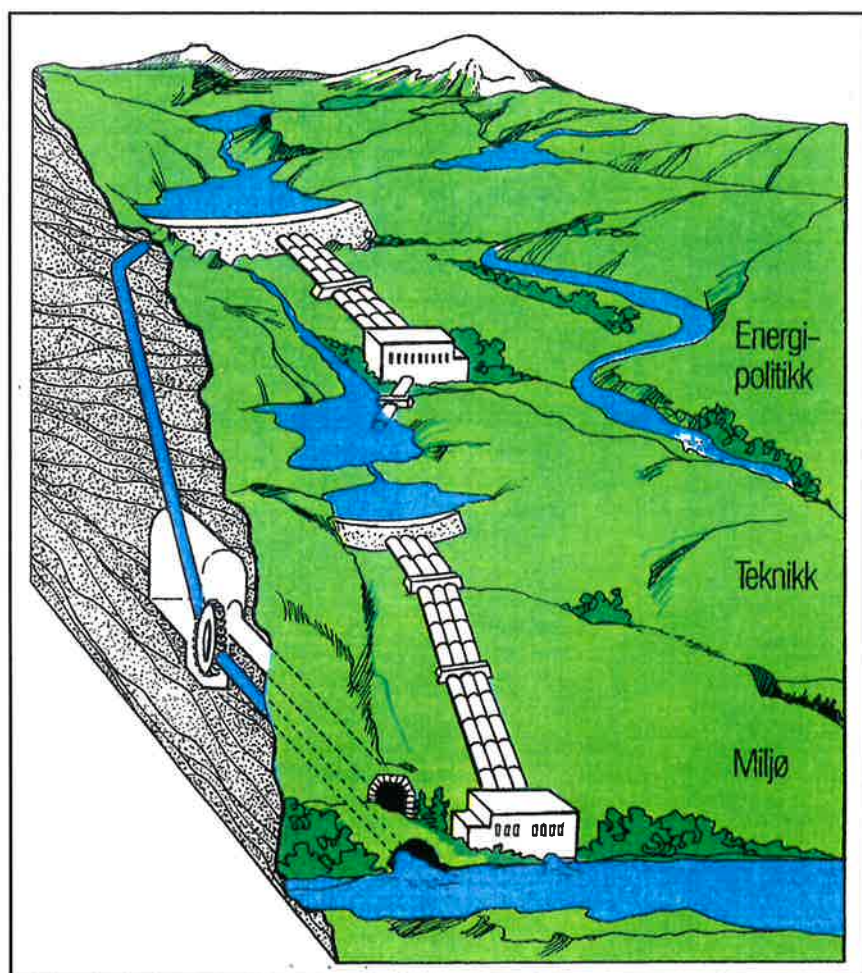
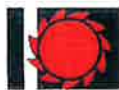


OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK

DEMONSTRASJONSPROSJEKT Nr 24 BARDUFOSS, TROMS



OED - NVE - VR - NEVF - SAMKJØRINGEN



FORPROSJEKT

OPPRUSTING/UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK 196.AA4 BARDUFOSS

ALT. A - E



FORPROSJEKT

OPPRUSTING/UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK

196.AA4 BARDUFOSS

Juni 1991

INNHALDSFORTEGNELSE

	Side
3. UTBYGGINGS/OMBYGGINGSPLAN I 196.AA4. BARDUVSSDRAGET SAMMENDRAG	3 - 1
3.1 Dagens situasjon i vassdraget	3 - 2
3.2 Hoveddata for utbyggingsplanene	3 - 9
3.3 Beskrivelse av alternativene	3 - 9
3.4 Hydrauliske endringer i vassdraget	3 -17
3.5 Kompenserende tiltak	3 -17
3.6 Grunnlag og forutsetninger	3 -17

BILAGSFORTEGNELSE

	Side
Bilag 3.1.A Oversiktstabell, Alt. A	3 - 19
Bilag 3.1.B " " B	3 - 20
Bilag 3.1.C " " C	3 - 21
Bilag 3.1.D " " D	3 - 22
Bilag 3.1.E " " E	3 - 23
Bilag 3.1.3 V.U.-skjema	3 - 24
Bilag 3.1.4 Produksjon i Bardufoss	3 - 25
Bilag 3.1.5 Ingeniørgeologisk rapport	3 - 26
Bilag 3.2.A Kostnader, Alt. A	3 - 31
Bilag 3.2.B " " B	3 - 32
Bilag 3.2.C " " C	3 - 33
Bilag 3.2.D " " D	3 - 34
Bilag 3.2.E " " E	3 - 35
Bilag 3.2.D1 Alt. D. Utvidelse vannveier	3 - 36
Bilag 3.2.E1 Alt. A. til E. Maskintekniske vurderinger	3 - 39
Bilag 3.3.1.E Alt. E. Rehabilitering av det elektriske anlegg	3 - 56

3. UTBYGGINGS/OMBYGGINGSPLAN I 196.AA4 BARDUVASSDRAGET

SAMMENDRAG

DETTE ER EN UNDERSØKELSE AV MULIGHETENE FOR Å UTVIDE/REHABILITERE DET NÅVÆRENDE KRAFTVERKET I BARDUFOSS SOM HAR VÆRT I DRIFT I HENIMOT 40 ÅR. DET HAR RELATIVT LITEN SLUKEEVNE OG TRANGE VANNVEIER.

