



# Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk

10  
2011

R  
A  
P  
P  
O  
R  
T





# **Økt installasjon i eksisterende kraftverk**

Potensial og kostnader

## Rapport nr 10 -2011

### Økt installasjon i eksisterende kraftverk

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat

**Redaktør:** Kjell Erik Stensby

**Forfatter:** Kjell Erik Stensby og Norconsult

**Trykk:** NVEs hustrykkeri

**Opplag:** 50

**Forsideill.:** Rune Stubrud, NVE

**ISSN** 1501-2832

**ISBN** 978-82-410-0749-1

**Sammendrag:** Denne rapporten søker å synliggjøre kostnader knyttet til økt installert effekt i eksisterende vannkraftverk. Fem utvalgte kraftverk er nærmere studert. Videre gis det en oversikt over de tekniske mulighetene for effektutvidelser i Norge.

**Emneord:** effektutvidelse, effekt, vannkraft, kostnader

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95  
Telefaks: 22 95 90 00  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

Juni 2011

# Innhold

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Forord</b> .....   | <b>4</b>  |
| <b>1 Innledning</b> .....                                       | <b>5</b>  |
| 1.1 Norges fortrinn .....                                       | 5         |
| 1.2 Rapportens struktur .....                                   | 6         |
| <b>2 Potensial for økt effekt</b> .....                         | <b>6</b>  |
| 2.1 Grunnlag og kriterier .....                                 | 6         |
| 2.2 Utvalget og vurderingene .....                              | 6         |
| <b>3 Resultater</b> .....                                       | <b>7</b>  |
| 3.1 Oppsummering .....  | 9         |
| <b>4 Ombygging av vannkraftverk</b> .....                       | <b>11</b> |
| 4.1 Kort beskrivelse av kraftverkene og effektutvidelsene ..... | 12        |
| 4.1.1 Guolas kraftverk .....                                    | 12        |
| 4.1.2 Aurland I kraftverk .....                                 | 13        |
| 4.1.3 Mauranger kraftverk .....                                 | 14        |
| 4.1.4 "Blåsjø" mot Jøsenfjorden (Ulla-Førre) .....              | 15        |
| 4.1.5 Tonstad kraftverk .....                                   | 16        |
| 4.1.6 Solhom kraftverk .....                                    | 17        |
| 4.2 Sammenstillinger .....                                      | 17        |
| <b>Vedlegg</b> .....  | <b>20</b> |

# Forord

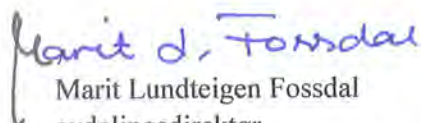
Det har de siste årene vært en økende interesse for energilagring og kontrollerbar effekt på grunn av en utvikling i retning av mer uregulert fornybar energi i energisystemet i Norge og i våre naboland.

Denne rapporten søker å belyse mulighetene for å gjøre mer effekt tilgjengelig fra norske vannkraftverk, ved å fremlegge de fysiske potensialene og ved å eksemplifisere kostnadene ved effektutvidelser.

Rapporten har to deler. Den første går gjennom det fysiske potensialet for effektutvidelser i norske vannkraftverk, og er skrevet av Kjell Erik Stensby ved ressursseksjonen i NVE. Den andre delen, skrevet av konsultantselskapet Norconsult, viser kostnader ved ombygging av fem vannkraftverk.

NVE jobber videre med spørsmål rundt vannkraft, magasiner og effekt, og håper på gode debatter om fremtiden for en av vårt samfunns viktigste ressurser –vannkraften.

Oslo, mai 2011

  
Marit Lundteigen Fossdal  
avdelingsdirektør

  
Torodd Jensen  
seksjonssjef

# 1 Innledning

Det er antatt, og en kan vel også si fastslått, at det vil være et betydelig behov for storskala balansekraft (effektkjøring, toppkraft; ”peak power”) i årene framover på grunn av en forutsatt og planlagt rask økning av uregulert, fornybar energi. Dette gjelder både i Norge, og ikke minst i Europa ellers, der det gjennomføres og planlegges en betydelig utbygging av vindkraftproduksjon. Hittil er dette i all hovedsak begrenset til vindkraftproduksjon på land (onshore), men etter hvert kan det også bli vindkraftproduksjon til havs (offshore). Også andre fornybare, uregulerte kraftkilder bidrar til behovet for storskala balansekraft. En nærmere beskrivelse av hvordan systemet i Europa kan se ut om noen tiår faller utenom formålet med denne rapporten.

Økningen av uregulert, fornybar energi vil kreve økt kapasitet for lagring av energi. Forskjellige nye lagringsteknikker er under utvikling, og det foregår et omfattende arbeid innen dette feltet både i Europa og andre deler av verden. Viktige parametre er kapasitet, fleksibilitet og kostnader.

Norges vannkraftsystem med stor magasinkapasitet kan absolutt være et konkurransedyktig alternativ til andre lagringsformer for energi, enten de allerede eksisterer eller er under utvikling.

## 1.1 Norges fortrinn

Norge har store muligheter til å bidra med lagringskapasitet gjennom vårt vannkraftsystem, som har stor magasinkapasitet. Noen nøkkeltall (per 2010):

|                                    |                                       |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| Installert kapasitet               | 29 600 MW                             |
| Midlere årlig produksjonskapasitet | 123,5 TWh                             |
| Bruktid <sup>1</sup>               | 4200 timer                            |
| Magasinkapasitet                   | 85 TWh (62 000 mill. m <sup>3</sup> ) |

Dette gir en magasinkapasitet på nesten 70 % av midlere årsproduksjon. Magasinkapasiteten er omtrent 50 % av Europas samlede kapasitet.

Norges vannkraftsystem er i all hovedsak energidimensjonert. Det er svært få kraftverk som er spesifikt dimensjonert for effektkjøring (toppkraft) som kan bidra med balansekraft i stor skala.

Norge har også noen pumpekraftverk. Disse er imidlertid utbygd for sesongpumping (pumping opp til magasin i sommerhalvåret, og produksjon i vinterhalvåret). Pumpekraftverk for korte perioder har vært lite aktuelt hittil, og slike kraftverk er derfor ikke bygd i Norge, men dette kan bli aktuelt.

Magasinkapasiteten gir muligheter for:

- Økt kapasitet (installasjon) i eksisterende kraftverk
- Bygging av pumpekraftverk mellom eksisterende magasiner

---

<sup>1</sup> Bruktid er her beregnet som total produksjon dividert på total installasjon

Muligheter for pumpekraftverk er ikke vurdert her, men for noen av kraftverkene i utvalget (og også for kraftverk som ikke er med i utvalget) kan pumpekraftverk selvsagt være aktuelt. Denne rapporten sier følgelig ingen ting om potensial for pumpekraftverk.

## 1.2 Rapportens struktur

Rapporten har to deler:

I den første delen har NVE utført en enkel beregning av potensialet for økt effekt i eksisterende norske kraftverk

I den andre delen er det sett mer detaljert på 5 utvalgte kraftverk, med tekniske løsninger og beregning av kostnader

# 2 Potensial for økt effekt

## 2.1 Grunnlag og kriterier

Potensialet er anslått ved bruk av tall og annen informasjon fra NVEs databaser og kartgrunnlag (NVE Atlas m.m.). I databasene og kartgrunnlaget er blant annet disse parameterne gitt: Installasjon, produksjon, fallhøyde, magasinkapasitet, utløp (sjø, magasin, innsjø, elv), vannveier. Dette gir et godt grunnlag for potensialberegningen som presenteres her.

Norge har et stort antall kraftverk, men ikke alle er egnet for effektkjøring slik dette her er definert. Det ble derfor satt opp noen enkle kriterier ved utvelgelsen av kraftverk der en ut fra datagrunnlaget kan se for deg mulighet for effektøkning.

Følgende kriterier er lagt til grunn:

- Det er bare tatt med kraftverk med en installasjon på minst 50 MW
- Kraftverket må ha en viss magasinkapasitet
- Kraftverket må ha utløp til sjø, magasin eller stor innsjø
- I tillegg er det tatt med noen kraftverk som i dag har utløp til elv, men hvor dagens kraftstasjon er plassert slik at det kan være mulig å legge utløpet for tilleggsinstallasjonen til sjø/magasin/stor innsjø

Her omtales potensial for økt installasjon alene, dvs. uten at pumping er vurdert. Dette er senere kalt konvensjonell utbygging.

## 2.2 Utvalget og vurderingene

Ut fra de nevnte kriteriene ble det valgt ut 89 kraftverk fra totalt 143 kraftverk større enn 50 MW. Det presiseres at dette er en relativ grov screening, både når det gjelder utvelgelsen og beregningen av potensialet. En har ikke sett detaljert på hvert enkelt kraftverk, og det vil sikkert forekomme at et kraftverk som er med, blir ansett som uaktuelt ved en nærmere vurdering. På den annen side, det kan sikkert også være kraftverk som ikke er med, men som likevel kan være aktuelle. Kraftverkene som er med



anses å være et representativt utvalg som dermed skal gi et bra estimat på dette nøyaktighetsnivået.

Det vil selvsagt være et potensial for effektøkning også for kraftverk med installasjon mindre enn 50 MW. Kraftverkene større enn 50 MW utgjør imidlertid en relativ stor andel av installasjonen og produksjonen i norske kraftverk (hhv. ca. 23 000 MW og ca. 95 TWh/år, det vil si bortimot 80 % av total kapasitet).

Det er kun betraktet økning av installasjonen basert på konvensjonelt kraftverk. I noen tilfeller kan det sikkert også være egnet for en kombinasjon av økt effekt og pumping, men dette er ikke vurdert.

Resultatet er som nevnt et grovt estimat av potensialet. Det er ikke sett på tekniske løsninger, kostnader, overføringskapasitet eller miljøvirkninger. Om tekniske løsninger kan en generelt si at det blir nødvendig med ny vannvei eller utvidelse av eksisterende på grunn av relativ stor økning av kraftverkets slukeevne. I de aller fleste tilfeller innebærer nok dette ny tilløpstunnel/sjakt/utløpstunnel, mer eller mindre parallelt med nåværende vannveier. For plassering av nytt permanentutstyr kan det bli ny kraftstasjon eller en utvidelse av den eksisterende.

De aktuelle kraftverkene har alle gode reguleringsgrader, og med lite eller intet flomtap. Dersom det noen steder kan bli redusert flomtap, antas dette totalt sett å være minimalt, slik at en eventuell økt produksjon vil være neglisjerbar i det totale kostnads/inntektsbildet i de beregningene som her er foretatt. Screeningen inkluderer heller ikke muligheter for andre produksjonsøkninger, som for eksempel nye overføringer, nye inntak på tilløpstunnel, økt magasinkapasitet eller muligheter for pumpekraftverk.

Det er valgt ut kraftverk med god magasinkapasitet, og som dermed bør gi gode forhold for effektkjøring. Det er imidlertid ikke foretatt en direkte vurdering av egnetheten for effektkjøring (kapasitet i inntaksmagasin, tid for oppfylling og nedtapping, vannstandsendringer).

Forholdene som er nevnt her vil selvsagt bli grundigere vurdert dersom en går mer detaljert inn på hvert enkelt kraftverk.

### **3 Resultater**

Som nevnt foran er gjennomsnittlig brukstid for det norske kraftsystemet ca. 4 200 timer. De 89 kraftverkene i utvalget har med samme beregningsmåte en gjennomsnittlig brukstid på ca. 3 900 timer. Ved beregning av potensial for effektøkning er det brukt en vesentlig lavere brukstid. Hva som er en optimal brukstid er et tema for atskillig mer omfattende vurderinger enn det som her er brukt som utgangspunkt, og vil selvsagt variere fra kraftverk til kraftverk.

I beregningene er det brukt en brukstid på 2 000 timer for hvert enkelt kraftverk, og ny installasjon er satt opp ut fra dette.

Det er her satt opp to sammendrag. Det ene er ut fra utløp (sjø, magasin, stor innsjø og elv). I det andre sammendraget er det foretatt en inndeling i 5 regioner:

Øst (Oppland, Buskerud, Telemark)  
 Sør (Aust-Agder, Vest-Agder, Rogaland samt Fjone i Telemark)  
 Vest (Hordaland, Sogn og Fjordane)  
 Midt (Møre og Romsdal, Trøndelag samt Kolsvik i Nordland)  
 Nord (Nordland, Troms, Finnmark)

Fylkene som ikke er nevnt har ingen kraftverk som er med i utvalget (noen østlandsfylker).

Fordelt etter utløpslokalisering er resultatene slik:

|                | Antall | Installasjon<br>MW | Produksjon<br>TWh | Brukstid<br>timer | Magasin<br>% 1) | Ny total<br>MW | Økning<br>MW |
|----------------|--------|--------------------|-------------------|-------------------|-----------------|----------------|--------------|
| > 50 MW        | 143    | 23 000             | 95                | 4150              |                 |                |              |
| "Mulige"       | 89     | 17 000             | 66,4              | 3910              | 82              | 33 500         | 16 500       |
| <b>Utløp</b>   |        |                    |                   |                   |                 |                |              |
| <b>Magasin</b> | 36     | 8 000              | 27,4              | 3430              | 93              | 13 700         | 5 700        |
| Fjord          | 33     | 5 300              | 22,9              | 4300              | 70              | 11 400         | 6 100        |
| Innsjø         | 7      | 1 200              | 4,6               | 3730              | 99              | 2 300          | 1 100        |
| Elv            | 13     | 2 500              | 11,5              | 4700              | 76              | 5 800          | 3 300        |

1) Oppgitt magasinkapasitet er kraftverkets totale kapasitet (i % av tilsiget), ikke bare inntaksmagasinet. Dersom det er kraftverk ovenfor det aktuelle kraftverket, gjelder kapasiteten magasinene mellom de to kraftstasjonene.

Fordelt etter regioner er resultatene slik:

|               | Antall | Installasjon<br>MW | Produksjon<br>TWh | Brukstid<br>timer | Magasin<br>% | Ny total<br>MW t | Økning<br>MW |
|---------------|--------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------|------------------|--------------|
| > 50 MW       | 143    | 23 000             | 95                | 4150              |              |                  |              |
| "Mulige"      | 89     | 17 000             | 66,4              | 3910              | 82           | 33 500           | 16 500       |
| <b>Region</b> |        |                    |                   |                   |              |                  |              |
| Øst           | 13     | 2 000              | 8,1               | 4050              | 73           | 4 100            | 2 100        |
| Sør           | 18     | 4 900              | 17,0              | 3480              | 92           | 8 600            | 3 700        |
| Vest          | 30     | 6 100              | 23,3              | 3800              | 64           | 11 900           | 5 700        |
| Midt          | 8      | 1 000              | 4,6               | 4660              | 60           | 2 300            | 1 300        |
| Nord          | 20     | 3 000              | 13,4              | 4520              | 93           | 6 700            | 3 700        |

Dersom en ser på regionene øst, sør og vest gir dette en økning på til sammen 11 500 MW. Det antas at det er i disse regionene at det er aktuelt med utveksling med utlandet (nærhet til kontinentet og evt. utenlandskabler).

Det er også foretatt en beregning med brukstid på 1500 timer, med disse resultatene totalt og fordelt på regionene:

|                   | <b>Antall</b> | <b>Installasjon</b> | <b>Produksjon</b> | <b>Brukstid</b> | <b>Magasin</b> | <b>Ny total</b> | <b>Økning</b> |
|-------------------|---------------|---------------------|-------------------|-----------------|----------------|-----------------|---------------|
|                   |               | <b>MW</b>           | <b>TWh</b>        | <b>timer</b>    | <b>%</b>       | <b>MW</b>       | <b>MW</b>     |
| <b>&gt; 50 MW</b> | <b>143</b>    | <b>23 000</b>       | <b>95</b>         | <b>4150</b>     |                |                 |               |
| <b>"Mulige"</b>   | <b>89</b>     | <b>17 000</b>       | <b>66,4</b>       | <b>3910</b>     | <b>82</b>      | <b>44500</b>    | <b>27500</b>  |
|                   |               |                     |                   |                 |                |                 |               |
| <b>Region</b>     |               |                     |                   |                 |                |                 |               |
| <b>Øst</b>        | <b>13</b>     | <b>2 000</b>        | <b>8,1</b>        | <b>4050</b>     | <b>73</b>      | <b>5400</b>     | <b>3400</b>   |
| <b>Sør</b>        | <b>18</b>     | <b>4 900</b>        | <b>17,0</b>       | <b>3480</b>     | <b>92</b>      | <b>11400</b>    | <b>6500</b>   |
| <b>Vest</b>       | <b>30</b>     | <b>6 100</b>        | <b>23,3</b>       | <b>3800</b>     | <b>64</b>      | <b>15700</b>    | <b>9600</b>   |
| <b>Midt</b>       | <b>8</b>      | <b>1 000</b>        | <b>4,6</b>        | <b>4660</b>     | <b>60</b>      | <b>3100</b>     | <b>2100</b>   |
| <b>Nord</b>       | <b>20</b>     | <b>3 000</b>        | <b>13,4</b>       | <b>4520</b>     | <b>93</b>      | <b>8900</b>     | <b>5900</b>   |

Her har regionene øst, sør og vest et potensial på til sammen 19 500 MW.

En sammenligning mellom brukstid 2000 timer og 1500 timer blir da slik:

| <b>Brukstid timer</b> | <b>Ny total MW</b> | <b>Økning MW</b> | <b>Ny total øst, sør, vest MW</b> | <b>Økning Øst, sør, vest MW</b> |
|-----------------------|--------------------|------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| 2000                  | 33 500             | 16 500           | 24 500                            | 11 500                          |
| 1500                  | 44 500             | 27 500           | 32 500                            | 19 500                          |

### 3.1 Oppsummering

Som nevnt foran er de presenterte resultatene basert på en relativ enkel screening ut fra gitte kriterier, og kan anses som et teknisk potensial. Dersom en vurderer potensialet for hvert enkelt kraftverk mer detaljert, vil en høyst sannsynlig finne andre tall for hvert enkelt kraftverk. Men kanskje ikke nødvendigvis i total sum når en som i denne screeningen ser på et totalt (mulig) teknisk potensial.

Vi har brukt samme brukstid for alle kraftverkene, utgangspunktet var brukstid på 2000 timer. Om en ser nærmere på hvert enkelt kraftverk, vil sannsynligvis noen være uaktuelle, og dermed falle bort. For kraftverk som er aktuelle, kan det være at det er optimalt med en lavere brukstid. Det tilføyes at noen av kraftverkene i utvalget allerede har en brukstid på under 3000 timer, slik at en utvidelse til brukstid på 2000 timer neppe vil være aktuell. En eventuell utvidelse vil da være til en brukstid godt under 2000 timer.

Der er mange faktorer som vil ha betydning ved en mer detaljert planlegging og vurdering med hensyn til gjennomførbarhet for hvert enkelt kraftverk vil. Aktuelle faktorer er selvsagt økonomi, og da kommer både kostnader og marked inn i vurderingen. Andre forhold er konsesjonsbehandling, miljøkonsekvenser (som er en del av

konsesjonsbehandlingen), nettkapasitet i Norge, nettilknytning til utlandet, frekvensregulering, en del tekniske forhold for øvrig, så vel systemet som drift av de enkelte kraftverkene, med blant annet hyppigere start og stopp. Hva som kan bygges ut, og hva som til slutt blir bygd ut, må derfor anses som relativt usikkert. Et overordnet aspekt er energipolitikk, både i Norge og utenfor Norge. EUs direktiver og forskrifter for målsetninger og energisamarbeid vil utvilsomt også få stor betydning. Men resultatene som er presentert her bør kunne tas som en dokumentasjon på at Norge har et betydelig teknisk potensial for økt effekt (balansekraft, toppkraft, effektkjøring). I tillegg til økt effekt gjennom konvensjonell utbygging (effektøkning alene) er det også et potensial for pumpekraftverk med kortvarig syklus.

En videre prosess vil være å se nærmere på de enkelte kraftverkene i utvalget over, og da også gjennom kontakt med kraftverkseierne. Dette vil kunne gi en mer nyansert oversikt.

## 4 Ombygging av vannkraftverk

Som en første videreføring av potensialberegningene ble det valgt ut 5 kraftverk som ble ansett egnet for effektkjøring. Det ble vurdert tekniske løsninger og utført kostnadsberegninger for disse kraftverkene:

Guolas kraftverk i Troms

Aurland I kraftverk i Sogn og Fjordane

Mauranger kraftverk i Hordaland

”Blåsjø” kraftverk i Rogaland (utbygging mot Jøsenfjorden)

Tonstad kraftverk i Vest-Agder

”Blåsjø” er en utbygging fra Blåsjømagasinet i Ulla-Førre-utbyggingen direkte til Jøsenfjorden.

Under vurderingene av økt installasjon i Tonstad kraftverk ble det funnet at det samtidig vil være gunstig å øke installasjonen i oppstrøms kraftverk Solhom. I realiteten er det derfor sett på tekniske løsninger og kostnader for 6 kraftverk.

Prosjekteringen og kostnadsberegningene er utført av konsultentselskapet Norconsult på oppdrag fra NVE. Det har vært kontakt med kraftverkseierne for kontroll av data, diskusjon av løsninger og resultater.

Det skulle primært settes opp effektøkninger slik at ny total effekt gir brukstider på i størrelsesorden hhv. 2500, 2000, 1500 og 1000 timer. Ikke alle brukstider er relevante for alle kraftverkene. Det framgår av tabeller under, og er nærmere begrunnet i beskrivelsen av hvert enkelt kraftverk i Norconsults rapport.

Ut fra dette er det sett på tekniske løsninger, tegnet enkle skisser og utført kostnadsberegninger. Miljøkonsekvenser er omtalt ut fra generelle betraktninger. Dagens linjetilknytning er omtalt, men behov for økt overføringskapasitet er ikke vurdert. Følgelig er heller ikke nettkostnader inkludert.

Markedsvurderinger er heller ikke en del av prosjektet, hverken hvor markedet kan være eller markedspriser for effekt og balansekraft. Men det kan nok sies at fire av kraftverkene er valgt med tanke på gunstig beliggenhet for utveksling med utlandet. Guolas kraftverk er valgt ut fra mer lokale/regionale forhold og balanse mot regional uregulert kraft, spesielt vindkraft.

De fem opprinnelige kraftverkene har alle god reguleringsgrad (bra magasinkapasitet i forhold til midlere årlig tilsig). Dette gjelder også for Tonstad kraftverk når en også tar hensyn til magasinene i kraftverkene oppstrøms. Det er derfor regnet med at økt installasjon ikke fører til redusert flomtap og dermed produksjonsøkning. Med andre ord forutsettes det samme utnyttede vannmengde før og etter effektutvidelsen, dersom det ikke er mulighet for inntak av nye felter. Mulighet for tilleggsfelter er funnet kun for Guolas kraftverk. For Guolas kraftverk er det også beregnet en produksjonsøkning på grunn av at utløpet for den nye installasjonen legges lavere enn dagens utløp (utløp til sjøen i stedet for til elv).

I det etterfølgende er det gitt et kort sammendrag av resultater, med en kort beskrivelse av hvert kraftverk, tekniske løsninger for utvidelser samt kostnader. Vi har her oppjustert

kostnadene i Norconsults rapport fra kostnadsnivå 2008 til kostnadsnivå 2011, med et påslag på 15 %.

Det bemerkes også at for Guolas kraftverk ble det opprinnelig brukt for høy produksjon for dagens kraftverk. Dermed ble ny installasjon for stor; brukstiden er mindre enn 2 000, 1 500 og 1 000 timer som først ble satt opp (ca. 1 500, 1 100 og 700 timer når korrigert produksjon settes inn). Se også beskrivelsen for Guolas kraftverk i Norconsults rapport. For noen av de andre kraftverkene er det noen små avvik fra de tilsktede brukstidene.

Resultater er satt opp for hvert enkelt kraftverk, med kostnader per MW som et essensielt resultat. En annen størrelse som kan være interessant, er hvor lang tid det tar å tømme inntaksmagasinet når kraftverket kjøres på maksimal driftsvannføring. I sammenstillingen er dette kalt "Tømming", og er satt opp i døgn. Vannstandsendringer per tidsenhet, for eksempel per time eller per døgn, er ikke vurdert (fare for erosjon, etc.). Det er forutsatt at magasinenes reguleringsgrenser beholdes som i dag.

For beskrivelser, forutsetninger, beregninger og resultater utover det som her presenteres, vises det til den vedlagte rapporten fra Norconsult.

## **4.1 Kort beskrivelse av kraftverkene og effektutvidelsene**

### **4.1.1 Guolas kraftverk**

Guolas kraftverk i Troms nytter et fall på omtrent 720 meter fra inntaks- og reguleringsmagasinet Guolasjavrre til kraftstasjon med utløp i Kåfjordelva. Guolasjavrre er regulert mellom kote 772 og kote 752, som gir et magasinivolum på 134,6 mill. m<sup>3</sup>. Vi regner med en midlere årlig produksjon i dag på ca. 320 GWh og et midlere årlig tilsig på ca. 190 mill. m<sup>3</sup>. Siden kraftverket har utløp til elv, er det sett på en løsning med utløp til Kåfjorden for effektøkningen, mens utløpet for dagens installasjon beholdes som det nå er.

Dagens installasjon i Guolas kraftverk er 80 MW. Det er foretatt beregninger for effektøkning på 145 MW, 220 MW og 370 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 1129, 1300 og 1650 mill. kroner (brutto), med kostnadsnivå 2011.

Det er også mulig å ta inn tilleggsfelte, noe som i Norconsults rapport er gitt en verdi. Jf. rapporten, som gir kostnader både med og uten tilleggsfeltene. Her presenteres resultater eksklusive tilleggsfeltene for å få en mer direkte sammenligning med de andre kraftverkene i kostnader per MW. Produksjonsøkningen ved at den nye installasjonen har større fallhøyde godskrives utvidelses-prosjektet for Guolas separat, men også for dette alternativet bruker vi brutto verdi for sammenligningen av kostnader per MW for alle kraftverkene.

Sammendrag for Guolas kraftverk (alternativ uten tilleggsoverføring):

|                          |          |      |      |      |
|--------------------------|----------|------|------|------|
| Dagens installasjon      | MW       | 80   | 80   | 80   |
| Økt installasjon         | MW       | 145  | 220  | 370  |
| Sum installasjon         | MW       | 225  | 300  | 450  |
| Brukstid                 | timer    | 1500 | 1100 | 750  |
| Kostnad                  | Mill. kr | 1129 | 1300 | 1650 |
| Kostnad per MW           | Mill. kr | 7,8  | 5,9  | 4,5  |
| Netto kostnad            | Mill. kr | 1081 | 1244 | 1588 |
| Kostnad per MW           | Mill. kr | 7,5  | 5,7  | 4,3  |
| Produksjon               | GWh      | 334  | 336  | 338  |
| Kostnad per kWh (brutto) | kr       | 3,4  | 3,9  | 4,9  |
| Tømming                  | døgn     | 45   | 33   | 22   |

#### 4.1.2 Aurland I kraftverk

Aurland I kraftverk i Sogn og Fjordane nytter et fall på omtrent 840 meter fra inntaks- og reguleringsmagasinet Viddalsvatn til kraftstasjon med utløp i Vassbygdvatn. Viddalsvatn er regulert mellom kote 930 og kote 868, noe som gir et magasinivolum på 196,4 mill. m<sup>3</sup>. Vi regner med en midlere årlig produksjon i på 1946 GWh.

Vassbygdvatn er regulert mellom kote 55,4 og kote 54,0. Dette gir et magasinivolum på 2,6 mill. m<sup>3</sup>. Vassbygdvatn er inntaksmagasin for Vangen kraftverk, som har utløp til Aurlandsfjorden. Vangen kraftverk har en installasjon på 38 MW og en gjennomsnittlig årlig produksjon på 114 GWh. Vassbygdvatn har liten magasinkapasitet, og det er regnet med en ny kraftstasjon med utløp til Aurlandsfjorden for effektøkningen.

Det er regnet med en installasjon i dagens Aurland I kraftverk på 840 MW. Det er foretatt beregninger for effektøkning på 140 MW, 475 MW og 1150 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 814, 1497 og 2818 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011.

Sammendrag for Aurland I kraftverk (inkludert Vangen kraftverk):

|                        |          |      |      |      |
|------------------------|----------|------|------|------|
| Dagens installasjon 1) | MW       | 875  | 875  | 875  |
| Økt installasjon       | MW       | 140  | 475  | 1150 |
| Sum installasjon       | MW       | 1015 | 1350 | 2025 |
| Bruktid                | timer    | 2050 | 1550 | 1000 |
| Kostnad                | Mill. kr | 814  | 1497 | 2818 |
| Kostnad per MW         | Mill. kr | 5,8  | 3,2  | 2,5  |
| Produksjon 1)          | GWh      | 2060 | 2060 | 2060 |
| Kostnad per kWh        | kr       | 0,4  | 0,7  | 1,4  |
| Tømming                | døgn     | 49   | 25   | 13   |

1) Inkluderer Vangen kraftverk

#### 4.1.3 Mauranger kraftverk

Mauranger kraftverk i Hordaland nytter et fall på omtrent 830 meter fra inntaks- og reguleringsmagasinet Mysevatn til kraftstasjon med utløp i Austrepollen (havnivå). Mysevatn er regulert mellom kote 855 og kote 775, noe som gir et magasinivolum på 39 mill. m<sup>3</sup>. Det er regnet med en midlere årlig produksjon på ca. 1240 GWh. Mauranger kraftverk har i dag en installasjon på 250 MW.

Jukla pumpekraftverk oppstrøms Mysevatn har en installasjon som i disse beregningene er satt til 40 MW, og med en produksjon på 60 GWh/år. Juklavatn er regulert mellom kote 1060 og kote 950. Dette gir et magasinivolum på 236 mill. m<sup>3</sup>.

Det er vurdert to alternativ med hensyn til effektutvidelse:

1. Utbygging parallelt med eksisterende Mauranger kraftstasjon, med inntak i Mysevatn og utløp i Austrepollen
2. Utbygging fra Juklavatn og med utløp til Nordrepollen for den nye installasjonen

Det er valgt å gå videre med alternativ 2. Det vises til vedlagt rapport fra Norconsult.

Det er foretatt beregninger for effektøkning på 310 MW, 470 MW, 730 MW og 1250 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 1132, 1462, 1868 og 2621 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011.

Installasjon og produksjon for Jukla pumpekraftverk er her satt opp noe skjønsmessig ut fra gitte tall (Jukla høy og Jukla lav), men anses tilstrekkelig som grunnlag for beregningene. Vedrørende produksjon etter utvidelse kan det være fornuftig med en mer detaljert beregning dersom en går videre med prosjektet.



Sammendrag for Mauranger kraftverk (inkludert Jukla pumpekraftverk):

|                        |          |      |      |      |      |
|------------------------|----------|------|------|------|------|
| Dagens installasjon 1) | MW       | 280  | 280  | 280  | 280  |
| Økt installasjon       | MW       | 310  | 470  | 730  | 1250 |
| Sum installasjon       | MW       | 590  | 750  | 1010 | 1530 |
| Brukstid               | timer    | 2200 | 1750 | 1300 | 850  |
| Kostnad                | Mill. kr | 1132 | 1462 | 1868 | 2621 |
| Kostnad per MW         | Mill. kr | 3,7  | 3,1  | 2,6  | 2,1  |
| Produksjon             | GWh      | 1300 | 1300 | 1300 | 1300 |
| Kostnad per kWh        | kr       | 0,9  | 1,1  | 1,4  | 2,0  |
| Tømming                | døgn     | 39   | 30   | 23   | 16   |

1) Inkluderer Jukla kraftverk

#### 4.1.4 "Blåsjø" mot Jøsenfjorden (Ulla-Førre)

Dagens Ulla-Førre-utbygging nytter fallet fra Blåsjømagasinet til Hylsfjorden gjennom de tre kraftverkene Saurdal (pumpekraftverk), Kvilldal og Hysten. Installasjonen er henholdsvis 640 MW, 1240 MW og 160 MW, til sammen 2040 MW. Samlet produksjon for de tre kraftverkene er satt til 5400 GWh.

Blåsjømagasinet, som i dag er inntaksmagasin for Saurdal kraftverk (det øverste kraftverket), er regulert mellom kote 1055 og kote 930. Dette gir et magasinvolum på 3105 mill. m<sup>3</sup>.

Den korteste vannveien fra hovedmagasinet Blåsjø til havnivå er til Jøsenfjorden. Dette anses som den enkleste utbyggingen for effektutvidelse i systemet. Det er foretatt beregninger for effektøkning på 160 MW, 660 MW, 1560 MW og 3360 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 1042, 2243, 3869 og 6731 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011.

Sammendrag for utbygging fra Blåsjø til Jøsenfjorden:

|                     |          |      |      |      |      |
|---------------------|----------|------|------|------|------|
| Dagens installasjon | MW       | 2040 | 2040 | 2040 | 2040 |
| Økt installasjon    | MW       | 160  | 660  | 1560 | 3360 |
| Sum installasjon    | MW       | 2200 | 2700 | 3600 | 5400 |
| Brukstid            | timer    | 2450 | 2000 | 1500 | 1000 |
| Kostnad             | Mill. kr | 1042 | 2243 | 3869 | 6731 |
| Kostnad per MW      | Mill. kr | 6,5  | 3,4  | 2,5  | 2,0  |
| Produksjon          | GWh      | 5400 | 5400 | 5400 | 5400 |
| Kostnad per kWh     | kr       | 0,2  | 0,4  | 0,7  | 1,3  |
| Tømming             | døgn     | 189  | 143  | 103  | 64   |

#### 4.1.5 Tonstad kraftverk

Tonstad kraftverk i Vest-Agder nytter et fall på omtrent 440 meter fra tre relativt små inntaks- og reguleringsmagasin, med Homstølvatn som det største. Homstølvatn er regulert mellom kote 497,6 og kote 471. Dette gir et magasinivolum på 55,6 mill. m<sup>3</sup>. Kraftverket har utløp til Sirdalsvatn, som er regulert mellom kote 49,5 og kote 47,5. Dette gir et magasinivolum på 32 mill. m<sup>3</sup>.

Det er regnet med en midlere årlig produksjon i dag på 4066 GWh.

Basis for studien er Tonstad kraftverk med installasjon som det er søkt om konsesjon for (960 MW, november 2007), i tillegg til dagens installasjon på 960 MW. Utgangspunktet er dermed en installasjon på 1920 MW. I konsesjonssøknaden er det satt opp pumpekraftverk.

