Heinbergåga kraftverk : Rana kommune : virkninger på biologisk mangfold [rev.utg]. Ole Kristian Spikkeland Naturundersøkelser. Rapport. 17 s.

Nordland fylkeskommune (2012). Regional plan om små vannkraftverk i Nordland : arealmessige vurderinger (del 1 og 2). Tilgjengelig fra: <http://www.nfk.no/Filnedlasting.aspx?MIId=141&FilId=13016>

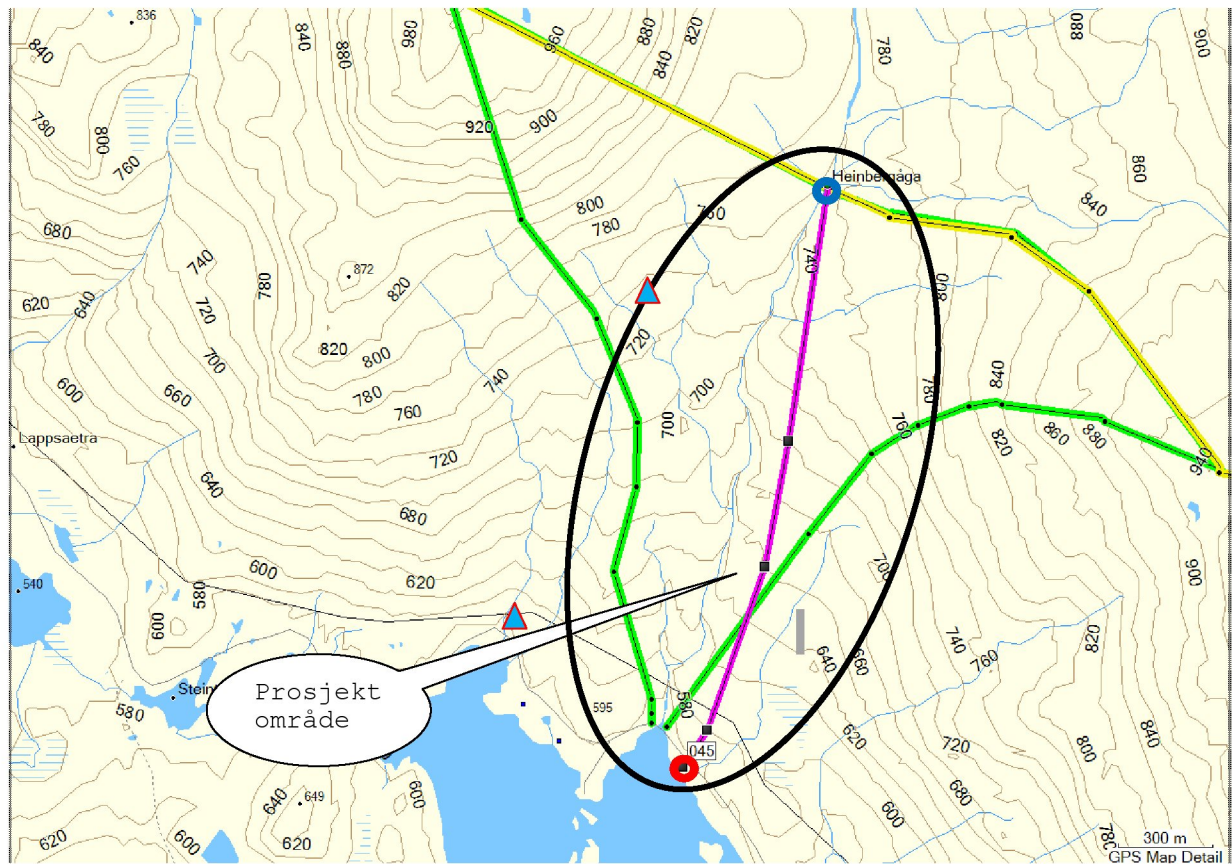
Nordland fylkeskommune (2012). Regional plan om små vannkraftverk i Nordland : arealmessige vurderinger (del 3). Tilgjengelig fra: <http://www.nfk.no/Filnedlasting.aspx?MIId=141&FilId=13017>

-
- 6 **VEDLEGG**
 - 6.1 **Vedlegg 1 - Kart over utbyggingsområdet (1:5000)**
 - 6.2 **Vedlegg 2 - Kart over nedbørsfelt (1:50 000)**
 - 6.3 **Vedlegg 3 - Hydrologi**
 - 6.4 **Vedlegg 4 – Foto av berørte områder**
 - 6.5 **Vedlegg 5 - Foto ved varierende vassføringer**
 - 6.6 **Vedlegg 6 - Oversikt over fallrettseiere**
 - 6.7 **Vedlegg 7 – Kommunikasjon med lokalt e-verk og rapport**
 - 6.8 **Vedlegg 8 - Rapport om biologisk mangfold**

På kartet nedenfor angis hvor prosjektområdet er:



På kartet nedenfor angis hvor prosjektet er lokalisert:

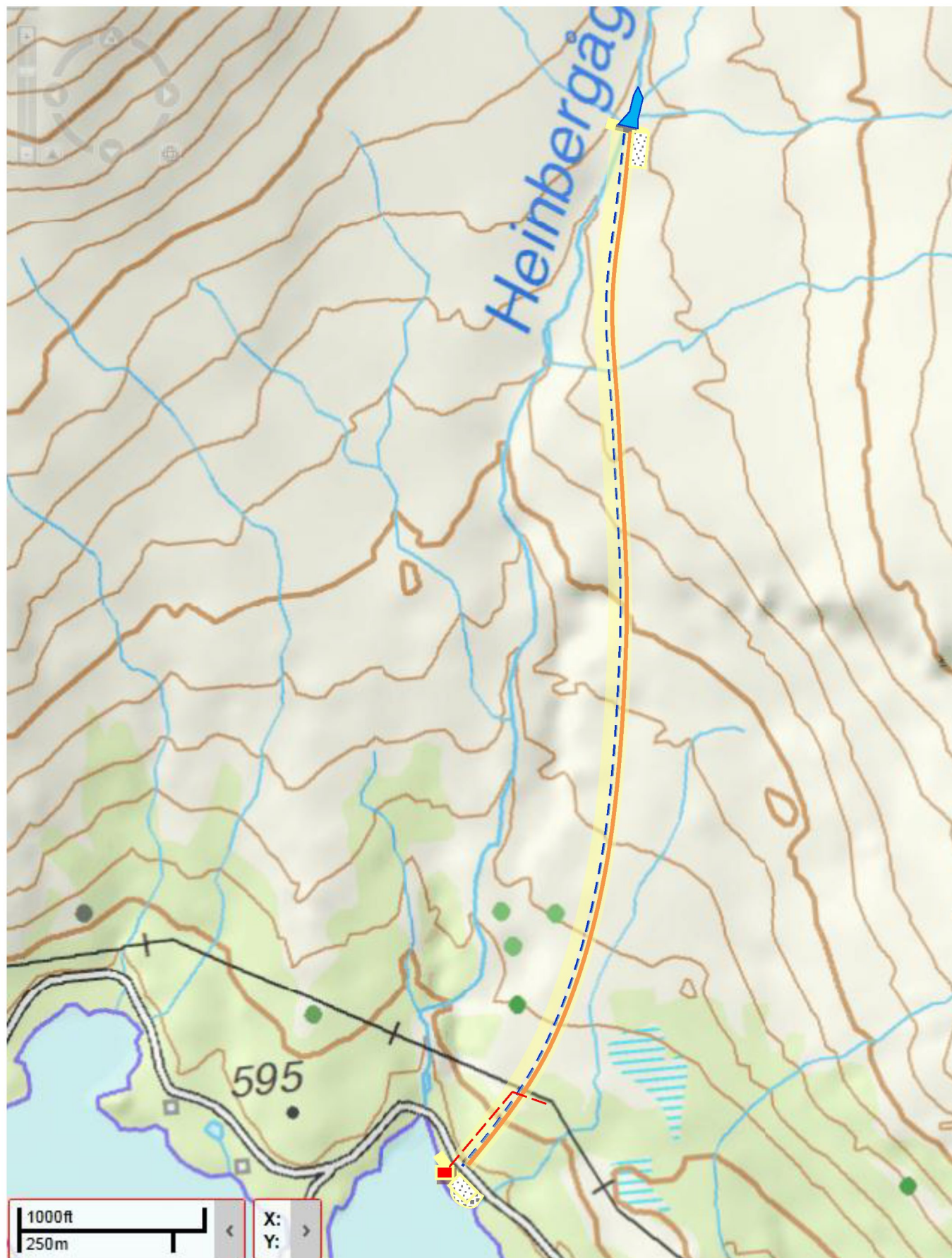


Tegnforklaring:

Hovedalternativ

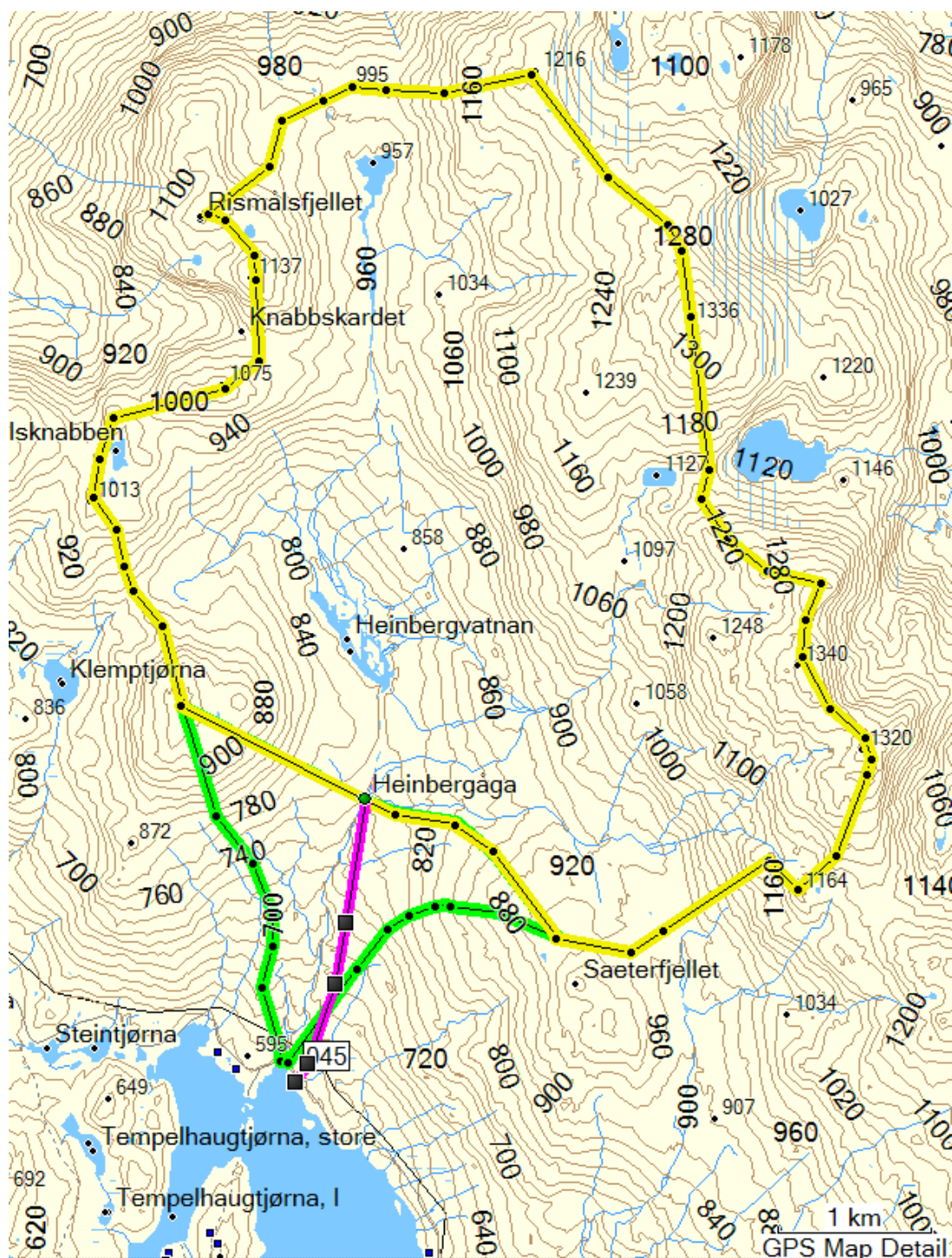
- Adkomstvei
- Rørgate nedgravd
- Inntak
- Kraftstasjon

Vedlegg 1b - Detaljkart over utbyggingsområdet



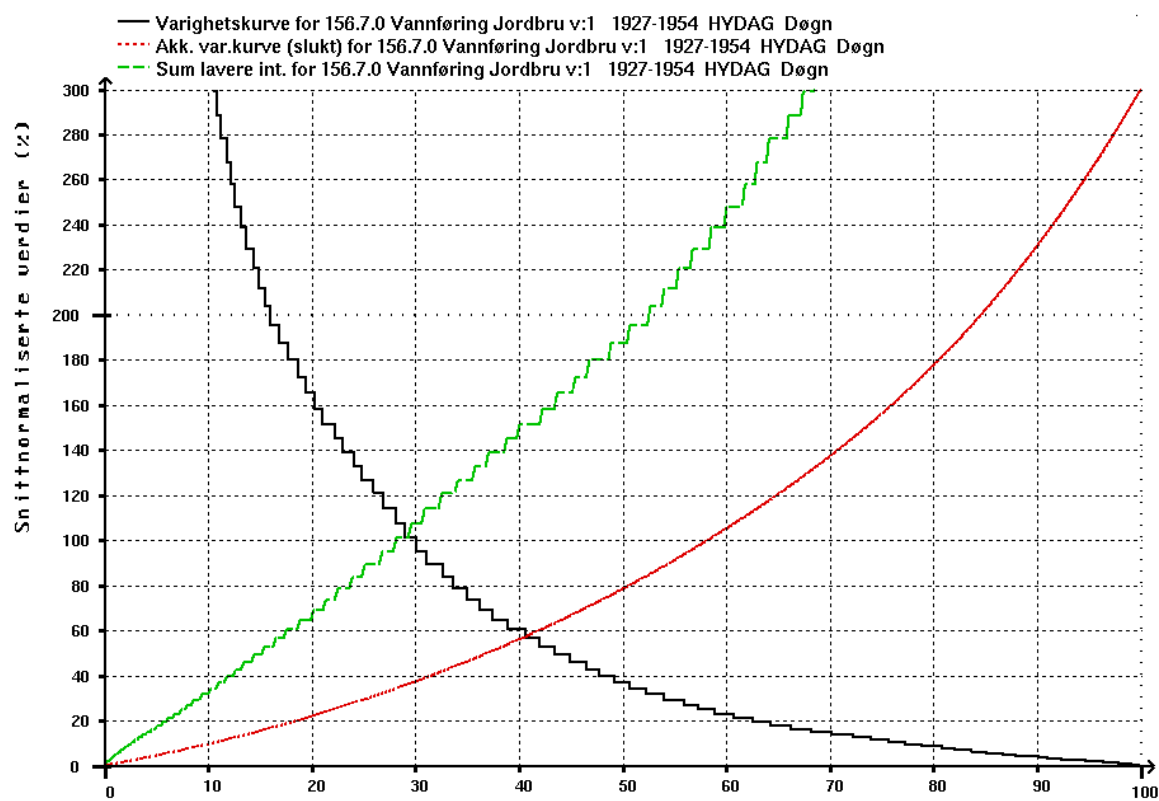
	Eksisterende 22 kV linje		Riggplass		Magasin	Klient :	Statskog SF
	Ny 22 kV kabel		Massetak/deponi		Demning	Anlegg:	Heinbergåga kraftverk
	Eksisterende vei		Arealbehov		Rørgate	Dato/sign	3/12 - 2013 / ES
	Midlertidig anleggsvei				Kraftstasjon	Firma:	Sofienlund

På vedlagte kart er nedbørsfeltet inntegnet:

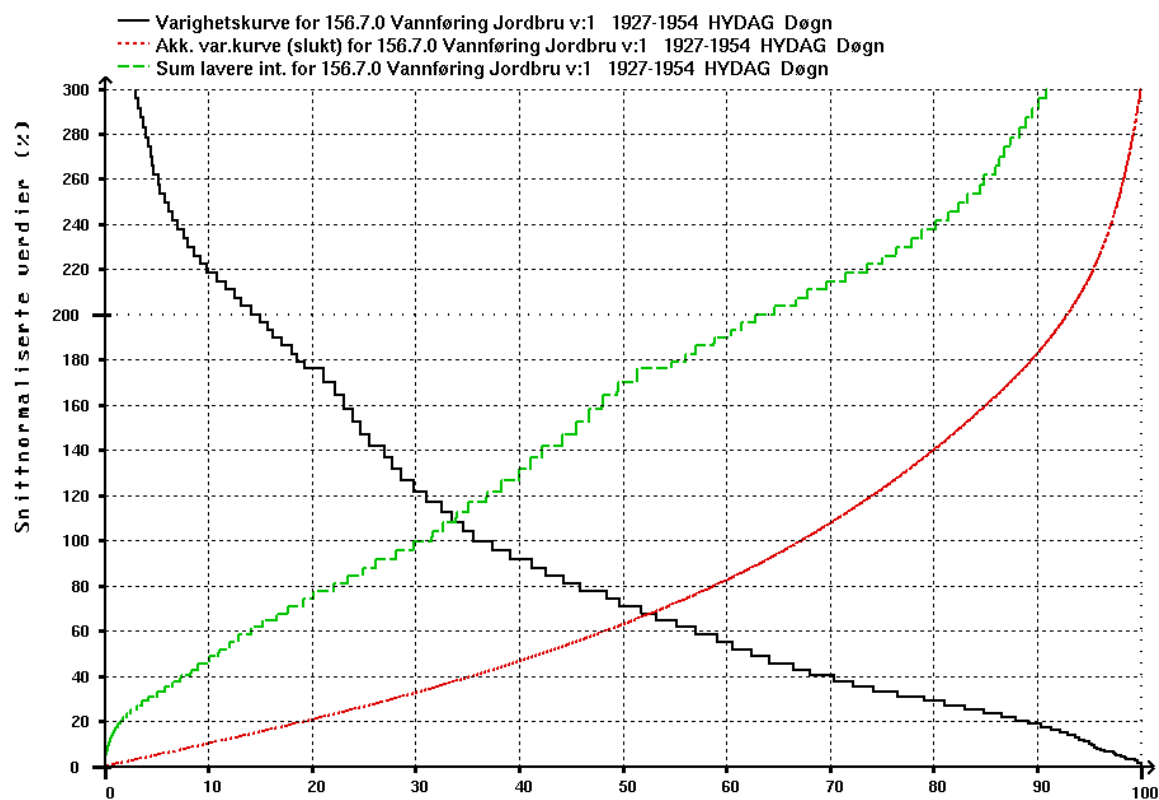


—	Hele nedbørsfelt	19,3 km ²
—	Nedbørsfelt til inntaket	17,4 km ²
—	Restfeltet ned til kraftstasjonen	1,9 km ²
—	Rørgate nedgravd	
—	Rørgate i fjell	