UNDERSØKELSENE VISER AT DET ER KLAR LØNNSOMHET I Å STROSSE TILLØPS- OG AVLØPSTUNNELENE, I Å SKIFTE LØPEHJULET PÅ DEN ELDSTE AV DE TO TURBINENE SAMT I Å UTARBEIDE NY KJØRESTRATEGI FOR KRAFTVERKET. DETTE VIL GI EN SAMLET ØKNING I KRAFTPRODUKSJONEN PÅ CA. 10 GWh/ÅR TIL EN PRIS AV CA. 14 MILL. KR.

DET KAN VINNES INN CA. 0,2 M FALLHØYDE I AVLØPSKANALEN VED MUDRING.

Tilstanden for generator 1 ved det nåværende Bardufoss kraftverk er meget bekymringsfull. Det er derfor foreslått å skifte ut denne med en ny. Samtidig vil det elektriske anlegget bli modernisert.

En utvidelse av slukeevnen ved kraftverket med 30 m³/s resp. 55 m³/s med parallell tunnel og ny kraftstasjon er ikke lønnsomt da utbyggingsprisen ligger på 6,39 kr/kWh resp. 4,87 kr/kWh. Av produksjonsøkningen på 19,1 GWh/år resp. 34,3 GWh/år er 80 % fastkraft.

Videre er også undersøkt å bygge opp på nytt det nedlagte kraftverk nederst i Bardufossen. Dette ville blitt et rent flomkraftverk som nytter ca. 28 m av det 50 m høye fallet. Produksjonsøkningen ville blitt ca. 4,1 GWh/år til en utbyggingspris av ca. 6,95 kr/kWh.

Kraftproduksjonsberegningene er utført ved hjelp av simulering på VANSIMTAP-programmet. Kraftproduksjonen med dagens anlegg er beregnet til 220 GWh for normalperioder 1931-60. Dette er ca. 23 % høyere enn den gjennomsnittlige registrerte kraftproduksjon i årene 1977-87 (- 1980). Årsaken til dette er at perioden 1977-87 hadde ca. 18 % mindre avløp enn normalperioden samtidig som det var flere langvarige driftsstanser.

DET ANBEFALES Å STROSSE TILLØPS- OG AVLØPSTUNNELENE, Å SKIFTE LØPEHJUL VED TURBIN 1 SAMT Å UTARBEIDE NY KJØRESTRATEGI FOR BARDUFOSS KRAFTVERK. KRAFTPRODUKSJONEN VIL DERMED ØKE TIL GJENNOMSNITTLIG 230 GWh/ÅR.

VIDERE VIL DET VÆRE NØDVENDIG Å GÅ TIL EN FULL UTSKIFTING AV GENERATOR 1.

3.1 Dagens situasjon i vassdraget

3.1.1 Generelt

Barduvassdraget ligger i søndre del av Troms fylke. Barduelven kommer fra flere store vann på grensen mot Sverige. Det største av disse er Altevatn. Elven renner i nordvestlig retning til Bardu, hvor den bøyer av i nordlig retning for så å falle ut i Målselven ved Bardufoss.

Nedbørfeltet for Barduelven er ved Bardufoss ca. 2370 km². Gjennomsnittlig vannføring over året er i "Hydrologiske undersøkelser i Norge" angitt til ca. 76 m³/s for normalperioden 1911-1950. For normalperioden 1931-1960 anslås den gjennomsnittlige vannføring til ca. 80 m³/s.

Bardufoss eller Andselv som stedet egentlig heter, er et betydelig trafikknutepunkt med vegforbindelse via E6 til Salangen/Narvik og Balsfjord/Tromsø. Riksveg 86 fører til Sørreisa, riksveg 87 til Øverbygd og riksveg 855 til Finnsnes. Videre er det kort avstand til Bardufoss flyplass.

3.1.2 Eksisterende inngrep i vassdraget

I Barduvassdraget ligger Innset, Straumsmo og Bardufoss kraftverker med en installasjon på henholdsvis 90, 130 og 35 MW.

Bardufoss ble bygget ut allerede i 1922 ved at de nedre 28 m av fallet ble utnyttet i en stasjon med ytelse på 1,5 MW. I 1953 ble hele fallet på ca. 53 m utbygget. Det ble installert et første aggregat på ca. 15 MW. Den gamle stasjonen ble stående som reserve. Samtidig ble det ca. 50 km² store Altevatnet regulert 3 m ved en kanalisering. Dette ga et nyttbart magasin på ca. 150 mill. m³. I 1959 ble det andre aggregatet i Bardufoss kraftverk montert. Dette har en ytelse på ca. 20 MW.

Kraftverket har vært i drift i nærmere førti år. Eierne, Troms Kraftforsyning, vurderer nå å rehabilitere turbin 1 og deler av vannveiene.

Innset kraftverk eies og drives av Statkraft, avd. Narvik. Aggregat 1 ble satt i drift i 1960 og aggregat 2 i 1961.

Under utbyggingen av Innset kraftverk ble det bygget en ca. 35 m høy inntaksdam slik at Altevatnet ble demmet opp til kote 489,0 og fikk en reguleringshøyde på 16,2 m. Nyttbart magasin i Altevatnet blir dermed 1027 mill. m³.

Straumsmo kraftverk eies og drives også av Statkraft, avd. Narvik. Kraftverket ble satt i drift i 1966 og har to Francisaggregater.

Inntaksdammen ligger ca. 0,6 km nedenfor Innsetvatn som er regulert 3 m og har et magasin på 3,7 mill. m³. Dette nyttes til døgnregulering.