Med 1920 MW er brukstiden nær 2000 timer. Det er derfor sett på installasjoner som tilsvarer brukstider på henholdsvis ca. 1500 timer og 1000 timer, som gir effektøkning på hhv. 790 MW og 2150 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 2983 og 6027 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011. Det er regnet med pumpeaggregater i begge alternativene.

Sammendrag for Tonstad kraftverk:

|                     |          |      |      |
|---------------------|----------|------|------|
| Dagens installasjon | MW       | 960  | 960  |
| Konsesjonssøkt      | MW       | 960  | 960  |
| Økt installasjon    | MW       | 790  | 2150 |
| Sum installasjon    | MW       | 2710 | 4070 |
| Brukstid            | timer    | 1500 | 1000 |
| Kostnad             | Mill. kr | 2983 | 6027 |
| Kostnad per MW      | Mill. kr | 3,8  | 2,8  |
| Produksjon          | GWh      | 4066 | 4066 |
| Kostnad per kWh     | kr       | 0,7  | 1,5  |
| Tømming             | døgn     | 1    | 0,7  |

Det er planlagt med Homstølvatn som inntaksmagasin for effektøkningen. Homstølvatn har en svært liten magasinkapasitet i denne sammenhengen; det er betydelige driftsvannføringer det her er snakk om. Det ovenforliggende kraftverket Solhom har imidlertid god magasinkapasitet i Nesjen. Det er derfor forutsatt at installasjonen i Solhom kraftverk økes når installasjonen for Tonstad kraftverk økes til brukstider tilsvarende 1500 timer og 1000 timer. Dermed kan Homstølvatn "etterfylles" med mer vann fra Solhom kraftverk enn fra dagens Solhom kraftverk. Effektøkning i Solhom kraftverk er beskrevet under.

#### 4.1.6 Solhom kraftverk

Solhom kraftverk i Vest-Agder nytter et fall på omtrent 215 meter mellom inntaks- og reguleringsmagasinet Nesjen. Nesjen er regulert mellom kote 715 og kote 677. Dette gir et magasinivolum på 274 mill. m<sup>3</sup>. Kraftverket har utløp til Homstølvatn, som er regulert mellom kote 497,6 og kote 471. Dette gir et magasinivolum på 55,6 mill. m<sup>3</sup>.

Homstølvatn er inntaksmagasin for Tonstad kraftverk.

Det er regnet med en midlere årlig produksjon i dag på 748 GWh. Installasjonen er på 200 MW.

Det er som for Tonstad kraftverk sett på installasjoner som tilsvarer brukstider på henholdsvis ca. 1500 timer og 1000 timer, som gir effektøkning på hhv. 300 MW og 550 MW. Kostnadene er beregnet til hhv. 1262 og 1856 mill. kroner, med kostnadsnivå 2011.

Sammendrag for Solhom kraftverk:

|                     |          |      |      |
|---------------------|----------|------|------|
| Dagens installasjon | MW       | 200  | 200  |
| Økt installasjon    | MW       | 300  | 550  |
| Sum installasjon    | MW       | 500  | 750  |
| Brukstid            | timer    | 1500 | 1000 |
| Kostnad             | Mill. kr | 1262 | 1856 |
| Kostnad per MW      | Mill. kr | 4,2  | 3,4  |
| Produksjon          | GWh      | 748  | 748  |
| Kostnad per kWh     | kr       | 1,7  | 2,5  |
| Tømming             | døgn     | 17   | 10   |

## 4.2 Sammenstillinger

Beskrivelsene over gir en oversikt for hvert enkelt kraftverk, blant annet i kostnader per MW. Utgangspunktet for effektutvidelsen er som nevnt brukstider på hhv. 2500, 2000, 1500 og 1000 timer. Dette kan være nyttig for en vurdering av hva det koster å ha en forutsatt brukstid. For å gi en indikasjon på hva effektutvidelser koster, er det også satt opp en sammenstilling ut fra kostnad per MW. Disse tallene finnes i tabellene over, men settes opp her for å gjøre sammenligningen enklere. Se tabell neste side.

Kostnad per MW varierer selvsagt med hvor mange MW økningen består i, og kan være et grunnlag for overlagsmessige beregninger for effektkostnad som en funksjon av effektøkningen. Dette kan være brukbart som grunnlag i en tidlig fase og for en summering for flere kraftverk. Oppstillingen er rangert i stigende rekkefølge for utvidelsen i MW. En kan (ikke uventet) se at kostnaden per MW avtar med økende antall nye MW, uansett hvilket kraftverk en ser på. For det enkelte kraftverk er vel dette mer eller mindre opplagt. Men det er ikke en jevn kurve som framkommer når en sammenstiller alle kraftverkene og alle alternativene; det er noen hopp i kurven (Guolas kraftverk, Tonstad kraftverk).

Vi har foretatt en fordeling av kostnadene på kraftstasjon bygg (inkludert adkomst- og kabeltunnel), vannveier, maskinteknisk og elektroteknisk. Kostnadene for hver av disse kostnadsbærene er framkommet ved at direkte kostnader er påplussset påslag for rigg og drift, prosjektering, administrasjon, uforutsett og finansieringskostnader. Av fordelingen ser en at kostnadene for vannveiene utgjør en relativ høy andel spesielt Guolas kraftverk og Tonstad kraftverk.

Det er derfor interessant å se på lengden av vannveiene for hvert av kraftverkene. Dette viser følgende:

Guolas kraftverk: 19,0 kilometer tunnel pluss 1,0 kilometer trykksjakt

Aurland I kraftverk: 10,0 kilometer tunnel

Mauranger kraftverk: 8,1 kilometer tunnel pluss 0,75 kilometer trykksjakt

”Blåsjø” kraftverk: 13,5 kilometer tunnel

Tonstad kraftverk: 14,3 kilometer tunnel (pluss 630 meter sjakt for det største alternativet)

Solhom kraftverk: 5,6 kilometer tunnel

Lengder på tunneler og sjakter som er nevnt her, viser hvorfor vannveiens andel av kostnader varierer (som igjen gir en lavere andel for de andre hovedkomponentene) og at dette i stor grad forklarer ”hoppene” på kostnadskurven i mill. kr per MW.

Kostnaden per MW for de fire nevnte hovedkomponentene kan settes opp for effektøkninger av forskjellig størrelse. Dette gir relativt jevne kurver for kraftstasjonen, maskinteknisk og elektroteknisk. For vannveier kan en umiddelbar tanke være å sette opp kostnad per km\*MW som enhet. Dette gir imidlertid en ”urytmisk” kurve, med spesielle høye enhetskostnader for Solhom kraftverk, og delvis også for Tonstad kraftverk. Forklaringen på dette antas å være fallhøyden; begge disse har betydelig lavere fallhøyder enn de øvrige kraftverkene. Dette betyr en større driftsvannføring i forhold til installasjonen, dermed forholdsvis større tverrsnitt for tunneler og sjakter, og dyrere vannvei per MW og kilometer.

Det er selvsagt variasjoner fra kraftverk til kraftverk også innen de tre andre hovedkomponentene. Men vi mener at det kan settes opp brukbare kostnadsanslag for effektutvidelser på grunnlag av kostnadene som er beregnet for kraftverkene i denne studien (kostnad i MW som funksjon av effektutvidelsen). Dette kan for eksempel brukes for kostnadsestimater for kraftverk som inngår i kapittel 2 foran (Potensial for økt effekt). Vi har imidlertid ikke satt opp slike ”enhetskostnader” foreløpig, men har dette til vurdering som en fortsettelse av effektvurderingene.

For øvrig vises det til tabellen på neste side.

| Kraftverk, navn | Dagens inst., MW | Økning<br>MW | Brukstid timer | Kostnad mill. kr | Kostnad mill. kr/MW | Kr.st bygg, % | Vann-vei; % | Maskin % | Elektro % |
|-----------------|------------------|--------------|----------------|------------------|---------------------|---------------|-------------|----------|-----------|
| Aurland I       | 875              | <b>140</b>   | 2050           | 814              | <b>5,8</b>          | 22            | 41          | 12       | 25        |
| Guolas          | 80               | <b>145</b>   | 1500           | 1129             | <b>7,8</b>          | 12            | 64          | 9        | 15        |
| Blåsjø          | 2040             | <b>160</b>   | 2450           | 1042             | <b>6,5</b>          | 17            | 55          | 9        | 19        |
| Guolas          | 80               | <b>220</b>   | 1100           | 1300             | <b>5,9</b>          | 13            | 61          | 10       | 16        |
| Solhom          | 200              | <b>300</b>   | 1500           | 1262             | <b>3,8</b>          | 18            | 37          | 20       | 25        |
| Mauranger       | 280              | <b>310</b>   | 2200           | 1132             | <b>3,7</b>          | 25            | 38          | 12       | 25        |
| Guolas          | 80               | <b>370</b>   | 750            | 1650             | <b>4,5</b>          | 13            | 52          | 14       | 21        |
| Mauranger       | 280              | <b>470</b>   | 1750           | 1462             | <b>3,1</b>          | 20            | 35          | 16       | 29        |
| Aurland I       | 875              | <b>475</b>   | 1550           | 1497             | <b>3,2</b>          | 20            | 32          | 17       | 31        |
| Solhom          | 200              | <b>550</b>   | 1000           | 1856             | <b>2,8</b>          | 15            | 32          | 24       | 29        |
| Blåsjø          | 2040             | <b>660</b>   | 2000           | 2243             | <b>3,4</b>          | 16            | 44          | 15       | 25        |
| Mauranger       | 280              | <b>730</b>   | 1300           | 1624             | <b>2,6</b>          | 17            | 32          | 19       | 32        |
| Tonstad         | 1920             | <b>790</b>   | 1500           | 2983             | <b>3,8</b>          | 13            | 47          | 22       | 28        |
| Aurland I       | 875              | <b>1150</b>  | 1000           | 2818             | <b>2,5</b>          | 18            | 28          | 20       | 34        |
| Mauranger       | 280              | <b>1250</b>  | 850            | 2279             | <b>2,1</b>          | 15            | 29          | 21       | 35        |
| Blåsjø          | 2040             | <b>1560</b>  | 1500           | 3869             | <b>2,5</b>          | 18            | 33          | 18       | 31        |
| Tonstad         | 1920             | <b>2150</b>  | 1000           | 6027             | <b>2,8</b>          | 14            | 37          | 22       | 27        |
| Blåsjø          | 2040             | <b>3360</b>  | 1000           | 6731             | <b>2,0</b>          | 17            | 26          | 21       | 36        |

# **Vedlegg**

**Situasjonsplaner (fra Norconsults rapport)**

**Norconsults rapport**

## **Situasjonsplaner**

Guolas kraftverk

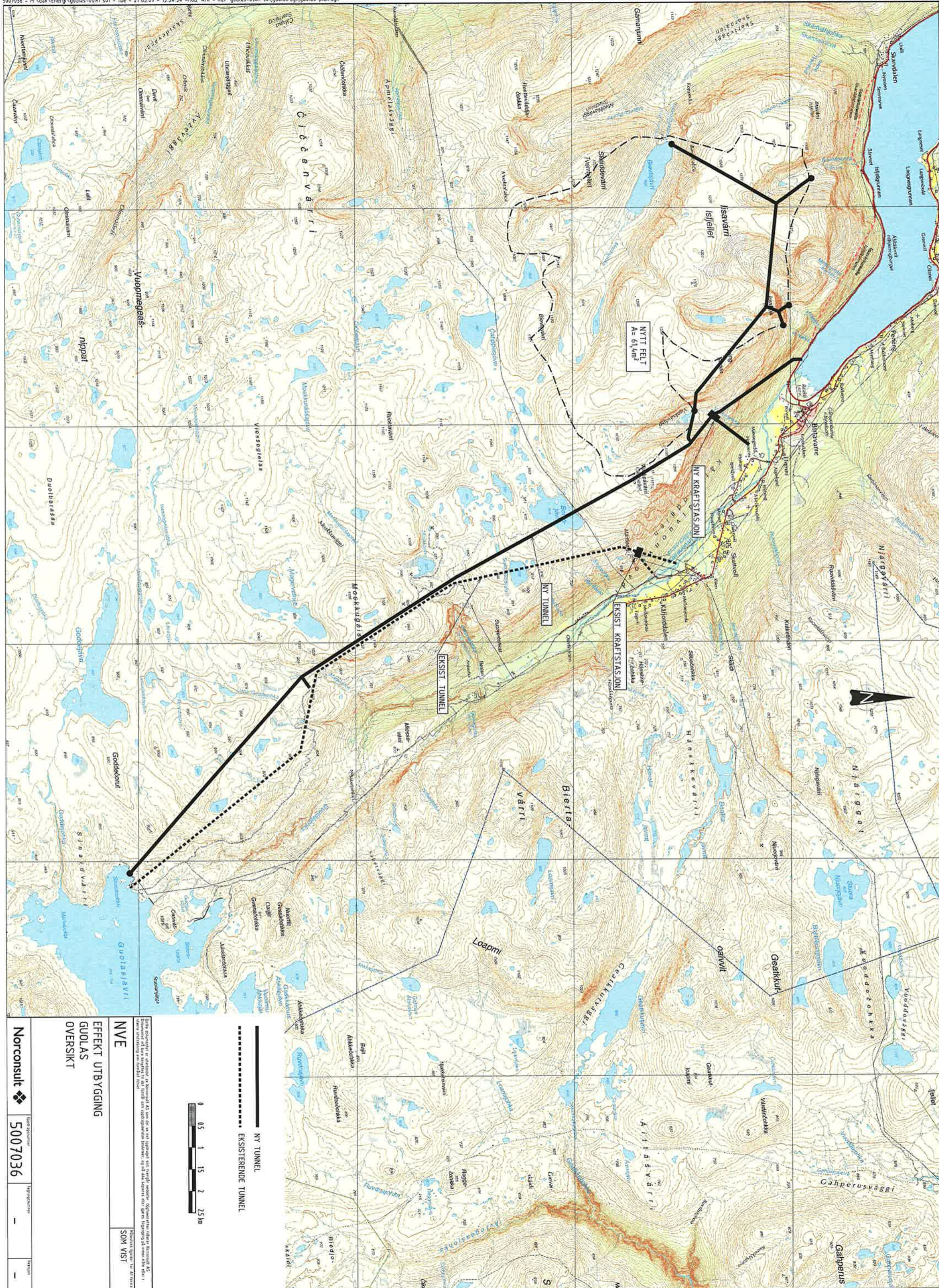
Aurland I kraftverk

Mauranger kraftverk

Ulla/Førre/Blåsjø

Tonstad kraftverk

Solhom kraftverk



**NVE**  
EFFEKT UTBYGGING  
GUDLAS  
OVERSIKT

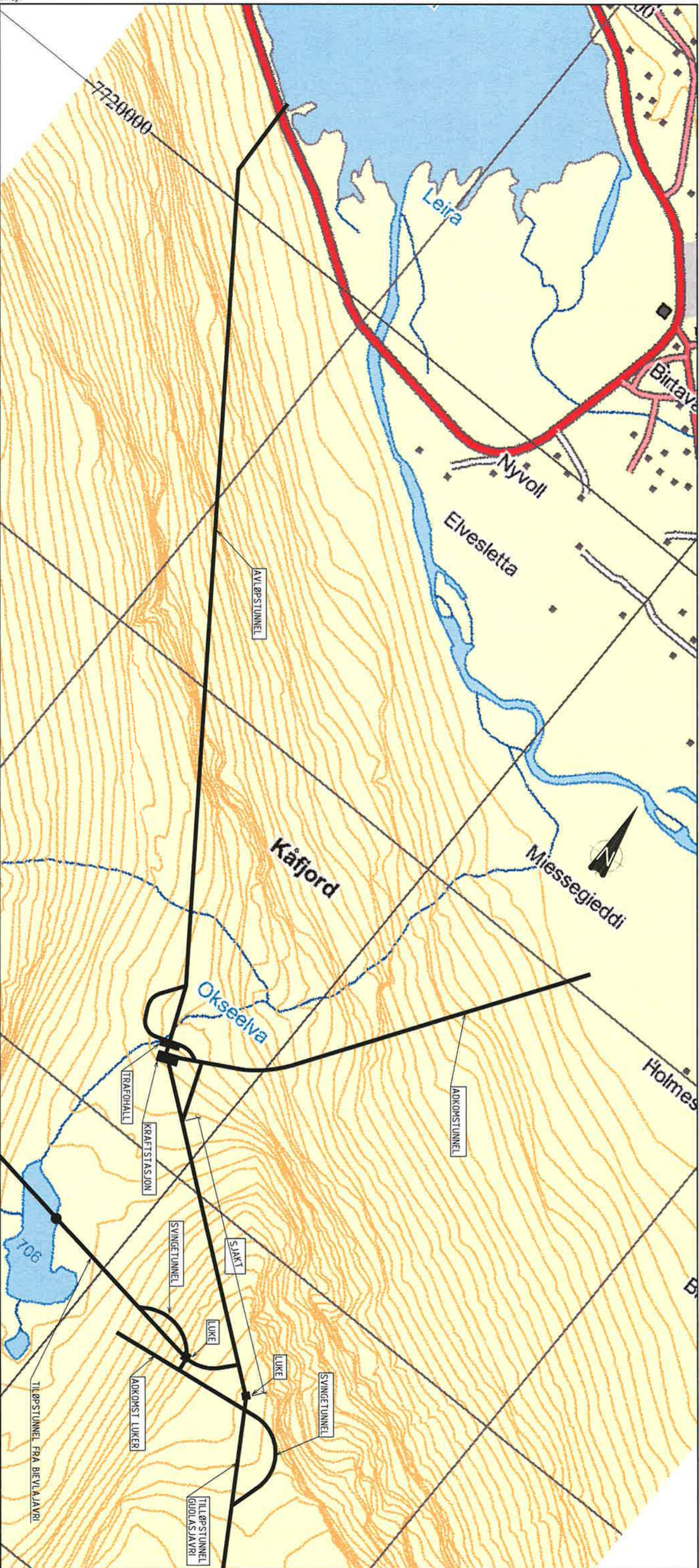
0 0,5 1 1,5 2 2,5 km

— NY TUNNEL  
- - - - - EKSISTERENDE TUNNEL

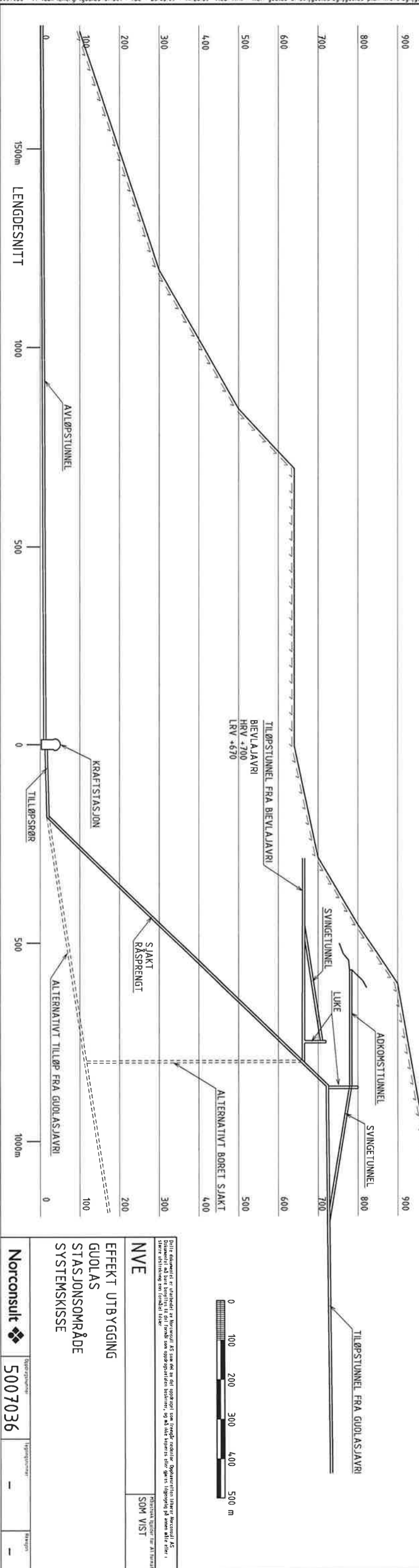
Norconsult 5007036

REKVISITT LISTE FOR BILBREVET  
SOM VISIT





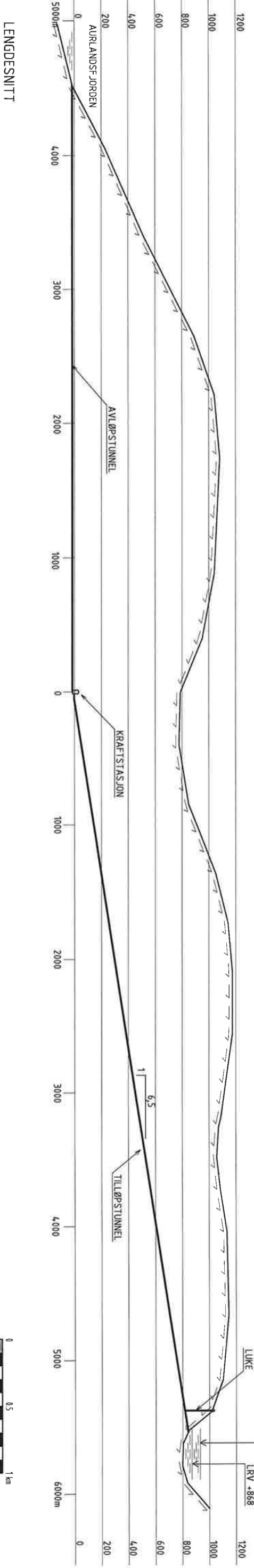
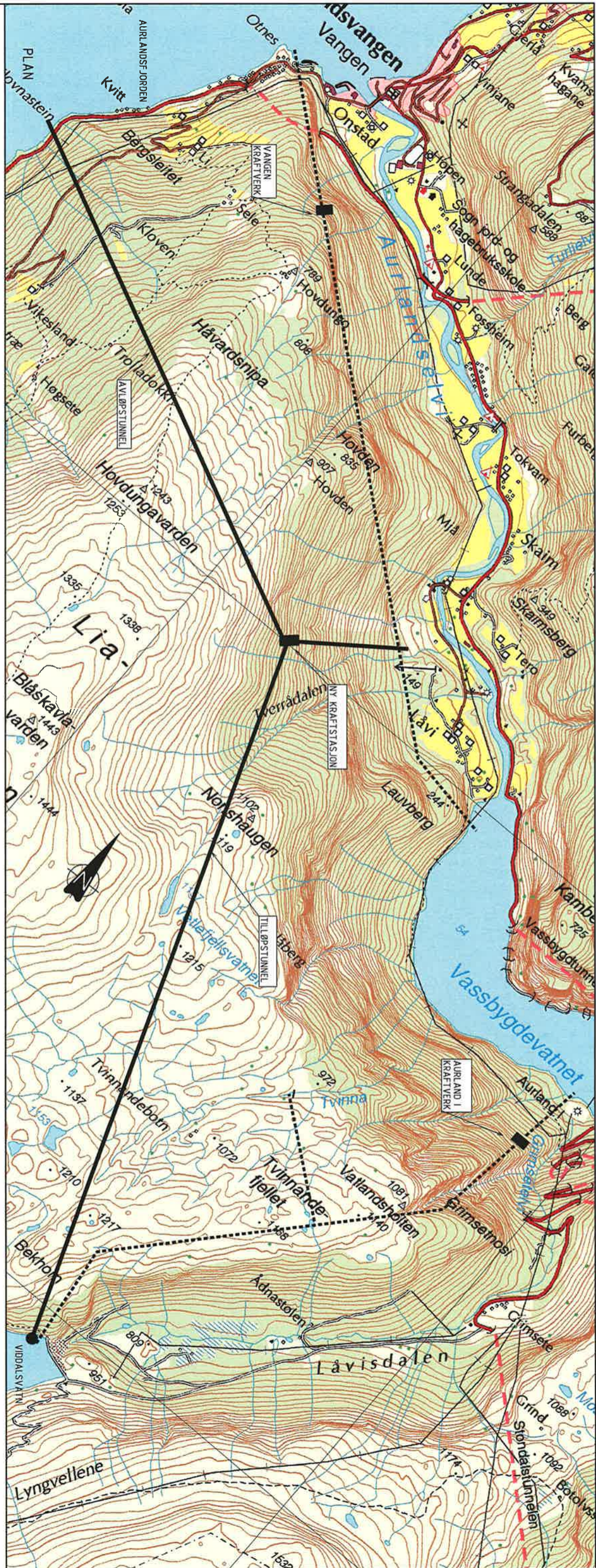
PLAN



Gjølde dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det operativt utarbeidede prosjektsystemet for Kåfjord. Kåfjord AS er ansvarlig for utarbeidelsen av dette dokumentet. Norconsult AS er ansvarlig for utarbeidelsen av dette dokumentet. Norconsult AS er ansvarlig for utarbeidelsen av dette dokumentet.

**NVE**  
 Effekt utbygging  
 GJOLAS  
 STASJONSOMRÅDE  
 SYSTEMSKISSE

**Norconsult**  
 5007036



NY TUNNEL

----- EKISTERENDE TUNNEL

0 0.5 1 km

HRV +930  
LRV +868

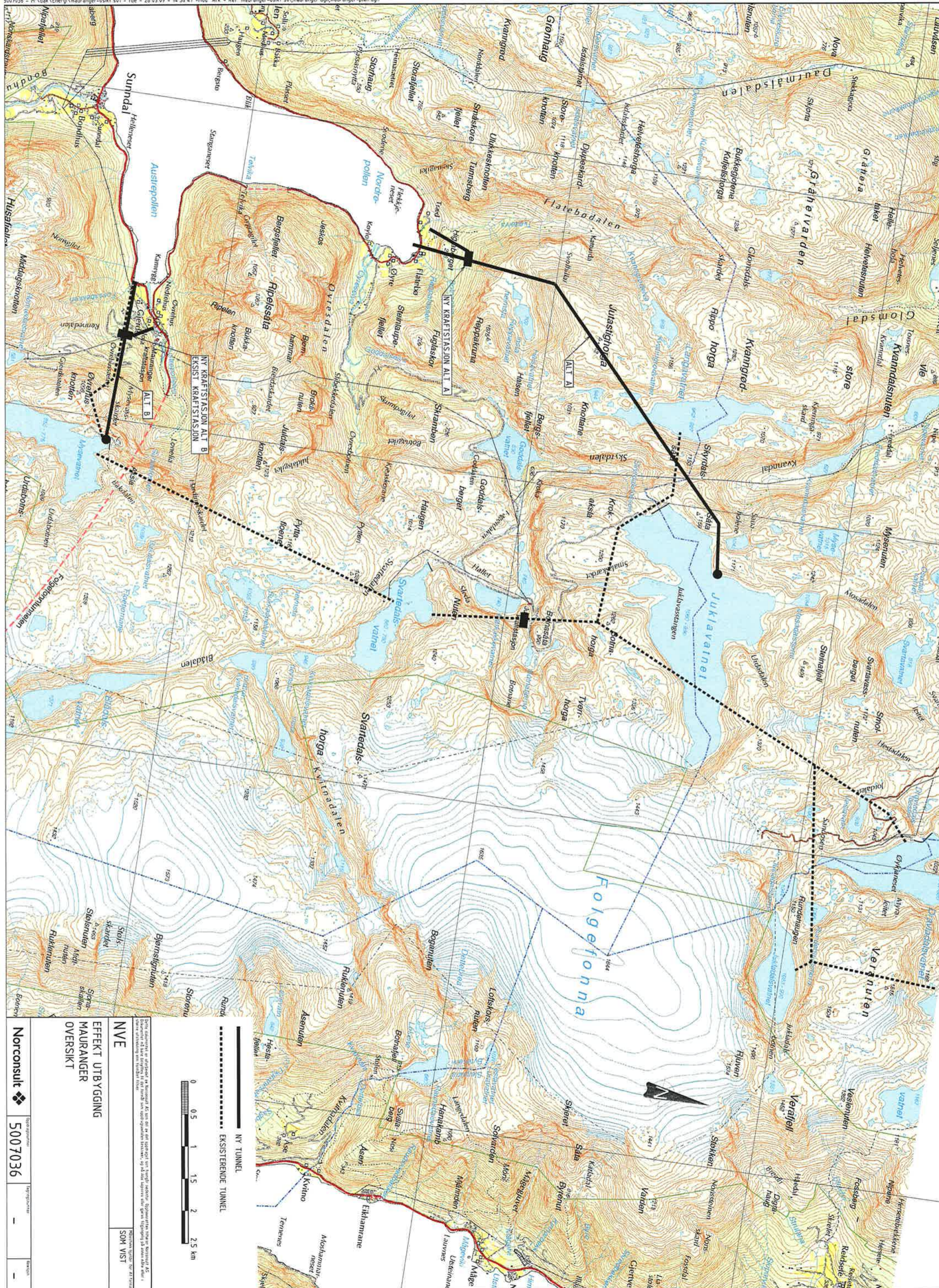
LUKE

5007036

NVE

EFFEKT UTBYGGING  
AURLAND KRAFTVERK  
PLAN OG LENGDESNIITT

Norconsult



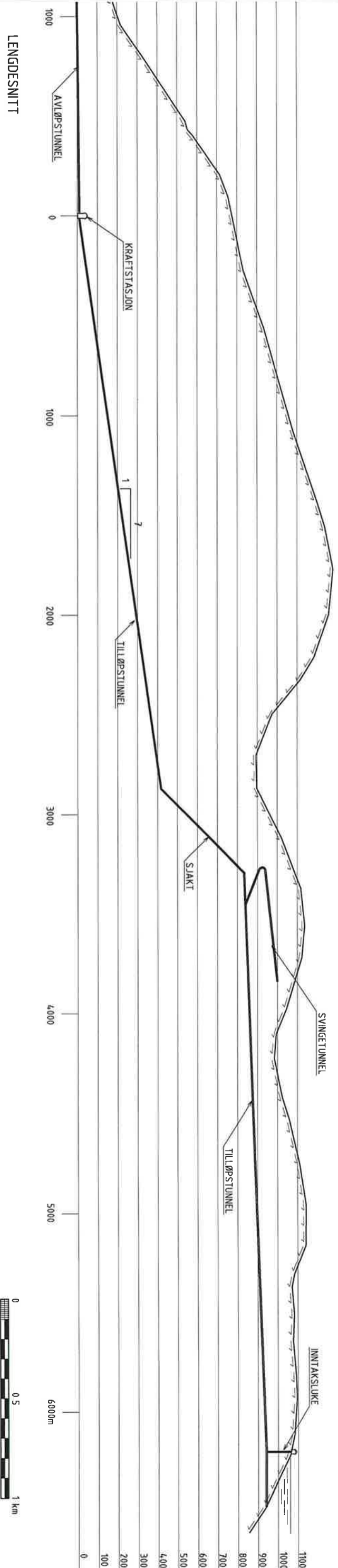
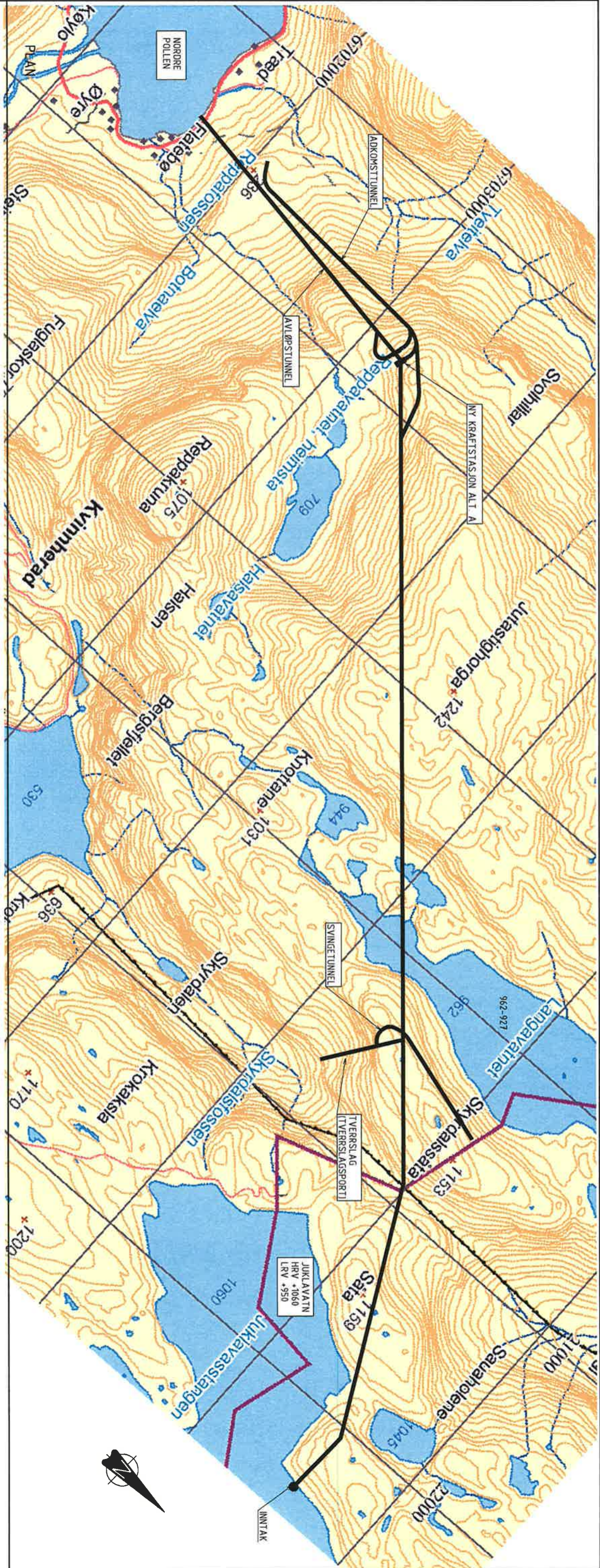
**NVE**  
**EFFEKT UTBYGGING MAURANGER OVERSIKT**