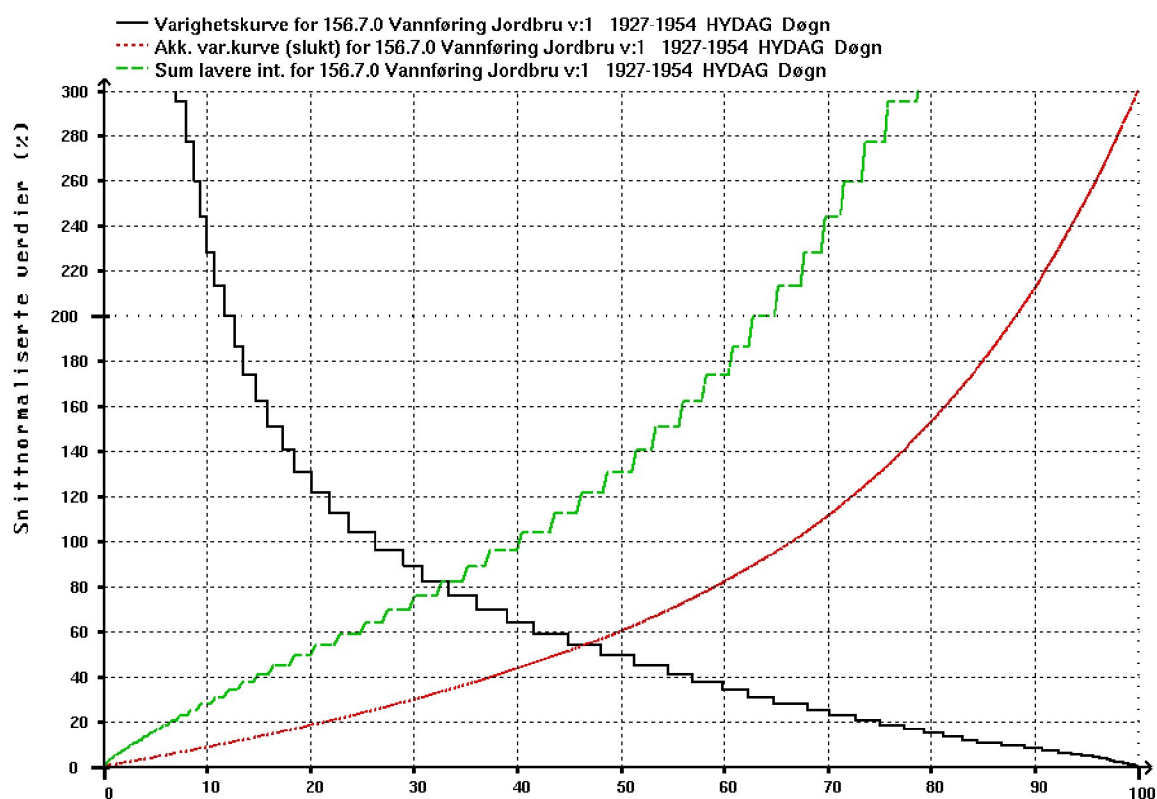
1 VARIGHETSKURVER



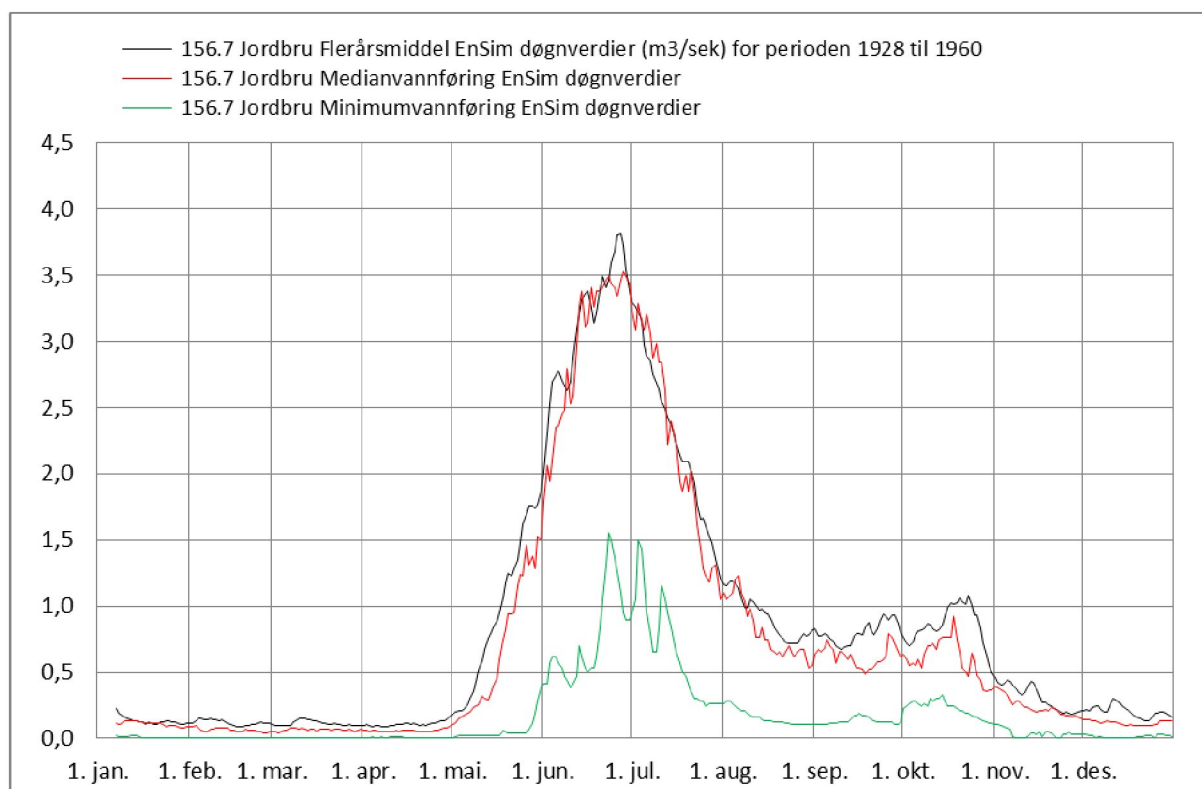
Figur 1 - Varighetskurve hele året



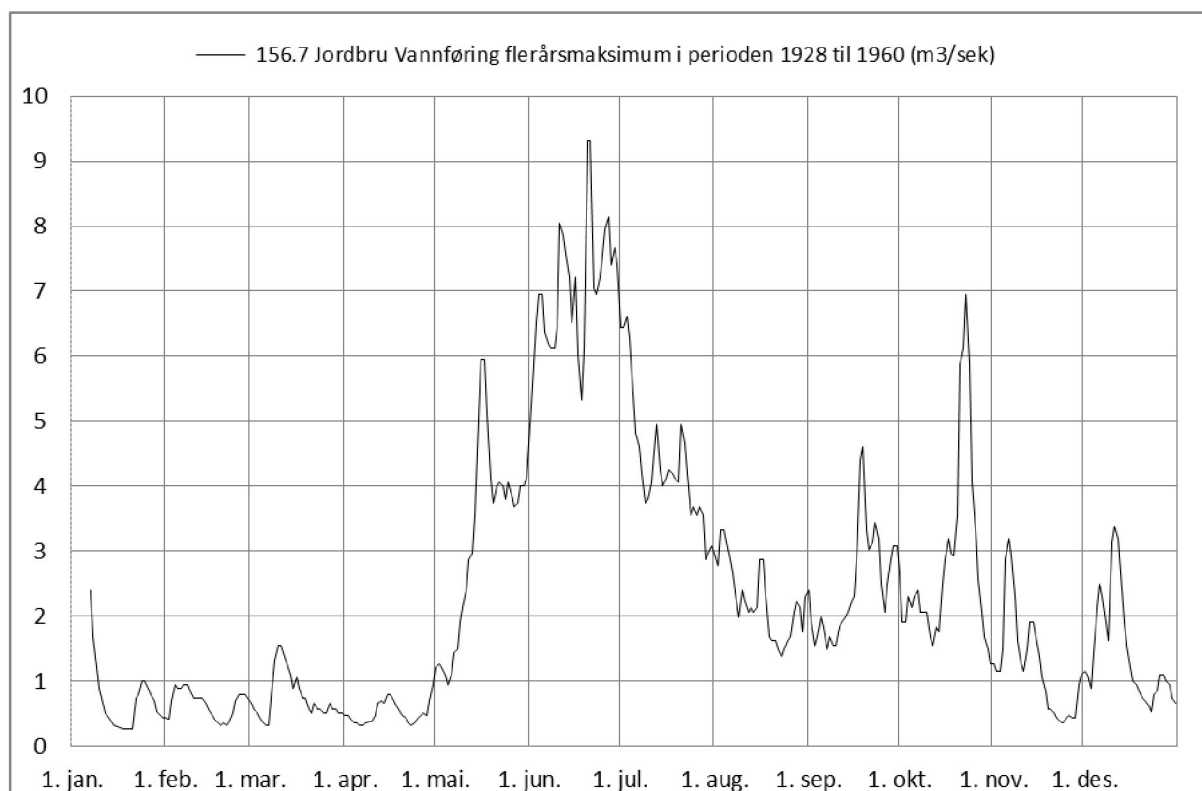
Figur 2 - Varighetskurve sommer (01/05 – 30/09)



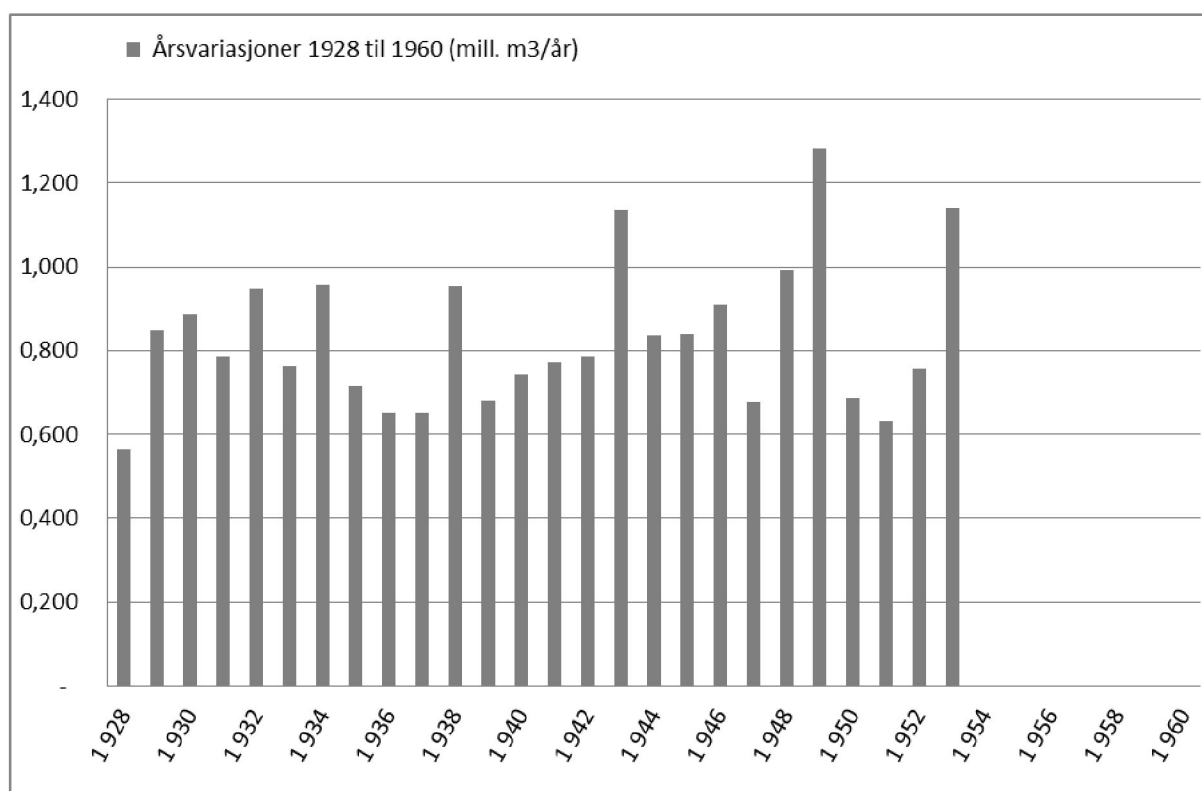
Figur 3 - Varighetskurve vinter (01/10 – 30-04)



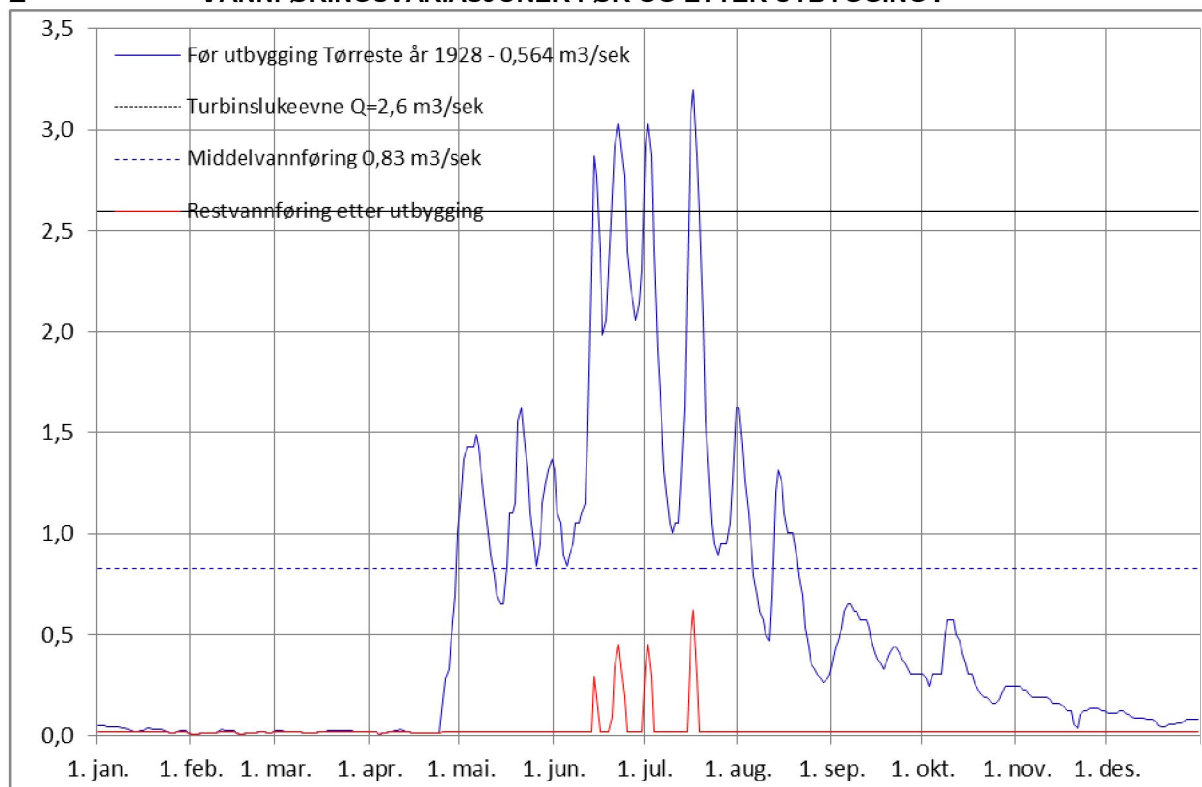
Figur 4 - Vannføring middel-, median- og minimumvannføring



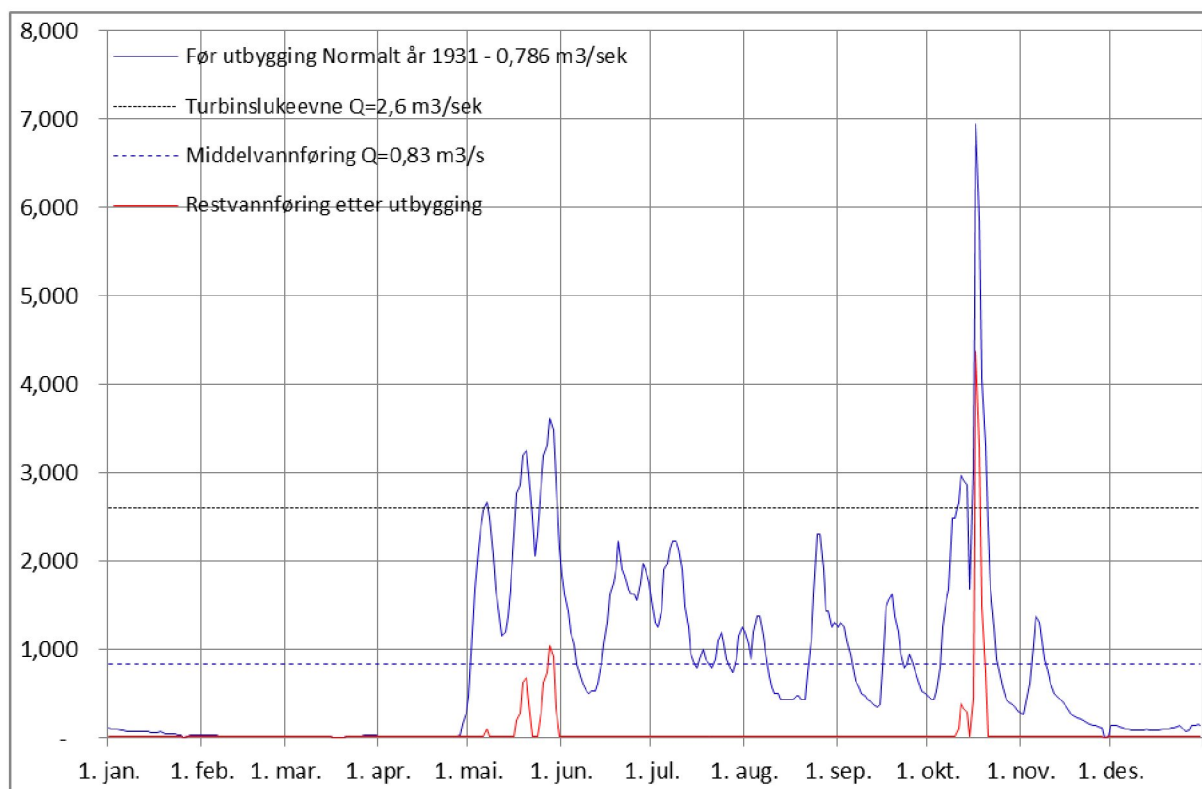
Figur 5 – Maksimumvannføringer

Figur 6 - Variasjoner i middelvannføring fra år til år¹

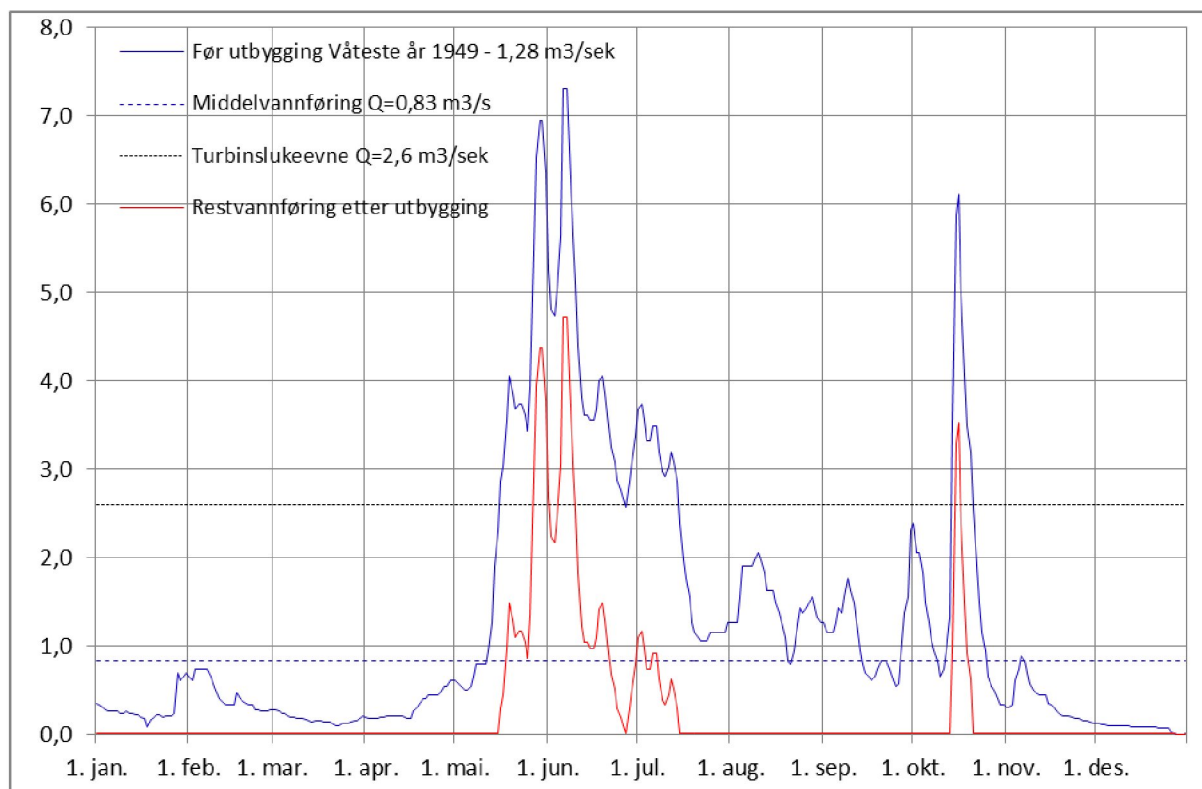
¹ Mangler årene 1982 til 1986, og 1998 da disse ikke var kontinuerlige

2 VANNFØRINGSVARIASJONER FØR OG ETTER UTBYGGING¹

Figur 7 - Vannføringsvariasjoner tørreste år



Figur 8 - Vannføringsvariasjoner et middels år



Figur 9 - Vannføringsvariasjoner våteste år

INNHALDSFORTEGNELSE

BILDEGRUPPE 1	INNTAK.....	1
BILDE 1.1	INNTAK – CA KOTE 755 MOH.....	1
BILDE 1.2	INNTAK M/SIDEELV – CA KOTE 755 MOH	1
BILDE 1.3	INNTAK CA KOTE 755 MOH - SETT OVENFRA.....	2
BILDE 1.4	INNTAK CA KOTE 755 MOH - SETT NEDENFRA.....	2
BILDEGRUPPE 2	ELVA.....	3
BILDE 2.1	HEINBERGÅGAS UTLØP I KALDVATNET.....	3
BILDE 2.2	UTLØP NEDENFOR BRUA	3
BILDE 2.3	ELVA OVENFOR BRUA	3
BILDE 2.4	ELVAS NEDERSTE DELE – CA KOTE 590.....	3
BILDE 2.5	ELVA SETT OPPOVER FRA CA KOTE 600.....	3
BILDE 2.6	ELVA M/TERRENG CA KOTE 620-660.....	3
BILDE 2.7	ELVA SETT OPPOVER FRA CA KOTE 680.....	4
BILDE 2.8	ELVA SETT NEDOVER CA KOTE 700	4
BILDE 2.9	ELVA SETT OPPOVER CA KOTE 700.....	4
BILDE 2.10	ELVA SETT OPPOVER CA KOTE 720.....	4
BILDE 2.11	ELVA SETT NEDENFRA CA KOTE 740	4
BILDE 2.12	SIDEELV FRA ØST VED INNTAK KOTE 755.....	4
BILDEGRUPPE 3	RØRTRASE	5
BILDE 3.1	OVERSIKT TRASE ØST FOR ELVA.....	5
BILDE 3.2	TRASE MIDTRE DEL	5
BILDE 3.3	TRASE NEDRE DEL M/TREGRENSE KOTE 600.....	5
BILDE 3.4	TRASE NEDRE DEL M/TREGRENSE KOTE 600 SETT NEDENFRA.....	5
BILDEGRUPPE 4	KRAFTSTASJON.....	6
BILDE 4.1	KRAFTSTASJONSOMRÅDE.....	6
BILDEGRUPPE 5	KRAFTLINJETILKOPLING	6
BILDE 5.1	EKSISTERENDE 22 kV NETT SETT ØSTOVER – VEGEN SES TIL HØYRE	6
BILDE 5.2	NÆRMESTE 22 kV STOLPE PÅ ØSTSIDEN	6
BILDEGRUPPE 6	ADKOMSTVEI.....	7
BILDE 6.1	STATKRAFTS VEG OG BRU OVER ELVA	7
BILDE 6.2	VEG OG BRU SETT FRA ØSTSIDEN AV ELVA.....	7

Bildegruppe 1 INNTAK**Bilde 1.1 Inntak – ca kote 755 moh****Bilde 1.2 Inntak m/sideelv – ca kote 755 moh**



Bilde 1.3 Inntak ca kote 755 moh - sett ovenfra



Bilde 1.4 Inntak ca kote 755 moh - sett nedenfra

Bildegruppe 2 ELVA**Bilde 2.1** Heinbergågas utløp i Kaldvatnet**Bilde 2.2** Utløp nedenfor brua**Bilde 2.3** Elva ovenfor brua**Bilde 2.4** Elvas nederste dele – ca kote 590**Bilde 2.5** Elva sett oppover fra ca kote 600**Bilde 2.6** Elva m/terreng ca kote 620-660



Bilde 2.7 Elva sett oppover fra ca kote 680



Bilde 2.8 Elva sett nedover ca kote 700



Bilde 2.9 Elva sett oppover ca kote 700



Bilde 2.10 Elva sett oppover ca kote 720



Bilde 2.11 Elva sett nedenfra ca kote 740



Bilde 2.12 Sideelv fra øst ved inntak kote 755

Bildegruppe 3 RØRTRASE**Bilde 3.1** **Oversikt trase øst for elva****Bilde 3.2** **Trase midtre del****Bilde 3.3** **Trase nedre del m/tregrense kote 600****Bilde 3.4** **Trase nedre del m/tregrense kote 600 sett nedenfra**

Bildegruppe 4 KRAFTSTASJON**Bilde 4.1 Kraftstasjonsområde****Bildegruppe 5 KRAFTLINJETILKOPLING****Bilde 5.1 Eksisterende 22 kV nett sett østover
– vegen ses til høyre****Bilde 5.2 Nærmeste 22 kV stolpe på østsiden**

Bildegruppe 6 ADKOMSTVEI



Bilde 6.1 Statkrafts veg og bru over elva



Bilde 6.2 Veg og bru sett fra østsiden av elva

INNHALDSFORTEGNELSE

BILDEGRUPPE 1 VASSDRAGET	2
RETT OVENFOR VEIBRUA 22. JULI 2008	2
RETT OVENFOR VEIBRUA 29. NOV. 2013.....	2
VEIBRUA 22. JULI 2008	3
RETT NEDENFOR VEIBRUA 29. NOV. 2013.....	3

Bildene er tatt hhv

Øvre bilder 22. juli. 2008 ca 0,5 m³/sek

Nedre bilde 29. nov. 2013 ca 0,1 m³/sek

Bildegruppe 1 VASSDRAGET



Rett ovenfor veibrua 22. juli 2008



Rett ovenfor veibrua 29. nov. 2013

Vedlegg 5 - Foto ved varierende vassføringer -



Veibrua 22. Juli 2008



Rett nedenfor veibrua 29. nov. 2013

Gnr/bnr..... Gårdsnavn..... Eier..... Adresse..... Postnr & sted..... Telefon
Eiendommer på begge sider

1. ./ Statskog SF..... Po.Box 63 Sentr...7801 NAMSOS
2. ./
3. ./
4. ./
5. ./

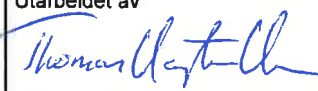
HELGELANDSKRAFT AS

**NETTANALYSE
TILKNYTNING AV KRAFTVERK I
GRØNNFJELLDAL**

ENDELIG RAPPORT

April 2010

Prosjekt nr.: 5014399

0	06.04.2010	Endelig rapport	THH	LFo	LFo
0	24.03.2010	Utkast rapport	THH	LFo	LFo
Revisjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontroll	Godkjent
Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS for den oppdragsgiver og i anledning det oppdrag som fremgår nedenfor. Innholdet i dokumentet er Norconsult AS' eiendom. Dokumentet skal bare benyttes for det formål som oppdraget gjelder, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig i større utstrekning enn formålet tilsier.					
Oppdragsgiver					
HelgelandsKraft AS					
Sak NETTANALYSE Tilknytning av kraftverk i Grønnfjelldal			Dato		
			06.04.2010		
			Utarbeidet av		
			 Thomas Haugsten Hansen		
			Fagkontrollert av		
			 Lars Fosser		
			Godkjent av		
			 Lars Fosser		
		Oppdragsnummer	Dokumentnummer	Revisjon	
		5014399	1	0	

INNHALDSFORTEGNELSE

1. INNLEDNING	1
2. FORUTSETNINGER	2
2.1. Investeringskostnader.....	2
2.2. Kalkulasjonsrente	3
2.3. Økonomisk levetid	3
2.4. Drift- og vedlikeholdskostnader.....	3
2.5. Produksjon	4
2.6. Nettalternativer	4
2.7. Overføringstap	9
2.8. Tapskostnader	9
2.9. Termisk grenselast	10
3. ØKONOMISKE ANALYSER	12
3.1. Optimalt kabelverrsnitt.....	12
3.2. Totale kostnader.....	13
3.3. Sensitivitetsanalyser.....	13
4. LASTFLYTANALYSER.....	16
5. OPPSUMMERING OG KONKLUSJON.....	17
5.1. Økonomisk analyse	17
5.2. Lastflytberegninger.....	18
5.3. Konklusjon/anbefaling.....	18

REFERANSER

VEDLEGG

1. INNLEDNING

Denne analysen av nytt distribusjonsnett under Ørtfjellmoen og Storforshei transformatorstasjoner i Rana er utført på oppdrag av HelgelandsKraft AS i forbindelse med tilknytning av 12 nye kraftverksprosjekter på totalt 27,3 MW.