Foruten dammene i Altevatn og Innsetvatn er det en ca. 14 m høy dam på toppen av Bardufossen. Denne består i hovedsak av to segment-lukeløp hvert på b x h = 20 x 5,5 m samt et bunnløp. Vannstanden i inntaksmagasinet kan reguleres 5 m, men med den gode reguleringen som er etablert i Altevatn, er det ikke lønnsomt å nytte hele reguleringshøyden i inntaksmagasinet.

3.1.3 Hydrologi

Nedslagsfeltet til Bardufoss kraftverk er 2366 km² stort.

Ved Bardufoss VM ble det i årene 1910-52 utført vannføringsmålinger. Disse viser et gjennomsnittlig årsavløp på 2405 mill. m³ i normalperioden 1911-50. I "Dataarkiv pr. 19.12.1986" fra NVE oppgis Barduelven å ha vært islagt hver vinter og at isreduksjonen ble utført for Bardufoss for hver vinter. Således burde, under forutsetning av at isreduksjonen er blitt korrekt utført, det beregnede gjennomsnittlige avløp være pålitelig.

Omregnet til normalperioden 1931-60, blir gjennomsnittlig årsavløp for Bardufoss VM 2530 mill. m³. Under utarbeidelse av dette forprosjektet er det foretatt en undersøkelse av midlere årsavløp ved Bardufoss i perioden 1972-1987 ved hjelp av registreringer av kraftproduksjon i Bardufoss kraftverk og eventuelle overløp ved Bardufoss dam. Gjennomsnittlig årsavløp ved Bardufoss ble på denne måte beregnet til 2370 mill. m³ for normalperioden 1931/60. Kfr. Berdal Strømmes rapport av 22.02.1991.

Nedenfor følger en oppstilling over de enkelte delfelter som inngår i Barduvassdraget:

Navn	Areal km ²	Spesifikk avrenning l/s.km ²	Gjennomsn. vannføring m ³ /s	Årlig midlere avløp mill. m ³
Altevatn (Innset)	1353	23,6	32,0	1008,5
Innsetvatn (Straumsmo)	153	29,7	4,5	143,4
Bardufoss	860	50,8	43,7	1378,1
Sum	2366	33,9	80,2	2530

3.1.4 Kraftproduksjon

Nybro-Bjerck as har i oktober 1988 utført kraftproduksjonsberegninger for Bardufoss kraftverk.

Beregningene ga som resultat en gjennomsnittlig årlig kraftproduksjon på 213 GWh for den nåværende installasjon og utførelse av anlegget. Beregningen er utført for årrekken 1967-1984, hvor gjennomsnittlig årsavløp var ca. 89 % av årsavløpet i normalperioden 1931-60 som for Bardufoss kraftverk var anslått til 2232 mill. m³. (Ved simuleringen ble benyttet VM 1363 Fosshaug og VM 756 Salangen i følgende kombinasjon: $Q_{\text{Bardufoss}} = \text{VM 1363} + 0,7 \cdot \text{VM 756}$).

Troms Kraftforsyning har i mars 1990 utført en produksjonsberegning på VANSIMTAP for normalperioden 1931-60. Gjennomsnittlig årsavløp for Bardufoss ble satt til 2293,9 mill. m³. Dette ga en kraftproduksjon på 220 GWh for dagens forhold i Bardufoss kraftverk. (Ved selve simuleringen ble benyttet Altevatn VM).

Begge de to utførte kraftproduksjonsberegninger er utført med årsavløp til Bardufoss som er 9-11 % mindre enn det som må antas å være det korrekte. Den virkelige kraftproduksjon burde derfor bli en del større enn det som ble beregnet.

Ved Bardufoss kraftverk finnes produksjonsstatistikk for årene 1976-1987, se bilag 3.1.4. Gjennomsnittlig årsproduksjon er, når årene 1976 og 1980 holdes utenfor, 179,4 GWh. Dette er ca. 23 % mindre enn foran beregnet av Troms Kraftforsyning. Tar man hensyn til at gjennomsnittlig årsavløp i den aktuelle årrekke var på 82 % av avløpet i normalperioden 1931-60 og at man hadde ekstraordinære driftsstanser som førte til en produksjonssvikt på 9-10 % i disse år, bekrefter dette at produksjonen ved Bardufoss burde bli over 220 GWh i et middelsår. Dette selvsagt under forutsetning av at man har avsetning for all kraft som kan produseres i anlegget.

I "Norske Kraftverker" bind II oppgis midlere kraftproduksjon i Bardufoss til 230 GWh.

3.1.5 Ingeniørgeologi

Det vises til bilag 3.1.5

FJELLSIKRING I BARDUFOSS KRAFTVERK
Ingeniørgeologi
Notat av 15. mars 1991

3.1.6 Tilstand av det elektriske anlegget

Bardufoss kraftstasjon ble satt i drift i 1953 med aggregat 1 på 15 MW og utvidet i 1959 med aggregat 2 på 20 MW.

De første årene matet stasjonen inn på 66- og 22 kV-nett over treviklingstransformatorer 10/22/66 kV. I 1963 ble det installert transformator 132/66 kV og utendørs 132 kV koblingsanlegg i forbindelse med idriftsettelse av 132 kV linje til Tromsø.

Etter eksplosjon i G2 i 1975 ble følgende fornyet:

Generator 2

- Statorviklinger og polvikling
- Kjøleradiatorer
- Omfattende lagerreparasjoner
- Ny statisk magnetinering
- Deler av 11 kV apparatanlegg

66 og 22 kV anlegg i TA-hallen (fjellanlegget)

22 kV anlegg i dagbygg

Kontrollanlegget m/vern for hele stasjonen

I 1982 ble det installert en 30 MVA transformator 132/22 kV med nytt 132 kV koblingsfelt.