NY TUNNEL  
 EKSISTERENDE TUNNEL

0 0.5 1 1.5 2 2.5 km

**Norconsult** 5007036

SOH VIST



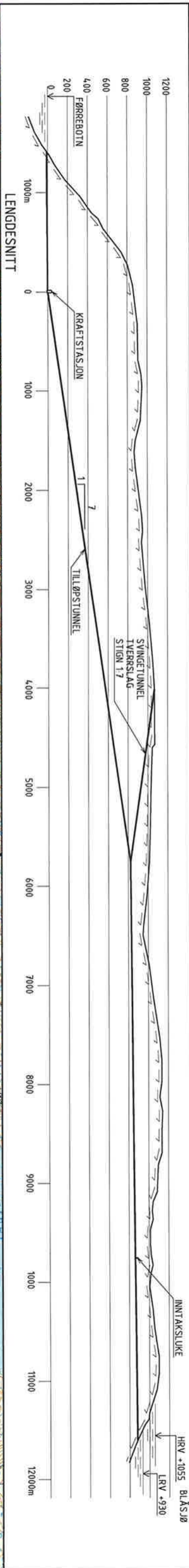
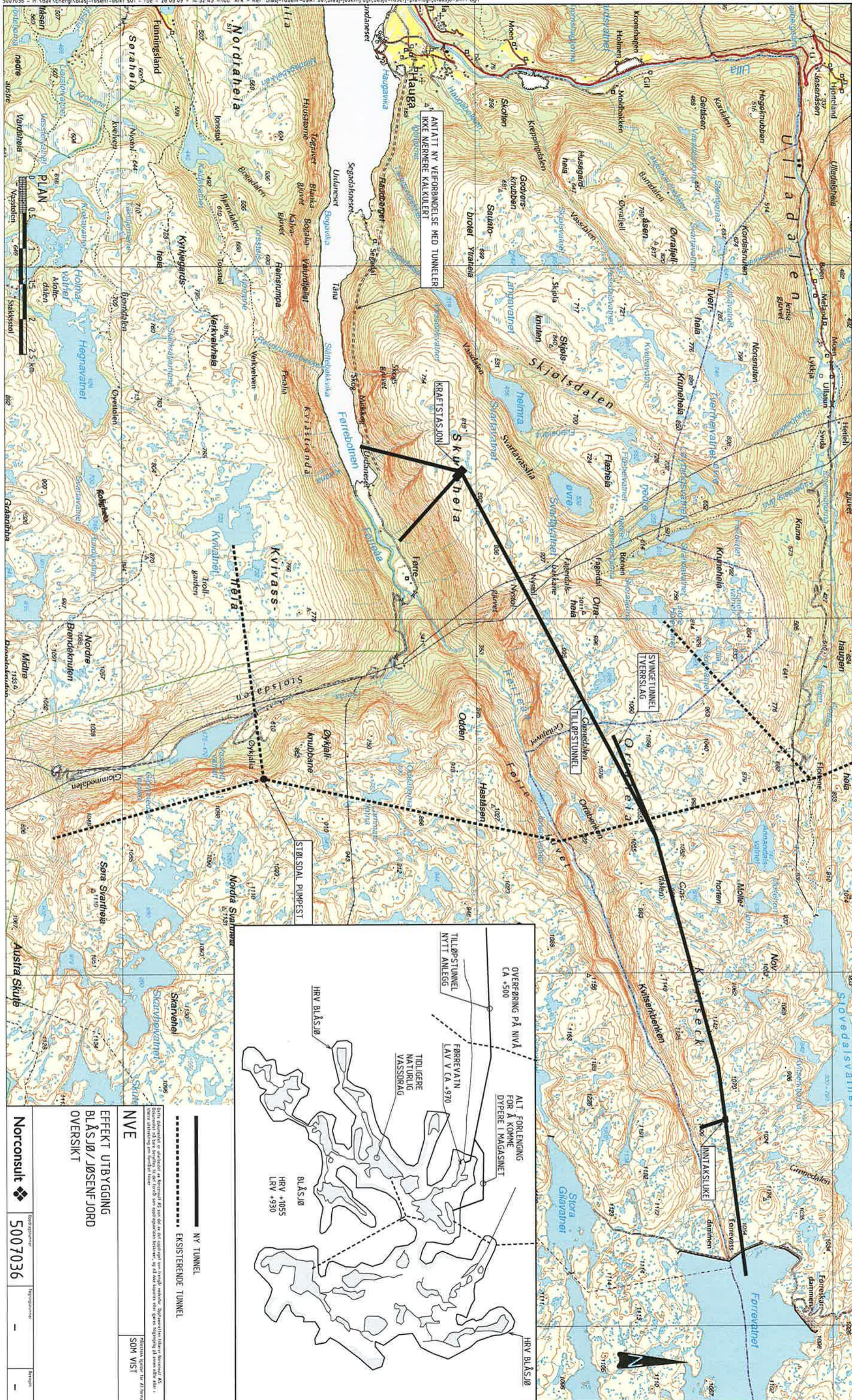
0 0.5 1 km

INNTAKSLØKE

EFFEKT UTBYGGING  
MAURANGER KRAFTVERK ALT. A  
PLAN OG LENGDESNIITT

NVE  
SOM VIST

Norconsult 5007036



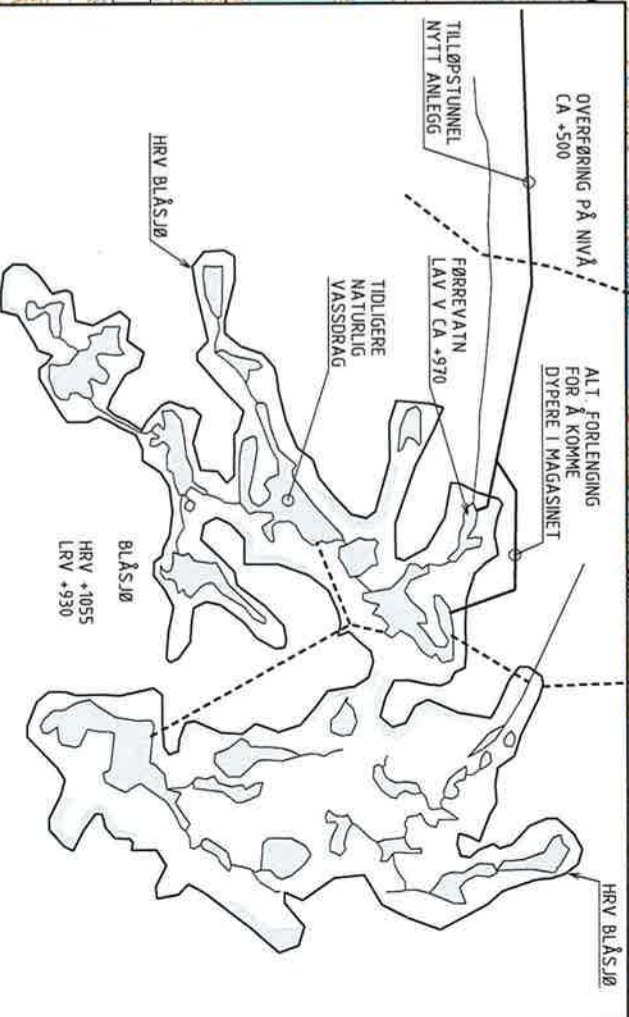
ANTTATT NY VEIFORBINDELSE MED TUNNELER IKKE NÆRERE KALKULERT

KRAFTSTASJON

SVINGTUNNEL TVERSLAG

TILLOPSTUNNEL

INNTAKSLUKE



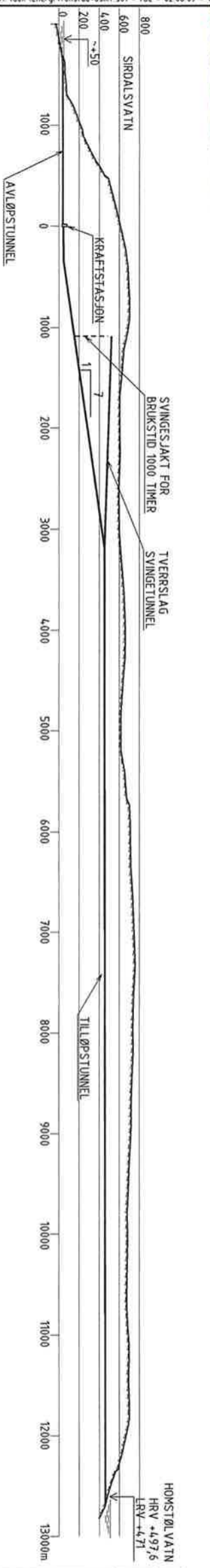
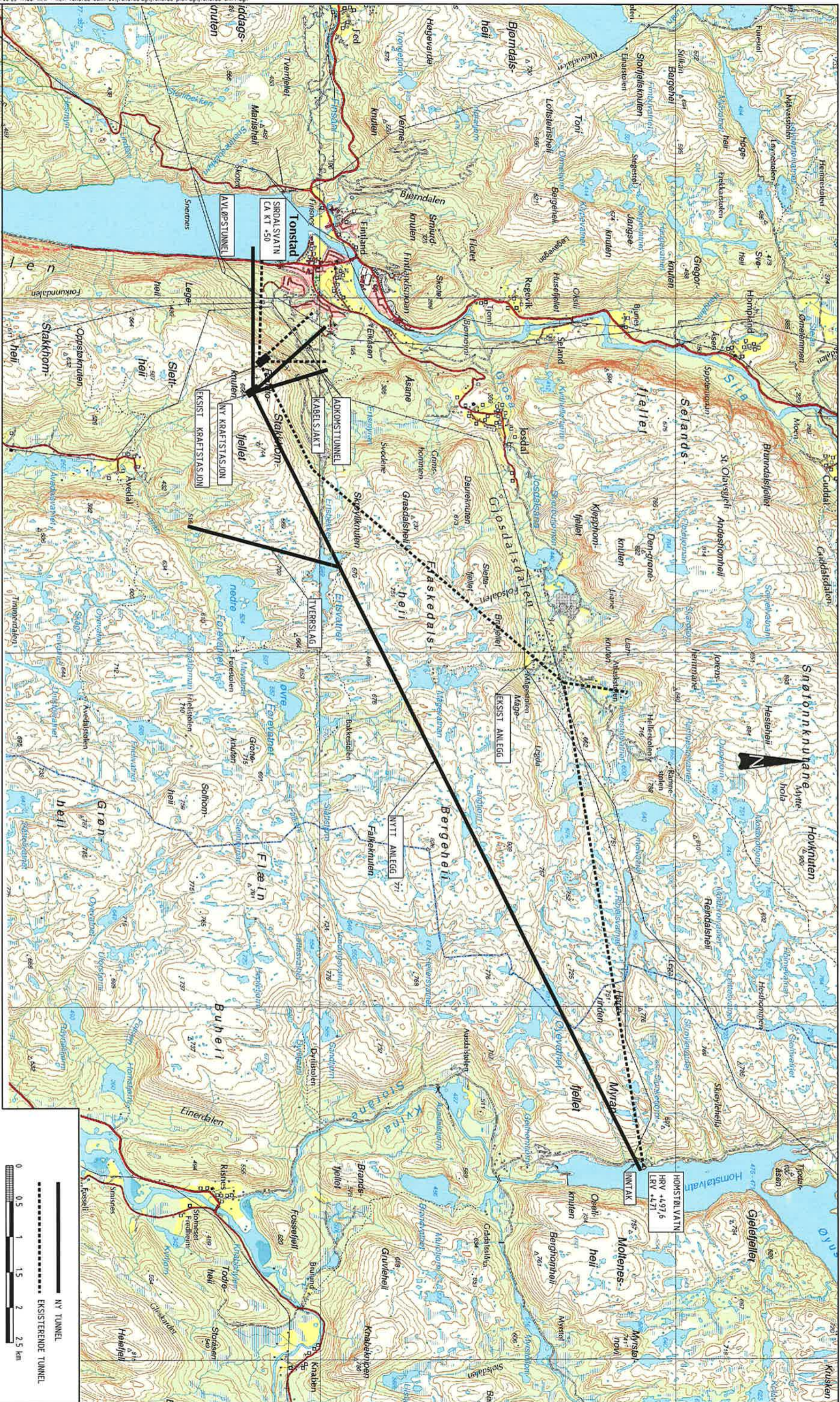
**NVE**

EFFEKT UTBYGGING  
BLÅSJØ/JØSENFJORD  
OVERSIKT

NY TUNNEL  
EKISTERENDE TUNNEL

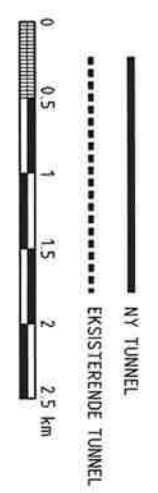
HRV +1055  
HRV +930

**Norconsult** 5007036



HOMSTØLVATN  
HRV +4,97,6  
RV +4,71

HOMSTØLVATN  
HRV +4,97,6  
RV +4,71

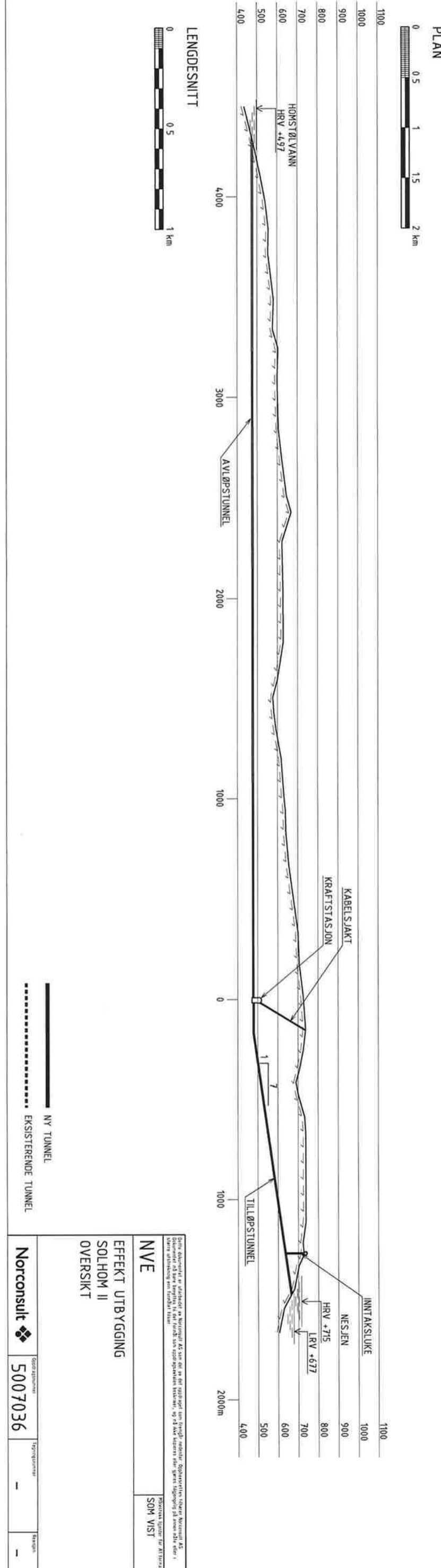
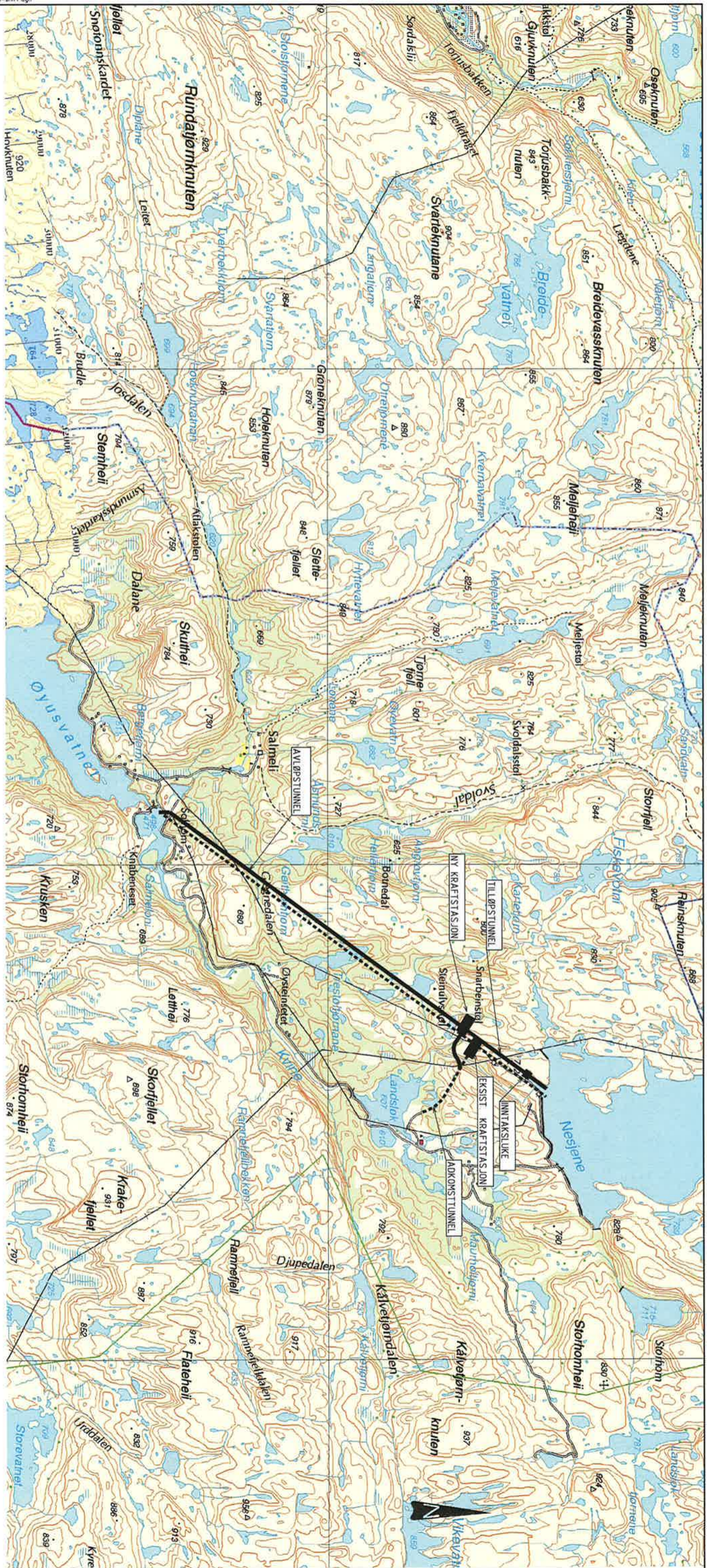


**NVE**

**EFFEKT UTBYGGING  
TONSTAD  
OVERSIKT**

**Norconsult**  5007036

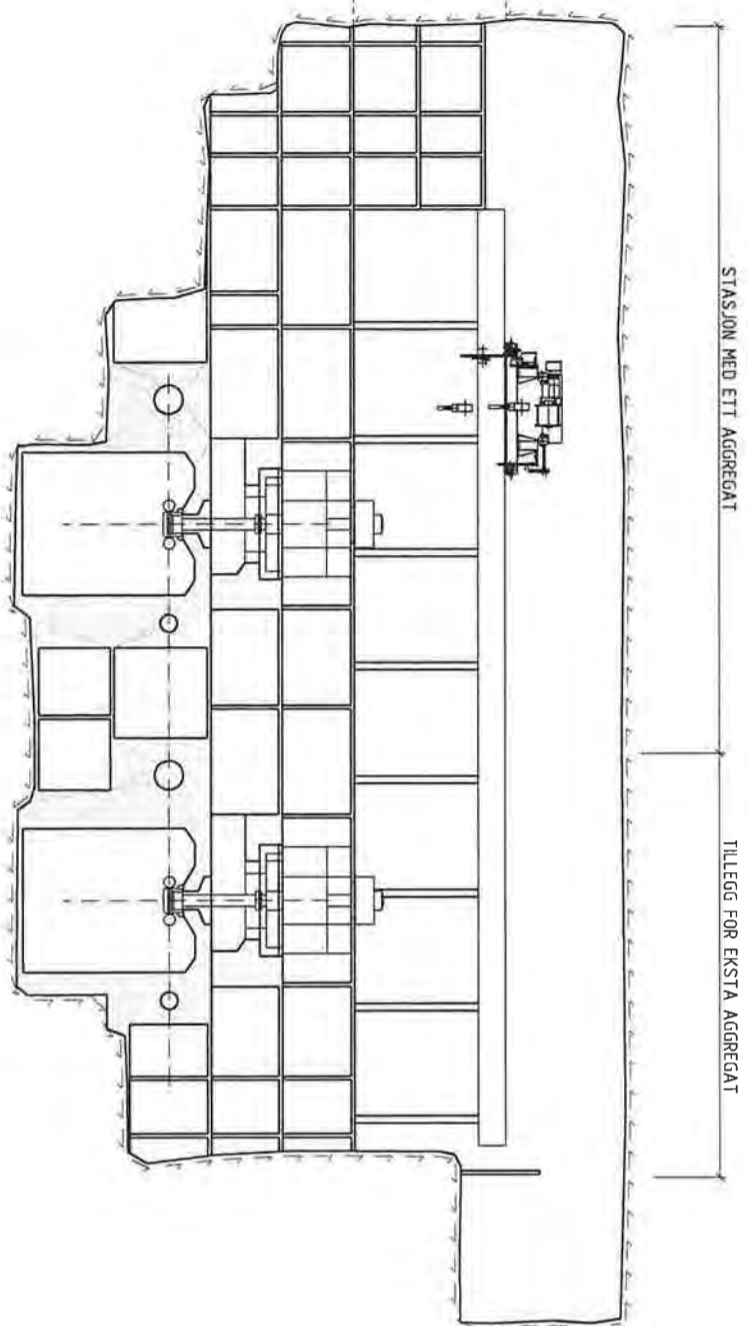
5007036



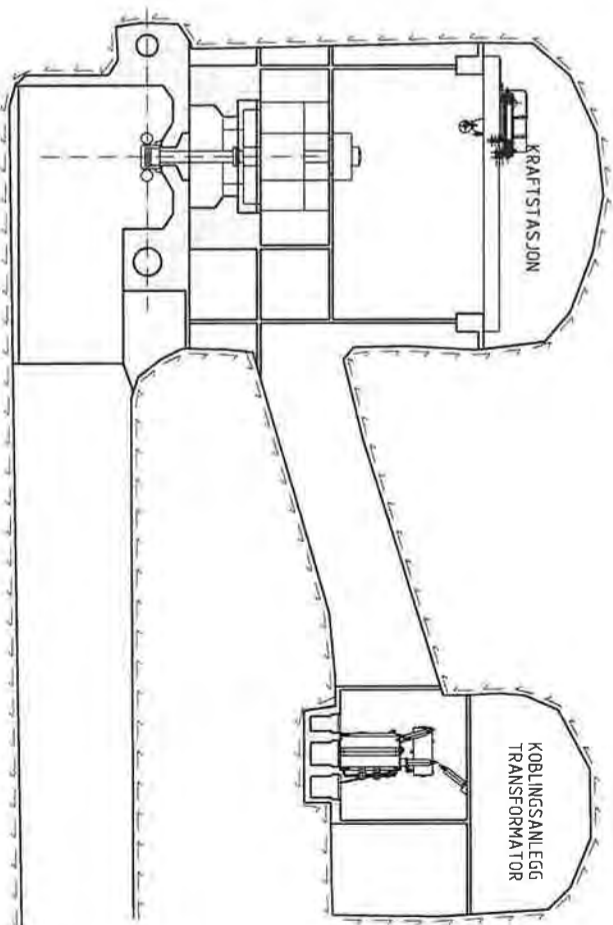
**NVE**  
EFFEKT UTBYGGING  
SOLHOM II  
OVERSIKT

Prosjektet er utarbeidet av Norconsult AS i samarbeid med Statkraft AS. Statkraft er ansvarlig for utarbeidelse av grunnleggende teknisk informasjon og for utarbeidelse av rapportering til NVE. Norconsult AS er ansvarlig for utarbeidelse av alle andre dokumenter og for utarbeidelse av rapportering til NVE. Prosjektet er utarbeidet i henhold til NVEs retningslinjer for utarbeidelse av NVE-oversikter.

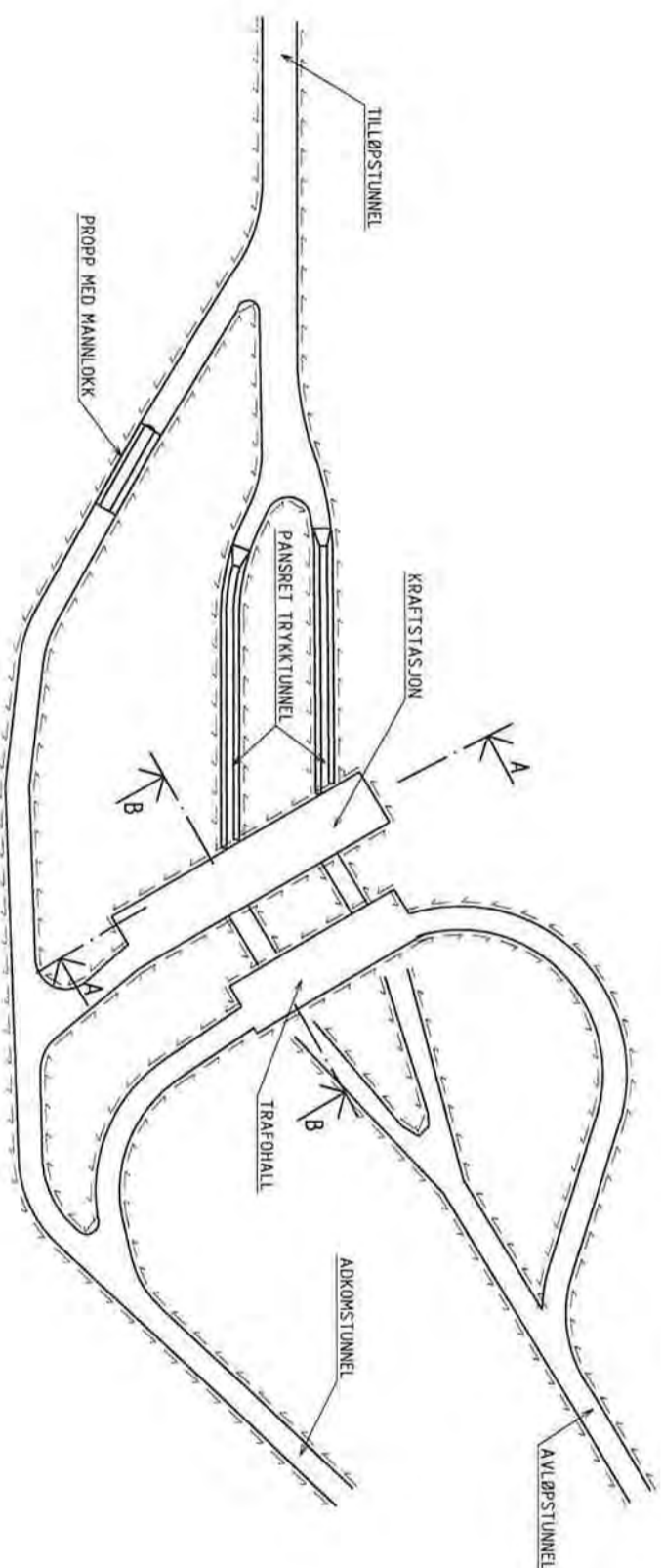
|                   |         |  |  |
|-------------------|---------|--|--|
| <b>Norconsult</b> | 5007036 |  |  |
|-------------------|---------|--|--|



TYPISK LENGDESNIITT A-A



TYPISK TVERSNIITT B-B



PLAN STASJONSOMRÅDE



Denne dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdrags- og kontraktsforholdet mellom Norconsult AS og NVE. Dette dokumentet er utarbeidet i henhold til de tekniske tegningene som er vedlagt i kontraktsforholdet mellom Norconsult AS og NVE. Dette dokumentet er utarbeidet i henhold til de tekniske tegningene som er vedlagt i kontraktsforholdet mellom Norconsult AS og NVE.

NVE

RIKSTINGEN NVE  
SOM VIST

EFFEKT UTBYGGING  
ALLE ANLEGG  
KRAFTSTASJON  
SYSTEMSKISSE

Norconsult

5007036



# **Effektutvidelse i eksisterende kraftverk**

## **Muligheter og kostnader**

**Guolas kraftverk**

**Aurland kraftverk**

**Mauranger kraftverk**

**Blåsjø kraftverk (utbygging mot Jøsenfjorden)**

**Tonstad og Solhom kraftverker**

**Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)**

**Effektutvidelse**

**Guolas kraftverk  
Aurland kraftverk  
Mauranger kraftverk  
Blåsjø kraftverk (utbygging mot Jøsenfjorden)  
Tonstad og Solhom kraftverker**

| Revisjon   | Dato | Beskrivelse                                 | Utarbeidet  | Fagkontroll     | Godkjent |
|--|------|---|---|-----------------|----------|
| <p>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.</p> |      |   |   |                 |          |
| <p>Oppdragsgiver</p> <p><b>Norges vassdrags- og energidirektorat NVE</b></p>   |      |   |   |                 |          |
| <p>Sak</p> <p><b>Effektutvidelser</b><br/><b>Eksempler på utvidelse av anlegg</b></p>  |      |   | <p>Dato</p> <p>Mars 2009</p> <p>Utarbeidet av</p> <p>Maskin, Ø. Otterlei <i>O. Otterlei</i></p> <p>Elektro, A. Lingaas <i>A. Lingaas</i></p> <p>Bygg og rapport, M. Berntsen <i>M. Berntsen</i></p> <p>Fagkontrollert av</p> <p><i>O. Otterlei</i></p> <p>Godkjent av</p> <p><i>M. Berntsen</i></p> |                 |          |
| <p><b>Norconsult</b> </p>   |      | <p>Oppdragsnummer</p> <p><b>5007036</b></p> | <p>Dokumentnummer</p> <p><b>001</b></p>   | <p>Revisjon</p> |          |

## Innhold

|   |    |
|---|----|
| Oppdraget.....  | 6  |
| Sammendrag.....   | 6  |
| Alle anlegg.....  | 7  |
| felles Grunnlag for alle anlegg.....  | 9  |
| Prinsipper for utvelgelse av anlegg egnet for effektutbygging.....          | 9  |
| Prinsipper ved prosjektering og kostnadsberegning av de enkelte anlegg..... | 9  |
| Generelt.....   | 9  |
| Bygg.....   | 9  |
| Maskin.....   | 13 |
| Elektro.....  | 14 |
| Miljø.....  | 15 |
| Prosjektering, byggeledelse og generelle byggherrekostnader.....            | 15 |
| Finansieringskostnader.....   | 15 |
| Diverse og uforutsett.....  | 15 |
| Vurdering av resultater.....  | 16 |
| GuolaS kraftverk (GuolasJÅKKA).....   | 17 |
| Sammendrag og vurdering av prosjektet.....                                  | 17 |
| Eksisterende anlegg.....  | 18 |
| Systembeskrivelse.....  | 18 |
| Reguleringer.....   | 18 |
| Kraftstasjon.....   | 18 |
| Linjetilknytning.....   | 18 |
| Miljøforhold.....   | 19 |
| Tidligere prosjekter.....   | 19 |
| Nytt prosjekt.....  | 19 |
| Mulige alternativer, kort oppsummering.....                                 | 19 |
| Tilleggsoverføringer.....   | 19 |
| Systembeskrivelse, valgt alternativ.....                                    | 20 |
| Vurdering av brukstid.....  | 21 |
| Vannveier.....  | 22 |
| Kraftstasjon.....   | 22 |
| Kraftlinjer.....  | 22 |
| Miljø.....  | 23 |
| Produksjon.....   | 24 |
| Kostnadsoverslag for økt installasjon.....                                  | 25 |
| Aurland kraftverk.....  | 28 |
| Sammendrag og vurdering av prosjektet.....                                  | 28 |
| Eksisterende anlegg.....  | 28 |
| Systembeskrivelse.....  | 28 |
| Reguleringer.....   | 29 |
| Kraftstasjoner.....   | 30 |
| Linjetilknytning.....   | 30 |
| Miljøforhold.....   | 30 |
| Tidligere og parallelle prosjekt.....                                       | 30 |
| Nytt prosjekt, Låvi kraftverk.....  | 31 |
| Mulige alternativer, kort oppsummering.....                                 | 31 |
| Tilleggsoverføringer.....   | 31 |
| Systembeskrivelse, valgt alternativ.....                                    | 31 |
| Vurdering av brukstid.....  | 32 |
| Vannveier.....  | 32 |
| Kraftstasjon.....   | 32 |

|   |    |
|---|----|
| Kraftlinjer .....   | 33 |
| Miljø .....   | 33 |
| Produksjon .....  | 34 |
| Kostnadsoverslag .....  | 34 |
| Mauranger kraftverk .....   | 36 |
| Sammendrag og vurdering av prosjektet .....   | 36 |
| Eksisterende anlegg .....   | 36 |
| Systembeskrivelse .....   | 36 |
| Reguleringer .....  | 37 |
| Linjetilknytning .....  | 37 |
| Miljøforhold .....  | 37 |
| Tidligere prosjekt .....  | 37 |
| Nytt prosjekt .....   | 37 |
| Mulige alternativer, kort oppsummering .....  | 37 |
| Tilleggsoverføringer .....  | 38 |
| Systembeskrivelse, valgt alternativ. Inntak i Juklavatn .....                           | 38 |
| Vurdering av brukstid - Alternativ med anlegg parallelt med Mauranger kraftanlegg ..... | 39 |
| Vurdering av brukstid - Alternativ med anlegg med inntak i Juklavatn .....              | 39 |
| Vannveier .....   | 40 |
| Kraftstasjon .....  | 40 |
| Kraftlinjer .....   | 41 |
| Miljø .....   | 41 |
| Produksjon .....  | 41 |
| Kostnadsoverslag .....  | 42 |
| Blåsjø mot Jøsenfjorden .....   | 43 |
| Sammendrag og vurdering av prosjektet .....   | 43 |
| Eksisterende anlegg .....   | 43 |
| Systembeskrivelse .....   | 43 |
| Reguleringer .....  | 44 |
| Linjetilknytning .....  | 44 |
| Miljøforhold .....  | 44 |
| Tidligere prosjekt .....  | 45 |
| Nytt prosjekt .....   | 45 |
| Mulige alternativer, kort oppsummering .....  | 45 |
| Tilleggsoverføringer .....  | 45 |
| Systembeskrivelse, valgt alternativ .....   | 45 |
| Vurdering av brukstid .....   | 46 |
| Vannveier .....   | 46 |
| Kraftstasjon .....  | 47 |
| Kraftlinjer .....   | 47 |
| Adkomst .....   | 47 |
| Miljø .....   | 47 |
| Produksjon .....  | 48 |
| Kostnadsoverslag .....  | 48 |
| Tonstad og Solhom .....   | 49 |
| Sammendrag og vurdering av prosjektet .....   | 49 |
| Eksisterende anlegg .....   | 50 |
| Systembeskrivelse .....   | 50 |
| Reguleringer .....  | 50 |
| Kraftstasjon .....  | 51 |
| Linjetilknytning .....  | 51 |
| Miljøforhold .....  | 51 |
| Tidligere prosjekt .....  | 51 |

|   |    |
|---|----|
| Nytt prosjekt.....                          | 52 |
| Mulige alternativer, kort oppsummering..... | 52 |
| Tilleggsoverføringer.....                   | 52 |
| Systembeskrivelse, valgt alternativ.....    | 52 |
| Vurdering av magasin.....                   | 54 |
| Vannveier.....                              | 56 |
| Kraftstasjon.....                           | 56 |
| Kraftlinjer.....                            | 57 |
| Miljø.....                                  | 57 |
| Produksjon.....                             | 58 |
| Kostnadssammendrag.....                     | 59 |

**Vedlegg**

Økonomisk vurdering av tunnelverrsnitt

## **OPPDRAGET**

Studien skal gi en oversikt over hva det kan koste å utvide effektinstallasjonen ved noen typiske større kraftanlegg. Det er først og fremst sett på en utvidelse innenfor de eksisterende reguleringer og overføringer. I noen tilfeller hvor det synes å ligge spesielt godt til rette for å ta inn mer vann, er dette tatt med i planene. Det er ikke vurdert om magasinene bør/kan utvides.