Kraftverkene vil bli tilknyttet nye produksjonsradialer, og ny transformator vil installeres i enten Storforshei eller Ørtfjellmoen eller begge steder. Tilknytningsalternativene er basert på HelgelandsKraft sine planer for tilknytning av kraftverkene, samt ønske om å vurdere 132 kV og 22 kV spenning og å sammenligne kabel og linje. Rapporten gir en anbefaling for utforming av de nye radialene under Storforshei og Ørtfjellmoen, inkludert valg av spenningsnivå samt optimalisering av tverrsnitt. Etter en kostnadssammenligning av 22 kV og 132 kV alternativer er det valgt kun å presentere alternativer med 22 kV spenningsnivå i denne rapporten, da dette vil være det økonomisk gunstigste.

Analysen omfatter følgende:

- En teknisk og økonomisk optimalisering av tverrsnitt på 22 kV tilknytningskabler og linjer fra Storforshei og Ørtfjellmoen til de aktuelle kraftverkene i Grønnfjelldal og omegn.
- Lastflytberegninger som gir svar på stasjonære spenningsvariasjoner og belastning på linjer og kabler i den valgte nettløsningen.

Formålet med analysen er å gi svar på hvilket nettalternativ som vil gi de laveste nettkostnadene for hele den økonomiske levetiden til komponentene som skal installeres.

Rapporten presenterer resultater fra den tekniske og økonomiske analysen, samt fra en analyse av stasjonære forhold i nettet for den teknisk/økonomisk gunstigste nettutformingen.

2. FORUTSETNINGER

I dette avsnittet presenteres forutsetningene som er lagt til grunn for analysen.

2.1. INVESTERINGSKOSTNADER

Dette avsnittet gir en oversikt over investeringskostnadene som er lagt til grunn for analysen.

2.1.1. Kraftkabel og -linje

I den økonomiske analyse er det lagt til grunn følgende investeringskostnader forbundet med kraftkabel og -linje:

Tabell 2-1: Investeringskostnader forbundet med kraftkabel og -linje.

	Type	Spenningsnivå		
		24 kV	36 kV	145 kV
		[kk/km]	[kk/km]	[kk/km]
Enleder kabel	TSLE 3x1x25	385		
	TSLE 3x1x50	398		
	TSLE 3x1x95	433		
	TSLE 3x1x150	474		
	TSLE 3x1x240	508		
	TSLE 3x1x400	608		
	TSLE 3x1x630	708		
	TSLE 3x1x800	807		
	TSLE 3x1x1000	913		
	TSLE 3x1x1200	1018		
	TSLE 3x1x1600	1230		
	TSLE 3x1x2000	1441		
Kraftlinje	FeAl 10	510		
	FeAl 16	550		
	FeAl 25	590		
	FeAl 50	639	797	
	FeAl 70	685	853	
	FeAl 95	743	926	1223
	FeAl 120	786	980	1304
	FeAl 150	872	1080	1369
	FeAl 185	927	1148	1451
	FeAl 240	998	1224	1875
	FeAl 253	1147	1408	
	FeAl 300	1234	1514	

Kraftlinjene er her forutsatt oppført med tremaster.

Kostnadsanslagene for kraftkabel er total kostnader, som inkluderer materiell, legging, graving etc.

2.1.2. Krafttransformatorer

Tabell 2-2 viser investeringskostnader som er lagt til grunn for krafttransformatorer. Det er lagt til grunn 30 % tillegg for treviklingstransformatorer.

Tabell 2-2: Investeringskostnader krafttransformator [MNOK].

		132/33 kV	132/22 kV	33/22 kV
		[MNOK]	[MNOK]	[MNOK]
Transformatorkapasitet [MVA]	10	2.8	2.8	2.1
	20	3.6	3.6	3.1
	25	4.0	4.0	3.5
	30	4.3	4.3	3.9
	35	4.6	4.6	4.3
	40	4.9	4.9	4.7
	45	5.2	5.2	5.0
	50	5.5	5.5	5.4
	55	5.8	5.8	5.7
	60	6.0	6.0	6.0

2.1.3. Transformatorstasjon

Investeringskostnader lagt til grunn for transformatorstasjon er gitt i Tabell 2-3.

Tabell 2-3: Investeringskostnader transformatorstasjon [kkkr].

Transformatorstasjon (1-bryterstasjon)								
	Ny stasjon				Utvidelse av eksist. stasjon			
	22kV	33 kV	66 kV	132 kV	22kV	33 kV	66 kV	132 kV
Elektrotekniske kostnader pr felt [kkkr]	350	800	1250	2150	450	875	1300	2400
Bygningstekniske kostnader pr felt (Up/22 kV) [kkkr]	2000	2500	3000	4000	150	175	200	250
Planlegging, frakt og montasje [kkkr]	1300	1300	1300	1300	500	500	500	500
Grunnerstatning [kkkr]	150	150	150	150	0	0	0	0

2.1.4. Koplingsstasjon

Investeringskostnader lagt til grunn for koplingsstasjon er gitt i Tabell 2-3.

Tabell 2-4: Investeringskostnader koplingsstasjon [kkkr]

Koplingsstasjon (1-brytersystem):								
	Ny stasjon				Utvidelse av eksist. stasjon			
	22kV	33 kV	66 kV	132 kV	22kV	33 kV	66 kV	132 kV
Elektrotekniske kostnader pr felt [kkkr]	350	800	1250	2150	450	875	1300	2400
Bygningstekniske kostnader pr felt [kkkr]	800	1000	1200	1600	150	175	200	250
Planlegging, frakt og montasje kostnader [kkkr]	1000	1000	1000	1000	500	500	500	500
Grunnerstatning [kkkr]	150	150	150	150	0	0	0	0

2.2. KALKULASJONSRENTE

Kalkulasjonsrenten er i utgangspunktet satt til 4,5 %.

2.3. ØKONOMISK LEVETID

Det er benyttet en økonomisk levetid på 30 år på samtlige vurderte investeringer i distribusjonsnett.

2.4. DRIFT- OG VEDLIKEHOLDKOSTNADER

Drift- og vedlikeholdskostnadene er antatt å være 1,5 % av nyverdi av komponenten pr. år.

2.5. PRODUKSJON

I analysene er det forutsatt at de aktuelle generatorene kjøres med maksimal aktiv effektproduksjon (MW). Videre er det for tapsberegningene i den økonomiske analysen antatt at kraftverkene kjøres undermagnetisert med reaktiv effekt Q lik ca. 25 % av den aktive produksjonen P (tilsvarer $\cos \phi$ lik 0,97).

Tabell 2-5 angir data for kraftverkene som er tatt hensyn til i analysen. Det er antatt at Silåga tilknyttes med 3,0 MW til den nye produksjonsradialen.

Tabell 2-5: Kraftverk i Grønnfjelldal og omegn, opplyst fra HelgelandsKraft AS. Tall merket med rødt er antatte verdier, basert på tapenes brukstid T_t som definert i kap. 2.8.

Prosjekt	Aktør	Søkt kons.	Effekt (MW)		Energi (GWh)	
			Min	Maks	Min	Maks
Junkern	Miljøkraft		1	2.0	3.5	6.5
Lappsetan				1.0		2.4
Rismålbekken				1.0		2.4
Slakterbekktjøna				2.5		6.0
Storvollenget				1.0		2.4
Laskbekken	Minikraft			1.0	2.5	3.5
Heimbergåga	Statsskog			4.0		10.0
Storfossen	Miljøkraft		1.5	3.0	5.5	10.0
Silåga alt 1	Statsskog/ Minikraft		2.75	3.0		7.5
Silåga alt 2	Statsskog/ Minikraft		0.99	1.0		3.9
Stupforsen	"		2	3.0	7.0	10.0
Henrikforsen/Grønfjellåga	"		3	5.0	10.0	15.0
Henriktjørbekken	"		0.5	0.8	2.0	3.0

2.6. NETTALTERNATIVER

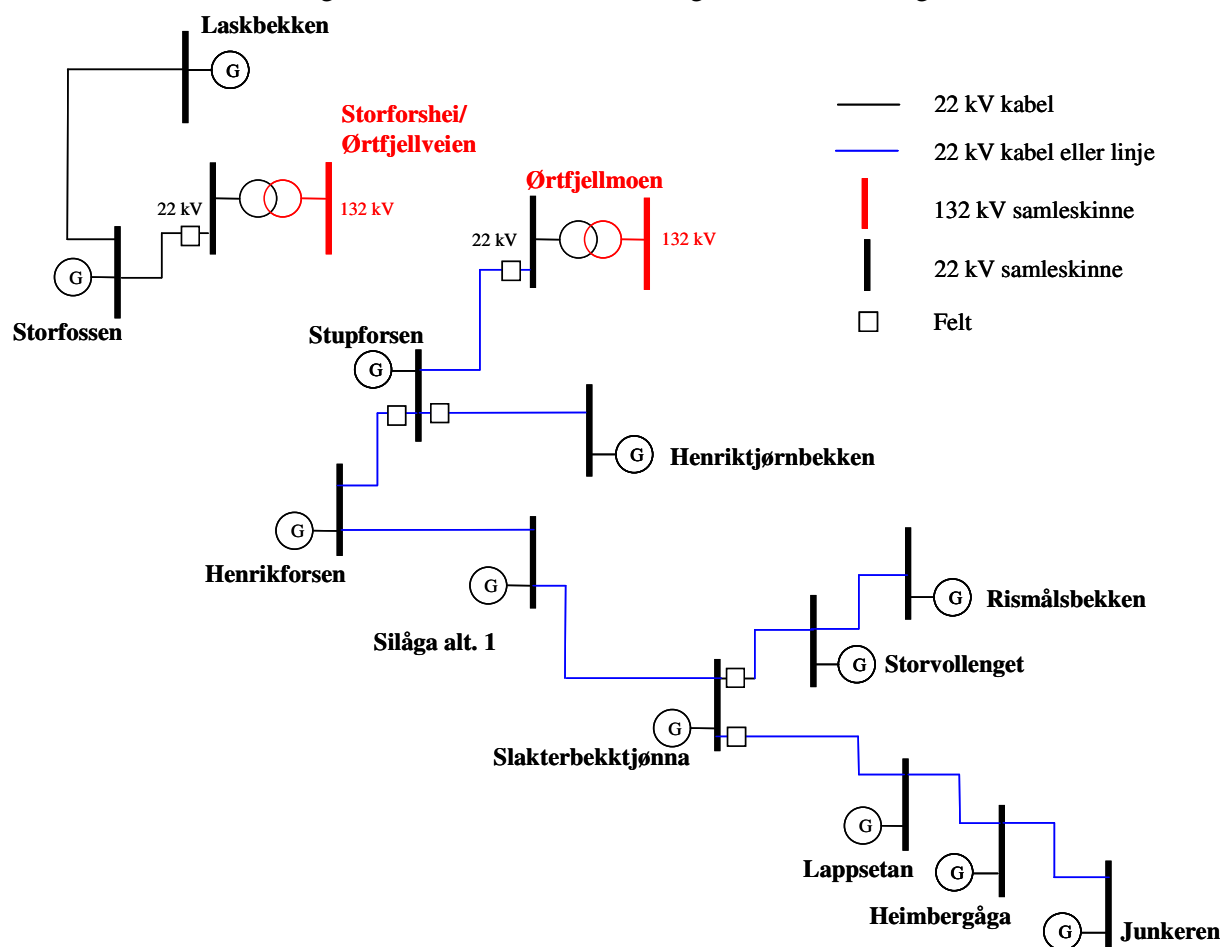
Nettalternativene er utformet med utgangspunkt i HelgelandsKraft sine planer for nettilknytningen av kraftverkene. Alternativene som presenteres i rapporten er begrenset til å omfatte 22 kV spenningsnivå, da beregninger viser at det å utvide 132 kV nettet vil bli dyrere enn rene 22 kV alternativer. 132 kV alternativet med lavest kostnader er funnet å ha totale kostnader på 66,7 MNOK, som er ca 11 MNOK høyere enn laveste 22 kV alternativ (se Tabell 3-6). Oppdeling av kostnader for 132 kV alternativet er gjengitt på siste side i vedlegg II. Geografisk plassering av kraftverkene er angitt i vedlegg I. Traseen frem til Silåga blir identisk for alle alternativer, mens det fra Silåga til Ørtfjellmoen eller Storforshei er sett på til sammen fire forskjellige traseer for tilknytningen. Det er sett på tilknytning mot både Ørtfjellmoen og Storforshei, samt en kombinasjon av begge.

I forbindelse med utvikling av nettalternativene er det gjort en rekke antagelser som er lagt til grunn for de økonomiske analysene:

- Laskbekken og Storfossen kan tilknyttes eksisterende Ørtfjellveien transformatorstasjon uten behov for oppgradering av transformorkapasitet.
- Henriktjørbekken og Stupforsen kan tilknyttes Ørtfjellmoen transformatorstasjon uten behov for oppgradering av transformorkapasitet.
- Ved oppgradering av transformorkapasitet er det mulig å benytte eksisterende felt for eksisterende linjer, og kun bytte transformatoren.
- Alle nye kabler/linjer som knyttes til transformatorstasjon (eksisterende eller ny) fører til ett nytt felt på denne stasjonen.
- For koblingsstasjoner er det kun behov for bryter på de avgangene som befinner seg lenger ut på radialen enn koblingsstasjonen, sett fra 132/22 kV transformatorstasjonen.
- Det er plass til å utvide eksisterende transformatorstasjoner med nye felt uten å måtte kjøpe opp mer grunn.

2.6.1. Alternativ 1A (kabel) og 1B (kombinert kabel og luftlinje)

Nettalternativ 1A og 1B innebærer en nettutforming som illustrert i Figur 2.1:

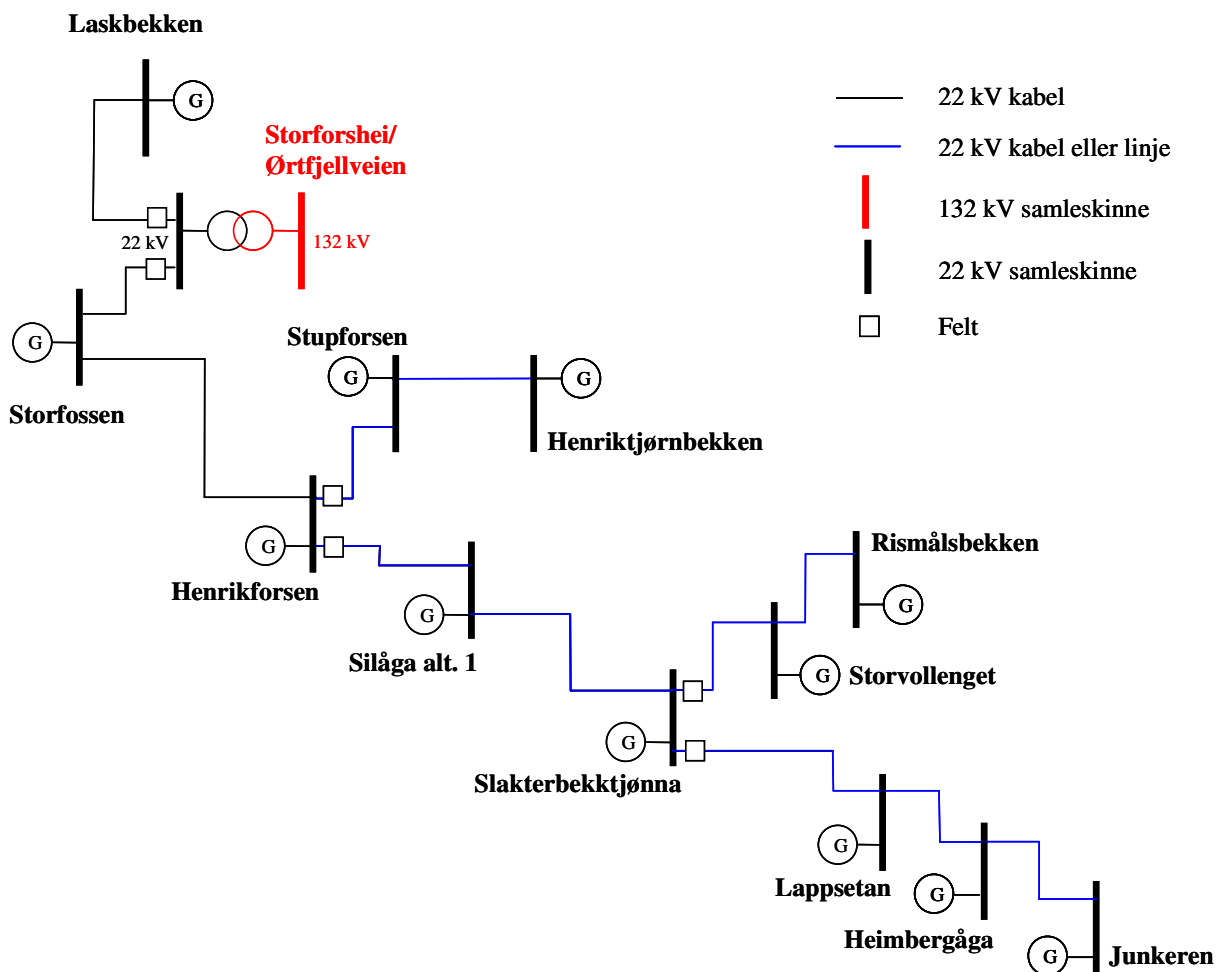


Figur 2.1: Nettutforming, alternativ 1A og 1B

Da det er antatt at hver kabel som tilknyttes transformatorstasjon vil føre til nytt felt, er det valgt å tilknytte Laskbekken til Storforshei via Storfossen. Dette gir ca 0,3 MNOK lavere kostnader enn ved å tilknytte kraftverkene via en kabel hver. For alternativ 1A vil alle traseer legges som kabel, mens det for alternativ 1B bygges linje for alle traseene under Ørtfjellmoen transformatorstasjon. Alternativene vil medføre ny transformator og ett nytt felt i Ørtfjellmoen, ett nytt felt i Ørtfjellveien og koblingsstasjoner med to felt i Stupfossen og Slakterbekktjønnå.

2.6.2. Alternativ 2A (kabel) og 2B (kombinert kabel og luftlinje)

Nettalternativ 2A og 2B innebærer en nettutforming som illustrert i Figur 2.2:

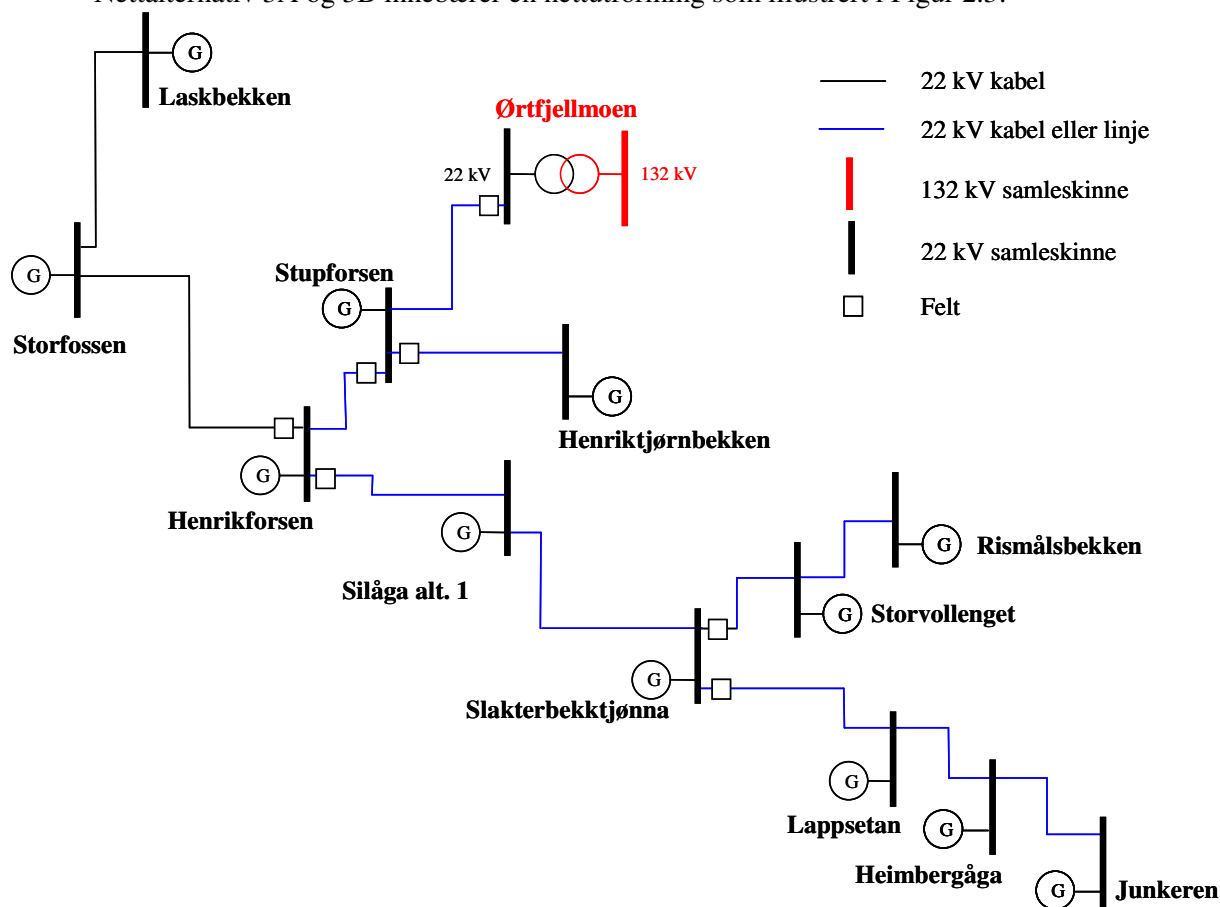


Figur 2.2: Nettutforming, alternativ 2A og 2B

Her er det valgt ikke å tilknytte Laskbekken via Storfossen, men heller å gå med to kabler til transformatorstasjonen i Storforshei, da det er billigere med to nye felt i Storforshei enn å installere koblingsstasjon i Storfossen. Det er valgt å knytte sammen kraftverkene rundt Ørtfjellveien med kraftverkene i Grønnfjelldal med en kabel mellom Storfossen og Henrikfossen. For alternativ 2A vil alle traseer legges som kabel, mens for alternativ 2B vil traseene fra Henrikfossen til Junkeren, Rismålsbekken og Henriktjørbekken bygges som linje. Alternativene vil medføre ny transformator og to nye felt i Ørtfjellveien, samt koblingsstasjoner med to felt i Henrikfossen og Slakterbekktjønna.