Dagens status for elektriske anlegg i Bardufoss er følgende (fig. 1):

Generator 1 har skader i statorblikk av akselererende art som krever utskifting av stator med nye viklinger. Status for polene er usikker og de må antas å ha relativt kort levetid.

En fullgod reparasjon av G1 vil medføre omkostninger nær opp til pris på ny generator.

I november 1991 blir Statkrafts nye 132 kV linje Bardufoss - Mestervik satt i drift, og Olsborg transformatorstasjon tilkoblet avgrensing fra denne linjen. Dermed er den siste 66 kV avgang fra Bardufoss fjernet.

Utendørs 132 kV anlegg har i dag 3 bryterfelter for T3, T4 og linje mot Finnfjordbotn. De to eldste feltene er bestykket med effekt- og skillebrytere modne for utskifting. Plasshensyn gjør framtidig utvidelse av 132 kV anlegget vanskelig.

3.1.7 Tilstand av maskinteknisk del

- 1 Turbin 1, Francisturbin på 14.7 MW, 250 o/min, He = 47.5 m, ble bestilt hos Voith i 1949 og satt i drift høsten 1953. Det viste seg at turbinen gikk såvidt stygt på dellast, 4 til 8 MW at det gikk på sikkerheten løs, og det ble eksperimentert mye med luftinnslipning og andre tiltak med begrenset hell. Kraftsituasjonen var imidlertid slik at aggregatet likevel gikk nærmest kontinuerlig inntil turbin 2 kom i drift og en kunne utbedre de store kavitasjonsskadene på turbinhjulet og skadene i øvre del av sugerøret hvor deler av platekledningen var flerret av. I 1984 "mistet" en løpehjul og turbinen ble totalrevidert.

Samkjøringsforbindelsene, samt øket regulering i vassdraget har medført at en meget sjelden kommer i den situasjon at en må kjøre i det området hvor turbinen går stygt.

Turbin 2, Francisturbin på 19.1 MW, 214 o/min, He = 47.5 m ble bestilt hos Kværner Brug i 1958 og satt i drift i 1959. Turbinen gikk uten større problemer til eksplosjonen i 1975. I denne forbindelse ble aggregatet revidert, kavitasjonsskader utbedret etc. og turbinen har siden den tid igjen gått uten større problemer.

Det har i denne forbindelse vært utført en rekke undersøkelser for å få et mest mulig realistisk bilde av tilstanden av det eksisterende anlegget, da dette er en forutsetning for en god vurdering av økonomien i de ulike tiltakene.

- 2 Det er opprinnelig ikke foretatt virkningsgradsmålinger på turbinene. Turbin 1 har den standard utførelsen som Voith hadde på lavtrykksanlegg i en lang periode. Selv om det ikke finnes detaljer i våre papirer, vet vi at Voith prøvet alle sine hovedkonstruksjoner i modell og det er liten grunn til å betvile den generelle riktigheten av de opprinnelige garantiene. De relativmålingene som ble foretatt i 1988 er da også nær sammenfallende med garantikurven etter at index-koeffisienten ble justert så en hadde lik toppvirkningsgrad.

For turbin 2 finnes det ingen modellmålinger, og, oss bekjent heller ingen prototypmålinger av virkningsgraden. Kværner la på den tiden mest vekt på teoretiske beregninger ved utlegging av turbinhjulet. Relativ-målingene fra 1988 viser dette også klart, turbinen har blitt vesentlig større enn garantert og med toppvirkningsgraden forskjøvet fra ca. 38 m³/sek som garantert til ca. 42 m³/sek som målt. Dette gjør at en også er mere usikker på selve nivået ved målingene, men i det etterfølgende er det forutsatt at en nyrevidert turbin ville ligge på garantikurven.

Selv om det hadde vært svært ønskelig med absoluttmålinger i slike sammenhenger, vil kostnadene for Bardufoss bli uforholdsmessig høye.

3 Samtidig med relativmålingene ble det foretatt falltapmålinger i hele vannveisystemet, og målingene ble kontrollert på nytt av Troms Kraftforsyning i 1990. Måleresultatene er sammenfallende, og har mer enn god nok nøyaktighet for beregning av effektiv fallhøyde, totaltap. Når det gjelder oppdelingen i deltap, spesielt på strekningen inntaket til svingebassenget, er imidlertid målenøyaktigheten noe redusert. Det utstøpte tunneltverrsnittet ved innløpet til svingebassenget har et areal på bare 29.4 m², slik at hastighetshøyden inn ved fullast er ca. 0.4 m. Dette gir et svært urolig vannspeil, med usikkerhet om hvor mye av hastighetshøyden som egentlig omsettes i kammeret. En kan av den grunn overvurdere tapene på denne strekningen noe. Forøvrig er undervannsstigningen svært stor, og undervannsnivået er generelt høyere enn hva som var forutsatt da turbin 1 ble bestilt.