Norconsult har prosjektert og kostnadsberegnet bygg- og anlegg, maskin- og elektroteknisk utstyr for anleggene. Produksjon og forhold vedrørende tilknytning til nett er ikke vurdert av Norconsult, men har generelle kommentarer fra NVE.

I dette prosjektet er effekt fremskaffet ved utvidet installasjon (uten pumping) for fire av anleggene. For det femte (Tonstad kraftverk) er magasinet oppstrøms så lite at pumping er nødvendig i tillegg til effektutvidelsen.

Kontakt mot eiere er i første hånd gjort av NVE og senere fulgt opp av Norconsult.

Detaljeringsnivået ligger på forstudienivå. Studien omfatter ikke en detaljert landskapstilpasning, og det er derfor ikke foretatt befarings på de enkelte anlegg.

## **SAMMENDRAG**

Det er for alle kraftverkene tatt utgangspunkt i opp til 4 forskjellige størrelser for ny installasjon, med brukstider hhv. 2 500, 2 000, 1 500 og 1 000 timer for ny total installasjon. Ikke alle brukstider er relevante for alle kraftverkene. Det framgår av tabellen under, og er nærmere begrunnet i beskrivelsen av hvert enkelt kraftverk.

Det bemerkes også at for Guolas kraftverk ble det opprinnelig brukt for høy produksjon i dagens kraftverk. Dermed ble ny installasjon for stor; brukstiden er mindre enn 2 000, 1 500 og 1 000 timer som først ble satt opp (ca. 1 500, 1 100 og 700 timer). Se også beskrivelsen for Guolas kraftverk.

Også for Mauranger kraftverk er det noe ”sprik” mellom oppsatt brukstid og brukstid som en får ved å dividere produksjon med effekt, men her er forskjellen av betydelig mindre grad enn for Guolas kraftverk.

I tabellene i dette sammendraget er de opprinnelige beregnede brukstider satt opp i headingen.

**Alle anlegg**

I tabellen under er det satt opp kostnader i mill. kroner totalt og per MW for hvert enkelt anlegg. Det er brukt kostnadsnivå 2008.

|                                   |          | <b>Brukstid timer, omtrentlig verdi</b>                  |              |              |              |
|-----------------------------------|----------|--|--------------|--------------|--------------|
|                                   |          | <small>(eks. effekt av pumping i pumpekraftverk)</small> |              |              |              |
|                                   |          | <b>2500</b>  | <b>2 000</b> | <b>1 500</b> | <b>1 000</b> |
| <b>Guolas inkl. Bievlajavrre</b>  |          |  |              |              |              |
| Ny effekt                         | MW       |  | 145          | 220          | 370          |
| Kostnad, brutto                   | mill. kr |  | 1 266        | 1 413        | 1 718        |
| Kostnad, netto                    | mill. kr |  | 1 065        | 1 206        | 1 505        |
| Kostnad pr. ny MW, netto          | mill. kr |  | <b>7,3</b>   | <b>5,5</b>   | <b>4,1</b>   |
| <b>Guolas ekskl. Bievlajavrre</b> |          |  |              |              |              |
| Ny effekt                         | MW       |  | 145          | 220          | 370          |
| Kostnad, brutto                   | mill. kr |  | 982          | 1 130        | 1435         |
| Kostnad, netto                    | mill. kr |  | 940          | 1 082        | 1 381        |
| Kostnad pr. ny MW, netto          | mill. kr |  | <b>6,5</b>   | <b>4,9</b>   | <b>3,7</b>   |
| <b>Aurland I</b>                  |          |  |              |              |              |
| Ny effekt                         | MW       |  | 140          | 475          | 1 150        |
| Kostnad, brutto                   | mill. kr |  | 708          | 1302         | 2 450        |
| Kostnad pr. ny MW, brutto         | mill. kr |  | <b>5,1</b>   | <b>2,7</b>   | <b>2,1</b>   |
| <b>Mauranger</b>                  |          |  |              |              |              |
| Ny effekt                         | MW       | 310  | 470          | 730          | 1 250        |
| Kostnad brutto                    | mill. kr | 984  | 1271         | 1624         | 2 279        |
| Kostnad pr. ny MW, brutto         | mill. kr | <b>3,2</b>   | <b>2,7</b>   | <b>2,3</b>   | <b>1,8</b>   |
| <b>Blåsjø</b>                     |          |  |              |              |              |
| Ny effekt                         | MW       | 160  | 660          | 1 560        | 3 360        |
| Kostnad, brutto                   | mill. kr | 906  | 1 950        | 3 364        | 5 853        |
| Kostnad pr. ny MW, brutto         | mill. kr | <b>5,7</b>   | <b>3,0</b>   | <b>2,2</b>   | <b>1,8</b>   |
| <b>Tonstad (pumpe)</b>            |          |  |              |              |              |
| Ny effekt                         | MW       |  |              | 790          | 2 150        |
| Kostnad, brutto                   | mill. kr |  |              | 2594         | 5241         |
| Kostnad pr. ny MW, brutto         | mill. kr |  |              | <b>3,3</b>   | <b>2,4</b>   |
| <b>Solhom (pumpe)</b>             |          |  |              |              |              |
| Ny effekt                         | MW       |  |              | 300          | 550          |
| Kostnad, brutto                   | mill. kr |  |              | 1 097        | 1 613        |
| Kostnad pr. ny MW, brutto         | mill. kr |  |              | <b>3,7</b>   | <b>2,9</b>   |

Brutto kostnad er beregnet uten hensyn til eventuelle tilleggfelt. I netto kostnad er eventuell tilleggsproduksjon fratrukket med verdi kr 3,00 pr. kWh.

Anleggene Guolas (etter effektøkningen), Aurland I (etter effektøkningen), Mauranger og Blåsjø har inntak i magasin og utløp i sjøen (saltvann).

Tonstad og Solhom kraftstasjoner ligger mellom magasiner. For Tonstads vedkommende er oppstrøms magasiner (nedstrøms Solhom) så små at det må installeres pumpe-turbiner for å få nytte av installasjonen. Solhom kraftverk oppstrøms Tonstad har det største magasinet oppstrøms (Nesjen), men også her er det valgt å benytte pumpe-turbiner. Anlegg med pumpe-turbiner vil i prinsippet bare være en effektreserve med noen ganske få timers brukstid mellom hver pumpe-sekvens. Virkelig brukstid for anlegg med pumpe avhenger av hvor ofte en velger å pumpe.

Kostnadene per MW reduseres med utbyggingens størrelse, men en stor installasjon gir kortere brukstid for anlegget før magasinet er tomt. Nyten over tid som reserve blir dermed redusert med økende installasjon. Det er i denne studien kun sett på brukstider med fullt magasin ved maksimalt effektuttak. I tabellen nedenfor er det vist kostnad pr. MW og døgn for de aktuelle anlegg og alternativer.

|                                   |            | <b>Brukstid timer, omtrentlig verdi</b><br>(eks. effekt av pumping i pumpekraftverk) |              |              |              |
|-----------------------------------|------------|--|--------------|--------------|--------------|
|                                   |            | <b>2500</b>  | <b>2 000</b> | <b>1 500</b> | <b>1 000</b> |
| <b>Guolas inkl. Bievlajavrre</b>  | kr/MW/døgn |  | 136 000      | 141 000      | 164 000      |
| <b>Guolas ekskl. Bievlajavrre</b> | kr/MW/døgn |  | 144 000      | 149 000      | 170 000      |
| <b>Aurland</b>                    | kr/MW/døgn |  | 103 000      | 110 000      | 164 000      |
| <b>Mauranger</b>                  | kr/MW/døgn | 81 000   | 90 000       | 97 000       | 114 000      |
| <b>Blåsjo</b>                     | kr/MW/døgn | 31 000   | 21 000       | 21 000       | 27 000       |
| <b>Tonstad (pumpe)</b>            | kr/MW/døgn |  |              | 3 300 000    | 3 500 000    |
| <b>Solhom (pumpe)</b>             | kr/MW/døgn |  |              | 215 000      | 293 000      |

Merk at i innledningen, og i all hovedsak også senere i rapporten, er brukt de opprinnelige tiltenkte brukstider (2500, 2000, 1500 og 1000 timer) som heading i tabeller etc., selv om det i løpet av prosjektgjennomføringen ble brukstider som avvek fra disse. Det bemerkes at for Guolas kraftverk ble det i prosjektstaren brukt for høy produksjon for dagens kraftverk. Dermed ble ny installasjon for stor; brukstiden er mindre enn 2 000, 1 500 og 1 000 timer som først ble satt opp (ca. 1 500, 1 100 og 700 timer når korrigeret produksjon settes inn) da en valgte å fortsette med de installasjonsøkingene som det ble startet med. Se også beskrivelsen for Guolas kraftverk. For noen av de andre kraftverkene er det noen små avvik fra de tilsiktede brukstidene.



## FELLES GRUNNLAG FOR ALLE ANLEGG

### Prinsipper for utvelgelse av anlegg egnet for effektutbygging

*Følgende momenter er lagt til grunn for valg av anlegg:*

- høyt fall
- magasin på tilløpssiden og avløpssiden, alternativt avløp i sjøen
- spredning av anlegg med mulighet for effekt i nettet og sikring ved feil
- god linjedekning og tilstrekkelig kapasitet til å overføre den produserte effekten, eller relativt enkelt å skaffe nødvendig linjekapasitet

*Formålet med effektverkene kan være:*

- Samkjøring med varmekraft/vindkraft som gir behov for utjevning over døgnet samt også over lengre perioder med lite vind.
- Gi ekstra effekt i forbindelse med lengre kuldeperioder om vinteren.
- Gi ekstra effekt på dagtid på ukens virkedager.
- Sikring mot manglende effekt i tørrår hvor det generelt er lite vann i store deler av systemet.
- Tilføre ekstra effekt innen et begrenset område hvor nettet er begrensende for tilførsel av effekt utenfra.
- Sikring mot bortfall av kraft i viktige forsyningsområder i fall alvorlig svikt i deler av systemet. Svikt i nett eller produksjonsapparat som utfall av store og viktige kraftstasjoner.

### Prinsipper ved prosjektering og kostnadsberegning av de enkelte anlegg

#### *Generelt*

Prosjekteringen er basert på kart, bilder og oversiktstegninger av eksisterende anlegg.

Det er ikke forutsatt at magasiner, overføringer etc. endres som følge av effektutbyggingen.

Dersom eventuelt nytt anlegg med fordel kan legges langs en annen trasé enn parallelt med eksisterende anlegg, og dette muliggjør inntak av nye bekker, tas dette med som en tilleggsgevinst. Det forutsettes at inntak av nye felt ikke vil ha negative miljøkonsekvenser av betydning.

#### *Bygg*

##### *Prosjekteringsgrunnlag*

Anleggene er skissert på kart i målestokk 1:50 000. Disse er vedlagt rapporten. For vurdering av volumer, utsprengning, forskaling, armering og betong etc. i kraftstasjonene er det laget grove håndskisser. Disse er ikke vedlagt rapporten.

Det er ikke gjennomført en optimalisering av anleggene med hensyn på tunnel- sjakttverrsnitt, lukedimensjoner etc. Tverrsnittene er bestemt ut fra erfaringstall for vannhastighet. Falltapet i en tunnel med stort tverrsnitt er mindre enn i en tunnel med lite tverrsnitt. Marginalkostnad for utvidelse av tverrsnittet varierer ikke mye om tunnelen er stor eller liten. Grovt vurdert er derfor vannhastigheten i en økonomisk dimensjonert tunnel lavere i et lite tverrsnitt enn i et mye større tverrsnitt. Vi har derfor lagt til grunn forskjellig hastighet i tunnelene avhengig av tverrsnittet. Det er antatt at anlegg som bygges for effekt vil kjøre en stor del av tiden på fullt pådrag.

Valgt grunnlag:

- tunnel 20-160 m<sup>2</sup>: vannhastighet 1,2 - 2,5 m/s (se vedlegg)
- råsprengt sjakt: 3 m/s
- stålforet sjakt: 5 m/s
- inntaksgrind: 1,0 m/s
- luke med trykk 0-10 m: 3,5 m/s
- luke med trykk 10-40 m: 5 m/s
- trykkrør ved stasjon: 5 m/s

Adkomsttunnel: Når arrangementet krever ny adkomst, gis minimum samme frie tverrsnitt som benyttes i det offentlige veinett. Fri høyde 4,6 m + klaring til eventuelle installasjoner 0,2 m. Bredde 5,5 m. Når hensyn tas til mulige installasjoner i heng og langs vegg antas utsprengt nyttbart areal  $B \times H = 6,5\text{m} \times 6,0\text{m} = \text{ca. } 40 \text{ m}^2$ .

Kabeltunnel, separat rømningstunnel, etc: Det antas normalt minimumstverrsnitt ca. 25 m<sup>2</sup>.

Der det er regnet med Peltonturbiner, er det antatt at det vil være mulig å benytte avløpstunnelen som rømningsvei (båt). Benyttes Francisturbiner dykkes avløpet, og det er derfor ikke naturlig å velge friskeil avløpstunnel. Rømning må da skje i egen tunnel, eller normalt i en separat kabeltunnel. Vi har derfor valgt å inkludere egen kabel-/rømningstunnel ved stasjoner med Francisturbiner.

Vannveien er lagt ut slik at den får en enklest mulig anleggsteknisk utforming. Dette medfører at det for tilløpsvannveien velges tunnel med stigning 1:7 fremfor slakere tunnel og sjakt nær stasjonen knyttet opp mot et svingekammer. Avstanden mellom stasjonen og nærmeste frie vannflate blir da ofte lengre enn det som kreves for at anlegget vil være stabilt på eget nett. Det er spesielt for anlegg med lavest brukstid hvor tunnelstverrsnittene er store og økonomisk vannhastighet i tunnelen også er stor at dette blir mest markert. Ved prosjektering for en eventuell utbygging bør denne forutsetningen vurderes på ny. Anlegg som ikke er stabile på eget nett kan gjøres stabile ved enten å forkorte avstanden mellom stasjon og nærmeste frie vannflate f. eks ved å legge inn svingekammer eller flytte svingekammeret nærmere stasjonen, alternativt å øke tunnelstverrsnittet mellom fri vannflate og stasjonen, eller en kombinasjon av begge.

### *Kostnadsgrunnlag*

Kostnader er kalkulert i henhold til "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg" (NVEs Håndbok 2/2005) og Norconsults egen kostnadsbank.

Kostnadene er justert for prisstigning 2005/1 til 2007/1 iht. notat "Prisstigning vannkraftverk, kostnadsindekser" av 27.3.2007 fra NVE, og videre en vurdert justering fram til 2008/1.

Følgende basiskostnader er benyttet:

### **Rigg og drift av byggeplass**

| Beskrivelse                       | enhet | %  |
|-----------------------------------|-------|----|
| Rigg og drift i % av mengdeposter |       | 35 |

**Sprengte tunneler, kostnader eks. rigg.**  
(Sikringsvolum tilpasset vanntunneler)

| Beskrivelse   | enhet | kr     | Beskrivelse                    | %  | enhet | kr     |
|---|-------|--------|--------------------------------|----|-------|--------|
| <i>Grunnpris sprengning og utkjøring</i>            |       |        | <i>Totalpris inkl. sikring</i> |    |       |        |
| Tunnel 18/20 m <sup>2</sup><br>(minimumstverrsnitt) | m     | 9 513  | Grunnpris + sikring %          | 30 | m     | 12 367 |
| Tunnel 25 m <sup>2</sup>                            | m     | 10 872 | Grunnpris +sikring %           | 30 | m     | 14 134 |
| Tunnel 30 m <sup>2</sup>                            | m     | 11 840 | Grunnpris +sikring %           | 30 | m     | 15 392 |
| Tunnel 35 m <sup>2</sup>                            | m     | 12 805 | Grunnpris +sikring %           | 30 | m     | 16 647 |
| Tunnel 40 m <sup>2</sup>                            | m     | 13 768 | Grunnpris +sikring %           | 35 | m     | 18 587 |
| Tunnel 45 m <sup>2</sup>                            | m     | 14 729 | Grunnpris +sikring %           | 40 | m     | 20 621 |
| Tunnel 50 m <sup>2</sup>                            | m     | 15 687 | Grunnpris +sikring %           | 45 | m     | 22 746 |
| Tunnel 60 m <sup>2</sup>                            | m     | 17 597 | Grunnpris +sikring %           | 45 | m     | 25 516 |
| Tunnel 70 m <sup>2</sup>                            | m     | 19 496 | Grunnpris +sikring %           | 45 | m     | 28 269 |
| Tunnel 80 m <sup>2</sup>                            | m     | 21 386 | Grunnpris +sikring %           | 45 | m     | 31 010 |
| Tunnel 90 m <sup>2</sup>                            | m     | 23 267 | Grunnpris +sikring %           | 45 | m     | 33 737 |
| Tunnel 100 m <sup>2</sup>                           | m     | 25 138 | Grunnpris +sikring %           | 45 | m     | 36 450 |
| Tunnel 120 m <sup>2</sup>                           | m     | 28 850 | Grunnpris +sikring %           | 45 | m     | 41 833 |
| Tunnel 140 m <sup>2</sup>                           | m     | 31 190 | Grunnpris +sikring %           | 50 | m     | 46 785 |
| Tunnel 160 m <sup>2</sup>                           | m     | 33 530 | Grunnpris +sikring %           | 50 | m     | 50 295 |
| Tunnel 180 m <sup>2</sup>                           | m     | 35 870 | Grunnpris +sikring %           | 50 | m     | 53 805 |
| Tunnel 200 m <sup>2</sup>                           | m     | 38 210 | Grunnpris +sikring %           | 50 | m     | 57 315 |
| Tunnel 220 m <sup>2</sup>                           | m     | 40 550 | Grunnpris +sikring %           | 50 | m     | 60 825 |
| Tunnel 240 m <sup>2</sup>                           | m     | 42 890 | Grunnpris +sikring %           | 50 | m     | 64 335 |
| Tunnel 260 m <sup>2</sup>                           | m     | 45 230 | Grunnpris +sikring %           | 50 | m     | 67 845 |

**Lange sjakter. Borede og sprengte, kostnader eks. rigg.**

| Beskrivelse                               | enhet | kr      | Beskrivelse          | %  | enhet | kr      |
|---|-------|---------|----------------------|----|-------|---------|
| <i>Grunnpris</i>                          |       |         | <i>Totalpris</i>     |    |       |         |
| Sjakt boret Ø 1,5 m A=1,8 m <sup>2</sup>  | m     | 10 000  | Grunnpris +sikring % | 10 | m     | 11 000  |
| Sjakt boret Ø 2,0 m A=3,1 m <sup>2</sup>  | m     | 13 000  | Grunnpris +sikring % | 10 | m     | 14 300  |
| Sjakt boret Ø 2,5 m A=4,9 m <sup>2</sup>  | m     | 16 000  | Grunnpris +sikring % | 10 | m     | 17 600  |
| Sjakt boret Ø 3,0 m A=7,1 m <sup>2</sup>  | m     | 19 000  | Grunnpris +sikring % | 10 | m     | 20 900  |
| Sjakt boret Ø 3,5 m A=9,6 m <sup>2</sup>  | m     | 23 000  | Grunnpris +sikring % | 10 | m     | 25 300  |
| Sjakt boret Ø 4,0 m A=12,6 m <sup>2</sup> | m     | 27 000  | Grunnpris +sikring % | 10 | m     | 29 700  |
|   |       |         |                      |    |       | -       |
| Sjakt A=16 m <sup>2</sup>                 | m     | 23 738  | Grunnpris +sikring % | 25 | m     | 29 673  |
| Sjakt A=20 m <sup>2</sup>                 | m     | 32 154  | Grunnpris +sikring % | 30 | m     | 41 800  |
| Sjakt A=30 m <sup>2</sup>                 | m     | 39 273  | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 53 019  |
| Sjakt A=40 m <sup>2</sup>                 | m     | 47 968  | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 64 757  |
| Sjakt A=50 m <sup>2</sup>                 | m     | 58 588  | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 79 094  |
| Sjakt A=60 m <sup>2</sup>                 | m     | 71 560  | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 96 606  |
| Sjakt A=70 m <sup>2</sup>                 | m     | 87 404  | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 117 995 |
| Sjakt A=80 m <sup>2</sup>                 | m     | 106 755 | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 144 119 |
| Sjakt A=90 m <sup>2</sup>                 | m     | 130 391 | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 176 028 |
| Sjakt A=100 m <sup>2</sup>                | m     | 159 260 | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 215 001 |

**Korte vertikale sjakter, lukesjakter etc.**

| Beskrivelse  | enhet | kr     | Beskrivelse          | %  | enhet | kr     |
|--|-------|--------|----------------------|----|-------|--------|
| <i>Grunnpris: Boring eller sprengning, opplasting og utkjøring</i> |       |        | <i>Totalpris</i>     |    |       |        |
| Sjakt A=7,5 m <sup>2</sup>   | m     | 10 000 | Grunnpris +sikring % | 20 | m     | 12 000 |
| Sjakt A=10 m <sup>2</sup>  | m     | 12 000 | Grunnpris +sikring % | 20 | m     | 14 400 |
| Sjakt A=16 m <sup>2</sup>  | m     | 18 400 | Grunnpris +sikring % | 25 | m     | 23 000 |
| Sjakt A=20 m <sup>2</sup>  | m     | 23 000 | Grunnpris +sikring % | 30 | m     | 29 900 |
| Sjakt A=30 m <sup>2</sup>  | m     | 34 500 | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 46 575 |
| Sjakt A=40 m <sup>2</sup>  | m     | 46 000 | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 62 100 |
| Sjakt A=50 m <sup>2</sup>  | m     | 57 500 | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 77 625 |
| Sjakt A=60 m <sup>2</sup>  | m     | 69 000 | Grunnpris +sikring % | 35 | m     | 93 150 |

**Sprengningsarbeider i bergrom**

| Beskrivelse  | enhet          | kr  | Beskrivelse           | %  | enhet | kr  |
|--|----------------|-----|-----------------------|----|-------|-----|
| <i>Grunnpris: Boring eller sprengning, opplasting og utkjøring</i> |                |     | <i>Totalpris</i>      |    |       |     |
|  |                |     |                       |    |       | -   |
| Fjellhall, takskive  | m <sup>3</sup> | 295 | Grunnpris + sikring % | 50 |       | 443 |
| Fjellhall, palling   | m <sup>3</sup> | 120 | Grunnpris + sikring % | 50 |       | 180 |
|  |                |     |                       |    |       | -   |
| Fjellhall, snittpris   | m <sup>3</sup> | 230 | Grunnpris + sikring % | 50 |       | 345 |

**Betongarbeider**

| Beskrivelse                | enhet          | kr     |
|----------------------------|----------------|--------|
| Forskaling, alt inkl.      | m <sup>2</sup> | 1600   |
| Armering, alle dimensjoner | tonn           | 19 000 |
| Betong, alt inkl.          | m <sup>3</sup> | 2 000  |

**Annet**

| Beskrivelse                       | enhet | kr    |
|-----------------------------------|-------|-------|
| Kjørebane med fast dekke i tunnel | m     | 2 500 |

Samtlige anlegg vil bli utformet med kraftstasjon i fjell. Basis for kostnadsvurderingen av selve stasjonen vil være utsprengt volum. Dette volumet vurderes ut fra et standard skissert stasjonsarrangement. Med basis i utsprengt volum vurderes totalkostnaden som følger (ref. NVE "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg"):

- Sprengning:
  - volum og enhetspris pr. m<sup>3</sup>. Sprengningsvolumer for kraftstasjoner med forskjellige ytelser er vist i etterfølgende tabell.

| Kraftstasjon med ett aggregat |                        | Tillegg for aggregat 2, 3, etc. |
|-------------------------------|------------------------|---------------------------------|
| Ytelse i MW                   | Sprengningsvolum $m^3$ | Sprengningsvolum $m^3$          |
| 100                           | 12 000                 | 8 000                           |
| 125                           | 13 500                 | 9 000                           |
| 150                           | 15 000                 | 10 000                          |
| 175                           | 17 000                 | 11 000                          |
| 200                           | 19 000                 | 12 000                          |
| 225                           | 22 000                 | 13 000                          |
| 250                           | 25 000                 | 14 000                          |
| 275                           | 28 500                 | 15 500                          |
| 300                           | 32 000                 | 17 000                          |
| 325                           | 36 000                 | 18 500                          |
| 350                           | 40 000                 | 20 000                          |

Tabellen er basert på fall ca. 900 meter.

- Betong:
  - volum vurdert som 20 % av utsprengt fjell og enhetspris
- Armering:
  - tonnasje vurdert som 60 kg/m<sup>3</sup> betong og enhetspris
- Forskaling: areal vurdert som
  - areal vurdert som 2,1 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup> betong og enhetspris
- Mur og pussarbeider:
  - 5 % av kostnader for sprengnings- og betongarbeider
- Innredningsarbeider:
  - 15 % av kostnader for sprengnings- og betongarbeider

VVS og elektriske installasjoner er medtatt som egne poster under de respektive fag.

### Maskin

Anleggene i studien har konstruksjonsfallhøyder i størrelsesområde 200 meter til 1000 meter. Største fallhøyde for Francisturbiner på verdensbasis er drøye 700 meter. I denne studien tar vi utgangspunkt i maksimalt 650 meter for Francisturbiner, som også er iht. NVEs kostnadsgrunnlag.

For alternativer med flere aggregater er maksimal aggregatstørrelse generelt 250-300 MW. For å begrense antall aggregater er aggregatytelsen for noen alternativer kommet opp i ca. 320 MW, som det er levert flere av i Norge. Ved en eventuelt videre prosjektering kan det være at man velger å holde ytelsen innenfor ca. 250 MW, der det blant annet har vært et skille mellom luftkjølte og vannkjølte generatorviklinger. Eller, om svært stor utvidelse viser seg lønnsom, at man går opp til aggregatstørrelse på 500 MW og mer, som jo finnes på verdensbasis.

Aggregatenes turtall, som har vesentlig betydning for aggregatkostnaden, har vi funnet riktig å ta ut fra Norconsults database (altså ikke NVEs kostnadsgrunnlag). For Peltonturbiner er det brukt turtall for seks dyser, som samsvarer med kostnadsgrunnlaget. For pumpeturbiner (reversible Francis), er det valgt et par turtallstrinn under det naturlige, for å begrense dykkingen til i størrelsesorden 30 meter.

Inntakslukenes størrelse har vi begrenset til 30 m<sup>2</sup>, selv om det er levert atskillig større luker enn det. For inntakene med høyest trykk kan 30 m<sup>2</sup> være for stort.

Det er generelt regnet med lengde 70 meter for stålforing av trykksjakter.

Priser for maskintekniske anlegg er gitt med utgangspunkt i NVEs "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg" pr. 2005, indeksregulert iht. NVE's notat 27.3.2007 pluss 5 % fra 2007 til 2008, til sammen 15 % generelt for maskin. For turbiner blir tilsvarende justering 19 %.

#### *Kommentar til NVEs kostnadsgrunnlag for turbiner:*

Tallene (kronebeløp) ble i 2005 nedjustert med 10 - 15 % i forhold til utgave 2000 pga. unormalt lave priser rundt den tiden. Antall innkjøp av større turbiner er for tiden svært begrenset, men inntrykket er at NVEs kostnadsgrunnlag etter hvert vil vise seg å være ganske mye for lavt.

Vi har valgt å beholde "sekkeposten" M.4 Diverse utstyr, som inneholder maskinsalkran, kjøle- og lenseanlegg og inntaksvaregrind, selv om tallene her må tilpasses betydelig for stasjon med mange aggregater.

#### **Elektro**

Den tekniske utformingen av de elektriske anleggene er basert på prinsippskjemaet for middels/stor kraftstasjon i fjell med 2 aggregat for utgående linjer (fig. E.3.2 fra "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg" NVE 2005). For hvert kraftverk som er kostnadsvurdert er vist med et enlinjeskjema.

Ytelsen for elektriske komponenter som generator, transformator og apparater angis i MVA og det er brukt en fast effektfaktor ( $\cos\phi$ ) på 0,85.

Følgende hovedkomponenter er tatt med i kostnadsvurderingen:

- *Generator* i vertikal utførelse med magnetiseringsutrusting. Generatorbryter og skinneforbindelse mellom generator og transformator er tatt med i vurderingen for hjelpeanlegg.
- *Transformator* med lastkobler og nødvendig tilleggsutstyr (Omsetning henholdsvis 16/300 kV, 16/420 kV og 12/132 kV).
- *Høyspent* koblingsanlegg som blir utarbeidet spesielt for hver kraftstasjon. Det bør bli vurdert i hvert enkelt tilfelle om et kapslet SF<sub>6</sub>-anlegg bør plasseres i fjell eller om det er mer hensiktsmessig å plassere koplingsanlegget som konvensjonelt friluftsanlegg. Prisene gjelder for friluftsanlegg med ett komplett felt med effektbryter, skillebryter, måletransformator og overspenningsavleder. Spenningstransformator og jording på samleskinner er tatt med.
- *Kontrollanlegg* omfatter lokalanlegg, pumpeaggregater (hvor det er planlagt) samt fellesanlegg, skjermssystem og fjernkontroll. Der hvor det planlegges flere enn 2 aggregater benyttes en pris som er 50 % av det første aggregatet for hvert av tilleggsanleggene.
- *Hjelpeanlegg* består av høyspent og lavspent stasjonsforsyning, stasjonstransformator, høyspent og lavspent kabel, dieselaggregat, batterianlegg med DC-forsyning, jording, brann varslings- og slukkeanlegg, brann merking og tetning samt telefonanlegg. Hvis det er flere enn 2 aggregater benyttes en pris som er 50 % av det første hjelpeanlegget for hvert av tilleggsanleggene.
- *Kabelanlegg* består av høyspentkabel (420 kV, 300 kV eller 132 kV) fra hovedtransformator til koblingsanlegg som blir plassert rett utenfor inngangen til kraftstasjonen. Det forutsettes en PEX kabel med kabelverrsnitt 800 mm<sup>2</sup> Al for 132 kV og 1200 mm<sup>2</sup> Al for 300 kV og 420 kV.
- *Kraftlinjer* blir planlagt mellom det nye koblingsanlegget og tilknytningspunktet på høyspentnettet. I de fleste tilfeller er det kalkulert ett kraftlinjesystem. I tillegg er det tatt med nødvendige høyspentanlegg for tilknytningspunktet.

De totale kostnadene for hvert anlegg vil være avhengig av de faktiske forhold på stedet.

Faktorer som har størst betydning for kostnadene foruten stasjonsytelse (MW) er:

- Antall aggregater
- Aggregatenes turtall
- Type koplingsanlegg (enkel/dobbel samleskinne)
- Lengde, type og antall kabler
- Traseen til kraftlinjene og antall systemer

### **Miljø**

For hvert enkelt anlegg er det et skjema hvor antatt virkning av tilleggsutbyggingen på miljø er anført. Det er ikke engasjert egne fagfolk på de forskjellige temaer for vurderingen. Normalt vil en tilleggsutbygging ha små konsekvenser for de aller fleste miljørelaterte forhold.

### **Prosjektering, byggeledelse og generelle byggherrekostnader**

Kostnader er beregnet etter følgende prinsipp:

- Prosjektering
  - Bygg og anlegg: fast sum for tunnelanlegg og landskap uavhengig av lengde og kostnad. Kostnad vurdert til kr 2 000 000,-
  - Bygg og anlegg: fast sum for stasjon med ett aggregat med tillegg for eventuelle ekstra aggregater. Kostnad vurdert til kr 2 000 000,- og kr 1 000 000,- pr. stk. for hvert ekstra aggregat
  - Maskin: fast sum for en stasjon uavhengig av størrelse, men forutsetter like aggregater hvor stasjonen har flere aggregater. Kostnad vurdert til kr 1 500 000,-
  - Elektro: fast sum for en stasjon uavhengig av størrelse, men forutsetter like aggregater hvor stasjonen har flere aggregater. Kostnad vurdert til kr 1 500 000,-
  - Ventilasjon, sanitær etc.: fast sum pr. stasjon. Kostnad vurdert til kr 250 000,-
- Byggeledelse
  - Bygg og anlegg: fast sum pr. måned byggetid. Kostnad vurdert til kr 400 000,- pr. måned.
  - Maskin og elektro: fast sum pr. aggregat for oppfølging fra kontrakt tom. idriftsetting. Kostnad vurdert til kr 600 000,- hver.
- Byggherrekostnader
  - Kostnader for egne ansatte samt diverse utlegg regnet som fast sum pr. anlegg. Kostnad vurdert til kr 1 000 000,- pr. år byggetid.

### **Finansieringskostnader**

Finansieringskostnader regnes som rentebelastning på en utgift linjert stigende gjennom hele byggetiden. Renten er satt til:

- 6,5 % p.a.

### **Diverse og uforutsett**

Diverse kostnader dekker:

- Mange små og hver for seg ubetydelige kostnader som det ikke er praktisk å legge inn som egne poster i kostnads kalkulasjonen. Denne kostnaden regnes som % av delkostnaden for det objektet denne dekker. Prosenten vil variere avhengig av objektets art.
  1. Forberedende arbeider, vurdert til 15 %
  2. Kraftstasjon, vurdert til 15 %

3. Adkomsttunnel, vurdert til 10 %
4. Råsprengt tunnel, vurdert til 5 %
5. Råsprengt sjakt, vurdert til 7 %
6. Pansret tunnel/sjakt, vurdert 10 %
7. Inntak, vurdert til 15 %
8. Propper, vurdert til 12 %
9. Portaler, vurdert til 13 %
10. Maskin og elektro, vurdert til 5 % hver

Uforutsette kostnader dekker:

- Dette er i hovedsak en reservepost som dekker opp generell usikkerhet i kostnadsgrunnlag og forhold som kan være oversett i en forstudie hvor grunnlagsdata etc. kun er omtrentlig definert eller kontrollert. Uforutsett legges til som et generelt prosentpåslag på hele kostnaden. For detaljeringsgrad tilsvarende denne rapporten er uforutsett vurdert til 10 %.