2.6.3. Alternativ 3A (kabel) og 3B (kombinert kabel og luftlinje)

Nettalternativ 3A og 3B innebærer en nettutforming som illustrert i Figur 2.3:

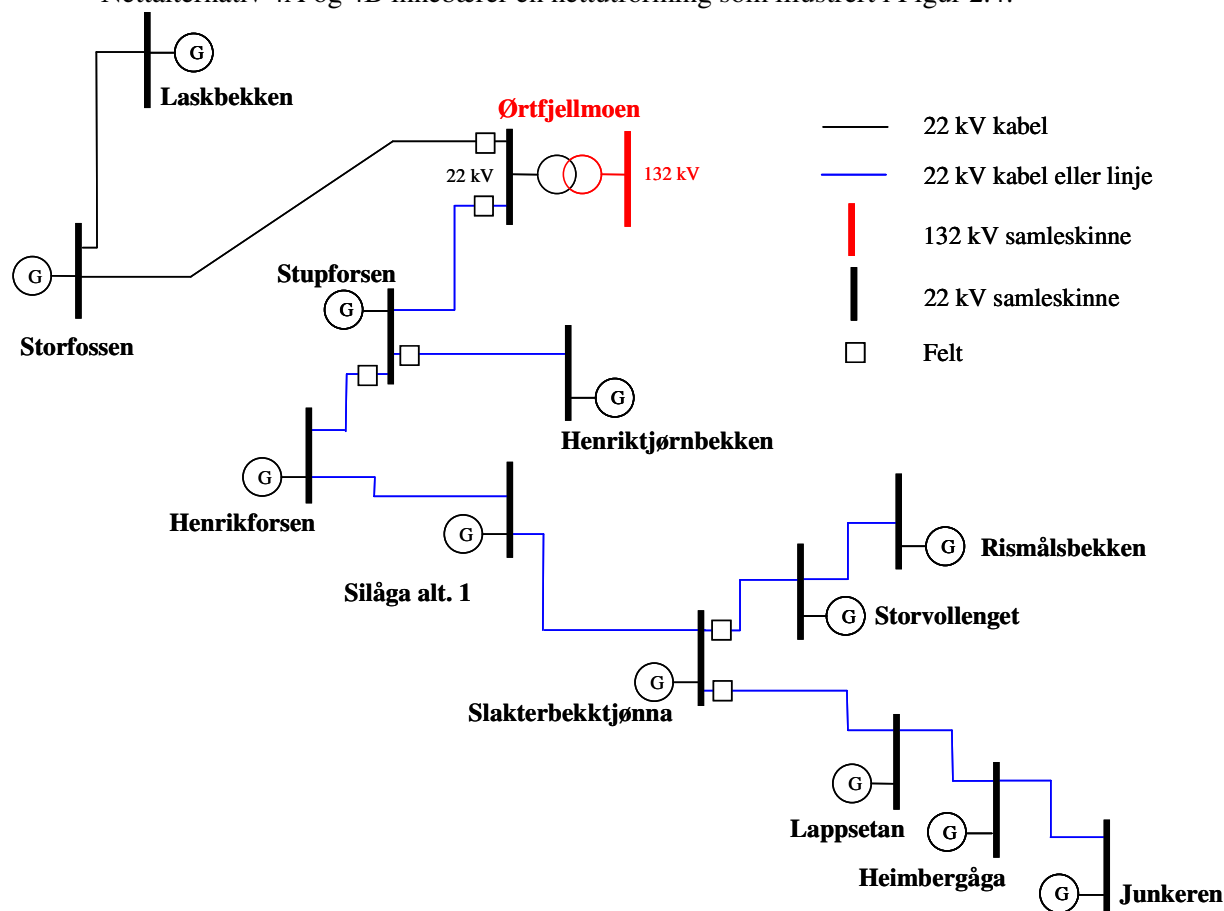


Figur 2.3: Nettutforming, alternativ 3A og 3B

Alternativ 3A og 3B innebærer tilknytning mot ny transformator i Ørtfjellmoen. Det er valgt å knytte sammen kraftverkene rundt Ørtfjellveien med kraftverkene i Grønnfjelldal med en kabel mellom Storfossen og Henrikfossen. For alternativ 3A vil alle traseer legges som kabel, mens for alternativ 3B vil alt annet enn traseen fra Henrikfossen til Laskbekken bygges som linje. Alternativene vil medføre ny transformator og ett nytt felt i Ørtfjellmoen, samt koblingsstasjoner med to felt i Stupfossen, Henrikfossen og Slakterbekktjønnå.

2.6.4. Alternativ 4A (kabel) og 4B (kombinert kabel og luftlinje)

Nettalternativ 4A og 4B innebærer en nettutforming som illustrert i Figur 2.4:



Figur 2.4: Nettutforming, alternativ 4A og 4B

Alternativ 4A og 4B innebærer, i likhet med alternativ 3, tilknytning mot ny transformator i Ørtfjellmoen. Det er valgt ikke å knytte sammen kraftverkene rundt Ørtfjellveien med kraftverkene i Grønnfjelldal, men å gå med en kabel direkte fra Storfossen til Ørtfjellmoen. For alternativ 4A vil alle traseer legges som kabel, mens for alternativ 4B vil alt annet enn traseen fra Laskbekken til Ørtfjellmoen bygges som linje. Alternativene vil medføre ny transformator og to nye felt i Ørtfjellmoen, samt koblingsstasjoner med to felt i Stupforsen og Slakterbekktjønnå.

2.7. OVERFØRINGSTAP

Overføringstapene er beregnet etter følgende formel:

$$P_{\text{tap}} = \frac{3 \cdot (I^2 \cdot r \cdot l)}{1000}$$

der

$$I = 1000 \cdot \frac{P_{\text{prod}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

I ligningene ovenfor er betydningen av symboler som følger

P_{tap}	-	Overføringstap [kW]
I	-	Overføringsstrøm [A]
r	-	Resistans [ohm/km]
l	-	kabel-/linjelengde [km]
P_{prod}	-	Produsert effekt [MW]
U	-	Spenning på kabel/linje [kV]
$\cos \varphi$	-	Representerer forholdet mellom aktiv effekt P og reaktiv effekt Q .

I beregningen av overføringstap er de aktuelle kraftverkens maksimale effektproduksjon (MW) benyttet for P_{prod} , samt at $\cos \varphi$ er antatt lik 0,97.

2.8. TAPSKOSTNADER

Tradisjonelt beregnes kostnadene forbundet med overføringstap etter følgende formel:

$$k_{\text{pekv}} = k_p + k_{\text{wekv}} * T_t$$

hvor

k_{pekv}	-	ekvivalent årskostnad av tap, referert tapenes årsmaksimum [kr/kW år]
k_p	-	kostnad av maksimale effekttap [kr/kW år]
k_{wekv}	-	ekvivalent årskostnad av energitap [kr/kWh]
T_t	-	brukstid for maksimaltap [timer/år]. Satt lik 2400 t/år i denne analysen.

Det aktuelle nettet vil fungere som et rent produksjonsnett. I prinsippet vil effektleddet i formelen representere overføringstap under tunglasttiden. Elvekraftverk vil i hovedsak produsere lite under tunglasttiden, slik at endringer i overføringstap forbundet med produksjon i kraftverkene vil være av liten betydning. For magasinverk vil effektleddet spille en større betydning på totale kostnader forbundet med overføringstap. Overføringstap forbundet med produksjon er her ikke belastet med effekttap, men kun med energileddet i formelen over.

Ekvivalent årskostnad av energitap k_{wekv} er i utgangspunktet satt til 35 øre/kWh.

At effektleddet er utelatt i disse analysene vil kunne favorisere lavere tverrsnitt på linjer og kabler enn dersom det hadde vært hensyntatt.

2.9. TERMISK GRENSELAST

Termisk overføringskapasitet avhenger av en rekke faktorer slik som vær, vind og geografisk plassering. Termisk grenselast for kabel- og luftlinjeforbindelser vil kunne variere stort fra sted til sted selv for samme tverrsnitt og type. Det er her valgt å ta utgangspunkt i termisk grenselast som beskrevet i SINTEFs Planleggingsbok for kraftnett [1]. Termisk grenselast for kraftlinjer baserer seg her på følgende forutsetninger:

Driftstemperatur på ledere:	80 °C
Lufttemperatur:	20 °C
Vindhastighet (flau vind):	0,6 m/s
Emisjonskoeffisient for linen:	0,5
Høyde over havet:	0 m
Sterk solbestråling	
Permeabilitet for Al og Cu:	$\mu = 1$
Permeabilitet for Fe-wire:	$\mu = 20$
Permeabilitet for Fe.kompakt:	$\mu = 360$
Resistansen i positivt/negativt system	

Med disse forutsetningene blir termisk grenselast for luftledninger på 22 kV driftsspenning som gitt i Tabell 2-6.

Tabell 2-6: Termisk grenselast for 22 kV luftlinjeforbindelser.

Ledertype		22 kV	
		Ith [A]	[MVA]
FeAl 1x25	6/1	235	9.0
FeAl 1x35	6/1	287	10.9
FeAl 1x50	6/1	362	13.8
FeAl 1x70	26/7	454	17.3
FeAl 1x95	26/7	544	20.7
FeAl 1x120	26/7	624	23.8
FeAl 1x150	26/7	727	27.7
FeAl 1x185	26/7	832	31.7
FeAl 1x240	26/7	992	37.8
FeAl 1x300	26/7	1200	45.7

Termisk grenselast for kraftkabel baserer seg på følgende forutsetninger:

Maksimal ledertemperatur:	PEX = 90 °C
Temperatur i jord:	15 °C
Temperatur i luft:	25 °C
Forlegningsdybde i jord:	0,7 m
Termisk resistivitet i jord:	10 °C m/W

Enlederkabel forutsatt lukket kappe/skjerm, og enten flat forlegning med en fri avstand mellom kablene minimum like kabeldiameteren eller 7 cm, eller tett forlegning/trekantforlegning.

Med disse forutsetningene blir termisk grenselast for kraftkablene på 22 kV driftsspenning som gitt i Tabell 2-7.

Tabell 2-7: Termisk grenselast for 22 kV enleder kraftkabel.

22 kV				
	Flat forlegning		Tett forlegning	
	Ith [A]	[MVA]	Ith [A]	[MVA]
TSLE 3x1x25	145	5.5	130	5.0
TSLE 3x1x50	200	7.6	185	7.0
TSLE 3x1x95	295	11.2	275	10.5
TSLE 3x1x150	370	14.1	355	13.5
TSLE 3x1x240	465	17.7	455	17.3
TSLE 3x1x400	590	22.5	600	22.9
TSLE 3x1x630	715	27.2	745	28.4
TSLE 3x1x800	780	29.7	850	32.4
TSLE 3x1x1000	850	32.4	930	35.4
TSLE 3x1x1200	900	34.3	1000	38.1
TSLE 3x1x1600	990	37.7	1110	42.3
TSLE 3x1x2000	1050	40.0	1190	45.3

3. ØKONOMISKE ANALYSER

Det er utført økonomiske analyser for å undersøke økonomisk optimalt tverrsnitt på linjer og kabler i forbindelse med de nye kraftverkene og transformatorstasjonene. I første omgang er det utført en økonomisk optimalisering av tverrsnitt for ulike traseer. Deretter er det sett på hvilken systemløsning (spenningsnivå og tverrsnitt) som totalt sett er forbundet med minst kostnader. I dette kapittelet presenteres optimalt tverrsnitt for alle alternativene, og det gjøres en sensitivitetsanalyse for det alternativet som kom gunstigst ut i analysene. Detaljer for hvert enkelt alternativ er gjengitt i vedlegg II.

3.1. OPTIMALT KABELTVERRSNITT

I første omgang er tverrsnitt for de ulike linje- og kabelforbindelsene optimert for de aktuelle spenningsnivåene. Dette avsnittet gir derfor kun en vurdering av hvilke kabeltverrsnitt som er det økonomisk optimale for de forskjellige alternativene. For alle alternativer er følgende kabeltverrsnitt mellom Silåga og ytterste punkt på radialene som samles i Slakterbekktjønna funnet:

Tabell 3-1: Optimale kabel- og linjetverrsnitt for ytterste del av planlagt produksjonsradial.

Strekning:	Kabel:	Linje:
Silåga - Slakterbekktjønna	3x1x630 mm ²	FeAl 1x 240 mm ²
Slakterbekktjønna - Rismålsbekken	3x1x50 mm ²	FeAl 1x25 mm ²
Slakterbekktjønna - Junkeren	3x1x240 mm ²	FeAl 1x120 mm ²

Videre er de optimale kabel- og linjetverrsnitt for det resterende nettet som følger for de ulike nettutformingene:

Tabell 3-2: Optimale kabel- og linjetverrsnitt for alternativ 1

Strekning:	Kabel:	Linje:
Silåga - Henrikforsen	3x1x630 mm ²	FeAl 1x240 mm ²
Henrikforsen - Stupforsen - Ørtfjellmoen	3x1x800 mm ²	FeAl 1x240 mm ²
Henriktjørnbekken - Stupforsen	3x1x25 mm ²	FeAl 1x25 mm ²
Laskbekken - Storfossen	3x1x150 mm ²	Uaktuelt
Storfossen - Storforshei	3x1x95 mm ²	Uaktuelt

Tabell 3-3: Optimale kabel- og linjetverrsnitt for alternativ 2

Strekning:	Kabel:	Linje:
Silåga - Henrikforsen	3x1x630 mm ²	FeAl 1x240 mm ²
Henrikforsen - Storfossen - Storforshei	3x1x800 mm ²	Uaktuelt
Henriktjørnbekken - Stupforsen - Henrikforsen	3x1x95 mm ²	FeAl 1x50 mm ²
Laskbekken - Storforshei	3x1x50 mm ²	Uaktuelt

Tabell 3-4: Optimale kabel- og linjetverrsnitt for alternativ 3

Strekning:	Kabel:	Linje:
Silåga - Henrikforsen	3x1x630 mm ²	FeAl 1x240 mm ²
Henrikforsen - Stupforsen - Ørtfjellmoen	3x1x1000 mm ²	FeAl 1x300 mm ²
Henriktjørnbekken - Stupforsen	3x1x25 mm ²	FeAl 1x25 mm ²
Laskbekken - Storfossen - Henrikforsen	3x1x150 mm ²	Uaktuelt

Tabell 3-5: Optimale kabel- og linjetverrsnitt for alternativ 4

Strekning:	Kabel:	Linje:
Silåga - Henrikforsen	3x1x630 mm ²	FeAl 1x240 mm ²
Henrikforsen - Stupforsen - Ørtfjellmoen	3x1x800 mm ²	FeAl 1x240 mm ²
Henriktjørnbekken - Stupforsen	3x1x25 mm ²	FeAl 1x25 mm ²
Laskbekken - Storfossen - Ørtfjellmoen	3x1x150 mm ²	Uaktuelt

3.2. TOTALE KOSTNADER

Til slutt er det utført en sammenligning av totale kostnader forbundet med de ulike systemløsningene skissert i avsnitt 2.6. Antagelsene som ligger til grunn for de økonomiske beregningene er presentert i det samme avsnittet.

Tabell 3-6 viser totale diskonterte kostnader. Resultatene viser at nettalternativ 1A gir de laveste kostnadene med de forutsetninger som er lagt til grunn i denne rapporten. Selv om trasélengden blir kortere er det for alle alternativer 15 - 30 % dyrere med linje enn kabel, noe som skyldes de høye investeringskostnadene for linje som er benyttet i beregningene. For at alternativene med linje skal kunne konkurrere mot kabel, må linjekostnadene kuttes med over 30 % av det som er benyttet i denne rapporten (se Tabell 2-1).

Tabell 3-6: Diskonterte kostnader [MNOK].

	1A (kabel)	1B (linje)	2A (kabel)	2B (linje)	3A (kabel)	3B (linje)	4A (kabel)	4B (linje)
Investeringskostnader	36.4	42.9	36.0	42.8	40.0	49.0	42.0	46.6
D & V kostnader	8.6	10.1	8.6	10.3	9.6	11.8	10.1	11.2
Tapskostnader	10.8	16.8	11.8	13.9	13.2	21.4	13.5	19.2
SUM	55.8	69.7	56.4	67.0	62.9	82.2	65.6	77.0

Laveste nettilknytningskostnad (alternativ 1A - kabel) er i denne analysen beregnet til å være 55,8 millioner kroner. Nest laveste kostnad (alternativ 2A - kabel) er funnet å være kun 0,8 millioner kroner dyrere, som tilsvarer i overkant av 1 % høyere kostnader, referert det billigste alternativet.

3.3. SENSITIVITETSANALYSE

Det er utført beregninger for å studere resultatenes sensitivitet med hensyn til variasjoner i inngangsparametere. Dette er kun beregnet for alternativ 1A, da dette kom gunstigst ut med tanke på totale kostnader.

3.3.1. Økonomisk levetid

Som utgangspunkt i analysene er det benyttet en økonomisk levetid på 30 år. Beregninger viser at økonomisk optimalt alternativ ikke er sensitivt med hensyn i økning i levetid til 40 år. En økning i økonomisk levetid til 40 år fører til at optimalt tverrsnitt for strekningen Storfossen - Storforshei øker fra 3x1x150 mm² til 3x1x240 mm².

Høyere økonomisk levetid favoriserer høyere tverrsnitt og motsatt.

3.3.2. Kalkulasjonsrente

Med bakgrunn i SINTEFs planleggingsbok for kraftnett er det i utgangspunktet benyttet en kalkulasjonsrente på 4,5 %.

Økonomisk optimalt nettalternativ er ikke sensitivt for en variasjon i kalkulasjonsrenten mellom 3,0 og 9,0 %. Det er valgt å studere om valg av optimalt tverrsnitt og spenningsnivå er svært sensitivt med hensyn til variasjoner i kalkulasjonsrenten (3,0 % - 4,5 % - 6,0 % - 7,5 % - 9,0 %). Kalkulasjonsrentens innvirkning på valg av optimalt tverrsnitt er illustrert i Tabell 3-7.

Ved å anta at maksimal tillatte belastning på kablene er lik termisk grenselast vil laveste tillatte tverrsnitt på strekningene være som angitt i kolonnen lengst til høyre (det er antatt at det ikke er aktuelt med lavere tverrsnitt enn 25 mm²).

Tabell 3-7: Kalkulasjonsrentens innvirkning på valg av tverrsnitt. Økende tverrsnitt er angitt ved rød skriftfarge, mens minkende tverrsnitt er angitt ved blå skriftfarge.

Delstrekning	Kalkulasjonsrente					Laveste tillatte tverrsnitt:
	3,0 %	4,5 %	6,0 %	7,5 %	9,0 %	
Silåga - Slakterbekktjønnna	3x1x630	3x1x630	3x1x630	3x1x630	3x1x630	3x1x150
Slakterbekktjønnna - Rismålsbekken	3x1x95	3x1x50	3x1x50	3x1x50	3x1x50	3x1x25
Slakterbekktjønnna - Junkeren	3x1x240	3x1x240	3x1x240	3x1x240	3x1x240	3x1x50
Silåga - Henrikforsen	3x1x630	3x1x630	3x1x630	3x1x630	3x1x630	3x1x240
Henrikforsen - Stupforsen - Ørtfjellmoen	3x1x800	3x1x800	3x1x630	3x1x630	3x1x400	3x1x630
Henriktjørnbekken - Stupforsen	3x1x25	3x1x25	3x1x25	3x1x25	3x1x25	3x1x25
Laskbekken - Storfossen	3x1x50	3x1x50	3x1x25	3x1x25	3x1x25	3x1x25
Storfossen - Storforshei	3x1x240	3x1x150	3x1x95	3x1x95	3x1x95	3x1x25

Kabelstrekningen Storfossen - Storforshei er mest følsomt for endringer i renten. En økning i kalkulasjonsrenten vil føre til at lavere tverrsnitt blir optimalt, mens en minking av kalkulasjonsrenten fører til at høyere tverrsnitt blir optimalt.

3.3.3. Kraftpris

Som utgangspunkt er det benyttet en energipris på 35 øre/kWh i beregningen av tapskostnadene. Kraftprisens innvirkning på valg av nettløsning er vist i Tabell 3-8. Resultatene viser at lavere kraftpris favoriserer lavere tverrsnitt og spenningsnivå, og høyere kraftpris høyere tverrsnitt på enkelte forbindelser.

Tabell 3-8: Kraftprisens innvirkning på valg av tverrsnitt. Økende tverrsnitt er angitt ved rød skriftfarge, mens minkende tverrsnitt er angitt ved blå skriftfarge.

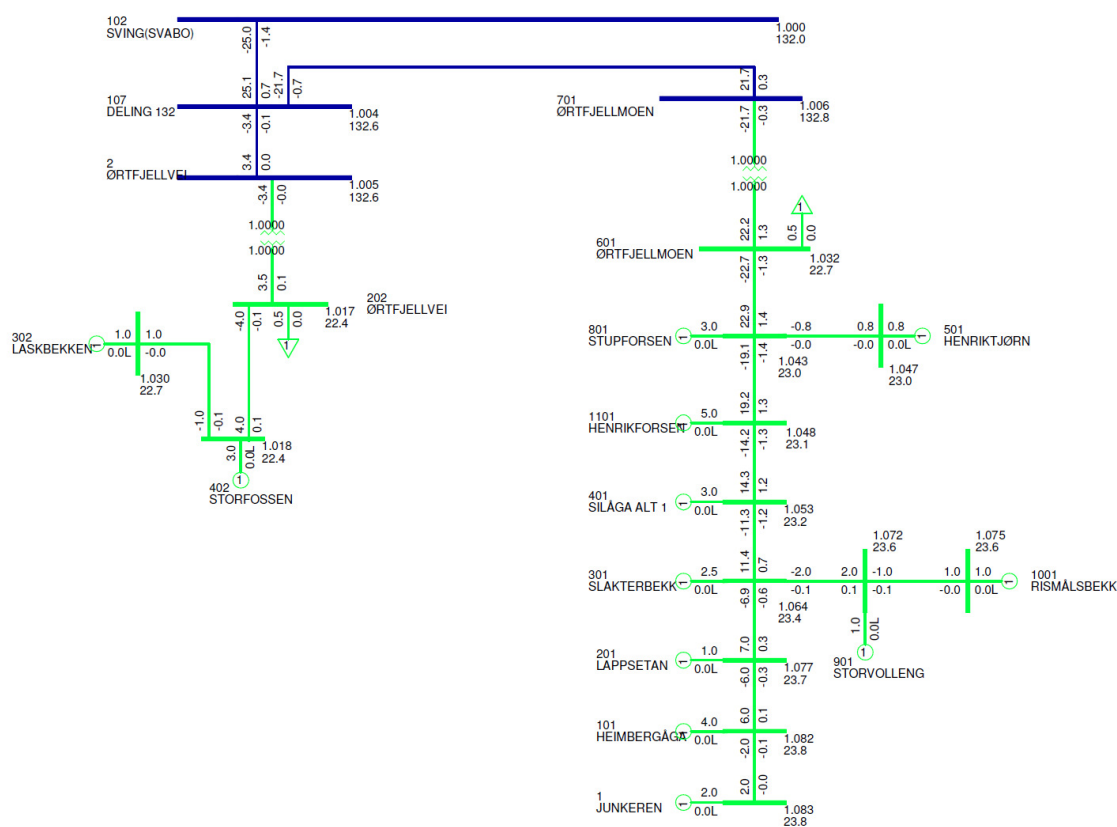
Delstrekning	Kraftpris [øre/kWh]				Laveste tillatte tverrsnitt
	20	35	50	65	
Silåga - Slakterbekktjønnna	3x1x240	3x1x630	3x1x630	3x1x630	3x1x150
Slakterbekktjønnna - Rismålsbekken	3x1x50	3x1x50	3x1x95	3x1x95	3x1x25
Slakterbekktjønnna - Junkeren	3x1x240	3x1x240	3x1x240	3x1x400	3x1x50
Silåga - Henrikforsen	3x1x400	3x1x630	3x1x630	3x1x630	3x1x240
Henrikforsen - Stupforsen - Ørtfjellmoen	3x1x400	3x1x800	3x1x800	3x1x1200	3x1x630
Henriktjørnbekken - Stupforsen	3x1x25	3x1x25	3x1x25	3x1x50	3x1x25
Laskbekken - Storfossen	3x1x25	3x1x50	3x1x50	3x1x50	3x1x25
Storfossen - Storforshei	3x1x95	3x1x150	3x1x240	3x1x240	3x1x25

Kabelstrekningen Storfossen - Storforshei er mest følsomt for endringer i energiprisen. Høyere energipris favoriserer høyere kabeltverrsnitt og motsatt.

4. LASTFLYTANALYSER

Det er utført lastflytanalyser for den teknisk/økonomisk gunstigste nettløsningen, alternativ 1A. Antatte data for transformatorer og linjer/kabler er gitt i vedlegg III. Lastflytmodellen er begrenset til en modell av det aktuelle nettet til og med 132 kV samleskinne i Svabo transformatorstasjon. Svingmaskinen er lagt til dette punktet, hvor spenningen er holdt lik 132 kV i beregningene.

Lastflytberegningene viser at ved normale driftsforhold gir den valgte systemløsningen akseptable spennings- og flytforhold, som illustrert i Figur 4.1, der lastflyten ved lettlast og full produksjon i kraftverkene er vist. Siden det er valgt kabel, vil det produseres reaktiv effekt. Ved den valgte driftssituasjonen vil det produseres 1,2 MVar i kablene under Ørtfjellmoen og 0,1 MVar i kablene under Ørtfjellveien.



Figur 4.1: Lastflytskjema for lettlast, full aktiv effektproduksjon i kraftverkene. Netternativ 1A.

Ved null kraftproduksjon vil kablene i radialen under Ørtfjellmoen produsere til sammen 2,2 MVar reaktiv effekt, mens det under Ørtfjellveien vil produseres 0,1 MVar i kablene.