4 Turbin 1 og 2 er innspisert i vannveien 1988 og 1990, og det er foretatt vibrasjonsmålinger på begge aggregatene i 1988. Turbin 1, siste hovedrevisjon i 1984, er generelt i best stand, uten nevneverdige vibrasjoner i det driftsområdet den kjører i vanligvis, og med ledeapparatet tett for 1/10 mm, ingen målbar slitasje på ledeflater og ingen kavitasjonsskader i løpehjulet. Malingen var også i utmerket forfatning, med noen få mekaniske skader på forkant stag. Innløpsventilen har isveist rustfritt på spjeld/sete som var pent innslipt for hånd. Klaringene i bunnen var 0.45 til 0.5 mm, avtagende på begge sider. Det ble i 1984 konstatert sprekker i løpehjulet og i en ledeskovl, men disse er åpenbart stabile. Det synes som turbin 1 har blitt kjørt svært forsiktig.

Turbin 2, siste større revisjon i 1977/78, er generelt mere slitt og med et høyere vibrasjonsnivå. Det er noe sandslitasje på skovlinnløpene og tendenser til tæring i løpehjulet. Korrosjonsbeskyttelsen var imidlertid i utmerket stand. Turbinen bør klart revideres i løpet av noen år, og regulatoren er også mere slitt enn regulatoren på turbin 1.

5 Varegrinder, sugerørsluker, inntaksluker, bunnluke dam var delvis utskiftet eller ombygget, sandblåst og malt i 1980/81. Utstyret syntes å være i utmerket forfatning, og bunnluka var praktisk talt tett. Flomlukene ble ikke sett på i detalj, men de har ikke skvettskjermer/fribord.

Finvaregridene hadde mye fastkilt småstein og annet rask; spesielt på nedre del. Den ble helst rensket manuelt etter tunneltømming da grindrenskeren var dårlig.

Grindrenskeren i inntaket, en 4 m bred Kværner-rensker, hadde isspregning i noen kanaler og problemer med wire-justeringen, men er ellers brukbar.

3.1.8 Tilstand av byggeteknisk del

Inntaksdammen er bygget på fjell med horisontal lagdeling. I byggeperioden ble man klar over at det bygget seg opp stort poretrykk under dammen. For å motvirke dette ble det sprengt en ca. 5 m dyp tetningsgrøft i forkant av dammen samtidig som det ble forsøkt etablert en injeksjonsskjerm til ca. 13 m dybde. Dertil ble det boret opp drenehull til 6 - 8 m innvendig i dammen for å avlaste poretrykket.

Dammen har i alt tre store lukepilarer. Disse skal ta opp kreftene fra lukeopplagringen. Da disse pilarer i det vesentlige er uarmerte, bortsett fra forankring av selve lukelagrene, er det oppstått svinnsprekker. Disse er forsøkt injisert, men særlig på midtpilaren hvor påkjenningen er størst er der registrert oppsprekking med tilhørende kalkutfelling.

Det kan fryktes at forankringen av lukelagrene kan ruste og at det ikke lenger blir mulig å ta opp lagerkreftene på en forsvarlig måte.

Det er bare en mindre del av inntakskonstruksjonen som kan inspiseres ved vanlig drift. Bortsett fra enkelte småskader, er der intet å bemerke til inntaket.

Tunnelene ved Bardufoss kraftverk er gjennomgående for trange etter dagens forhold (kraftpris/tunnelpris). Både tilløps- og avløpstunnelene ble profilert for hver 20 løpemeter sist høst. Resultatene fra disse målinger viser at tunnelene er sprengt med stor hullavstand i kransen og forøvrig også med liten nøyaktighet. Dette gir svært ujevne profiler, noe som også forsterker falltapet i tunnelene.

Kraftstasjons- og trafohall synes gjennomgående å ha vært godt vedlikeholdt. Likeledes gir dagbyggene (heisehus, trafobygg m.v.) et tiltalende inntrykk.

Avløpskanalen har relativt stort falltap. Dette må skyldes at kanalbunnen ikke ligger så dypt som prosjektert.

I Barduelven nedstrøms avløpskanalen er der skjedd en god del erosjon i et område hvor elven gjør en kraftig sving. Hvorvidt dette skyldes endrede strømforhold pga. kraftverket eller at det har naturlige årsaker er vanskelig å bedømme.

3.2 Hoveddata for utbyggingsplanene, kostnadsnivå 4. kv. 1990

	Alt.A 30 m ³ /s	Alt.B 55 m ³ /s	Alt.C 10 m ³ /s	Alt.D Stross	Alt. E Turbin
Sum installasjon, total MW	47	59,8	36,3	33,8	36,8
Sum installasjonsøkning MW	14	26	2,5	0,0	3,0
Sum produksjon, total GWh	239,1	254,3	224,1	225,0	230,3
Sum produksjonsøkning GWh	19,1	34,3	4,1	5,0	5,3
Sum utbyggingskostnad M.kr	122,0	167,0	28,5	9,0	5,8
Utbyggingspris kr/kWh	6,39	4,87	6,95	1,80	1,09
Økonomiklasse	6	6	6	1	1

Installasjon og installasjonsøkning refererer seg til nominell turbinytelse ved konstruksjonsfallhøyden.

3.3.1.A Beskrivelse av alternativ A

Tegning nr. 22064-001

Det bygges et separat kraftverk parallelt med det eksisterende på nordsiden av dette. Inntaket plasseres oppstrøms for det gamle inntaket på dammens venstre side. Kraftstasjonen plasseres i fjell, men så nær utslaget som mulig. For å stabilisere kraftverksdriften må det sprenges en svingesjakt på tilløpstunnelen i nærheten av svingesjakten for det bestående anlegget.