### Vurdering av resultater

Anleggene vurderes først og fremst etter kostnad pr. MW tilleggseffekt.

Der en ny utbygging medfører økt produksjon godskrives dette med en skjematisk pris på kr 3,00 pr. innvunnet kWh. Det forutsettes at innvunnet kraft skaffes gjennom tilførsel av nytt vann. Små variasjoner i produksjon som fremkommer gjennom redusert falltap, forbedret virkningsgrad etc. medregnes ikke som innvunnet ny kraft. Dette fordi prosjektet ikke går tilstrekkelig i dybden vedrørende fastlegging av eksisterende falltap, virkningsgrader etc.

I tillegg til en pris pr. kW tilleggseffekt vurderes også anleggets evne til å levere effekt over tid. Dette er gjort på følgende måte:

- det tas utgangspunkt i fullt magasin i en periode med minimal naturlig tilrenning
- den tid det tar å tømme magasinet med den nye totale slukeevnen beregnes
- men der det er kraftverk oppstrøms forutsettes disse kjørt med sin maksimale slukeevne

Å utvide slukeevnen slik at tiden anlegget kan kjøres med full effekt blir urimelig kort, vil ikke være en god investering. Slike anlegg har dårlig eller ingen reserve i tilfeller der det vil være behov for effekt ved f.eks. feil i andre anlegg etc. Man kan heller ikke regne med at en mulig nødssituasjon starter når magasinet er fullt. Vi forutsetter dog at anleggene kan manøvreres slik at magasin ovenfor det aktuelle magasinet tømmes først slik at potensialet for produksjon av tilleggseffekt beholdes lengst mulig i sesongen.

Dersom en vil kompensere for liten magasinkapasitet med å installere pumpeturbin(er), er dette mulig der utløpet ligger i et magasin og ikke i saltvann. Effekt fremskaffet gjennom pumping vil imidlertid ha en betydelig større driftskostnad enn effekt skaffet ved å kjøre ut magasinert vann.

Ut fra en vurdering av magasinkapasiteten kan det være at en utbygging direkte til et stort høytliggende magasin vil være riktigste løsning selv om dette gir en noe lenger vannvei.

I en sammenlikning mellom alternativer bør den tiden det tar å tømme magasinet ved full utnytting av effektinstallasjonen tillegges stor vekt. Hvorledes en best kan vekte dette momentet sammen med pris pr. MW er det ikke tatt stilling til i denne rapporten. Som en indikator er pris pr. MW og døgn basert på kjøring med full effekt sammenhengende med vann fra oppstrøms magasin. Magasinet forutsettes kjørt fra fullt til tomt kun med tilsig tilsvarende oppstrøms kraftverks slukeevne.



**GUOLAS KRAFTVERK (GUOLASJÅKKA)****Sammendrag og vurdering av prosjektet**Anlegget er vurdert for følgende ca. brukstider: 1500, 1100, 750<sup>1</sup>

| Brukstid timer*  | Sum effekt etter utvidelse MW | Ny effekt (Guolas) MW | Eks. Bievlajavrre                       |  | Inkl. Bievlajavrre                      |  |
|--|-------------------------------|-----------------------|---|--|---|--|
|  |                               |                       | Kostnad ny effekt mill. kr brutto/netto | Kostnad ny effekt mill. kr pr. MW** brutto/netto | Kostnad ny effekt mill. kr brutto/netto | Kostnad ny effekt mill. kr pr. MW** brutto/netto |
| Eksisterende anlegg med nytt fall:   |                               |                       |   |  |   |  |
| 1500 (2000)  | 225                           | 145                   | 982/940                                 | 6,8/6,5  | 1 266/1 065                             | 8,7/7,3  |
| 1100 (1500)  | 300                           | 220                   | 1 130/1 082                             | 5,1/4,9  | 1 413/1 206                             | 6,4/5,5  |
| 750 (1000)   | 450                           | 370                   | 1 435/1 381                             | 3,9/3,7  | 1 718/1 505                             | 4,6/4,1  |
| Eksisterende anlegg:<br>4000 timer   | 80                            |                       |   |  |   |  |
| <b>Produksjon Guolas nytt fall: 342 GWh (dersom all produksjon i nytt anlegg blir økningen 22 GWh)</b> |                               |                       |   |  |   |  |
| <b>Produksjon tilleggsfelt Bievlajavrre: 53 GWh</b>  |                               |                       |   |  |   |  |

\*Beregnet på grunnlag av Guolas kraftverk med nytt fall uten hensyn til tilleggsfelt. Guolas kraftverk har i dag utløp til elv. For effektøkningen er det planlagt med utløp til Kåfjorden, slik at denne delen av kraftverket får omtrent 50 meter høyere fall. Nåværende kraftstasjon forblir som i dag.

\*\*Netto kostnad når gevinst ved tilleggsproduksjon med verdi kr 3,00 pr. kWh er fratrukket. Bievlajavrre kan overføres til Guolas kraftverk. For dette feltet er det brukt samme tilsig som angitt i Samlet plan rapport fra 1984.

Det er en betydelig reduksjon i kostnad pr. MW ved en stor utbygging. Stor utbygging medfører at magasinet tømmes på kortere tid slik at nytten som reserveeffekt reduseres. Ved en brukstid på 1500 timer er det en effektreserve i 1068 timer. Ved 750 timer brukstid er denne halvert til 534 timer. Disse tallene er for utbygging uten Bievlajavrre. Med Bievlajavrre er tallene hhv. 1296 og 622 timer.

Nedenfor er vist pris i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

<sup>1</sup> Det gjøres oppmerksom på at produksjonstallet var oppgitt for høyt ved prosjektstart. Dette skyldes en feil i NVEs datagrunnlag. Riktig produksjon er ca. 320 GWh/år, mens det var oppgitt 424 GWh/år. Installasjonsøkningene ble beregnet ut fra 424 GWh/år, og med utgangspunkt i hhv. 2000, 1500 og 1000 timer. Det ble valgt å beholde installasjonen i de videre beregningene, og dermed har en kommet ut med en lavere brukstid enn opprinnelig tiltenkt. Den "korrekte" brukstiden er nå satt inn i tabellen (ut fra produksjon eksklusive Bievlajavrre).

Når det gjelder produksjonsøkningen ved økt installasjon (eksklusive Bievlajavrre) settes denne til 22 GWh/år dersom all produksjon forutsettes i nytt anlegg. Det er da regnet med "riktig" nåværende produksjon (ca. 320 GWh/år). Imidlertid vil ikke all produksjon foregå i nytt anlegg. Økningen er fordelt mellom gammelt og nytt proporsjonalt med de respektive installasjoner. Dermed får en følgende produksjonsøkninger:

2000 timer: 14 GWh/år  
1500 timer: 16 GWh/år  
1000 timer: 18 GWh/år

|                            |         |         |         |
|----------------------------|---------|---------|---------|
| <b>Brukstid timer</b>      | 1500    | 1100    | 750     |
| <b>Med Bievlajavrre</b>    |         |         |         |
| Tid ved full effekt i døgn | 54      | 39      | 25      |
| Pris kr / MW / døgn        | 136 000 | 141 000 | 164 000 |
| <b>Uten Bievlajavrre</b>   |         |         |         |
| Tid ved full effekt i døgn | 45      | 33      | 22      |
| Pris kr / MW / døgn        | 144 000 | 149 000 | 170 000 |

## Eksisterende anlegg

### Systembeskrivelse

Anlegget eies av Troms Kraft AS og ligger i Kåfjord kommune i Troms fylke.

Anlegget utnytter vannet i Kåfjordelva som har sitt utspring i fjellområdet innerst i Kåfjorddalen. Kraftverket nytter fallet mellom Guolasjavrre og ca. kote 50 i Kåfjordelva. Langs tilløpstunnelen er det ført inn i alt 7 bekker. Brutto fallhøyde er 719 meter. I stasjonen er det installert to like Peltonaggregater med samlet ytelse 80 MW. Guolasjavrre er eneste magasin. Kraftverket er et konvensjonelt anlegg i fjell og er plassert på sørvestsiden av Kåfjorddalen. Kraftstasjonen ligger ca. 5 km fra Birtavarre innerst i Kåfjorden, som er en gren av Lyngenfjorden.

Anlegget ble satt i drift i 1971.

### Reguleringer

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Guolas kraftstasjon</b> |              |  |
|--|--------------|--|
| Magasin  | Guolasjavrre |  |
| HRV  | 772          |  |
| LRV  | 752          |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                               | 134,6        |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                 | 11,4         |  |

### Kraftstasjon

| <b>Kraftstasjon</b>                                     | <b>Guolas</b> |
|---|---------------|
| Produksjon GWh/år                                       | 320           |
| Midlere avløp eks. flomtap ca. mill. m <sup>3</sup> /år | 191           |
| Ytelse MW fordelt på to like Peltonaggregater           | 80            |
| Energiekvivalent kWh/m <sup>3</sup>                     | 1,671         |
| Fall m  | 719           |
| Slukeevne m <sup>3</sup> /s                             | 13            |
| Brukstid timer  | 4000          |
| Satt i drift  | 1971          |

### Linjetilknytning

Anlegget er knyttet direkte til hovedlinjen nord/sør med spenning 132 kV. Mot nord går en linje og mot sør to linjer, en linje via Skibotn til Balsfjord og Bardufoss, og en via Tromsø til Bardufoss.

### ***Miljøforhold***

Det har vært noen miljøproblemer med stor vannføring i elva fra utløpet fra kraftstasjonen og ned til fjorden om vinteren. Før øvrig er det ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget.

### **Tidligere prosjekter**

Ingen prosjekt for utvidelse av selve anlegget.

Samlet plan - prosjekt for utbygging av småkraftverk med oppdemning oppstrøms Guolasjavrre (Prosjekt 822 Kåfjordelva, Guolasjavrre, 1986).

Samlet plan - prosjekt for utbygging av felt nedstrøms Guolas kraftverk (Prosjekt 821 Skarvdalselva, Bievlajavrre, 1984). Dette prosjektet er alternativt inkludert i foreslått utbygging (effektutvidelsen) i denne rapporten.

### **Nytt prosjekt**

#### ***Mulige alternativer, kort oppsummering***

##### Generelt

Hovedmagasinet Guolasjavrre ligger øverst i Kåfjorddalen mellom 700 og 800 meter over havet. Eksisterende anlegg har driftstunnel med bekkeinntak på dalens venstre side sett i strømningsretningen (sør-vestsiden av dalen). Anlegget kunne også ha vært bygd med driftstunnel på dalens høyre side (nord-østsiden), men dette hadde gitt mindre tilskudd via bekkeinntak enn den valgte løsningen.

Mulige alternative utbygginger med tanke på effekt er kort skissert nedenfor.

##### Alternativ 1 (valgt alternativ)

Nytt kraftverk anlagt med inntak i Guolasjavrre og avløp direkte i Kåfjorden. Vannveien legges parallelt med eksisterende anlegg på dalens sør-vestre side. Det nye anlegget tilføres vann fra et noe lavere liggende felt som tidligere har vært vurdert som en separat utbygging (Bievlajavrre kraftverk). Vannet i det lavereliggende feltet samles i magasin i Bievlajavrre og utnyttes i felles kraftverk ved vekselkjøring mellom de to fallhøydene. Magasinet som er prosjektert i Bievlajavrre er så godt som i sin helhet senkningsmagasin.

Nytt utvidet Goulas kraftverk foreslås kjørt på to fall, Guolasjavrre maksimalt ca. 770 meter fall og Bievlajavrre maksimalt ca. 700 meter fall.

##### Alternativ 2

Vann fra Bievlajavrre pumpes til Guolasjavrre og forøvrig som alternativ 1. Kan være aktuelt dersom det ikke tillates anlagt tilstrekkelig stort magasin i Bievlajavrre.

##### Alternativ 3

Ny driftstunnel legges langs dalens høyre side (nordøst). Nytt kraftverk legges på høyre side av Kåfjorden omtrent på høyde med stasjonen i alternativ 1. Legges tunnelen langs denne siden av dalen vil det være mulig å ta inn noen mindre felt. Største av disse er Njuorjojavrrre. Noen felt med avløp mot Reisadalen hadde det vært fysisk mulig å ta inn, men nedslagsfeltet til Reisadalen er fredet.

### ***Tillegsoverføringer***

Tillegsoverføringen er beskrevet i Samlet plan for vassdrag i rapport for 821 Skarvdalselva, Bievlajavrre.

Følgende gjengis fra rapporten:

Nedbørfelt og avløp

| Feltets navn | Inntak kote | Areal km <sup>2</sup> | Spesifikt avløp l/s km <sup>2</sup> | Midlere avløp     |                          |
|--------------|-------------|-----------------------|-------------------------------------|-------------------|--------------------------|
|              |             |                       |                                     | m <sup>3</sup> /s | mill. m <sup>3</sup> /år |
| Bievlajavrre | 700         | 18                    | 32                                  | 0,576             | 18,2                     |
| Båelva       | 705         | 3,7                   | 32                                  | 0,118             | 3,7                      |
| Ytre Iselva  | 705         | 3,8                   | 32                                  | 0,122             | 3,8                      |
| Indre Iselva | 705         | 3,2                   | 32                                  | 0,102             | 3,2                      |
| Okselva      | 705         | 5,7                   | 32                                  | 0,182             | 5,8                      |
| <b>Sum</b>   |             | <b>34,4</b>           |                                     | <b>1,10</b>       | <b>34,7</b>              |

Beregnet midlere produksjon 53 GWh/år. Magasin 18 mill. m<sup>3</sup>. Produksjon og magasin størrelse er hentet fra Samlet plan-prosjekt fra april 1984. Hydrologien for SP-prosjektet er ikke vurdert i effektprosjektet.

*Systembeskrivelse, valgt alternativ*

**Tekniske installasjoner, maskin og elektro**

| Beskrivelse Guolas II høyt fall (Guolas og Bievlajavrre) | Enhet<br>Brukstid timer | Dimensjon/mengde |        |         |
|--|-------------------------|------------------|--------|---------|
|  |                         | 1500             | 1100   | 750     |
| Installasjon totalt for anleggene                        | MW                      | 225              | 300    | 450     |
| Tilleggsinstallasjon ytelse                              | MW                      | 145              | 220    | 370     |
| Slukeevne totalt for anleggene                           | m <sup>3</sup> /s       | 35               | 47     | 70      |
| Tilleggsinstallasjon slukeevne                           | m <sup>3</sup> /s       | 22               | 34     | 57      |
| Aggregater, antall                                       | stk.                    | 1                | 1      | 2       |
| Turbintype   |                         | Pelton           | Pelton | Pelton  |
| Effektiv fallhøyde Guolas, ca.                           | m                       | 740              | 740    | 740     |
| Effektiv fallhøyde Bievlajavrre, ca.                     | m                       | 685              | 685    | 685     |
| Inntaksluke, Guolas *                                    | m <sup>2</sup>          | 7                | 9      | 12      |
| Inntaksluke Bievlajavrre                                 | m <sup>2</sup>          | 6                | 7      | 7       |
| Trykkrør, diameter                                       | m                       | 2,4              | 3      | 2x2,7   |
| Trykkrør, lengde   | m                       | 70               | 70     | 2x70    |
| Generatorytelse**  | MVA                     | 170              | 259    | 2 x 218 |
| Turtall  | o/min                   | 428,57           | 375    | 375     |
| Transformator  | kV/kV                   | 12/132           | 12/132 | 12/132  |
| Kabelanlegg, antall                                      |                         | 1                | 1      | 2       |
| Høyspentanlegg, antall felt                              |                         | 2                | 2      | 3       |
| Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall                   |                         | 1                | 1      | 2       |

\* Trykk ca. 40 meter, vannhastighet 5 m/s

\*\* Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

**Bygg og anlegg**  
**Hoveddimensjoner**

| Beskrivelse  | Enhet          | Dimensjon/mengde |        |        |
|--|----------------|------------------|--------|--------|
|  |                | 1500             | 1100   | 750    |
| <b>Brukstid totalt</b>                               |                |                  |        |        |
| Tilløpstunnel tverrsnitt, Guolas                     | m <sup>2</sup> | 25               | 30     | 35     |
| Tilløpstunnel lengde, Guolas                         | km             | 17               | 17     | 17     |
| Tilløpstunnel tverrsnitt Bievlajavrre                | m <sup>2</sup> | 20               | 20     | 20     |
| Tilløpstunnel lengde, Bievlajavrre, inkl. grentunnel | km             | 9                | 9      | 9      |
| Trykksjakt tverrsnitt                                | m <sup>2</sup> | 7,6              | 11,5   | 19,4   |
| Trykksjakt lengde                                    | km             | 1,0              | 1,0    | 1,0    |
| Utsprengt volum i kraftstasjon                       | m <sup>3</sup> | 15 000           | 22 000 | 31 000 |
| Adkomsttunnel, tverrsnitt                            | m              | 40               | 40     | 40     |
| Adkomsttunnel, lengde                                | km             | 1,0              | 1,0    | 1,0    |
| Avløpstunnel, tverrsnitt                             | m <sup>2</sup> | 25               | 30     | 35     |
| Avløpstunnel, lengde                                 | km             | 2,0              | 2,0    | 2,0    |

Kommentarer:<sup>2</sup>

Da anlegget eventuelt bygges ut med det formål å øke effektreserven i systemet er en utbygging tilsvarende en brukstid på 2500 timer tilsvarende en ny (økt) effekt på kun ca. 100 MW ikke et fornuftig valg.

Kostnadsdifferansen til neste trinn, 2000 timer, vil være relativt liten. Det ses derfor kun på brukstidene 2000, 1500 og 1000 timer i den videre bearbeidingen av alternativene.

**Vurdering av brukstid**

Anlegget henter vannet direkte fra hovedmagasinet. Det er dermed full fleksibilitet med hensyn på utnyttelsen av installasjonen over tid. Det er ingen begrensninger på tappingen fra magasinet.

Som tabellen viser er tilgjengeligheten til magasin gunstig for effektutbygging.

|   | Eksisterende anlegg | 1500 timer | 1100 timer | 750 timer |
|---|---------------------|------------|------------|-----------|
| Sum effekt MW (Goulas)                                    | 80                  | 225        | 300        | 450       |
| Ny effekt (Goulas inkl. Bievlajavrre)                     |                     | 145        | 220        | 370       |
| Sum slukeevne m <sup>3</sup> /s                           | 13                  | 35         | 47         | 70        |
| Ny slukeevne m <sup>3</sup> /s                            |                     | 22         | 34         | 57        |
| Produksjon fra magasin Guolas; GWh                        |                     | 225        | 225        | 225       |
| Produksjon fra magasin Bievlajavrre; GWh                  |                     | 29         | 29         | 29        |
| *Tid med produksjon fra magasin, Guolas timer/døgn        |                     | 1068/45    | 795/33     | 534/22    |
| **Tid med produksjon fra magasin, Bievlajavrre timer/døgn |                     | 227/9      | 147/6      | 88/3,5    |

Brukstid vurdert ut fra anleggets nye produksjon (eks. Bievlajavrre)

\* nytt og gammelt anlegg

\*\* bare nytt anlegg

<sup>2</sup> Dette er opprinnelig kommentar, ut fra produksjon som senere viste seg å være for høy. Vi anser at en tilsvarende betraktning ut fra de reelle forhold vil gi samme konklusjon. Med 2000 timer blir ny (økt) effekt 80 MW, som analogt ikke anses som et fornuftig valg.

### *Vannveier*

Eksisterende tunnel har et tverrsnitt på 10 m<sup>2</sup> som gir en hastighet på 1,3 m/s ved full last. Denne tunnelen er dermed dimensjonert for den aktuelle vannføring og det er ikke rom for mer vann.

Økning av slukeevnen må skje med ny vannvei, alternativt strossing av eksisterende vannvei. Normalt blir produksjonstapet ved strossing så stort at ny parallell tunnel vil være mest økonomisk. Vi har regnet med ny tunnel for alle alternativer. Antatt minimum tverrsnitt for økonomisk driving antas å være ca. 20 m<sup>2</sup>. En grov vurdering av økonomisk tverrsnitt basert på 40 øre pr. kWh og en kapitaliseringsfaktor på 13 ligger til grunn for tverrsnittene oppgitt i tabellen.

Fra Bievlajavrre vil det være tilstrekkelig med minimumstverrsnitt 20 m<sup>2</sup> for hele tilløpstunnelen. Det er da ikke regnet med at anlegget kjøres som effektverk fra Bievlajavrre dersom det velges brukstid lavere enn ca. 1100 timer.

Det er antatt at tilløpstunnelen fra Guolasjavrre drives fra det tidligere tverrslaget som har veiforbindelse. Tunnelen fra Bievlajavrre er antatt drevet fra tverrslag i fjellsiden ovenfor Birtavarre ved Iselvne (Samlet plan - prosjekt).

Sammenkoblingen av de to anleggene blir ved Vuoksavaggi. I anleggstiden vil adkomsten bli gjennom tilløpstunnelen fra Bievlajavrre og under drift kun med helikopter.

### *Kraftstasjon*

Det anlegges ny kraftstasjon med utløp direkte i Kåfjorden. Anlegget kjøres på to fall, maksimalt ca. 770 meter fra Guolasjavrre og maksimalt ca. 700 meter fra Bievlajavrre. Omkobling mellom de to fallene er planlagt ved bekkeinntaket ved topp trykksjakt (ved Vuoksavaggi) slik at trykksjakt kan gjøres felles for de to fallene. I dette området er det også forutsatt svingesjakt for tilløpene. Det er regnet med råsprenget, alternativt boret trykksjakt.

Stasjonen er prosjertert med Peltonaggregater. Antallet aggregater vil være avhengig av valgt installasjon. For installasjon tilsvarende brukstid 1000 timer er det valgt to aggregater, mens det for øvrige brukstider er valgt kun ett aggregat.

Hovedtransformator forutsettes plassert i egen hall i nær tilknytning til kraftstasjonshallen.

Adkomsttunnelen får påhugget like ved Birtavarre sentrum. Her settes det opp en inngangsportal med noen få rom for tekniske anlegg, nødstrømsaggregat, ventilasjon, etc. Adkomsttunnelen antas å få en lengde på ca. 1 km for at trykkvannveien skal kunne være upansret i kraftstasjonsområdet.

Fra stasjonen føres vannet ut i en frispeiltunnel. Denne vil også fungere som nødutgang ved bruk av båt.

Det er gjort en overslagsberegning av stabiliteten på eget nett, frekvensstabilitet. Anlegget er funnet å være godt innenfor de anleggstekniske krav som settes til et anlegg som er stabilt.

### *Kraftlinjer*

Anlegget tilkobles eksisterende kraftlinje (132 kV) i området ved eksisterende kraftstasjon. Dette krever 4-5 km ny linje samt nytt felt i eksisterende koblingsanlegg.

## Miljø

### Virkninger på miljø

Nedenfor er listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er gjort en grov vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbyggingen vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Det er ikke foretatt befarings eller involvering av fagekspertise i vurderingene.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

| Saksområde og konsekvens* |   | Saksområde og konsekvens*    |   | Saksområde og konsekvens*   |   |
|---------------------------|---|------------------------------|---|-----------------------------|---|
| Fiske                     | ? | Hydrologi                    |   | Næringsliv og sysselsetting | P |
| Planteliv                 | I | Restvannføringer             |   | Kommunal økonomi            | P |
| Dyreliv                   | I | Minstevannføringer           | I | Jord- og skogbruk           | I |
| Kvartærgeologi            | I | Flom og erosjonssikring      | P | Reindrift                   | I |
| Geologi                   | I | Is og vanntemperatur         | I | Friluftsliv                 | I |
| Naturvern                 | I | Vannforsyning                | I | Kulturminne                 | I |
|                           |   | Forurensning                 | I | Veier, transport            | I |
|                           |   | Klima                        | ? | Massedeponi / massetak      | I |
|                           |   | Ny tappestrategi fra magasin | N | Nærmiljø / bebyggelse       | I |

\*P: antatt positiv konsekvens

I: antatt små konsekvenser av liten betydning

N: antatt negativ konsekvens

Tall henviser til punkt i teksten nedenfor.

1. Eksisterende anlegg med utløp ca. 5 km opp i elven gir under enkelte værforhold problemer med is og frostrøyk i dalen. Dette problemet vil være løst dersom vann i fremtiden vesentlig blir kjørt i det nye anlegget. Det kan bli vanskelig å kjøre i gang det eksisterende anlegget som effektverk på vinteren dersom det tidligere i vintersesongen ikke har vært i drift.

### Mulige avbøtende tiltak

#### Anleggsfasen

For anleggsfasen forutsettes en gjennomgang av miljøspørsmål ved utarbeidelse av et miljøoppfølgingsprogram hvor krav til miljøhensyn i anleggsgjennomføringen skal gjennomgås. Det forutsettes at tiltakshaver på forhånd definerer strenge miljømål i forbindelse med en eventuell utbygging. Programmet må minst inneholde:

- Miljømål synliggjort og konkretisert
- Krav fra myndigheter, lokalt og sentralt, synliggjort og konkretisert
- Praktiske tiltak for å oppnå målene
- Krav til rutiner for oppfølging og beredskap

Vanlige tiltak som vurderes og hvor avbøtende tiltak kan være aktuelle kan være:

- Begrensning av støy
- Begrensning av støy
- Rensing av avløpsvann fra anleggsdriften
- Hindre at veier i tilknytning til anlegget skitnes til.

#### Permanente anlegg

Følgende punkter skal normalt vurderes:

- Terrenginngrep begrenses mest mulig og sår repareres ved avsluttet arbeid

- Permanente bygg gis en god arkitektonisk form tilpasset lokale forhold
- Eventuelle skjemmende anlegg som koblingsanlegg etc. gis en mest mulig skjernet plassering
- Permanente veier begrenses mest mulig. Veier som det kun er behov for i anleggsfasen fjernes etter bruk.
- Elvestrekningen som får mindre vannføring vurderes for bygging av terskler.

### ***Produksjon***

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke utført produksjonsberegninger, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke utført beregninger av produksjon, men anslår at produksjonsvannmengden fra Guolasjavrrre vil skille seg lite fra dagens også etter en utvidelse. Det regnes med at det så å si ikke er flomtapp i nåværende kraftverk. Det er imidlertid beregnet økt produksjon ved at den nye installasjonen nytter fallet helt ned til Kåfjorden, og ikke til elva som eksisterende kraftverk har som utløp, ca. 50 høydemeter lenger opp. For alternativet med Bievlajavrrre er selvsagt også denne tilleggsproduksjonen inkludert.

Produksjonen ble angitt for høyt i oppstarten av prosjektet, se fotnote 1 foran.



**Kostnadsoverslag for økt installasjon**

|  |               |               |               |
|--|---------------|---------------|---------------|
| <b>Brukstid totalt anlegg (eksisterende +tillegg)</b>    | <b>1500</b>   | <b>1100</b>   | <b>750</b>    |
| <b>Slukeevne totalt, m<sup>3</sup>/s</b>                 | <b>35</b>     | <b>47</b>     | <b>70</b>     |
| <b>Slukeevne (tilleggsinstallasjon), m<sup>3</sup>/s</b> | <b>22</b>     | <b>34</b>     | <b>57</b>     |
| Forberedende arbeider                                    | 0,1           | 0,2           | 0,2           |
| Inntak   | 27,5          | 31,7          | 37,3          |
| Tilløpstunnel  | 270,1         | 294,1         | 318,1         |
| Tverslag m. tverrslagsport/propp tilløpstunnel           | 10,8          | 10,8          | 10,8          |
| Lukearrangement ved topp trykksjakt                      | 14,7          | 15,5          | 16,0          |
| Trykksjakt   | 23,5          | 27,1          | 31,8          |
| Pansret trykksjakt/trykktunnel                           | 1,6           | 2,0           | 2,3           |
| Kraftstasjon   | 44,4          | 61,0          | 80,4          |
| Adkomsttunnel  | 24,3          | 24,3          | 24,3          |
| Portal kraftstasjon                                      | 1,4           | 1,4           | 1,4           |
| Avløpstunnel   | 17,8          | 19,4          | 21,0          |
| Rigg og drift av byggeplass                              | 152,7         | 173,2         | 190,3         |
| Prosjektering bygg og anlegg                             | 4,5           | 4,5           | 5,5           |
| Byggeledelse   | 16,8          | 16,8          | 16,8          |
| <b>Sum bygg og anlegg Guolas</b>                         | <b>610,2</b>  | <b>682,0</b>  | <b>756,2</b>  |
| Byggetid, år   | 3,50          | 3,50          | 3,50          |
|  |               |               |               |
| <b>Bievlaivrre</b>                                       |               |               |               |
| Forberedende arbeider                                    | 5,8           | 5,8           | 5,8           |
| Inntak   | 6,2           | 6,2           | 6,2           |
| Tilløpstunnel  | 133,8         | 133,8         | 133,8         |
| Bekkeinntak  | 5,9           | 5,9           | 5,9           |
| Lukearrangement ved topp trykksjakt                      | 17,3          | 17,3          | 17,3          |
| Rigg og drift av byggeplass                              | 59,1          | 59,1          | 59,1          |
| Prosjektering bygg og anlegg                             | 0,8           | 0,8           | 0,8           |
| Byggeledelse   | 0,9           | 0,9           | 0,9           |
| <b>Sum bygg og anlegg Bievlaivrre</b>                    | <b>229,8</b>  | <b>229,8</b>  | <b>229,8</b>  |
| Byggetid, år   | 1,50          | 1,50          | 1,50          |
|  |               |               |               |
| <b>Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging</b>   | <b>72,3</b>   | <b>88,2</b>   | <b>160,2</b>  |
|  |               |               |               |
| <b>Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging</b>  | <b>115,7</b>  | <b>147,9</b>  | <b>251,1</b>  |
|  |               |               |               |
| <b>Sum med Bievlaivrre</b>                               | <b>1027,9</b> | <b>1147,9</b> | <b>1397,3</b> |
| <b>Sum uten Bievlaivrre</b>                              | <b>798,1</b>  | <b>918,1</b>  | <b>1167,5</b> |
|  |               |               |               |

## Produksjon

|                                  | GWh/år  | Pris pr. kWh | Verdi mill. kr |
|----------------------------------|---------|--------------|----------------|
| Produksjon i eksisterende Guolas | 320     |              |                |
| Økt produksjon i Guolas*         | 14-18   | 3,00         | 42-54          |
| Produksjon i Bievlajavrre        | 53      | 3,00         | 159            |
| Sum produksjon (maks)            | 387-391 |              |                |

\* Avhengig av installasjonsøkningen, se fotnote 1 foran

## Summering med Bievlajavrre

|   |              |              |              |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Brukstid totalt anlegg (eksisterende +tillegg)    | 1500         | 1100         | 250          |
| Slukeevne totalt, m <sup>3</sup> /s               | 35           | 47           | 70           |
| Slukeevne tilleggsinstallasjon, m <sup>3</sup> /s | 22           | 34           | 57           |
| Summering med Bievlajavrre (overført)             | 1028,0       | 1148,0       | 1397,3       |
| <i>Diverse</i>                                    |              |              |              |
| Byggherrekostnader                                | 4,9          | 4,9          | 4,9          |
| Diverse og uforutsett, 10 %                       | 103,3        | 115,3        | 140,2        |
| <i>Sum før finans</i>                             | 1136,2       | 1268,1       | 1542,4       |
| Byggetid 3,5 år                                   |              |              |              |
| Finansiering, 6,5 % p.a.                          | 129,5        | 144,6        | 175,8        |
| <b>Sum</b>  | 1265,7       | 1412,6       | 1718,3       |
| <b>Sum i mill. kr.</b>                            | <b>1 266</b> | <b>1 413</b> | <b>1 718</b> |

## Effektkostnad med Bievlajavrre

### Brutto uten fratrukk for ny produksjon

|                                   |     |     |     |
|-----------------------------------|-----|-----|-----|
| Ny effekt MW                      | 145 | 220 | 370 |
| Kostnad pr. MW ny effekt mill. kr | 8,7 | 6,4 | 4,6 |

### Netto fratrukket bidrag fra ny produksjon

|                                     |         |         |         |
|-------------------------------------|---------|---------|---------|
| Ny effekt MW                        | 145     | 220     | 370     |
| Sum kostnad mill. kr                | 1 266   | 1 413   | 1 718   |
| Verdi av ny produksjon Guolas       | 42      | 48      | 54      |
| Verdi av ny produksjon Bievlajavrre | 159     | 159     | 159     |
| Netto kostnad for effekt            | 1 065   | 1 206   | 1 505   |
| Kostnad pr. MW ny effekt mill. kr   | 7,3     | 5,5     | 4,1     |
| Tid ved full effekt i døgn          | 54      | 39      | 25      |
| Kostnad kr/MW/døgn                  | 136 000 | 141 000 | 164 000 |

**Summering uten Bievlajavrre**

|  |              |               |               |
|--|--------------|---------------|---------------|
| <b>Brukstid totalt anlegg (eksisterende +tillegg)</b>  | <b>1500</b>  | <b>1100</b>   | <b>250</b>    |
| <b>Slukeevne totalt, m<sup>3</sup>/s</b>               | <b>35</b>    | <b>47</b>     | <b>70</b>     |
| <b>Slukeevne tilleggsinstallasjon, m<sup>3</sup>/s</b> | <b>22</b>    | <b>34</b>     | <b>57</b>     |
| <b>Summering uten Bievlajavrre (overført)</b>          | <b>798,2</b> | <b>918,1</b>  | <b>1167,5</b> |
| <i>Diverse</i>   |              |               |               |
| Byggherrekostnader                                     | 3,5          | 3,5           | 3,5           |
| Diverse og uforutsett 10 %                             | 80,2         | 92,2          | 117,1         |
| <b>Sum før finans</b>                                  | <b>881,9</b> | <b>1013,8</b> | <b>1288,1</b> |
| Byggetid 3,5 år  |              |               |               |
| Finansiering, 6,5 % p.a.                               | 100,3        | 115,7         | 147,0         |
| <b>Sum</b>   | <b>982,2</b> | <b>1129,5</b> | <b>1434,9</b> |
| <b>Sum mill. kr</b>                                    | <b>982</b>   | <b>1 130</b>  | <b>1 435</b>  |

**Effektkostnad uten Bievlajavrre**

**Brutto uten fratrekk for ny produksjon**

|  |            |            |            |
|--|------------|------------|------------|
| <b>Ny effekt MW</b>                      | <b>145</b> | <b>220</b> | <b>370</b> |
| <b>Kostnad pr. MW ny effekt mill. kr</b> | <b>6,8</b> | <b>5,1</b> | <b>3,9</b> |

**Netto fratrukket bidrag fra ny produksjon**

|  |               |               |               |
|--|---------------|---------------|---------------|
| <b>Ny effekt MW</b>                      | <b>145</b>    | <b>220</b>    | <b>370</b>    |
| <b>Sum kostnad mill. kr</b>              | <b>982</b>    | <b>1 138</b>  | <b>1 435</b>  |
| <b>Verdi av ny produksjon Guolas</b>     | <b>42</b>     | <b>48</b>     | <b>54</b>     |
| <b>Netto kostnad for effekt</b>          | <b>940</b>    | <b>1 082</b>  | <b>1 381</b>  |
| <b>Kostnad pr. MW ny effekt mill. kr</b> | <b>6,5</b>    | <b>4,9</b>    | <b>3,7</b>    |
| <b>Tid ved full effekt i døgn</b>        | <b>45</b>     | <b>33</b>     | <b>22</b>     |
| <b>Pris kr/MW/døgn</b>                   | <b>144000</b> | <b>149000</b> | <b>170000</b> |

**AURLAND KRAFTVERK****Sammendrag og vurdering av prosjektet**

Anlegget er vurdert for følgende brukstider:

| Brukstid<br>Timer                   | Sum<br>effekt<br>MW | Ny<br>effekt<br>MW | Kostnad<br>ny effekt<br>mill. kr | Kostnad<br>ny effekt<br>mill.<br>kr/MW | "Produksjon"<br>totalt; GWh/år<br>(effekt*brukstid) | Kommentarer   |
|-------------------------------------|---------------------|--------------------|----------------------------------|--|---|---------------|
| <i>Nytt anlegg</i>                  |                     |                    |                                  |  |   |               |
| 2500                                |                     |                    |                                  |  |   | ikke relevant |
| 2000                                | 1 015               | 140                | 708                              | 5,1                                    | 2 030   |               |
| 1500                                | 1 350               | 475                | 1303                             | 2,7                                    | 2 030   |               |
| 1000                                | 2 025               | 1 150              | 2 450                            | 2,1                                    | 2 030   |               |
| <i>Eks. anlegg</i>                  |                     |                    |                                  |  |   |               |
| Aurland I<br>brukstid<br>2317 timer | 840                 |                    |                                  |  | 1 946   |               |
| Vangen<br>brukstid<br>3000 timer    | 38                  |                    |                                  |  | 114   |               |

Det er ingen signifikant produksjonsdifferanse ved utvidelsen.