I tillegg til planlagt kraftproduksjon i Grønnfjelldalen er det planer om annen ny kraftproduksjon i området som vil kunne tilknyttes mot eksisterende linje Svabo - Storforshei/Ørtfjellveien, samt eksisterende produksjon i området. Dersom alle fremtidige kraftverksprosjekter i området realiseres vil det kunne bli kapasitetsproblemer i eksisterende 132 kV nett. Dette bør undersøkes nærmere.

5. OPPSUMMERING OG KONKLUSJON

Denne analysen tar for seg nettilknytningen av totalt 27,3 MW kraftproduksjon i Grønnfjelldalen, sørøst for eksisterende 132/22 kV Ørtfjellmoen og Storforshei transformatorstasjoner på Helgeland. Med utgangspunkt i HelgelandsKraft sine planer er det etablert fire alternative nettutforminger. For hvert alternativ er det sett på tilknytning både med linje og kabel, noe som gir i alt åtte alternative nettutforminger.

Rapporten angir totale kostnader (investeringer, tapskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader) for de totalt åtte alternativene, samt optimalt tverrsnitt for kabler og linjer for alle alternativer.

5.1. ØKONOMISK ANALYSE

Det er utført en økonomisk optimalisering av kabeltverrsnitt for ulike nettalternativ for å tilknytte planlagt småkraftproduksjon i Grønnfjelldal og ved Storforshei. Fire ulike alternativer, hvert med mulighet for både kabel og luftlinje, har blitt sammenlignet, og økonomisk gunstigste alternativ funnet.

Som utgangspunkt for analysen er følgende forutsetninger lagt til grunn:

- 4,5 % kalkulasjonsrente
- 30 års økonomisk levetid
- Drift- og vedlikeholdskostnader på 1,5 % av nyverdi av komponenten pr. år
- Kraftpris lik 35 øre/kWh

Resultatene fra den økonomiske analysen indikerer at nettalternativ 1A er mest gunstig, med en total kostnad på 55,8 MNOK, inklusive tapskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader. Rene investeringskostnader vil være 36,4 MNOK. Dette alternativet innebærer bygging av en produksjonsradial i Grønnfjelldal som tilknyttes Ørtfjellmoen, samt en produksjonsradial under Ørtfjellveien transformatorstasjon. Nettilknytningen av kraftverkene er planlagt ved å skifte ut transformatoren i Ørtfjellmoen med ny regulertrafo, og tilknytte kraftverkene i Grønnfjelldalen til denne. Kraftverkene Laskbekken og Storfossen er tenkt tilknyttet eksisterende transformatorstasjon i Ørtfjellveien, der det etter konsultasjon med HelgelandsKraft er antatt at det er kapasitet til å ta imot denne kraften uten å måtte oppgradere transformatorytelsen.

Med forutsetninger som nevnt over er økonomisk optimalt tverrsnitt for de aktuelle forbindelsene gitt i Tabell 5-1.

Tabell 5-1: Optimale tverrsnitt for nettalternativ 1A.

Alternativ 1A	
Strekning:	Kabel:
Silåga - Slakterbekktjønna	3x1x630 mm ²
Slakterbekktjønna - Rismålsbekken	3x1x50 mm ²
Slakterbekktjønna - Junkeren	3x1x240 mm ²
Silåga - Henrikforsen	3x1x630 mm ²
Henrikforsen - Stupforsen - Ørtfjellmoen	3x1x800 mm ²
Henriktjørnbekken - Stupforsen	3x1x25 mm ²
Laskbekken - Storfossen	3x1x150 mm ²
Storfossen - Storforshei	3x1x95 mm ²

Sensitivitetsanalyser er utført med hensyn til økonomisk levetid, kalkulasjonsrente og kraftpris. Sensitivitetsanalysene viser at nettalternativ 1A er det økonomisk optimale, uavhengig av variasjoner i disse.

Sensitivitetsanalyser med tanke på optimalt tverrsnitt er kun utført for alternativ 1A. Resultatene viser at kabelstrekningen Storfossen - Storforshei er mest følsomt for endringer i alle parametere. Optimalt kabeltverrsnitt endres både for økning i levetid, samt økning og reduksjon i både kraftpris og kalkulasjonsrente. Tverrsnittet på flere av kablene er sensitivt for endringer i rente og kraftpris. Økt levetid og økt kraftpris gir økende optimalt tverrsnitt, mens økt kalkulasjonsrente gir synkende optimalt tverrsnitt.

Det må bemerkes at nettalternativ 2A kommer ut som nest mest gunstig, med totale kostnader lik 56,4 MNOK, kun 0,8 MNOK høyere enn alternativ 1A. Totale kostnader er altså kun ca 1 % høyere, og må sies å være innenfor usikkerhetsmarginene i beregningene. Rene investeringskostnader er 36,0 MNOK, som faktisk er lavere enn for alternativ 1A. Dette alternativet innebærer kun en oppgradering av 22/132 kV transformatoren i Ørtfjellveien, siden alle kraftverk vil tilknyttes ny transformator i dette punktet. Dette kan dermed være et enklere alternativ å gjennomføre rent praktisk enn alternativ 1A. På den annen side vil det måtte legges mer kabel ved dette alternativet. En praktisk vurdering av hvilken løsning som er enklest med tanke på legging av kabel, utvidelse av transformatorstasjoner etc., vil kunne avdekke hvilket av alternativene som er å foretrekke.

5.2. LASTFLYTBeregninger

Det er utført lastflytanalyser for å undersøke om økonomisk gunstigste løsning tilfredsstiller krav til stasjonære spenningsvariasjoner og flytforhold. Stasjonære spenningsvariasjoner og flytforhold er akseptable for nettalternativ 1A.

5.3. KONKLUSJON/ANBEFALING

- Nettalternativ 1A (Kabeltilknytning av Laskbekken og Storfossen til Ørtfjellveien, samt kabeltilknytning av resterende kraftverk til Ørtfjellmoen) er den økonomisk optimale nettløsningen ved de forutsetningene som er lagt til grunn. Sensitivitetsanalyser indikerer at dette er uavhengig av kraftpris, rente og økonomisk levetid. Norconsult anbefaler likevel ikke dette som eneste aktuelle tilknytningsalternativ. Det er knyttet usikkerhet til flere av antagelsene i denne rapporten, og differansen i kostnad mellom nettalternativ 1A og 2A er liten. Alternativ 2A (Kabeltilknytning av alle kraftverk til Ørtfjellveien) kan vise seg å være å foretrekke dersom det fører til en enklere byggeprosess og/eller er enklere å implementere i de andre planene som foreligger for det fremtidige nettet i området. Det anbefales derfor at både alternativ 1A og alternativ 2A vurderes som aktuelle i den videre prosessen med nettilknytning av de aktuelle kraftverkene.

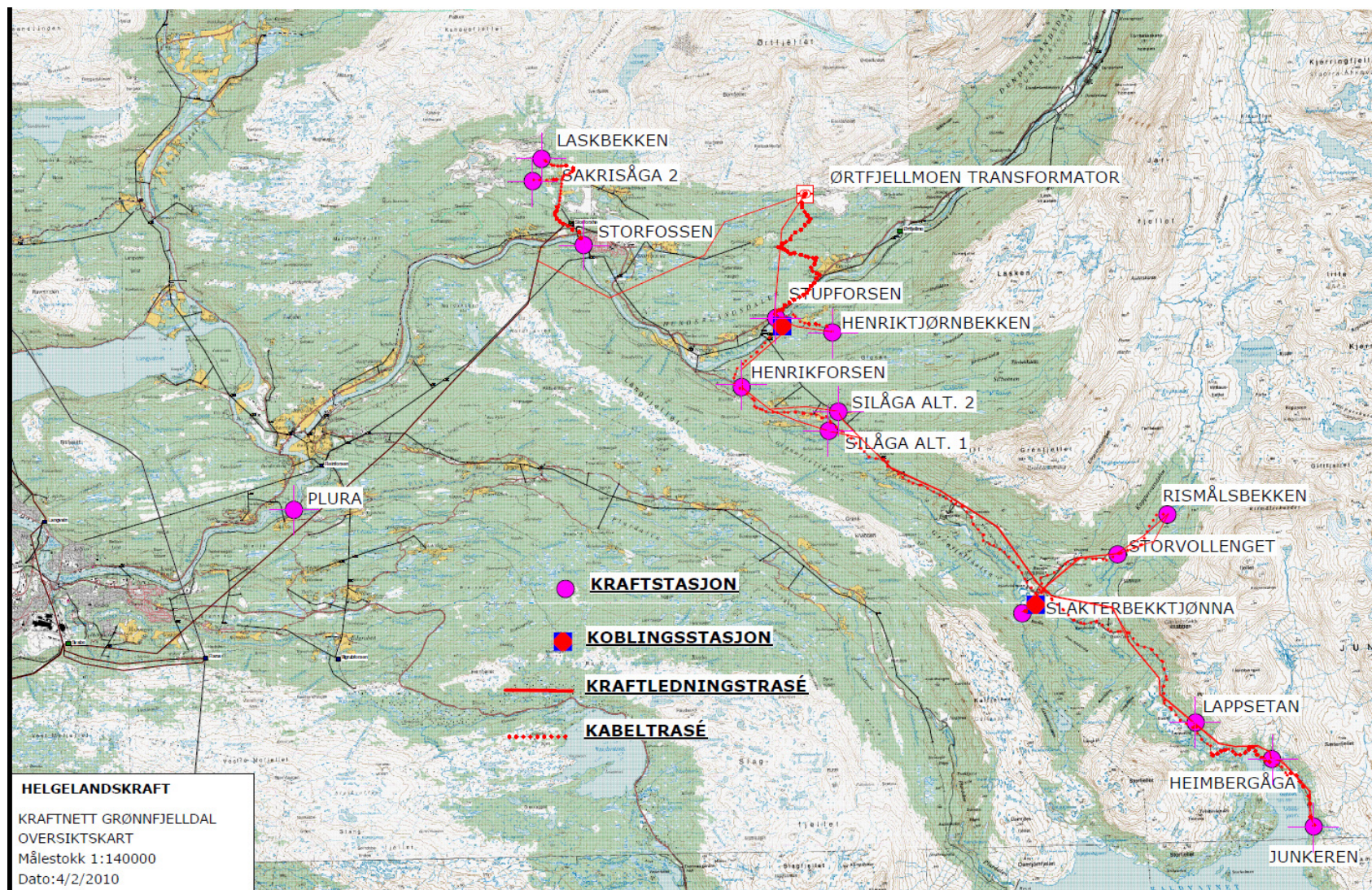
REFERANSER

- [1] - **Planleggingsbok for kraftnett, Bind I**
SINTEF Energiforskning AS

VEDLEGG I:

GEOGRAFISKE DATA

Dette vedlegget presenterer den geografiske plasseringer av kraftverkene, samt antatte avstander mellom dem. Geografiske data er basert på filer mottatt fra HelgelandsKraft AS.



Avstander mellom kraftverkene [m]:

POS.NR	STREKNING			
	FRA	TIL	LINJE	KABEL
1	JUNKEREN	HEIMBERGÅGA	2440	2695
2	HEIMBERGÅGA	LAPPSETAN	2555	3315
3	LAPPSETAN	SLAKTERBEKKTJØRNA	6820	7510
4	RISMÅLBEKKEN	STORVOLLENGET	1820	2005
5	STORVOLLENGET	SLAKTERBEKKTJØRNA	3310	3455
6	SLAKTERBEKKTJØRNA	SILÅGA 1	8600	8835
7	SLAKTERBEKKTJØRNA	SILÅGA 2	8680	9180
8	SILÅGA 1	HENRIKTJØRNBEEKEN	NEI	NEI
9	SILÅGA 1	HENRIKFORSEN	2775	3310
10	SILÅGA 2	HENRIKFORSEN	2965	3350
11	HENRIKFORSEN	STUPFORSEN	2695	2740
12	HENRIKTJØRNBEEKEN	STUPFORSEN	1745	1805
13	HENRIKFORSEN	STORFORSEN	NEI	6800
14	STORFORSEN	ØRTFJELLMOEN	NEI	13180
15	STUPFORSEN	ØRTFJELLMOEN	3780	5880
16	STORFORSEN	ØRTFJELLVEIEN	NEI	800
17	LASKBEKKEN	KRYSS INN TIL SAKRISÅGA	NEI	1475
18	KRYSS INN TIL SAKRISÅGA2	SAKRISÅGA 2	NEI	845
19	KRYSS INN TIL SAKRISÅGA2	ØRTFJELLVEIEN	NEI	1745
20	LASKBEKKEN	ØRTFJELLVEIEN	NEI	3220
21	SAKRISÅGA 2	ØRTFJELLVEIEN	NEI	2590

VEDLEGG II:

ØKONOMISKE BEREGNINGER

Dette vedlegget presenterer resultatene fra den økonomiske analysen av tverrsnittet på nye kraftlinjer og -kabler i forbindelse med nettilknytningen av de aktuelle kraftverkene. Investeringskostnader og drifts-og vedlikeholdskostnader er inkludert for alle komponenter. Videre er tapskostnader estimert for linjer/kabler. Det er kun inkludert tapskostnader for linjer/kabler, siden det krever lastflytanalyser for å fastslå tapene i transformatorer, noe som er utenfor omfanget av denne analysen. Forskjellen i transformortap vil være relativt små, og er ikke antatt å kunne påvirke endelig resultat i stor grad.

ALTERNATIV 1A:

Kraftlinjer og -kabler:		Under Ørtfjellmoen [MNOK]			Under Storforshei [MNOK]		
Rismålsbekken - Slakterbekktjønnna	TSLE 3x1x50	K	22 kV	2.2			
Junkeren - Slakterbekktjønnna	TSLE 3x1x240	K	22 kV	6.9			
Slakterbekktjønnna - Henrikforsen	TSLE 3x1x630	K	22 kV	8.6			
Henrikforsen - Ørtfjellmoen	TSLE 3x1x800	K	22 kV	7.0			
Henriktjønnbekken - Stupfossen	TSLE 3x1x25	K	22 kV	0.7			
Laskbekken - Storfossen	TSLE 3x1x50				K	22 kV	1.9
Storfossen - Storforshei	TSLE 3x1x150				K	22 kV	0.4
		(K = kabel, L = linje)					
Utvidelse Ørtfjellmoen (I dag: 15 MVA)							
Utvidelse transformatorstasjon:							
Ny transformator		45	MVA	5.2			
Elektrotekniske kostnader pr felt							
	132 kV	0	stk	0.0			
	22 kV	1	stk	0.5			
Bygningstekniske kostnader pr felt							
	132 kV	0	stk	0.0			
	22 kV	1	stk	0.2			
Planlegging, frakt og montasje				0.5			
Grunnerstatning				0.0			
Utvidelse Storforshei (I dag: 15 MVA)							
Elektrotekniske kostnader pr felt							
	132 kV	0	stk	0.0			
	22 kV	1	stk	0.5			
Bygningstekniske kostnader pr felt							
	132 kV	0	stk	0.0			
	22 kV	1	stk	0.2			
Planlegging, frakt og montasje				0.5			
Grunnerstatning				0.0			
Koblingsstasjoner							
Slakterbekktjønnna							
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk	0.7			
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-			
Planlegging, frakt og montasje				-			
Grunnerstatning				-			
Stupfossen							
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk	0.7			
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-			
Planlegging, frakt og montasje				-			
Grunnerstatning				-			
Investeringskostnader		33.0			3.4		
D & V kostnader		7.9			0.7		
Tapskostnader		10.6			0.2		
TOTAL		51.5			4.3		

TOTAL 55.8

ALTERNATIV 1B:

Kraftlinjer og -kabler:	Under Ørtfjellmoen			Under Storforshei		
	[MNOK]			[MNOK]		
Rismålsbekken - Slakterbekktjønnna	L	22 kV	3.0			
Junkeren - Slakterbekktjønnna	L	22 kV	9.3			
Slakterbekktjønnna - Henrikforsen	L	22 kV	11.3			
Henrikforsen - Ørtfjellmoen	L	22 kV	6.5			
Henriktjønnbekken - Stupforsen	L	22 kV	1.0			
Laskbekken - Storforshei				K	22 kV	1.9
Storfossen - Storforshei				K	22 kV	0.4
(K = kabel, L = linje)						
Utvidelse Ørtfjellmoen (I dag: 15 MVA)						
Utvidelse transformatorstasjon:						
Ny transformator	45	MVA	5.2			
Elektrotekniske kostnader pr felt						
132 kV	0	stk	0.0			
22 kV	1	stk	0.5			
Bygningstekniske kostnader pr felt						
132 kV	0	stk	0.0			
22 kV	1	stk	0.2			
Planlegging, frakt og montasje			0.5			
Grunnerstatning			0.0			
Utvidelse Storforshei (I dag: 15 MVA)						
Elektrotekniske kostnader pr felt						
132 kV	0	stk	0.0			
22 kV	2	stk	0.9			
Bygningstekniske kostnader pr felt						
132 kV	0	stk	0.0			
22 kV	2	stk	0.3			
Planlegging, frakt og montasje			0.5			
Grunnerstatning			0.0			
Koblingsstasjoner						
Slakterbekktjønnna						
Elektrotekniske kostnader pr felt:	2	stk	0.7			
Bygningstekniske kostnader pr felt:			-			
Planlegging, frakt og montasje			-			
Grunnerstatning			-			
Stupforsen						
Elektrotekniske kostnader pr felt:	2	stk	0.7			
Bygningstekniske kostnader pr felt:			-			
Planlegging, frakt og montasje			-			
Grunnerstatning			-			
Investeringskostnader			38.8			4.0
D & V kostnader			9.3			0.8
Tapskostnader			16.6			0.2
TOTAL			64.8			5.0

TOTAL

69.7

ALTERNATIV 2A:

Kraftlinjer og -kabler:		Under Ørtfjellmoen [MNOK]	Under Storforshei [MNOK]		
Rismålsbekken - Slakterbekktjønnå	TSLE 3x1x50		K	22 kV	2.2
Junkeren - Slakterbekktjønnå	TSLE 3x1x240		K	22 kV	6.9
Slakterbekktjønnå - Henrikforsen	TSLE 3x1x630		K	22 kV	8.6
Henrikforsen - Storforshei	TSLE 3x1x800		K	22 kV	6.1
Henriktjønnbekken - Henrikforsen	TSLE 3x1x95		K	22 kV	2.0
Laskbekken - Storforshei	TSLE 3x1x50		K	22 kV	1.6
		(K = kabel, L = linje)			
Utvidelse Storforshei (I dag: 15 MVA)					
Utvidelse transformatorstasjon:					
Ny transformator			50	MVA	5.5
Elektrotekniske kostnader pr felt			0	stk	0.0
	132 kV		2	stk	0.9
	22 kV				
Bygningstekniske kostnader pr felt			0	stk	0.0
	132 kV		2	stk	0.3
	22 kV				
Planlegging, frakt og montasje					0.5
Grunnerstatning					0.0
Koblingsstasjoner					
Slakterbekktjønnå					
Elektrotekniske kostnader pr felt:			2	stk	0.7
Bygningstekniske kostnader pr felt:					-
Planlegging, frakt og montasje					-
Grunnerstatning					-
Henrikforsen					
Elektrotekniske kostnader pr felt:			2	stk	0.7
Bygningstekniske kostnader pr felt:					-
Planlegging, frakt og montasje					-
Grunnerstatning					-
Investeringskostnader		0.0			36.0
D & V kostnader		0.0			8.6
Tapskostnader					11.8
TOTAL		0.0			56.4

TOTAL 56.4

ALTERNATIV 2B:

Kraftlinjer og -kabler:		Under Ørtfjellmoen [MNOK]	Under Storforshei [MNOK]	
Rismålsbekken - Slakterbekktjønnna	FeAl 25		L	22 kV 3.0
Junkeren - Slakterbekktjønnna	FeAl 120		L	22 kV 9.3
Slakterbekktjønnna - Henrikforsen	FeAl 240		L	22 kV 11.3
Henrikforsen - Storforshei	TSLE 3x1x800		K	22 kV 6.1
Henriktjørnbekken - Henrikforsen	FeAl 50		L	22 kV 2.8
Laskbekken - Storforshei	TSLE 3x1x50		K	22 kV 1.6
		(K = kabel, L = linje)		
Utvidelse Storforshei (I dag: 15 MVA)				
Utvidelse transformatorstasjon:				
Ny transformator			50	MVA 5.5
Elektrotekniske kostnader pr felt			0	stk 0.0
	132 kV		2	stk 0.9
	22 kV			
Bygningstekniske kostnader pr felt			0	stk 0.0
	132 kV		2	stk 0.3
	22 kV			
Planlegging, frakt og montasje				0.5
Grunnerstatning				0.0
Koblingsstasjoner				
Slakterbekktjønnna				
Elektrotekniske kostnader pr felt:			2	stk 0.7
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-
Planlegging, frakt og montasje				-
Grunnerstatning				-
Henrikforsen				
Elektrotekniske kostnader pr felt:			2	stk 0.7
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-
Planlegging, frakt og montasje				-
Grunnerstatning				-
Investeringskostnader		0.0		42.8
D & V kostnader		0.0		10.3
Tapskostnader				13.9
TOTAL		0.0		67.0

TOTAL 67.0

ALTERNATIV 3A:

Kraftlinjer og -kabler:		Under Ørtfjellmoen [MNOK]		Under Storforshei [MNOK]
Rismålsbekken - Slakterbekktjønnna	TSLE 3x1x50	K	22 kV 2.2	
Junkeren - Slakterbekktjønnna	TSLE 3x1x240	K	22 kV 6.9	
Slakterbekktjønnna - Henrikforsen	TSLE 3x1x630	K	22 kV 8.6	
Henriktjønnbekken - Stupforsen	TSLE 3x1x25	K	22 kV 0.7	
Laskbekken - Henrikforsen	TSLE 3x1x150	K	22 kV 5.1	
Henrikforsen - Ørtfjellmoen	TSLE 3x1x1000	K	22 kV 7.9	
		(K = kabel, L = linje)		
Utvidelse Ørtfjellmoen (I dag: 15 MVA)				
Utvidelse av transformatorstasjon:				
Ny transformator		50	MVA 5.5	
Elektrotekniske kostnader pr felt				
	132 kV	0	stk 0.0	
	22 kV	1	stk 0.5	
Bygningstekniske kostnader pr felt				
	132 kV	0	stk 0.0	
	22 kV	1	stk 0.2	
Planlegging, frakt og montasje			0.5	
Grunnerstatning			0.0	
Koblingsstasjoner				
Slakterbekktjønnna				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk 0.7	
Bygningstekniske kostnader pr felt:			-	
Planlegging, frakt og montasje			-	
Grunnerstatning			-	
Henrikforsen				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk 0.7	
Bygningstekniske kostnader pr felt:			-	
Planlegging, frakt og montasje			-	
Grunnerstatning			-	
Stupforsen				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk 0.7	
Bygningstekniske kostnader pr felt:			-	
Planlegging, frakt og montasje			-	
Grunnerstatning			-	
Investeringskostnader		40.0		0.0
D & V kostnader		9.6		0.0
Tapskostnader		13.2		
TOTAL		62.9		0.0

TOTAL 62.9

ALTERNATIV 3B:

Kraftlinjer og -kabler:		Under Ørtfjellmoen [MNOK]		Under Storforshei [MNOK]
Rismålsbekken - Slakterbekktjønnna	FeAl 25	L	22 kV	3.0
Junkeren - Slakterbekktjønnna	FeAl 240	L	22 kV	11.8
Slakterbekktjønnna - Henrikforsen	FeAl 240	L	22 kV	11.3
Henriktjønnbekken - Stupforsen	FeAl 25	L	22 kV	1.0
Laskbekken - Henrikforsen	TSLE 3x1x150	K	22 kV	5.1
Henrikforsen - Ørtfjellmoen	FeAl 300	L	22 kV	8.0
		(K = kabel, L = linje)		
Utvidelse Ørtfjellmoen (I dag: 15 MVA)				
Utvidelse av transformatorstasjon:				
Ny transformator		50	MVA	5.5
Elektrotekniske kostnader pr felt				
	132 kV	0	stk	0.0
	22 kV	1	stk	0.5
Bygningstekniske kostnader pr felt				
	132 kV	0	stk	0.0
	22 kV	1	stk	0.2
Planlegging, frakt og montasje				0.5
Grunnerstatning				0.0
Koblingsstasjoner				
Slakterbekktjønnna				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk	0.7
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-
Planlegging, frakt og montasje				-
Grunnerstatning				-
Henrikforsen				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk	0.7
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-
Planlegging, frakt og montasje				-
Grunnerstatning				-
Stupforsen				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk	0.7
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-
Planlegging, frakt og montasje				-
Grunnerstatning				-
Investeringskostnader		49.0		0.0
D & V kostnader		11.8		0.0
Tapskostnader		21.4		
TOTAL		82.2		0.0