For adkomst til kraftstasjonen må det bygges en ca. 350 m lang veg frem til påhugg for adkomsttunnel. Adkomsttunnelen vil bli ca. 50 m lang. Fra denne sprenges en ca. 70 m lang arbeidsstoll frem til den ca. 600 m lange tilløpstunnelen. Tilløpstunnelen drives således nedenfra og helt frem til inntaket. Inntaket foreslås bygget ferdig innenfor en fjellterskel og fangdam.

Avløpstunnelen vil bli ca. 70 m lang og får et tverrsnitt på ca. 30 m². Den vil bli drevet fra dagen.

Det foreslås installert en Francisturbin med ytelse 14 MW (kfr. bilag 3.1.A). Dette vil gi en økning i kraftproduksjonen på 19,1 GWh.

Omkostningene ved den foreslåtte utbygging vil bli 122 mill. kr (kfr. bilag 3.2.A).

3.3.1.B Beskrivelse av alternativ B

Tegning nr. 22064-001

Alternativ B er identisk med alternativ A, bortsett fra at installasjonen foreslåes øket fra 14 MW til 26 MW. Det må da installeres en Kaplanturbin, som har noe større dykking enn den Francisturbinen som var vurdert med alternativ A. Vannveien vil også bli større ved alternativ B idet tilløps- og avløpstunnelens tverrsnitt må økes fra 30 m² til 50 m².

Slukeevne, installasjon m.v. fremgår av bilag 3.1.B. Alternativ B vil gi en økning i kraftproduksjonen på 34,3 GWh i forhold til dagens kraftproduksjon. Omkostningene vil bli 167 mill. kr (kfr. bilag 3.2.B).

3.3.1.C Beskrivelse av alternativ C

Tegning nr. 22064-002

Ved dette alternativ er undersøkt muligheten for å bygge opp igjen det nedlagte anlegget fra 1922.

Dette vil i tilfelle bli et rent flomkraftverk som kun utnytter den nedre del (ca. 28 m) av fallet i Bardufossen.

Inntaket, som i dag er støpt igjen, må åpnes, og det er forutsatt montert ny varegrind og nytt bjelkestengsel. Langs den gamle rørgatetréén mellom inntakstunnel og kraftstasjon monteres nye GUP-rør. Kraftstasjon er tenkt bygget på den gamle stasjonstomten.

For adkomst til kraftstasjonen må det bygges en ca. 250 m lang adkomstveg. Det er videre foreslått å bygge en enkel veg langs rørraséen for transport av rør og annet materiell. Denne veg foreslås også benyttet for arbeidene i inntaket.

I kraftstasjonen vil bli installert en Francisturbin med ytelse 2,5 MW, se forøvrig det vedlagte bilag 3.1.C.

Kraftproduksjonen vil øke med 4,1 GWh for en samlet kostnad på 28,5 mill. kr, kfr. bilag 3.2.C.

3.3.1.D Beskrivelse av alternativ D

Tegning nr. 22064-003 og -004

Alternativ D forutsetter utvidelse av vannveier ved det bestående Bardufoss kraftverk.

Dette vil bestå i strossing av råsprengte tunneler på tilløps- og avløpssiden samt kanalisering nedstrøms utløpet i Barduelven.

Det foreslås å strosse tverrslaget til *tilløpstunnelen* slik at man kan komme inn i denne med moderne anleggsutstyr. Den øvre del av tilløpstunnelen har to grener. Beregningene viser at man vil redusere falltapet mest ved å øke tverrsnittet på den nordligste grenen fra i gjennomsnitt ca. 10 m² til 45 m². Den andre grentunnel har et gjennomsnittlig areal på 30,2 m². Det vil være riktig å strosse denne i en lengde av ca. 15 m hvor den har en innsnevring og ender i en plutselig utvidelse. Den nedre del av tilløpstunnelen har ett løp hvor det foreslåes utført stross til 65 m² tverrsnitt.

Samtlige tunnelgrener forutsettes boltet systematisk for å hindre nedfall av stein fra hengen.

De to parallelle *avløpstunnelene* forutsettes sperret i utløpet med en fangdam i den ca. to måneder lange anleggstiden. Etter at vannet er lenset ut, vil strossing av den ene tunnelgrenen bli igangsatt, mens den andre blir benyttet til adkomst for samtidig strossing av de to indre avløpstunnelene. Disse vil få et tverrsnitt på 35 m² ved aggregat 1 og 45 m² ved aggregat 2. Samtlige tunnelgrener i avløpet foreslåes også sikret ved systematisk bolting.

Ved strossing av tunneler på inntaks- og avløpssiden regnes med å vinne inn 5 GWh til en kostnad av 9,0 mill. kr. Kfr. bilag 3.2.D.

En nærmere gjennomgåelse av alternativ D fremgår av det vedlagte bilag 3.2.D1.

3.3.1.E Beskrivelse av alternativ E

Tegning nr. 22064-004B

Alternativ E forutsetter opprusting og rehabilitering av det bestående Bardufoss kraftverk.

Dette vil bestå i skifting av løpehjul for turbin 1 og utarbeidelse av ny kjørestrategi for de to aggregatene samt mindre maskintekniske arbeider forøvrig. Videre vil generator 1 bli skiftet ut med en ny, og det elektriske anlegget vil bli modernisert.

Det regnes med at turbin 1 etter rehabilitering kan kjøres på den opprinnelig garanterte fullvannføringen som ligger ca. 10 % høyere enn den man i dag kan kjøre gjennom turbinen. Videre regnes med at virkningsgraden for aggregat 1 kan løftes 2-2,5 %. Dette vil samlet kunne gi en økning i kraftproduksjonen på ca. 5,3 GWh. (Se bilag).