Det er en betydelig reduksjon i kostnad pr. MW ved en stor utbygging. Stor utbygging medfører at magasinet tømmes på kortere tid slik at nytten som reserveeffekt reduseres. Ved en brukstid på 2000 timer er det en effektreserve i 1185 timer. Ved 1000 timer brukstid er denne redusert til 310 timer. Det er forutsatt at magasinet tilføres 84 m<sup>3</sup>/s alt vesentlig fra anlegget ovenfor (Aurland II).

Nedenfor er vist kostnad i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

| Brukstid timer                   | 2000    | 1500    | 1000    |
|----------------------------------|---------|---------|---------|
| Driftstid ved full effekt (døgn) | 49      | 25      | 13      |
| Kostnad kr /MW/døgn              | 103 000 | 110 000 | 164 000 |

**Eksisterende anlegg****Systembeskrivelse**

Anlegget eies av E-Co Vannkraft AS (93 %) og Statkraft Energi AS (7 %) og ligger i Aurland kommune i Sogn og Fjordane fylke. Anlegget utnytter vannet i fjellområdene på begge sider av Aurlandsdalen.

Utbyggingen består av 5 kraftstasjoner hvorav en er bygget for to forskjellige fall. Fire av stasjonene ligger etter hverandre i serie.

**Reguleringer**

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Aurland III kraftstasjon</b> |              |  |
|---|--------------|--|
| Magasin   | Nyhellervatn |  |
| HRV   | 1438         |  |
| LRV   | 1364         |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                    | 448          |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                      | 20,41        |  |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Reppa kraftstasjon</b> |           |                  |
|---|-----------|------------------|
| Magasin   | Reppavatn | Store Kreklavatn |
| HRV   | 1307      | 1477             |
| LRV   |           |                  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                              | 3,4       | 13               |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                | 0,33      | 1,13             |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Aurland II H kraftstasjon</b> |           |            |           |                  |           |
|--|-----------|------------|-----------|------------------|-----------|
| Magasin  | Adamsvatn | Svartavatn | Vargevatn | Nedre Mellomvatn | Katlavatn |
| HRV  | 1415      | 1440,5     | 1432      | 1450,5           | 1340      |
| LRV  |           | 1410       | 1410      | 1430             |           |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                     | 32        | 57         | 64        | 15               | 18        |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                       | 2,14      | 2,68       | 4,89      | 1,05             | 1,7       |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Aurland II L kraftstasjon</b> |               |                    |
|--|---------------|--------------------|
| Magasin  | Vetlebotnvatn | Vesterdalstjørnane |
| HRV  | 1025          | 1152               |
| LRV  | 1006          | 1130               |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                     | 9,8           | 36                 |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                       | 0,74          | 2,26               |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Aurland I kraftstasjon</b> |             |  |
|---|-------------|--|
| Magasin   | Viddalsvatn |  |
| HRV   | 930         |  |
| LRV   | 868         |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                  | 196,4       |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                    | 4,13        |  |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Vangen kraftstasjon</b> |              |  |
|--|--------------|--|
| Magasin  | Vassbygdvatn |  |
| HRV  | 55,4         |  |
| LRV  | 54           |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                               | 2,6          |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                 | 1,83         |  |

**Kraftstasjoner**

| <b>Kraftstasjoner</b>               |             |       |              |              |           |        |
|-------------------------------------|-------------|-------|--------------|--------------|-----------|--------|
|                                     | Aurland III | Reppa | Aurland II H | Aurland II L | Aurland I | Vangen |
| Produksjon GWh                      | 307,9       | 32,6  | 185,3        | 181          | 1946,4    | 114,1  |
| Ytelse MW                           | 270         | 9     | 70           | 70           | 840       | 38     |
| Energiekvivalent kWh/m <sup>3</sup> | 0,938       | 0,965 | 1,215        | 0,295        | 2,074     | 0,123  |
| Fall m                              | 400         | 395   | 500          | 109          | 840       | 55     |
| Slukeevne m <sup>3</sup> /s         | 79,9        | 2,6   | 16           | 66           | 115       | 90     |
| Bruktid timer                       | 1140        | 3622  | 2647         | 2586         | 2317      | 3000   |
| Satt i drift                        | 1979        | 1983  | 1983         | 1982         | 1973      | 1980   |

**Linjetilknytning**

Aurlandsanleggene er tilknyttet to 420 kV linje mot Oslo (en via Aurland II og Aurland III til Hol I og Usta samt en direkte til Usta) og en 420 kV linje til Simaanleggene. I tillegg er det en 300 kV linje nordover mot Fardal.

**Miljøforhold**

Det er ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget. Det er knyttet betydelige interesser for laksefiske i Aurlandselven mellom Vassbygdvatnet og Aurlandsvangen. Vannføringen i denne elvestrekningen er underlagt spesielle regler. Varierende vannføring og varierende vanntemperatur har vært et ankepunkt mot kraftverkene og det har av den grunn vært vurdert å knytte anleggene Aurland I og Vangen sammen med en avløpstunnel utenom Vassbygdvatn.

Vi antar derfor at en utbygging parallelt med Aurland I med utløp i Vassbygdvatn ikke er miljømessig akseptabelt. En utbygging forutsettes derfor ført utenom Vassbygdvatn direkte til fjorden.

**Tidligere og parallelle prosjekt**

E-CO Vannkraft har tidligere vurdert alternative utvidelser av Aurland kraftverk, men da en mer beskjeden utvidelse enn det som nå vurderes.

Et fjellparti ved Flåm vest for Viddalsvatn antas å kunne rase ut i fjorden og skape en katastrofal tsunami. En måte å redusere risikoen for en utrasning antas å være å drenere fjellpartiet. Dette kan gjøres ved å overføre bekkene i området til Viddalsvatn for dermed å redusere grunnvannstrykket mot det rasutsatte fjellpartiet. Dette prosjektet kan med fordel inkluderes i byggingen av nytt kraftverk. Vannmengden tilført anlegget fra disse bekkene er imidlertid ikke stor nok til å forsvare overføringskostnadene. En tilleggsoverføring fra Vindedalselvi, en sidegren til Flåmssvassdraget kan gi et tilstrekkelig tilskudd til at utbygging av nytt kraftverk kan bli økonomisk. Dette vil bli undersøkt nærmere i et annet prosjekt.

I denne studien er det kun sett på en økning av slukeevnen basert på nåværende nedbørfelt.

## Nytt prosjekt, Låvi kraftverk

### Mulige alternativer, kort oppsummering

Det er sett på en utbygging mellom Viddalsvatn og Aurlandsfjorden. Denne utbyggingen vil være en parallell utbygging med Aurland I og Vangen kraftverker. Fallet i de to parallelle strengene vil være nærmest identiske. Det synes ikke å være andre mulige utbyggingsalternativer.

### Tilleggsoverføringer

Det er ikke identifisert mulig nye inntak av vann i forbindelse med utbyggingen. Det sees da bort fra overføring av bekker for å drenere et ustabil fjellparti ved Flåm. Dette prosjektet må vurderes for seg da det kan utbygges uavhengig av bygging av nytt kraftverk.

### Systembeskrivelse, valgt alternativ

#### Tekniske installasjoner, maskin og elektro

| Beskrivelse Aurland høyt fall<br>(Aurland I + Vangen)    | Enhet<br>Brukstid<br>timer | Dimensjon/mengde |        |         |         |
|--|----------------------------|------------------|--------|---------|---------|
|  |                            | 2500             | 2000   | 1500    | 1000    |
| Installasjon totalt for anlegget (Aurland I+nytt anlegg) | MW                         |                  | 1015   | 1350    | 2025    |
| Tilleggsinstallasjon ytelse                              | MW                         |                  | 140    | 475     | 1150    |
| Slukeevne totalt for anleggene                           | m <sup>3</sup> /s          |                  | 130    | 175     | 260     |
| Tilleggsinstallasjon slukeevne                           | m <sup>3</sup> /s          |                  | 20     | 60      | 150     |
| Aggregater antall  | stk                        |                  | 1      | 2       | 4       |
| Turbintype   |                            |                  | Pelton | Pelton  | Pelton  |
| Effektiv fallhøyde ca.                                   | m                          |                  | 895    | 895     | 895     |
| Inntaksluke*   | m <sup>2</sup>             |                  | 4      | 12      | 30      |
| Trykkør, innstøpt diameter                               | m                          |                  | 2,2    | 2 x 2,8 | 4 x 3,1 |
| Trykkør, lengde  | m                          |                  | 70     | 70      | 70      |
| Generatorytelse**  | MVA                        |                  | 165    | 2 x 279 | 4 x 338 |
| Turtall  | o/min                      |                  | 500    | 428,6   | 375     |
| Transformator  | kV/kV                      |                  | 16/420 | 16/420  | 16/420  |
| Kabelanlegg, antall                                      |                            |                  | 1      | 2       | 4       |
| Høyspentanlegg, antall felt                              |                            |                  | 2      | 3       | 5       |
| Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall                   |                            |                  | 1      | 1       | 1       |

\* Vanntrykk ca. 40 meter, vannhastighet 5 m/s

\*\* Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

### Bygg og anlegg

| Beskrivelse<br>Brukstid totalt              | Enhet          | Dimensjon/mengde |       |       |       |
|---|----------------|------------------|-------|-------|-------|
|   |                | 2500             | 2000  | 1500  | 1000  |
| Tilløpstunnel tverrsnitt                    | m <sup>2</sup> |                  | 20    | 40    | 80    |
| Tilløpstunnel lengde                        | km             |                  | 5,5   | 5,5   | 5,5   |
| Utsprengt volum i kraftstasjon og trafohall | m <sup>3</sup> |                  | 15000 | 39000 | 83000 |
| Adkomsttunnel, tverrsnitt                   | m <sup>2</sup> |                  | 40    | 40    | 40    |
| Adkomsttunnel, lengde                       | km             |                  | 1,0   | 1,0   | 1,0   |
| Avløpstunnel, tverrsnitt                    | m <sup>2</sup> |                  | 20    | 40    | 80    |
| Avløpstunnel, lengde                        | km             |                  | 4,5   | 4,5   | 4,5   |
| Kabeltunnel, tverrsnitt                     | m <sup>2</sup> |                  | 20    | 20    | 20    |

| Beskrivelse<br>Brukstim totalt | Enhet | Dimensjon/mengde |      |      |      |
|--------------------------------|-------|------------------|------|------|------|
|                                |       | 2500             | 2000 | 1500 | 1000 |
| Kabeltunnel, lengde            | km    |                  | 0,8  | 0,8  | 0,8  |

\*Vurderes dersom anlegget skal være stabilt på eget nett.

### Vurdering av brukstim

Anlegget henter vannet fra Viddalsvatn som er nederste magasin i Aurlandsutbyggingen (bortsett fra Vassbygdvatn med kun 2,8 mill. m<sup>3</sup>). Dette magasinet har et volum på 196,4 mill. m<sup>3</sup>, mens det ovenfor ligger magasin med samlet volum på 696 mill. m<sup>3</sup>. Vannet fra disse magasinene tilføres Viddalsvatn bare gjennom ovenforliggende kraftverk. Ved maksimal kjøring i disse anleggene tilføres Viddalsvatn 84 m<sup>3</sup>/s. De ovenforliggende kraftverkene kapasitet reduserer dermed muligheten for langvarig utnyttning av en svært stor installasjon i nytt Aurland I.

|  | Eks.<br>anlegg | 2500<br>timer<br>(ikke<br>relevant) | 2000<br>timer | 1500<br>timer | 1000<br>timer |
|--|----------------|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Sum effekt MW (Aurland I + nytt anlegg)  | 840            |                                     | 1015          | 1350          | 2025          |
| Ny effekt (nytt anlegg), MW  | 0              |                                     | 140           | 475           | 1150          |
| Ny slukeevne, m <sup>3</sup> /s (nytt anlegg)  | 0              |                                     | 20            | 60            | 150           |
| Vann tilført fra ovenforliggende kraftverk, m <sup>3</sup> /s*                         | 84             |                                     | 84            | 84            | 84            |
| Produksjon fra magasin (Viddalsvatn), GWh  | 417            |                                     | 417           | 417           | 417           |
| Total produksjon GWh, Aurland I + Vangen   | 2060           |                                     | 2060          | 2060          | 2060          |
| Tid med produksjon fra magasin, timer  |                |                                     | 420           | 310           | 210           |
| Tid med produksjon fra magasin og tilførsel fra ovenforliggende kraftverk, timer /døgn |                |                                     | 1185/<br>49   | 600/<br>25    | 310/<br>13    |

\*Aurland II H: 16 m<sup>3</sup>/s, Aurland II-L: 65 m<sup>3</sup>/s og Reppa: 2,7 m<sup>3</sup>/s, sum 84 m<sup>3</sup>/s

Brukstider basert på nytt Aurland I + Vangen, slukeevne eksisterende anlegg 113 m<sup>3</sup>/s

### Vannveier

Ny vannvei mellom Viddalsvatn og Aurlandsfjorden forutsettes for prosjektet.

### Kraftstasjon

#### Plassering

Det foreligger flere alternative løsninger for plassering av kraftstasjon:

- i direkte tilknytning til Aurland I, men ca. 55 m lavere (tilsvarende fallet i Vangen)
- egen adkomst, for eksempel fra nedstrøms ende av Vassbygdvatn, ved Låvi
- egen adkomst ved Aurlandsfjorden
- i direkte tilknytning til Vangen kraftverk

Kostnadsdifferansen for de forskjellige alternativene er neppe veldig stor. Mest sannsynlig vil det være praktiske og miljømessige hensyn som er avgjørende. For tilknytning til eksisterende linjer vil en kabeltunnel med endepunkt nær koblingsanlegget for Aurland I trolig være det beste. Miljømessig vil vel også en samlokalisering med eksisterende inngrep være å foretrekke.

#### Hovedarrangement

For kraftstasjonen er det valgt egen adkomst fra Låvi ved Vassbygdvatn. Stasjonen blir da liggende omtrent midt på vannveien. Tilløpstunnelen drives med stigning 1:7 mot Viddalsvatn og nær horisontalt mot utløpet i



Aurlandsfjorden. Avstanden fra stasjonen til Viddalsvatn kan tilpasses slik at det ikke er behov for sjakt. Dette arrangementet gjør dog at anlegget ikke kan regnes som stabilt med drift på eget nett. Dersom dette skulle bli et krav må enten tunneltverrsnittet økes eller det må legges inn en sjakt med svingekammer i tilknytning til vannveien for å redusere avstanden mellom stasjonen og nærmeste frie vannflate. En kombinasjon av begge kan også være aktuelt.

Avløpstunnelen kan utføres med friskeil frem mot Aurlandsfjorden med utløp i nærheten av standkanten og med dykket avløp og utslipp på dypt vann. Dette gir mulighet for rømning fra stasjonen med båt gjennom avløpstunnelen. Alternativt kan det også legges inn egen kabeltunnel nær parallelt med adkomsttunnelen. Valg av løsning gjøres ved en eventuell detaljplanlegging av anlegget. I kostnaddsoverslaget er det regnet med egen kabeltunnel da avløpstunnelen må anses å bli i lengste laget for rømning med båt.

Anlegget er planlagt med Peltontubiner. Det er valgt maksimale aggregatstørrelser på i underkant av 300 MW. Stasjonen får derved fra 1 til 4 aggregater, avhengig av brukstiden som velges. Transformatorer, en for hvert aggregat, plasseres i egen trafohall separert fra selve stasjonshallen.

Det er regnet med at det i forbindelse med tidligere anlegg er en god infrastruktur for drift av kraftverk i nærområdet. Det er derfor ikke regnet med ny infrastruktur i forbindelse med utvidelsen.

Reguleringen i Viddalsvatn forutsettes uforandret, men magasinet vil måtte kjøres annerledes med større og hyppigere vannstandsvariasjoner enn tidligere.

Av hensyn til laksen i Aurlandselven er det vurdert å sprengne en tunnel direkte fra avløpet til Aurland I til tilløpet til Vangen slik at vannet fra kraftanlegget ikke trenger å passere gjennom Vassbygdvatn. Denne tunnelen er ikke medtatt i kostnaddsoverslagene.

### **Kraftlinjer**

Anlegget knyttes til eksisterende kraftlinjer ved koblingsanlegget Aurland I. Det er 300 kV linje nordover mot Fardal og to 420 kV linjer mot Oslo, begge via Usta. I tillegg er det en 420 KV linje mot Sima i Eidfjord.

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke vurdert nettkapasitet, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke vurdert nettkapasiteten.

### **Miljø**

Nedenfor er listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er grovt gjort en vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbygging vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Det er ikke foretatt befarings eller involvering av fagekspertise i vurderingene.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

| Saksområde og konsekvens* |       | Saksområde og konsekvens* |   | Saksområde og konsekvens*   |   |
|---------------------------|-------|---------------------------|---|-----------------------------|---|
| Fiske                     | (1) P | Hydrologi                 | I | Næringsliv og sysselsetting | P |
| Planteliv                 | I     | Restvannføringer          | I | Kommunal økonomi            | P |
| Dyreliv                   | I     | Minstevannføringer        | I | Jord- og skogbruk           | I |
| Kvartærgeologi            | I     | Flom og erosjonssikring   | I | Reindrift                   | I |
| Geologi                   | I     | Is og vanntemperatur      | N | Friluftsliv                 | I |
| Naturvern                 | I     | Vannforsyning             | I | Kulturminne                 | I |
|                           |       | Forurensning              | I | Veier, transport            | I |
|                           |       | Klima                     | I | Massedeponi / massetak      | I |
|                           |       |                           |   |                             |   |

\*P: antatt positiv konsekvens  
I: antatt små konsekvenser av liten betydning  
N: antatt negativ konsekvens

Tall i parentes henviser til kommentarer i teksten nedenfor.

1. Utbyggingen vil kunne forbedre forholdene for laks i Aurlandselva. Vannførings- og temperaturvariasjoner i elva som nå hevdes å påvirke laksen negativt vil bli forbedret i en ny utbygging. Om nødvendig kan det også sprenges en ny tunnel fra eksisterende avløp fra Aurland I til inntaket i Vangen slik at vannet mellom de to anleggene ikke trenger å passere gjennom Vassbygdvatn.

### Produksjon

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke utført produksjonsberegninger, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke utført beregninger av produksjon, men anslår at produksjonen vil skille seg lite fra dagens produksjon også etter en utvidelse.

### Kostnadsoverslag

|   | Slukeevne m <sup>3</sup> /s (nytt anlegg) |               |               |
|---|---|---------------|---------------|
| Spesifikasjon bygg og anlegg                            | 20  | 60            | 150           |
| Veier, plasser og landskap                              | 2,9                                       | 3,5           | 4,0           |
| Inntak med inntaksluker bygningsmessig                  | 6,2                                       | 9,4           | 12,8          |
| Tilløpstunnel   | 83,5                                      | 122,4         | 199,5         |
| Tverrslag på tilløpstunnel                              | 8,7                                       | 11,0          | 13,7          |
| Pansret trykktunnel ved stasjon                         | 3,0                                       | 5,9           | 11,5          |
| Kraftstasjon med trafohall                              | 46,2                                      | 105,6         | 211,4         |
| Adkomsttunnel og kabeltunnel                            | 38,7                                      | 38,7          | 38,7          |
| Avløpstunnel  | 58,9                                      | 87,2          | 146,2         |
| Portal  | 4,2                                       | 4,2           | 4,2           |
| Rigg og drift av byggeplass                             | 88,3                                      | 135,7         | 224,7         |
| Prosjektering bygg og anlegg                            | 4,5                                       | 5,5           | 7,5           |
| Byggeledelse  | 16,8                                      | 19,2          | 21,6          |
| <b>Delsum bygg og anlegg</b>                            | <b>361,7</b>                              | <b>548,1</b>  | <b>895,6</b>  |
| <b>Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging</b>  | <b>66,2</b>                               | <b>171,0</b>  | <b>378,7</b>  |
| <b>Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging</b> | <b>146,7</b>                              | <b>324,2</b>  | <b>664,1</b>  |
| <b>Diverse</b>  |   |               |               |
| Byggherrekostnader                                      | 3,5                                       | 4,0           | 4,5           |
| Diverse og uforutsett 10 %                              | 57,8                                      | 104,7         | 194,3         |
| <b>Sum før finans</b>                                   | <b>635,9</b>                              | <b>1152,0</b> | <b>2137,2</b> |
| Finansiering, 6,5 % p.a                                 | 72,3                                      | 149,8         | 312,6         |
| <b>Sum</b>  | <b>708,2</b>                              | <b>1301,8</b> | <b>2449,8</b> |
| <b>Sum mill. kr</b>                                     | <b>708</b>                                | <b>1302</b>   | <b>2 450</b>  |
| Byggetid, år  | 3,50                                      | 4,00          | 4,50          |

|   |                |                |                |
|---|----------------|----------------|----------------|
| <b>Brukstid, timer</b>                  | <b>2000</b>    | <b>1500</b>    | <b>1000</b>    |
| <b>Effekt nye MW</b>                    | <b>140</b>     | <b>475</b>     | <b>1 150</b>   |
| <b>Kostnad pr. MW ny effekt</b>         | <b>5,1</b>     | <b>2,7</b>     | <b>2,1</b>     |
|   |                |                |                |
| <b>Driftstid ved full effekt (døgn)</b> | <b>49</b>      | <b>25</b>      | <b>13</b>      |
| <b>Pris kr/MW/døgn</b>                  | <b>103 000</b> | <b>110 000</b> | <b>164 000</b> |

**MAURANGER KRAFTVERK****Sammendrag og vurdering av prosjektet**

Anlegget er vurdert for følgende brukstider:

| Brukstid timer    | Sum effekt MW | Ny effekt MW | Kostnad ny effekt mill. kr | Kostnad ny effekt mill. kr/MW | "Produksjon" total; GWh (effekt*brukstid) | Kommentarer |
|-------------------|---------------|--------------|----------------------------|-------------------------------|---|-------------|
| 2500              | 590           | 310          | 984                        | 3,2                           | 1475                                      |             |
| 2000              | 750           | 470          | 1271                       | 2,7                           | 1500                                      |             |
| 1500              | 1010          | 730          | 1624                       | 2,2                           | 1515                                      |             |
| 1000              | 1530          | 1250         | 2279                       | 1,8                           | 1530                                      |             |
| Eks. anlegg: 4960 | 250           |              |                            |                               |   |             |

Det er ingen signifikant produksjonsdifferanse ved effektutvidelsen.

Det er en betydelig reduksjon i pris pr. MW ved en stor utbygging. Stor utbygging medfører at magasinet tømmes på kortere tid slik at nytten som reserveeffekt reduseres. Ved en brukstid på 2000 timer er det en effektreserve i 730 timer. Ved 1000 timer brukstid er denne redusert til 375 timer. Det er forutsatt at magasinet ikke tilføres vann fra Jukla pumpestasjon i denne perioden. En utbygging fra Mysevatn parallelt med eksisterende anlegg vil ha en meget kort brukstid med fullt pådrag da Mysevatn er et svært lite magasin i forhold til Juklavatn.

Nedenfor er vist pris i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

| Brukstid timer                   | 2500   | 2000   | 1500   | 1000    |
|----------------------------------|--------|--------|--------|---------|
| Driftstid ved full effekt i døgn | 39     | 30     | 23     | 16      |
| Pris kr/MW/døgn                  | 81 000 | 90 000 | 97 000 | 114 000 |

**Eksisterende anlegg****Systembeskrivelse**

Anlegget eies av Statkraft Energi AS (85 %) og Skagerak Kraft (15 %) og ligger i Kvinnherad kommune i Hordaland fylke.

Anlegget samler vann i fjellområdene vest for Folgefonna. Det er utbygget i to trinn. Nederste trinn består av Mauranger kraftverk med fall ca. 800 meter fra Mysevatn og med utløp i fjorden. En overføringstunnel sørover og en nordover fra Mysevatn samler vann på nivå ca. kote 800 med magasin i Mysevatn, Svartedalsvatn og Blådalsvatn. På nivå ca. kote 1000 samles vann til hovedmagasinet Juklavatn samt Dravladalsvatn, Jukladalsvatn, Langavatn og noen flere småvann. Jukla pumpekraftverk ligger mellom de to nivåene.

### Reguleringer

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Jukla kraftstasjon</b> |           |           |                      |                   |                    |                     |
|---|-----------|-----------|----------------------|-------------------|--------------------|---------------------|
| Magasin   | Juklavatn | Langavatn | Dravladals--<br>vatn | Jukladals<br>vatn | Kvanngjør-<br>vatn | Heimste<br>Revavatn |
| HRV   | 1060      | 962       | 957                  | 1082,9            | 972                | 1147                |
| LRV   | 950       | 927       | 880                  | 990               | 937                | 1141                |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                              | 236       | 14        | 53                   | 33                | 4                  | 1,0                 |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                | 3,76      | 0,79      | 1,38                 | 0,63              | 0,26               | 0,21                |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Mauranger kraftstasjon</b> |          |                |             |
|---|----------|----------------|-------------|
| Magasin   | Mysevatn | Svartedalsvatn | Blådalsvatn |
| HRV   | 855      | 860            | 1072,1      |
| LRV   | 775      | 780            | 1018        |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                  | 39       | 31             | 18,7        |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                    | 1,0      | 0,82           | 0,52        |

| <b>Kraftstasjoner</b>                 |           |           |           |
|---------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
|                                       | Jukla lav | Jukla høy | Mauranger |
| Produksjon GWh                        | 21,3      | 59,4      | 1240,4    |
| Ytelse MW                             | 16,8      | 41,5      | 250,1     |
| Energiequivivalent kWh/m <sup>3</sup> | 0,218     | 0,303     | 1,930     |
| Fall m                                |           |           | 830       |
| Slukeevne m <sup>3</sup> /s           | 21,4      | 32        | 36        |
| Bruktid timer                         | 1268      | 1431      | 4960      |
| Satt i drift                          | 1974      | 1974      | 1974      |

Jukla med pumping 20 GWh/år

### Linjetilknytning

Anlegget er knyttet direkte opp mot hovedlinjen nord/syd (Samnanger-Mauranger-Blåfalli) med spenning 300 kV.

### Miljøforhold

Det er ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget.

### Tidligere prosjekt

Det er tidligere sett på et prosjekt med effektutvidelse ved en parallell utbygging med Mauranger kraftverk fra Mysevatn til fjorden (Austrepollen).

### Nytt prosjekt

#### Mulige alternativer, kort oppsummering

To mulige alternativer for en utvidelse med hensyn på effektproduksjon peker seg ut. Disse er:

- utbygging parallelt med eksisterende Mauranger kraftstasjon med inntak i Mysevattn og utløp i Austrepollen
- utbygging direkte fra det høyest liggende magasinet, Juklavattn, til utløp i Nordrepollen

Begge alternativene kan bygges ut for en ønsket brukstid. Tilgjengelig magasinreserve vil imidlertid være svært forskjellig. En stor installasjon vil relativt raskt kunne tømme Mysevattn. Tilgangen på vann fra ovenforliggende magasiner vil være begrenset av slukeevnen i Jukla kraftverk (pumpekraft) og overføringstunnelen Svartedalsvattn-Mysevattn. Det antas at en stor effektutvidelse parallelt med eksisterende anlegg vil medføre en utvidelse av systemet lenger opp. En utbygging direkte fra Juklavattn vil derfor mest trolig være den gunstigste løsningen. Dette alternativet er derfor valg for denne studien.

På østsiden av Folgefonna er det tidligere sett på noen småkraftprosjekter. En utbygging i kombinasjon med disse med tilløpstunnel fra f.eks. Juklavattn og felles kraftstasjon med et av disse prosjektene med avløp til Sørfjorden er grovt vurdert og antatt urealistisk på grunn av lang vannvei, forskjell i fall, vanskelig magasinforhold da eneste mulige magasin vil bli liggende i Folgefonna nasjonalpark.

### Tilleggsoverføringer

Det er ikke funnet praktiske og økonomiske tilleggsoverføringer i forbindelse med noen av de to mulige alternativene.

### Systembeskrivelse, valgt alternativ. Inntak i Juklavattn

#### Tekniske installasjoner, maskin og elektro

| Beskrivelse                                       | Enhet             | Dimensjon/mengde |         |         |         |
|---|-------------------|------------------|---------|---------|---------|
|   |                   | 2500             | 2000    | 1500    | 1000    |
| <b>Mauranger II høyt fall (Mauranger + Jukla)</b> | Brukstid timer    |                  |         |         |         |
| Installasjon totalt for anlegget                  | MW                | 590              | 750     | 1010    | 1530    |
| Tilleggsinstallasjon ytelse                       | MW                | 310              | 470     | 730     | 1250    |
| Slukeevne totalt for anleggene                    | m <sup>3</sup> /s | 70               | 90      | 120     | 175     |
| Tilleggsinstallasjon slukeevne                    | m <sup>3</sup> /s | 35               | 55      | 85      | 140     |
| Aggregater antall                                 | stk               | 1                | 2       | 3       | 4       |
| Turbintype  |                   | Pelton           | Pelton  | Pelton  | Pelton  |
| Effektiv fallhøyde, ca.                           | m                 | 1000             | 1000    | 1000    | 1000    |
| Inntaksluke*                                      | m <sup>2</sup>    | 7                | 11      | 17      | 28      |
| Trykkrør, innstøpt diameter                       | m                 | 3,0              | 2 x 2,6 | 3 x 2,7 | 4 x 3,0 |
| Trykkrør, lengde                                  | m                 | 70               | 70      | 70      | 70      |
|   |                   |                  |         |         |         |
| Generatorytelse**                                 | MVA               | 365              | 2 x 277 | 3 x 286 | 4 x 368 |
| Turtall   | o/min             | 375              | 428,6   | 428,6   | 375     |
| Transformator                                     | kV/kV             | 16/300           | 16/300  | 16/300  | 16/300  |
| Kabelanlegg, antall                               |                   | 1                | 2       | 3       | 4       |
| Høyspentanlegg, antall felt                       |                   | 2                | 3       | 4       | 5       |
| Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall            |                   | 1                | 1       | 1       | 1       |

\* Vanntrykk ca. 120 m, vannhastighet 5 m/s

\*\* Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

#### Bygg og anlegg

| Beskrivelse              | Enhet          | Dimensjon/mengde |      |      |      |
|--------------------------|----------------|------------------|------|------|------|
|                          |                | 2500             | 2000 | 1500 | 1000 |
| <b>Brukstid totalt</b>   |                |                  |      |      |      |
| Tilløpstunnel tverrsnitt | m <sup>2</sup> | 30               | 40   | 50   | 70   |

| Beskrivelse<br>Brukstid totalt                  | Enhet          | Dimensjon/mengde |       |       |       |
|---|----------------|------------------|-------|-------|-------|
|   |                | 2500             | 2000  | 1500  | 1000  |
| Tilløpstunnel lengde                            | km             | 6,5              | 6,5   | 6,5   | 6,5   |
| Trykksjakt tverrsnitt, råsprenget               | m <sup>2</sup> | 11               | 18    | 28    | 47    |
| Trykksjakt dia. boret, (alt. ved lang brukstid) | m              | 3                | 3,7   | 4,6   | 6,0   |
| Trykksjakt lengde,                              | km             | 0,75             | 0,75  | 0,75  | 0,75  |
| Utsprengt volum i kraftstasjon                  | m <sup>3</sup> | 31000            | 39000 | 51000 | 82000 |
| Adkomsttunnel, tverrsnitt                       | m <sup>2</sup> | 40               | 40    | 40    | 40    |
| Adkomsttunnel, lengde                           | km             | 1,0              | 1,0   | 1,0   | 1,0   |
| Avløpstunnel, tverrsnitt                        | m <sup>2</sup> | 30               | 40    | 50    | 70    |
| Avløpstunnel, lengde                            | km             | 1,6              | 1,6   | 1,6   | 1,6   |
| Kabeltunnel                                     | m <sup>2</sup> | 20               | 20    | 20    | 20    |
| Kabeltunnel                                     | km             | 0,6              | 0,6   | 0,6   | 0,6   |

### Vurdering av brukstid - Alternativ med anlegg parallelt med Mauranger kraftanlegg

Anlegget henter vannet fra Mysevatn som er nederste magasin i Folgefonn verkene. Dette magasinet har kun et volum på 39 mill. m<sup>3</sup>, men kommuniserer med Svartedalsvatn med magasin 31 mill. m<sup>3</sup>. Overføringstunnelens kapasitet vil være begrensende for utnyttelsen av dette magasinet til effektproduksjon over lengre tid. Bak Svartedalsvatn ligger Blådalsvatn med magasin 18 mill. m<sup>3</sup>. Ovenfor Jukla kraftverk ligger magasin med 341 mill. m<sup>3</sup>. Vannet fra disse magasiner tilføres Mysevatnet bare gjennom Jukla pumpekraftverk. Jukla pumpekraftverk har utløp i Svartedalsvatn. Ved maksimal kjøring i Jukla kraftverk tilføres Svartedalsvatn 21 m<sup>3</sup>/s eller 32 m<sup>3</sup>/s avhengig av hvilken fallhøyde anlegget kjøres fra. Jukla kraftverk og kapasiteten i overføringen Svartedalsvatn/Mysevatn reduserer derved muligheten for langvarig utnyttning av en svært stor installasjon i nytt Mauranger kraftverk.