TOTAL 82.2

ALTERNATIV 4A:

Kraftlinjer og -kabler:		Under Ørtfjellmoen [MNOK]		Under Storforshei [MNOK]
Rismålsbekken - Slakterbekktjønnna	TSLE 3x1x50	K	22 kV 2.2	
Junkeren - Slakterbekktjønnna	TSLE 3x1x240	K	22 kV 6.9	
Slakterbekktjønnna - Henrikforsen	TSLE 3x1x630	K	22 kV 8.6	
Henriktjønnbekken - Stupforsen	TSLE 3x1x25	K	22 kV 0.7	
Laskbekken - Ørtfjellmoen	TSLE 3x1x150	K	22 kV 8.2	
Henrikforsen - Ørtfjellmoen	TSLE 3x1x800	K	22 kV 7.0	
		(K = kabel, L = linje)		
Utvidelse Ørtfjellmoen (I dag: 15 MVA)				
Utvidelse av transformatorstasjon:				
Ny transformator		50	MVA 5.5	
Elektrotekniske kostnader pr felt				
	132 kV	0	stk 0.0	
	22 kV	2	stk 0.9	
Bygningstekniske kostnader pr felt				
	132 kV	0	stk 0.0	
	22 kV	2	stk 0.3	
Planlegging, frakt og montasje			0.5	
Grunnerstatning			0.0	
Koblingsstasjoner				
Slakterbekktjønnna				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk 0.7	
Bygningstekniske kostnader pr felt:			-	
Planlegging, frakt og montasje			-	
Grunnerstatning			-	
Stupforsen				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk 0.7	
Bygningstekniske kostnader pr felt:			-	
Planlegging, frakt og montasje			-	
Grunnerstatning			-	
Investeringskostnader			42.0	0.0
D & V kostnader			10.1	0.0
Tapskostnader			13.5	
TOTAL			65.6	0.0

TOTAL 65.6

ALTERNATIV 4B:

Kraftlinjer og -kabler:		Under Ørtfjellmoen [MNOK]		Under Storforshei [MNOK]
Rismålsbekken - Slakterbekktjønnna	FeAl 25	L	22 kV	3.0
Junkeren - Slakterbekktjønnna	FeAl 120	L	22 kV	9.3
Slakterbekktjønnna - Henrikforsen	FeAl 240	L	22 kV	11.3
Henriktjønnbekken - Stupforsen	FeAl 25	L	22 kV	1.0
Laskbekken - Ørtfjellmoen	TSLE 3x1x50	K	22 kV	6.8
Henrikforsen - Ørtfjellmoen	FeAl 240	L	22 kV	6.5
		(K = kabel, L = linje)		
Utvidelse Ørtfjellmoen (I dag: 15 MVA)				
Utvidelse av transformatorstasjon:				
Ny transformator		50	MVA	5.5
Elektrotekniske kostnader pr felt				
	132 kV	0	stk	0.0
	22 kV	2	stk	0.9
Bygningstekniske kostnader pr felt				
	132 kV	0	stk	0.0
	22 kV	2	stk	0.3
Planlegging, frakt og montasje				0.5
Grunnerstatning				0.0
Koblingsstasjoner				
Slakterbekktjønnna				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk	0.7
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-
Planlegging, frakt og montasje				-
Grunnerstatning				-
Stupforsen				
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk	0.7
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-
Planlegging, frakt og montasje				-
Grunnerstatning				-
Investeringskostnader		46.6		0.0
D & V kostnader		11.2		0.0
Tapskostnader		19.2		
TOTAL		77.0		0.0

TOTAL 77.0

132 kV ALTERNATIV:

Kraftlinjer og -kabler:		Under Ørtfjellmoen [MNOK]			Under Storforshei [MNOK]		
Rismålsbekken - Slakterbekktjønnna	TSLE 3x1x50	K	22 kV	2.2			
Junkeren - Slakterbekktjønnna	TSLE 3x1x240	K	22 kV	6.9			
Slakterbekktjønnna - Henrikforsen	TSLE 3x1x630	K	22 kV	8.6			
Henrikforsen - Ørtfjellveien	FeAl 95	L	132 kV	8.6			
Henrikfjorbekken - Ørtfjellmoen	TSLE 3x1x95	K	22 kV	0.8			
Laskbekken - Storfossen	TSLE 3x1x50				K	22 kV	1.9
Storfossen - Storforshei	TSLE 3x1x150				K	22 kV	0.4
		(K = kabel, L = linje)					
Utvidelse Ørtfjellmoen (I dag: 15 MVA)							
Utvidelse transformatorstasjon:							
Elektrotekniske kostnader pr felt							
	132 kV	0	stk	0.0			
	22 kV	1	stk	0.5			
Bygningstekniske kostnader pr felt							
	132 kV	0	stk	0.0			
	22 kV	1	stk	0.2			
Planlegging, frakt og montasje				0.5			
Grunnerstatning				0.0			
Utvidelse Storforshei (I dag: 15 MVA)							
Elektrotekniske kostnader pr felt							
	132 kV				1	stk	2.4
	22 kV				1	stk	0.5
Bygningstekniske kostnader pr felt							
	132 kV				1	stk	0.3
	22 kV				1	stk	0.2
Planlegging, frakt og montasje					1		0.5
Grunnerstatning							0.0
Ny trafo Henrikforsen							
Ny transformator		25	MVA	4.0			
Elektrotekniske kostnader pr felt							
	132 kV	1	stk	2.2			
	22 kV	1	stk	0.4			
Bygningstekniske kostnader pr felt							
	132 kV	1	stk	4.0			
	22 kV	1	stk	2.0			
Planlegging, frakt og montasje				1.3			
Grunnerstatning				0.2			
Koblingsstasjoner							
Slakterbekktjønnna							
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk	0.7			
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-			
Planlegging, frakt og montasje				-			
Grunnerstatning				-			
Stupforsen							
Elektrotekniske kostnader pr felt:		2	stk	0.7			
Bygningstekniske kostnader pr felt:				-			
Planlegging, frakt og montasje				-			
Grunnerstatning				-			
Investeringskostnader		43.4			6.1		
D & V kostnader		8.6			1.3		
Tapkostnader		7.2			0.2		
TOTAL		59.3			7.5		

TOTAL 66.7

VEDLEGG III:

LASTFLYTDATA

Dette vedlegget presenterer data benyttet i lastflytanalysen utført for å verifisere at gunstigste økonomiske alternativ er teknisk gjennomførbart.

Kabeldata for 22 kV nettet:

Fra	Til	km	$r_{(\Omega/km)}$	$x_{(\Omega/km)}$	$c_{d(nF/km)}$	$R_{(pu)}$	$X_{(pu)}$	$B_{(pu)}$
Junkeren	Heimbergåga	2.695	0.1250	0.1100	280.0000	0.06960	0.06125	0.00115
Heimbergåga	Lappsetan	3.315	0.1250	0.1100	280.0000	0.08561	0.07534	0.00141
Lappsetan	Slakterbekktjønna	7.510	0.1250	0.1100	280.0000	0.19396	0.17068	0.00320
Slakterbekktjønna	Storvollenget	3.455	0.6410	0.1400	160.0000	0.45757	0.09994	0.00084
Storvollenget	Rismålsbekken	2.005	0.6410	0.1400	160.0000	0.26554	0.05800	0.00049
Slakterbekktjønna	Silåga	8.835	0.0470	0.0900	430.0000	0.08579	0.16429	0.00578
Silåga	Henrikforsen	3.310	0.0470	0.0900	430.0000	0.03214	0.06155	0.00216
Henrikforsen	Stupforsen	2.740	0.0370	0.0900	500.0000	0.02095	0.05095	0.00208
Stupforsen	Ørtfjellmoen	5.880	0.0370	0.0900	500.0000	0.04495	0.10934	0.00447
Henriktjønnbekken	Stupforsen	1.805	1.2000	0.1500	140.0000	0.44752	0.05594	0.00038
Laskbekken	Storfossen	4.865	1.2000	0.1500	140.0000	1.20620	0.15077	0.00104
Storfossen	Storforshei	0.800	0.2060	0.1200	230.0000	0.03405	0.01983	0.00028

Linjedata for 132 kV nettet:

Data for 132 kV nettet er som følger:

Fra	Til	km	$r_{(\Omega/km)}$	$x_{(\Omega/km)}$	$c_{d(nF/km)}$	$R_{(pu)}$	$X_{(pu)}$	$B_{(pu)}$
Svabo	Deling 132 kV	18.600	0.1510	0.4110	888.0000	0.01612	0.04387	0.90411
Deling 132 kV	Storforshei	1.000	0.1510	0.4110	888.0000	0.00087	0.00236	0.04861
Deling 132 kV	Ørtfjellmoen	8.900	0.1510	0.4110	888.0000	0.00771	0.02099	0.43261

Transformatordata

Det er ikke tatt hensyn til regulering av transformatorstasjoner. Følgende data er benyttet i lastflytberegningene:

Plassering: Ørtfjellveien
Komp.nr.:

Merkeverdier	
Merkeytelse H.vikl.:	15.00 MVA
Merkeytelse M.vikl.:	15.00 MVA
Merkespenning H.vikl.:	132.00 kV
Merkespenning M.vikl.:	22.00 kV
Kortsl.sp.midtstilling (ek) H-M:	11.00 %
Kortsl.sp.midtstilling (er) H-M:	0.50 %
Regulering pluss:	x
	%
Regulering minus:	x
	%

Systemreferanser	
Sbase:	100 MVA
Ubase-prim.:	132 kV
Ubase-sek.:	22 kV
PSS/E data	
R:	0.0333 pu
X:	0.7333 pu
RATIO:	1.0000 pu
RMA:	1.0000 pu
RMI:	1.0000 pu
STEP:	##### pu

Plassering: Ørtfjellmoen (ny)
Komp.nr.:

Merkeverdier	
Merkeytelse H.vikl.:	45.00 MVA
Merkeytelse M.vikl.:	45.00 MVA
Merkespenning H.vikl.:	132.00 kV
Merkespenning M.vikl.:	22.00 kV
Kortsl.sp.midtstilling (ek) H-M:	10.00 %
Kortsl.sp.midtstilling (er) H-M:	0.50 %
Regulering pluss:	x
	%
Regulering minus:	x
	%

Systemreferanser	
Sbase:	100 MVA
Ubase-prim.:	132 kV
Ubase-sek.:	22 kV
PSS/E data	
R:	0.0111 pu
X:	0.2222 pu
RATIO:	1.0000 pu
RMA:	1.0000 pu
RMI:	1.0000 pu
STEP:	##### pu

Heinbergåga kraftverk

Rana kommune

Virkninger på biologisk



Ole Kristian Spikkeland Naturundersøkelser

April 2009, rev. desember 2013

Sammendrag

Generell omtale av situasjon og egenskaper / kvaliteter		i) Vurdering av verdi
Heinbergåga er et relativt lite vassdrag (17,4 km² ved planlagt inntak og normalt tilsig 0,92 m³/s) som drenerer fra Junkerfjellet og sørover mot det regulerede Kaldvatnet. Vassdraget renner videre mot Ranelva, før det munner ut i Ranfjorden ved Mo i Rana. Det er to mindre innsjøer i nedbørfeltet. I nedre partier finnes bjørkeskog. Midtre og nedre deler av tiltaksområdet har innslag av intermediær/ middelsrik fastmattemyr, som er en truet vegetasjonstype. Det er registrert én naturtype med C-verdi; bekkekløft og bergvegg (F09). Følgende rødlistede arter ble observert under feltarbeidet: Strandsnipe (NT), snøsoleie (NT) og grannsildre (NT). Sannsynligvis opptrer også streifindivid av jerv (EN), gaupe (VU) og fjellrev (CR), hvorav sistnevnte er utsatt i tiliggende fjellområde som del av et pågående avlsprosjekt.		<i>Liten Middels Stor</i> ▲
Datagrunnlag: Litteraturstudier, gjennomgang av ulike databaser, intervjuer og eget feltarbeid.		Middels godt
ii) Omtale og vurdering av mulige virkninger og konfliktpotensiale		iii) Samlet vurdering
Elvekraftverk uten regulering. Heinbergåga tas inn på kote 769, og driftsvannet føres i et ca. 2 120 m langt nedgravd tilløpsrør (diameter 1 200 mm) til kraftstasjon på ca. kote 564 (planlagt effekt 4 050 kW; maks slukeevne 2,36 m³/s; beregnet årsproduksjon 9,7 GWh). Kraftverket tilknyttes eksisterende 22 kV nett via en 100 m lang jordkabel. Langs rørgatetraséen opp til inntaksområdet må det bygges midlertidig servicevei. Det er planlagt slipp av minstevannføring tilsvarende alminnelig lavvannsføring 0,025 m³/s.		<i>Middels negativ</i>
Vannføringen i Heinbergåga vil bli betydelig redusert mellom kote 769 og kote 564. Dette vil trolig forverre situasjonen for fossefall, som sannsynligvis hekker i tiltaksområdet. Planlagt slipp av minstevannføring vil, sammen med tilsig fra restfeltet, trolig redusere skadevirkninger for denne arten. Det bør også vurderes å sette opp egne rugekassar for fossefall i fossefall som får fraført vann. Minstevannføring vil ellers kunne trygge leveområdene for karplanter, lav-/moseflora og andre organismegrupper som er nært knyttet til fosser og stryk. Ingen rødlistearter forventes å bli negativt berørt av vannføringsreduksjonen. Terrenginngrepene i midtre og øvre del av tiltaksområdet vil derimot til en viss grad kunne virke fragmenterende på fjellrevens (CR) utbredelse, såfremt arten opptrer i dette aktuelle området. Inngrepene i denne delen av tiltaksområdet er imidlertid for en stor del av midlertidig karakter, noe som vil redusere eventuelle skader. Ulempene ved samtlige typer terrenginngrep vil være størst under, og like etter, anleggsfasen. Forstyrrelser knyttet til anleggsarbeid og annen ferdsel/aktivitet vil virke negativt inn på fugle- og dyrelivet. Yngleperioden er mest kritiske periode. Det vil være spesielt viktig å begrense forstyrrende aktivitet i øvre deler av tiltaksområdet.		
Omfang: <i>Stort negativt Middels negativt Lite/intet Middels positivt Stort positivt</i> ▲		

Forside:

Parti fra nedre del av Heinbergåga i Rana kommune, der fossen oppstrøms hølen representerer lokalt vandringshinder for bekkeørret. Foto: Ole Kristian Spikkeland.

Innhold

	Side
Sammendrag	2
1. Innledning	4
2. Utbyggingsplaner og influensområde	4
3. Metode	7
3.1. Eksisterende datagrunnlag	7
3.2. Verktøy for kartlegging av verdi- og konsekvensvurdering	7
3.3. Feltregistreringer	7
4. Resultat	8
4.1. Kunnskapsstatus	8
4.2. Naturgrunnlaget	9
4.3. Rødlistearter	10
4.4. Terrestrisk miljø	11
4.5. Akvatisk miljø	13
4.6. Konklusjon – verdi	14
5. Virkninger av tiltaket	14
5.1. Omfang og konsekvens	14
6. Avbøtende tiltak	15
7. Usikkerhet	15
8. Referanser og grunnlagsdata	16

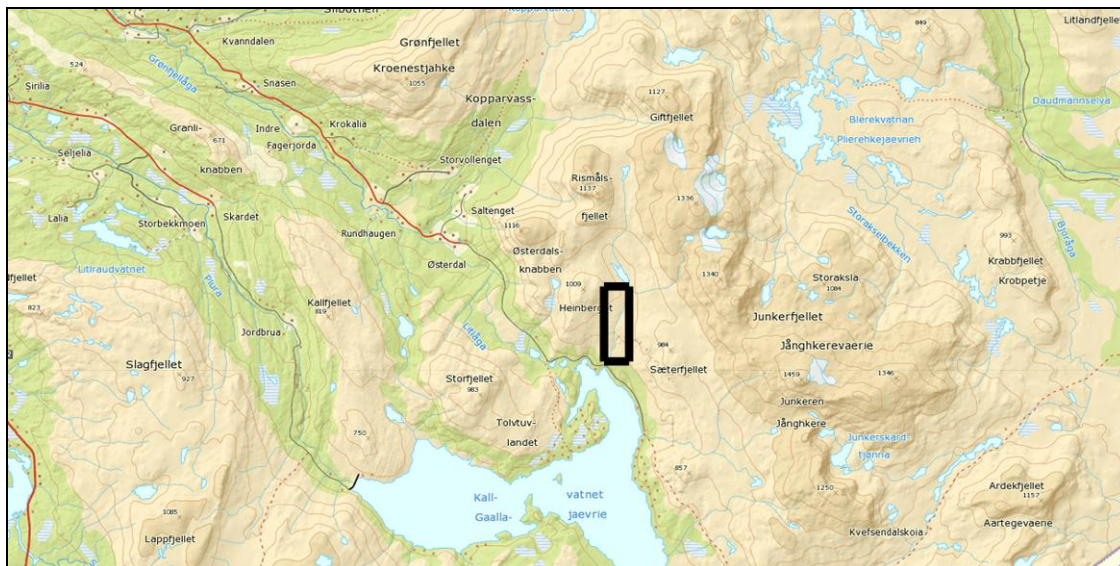
Vedlegg

Referat

Utførende firma: Ole Kristian Spikkeland Naturundersøkelser (Org.nr.: 980 282 171 MVA)	Kontaktperson og prosjektansvarlig: Cand.real. Ole Kristian Spikkeland
Dato: April 2009, rev. desember 2013	Oppdragsgiver: Statskog SF v/Per Sivertsen
Referanse: Spikkeland, O.K. 2009. Heinbergåga kraftverk, Rana kommune. Virkninger på biologisk mangfold. Ole Kristian Spikkeland Naturundersøkelser. Rapport. 17 s.	
Referat: Virkningene på det biologiske mangfoldet av vannkraftutbygging av Heinbergåga i Rana kommune, Nordland fylke er vurdert. Forekomst av rødlistearter og sjeldne og/eller verdifulle naturtyper er vektlagt. Behovet for minstevannføring er vurdert, og det er satt fram forslag til avbøtende og kompenserende tiltak.	
4 emneord: Biologisk mangfold – Rødlistearter – Registrering – Vannkraftutbygging	

1. Innledning

Det planlegges å utnytte vannfallet i nedre del av Heinbergåga (vassdragsnr. 156.BC6Z) nord for Kaldvatnet i Rana kommune, Nordland fylke for å bygge kraftverk (Figur 1). Vassdraget har utspring i Junkerfjellet og drenerer sør-sørvestover mot det regulerte Kaldvatnet (564-521 moh.). Fra Kaldvatnet renner Plura ut i Ranelva om lag 9 km oppstrøms utløpet i havet innerst i Ranfjorden. Avstanden til kommunesenteret Mo i Rana er ca. 35 km mot vest-nordvest. Kraftverket er planlagt som et rent elvekraftverk uten regulering.

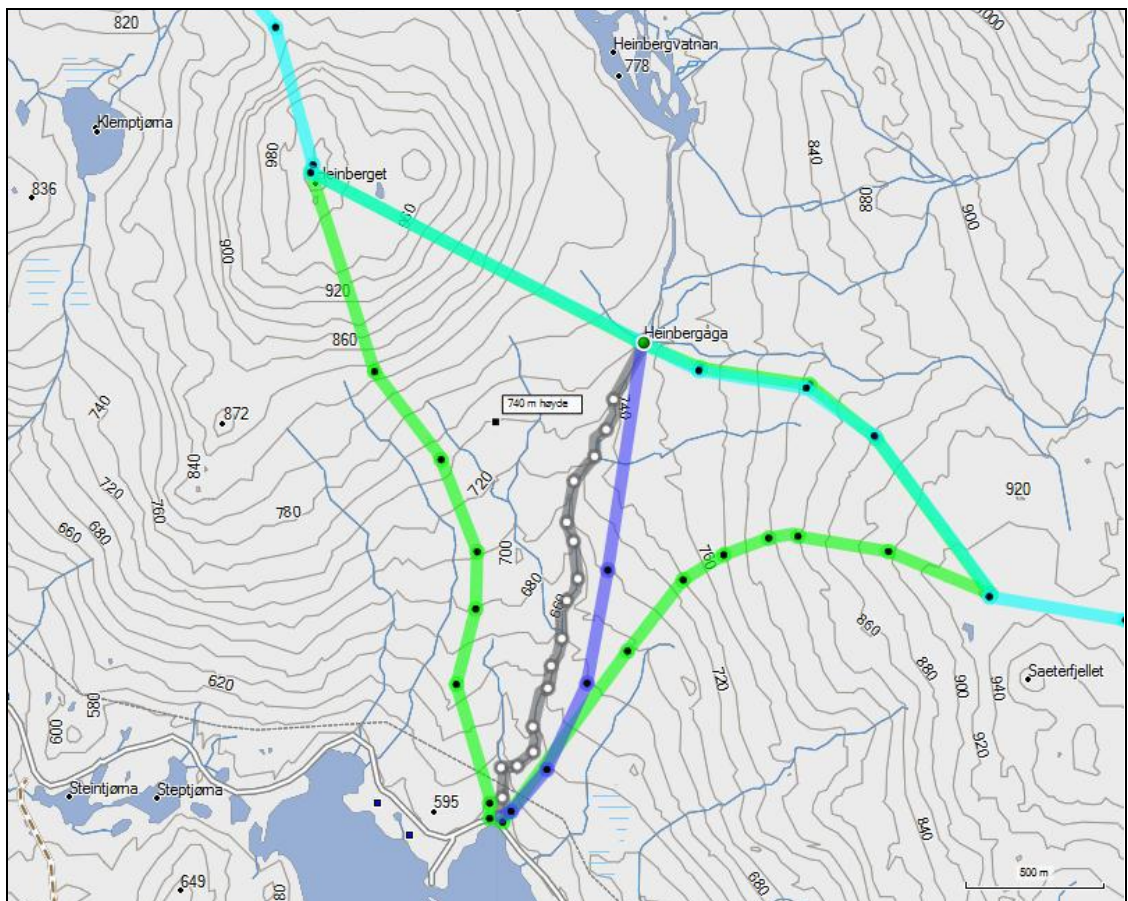
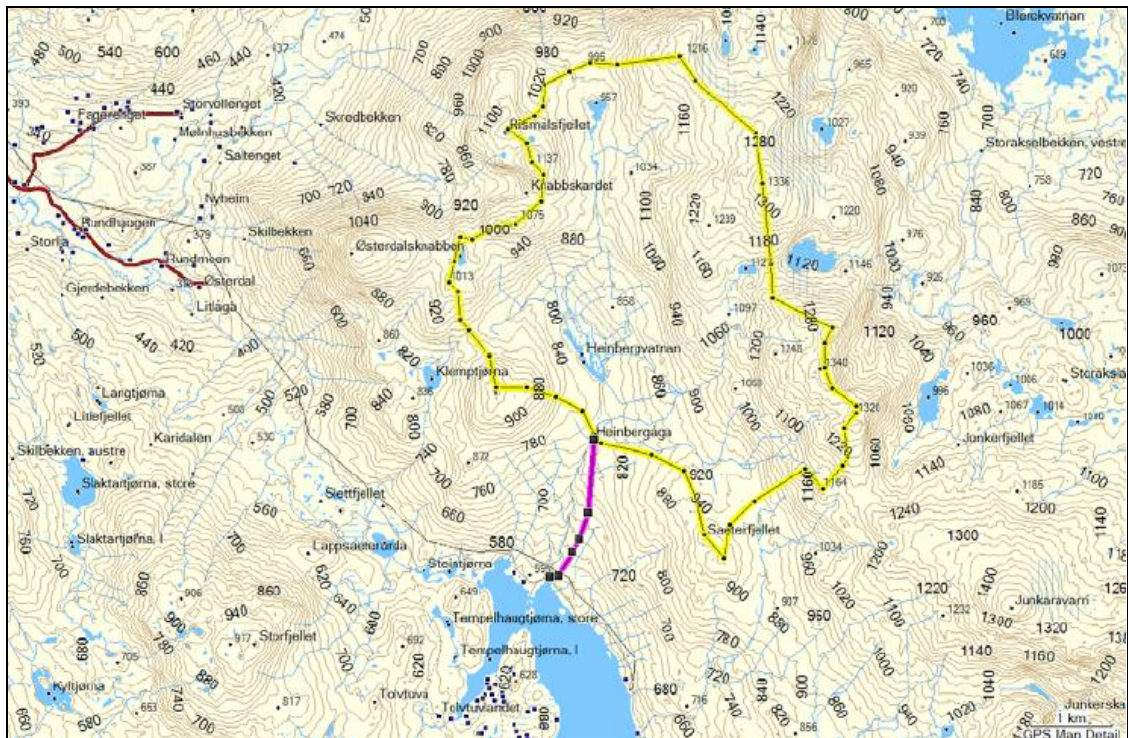


Figur 1. Heinbergåga renner fra Junkerfjellet sørover mot Kaldvatnet i Rana kommune, Nordland.