Kostnadene ved alternativ E er kalkulert til 5,8 mill. kr. Kfr. Bilag 3.2.E. (54 mill. kr inkludert utskifting generator 1 og modernisering av det elektriske anlegget).

Utbyggingskostnadene blir ca. 1,09 kr/kWh.

Alternativ E maskinteknisk del er beskrevet i bilag 3.2.E1.

Vedrørende utskifting av generator 1 m.v. vises til bilag 3.3.1E.

3.3.2.1 Magasin

Magasin- navn	Regulering				Volum mill. m ³	
	Areal km ² (HRV)	HRV kote	LRV kote	Demn.	Senkn.	Sum
Altevatn	78	489,0	472,8	13,2	3,0	1027,0
Innsetvatn		301,0	298,0	3,0		3,7
Bardufoss		57,0	52,0	4,0		4,0
Sum v/Bardufoss kr.v.						1035,4

3.3.2.1A Altevassdammen

Altevatnet er demmet opp 13,2 m ved en ca. 35 m høy dam plassert 4 km nedenfor utløpsoset. Videre kan vannet senkes 3 m. Dammen er en steinfyllingsdam med morenetetning.

3.3.2.1B Innsetvassdammen

Innsetvatn er demmet opp 3 m ved en dam med største høyde ca. 16 m plassert ca. 0,6 km nedenfor utløpet fra vannet. Dammen er utført i massiv betong med et ca. 60 m langt overløp og to flomluker bxh = 8x2 m. Dertil har den to bunnluker.

3.3.2.1C Dam Bardufoss

På toppen av Bardufossen er bygget en ca. 14 m høy lamelldam i armert betong. Det ca. 50-60 m lange damstedet opptas i det vesentlige av to segmentluker bxh = 20x5,5 m. Dessuten har dammen et bunnløp med en rulleluke bxh = 3,6x2 m samt et isløp, 3,6 m bredt, stengt med en bjelkestengsel.

Dammen er kontrollberegnet etter de nye damforskriftene. Selve dammen er stabil, men fjellfundamentet skaper en viss usikkerhet ved stabiliteten avhengig av poretrykket i fjellet.

Det er derfor foreslått å etablere et sikkert drenssystem og arrangement for måling av poretrykk i dammens fjellfundament basert på oppboring av eksisterende 3", ca. 10 m dype hull, drenshull og opprusting av eksisterende målesystem med et elektronisk system som er frostsikkert og lett kan avleses i lukehuset på midtpilaren. Det vil hovedsakelig bli lagt vekt på å måle poretrykket ca. 5 m nede i fjellfundamentet og målepunktene vil delvis bli etablert i de eksisterende hull delvis i nye. Ut fra en nærmere vurdering på stedet vil eventuell oppboring av nye drenshull og etterinjisering av det eksisterende tettingsteppe, bli bestemt.

Pilarene har god stabilitet, men pga. oppsprekking av pilarene og for å sikre overføring av lukekraften er det foreslått å sikre disse med forspentkabler. Forspentkablene er ført 12 m ned i fjellfundamentet også for å øke dammens stabilitet generelt.

3.3.3AogB Vannveier Alternativ A og B

(Vannveier i bestående anlegg se alt. D)

Fra - til	Type	Lengde m	Tverrsnitt	
			Alt. A	Alt. B
Inntak-svingesjakt	Tunnel	260	30	50
Trykktunnel	Tunnel	310	30	50
Foret tilløp	Innstøpt stålrør	35	Ø2500	Ø3500
Avløpstunnel	Tunnel	50	Variabelt	Variabelt

3.3.3C Vannveier. Alternativ C

(Vannveier i bestående anlegg se alt. D)

Fra - til	Type	Lengde m	Tverrsnitt
Inntak - rørkonus	Tunnel	90	min.
Tilløpsrør	GUP	100	Ø1800

3.3.3D Vannveier. Alternativ D

Fra - til	Type	Lengde m	Tverrsnitt strosset fra m ² - til m ²
Inntaksluker - kryss			
søndre	sjakt/tunnel	110	20/30 - 55
nordre	sjakt/tunnel	120	10
Alternativt:			
søndre	sjakt/tunnel	110	20/30 - 30
nordre	sjakt/tunnel	120	10 - 40
Kryss - svinge- basseng	Tunnel	90	40 - 60
Tilløpsrør søndre	Pansret sjakt/tunnel	34+14	Ø3400
Tilløpsrør nordre	Pansret sjakt/tunnel	34+14	Ø3200
Avløpstunnel "indre"			
søndre	Tunnel	55	17 - 45
nordre	Tunnel	55	18 - 35
Avløpstunnel "ytre"			
søndre	Tunnel	310	20 - 50
nordre	Tunnel	310	30

3.3.3E Vannveier. Alternativ E

(Vannveier i bestående anlegg, se alternativ D).

3.3.4 Kraftstasjoner

Ved alternativene A og B er den nye kraftstasjonen foreslått plassert i fjell ca. 100 m fra utløpstunnelen for det bestående kraftverk.

Ved alternativ C foreslåes benyttet den gamle stasjonstomten fra det første kraftverket i Bardufoss.

Alternativene D og E er en ren opprustning av det bestående anlegget. Kraftstasjonen vil bli beholdt uendret.