### Anlegg parallelt med eksisterende anlegg, inntak i Mysevatn

|   | Brukstid    |            |            |            |            |
|---|-------------|------------|------------|------------|------------|
|   | Eks. anlegg | 2500 timer | 2000 timer | 1500 timer | 1000 timer |
| Sum effekt MW (Mauranger + nytt anlegg) MW  | 250         | 496        | 620        | 827        | 1240       |
| Ny effekt (nytt anlegg) MW  | 0           | 246        | 370        | 577        | 990        |
| Ny slukeevne m <sup>3</sup> /s (nytt anlegg)                                      | 0           | 26         | 42         | 67         | 119        |
| Vann tilført fra Svartedalsvatn m <sup>3</sup> /s*                                | 32          | 32         | 32         | 32         | 32         |
| Produksjon fra magasin (Mysevatn), GWh  | 75          | 75         | 75         | 75         | 75         |
| Total produksjon Mauranger, GWh   | 1240        | 1240       | 1240       | 1240       | 1240       |
| Tid med produksjon fra Mysevatn, timer/døgn                                       | 301/13      | 174/7      | 139/6      | 105/4      | 70/3       |
| Tid med produksjon fra Mysevatn og tilførsel fra Svartadalsvatn/Jukla, timer/døgn | 2708/113    | 361/15     | 236/10     | 153/6      | 88/4       |

\*Slukeevne eksisterende anlegg 36 m<sup>3</sup>/s, fall eksisterende og nytt anlegg 830 meter. Slukeevne Jukla kraftverk 21 m<sup>3</sup>/s (lav) og 32 m<sup>3</sup>/s (høy)

Tider for produksjon fra Mysevatn bør kontrolleres med hensyn til tilført vann.

### Vurdering av brukstid - Alternativ med anlegg med inntak i Juklavatn

Anlegget henter vannet fra Juklavatn som er største magasin i Folgefonn-verkene. Dette magasinet har et volum på 236 mill. m<sup>3</sup>. Ovenforliggende magasin er på til sammen 105 mill. m<sup>3</sup>. Overføringstunnelens kapasitet kan være begrensende for utnyttningen av disse magasinene til effektproduksjon over lengre tid. Ved maksimal pumping i Jukla pumpekraftverk tilføres Juklavatn 20 m<sup>3</sup>/s.

|  | Brukstid |
|--|----------|
|--|----------|

|   | Eks.<br>anlegg<br>timer | 2500<br>timer | 2000<br>timer | 1500<br>timer | 1000<br>timer |
|---|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Sum effekt MW (Mauranger + nytt anlegg) MW                    | 250                     | 590           | 750           | 1010          | 1530          |
| Ny effekt (nytt anlegg) MW                                    | 0                       | 310           | 470           | 730           | 125           |
| Ny slukeevne m <sup>3</sup> /s (nytt anlegg)                  | 0                       | 35            | 55            | 85            | 140           |
| Vann tilført fra ovenforliggende magasiner m <sup>3</sup> /s* | 0                       | 0             | 0             | 0             | 0             |
| Vann fra nedenforliggende magasin via Jukla pumpe*            | 0                       | 0             | 0             | 0             | 0             |
| Produksjon fra magasin (Juklavatn), GWh                       | 576                     | 576           | 576           | 576           | 576           |
| Total produksjon nytt Mauranger, GWh                          | 1300                    | 1300          | 1300          | 1300          | 1300          |
| Tid med produksjon fra Juklavatn, (nytt anlegg) timer/døgn**  |                         | 940/39        | 730/30        | 550/23        | 375/16        |

\*Antatt å være små verdier og uten praktisk betydning.

\*\* Ikke regnet med pumping

### Vannveier

Tilløpstunnelen får inntak i Juklavatn ovenfor terskelen som deler vannet ved lav vannstand. Det er prosjektert inntaksluke i sjakt i forbindelse med inntaket. Da regulerings høyden er hele 110 m blir sjakten høy. Flyttes inntaksluken ca. 2,5 km nedstrøms kan alternativ med pakkboksluke vurderes i forbindelse med tverrslaget.

Tilløpet er foreslått med en høytliggende øvre del som er ca. 3,5 km lang. Denne drives fra tverrslag i dalen nedenfor dammen i Juklavatn. Tunnelen drives på moderat stigning mot inntaket. Fra tverrslaget drives også en svingetunnel som kobles til sjakten som fører vannet ned til en lavereliggende del av tilløpet. Den lavereliggende del av tilløpet sprenges med stigning ca 1:7 fra stasjonen. Denne delen blir ca 3 km lang. Sjakten mellom høy og lav tunnel antas å skulle overvinne ca. 400 høydemeter. Sjakten er plassert slik i fjellet at den uten problemer kan være uforet. Den kan enten sprenges eller bores.

Fra stasjonen ledes vannet ut i Nordrepollen. Avløpstunnelen kan tilpasses friskeil og rømning med båt som alternativ utgang. Det er antatt at det vil være ønskelig med utslipp av vannet på dypt vann i fjorden. Vi antar at det da vil være hensiktsmessig å føre kablene ut i egen kabeltunnel som også kan tjene som rømningsvei.

Vannveien vil ikke for alle alternativer gjøre anlegget stabilt for kjøring mot eget nett. I den grad dette skulle være et krav flyttes svingetunnelen i nedstrøms retning for at avstanden mellom stasjon og fritt vannspeil i svingetunnelen blir kortere.

### Kraftstasjon

Kraftstasjonen bygges med Peltonturbiner. Antallet avhenger av installasjonens størrelse. Transformatorer plasseres i egen hall adskilt fra den øvrige del av stasjonen.

Det er antatt at det i området er tilstrekkelig infrastruktur for betjening av anlegget. Det eksisterende Mauranger kraftverk ligger kun 7-8 km fra det nye anlegget. Det er derfor regnet med kun et enkelt portalbygg med et minimum av funksjoner.

Adkomst til anlegget vil bli fra en sidevei noen hundre meter oppe i Flatebødalen. Sideveien tar av fra hovedveien ved Træd i Nordrepollen.



### **Kraftlinjer**

Forbi anlegget går en 300 kV linje Samnanger - Blåfalli og Sauda. Linjen går i fjellet ca 2 km vest for det nye anlegget. Om det skal legges et koblingspunkt her eller om linjen skal føres til eksisterende koblingsanlegg ved Mauranger kraftstasjon i Austrepollen vurderes i en senere prosjekteringsfase.

Det er i denne studien ikke foretatt vurderinger av behov for økning av overføringskapasiteten.

### **Miljø**

Nedenfor er listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er grovt gjort en vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbygging vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Det er ikke foretatt befarings eller involvering av fagekspertise i vurderingene. Tallene i parentes henviser til kommentarer nedenfor.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

| Saksområde og konsekvens* |   | Saksområde og konsekvens* |   | Saksområde og konsekvens*   |   |
|---------------------------|---|---------------------------|---|-----------------------------|---|
| Fiske                     | I | Hydrologi                 | I | Næringsliv og sysselsetting | P |
| Planteliv                 | I | Restvannføringer          | I | Kommunal økonomi            | I |
| Dyreliv                   | I | Minstevannføringer        | I | Jord- og skogbruk           | I |
| Kvartærgeologi            | I | Flom og erosjonssikring   | I | Reindrift                   | I |
| Geologi                   | I | Is og vanntemperatur      | N | Friluftsliv                 | I |
| Naturvern                 | I | Vannforsyning             | I | Kulturminne                 | I |
|                           |   | Forurensning              | I | Veier, transport            | I |
|                           |   | Klima                     | I | Massedeponi/massetak        | I |
|                           |   |                           |   |                             |   |

\*P: antatt positiv konsekvens

I: antatt små konsekvenser

N: antatt negativ konsekvens

### **Produksjon**

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke utført produksjonsberegninger, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke utført beregninger av produksjon, men anslår at produksjonen vil skille seg lite fra dagens produksjon også etter en utvidelse.

*Kostnadsoverslag*

**Sammendrag av kostnader**

| Spesifikasjon   | Slukeevne m <sup>3</sup> /s |              |               |               |
|---|-----------------------------|--------------|---------------|---------------|
|   | 35                          | 55           | 85            | 140           |
| Veier, plasser og landskap                              | 6,4                         | 6,4          | 6,4           | 6,4           |
| Inntak med inntaksluker                                 | 7,8                         | 9,2          | 9,7           | 10,8          |
| Tilløpstunnel   | 121,6                       | 145,3        | 173,7         | 214           |
| Tverrslag på tilløpstunnel                              | 18,5                        | 18,5         | 18,5          | 18,5          |
| Trykksjakt og svingesjakt                               | 24,0                        | 33,8         | 42,7          | 63,7          |
| Pansret trykktunnel ved stasjon                         | 5,9                         | 5,9          | 8,9           | 11,8          |
| Kraftstasjon med trafohall                              | 101,8                       | 106,0        | 111,0         | 147,7         |
| Adkomsttunnel og kabeltunnel                            | 33,2                        | 33,2         | 33,2          | 33,2          |
| Avløpstunnel  | 30,1                        | 35,3         | 43,4          | 53,4          |
| Portal  | 4,2                         | 4,2          | 4,2           | 4,2           |
| Rigg og drift av byggeplass                             | 123,7                       | 139,2        | 158,1         | 197,3         |
| Prosjektering bygg og anlegg                            | 4,5                         | 5,5          | 6,5           | 7,5           |
| Byggeledelse  | 16,8                        | 19,2         | 19,2          | 21,6          |
| <b>Delsum bygg og anlegg</b>                            | <b>498,5</b>                | <b>561,7</b> | <b>635,5</b>  | <b>790,1</b>  |
| <b>Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging</b>  | <b>98,5</b>                 | <b>164,8</b> | <b>249,5</b>  | <b>383,1</b>  |
| <b>Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging</b> | <b>202,6</b>                | <b>292,2</b> | <b>417,6</b>  | <b>630,2</b>  |
| <b>Diverse</b>  |                             |              |               |               |
| Byggherrekostnader                                      | 3,5                         | 4,0          | 4,0           | 4,5           |
| Diverse og uforutsett 10 %                              | 80,3                        | 102,3        | 130,7         | 180,8         |
| <b>Sum før finans</b>                                   | <b>883,4</b>                | <b>1125</b>  | <b>1437,3</b> | <b>1988,7</b> |
| Finansiering 6,5 % p.a.                                 | 100,7                       | 146,3        | 186,8         | 290,4         |
| <b>Sum</b>  |                             |              |               |               |
| <b>Sum i mill kr.</b>                                   | <b>984</b>                  | <b>1 271</b> | <b>1 624</b>  | <b>2 279</b>  |
| Byggetid, år  | 3,5                         | 4            | 4             | 4,5           |

|   |               |               |               |                |
|---|---------------|---------------|---------------|----------------|
| <b>Bruktid timer</b>                    | <b>2500</b>   | <b>2000</b>   | <b>1500</b>   | <b>1000</b>    |
| <b>Effekt nye MW</b>                    | <b>310</b>    | <b>470</b>    | <b>730</b>    | <b>1250</b>    |
| <b>Kostnad i mill. kr pr. ny MW</b>     | <b>3,2</b>    | <b>2,7</b>    | <b>2,2</b>    | <b>1,8</b>     |
| <b>Driftstid ved full effekt i døgn</b> | <b>39</b>     | <b>30</b>     | <b>23</b>     | <b>16</b>      |
| <b>Pris kr/MW /døgn</b>                 | <b>81 000</b> | <b>90 000</b> | <b>97 000</b> | <b>114 000</b> |

## BLÅSJØ MOT JØSENFJORDEN

### Sammendrag og vurdering av prosjektet

Anlegget er vurdert for følgende brukstider:

| Brukstid timer      | Sum effekt MW | Ny effekt (Blåsjø) MW | Kostnad ny effekt mill. kr | Kostnad ny effekt mill. kr/MW | "Produksjon" total, GWh (effekt*brukstid) | Kommentarer |
|---------------------|---------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------------|---|-------------|
| 2500                | 2 200         | 160                   | 9 06                       | 5,7                           | 5400                                      |             |
| 2000                | 2 700         | 660                   | 1 950                      | 3,0                           | 5400                                      |             |
| 1500                | 3 600         | 1 560                 | 3 364                      | 2,2                           | 5400                                      |             |
| 1000                | 5 400         | 3 360                 | 5 853                      | 1,7                           | 5400                                      |             |
| Eks. Kvilldal: 2504 | 1 240         |                       |                            |                               |   |             |
| Eks. Saurdal: 3169  | 640           |                       |                            |                               |   |             |
| Eks. Hylen 3749     | 160           |                       |                            |                               |   |             |

Det er ingen signifikant produksjonsdifferanse ved utvidelsen.

Det er en stor reduksjon i kostnad pr. MW ved en stor utbygging. Stor utbygging medfører at magasinet tømmes på kortere tid slik at nytten som reserveeffekt reduseres. Ved en brukstid på 2000 timer er det en effekt reserve i 3450 timer. Ved 1000 timer brukstid er denne redusert til 1540 timer. De beregnede tidene forutsetter at hele magasinet er tilgjengelig uten begrensninger. Blåsjø består av flere naturlige vann som er knyttet sammen med tunneler. Det antas derfor at kapasiteten vil avta etter hvert som magasinet tømmes. Dette må undersøkes nærmere i forbindelse med en eventuell videre planlegging.

Nedenfor er vist pris i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

| Brukstid timer                   | 2500   | 2000   | 1500   | 1000   |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Driftstid ved full effekt i døgn | 189    | 143    | 103    | 64     |
| Pris kr / MW / døgn              | 31 000 | 21 000 | 21 000 | 27 000 |

### Eksisterende anlegg

#### Systembeskrivelse

Blåsjø er det øverste og største magasinet i Ulla-Førre-utbyggingen, og består av flere kraftverk, med Saurdal kraftverk, Kvilldal kraftverk og Hylen kraftverk som de største. Statkraft Energi AS er hovedeier (72 %) av anleggene, som ligger i Suldal (mesteparten) og Hjelmeland kommuner i Rogaland fylke.

Kraftverkene samler vann i fjellområdene mellom fjordene i Suldal og Bykleheiene. Det er utbygd hovedsaklig i tre nivåer. Nederste nivå er mellom Suldalsvatnet kote 68 og fjorden hvor Hylen kraftstasjon ligger. På neste nivå mellom Suldalsvatnet og ca. kote 600 ligger det største kraftverket; Kvilldal kraftverk. På øverste nivå ca. kote 1000 ligger hovedmagasinet Blåsjø. Fra dette nivået til neste ligger Saurdal pumpekraftverk. I tillegg til disse er det bygget to pumpestasjoner for pumping til nivå ca. kote 600.

### Reguleringer

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Saurdal kraftstasjon</b> |        |           |
|---|--------|-----------|
| Magasin   | Blåsjø | Kaldavatn |
| HRV   | 1055   | 1115      |
| LRV   | 930    | 1111      |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                | 3105   | 5         |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                  | 80,53  | 1,28      |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Kvilldal kraftstasjon</b> |               |           |         |              |               |
|--|---------------|-----------|---------|--------------|---------------|
| Magasin  | Lauvastølvatn | Sandsvatn | Mosvatn | Vassbottvatn | Stovedalsvatn |
| HRV  | 605           | 605       | 518,2   | 475          | 830           |
| LRV  | 590           | 560       | 516,2   | 470          | 790           |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                 | 8             | 230       | 3       | 1            | 55            |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                   | 0,87          | 6,91      | 1,83    | 0,27         | 1,85          |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Hylen kraftstasjon</b> |             |  |
|---|-------------|--|
| Magasin   | Suldalsvatn |  |
| HRV   | 68,5        |  |
| LRV   | 67,0        |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                              | 44          |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                | 28,84       |  |

| <b>Kraftstasjoner</b>               |                       |          |                     |          |       |
|-------------------------------------|-----------------------|----------|---------------------|----------|-------|
|                                     | Saurdal<br>eks. pumpe | Stølsdal | Hjorteland<br>pumpe | Kvilldal | Hylen |
| Produksjon GWh*                     | 2028                  | 62,5     | -19,9               | 3105,5   | 599,8 |
| Ytelse MW                           | 640                   | 17       |                     | 1240     | 160   |
| Energiekvivalent kWh/m <sup>3</sup> | 1,026                 | 0,212    | -0,292              | 1,308    | 0,165 |
| Fall m                              | 437                   | 95       |                     | 536,5    | 88    |
| Slukeevne m <sup>3</sup> /s         | 170                   | 18       | 0,1                 | 268      | 600   |
| Bruktid timer                       | 3169                  | 3676     |                     | 2504     | 3749  |
| Satt i drift                        | 1985                  | 1986     | 1986                | 1981     | 1980  |

Saurdal ved pumping 578 GWh/år

### Linjetilknytning

Tilknytningen til kraftverkene Kvilldal og Saurdal er via to 420 kV linjer og to 300 kV linjer.

### Miljøforhold

Det er ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget.

Suldalslågen, elven fra Suldalsvatn til fjorden, er en god lakseelv. Vannføringen i elven er derfor strengt regulert.

### Tidligere prosjekt

Det er i et tidligere prosjekt sett på effektutbygging mellom Blåsjø og Jøsenfjorden.

### Nytt prosjekt

#### Mulige alternativer, kort oppsummering

Den korteste vannveien fra hovedmagasinet Blåsjø til havnivå er fra området ved Førrevassdammen til Jøsenfjorden i Hjelmeland kommune. Dette er den åpenbart enkleste måten å skaffe mer effekt fra dette magasinet. Det er åpenbart ikke andre alternativer som kan måles mot dette.

#### Tillegsoverføringer

Det er ikke noen muligheter for inntak av tilleggsfelter i forbindelse med en utbygging etter dette alternativet.

#### Systembeskrivelse, valgt alternativ

##### Tekniske installasjoner, maskin og elektro

| Beskrivelse                               | Enhet             | Dimensjon/mengde |         |         |          |
|---|-------------------|------------------|---------|---------|----------|
|   |                   | 2500             | 2000    | 1500    | 1000     |
| <b>Blåsjø</b>                             | Brukstid          |                  |         |         |          |
| <b>Fallet fra Blåsjø til Jøsenfjorden</b> | timer             |                  |         |         |          |
| Installasjon totalt for anlegget          | MW                | 2200             | 2700    | 3600    | 5400     |
| Tilleggsinstallasjon ytelse               | MW                | 160              | 660     | 1560    | 3360     |
| Slukeevne totalt for anleggene            | m <sup>3</sup> /s | 190              | 250     | 350     | 560      |
| Tilleggsinstallasjon slukeevne            | m <sup>3</sup> /s | 20               | 80      | 180     | 390      |
| Aggregater antall                         | stk               | 1                | 3       | 5       | 11       |
| Turbintype                                |                   | Pelton           | Pelton  | Pelton  | Pelton   |
| Effektiv fallhøyde ca.                    | m                 | 980              | 980     | 980     | 980      |
| Inntaksluke*                              | m <sup>2</sup>    | 5                | 18      | 2 x 19  | 3 x 26   |
| Trykkrør, innstøpt diameter               | m                 | 1 x 2,3          | 3 x 2,9 | 5 x 3,1 | 11 x 3,0 |
| Trykkrør, lengde                          | m                 | 70               | 70      | 70      | 70       |
|   |                   |                  |         |         |          |
| Generatorytelse**                         | MVA               | 1 x 188          | 3 x 259 | 5 x 367 | 11 x 359 |
| Turtall                                   | o/min             | 600              | 428.6   | 375     | 375      |
| Transformator                             | kV/kV             | 16/300           | 16/300  | 16/300  | 16/300   |
| Kabelanlegg, antall                       |                   | 2                | 3       | 5       | 11       |
| Høyspentanlegg, antall felt               |                   | 3                | 4       | 6       | 12       |
| Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall    |                   | 1                | 1       | 2       | 3        |

\* Vanntrykk ca. 100 meter, vannhastighet 5 m/s

\*\* Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

**Bygg og anlegg**

| Beskrivelse<br>Brukstil totalt | Enhet          | Dimensjon/mengde |       |       |        |
|--------------------------------|----------------|------------------|-------|-------|--------|
|                                |                | 2500             | 2000  | 1500  | 1000   |
| Tilløpstunnel tverrsnitt       | m <sup>2</sup> |                  | 65    | 100   | 160    |
| Tilløpstunnel lengde           | km             |                  | 12    | 12    | 12     |
| Trykksjakt tverrsnitt          | m <sup>2</sup> |                  | 33    | 62    | 130    |
| Utsprengt volum i kraftstasjon | m <sup>3</sup> |                  | 49000 | 99000 | 200000 |
| Adkomsttunnel, tverrsnitt      | m              |                  | 50    | 50    | 50     |
| Adkomsttunnel, lengde          | km             |                  | 1,4   | 1,4   | 1,4    |
| Avløpstunnel, tverrsnitt       | m <sup>2</sup> |                  | 65    | 100   | 160    |
| Avløpstunnel, lengde           | km             |                  | 1,5   | 1,5   | 1,5    |
| Kabeltunnel, tverrsnitt        | m <sup>2</sup> |                  | 20    | 20    | 20     |
| Kabeltunnel, lengde            | km             |                  | 1,4   | 1,4   | 1,4    |

**Vurdering av brukstid**

Anlegget henter vannet fra Førrevatn som er en del av Blåsjømagasinet, som har et volum på hele 3105 mill. m<sup>3</sup>. Magasinet består av flere tidligere separate vann med utløp i forskjellige retninger. Mellom østre del av magasinet, som hadde avløp mot Setesdalen, er det sprengt en overføringstunnel mot vestre del med avløp til Førreåna. Fra denne delen er det videre sprengt en tunnel mot Ulladalsåna hvor inntaket til Saurdal pumpekraftverk er plassert. Overføringstunnelens kapasitet kan ved lave vannstander i Blåsjø være begrensende for utnyttningen av magasinet til effektproduksjon over lengre tid.

|  | Brukstil     |            |            |            |            |
|--|--------------|------------|------------|------------|------------|
|  | Eks. anlegg, | 2500 timer | 2000 timer | 1500 timer | 1000 timer |
| Sum effekt MW (Saurdal, Kvildal, Hylen + nytt anlegg) MW | 2040         | 2100       | 2700       | 3600       | 5400       |
| Effekt (nytt anlegg) MW                                  | 0            | 60         | 660        | 1560       | 3360       |
| Slukeevne m <sup>3</sup> /s (nytt anlegg)                | 0            | 20         | 80         | 180        | 390        |
| Produksjon fra magasin (Blåsjø); GWh                     | 7433         | 7433       | 7433       | 7433       | 7433       |
| Tid med produksjon fra Blåsjø, timer/døgn                |              | 4540/189   | 3450/143   | 2464/103   | 1540/64    |

\*Slukeevne Saurdal 170 m<sup>3</sup>/s, fall nytt anlegg 1010 meter

**Vannveier**

Vannveien følger nordsiden av Førrejuvet.

Det er regnet med tverrslag nedstrøms dammen for driving av tunnelen i dalen. I forbindelse med dette tverrslaget vil det være mulig å etablere inntaksluker som pakkboksluker. Det er her dog regnet med inntaksluker i egen sjakt nær selve inntaket.

Terrenget er generelt ikke mye over HRV i magasinet. Noen steder litt lavere. Tilløpstunnelen vil derfor spesielt mot stasjonen legges ned for å få tilstrekkelig overdekning på kritiske punkt. Det er av denne grunn ikke mulig å arrangere svingesjakt nærmer stasjonen enn ca. 4 km (stasjonen kan om nødvendig trekkes oppover). På dette punktet er det valgt å legge inn et tverrslag som også kan fungere som svingevolum. Tilløpstunnel mellom stasjon og dette tverrslaget legges med stigning 1:7.

Arrangementet av vannveien medfører at anlegget ikke uten videre blir stabilt på eget nett. For å oppnå dette må avstanden mellom stasjon og nærmeste frie vannflate reduseres. Det er her regnet med at anlegget ikke må være stabilt på eget nett i alle driftsituasjoner.

Avløpstunnelen leder vannet ut i fjorden, antatt på dypt vann. Det er mulig å arrangere denne som friskeil tunnel frem til fjorden slik at den kan benyttes som nødutgang med båt.

### **Kraftstasjon**

Stasjonen er basert på bruk av Peltonturbiner. Størrelsen på hvert aggregat er begrenset til 250-300 MW. Dette gir maksimalt 11 aggregater i stasjonen. Transformatorer for hvert aggregat er plassert i egen transformatorhall.

For kabler og som nødutgang er det planlagt egen kabeltunnel fra stasjonen og ut i dagen.

### **Kraftlinjer**

Anlegget tilknyttes 300 kV linjen som går nord-sør (Saurdal - Førre - Lyse). Via Førre går også 300 kV - linje Lyse- Førre-Tokke. NVE har ikke foretatt nærmere vurderinger av nettkapasiteten.

### **Adkomst**

Det er ikke veiforbindelse til Førrebotn hvor kraftstasjonen er tenkt plassert. Eneste adkomst er med ferge. I forbindelse med byggingen av Stølsdal pumpestasjon ble det anlagt fergekai i Førrebotn.

I forbindelse med bygging av et anlegg i størrelse med et mulig effektanlegg regnes det med at det må skaffes veiforbindelse. Eneste mulighet vil være å bygge ny vei fra tettstedet Jøsenfjorden til Førrebotn. Store deler av denne veien vil måtte bygges som tunnel. Veien vil kun være av interesse for kraftanlegget og har ingen annen samfunnsnytte.

### **Miljø**

Nedenfor er listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er grovt gjort en vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbygging vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Det er ikke foretatt befarings eller involvering av fagekspertise i vurderingene.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

| Saksområde og konsekvens* |   | Saksområde og konsekvens* |   | Saksområde og konsekvens*   |   |
|---------------------------|---|---------------------------|---|-----------------------------|---|
| Fiske                     | I | Hydrologi                 | I | Næringsliv og sysselsetting | P |
| Planteliv                 | I | Restvannføringer          | I | Kommunal økonomi            | P |
| Dyreliv                   | I | Minstevannføringer        | I | Jord- og skogbruk           | I |
| Kvartærgeologi            | I | Flom og erosjonssikring   | I | Reindrift                   | I |
| Geologi                   | I | Is og vanntemperatur      | N | Friluftsliv                 | I |
| Naturvern                 | N | Vannforsyning             | I | Kulturminne                 | I |
|                           |   | Forurensning              | I | Veier, transport            | I |
|                           |   | Klima                     | N | Massedeponi/massetak        | I |
|                           |   |                           |   |                             |   |

\*P: antatt positiv konsekvens

I: antatt små konsekvenser av liten betydning

N: antatt negativ konsekvens

### Produksjon

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke utført produksjonsberegninger, som eventuelt skulle utføres av NVE. NVE har heller ikke utført beregninger av produksjon, men anslår at produksjonen vil skille seg lite fra dagens produksjon også etter en utvidelse.

### Kostnadsoverslag

#### Sammendrag av kostnader

| Spesifikasjon   | Slukeevne m <sup>3</sup> /s |               |               |               |
|---|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|
|   | 20                          | 80            | 180           | 390           |
| <b>Bygg og anlegg</b>                                   |                             |               |               |               |
| Veier, plasser og landskap                              | 7,0                         | 7,0           | 7,0           | 7,0           |
| Inntak med inntaksluker bygningsmessig                  | 15,9                        | 21,6          | 23,8          | 29,2          |
| Tilløpstunnel   | 224,0                       | 400,6         | 512,5         | 699           |
| Tverrslag på tilløpstunnel                              | 8,7                         | 8,7           | 8,7           | 8,7           |
| Pansret trykksjakt/trykktunnel ved stasjon              | 5,7                         | 8,5           | 14            | 30,6          |
| Kraftstasjon med trafohall                              | 48,7                        | 137,7         | 303,7         | 517,8         |
| Adkomsttunnel og kabeltunnel                            | 33,2                        | 33,2          | 33,2          | 33,2          |
| Avløpstunnel  | 28,6                        | 50,7          | 63,3          | 84,5          |
| Portal  | 4,2                         | 4,2           | 4,2           | 4,2           |
| Rigg og drift av byggeplass                             | 131,6                       | 235,3         | 339,6         | 495,0         |
| Prosjektering bygg og anlegg                            | 4,5                         | 6,5           | 8,5           | 14,5          |
| Byggeledelse  | 16,8                        | 19,2          | 24,0          | 24,0          |
|   |                             |               |               |               |
| <b>Delsum bygg og anlegg</b>                            | <b>528,9</b>                | <b>933,2</b>  | <b>1342,5</b> | <b>1947,7</b> |
|   |                             |               |               |               |
| <b>Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging</b>  | <b>68,7</b>                 | <b>231,2</b>  | <b>475,7</b>  | <b>971,6</b>  |
|   |                             |               |               |               |
| <b>Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging</b> | <b>138,0</b>                | <b>400,5</b>  | <b>807,4</b>  | <b>1653,2</b> |
|   |                             |               |               |               |
| <b>Diverse</b>  |                             |               |               |               |
| Byggherrekostnader                                      | 3,5                         | 4,0           | 5,0           | 5,0           |
| Diverse og uforutsett                                   | 73,9                        | 156,9         | 263,1         | 457,7         |
|   |                             |               |               |               |
| <b>Sum før finans</b>                                   |                             |               |               |               |
|   |                             |               |               |               |
| Finansiering 6,5 % p.a.                                 | 92,7                        | 224,3         | 470,2         | 818,2         |
|   |                             |               |               |               |
| <b>Sum</b>  | <b>905,7</b>                | <b>1950,1</b> | <b>3363,9</b> | <b>5853,4</b> |
| <b>Sum i mill kr.</b>                                   | <b>906</b>                  | <b>1 950</b>  | <b>3 364</b>  | <b>5 853</b>  |
| Byggetid, år  | 3,50                        | 4,00          | 5,00          | 5,00          |

|   |               |               |               |               |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Bruktid, timer</b>                   | <b>2500</b>   | <b>2000</b>   | <b>1500</b>   | <b>1000</b>   |
| <b>Ny effekt i MW</b>                   | <b>160</b>    | <b>660</b>    | <b>1 560</b>  | <b>3 360</b>  |
| <b>Kostnad i mill. kr pr. ny MW</b>     | <b>5,7</b>    | <b>3,0</b>    | <b>2,2</b>    | <b>1,7</b>    |
|   |               |               |               |               |
| <b>Driftstid ved full effekt i døgn</b> | <b>189</b>    | <b>143</b>    | <b>103</b>    | <b>64</b>     |
| <b>Pris kr /MW/døgn</b>                 | <b>30 000</b> | <b>21 000</b> | <b>21 000</b> | <b>27 000</b> |



## TONSTAD OG SOLHOM

### Sammendrag og vurdering av prosjektet

Basis for denne studien er Tonstad med dagens installerte effekt, i tillegg til den utvidelsen det er søkt konsesjon for. Korteste vannvei for Tonstad er mot Homstølvatn i Kvina-vassdraget. Magasinet her er imidlertid så beskjedent at det ikke kan benyttes som effektsikring med noen fornuftig varighet. En effektutbygging her vil derfor måtte ta utgangspunkt i pumping hvor en tilleggsinstallasjon i det alt vesentlige benyttes til produksjon på dagtid og pumping på natt. Dette gjelder også den konsesjonssøkte tilleggsinstallasjonen, som tilleggsinstallasjon som vurderes i denne studien tar utgangspunkt i. Da magasinet Nesjen (Solhom kraftverk) ovenfor Homstølvatn er større, er det også sett på en utvidelse av Solhom kraftverk som ligger mellom Nesjen og Homstølvatn.

Tonstad kraftverk er vurdert for følgende brukstider:

| Brukstid timer             | Sum effekt, MW | Ny effekt, MW | Kostnad ny effekt mill. kr | Kostnad ny effekt, mill. kr/MW | "Produksjon" total, GWh (effekt*brukstid) | Kommentarer |
|----------------------------|----------------|---------------|----------------------------|--------------------------------|---|-------------|
| 1500                       | 2 710          | 790           | 2 594                      | 3,3                            | 4065                                      |             |
| 1000                       | 4 070          | 2 150         | 5 241                      | 2,4                            | 4070                                      |             |
| Eksisterende Tonstad: 4235 | 960            |               |                            |                                |   |             |

Nedenfor er vist kostnad i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin. Det er regnet med eksisterende slukeevne i oppstrøms kraftverk Solhom. Dersom det regnes med større slukeevne i Solhom, og dette kan kjøres ut samtidig, blir driftstiden selvsagt større.

|   |             |             |
|---|-------------|-------------|
| <b>Brukstid timer</b>                   | <b>1500</b> | <b>1000</b> |
| <b>Driftstid ved full effekt i døgn</b> | <b>1</b>    | <b>0,7</b>  |
| <b>Pris mill. kr/MW/døgn</b>            | <b>3,3</b>  | <b>3,5</b>  |

Tider for produksjon fra Homstølvatn bør vurderes og kontrolleres med hensyn til tilført vann.