2. Utbyggingsplaner og influensområde

Det søkes om å utnytte et vannfall på ca. 205 m i Heinbergåga, fra kote 769 og ned til kraftstasjon med avløp på kote 564 (Figur 2-4). Driftsvannet blir ført ned til kraftstasjonen i et om lag 2 120 m langt tilløpsrør med diameter 1 200 mm. Røret følger østsiden av elveløpet og blir gravd ned på hele strekningen og overdekket med stedlige løsmasser. Planlagt kraftstasjon ligger nær kjørevei, slik at det bare er behov for å bygge en kort avkjørsel. Langs rørtraséen opp til inntaksområdet må det bygges en midlertidig servicevei, som fjernes etter endt utbygging. Inntaket består av en ca. 4 m høy og ca. 20 m lang betongdam. Neddemt areal blir ca. 0,5 da, og magasinvolumet vil utgjøre ca. 300 m³. Inntaket vil bli konstruert som en integrert del av demningen. Kraftstasjonen plasseres ved elvebredden like oppstrøms en kjørbu nær det regulerte Kaldvatnet (564-521 moh.). Avløpsvannet føres tilbake til Heinbergåga via en kort kanal. Det er planlagt installert effekt på 4 050 kW og maks-min turbinslukeevne på henholdsvis 2,36 og 0,05 m³/s. Kraftverket tilknyttes eksisterende 22 kV nett via ca. 100 m lang jordkabel. Kraftverket får et nedbørfelt på ca. 17,4 km². Middelvanntføring er beregnet til 0,92 m³/s. Spesifikk avrenning er beregnet til 0,048 m³/s/km², som gir et årstilsig på ca. 26,2 mill. m³. Alminnelig lavvanntføring er beregnet til 0,025 m³/s, mens 5-persentil sommer og vinter er beregnet til henholdsvis 0,074 og 0,018 m³/s. Årsproduksjonen er beregnet til 9,7 GWh, fordelt på 7,5 GWh sommer og 2,2 GWh vinter. Det er planlagt slipp av minstevanntføring tilsvarende alminnelig lavvanntføring 0,025 m³/s. 5-persentil sommer og vinter er henholdsvis 0,074 og 0,018 m³/s. Restfeltet på 1,9 km² vil gi avrenning på 0,064 m³/s.

Influensområdet er i følge NVE–Veileder 3-2009 "alle områder som blir berørt av inngrepet og defineres innenfor en sone på minst 100 m fra planlagt tiltak. Dersom denne sonen fravikes og blir smalere så skal dette begrunnes". I Heinbergåga defineres influensområdet ut fra følgende inngrep: Elvestrekningen som blir fratatt vann, inntaksdammen, nedgravd rørgate med tiliggende midlertidig anleggsvei samt kraftstasjonen med kort utslippskanal/tilkomstvei samt jordkabeltrasé for nettilknytning.



- Nedbørfelt
- Restfelt
- Rørgate
- 22 kV kabel

Figur 2. Nedbørfeltet til Heinbergåga kraftverk ved Kaldvatnet i Rana kommune (øverst). Forenklet utbyggingsplan som bl.a. viser restfelt og trasé for nedgravd rørgate (nederst).



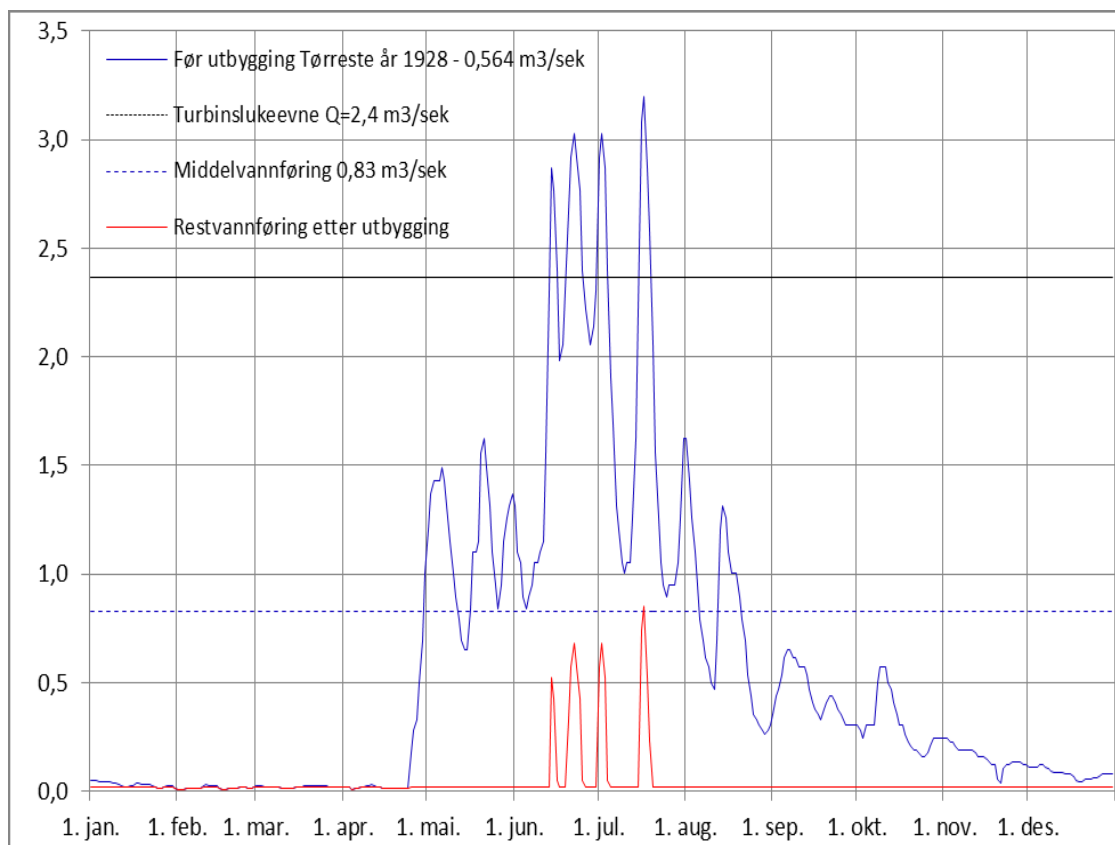
Figur 3. Inntaksområdet i Heinbergåga ved kote 769. Det vil bli bygget en ca. 4 m høy og 20 m lang betongdam. Neddemt areal blir ca. 0,5 da. Foto: Ole Kristian Spikkeland.



Figur 4. Kraftstasjonen er planlagt med avløp på kote 564. Foto: Ole Kristian Spikkeland.

Tabell 1. Antall dager med vannføring større enn maksimal slukeevne og mindre enn minste slukeevne tillagt planlagt minste vannføring i utvalgte år i Heinbergåga.

	Tørreste år	Middels år	Våteste år
Antall dager med vannføring > maksimal slukeevne	17	39	70
Antall dager med vannføring < minste slukeevne	102	20	6



Figur 5. Variasjoner i vannføring i Heinbergåga i et tørt år (1928), før og etter utbygging.

3. Metode

3.1. Eksisterende datagrunnlag

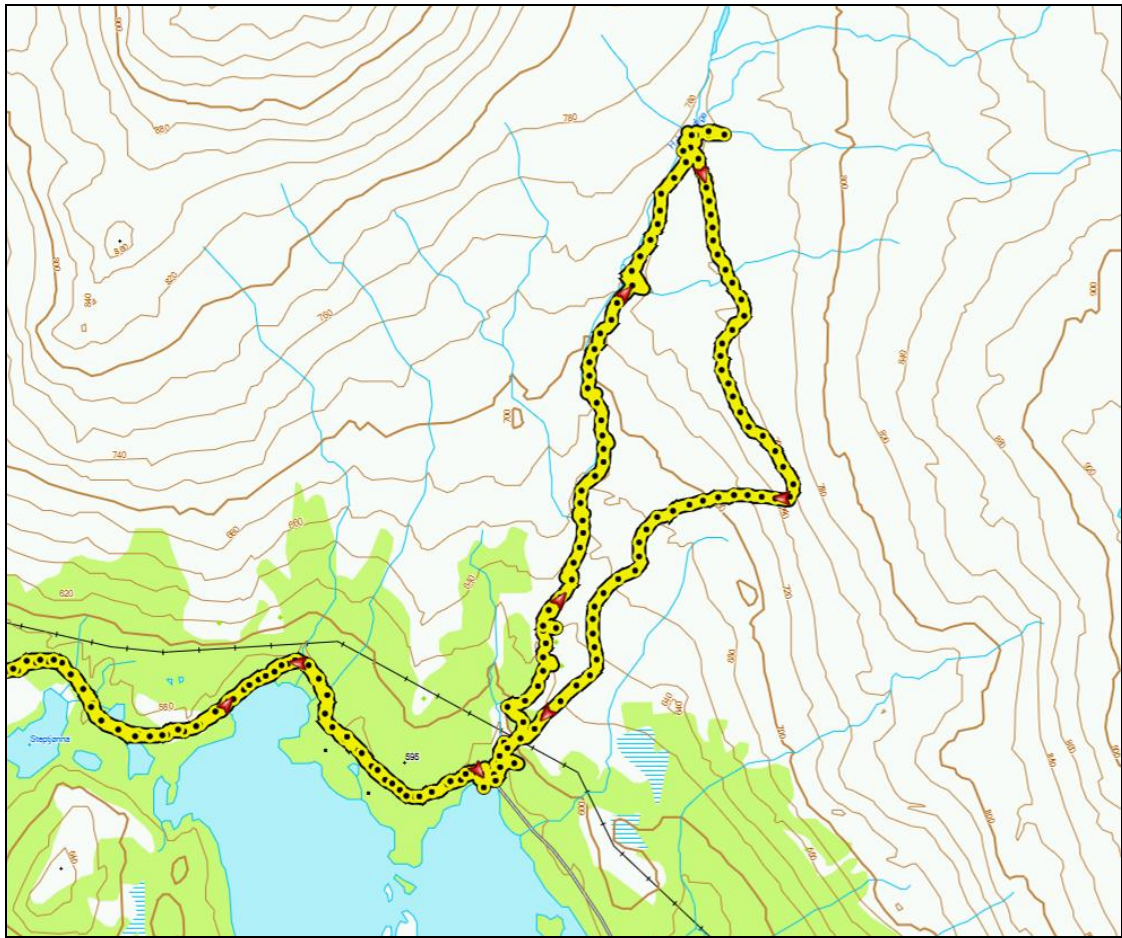
Ved prosjektoppstart ble foreløpige planer for utbygging av Heinbergåga gjennomgått. Dagens status for det biologiske mangfoldet i tiltaksområdet er ellers vurdert på bakgrunn av kontakt med Rana kommune og fylkesmannen i Nordland v/miljøvernavdelingen, samt gjennomgang av litteratur, kartverk, Naturbasen og Artskart.

3.2. Verktøy for kartlegging av verdi- og konsekvensvurdering

Foreliggende rapport bygger på metodikken som er beskrevet i *NVE-Veileder 3-2009: Kartlegging og dokumentasjon av biologisk mangfold ved bygging av småkraftverk (1-10 MW) – revidert utgave* (jf. Vedl. 1). Bakgrunns litteratur og datakilder som er benyttet, framgår av referanselista i Kap. 8.

3.3. Feltregistreringer

Det er gjennomført egen befaringsrute i tiltaksområdet 22. juli 2008. Vannføringen i Heinbergåga synes nokså normal for årstiden. Det er ikke foretatt prøvefiske. Befaringsrute er kartfestet (Figur 6) og grundig fotodokumentert.



Figur 6. Spor (gul stiplet linje) fra befaringen i Heinbergåga 22. juli 2008.

4. Resultat

4.1. Kunnskapsstatus

Naturbasen har ingen kartfestet informasjon fra tiltaksområdet eller det øvrige nedbørfeltet til Heinbergåga (Figur 7). Arealene omkring innsjøen Blerekvatnan i tilstøtende nedbørfelt i nordøst er imidlertid avmerket som sannsynlige yngleområder for bl.a. havelle og storlom. Artskartene til Artsdatabanken viser heller ingen funn fra nedbørfeltet til Heinbergåga, men i nærområdene er det listet funn av rødlisteartene jerv, gaupe og dobbeltbekkasin. Det finnes ingen områder som er vernet, eller foreslått vernet, etter naturmangfoldloven innenfor tiltaksområdet eller i de øvrige delene av kraftverkets nedbørfelt. Vassdraget berøres ikke av Samlet plan for vassdrag og inngår ikke blant nasjonale laksevassdrag. Det er utarbeidet en miljøfaglig vurdering av småkraftverk i Rana kommune (Mork mfl. 2009). Her er delfelt 28; Heinbergåga/øvre del av Grønnfjellåga gitt middels verdi for tema naturmiljø. Det er også utarbeidet rapport om biologisk mangfold i Rana kommune (Gaarder mfl. 2012). Det er videre tatt kontakt med miljøvernssjefen i Rana kommune og miljøvernavdelingen hos fylkesmannen i Nordland med tanke på mulige supplerende innspill. Ved utarbeidelsen av foreliggende rapport har generell kunnskap om flora og fauna i regionen blitt lagt til grunn. Tiltaksområdet ble befart ultimo juli måned. I gjeldende kommuneplan for Rana (2004) har tiltaksområdet i Heinbergåga status som landbruks-, natur- og friluftsområde, kategori LNF-1, dvs. at spredt bebyggelse ikke er tillatt. I nedre deler av nedbørfeltet er imidlertid arealene vest for elveløpet avsatt som eksisterende fritidsbebyggelse. Dette gjelder også et felt noe lenger sørøst.



Figur 7. Utskrift fra Naturbasen (<http://geocortex.dimat.no/silverlightviewer/?Viewer=Naturbase>) over tiltaksområdet i Heinbergåga med nærmeste omgivelser. Svart strek viser trasé for planlagt driftsvannvei.

4.2. Naturgrunnlaget

Berggrunnen i tiltaksområdet i Heinbergåga består av de omdannede bergartene glimmergneis, glimmerskifer, metasandstein og amfibolitt. Nordøst i nedbørfeltet opptrer en sone med grønnstein/amfibolitt, mens de høyeste partiene omkring toppen av Junkerfjellet i øst har noe innslag av hard kvartsitt. Bergartene tilhører dekkene under Beiardekket og er antakelig av sen proterozoisk til kambrosilurisk alder (Gustavson & Gjelle 1991). Hele tiltaksområdet, og forholdsvis store deler av det øvrige nedbørfeltet til Heinbergåga, er dekket av løsmasser. Mektige morenemasser dominerer. Øst for elveløpet omtrent midt i tiltaksområdet ligger en større breelvavsetning. Lokalt langs elveløpet opptrer noe skredmateriale, mens partier med torv og myr finnes spredt langs planlagt rørtrasé, spesielt mellom kote 605 og 615.

Høydeforskjellene i tiltaksområdet er relativt moderate. Ved planlagt kraftstasjon har Heinbergåga lite fall. Like ovenfor kraftstasjonsområdet stiger terrenget bratt over en kort strekning, deretter mer moderat opp mot planlagt inntaksområde. På hele strekningen renner Heinbergåga vekselvis i strie strømmer og små fossefall. Inntaket er planlagt like nedstrøms samløpet med sideelv fra øst omkring kote 765. Noe restvannføring sikres fra sidebekker som kommer inn fra øst omkring kote 720, og fra vest omkring kote 670 og kote 570. Ovenfor inntaksområdet flater Heinbergåga gradvis ut fram mot Heinbergvatnan (778 moh.; 0,087 km²), som er største innsjø i nedbørfeltet. Vassdraget har utspring i et lite, navnløst tjern på kote 957 helt nord i nedbørfeltet. Høyeste topper er Junkerfjellet (1 340 moh.) i øst, Rismålsfjellet (1 137 moh.) i nordvest og Heinberget (1 009 moh.) i vest. I nedre partier omkring planlagt kraftstasjon finnes høyere vegetasjon i form av bjørkeskog, bjørkekratt og vierkratt. På vestsiden av elva følger bjørkeskogen opp til om lag kote 660. I øvre deler av tiltaksområdet lå det fortsatt enkelte snøfonner nær elveløpet under befaringen ultimo juli måned.

Kun de nederste partiene av tiltaksområdet og nedbørfeltet til Heinbergåga er påvirket av tekniske inngrep. Like nedenfor planlagt kraftstasjon krysser en kjørebru vassdraget, og nedenfor brua igjen ligger det regulerte Kaldvatnet (564-521 moh.). Vest for elva ligger også en parkeringsplass og opplagsplass for båter. Ca. 100 m oppstrøms brua og planlagt kraftstasjon krysser er 22 kV ledning Heinbergåga i retning øst-vest. Selv om området vest for nedre del av Heinbergåga er avsatt som eksisterende fritidsbebyggelse i gjeldende kommuneplan for Rana, finnes det ingen fritidsbebyggelse i dette området. Nedbørfeltet benyttes noe til utmarksbeite. Høyereliggende områder omfattes av inngrepsfri natur.

Klimaet i nedbørfeltet er kjølig oseanisk. Ved målestasjonen på Bolna (549 moh.), ca. 27 km mot nord-øst, er årsnedbøren 990 mm. Det faller mest nedbør i oktober (130 mm), minst i mai (41 mm). Årsmiddeltemperaturen på samme stasjon er - 0,4 °C, med juli som varmeste måned (10,8 °C) og januar som kaldeste måned (-11,1 °C). Ved stasjonen i Grønfjelldal (320 moh.), ca. 6 km vest-nordvest for planområdet, er årsnedbøren 1 050 mm. Her faller det mest nedbør i oktober (131 mm), minst i mai (46 mm).

4.3. Rødlistearter

Rødlistete karplanter (jf. Kålås mfl. 2010) som ble registrert innenfor definert tiltaksområde i Heinbergåga under befaringen 22. juli 2008, var snøsoleie og grannsildre, begge i kategori NT; *nær truet*. Enkeltforekomster av disse to artene ble registrert i tilknytning til et snøleie noe nedstrøms planlagt inntak; UTM 32 V 4975333 7351387 (figur 8). Videre ble strandsnipe (NT) observert langs Heinbergåga, høyst sannsynlig som hekkefugl. I følge informasjonene fra Artsdatabankens artskart er ellers pattedyrartene jerv (kategori EN; *sterkt truet*) og gaupe (kategori VU; *sårbar*) sannsynlig forekommende i området. Videre vil sannsynligvis fjellrev (kategori CR; *kritisk truet*) kunne streife i området, siden denne arten er satt ut i tilliggende fjellområde Junkerfjellet som ledd i et avlsprosjekt. Det finnes gamle hilokaliteter for fjellrev i Junkerfjellet. Rødlisteartene er listet opp i tabell 2. Potensiale for funn av ytterligere rødlistearter av karplanter, moser og lav vurderes som lavt. Av arter som står oppført på Bern liste II opptrer sannsynligvis fossekall og linerle langs Heinbergåga.



Figur 8. Rødlisteartene snøsoleie (NT) (til venstre) og grannsildre (NT) (til høyre) vokser begge i snøleier langs øvre del av Heinbergåga. Foto: Ole Kristian Spikkeland.

Tabell 2. Rødlistearter (jf. Kålås mfl. 2010) innenfor, eller nær, definert influensområde i Heinbergåga.

Art	Status	Forekomst	Påvirkning
Jerv	EN – sterkt truet	Streifdyr	Høsting, menneskelig forstyrrelse, påvirkning på habitat
Gaupe	VU – sårbar	Streifdyr	Høsting
Fjellrev	CR – kritisk truet	Sannsynlig streifdyr. Utsatt i tilliggende fjellområde som del av avlsprosjekt	Høsting, påvirkning fra stedeagne arter, klimatiske endringer, påvirkning på habitat
Strandsnipe	NT – nær truet	Heinbergåga	Påvirkning utenfor Norge
Snøsoleie	NT – nær truet	UTM 32 V 4975333 7351387	Klimatiske endringer
Grannsildre	NT – nær truet	UTM 32 V 4975333 7351387	Klimatiske endringer

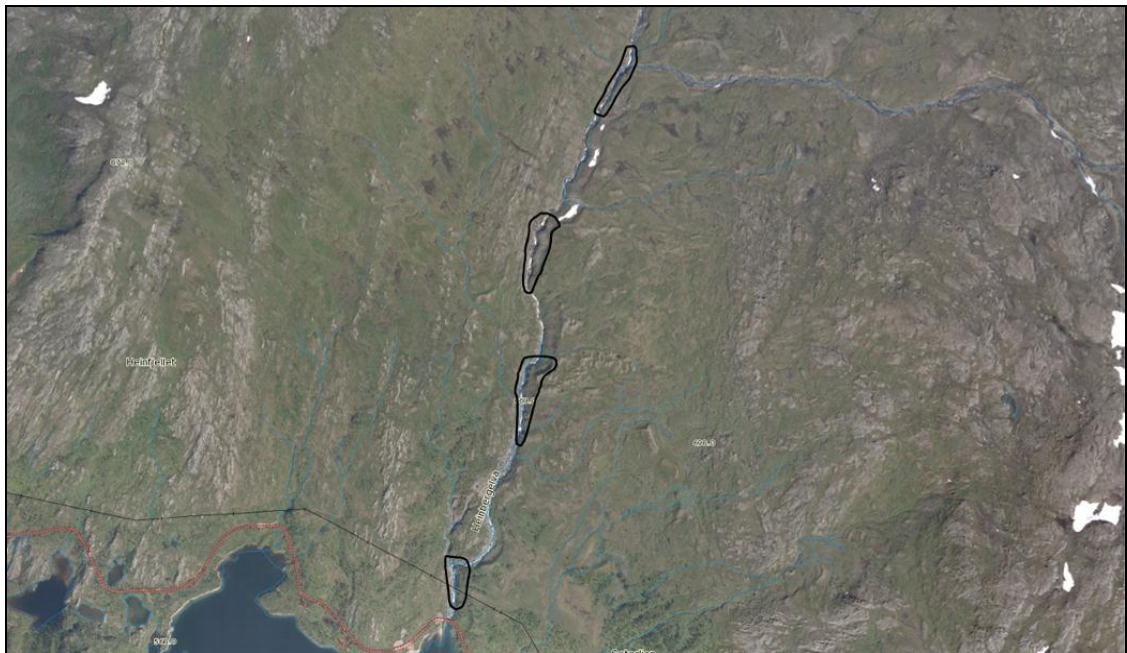
4.4. Terrestrisk miljø

Verdifulle naturtyper

1. Heinbergåga, naturtype bekkekløft og bergvegg (F09), C-verdi

Naturtypen bekkekløft og bergvegg (F09), utforming bekkekløft (F0901), er noe utviklet på fire delstrekninger langs Heinbergåga, mellom ca. kote 785 og 565 (figur 8 og 9). Den øvre delstrekningen omslutter inntaksområdet for planlagt kraftverk, mens den nedre ligger like oppstrøms en liten kulp nær planlagt kraftstasjon. Bekkekløftene er markerte i terrenget, men har likevel ikke mer enn opptil 5-10 m dybde. De er ikke påvirket av inngrep, unntatt den nederste kløfta, hvor en 22 kV linje passerer i luftstrek. Det er også bare i denne kløfta det finnes noe skogsvegetasjon, i hovedsak ung bjørkeskog. Nedre del av samme kløfteparti vil ha utviklet noe fossesprøyt i perioder med høye vannføringer. Karplantefloraen er relativt rik, og det er ikke påvist fremmedarter. Følgende arter ble registrert: Hengeving, fugletelg, fjellburkne, stri kråkefot, myk kråkefot, lusegras, dvergjamne, fjelljamne, skogsnelle, fjellsnelle, blåbær, tyttebær, blokkebær, røsslyng, krekling, blålyng, greplyng, kvitlyng, moselyng, rypebær, skrubbær, slirestarr, gulstarr, sotstarr, svartstarr, hårstarr, blankstarr, tranestarr, trådstarr, gråstarr, slåtestarr, stivstarr, stolpestarr, tvebustarr, flaskestarr, sennegrass, torvmyrull, duskmyrull, sveltull, småbjønnskjegg, aksfrytle, rabbesiv, trillingsiv, trådsiv, finnmarkssiv, gullris, harerug, molte, engsyre, fjellsyre, gulsildre, grannsildre, stjernesildre, fjellsmelle, vanlig arve, myrfiol, fjellfiol, trefingerurt, fjellskrinneblom, tettegras, fjellveronika, bjønnbrodd, blåklokke, rosenrot, geitrams, enghumleblom, brudespore, grønnskurle, marionøkkel, sauesvingel, smyle, sølvbunke, gulaks, fjellrapp, marigras, blåtopp, finnskjegg, teiebær, kattefot, marikåpe sp., fjellmarikåpe, bleikmyrklegg, snøbakkestjerne, sløke, fjellkvann, fjelltistel, kvitblattistel, setergråurt, fjellsveve, sveve sp., løvetann, hestehov, setermjelt, øyentrøst, svartopp, småengkal, jåblom, tepperot, småmarimjelle, snøsoleie, isssoleie, dvergssoleie, engsoleie, ballblom, bekkeblom, skogstjerne og treslagene bjørk, selje, rogn, sølvvier, polarvier, ullvier, rynkevier, grønnvier/svartvier, bleikvier, musøre og einer. Blant moser og lav er bl.a. registrert tvaremore og safranlav. Det er ikke funnet rødlistearter innenfor de definerte bekkekløftstrekningene, men i snøleier mellom de to øverste avmerkete naturtypene ble snøsoleie (NT) og grannsildre (NT) registrert. På denne bakgrunn gis naturtypen C-verdi; *lokalt viktig*. Fjellområdene er ikke vurdert som naturtypen kalkrike områder i fjellet.