Solhom kraftverk er vurdert for følgende brukstider:

| Brukstid timer            | Sum effekt MW | Ny effekt MW | Kostnad ny effekt mill. kr | Kostnad ny effekt mill. kr/MW | "Produksjon" total, GWh (effekt*brukstid) | Kommentarer |
|---------------------------|---------------|--------------|----------------------------|-------------------------------|---|-------------|
| 1500                      | 500           | 300          | 1 097                      | 3,7                           | 750                                       |             |
| 1000                      | 750           | 550          | 1 613                      | 2,9                           | 750                                       |             |
| Eksisterende Solhom: 3742 | 200           |              |                            |                               |   |             |

Nedenfor er vist kostnad i kr pr. MW og døgn når det kjøres med full effekt med alt vann fra nærmeste magasin.

|                       |             |             |
|-----------------------|-------------|-------------|
| <b>Brukstid timer</b> | <b>1500</b> | <b>1000</b> |
|-----------------------|-------------|-------------|

|   |                |                |
|---|----------------|----------------|
| <b>Driftstid ved full effekt i døgn</b> | <b>17</b>      | <b>10</b>      |
| <b>Pris kr/MW/døgn</b>                  | <b>215 000</b> | <b>293 000</b> |

Pumpingen vil redusere den totale produksjonen i anleggene vurdert i forhold til ikke pumpet vannmengde gjennom anleggene.

### Eksisterende anlegg

#### Systembeskrivelse

Anlegget eies av Sira-Kvina kraftselskap og ligger i Sirdal kommune i Vest-Agder fylke. Anlegget utnytter vannet i elvene Sira og Kvina og er det nest nederste anlegget i utnyttelsen av de to elvene.

Elvene Sira og Kvina er bygget ut samlet med i alt syv kraftverk, to i Sira og tre i Kvina og ett felles hvor Kvina overføres til Sira samt ett på strekningen mellom Sirdalsvatn og havet.

I begge vassdrag ligger store magasiner øverst i systemet. I Sira ligger Svartevatn som er det største magasinet i hele utbyggingen samt Valevatn. I Kvina ligger Roskreppfjorden som er det største magasinet i Kvinadelen samt Øyarvatn, Kvifjorden/Nesjen og Homstølvatn.

#### Reguleringer

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Duge kraftstasjon</b> |            |  |
|--|------------|--|
| Magasin  | Svartevatn |  |
| HRV  | 899        |  |
| LRV  | 780        |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                             | 1398       |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                               | 31,38      |  |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Tjørhom kraftstasjon</b> |         |  |
|---|---------|--|
| Magasin   | Gravann |  |
| HRV   | 660     |  |
| LRV   | 625     |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                | 351*    |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                  | 2,02    |  |
| *312 Mm <sup>3</sup> nyttbart gjennom Tjørhom kraftverk   |         |  |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Roskrepp kraftstasjon</b> |                 |  |
|--|-----------------|--|
| Magasin  | Roskreppfjorden |  |
| HRV  | 929             |  |
| LRV  | 890             |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                 | 684             |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                   | 29,82           |  |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Kvinen kraftstasjon</b> |          |  |
|--|----------|--|
| Magasin  | Øyarvann |  |
| HRV  | 837      |  |
| LRV  | 820      |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                               | 104      |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                 | 8,02     |  |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Solhom kraftstasjon</b> |        |  |
|--|--------|--|
| Magasin  | Nesjen |  |
| HRV  | 715    |  |
| LRV  | 677    |  |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                               | 274    |  |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                 | 15,36  |  |

| <b>Magasin umiddelbart oppstrøms Tonstad kraftstasjon</b> |             |             |             |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Magasin   | Tjørhomvann | Ousdalsvann | Homstølvann |
| HRV   | 497,6       | 497,6       | 497,6       |
| LRV   | 492         | 482         | 471         |
| Volum mill. m <sup>3</sup>                                | 3,33        | 12,25       | 55,62       |
| Sjøareal km <sup>2</sup>                                  | 0,89        | 1,07        | 2,89        |

### *Kraftstasjon*

| <b>Kraftstasjoner</b>                 |       |         |          |        |        |                        |
|---------------------------------------|-------|---------|----------|--------|--------|------------------------|
|                                       | Duge  | Tjørhom | Roskrepp | Kvinen | Solhom | Tonstad                |
| Produksjon GWh                        | 335   | 570     | 111      | 283    | 748    | 4066                   |
| Vanntap GWh                           | 4,4   | 5,4     | 2,8      | 6,0    | 13,1   | 31,4                   |
| Pumpeforbruk GWh                      | 142   |         |          |        |        |                        |
| Ytelse MW                             | 200   | 120     | 50       | 80     | 200    | 960                    |
| Energiequivivalent kWh/m <sup>3</sup> | 0,520 | 0,37    | 0,200    | 0,285  | 0,510  | 1,050                  |
| Fall m                                | 220   | 158     | 88       | 120    | 215    | 442                    |
| Slukeevne m <sup>3</sup> /s           | 106   | 84      | 69       | 84     | 110    | 254                    |
| Bruktid timer                         | 1776  | 4752    | 2226     | 2853   | 3742   | 4235                   |
| Satt i drift                          | 1979  | 1973    | 1980     | 1984   | 1974   | 1968,<br>1971,<br>1988 |

Pumping i Duge kraftverk 67,8 GWh/år

### *Linjetilknytning*

Tonstad ligger i krysset mellom en nord - sør linje og en øst vest linje, begge 300 kV. Linjen mot sør er en dobbel linje. Etter avtale med NVE er det ikke foretatt nærmere vurderinger av nettkapasiteten.

### *Miljøforhold*

Det er ikke rapportert om spesielle miljøproblemer i forbindelse med driften av det eksisterende anlegget.

### **Tidligere prosjekt**

Det foreligger en konsesjonssøknad for tilleggsinstallasjon i Tonstad kraftverk av november 2007. Det søkes om en tilleggsinstallasjon i Tonstad kraftverk på 960 MW som er en dobling av eksisterende installasjon. Det er foreslått pumpeturbiner med en slukeevne 250 m<sup>3</sup>/s som turbin og 200 m<sup>3</sup>/s som pumpe.

Det er forutsatt ny vannvei mellom Sirdalsvatn og Homstølvatn samt kraftstasjon som egen hall i tilknytning til eksisterende kraftstasjonshall. Den planlagte tilleggsinstallasjonen gir en samlet brukstid for anlegget på noe under 2500 timer.

## Nytt prosjekt

### *Mulige alternativer, kort oppsummering*

Det er vurdert flere alternative løsninger for en effektutbygging i Tonstad-området. Disse er:

- et anlegg parallelt med eksisterende fra Homstølvatn til Sirdalsvatn
- to anlegg i serie, utvidelse av Solhom kraftverk fra Nesjen til Homstølvatn og en utvidelse av Tonstad kraftverk fra Homstølvatn til Sirdalsvatn
- et anlegg som over med inntak i Nesjen og utløp i Sirdalsvatn
- en utbygging fra Svartevatn til Lysebotn
- en overføring fra Roskrepp til Svartevatn sammen med en utbygging mot Lysebotn

En større utbygging for effekt i Tonstad-området er ikke mulig uten å satse på pumping eller en videre utbygging av flere av anleggene oppover i vassdraget som forsyner Tonstad med vann. Den nære tilknytningen til linjer mot kontinentet gjør at Sira-Kvina kraftselskap ser en forretningsmessig mulighet i utbygging av pumpekraftverk. For alle alternative utbygginger av Tonstad kraftverk vil det være aktuelt å benytte kun pumpeturbiner. En utbygging som foreslått også av Solhom kraftverk kan vurderes både som pumpekraftverk og som tradisjonelt kraftverk.

En utbygging videre oppover i vassdragene vil involvere dublering av mange kraftverk med tildels lange vannveier og vil være kostbar.

Eksisterende anlegg kan effektivt avlastes ved å fralede vann øverst i vassdraget ved de store magasinene. En utbygging i ett trinn mot Lysefjorden kan erstatte en utbygging i tre trinn mot Sirdalsvatn.

### *Tilleggsoverføringer*

Noen mindre overføringer kan være aktuelle ved andre alternativer enn en utbygging parallelt med eksisterende anlegg.

### *Systembeskrivelse, valgt alternativ*

For denne studien velges følgende:

- Den konsesjonssøkte utvidelsen av Tonstad kraftverk som pumpekraftverk forutsettes gjennomført slik at et utvidet Tonstad kraftverk vil være sammenlikningsgrunnlag (nåtilstand) i denne studien.
- Tonstad utvides med pumpeturbiner på fallet Hømstølvatn/Sirdalsvatn.
- Solhom kraftverk utvides med bare pumpeturbiner, selv om det bare er behov for i størrelsesorden halve pumpekapasiteten.
- Det regnes ikke aktuelt å utvide Solhom kraftverk for høyere brukstid enn 1500 timer

**Tekniske installasjoner, maskin og elektro**

| Beskrivelse Tonstad III<br>(Tonstad pumpekraftverk) | Enhet<br>Brukstid<br>timer | Dimensjon/mengde       |                        |
|---|----------------------------|------------------------|------------------------|
|   |                            | 1500                   | 1000                   |
| Installasjon totalt for anlegget                    | MW                         | 2710                   | 4070                   |
| Tilleggsinstallasjon ytelse <u>pumpeturbin</u>      | MW                         | 790                    | 2150                   |
| Slukeevne totalt for anleggene                      | m <sup>3</sup> /s          | 720                    | 1080                   |
| Tilleggsinstallasjon slukeevne <u>pumpeturbin</u>   | m <sup>3</sup> /s          | 210                    | 570                    |
| Aggregater antall                                   | stk                        | 3                      | 7                      |
| Turbintype  |                            | Francis,<br>reversibel | Francis,<br>reversibel |
| Effektiv fallhøyde ca.                              | m                          | 420                    | 420                    |
| Inntaksluke*  | m <sup>2</sup>             | 2 x 22                 | 4 x 30                 |
| Trykkrør, innstøpt diameter                         | m                          | 3 x 4,2                | 7 x 4,6                |
| Trykkrør, lengde                                    | m                          | 70                     | 70                     |
| Generatorytelse**                                   | MVA                        | 3 x 310                | 7 x 361                |
| Turtall   | o/min                      | 250                    | 250                    |
| Transformator                                       | kV/kV                      | 16/300                 | 16/300                 |
| Kabelanlegg, antall                                 |                            | 3                      | 7                      |
| Høyspentanlegg, antall felt                         |                            | 4                      | 8                      |
| Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall              |                            | 1                      | 2                      |
| Kontrollanlegg for pumpeturbin                      |                            | 1                      | 1                      |

\* Vanntrykk ca. 40 meter, vannhastighet 5 m/s

\*\* Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

| Beskrivelse Solhom II<br>(Solhom pumpekraftverk) | Enhet<br>Brukstid<br>timer | Dimensjon/mengde |         |
|--|----------------------------|------------------|---------|
|  |                            | 1500             | 1000    |
| Installasjon totalt for anlegget                 | MW                         | 500              | 750     |
| Tilleggsinstallasjon ytelse, pumpeturbin         | MW                         | 300              | 550     |
| Slukeevne totalt for anleggene                   | m <sup>3</sup> /s          | 270              | 410     |
| Tilleggsinstallasjon slukeevne                   | m <sup>3</sup> /s          | 160              | 300     |
| Tilleggsinstallasjon slukeevne pumpeturbin       | m <sup>3</sup> /s          | 160              | 300     |
| Tilleggsinstallasjon slukeevne turbin            | m <sup>3</sup> /s          | -                | -       |
| Aggregater antall totalt                         | stk                        | 1                | 2       |
| Effektiv fallhøyde ca.                           | m                          | 215              | 215     |
| Inntaksluke*                                     | m <sup>2</sup>             | 2 x 17           | 2 x 30  |
| Trykkrør, innstøpt diameter                      | m                          | 1 x 6,4          | 2 x 6,2 |
| Trykkrør, lengde                                 | m                          | 70               | 70      |
| Generatorytelse**                                | MVA                        | 1 x 353          | 2 x 323 |
| Turtall  | o/min                      | 176,5            | 176,5   |
| Transformator                                    | kV/kV                      | 16/300           | 16/300  |
| Kabelanlegg, antall                              |                            | 1                | 2       |
| Høyspentanlegg, antall felt                      |                            | 2                | 3       |
| Kraftlinjer og tilkoblingsfelt, antall           |                            | 1                | 1       |
| Kontrollanlegg for pumpeturbin                   |                            | 1                | 1       |

\* Vanntrykk ca. 50 meter, vannhastighet 5 m/s

\*\* Tilleggsinstallasjon dividert med effektfaktor 0,85

**Bygg og anlegg**

| Beskrivelse  | Enhet          | Dimensjon/mengde |         |
|--|----------------|------------------|---------|
|  |                | 1500             | 1000    |
| <b>Tonstad nytt pumpekraftverk</b>                       |                |                  |         |
| Tilløpstunnel tverrsnitt                                 | m <sup>2</sup> | 120              | 250     |
| Tilløpstunnel tverrsnitt, mellom stasjon og svingetunnel | m <sup>2</sup> | 160              |         |
| Tilløpstunnel lengde                                     | km             | 9,5              | 9,5     |
| Tilløpstunnel lengde, mellom stasjon og svingetunnel     | km             | 3,3              | 3,3     |
| Trykksjakt tverrsnitt                                    | m <sup>2</sup> |                  | 50      |
| Trykksjakt lengde  | km             |                  | 630     |
| Utsprengt volum i kraftstasjon                           | m <sup>3</sup> | 53 000           | 130 000 |
| Adkomsttunnel, tverrsnitt                                | m              | 50               | 50      |
| Adkomsttunnel, lengde                                    | km             | 500              | 500     |
| Avløpstunnel, tverrsnitt                                 | m <sup>2</sup> | 120              | 250     |
| Avløpstunnel, lengde                                     | km             | 1,5              | 1,5     |

| Beskrivelse Solhom nytt kraftverk m. pumpeturbin  | Enhet          | Dimensjon/mengde |       |
|---|----------------|------------------|-------|
|   |                | 1500             | 1000  |
| Tilløpstunnel tverrsnitt                          | m <sup>2</sup> | 100              | 150   |
| Tilløpstunnel lengde                              | km             | 1,4              | 1,4   |
| Utsprengt volum i kraftstasjon                    | m <sup>3</sup> | 32000            | 44000 |
| Adkomsttunnel, tverrsnitt                         | m              | 45               | 45    |
| Adkomsttunnel, lengde (avgrening fra eks. tunnel) | km             | 0,5              | 0,5   |
| Avløpstunnel, tverrsnitt                          | m <sup>2</sup> | 100              | 150   |
| Avløpstunnel, lengde                              | km             | 4,2              | 4,2   |

### Vurdering av magasin

#### Alternativ Solhom Nesjen/Homstølvatn og Tonstad Homstølvatn/Sirdalsvatn

Nedenfor er vist tid for tømning av magasinet i Homstølvatn ved full kjøring i Tonstad. Som det fremgår er magasinet så lite at det knapt vil ha noen betydning som langtidssikring av effekt. En utbygging mot et så lite magasin vil måtte baseres på pumping for å ta hyppige kortvarige topplaster, typisk dag/natt og virkedag/helg. Noen avgjørende betydning for å bære over lengre perioder med bortfall av vind eller i strenge kuldeperioder gir dette anlegget ikke.

| Tonstad<br>(Homstølvatn*<br>dimensjonerende) | Timer med effekt på fullt magasin    |  |   |  |
|--|--------------------------------------|--|---|--|
|  | Solhom eks.<br>110 m <sup>3</sup> /s | Solhom 2000 t<br>205 m <sup>3</sup> /s | Solholm 1500 t<br>270 m <sup>3</sup> /s | Solhom 1000 t<br>410 m <sup>3</sup> /s |
| Total slukeevne/brukstid                     |                                      |  |   |  |
| 508m <sup>3</sup> /s / 2120 timer/år         | 38                                   | 51                                     | 65                                      | 157                                    |
| 720m <sup>3</sup> /s / 1500 timer/år         | 25                                   | 29                                     | 34                                      | 509                                    |
| 1080 m <sup>3</sup> /s / 1000 timer/år       | 16                                   | 18                                     | 19                                      | 23                                     |

Tabell: Tid med produksjon ved fullt magasin (Homstølvatn 55,6 mill. m<sup>3</sup>)

Tilsvarende vurdering for Solhom kraftverk gir betydelig gunstigere effekt av utbyggingen i og med at reservene for effektkjøring blir vesentlig større, men effekten i Solhom kraftverk er betydelig mindre enn i Tonstad kraftverk.

| Solhom<br>Nesjen dimensjonerende | Timer/døgn med full effekt på fullt magasin.<br>Tilskudd fra Kvinen kraftverk 84 m <sup>3</sup> /s |                     |                     |                     |
|----------------------------------|--|---------------------|---------------------|---------------------|
|                                  | Eksisterende brukstid  | Brukstid 2000 timer | Brukstid 1500 timer | Brukstid 1000 timer |
| Solhom                           | 2930/122   | 620/25              | 410/17              | 233/10              |

Tabell: Tid for produksjon med fullt magasin (Nesjen 274 mill. m<sup>3</sup>)

Til slutt er det sett på hvilken slukeevne Solhom må ha for å kunne kjøre ut begge magasin fra fullt til tomt på samme tid. Som det fremgår må installasjonen i Solhom økes betydelig for å forsyne Tonstad med vann fra Nesjen slik at ikke volumet i Homstølvatn blir begrensende for den tiden anlegget kan kjøre med full effekt på fulle magasin.

| Slukeevner for lik tømning av magasinene Homstølvatn og Nesjen |  |                                      |   |
|--|--|--------------------------------------|---|
| Tonstad<br>Slukeevne/ brukstid<br>m <sup>3</sup> /s / timer    | Solhom<br>Slukeevne total<br>m <sup>3</sup> /s | Solhom<br>effekt<br>total / ny<br>MW | Tid for tømning av<br>begge magasin<br>samtidig<br>Timer/døgn |
| 508/2120   | 435  | 794/594                              | 216/9   |
| 720/1500   | 610  | 1111/911                             | 145/6   |
| 1080/1000  | 910  | 1655/1455                            | 92/4  |

Tabell: Slukeevner som gir lik tid for tømning av begge magasiner (Homstølvatn og Nesjen)

Så stor installasjon i Solhom kraftverk er neppe realistisk. Dersom en vil ha større fleksibilitet med hensyn på magasinering av vann ved en ytterligere utvidelse av Tonstad kraftverk, bør alternativet være utbygging av fallet Tonstad pluss Solhom i ett fall. Dette alternativet bør vurderes før en realiserer ytterligere utbygging i området.

### Alternativ fra Svartevatn/Roskrepp til Lysefjorden

Det eksisterende anlegget forblir uendret mens det bygges et nytt kraftverk med inntak i Svartevatn og avløp i Lysefjorden. For å øke brukstiden med maksimal kontinuerlig produksjon kan det sprenges overføringstunnel fra Roskreppfjorden til Svartevatn.

|   | Eks.<br>anlegg<br>timer<br>4343 | 2500<br>timer | 2000<br>timer | 1500<br>timer | 1000<br>timer |
|---|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Sum effekt MW (Tonstad + nytt anlegg)                                     | 960                             | 1667          | 2084          | 2779          | 4168          |
| Ny effekt (nytt anlegg)   | 0                               | 707           | 1124          | 1819          | 3208          |
| Ny slukeevne m <sup>3</sup> /s (nytt anlegg)                              |                                 | 96            | 153           | 247           | 436           |
| Vann tilført ved pumping i Duge kraftverk, m <sup>3</sup> /s*             | 60                              | 60            | 60            | 60            | 60            |
| Produksjon fra magasin (Svartevatn), GWh                                  |                                 | 2800          | 2800          | 2800          | 2800          |
| Produksjon fra magasin (Roskreppfjorden), GWh                             |                                 | 1390          | 1390          | 1390          | 1390          |
| Tid med produksjon fra magasin Svartevatn, timer/døgn                     |                                 | 1934/80       | 1507/63       | 1105/46       | 718/30        |
| Tid med produksjon fra magasin, Svartevatn og Roskreppfjorden, timer/døgn |                                 | 2134/89       | 1763/73       | 1370/57       | 947/39        |

Fall for nytt anlegg er ca. 860 meter. Det er regnet med at nåværende Duge og Roskrepp kraftverker kjøres på maksimal driftsvannføring, hhv. 106 m<sup>3</sup>/s og 69 m<sup>3</sup>/s, i tillegg til ”nytt kraftverk” at også kjøres for fullt.

## ***Vannveier***

### *Tonstad kraftverk*

Kraftstasjonen legges nedstrøms i vannveien i nærheten av eksisterende anlegg. Dette gir en tilløpstunnel fra Homstølvatn som kan sprenges på stigning ca. 1:7 til kryss med tverrslag og svingetunnel. Fra krysset legges tilløpstunnelen tilnærmet horisontalt. For installasjon med brukstid ca. 1500 timer kan tunnelen fra krysset til stasjonen gjøres så stort at anlegget blir stabilt på eget nett. Reduseres brukstiden til 1000 timer øker kravet til utvidelse av tverrsnittet så mye at det kan være mer økonomisk å sprengre en svingesjakt nær stasjonen.

Det er gjort vurderinger/beregninger som viser at med full last er anlegget ikke stabilt på eget nett uten spesielle tiltak. Tiltak som er aktuelle kan i begge tilfeller være å øke tverrsnittet i vannveien mellom avgrening til svingetunnel/tverrslag eller å legge inn en sjakt. Denne studien vurderer ikke disse forholdene nærmere.

Det er regnet med inntaksluke i sjakt ved Homstølvatn. Det er regnet med at det er behov for tverrslag for driving av tunnelen på strekningen mellom inntak og kryss mot svingetunnel. Det er ikke tatt stilling til hvor dette tverrslaget best kan plasseres.

Avløpstunnelen blir maksimalt ca. 1,5 km lang og munner ut direkte i Sirdalsvatn. Det er antatt at denne kan sprenges fra stasjonsområdet.

### *Solhom kraftverk*

Kraftstasjonen ligger her i oppstrøms ende av vannveien. Avstanden mellom stasjon og planlagt inntak er så kort at tilløpstunnel kan legges med fall 1:7 og det er ikke behov for svingesjakt for at anlegget skal være stabilt på eget nett.

Det er regnet med inntaksluke i sjakt nær utslaget i magasinet.

Avløpstunnelen blir ca. 4,5 km lang og munner ut direkte i Homstølvatn. Det er antatt at denne kan sprenges fra stasjonsområdet og fra utløpsiden.

## ***Kraftstasjon***

### *Tonstad kraftverk*

Det bygges ny stasjonshall ved siden av eksisterende stasjon. Antall aggregater varierer med hensyn til valgt brukstid. Stasjonen utformes med adskilte haller for aggregater og transformatorer. For utføring av kabler antas det at disse kan føres ut gjennom eksisterende sjakt/tunnel.

Adkomsttunnelen til anlegget sprenges inn fra dagen. Det er mulig at avgrening fra eksisterende adkomsttunnel vil være mulig. Det er dog usikkert om dette vil skape så store praktiske problemer og ekstra kostnader at dette er den riktige løsningen. Separat adkomsttunnel er derfor valgt for denne studien.

### *Solhom kraftverk*

Det bygges ny stasjonshall ved siden av eksisterende stasjon. Antall aggregater varierer med hensyn til valgt brukstid. Stasjonen utformes med adskilte haller for aggregater og transformatorer. For utføring av kabler antas det at disse kan føres ut gjennom eksisterende sjakt/tunnel.



Adkomsttunnelen til anlegget sprenges som en avgrensning på eksisterende adkomsttunnel. Da dette er et betydelig enklere anlegg enn Tonstad er det antatt at dette vil være mulig.

### Kraftlinjer

Tonstad ligger i et viktig knutepunkt for 300 kV linjene i området. Det er forbindelse mot sør med dobbel linje mot Stavanger, mot Arendal via Solhom og mot nord på stamlinjen mot Bergen.

Det opplyses i konsesjonssøknaden om utvidelse av Tonstad kraftverk at Statnett vurderer oppgradering av linjer i området til 420 kV spenning. Denne studien tar utgangspunkt i at den konsesjonssøkte utvidelsen av anlegget er utført når dette prosjektet eventuelt gjennomføres. Grunnlaget for studien synes derfor å være tilknytning til sentralnettet på 420 kV nivå.

NVE har ikke foretatt nærmere vurderinger av nettkapasiteten.

### Miljø

Nedenfor er det listet en del vanlige forhold som berøres i miljøstudier ved bygging/utvidelse av kraftverk. Det er grovt gjort en vurdering av om den foreslåtte tilleggsutbyggingen vil ha betydning for noen av de nevnte forholdene. Miljøkonsekvenser vil i første rekke skyldes raske og hyppige vannstandsvariasjoner i magasiner oppstrøms og nedstrøms anleggene. Disse konsekvensene vil være forskjellige i de tre berørte magasinene (Nesjen, Homstølvatn og Sirdalsvatn). Det er ikke foretatt befaring eller involvering av fagekspertise i miljøvurderingene. Vurderingene vedrørende miljøkonsekvenser er derfor kun angitt som et gjennomsnitt for magasinene.

Miljøforhold ved utvidelse av anlegget.

| Saksområde og konsekvens* |       | Saksområde og konsekvens* |       | Saksområde og konsekvens*   |       |
|---------------------------|-------|---------------------------|-------|-----------------------------|-------|
| Fiske                     | N     | Hydrologi                 | I     | Næringsliv og sysselsetting | I     |
| Planteliv                 | I     | Restvannføringer          | I     | Kommunal økonomi            | P     |
| Dyreliv                   | I     | Minstevannføringer        | I     | Jord- og skogbruk           | I     |
| Kvartærgeologi            | N (1) | Flom og erosjonssikring   | N (1) | Reindrift                   | I     |
| Geologi                   | I     | Is og vanntemperatur      | N (3) | Friluftsliv                 | N (1) |
| Naturvern                 | I     | Vannforsyning             | I     | Kulturminne                 | I     |
|                           |       | Forurensning              | I     | Veier, transport            | I (2) |
|                           |       | Klima                     | I (3) | Massedeponi / massetak      | I (4) |

\*P: antatt positiv konsekvens

I: antatt små konsekvenser av liten betydning

N: antatt negativ konsekvens

Tall henviser til punkt i teksten nedenfor.

1. Raske vannstandsvariasjoner kan føre til økt fare for ras i strandsonen. Strandsonene i de aktuelle magasiner har gjennom mange år variert. Størrelsen på variasjonene vil ikke bli forandret, det er kun hyppighet og hastighet for hver enkelt variasjon som øker.
2. Anleggsaktiviteten vil føre til større trafikk på veiene med større slitasje som resultat. Den økte trafikken antas imidlertid også å medføre oppgradering av enkelte veier. I sum når anlegget er ferdig antas det at distriktet sitter med et oppgradert veisystem.
3. Vannstandsvariasjoner i magasinene vil medføre problemer med islegging, og ferdsel på isen vil bli vanskeliggjort. I hvor stor grad dette vil influere på vanntemperatur og klima er ikke fastlagt, men en kan ikke utelukke negative virkninger.

4. Massedeponier (tipper) vil bli anlagt i nærheten av tverrslagene. Disse vil bli anlagt med naturlige former og tildekket og vegetert slik at de etter noen år vil gli helt naturlig inn i terrenget. Områdene som kan være aktuelle vil være karrig fjellterreng og får derfor ingen innvirkning på jord og skogbruk.

### ***Produksjon***

Etter avtale med NVE har Norconsult ikke foretatt produksjonsberegninger i denne studien. NVE regner med at produksjonsendringene er relativt små, og det brukes derfor samme produksjon som i dag for begge kraftverkene.

*Kostnadssammendrag*

Sammendrag av kostnader Tonstad kraftverk

|   | <b>Slukeevne m<sup>3</sup>/s (nytt anlegg)</b> |               |
|---|--|---------------|
| <b>Spesifikasjon</b>                                    | <b>210</b>                                     | <b>570</b>    |
| <b>Bygg og anlegg</b>                                   |  |               |
| Veier, plasser og landskap                              | 4,0  | 9,4           |
| Inntak med inntaksluker bygningsmessig                  | 12,0   | 20,9          |
| Tilløpstunnel   | 608,4  | 899,0         |
| Tverrslag på tilløpstunnel                              | 18,8   | 8,8           |
| Trykksjakt og svingesjakt                               |  | 69,2          |
| Pansret trykksjakt/trykktunnel ved stasjon              | 8,9  | 19,6          |
| Kraftstasjon med trafohall                              | 167,3  | 391,7         |
| Adkomsttunnel og kabeltunnel                            | 25,3   | 25,3          |
| Avløpstunnel  | 69,0   | 106,1         |
| Portal  | 4,2  | 4,2           |
| Rigg og drift av byggeplass                             | 321,3  | 543,9         |
| Prosjektering bygg og anlegg                            | 6,5  | 10,5          |
| Byggeledelse  | 16,8   | 19,2          |
|   |  |               |
| <b>Delsum bygg og anlegg</b>                            | <b>1239,2</b>                                  | <b>2127,8</b> |
|   |  |               |
| <b>Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging</b>  | <b>371,3</b>                                   | <b>934,2</b>  |
|   |  |               |
| <b>Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging</b> | <b>479,9</b>                                   | <b>1150,1</b> |
|   |  |               |
| <b>Diverse</b>  |  |               |
| Byggherrekostnader                                      | 3,5  | 4,0           |
| Diverse og uforutsett, 10 %                             | 211,7  | 421,6         |
|   |  |               |
| <b>Sum før finans</b>                                   | <b>2328,9</b>                                  | <b>4637,7</b> |
|   |  |               |
| Finansiering 6,5 % p.a                                  | 265,5  | 602,9         |
|   |  |               |
| <b>Sum</b>  | <b>2594,4</b>                                  | <b>5240,5</b> |
| <b>Sum i mill kr.</b>                                   | <b>2 594</b>                                   | <b>5 241</b>  |
| Byggetid, år  | <b>3,50</b>                                    | <b>4,00</b>   |

|   |             |             |
|---|-------------|-------------|
| <b>Bruktid timer</b>                    | <b>1500</b> | <b>1000</b> |
| <b>Ny effekt i MW</b>                   | <b>790</b>  | <b>2150</b> |
| <b>Kostnad i mill. kr pr. ny MW</b>     | <b>3,3</b>  | <b>2,4</b>  |
|   |             |             |
| <b>Driftstid ved full effekt (døgn)</b> | <b>1</b>    | <b>0,7</b>  |
| <b>Pris mill. kr/MW/døgn</b>            | <b>3,3</b>  | <b>3,5</b>  |

### Sammen drag av kostnader Solhom kraftverk

|   | Slukeevne m <sup>3</sup> /s (nytt anlegg) |               |
|---|---|---------------|
| <b>Spesifikasjon</b>                                    | <b>160</b>                                | <b>300</b>    |
| <b>Bygg og anlegg</b>                                   |   |               |
| Veier, plasser og landskap                              | 1,3                                       | 1,8           |
| Inntak med inntaksluker bygningsmessig                  | 10,1                                      | 13,8          |
| Tilløpstunnel   | 64,1                                      | 83,1          |
| Tverrslag på tilløpstunnel                              | 4,5                                       | 4,5           |
| Trykksjakt og svingesjakt                               |   |               |
| Pansret trykksjakt/trykktunnel ved stasjon              | 2,9                                       | 5,7           |
| Kraftstasjon med trafohall                              | 100,0                                     | 124,3         |
| Adkomsttunnel og kabeltunnel                            | 12,9                                      | 12,9          |
| Avløpstunnel  | 156,3                                     | 200,7         |
| Portal  | 4,2                                       | 4,2           |
| Rigg og drift av byggeplass                             | 124,6                                     | 157,9         |
| Prosjektering bygg og anlegg                            | 5,5                                       | 5,5           |
| Byggeledelse  | 14,4                                      | 14,4          |
|   |   |               |
| <b>Delsum bygg og anlegg</b>                            | <b>500,6</b>                              | <b>628,8</b>  |
|   |   |               |
| <b>Delsum maskin inkl. prosjektering og oppfølging</b>  | <b>176,0</b>                              | <b>325,5</b>  |
|   |   |               |
| <b>Delsum elektro inkl. prosjektering og oppfølging</b> | <b>229,0</b>                              | <b>379,0</b>  |
|   |   |               |
| <b>Diverse</b>  |   |               |
| Byggherrekostnader                                      | 3,0                                       | 3,0           |
| Diverse og uforutsett, 10 %                             | 90,9                                      | 133,6         |
|   |   |               |
| <b>Sum før finansiering</b>                             | <b>999,5</b>                              | <b>1469,9</b> |
|   |   |               |
| Finansiering, 6,5 % p.a.                                | 97,5                                      | 143,5         |
|   |   |               |
| <b>Sum</b>  | <b>1097,0</b>                             | <b>1613,4</b> |
| <b>Sum i mill. kr.</b>                                  | <b>1 097</b>                              | <b>1 613</b>  |
| Byggetid år   | 3,00                                      | 3,00          |

|                                     |                |                |
|-------------------------------------|----------------|----------------|
| <b>Brukstid timer</b>               | <b>1500</b>    | <b>1000</b>    |
| <b>Ny effekt i MW</b>               | <b>300</b>     | <b>550</b>     |
| <b>Kostnad i mill. kr pr. ny MW</b> | <b>3,7</b>     | <b>2,9</b>     |
|                                     |                |                |
| <b>Tid ved full effekt (døgn)</b>   | <b>17</b>      | <b>10</b>      |
| <b>Pris kr/MW/døgn</b>              | <b>215 000</b> | <b>293 000</b> |

## Vedlegg

### Økonomisk vurdering av tunnelverrsnitt



Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

## **Utgitt i Rapportserien i 2011**

- Nr. 1 Samkøying av vind- og vasskraft. Betre utnytting av nett og plass til meir vindkraft (42 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2010. Svein Olav Arnesen, Jan Henning L'Abée-Lund, Anne Rogstad (36 s.)
- Nr. 3 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2010. Tor Arnt Johnsen (red.)
- Nr. 4 Evaluering av NVE sitt snøstasjonsnettverk. Bjørg Lirhus Ree, Hilde Landrø, Elise Trondsen, Knut Møen (105 s.)
- Nr. 5 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2010. Jonatan Haga, Hervé Colleuille (41 s.)
- Nr. 6 Lynstudien. Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen. (29 s.)
- Nr. 7 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2011. Tor Arnt Johnsen (red.) ( 69 s.)
- Nr. 8 Fornyelse av NVE hydrologiske simuleringssystemer (22 s.)
- Nr. 9 Energibruk. Energibruk i Fastlands-Norge (12 s.)
- Nr. 10 Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk ( 91 s.)









Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstuen,  
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