For øvrig er elveløp, i dette tilfelle Heinbergåga, en rødlistet naturtype, kategori NT; *nær truet* (Lindgaard & Henriksen 2011).



Figur 8. Naturtypen bekkekløft og bergvegg (F09) er noe utviklet på fire delstrekninger (avgrenset med svart strek) innenfor tiltaksområdet for Heinbergåga kraftverk i Rana kommune.



Figur 9. På i alt fire delstrekninger langs Heinbergåga er naturtypen bekkekløft og bergvegg (F09) noe utviklet. Bildet øverst til venstre er tatt nederst langs elveløpet, bildet nederst til høyre er tatt øverst, mens de øvrige er tatt mellom disse. Se også figur 9. Foto: Ole Kristian Spikkeland.

Karplanter, moser og lav

Naturgeografisk hører tiltaksområdet i Heinbergåga til region 36a; Nordlands, Troms og Lapplands høyfjellsregion, underregion Børgefjell og lavfjellsområdene i vestre Lappland. Vassdraget omfatter høydegradienten fra utløpet i Kaldvatnet, 564-521 moh. til toppen av Junkerfjellet 1 340 moh. De lavestliggende områdene inngår i den *nordboreale vegetasjonssonen*, mens områdene høyere opp inngår i den *alpine vegetasjonssonen*. Hele området tilhører den *svakt oseaniske seksjonen* (Moen 1998).

Vegetasjonen i området framstår som gjennomgående rik. Bortsett fra partiene aller nærmest elveløpet, er hele tiltaksområdet dekket av løsmasser. Høyere vegetasjon i form av bjørkeskog, bjørkekratt og vierkratt inngår kun i lavereliggende områder. Området har generelt stort innslag av fjellplanter. I de nedste partiene opptrer høgstaudevegetasjon med karakteristiske arter som turt, tyrihjel, blodstorkenebb og kvitbladtistel. Her, og i sonen noe ovenfor, finnes betydelig innslag av orkidéen brudespore, og til dels også grønnkurle. I fuktområder opptrer stedvis store mengder gulstarr, som er en rikmyrsindikator. Noen steder inngår også gulsildre i myr. På grunn av de geologiske strukturene foregår det flere steder et visst jordsig ned mot elveløpet fra øst. Blottlagt jord skaper attraktive biotoper for en del plantearter. I høyere-liggende deler av tiltaksområdet ligger enkelte snøfonner ned mot vannstrengen. Her er artsutvalget mer sparsomt.

I nedre og til dels midtre partier av definert tiltaksområde er det registrert elementer av intermediær/middelsrik fastmattemyr, som iflg. Fremstad & Moen (2001) er klassifisert som *true vegetasjonstyper* (begge i kategori VU; *noe truet*).

Følgende plantearter ble registrert innenfor tiltaksområdet: Hengeving, fugletelg, fjellburkne, stri kråkefot, myk kråkefot, lusegras, dvergjamne, fjelljamne, skogsnelle, åkersnelle, fjellsnelle, myrsnelle, blåbær, tyttebær, blokkebær, røsslyng, krekling, blålyng, greplyng, kvitlyng, moselyng, rypebær, slirestarr, gul-

starr, sotstarr, svartstarr, hårstarr, blankstarr, tranestarr, trådstarr, gråstarr, slåttstarr, stivstarr, stolpe-
starr, tvebustarr, flaskestarr, sennegrass, torvmyrull, duskmyrull, svelttull, småbjønnskjegg, aksfrytle,
rabbesiv, tvillingsiv, trillingsiv, trådsiv, finnmarkssiv, gullris, harerug, molte, engsyre, fjellsyre, gulsildre,
grannsildre, stjernesildre, fjellsmelle, vanlig arve, tunsmåarve, myrhatt, myrfiol, fjellfiol, trefingerurt,
fjellskrinneblom, fjellveronika, tettegras, bjønnbrodd, blåklokke, rosenrot, geitrams, enghumleblom,
brudespore, grønnkurle, marinøkkel, sauesvingel, smyle, sølvbunke, gulaks, fjellrapp, marigras, blåtopp,
finnskjegg, teiebær, kattedot, marikåpeart, fjellmarikåpe, bleikmyrklegg, kongsspir, snøbakkestjerne,
sløke, fjellkvann, fjelltistel, kvitblattistel, setergråurt, perlevintergrønn, fjellsveve, sveveart, løvetann,
hestehov, skogstorkenebb, setermjelt, øyentrøst, svarttopp, småengkall, turt, tyrihjel, jåblom, tepperot,
småmarimjelle, snøsoleie, issoleie, dvergsoleie, engsoleie, ballblom, bekkeblom, skogstjerne, skrubbær
og mjødurt. Følgende treslag er registrert: Bjørk, selje, rogn, sølvvier, polarvier, ullvier, rynkevier, grønn-
vier/svartvier, bleikvier, musøre og einer.

Fugler og pattedyr

Fugle- og pattedyrfaunaen i tiltaksområdet er sannsynligvis middels rik. Under selve feltarbeidet ble kun relativt vanlig forekommende arter registrert: Strandsnipe, heilo, heipiplerke, gulerle, gråtrost, steinskvett og rype (rester av dødt eksemplar). Dette kan ha sammenheng med at biototypene innenfor tiltaks-
området er nokså ensartede. Av registrerte arter er kun strandsnipe knyttet direkte til vannveiene i ned-
børfeltet. Sannsynligvis vil også fossefall og linerle opptre i vassdraget, muligens også mink. Det fore-
ligger ikke kunnskap om eventuelle vannfuglforekomster i Heinbergvatnan eller i annet navnløst vann
høyere opp i nedbørfeltet. Det er likevel grunn til å tro at enkelte vade- og andefuglarter, og eventuelt
storlom, kan yngle i disse områdene. Av hjortevilt forekommer elg i alminnelig gode bestander. Junker-
fjellet er i tillegg et viktig område for tamrein. Sannsynligvis opptre også arter som; hare, rødrev, mår,
røyskatt og ulike arter av smågnagere. Flere døde lemen ble registrert under feltarbeidet. Av større
rovdyr finnes jerv og gaupe i dette området. Dessuten har fjellrev blitt satt ut på Junkerfjellet siden 2006,
som del av avlsprosjekt. Det finnes gamle hiområder for fjellrev i dette fjellet. Kunnskapen om rovfugler
og ugler er mangelfull, men med stor sannsynlighet finnes arter som fjellvåk, kongeørn og muligens
jaktfalk. Av skogshøns opptre lirype, fjellrype og trolig orrfugl. Spurvefuglfaunaen framstår som forholds-
vis fattig, først og fremst pga. lite biotopmangfold innenfor tiltaksområdet. Av krypdyr og amfibium fore-
kommer sannsynligvis frosk i nedbørfeltet.

4.5. Akvatisk miljø

Verdifulle lokaliteter

Det er ikke registrert verdifulle lokaliteter i ferskvannsmiljø langs Heinbergåga.

Fisk og ferskvannsorganismer

I Heinbergåga finnes muligens noe bekkørret. I det regulerte Kaldvatnet, nedstrøms tiltaksområdet,
finnes både ørret og røye. Ørret har mulighet til å vandre opp til hølen nederst i tiltaksområdet, nær
planlagt kraftstasjon, spesielt ved høy magasinfyllingsgrad i Kaldvatnet. Fossen like oppstrøms hølen
ved planlagt kraftstasjon (se foto på omslaget) representerer et absolutt vandringshinder for fisken.

Det er ikke forhold som tilsier at vassdraget har verdier for fisk eller andre ferskvannsorganismer utover
det som er vanlig for tilsvarende elver i regionen.

4.6. Konklusjon – verdi

Verdivurdering		
Liten	Middels	Stor
▲		

Verdivurderingen er basert på gjennomgangen i Kap. 4 og metodikken for verdsetting av biologisk mangfold slik den er beskrevet i tabellen i Vedl. 1. Med utgangspunkt i ulike tema/kilder går det her fram at tiltaksområdet / influensområdet i henhold til omsøkte utbyggingsalternativ har stor verdi mht. biologisk mangfold når det gjelder temaet; forekomst av rødlistede arter; middels verdi når det gjelder temaene; naturtyper (naturtyper / viltområder / ferskvannslokaliteter) og forekomst av truede vegetasjonstyper, og liten verdi når det gjelder temaet lovstatus (verneplanarbeid/vassdragsvern).

Verdisettingen av Heinbergåga til middels verdi sammenfaller for øvrig med resultatene av den miljøfaglige vurderingen av småkraftverk i Rana kommune (Mork mfl. 2009), hvor delfelt 28; Heinbergåga/ øvre del av Grønnefjellåga ble gitt middels verdi for tema naturmiljø.

5. Virkninger av tiltaket

5.1. Omfang og konsekvens

Tiltaket vurderes samlet å ha middels negativt omfang på bakgrunn av følgende terrenginngrep: En om lag 1 900 m lang elvestrekning får i lengre perioder redusert vannføring, og det etableres inntaksdam, ca. 2 120 m nedgravd rørgate og kraftstasjon med kort avløpskanal. I tillegg går litt areal tapt til veiformål og jordkabeltrasé for nettilknytning.

<i>Omfang</i>				
<i>Stort negativt</i>	<i>Middels negativt</i>	<i>Lite/intet</i>	<i>Middels positivt</i>	<i>Stort positivt</i>
	▲			

Redusert vannføring i Heinbergåga forventes å ville forverre situasjonen for fossefall, som sannsynligvis hekker innenfor tiltaksområdet. Skadene vil trolig reduseres ved at det slippes minstevannføring tilsvarende alminnelig lavvannføring, samtidig som det skjer avrenning fra et restfelt på ca. 1,9 km². Det er lite sannsynlig at vannføringsreduksjon vil ramme andre vanttilknyttede arter som strandsnipe, linerle – og muligens mink – negativt. Det er i utgangspunktet stor naturlig vannføringsvariasjon i Heinbergåga. Vannføringsreduksjon vil også kunne være til ulempe for karplanter, mose- og lavflora og andre organisme grupper som er nært knyttet til fosser og stryk langs den berørte elvestrekningen. Risikoen for uttørring av fuktmiljøet langs gjenværende vannstreng vil bli noe redusert ved at elveløpet ligger nedsenket i terrenget. Ingen av de rødlistete plantartene er knyttet direkte til elvestrengen, eller vil bli berørt av planlagte terrenginngrep.

Etablering av inntaksdam i Heinbergåga vil kunne berøre forekomster av isssoleie, dvergssoleie og fjellskrinneblom. Utover dette forventes ikke inntaksdammen å medføre særlig store ulemper for flora. Typiske arter i dette området er; musøre, blåbær, blålyng, rosenrot, fjellsyre, trefingerurt, fjelljamne, lusegras og myk kråkefot.

Bygging av nedgravd driftsvannvei vil stedvis komme i berøring med noe rikere vegetasjon, spesielt i nedre partier. Dette gjelder dels myrvegetasjon, bl.a. med innslag av gulsildre, dels mer tørre og kalkrike områder. Sistnevnte forhold preger også planlagt kraftstasjonsområde. I dette området inngår også noe høgstaudevegetasjon med bl.a. turt og tyrihjel. Generelt forekommer mye brudespore i nedre del av tiltaksområdet. Denne orkidéen opptre tallrikt, og har en vid utbredelse, her. Det er positivt at nettilknytning er planlagt som jordkabel langs vei i stedet for luftledning, da dette vil eliminere kollisjonsrisikoen for flygende vilt.

I handlingsplanen for fjellrev (Direktoratet for naturforvaltning 2003) fremholdes biotopfragmentering, sammen med konkurranse fra rødtrev, som den mest sannsynlige forklaringen på fjellrevens tilbakegang i Fennoskandia. Terrenginngrepene knyttet til utbygging av Heinbergåga kraftverk vil til en viss grad kunne virke fragmenterende på fjellrevens utbredelse, såfremt arten opptrer i dette aktuelle området litt i utkanten av Junkerfjellet. Inngrepene som planlegges i midtre og øvre del av tiltaksområdet er imidlertid for en stor del av midlertidig karakter, noe som vil redusere ulempene.

For samtlige tiltak vil ulempene være størst under, og like etter, anleggsfasen, og vil gradvis avta etter hvert som den naturlige vegetasjonen vokser opp igjen. Forstyrrelser knyttet til anleggsarbeid og annen ferdsel/aktivitet som følge av tiltaket vil virke negativt inn på fugle- og dyrelivet. Hekke-/yngleplasser vil være mest utsatte, likeså de øvre delene av tiltaksområdet. Samtidig vil aktiviteter og forstyrrelser som finner sted i yngleperioden være mest uheldige.

Det planlagte kraftutbyggingsprosjektet vites ikke å ha *positive* konsekvenser for det biologiske mangfoldet i tiltaksområdet.

Foreliggende utbyggingsplaner vurderes samlet å ha middels negativ konsekvens for biologisk mangfold i og langs Heinbergåga. Konsekvensene vil bli mindre negative dersom ett eller flere av de foreslåtte avbøtende tiltakene (jf. Kap. 6) gjennomføres.

Konsekvens								
<i>Svært stor negativ</i>	<i>Stor negativ</i>	<i>Middels negativ</i>	<i>Liten negativ</i>	<i>Ubetydelig/ingen</i>	<i>Liten positiv</i>	<i>Middels positiv</i>	<i>Stor positiv</i>	<i>Svært stor positiv</i>
▲								

6. Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak blir normalt gjennomført for å unngå, eller dempe, negative konsekvenser. Men tiltak kan også iverksettes for å forsterke mulige positive konsekvenser.

- Planlagt slipp av minstevannføring i Heinbergåga tilsvarende alminnelig lavvannsføring 0,025 m³/s vil trolig kunne trygge leveområder for karplanter, lav-/moseflora og andre organismegrupper som er nært knyttet til fosser og stryk. Samtidig vil bunndyrfaunaen i vassdraget kunne ivaretas. Minstevannføringen vil sannsynligvis også være tilstrekkelig til å sikre hekkemuligheter for fossefall innenfor tiltaksområdet, dels fordi restvannføringen er forholdsvis høy og dels fordi hekking gjerne finner sted i vårflomperioden.
- Det bør vurderes å sette opp rugekasser for fossefall i fossefall som får fraført vann.
- Samtlige terrenginngrep bør utføres og avsluttes på en skånsom måte, slik at lokalt biologisk mangfold blir godt ivaretatt. Inngrepsområder bør revegeteres med stedlige masser og røtter.
- Anleggsarbeider bør fortrinnsvis utføres utenom yngleperioden for fugler og pattedyr. Dette gjelder spesielt i de øvre partiene av tiltaksområdet.

7. Usikkerhet

Det er forholdsvis lite usikkerhet knyttet til verdi-, virknings- og konsekvensvurderingene for dette prosjektet. Tiltaksområdet er undersøkt på en optimal årstid for flora og fauna. Forekomst av utsatt fjellrev (CR) i Junkerfjellet er hensynstatt ved at det er antatt at arten kan ha streifforekomst innenfor høyereliggende deler av tiltaksområdet.

8. Referanser og grunnlagsdata

- Artsdatabanken. Artskart. Artsdatabanken og GBIF-Norge. www.artsdatabanken.no.
- Direktoratet for naturforvaltning 2000a. Viltkartlegging. DN-håndbok 11. www.dirnat.no.
- Direktoratet for naturforvaltning 2000b. Kartlegging av ferskvannslokaliteter. DN-håndbok 15. www.dirnat.no.
- Direktoratet for naturforvaltning 2003. Handlingsplan for fjellrev. Rapport 2003-2.
- Direktoratet for naturforvaltning 2007. Kartlegging av naturtyper. Verdsetting av biologisk mangfold. *DN-håndbok 13*. 2. utgave 2006 (oppdatert 2007). www.dirnat.no.
- Fremstad, E. 1997. Vegetasjonstyper i Norge. *NINA Temahefte 12*.
- Fremstad, E. & Moen, A. (red.) 2001. Truete vegetasjonstyper i Norge. NTNU Vitenskapsmuséet.
- Gaarder, G., Flynn, K.M. & Hanssen, U. 2012. Biologisk mangfold i Rana kommune. Miljøfaglig Utredning rapport 2012-3. 66 s. + vedlegg.
- Glover, B. m.fl. 2006. *Oversikt over avbøtende tiltak i Norge for sterkt modifiserte vannforekomster (SMVF)*. Multiconsult rapport.
- Gustavson, M. & Gjelle, S.T. 1991. *Geologisk kart over Norge. Berggrunnskart MO I RANA*. M 1:250 000. Norges geologiske undersøkelse.
- Kålås, J.A., Viken, Å., Henriksen, S. og Skjelseth, S. (red.) 2010. Norsk rødliste for arter 2010. Artsdatabanken, Norge.
- Lindgaard, A. og Henriksen, S. (red.) 2011. Norsk rødliste for naturtyper 2011. Artsdatabanken, Trondheim.
- Meteorologisk institutt 2013. <http://retro.met.no/observasjoner/>.
- Miljødirektoratets Naturbase: <http://geocortex.dirnat.no/silverlightviewer/?Viewer=Naturbase>
- Moen, A. 1998. *Nasjonalatlas for Norge. Vegetasjon*. Statens Kartverk.
- Mork, K., Eilertsen, S.M., Gaarder, G. & Melby, M.W. 2009. Miljøfaglig vurdering av småkraftverk i Rana kommune. Multiconsult rapport. 37 s. + vedlegg.
- Nordiska Ministerrådet 1984. *Naturgeografisk regioninndeling av Norden*.
- Norge i bilder. www.norgeibilder.no.
- Norges vassdrags- og energidirektorat 2008. Veileder for planlegging, bygging og drift av små vassdragsanlegg med konsesjon. *NVE-veileder 1/2008*.
- Norges vassdrags- og energidirektorat 2009. Kartlegging og dokumentasjon av biologisk mangfold ved bygging av småkraftverk (1-10 MW) – revidert utgave. *NVE-veileder 3/2009*.
- Norges vassdrags- og energidirektorat 2013. *Vannatlas*. Kun internettutgave (www.nve.no).
- Rana kommune 2004. *Kommuneplan for Rana 2004-2014*.
- Saltveit, S.J. (red.) 2006. *Økologiske forhold i vassdrag – konsekvenser av vannføringsendringer. En sammenstilling av dagens kunnskap*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Statens vegvesen 2006. Konsekvensanalyser. *Håndbok 140*.

Muntlige kilder og epost:

Hilde Sofie Hansen, miljøvernssjef i Rana kommune
 Ole Christian Skogstad, rådgiver hos fylkesmannen i Nordland, miljøvernavdelingen

Vedlegg 1

Vurdering av verdier og konsekvenser

Vurderingene av verdier og konsekvenser i forbindelse med foreliggende kraftutbyggingsprosjekt er basert på en standardisert og systematisk tre-trinns prosedyre for å gjøre analyser, konklusjoner og anbefalinger mest mulig objektive, lettest mulig å forstå og lettest mulig å etterprøve. *Håndbok 140 for konsekvensanalyser* (Statens vegvesen 2006) er benyttet som metodegrunnlag for å vurdere virkningene for biologisk mangfold.

Trinn 1: Status/verdi: Biologisk mangfold verdsettes ut fra ulike tema/kilder vist i tabellen (jf. NVE-veileder 3-2009):

Tema/kilde	Stor verdi	Middels verdi	Liten verdi
Naturtyper: www.naturbasen.no DN-håndbok 13 DN-håndbok 11 DN-håndbok 15	- Naturtyper som er vurdert til svært viktige (<i>verdi A</i>) - Svært viktige viltområder (<i>vektfall 4-5</i>) - Ferskvannslokalitet som er vurdert som svært viktig (<i>verdi A</i>)	- Naturtyper som er vurdert til viktige (<i>verdi B</i>) - Viktige viltområder (<i>vektfall 2-3</i>) - Ferskvannslokalitet som er vurdert som viktig (<i>verdi B</i>)	Andre områder
Rødlistede arter: Norsk rødliste 2010 www.artsdatabanken.no www.naturbasen.no	Viktige områder for: - Arter i kategoriene "kritisk truet" (CR) og "sterkt truet" (EN) - Arter på Bern liste II - Arter på Bonn liste I	Viktige områder for: - Arter i kategoriene "sårbar" (VU), "nær truet" (NT) og "datamangel" (DD) - Arter på regional rødliste	Andre områder
Truete vegetasjonstyper: Fremstad & Moen 2001	Områder med vegetasjonstyper i kategoriene "akutt truet" og "sterkt truet"	Områder med vegetasjonstyper i kategoriene "noe truet" og "hensynskrevende"	Andre områder
Lovstatus: Ulike verneplanarbeider, spesielt vassdragsvern	Områder vernet eller foreslått vernet	- Områder som er vurdert, men ikke vernet etter naturvernloven, og som kan ha regional verdi - Lokale verneområder (pbl)	Områder som er vurdert, men ikke vernet etter naturvernloven, og som er funnet å ha kun lokal naturverdi

Den samlede verdien fastsettes langs en skala som spenner fra *liten* verdi til *stor* verdi:

Verdivurdering		
Liten	Middels	Stor
▲ (<i>eksempel!</i>)		

Trinn 2. Tiltakets omfang: Andre trinn består i å beskrive og vurdere type og omfang av mulige virkninger hvis tiltaket gjennomføres. Omfanget vurderes langs en skala fra *stort negativt omfang* til *stort positivt omfang*:

Omfang				
Stort negativt	Middels negativt	Lite/intet	Middels positivt	Stort positivt
▲ (<i>eksempel!</i>)				

Trinn 3. Tiltakets konsekvens: Det siste trinnet består i å kombinere verdien av området (Trinn 1) og omfang av tiltaket (Trinn 2) for å få frem den samlede konsekvensen av tiltaket. Sammenstillingen gir et resultat langs en skala fra *svært stor positiv konsekvens* (++++) til *svært stor negativ konsekvens* (----):

Konsekvens								
Svært stor negativ	Stor negativ	Middels negativ	Liten negativ	Ubetydelig/ingen	Liten positiv	Middels positiv	Stor positiv	Svært stor positiv
▲ (<i>eksempel!</i>)								

Vurderingen av biologisk mangfold avsluttes med et **oppsummeringsskjema** basert på verdivurderingene (Trinn 1) og vurderingene av omfang (Trinn 2) og konsekvens (Trinn 3). Dette skjemaet er gjengitt innledningsvis i biorapporten – se *Sammendrag*. Samtidig er det gitt en kort vurdering av kvaliteten av grunnlagsdataene.