Nedenfor følger en oversikt over installasjon for de fem alternativene:

Kraftstasjon 96.AA4 Bardufoss kraftverk	Turbin				
	Antall	Type	Sluke- evne m ³ /s	Instal- asjon MW	Brukstid timer
Alternativ A	1	Vertikal Francis	30	14	1360
Alternativ B	1	Vertikal Kaplan	55	26	1320
Alternativ C	1	Vertikal Francis	10	2,5	1640
Alternativ D	2	Vertikal Francis	33+52	15+19	6300
Alternativ E	2	Vertikal Francis	36+51	17,5+19	6330

Slukeevnen er beregnet ved $H_{Br} = 51,5$ M

Installasjonen er nominell ytelse ved konstruksjonsfallhøyden.

3.3.5 Veger

Følgende veger må anlegges for alternativ A og B:

Ca. 350 m veg til kraftstasjon
Ca. 70 m veg til svingebasseng

Ved alternativ C må anlegges ca. 200 m veg til kraftstasjonen og ca. 80 m veg opp langs rørgaten. Videre må anlegges provisorisk vegbane i den nedlagte tilløpstunnelen.

Ved alternativ D må opprustes ca. 400 m veg ned til avløpskanalen og ca. 80 m veg frem til forskjæring for tverrslag til tilløpstunnel.

3.3.6 Linjebygging

Det vil bli bygget provisoriske linjer for anleggskraft til tverrslag for tilløpstunnel og til avløpskanalen. Linjene vil trolig bli revet etter at anlegget er ferdig.

3.3.7 Plassering av masser

Sprengningsmassene fra tilløpstunnelen forutsettes kjørt til depot for Statens vegvesen, transportlengde 4 km. For å unngå kjøring om natten og for å redusere antall biler, må det meste av massene legges på mellomlager.

Sprengningsmassene fra avløpstunnelen forutsettes benyttet til furbygning i Barduelven nedstrøms for avløpskanalen. Noe masse må legges på den gamle steintippen. En del av denne må forøvrig påregnes benyttet under elfefurbygningen.

3.3.8 Massetak, løsmasser og steinbrudd

Masser til anleggsveger foreslås tatt fra tipp ved avløpskanalen. Veggrus tas fra nærmeste grusleverandør i distriktet.

3.3.9 Forhold til eksisterende anlegg

Sprengning ved alternativene A og B vil pågå relativt nær det bestående anlegg. Det foreslås benyttet non-el tennere ved alle sprengningsarbeider. Ved sprengning i nærheten av den bestående kraftstasjon vil det bli lagt restriksjoner på salvestørrelsen m.v. Stasjonen behøver ikke taes ut av drift.

Ved alternativ C er der beskjedne sprengningsarbeider samtidig som disse ligger i god avstand fra kritiske deler av det bestående anlegg. Ordinære tennere kan benyttes. Restriksjoner for sprengningen behøver ikke innføres.

Ved alternativ D må stasjonen tas ut av drift for den vesentlige del av anleggsarbeidene. Ved forberedende arbeider ved tverrslag må det skytes under restriksjoner. Forberedende arbeider ned avløpskanal kan skje uten restriksjoner.

Rehabilitering av aggregat 1, alternativ E, kan skje med aggregat 2 i drift.

3.4 Hydrauliske endringer i vassdraget

Det er undersøkt om det kan være økonomisk lønnsomt å senke avløpskanalen eller deler av Barduelven nedenfor avløpskanalen.

Ved å mudre i avløpskanalen synes det mulig å vinne inn ca. 0,2 m fallhøyde for kraftverket.

Det synes ikke av økonomiske årsaker å være lønnsomt å senke deler av Barduelven.

Forøvrig vil det ikke skje endringer i de hydrauliske forhold ved anlegget.

3.5 Kompenserende tiltak

Det vil ikke bli nødvendig med kompenserende tiltak i vassdraget.

3.6 Grunnlag og forutsetninger

3.6.1 Kart. Kartlegging

Det er benyttet stedlig reguleringskart i målestokk 1:1000. Tilløps- og avløpstunneler er målt opp av Fjellanger Widerøe i målestokk 1:500. Videre er tunnelene fotoprofilert for hver ca. 20 m.

3.6.2 Vannmerker og isohydatkart

For kraftproduksjonsberegningene er benyttet følgende vannmerker:

VM 759 Innsetvatn er benyttet ved VANSIMTAP-kjøring av Bardufoss kraftverk i isolert drift.

VM 1363 Fosshaug og

VM 756 Vassås i Salangen er benyttet av Nybro Bjerck ved simulering av kraftproduksjon for Bardufoss.

De samme to merkene er benyttet av Berdal Strømme ved beregning av den kubiske middelvannføringen for Bardufoss kraftstasjon.

VM 760 Bardufoss er benyttet ved sammenligning av årsavløpene for Bardufoss med registreringer av vannføringen gjennom Bardufoss kraftstasjon og forbi Bardufoss dam.

3.6.3 Loddinger

For kanalisering i elven nedstrøms avløpstunnelen er benyttet et loddekart fra 1950 i målestokk 1:1000 og med 1 m koter i elven.

Før arbeidene settes ut på anbud, bør dette kart suppleres med ekvidistanse 0,5. Det beste er antagelig å ta opp et nytt loddekart.

3.6.4 Beregningsmetode for kraftproduksjon

Som foran nevnt, har Troms Kraftforsyning benyttet programmet VANSIMTAP for bestemmelse av fastkraftbidraget fra Bardufoss ved isolert drift.

Da Innset og Straumsmo kraftverker er helt bestemmende for hvordan hovedmagasinet Altevatn blir tappet, må Bardufoss ta det vannet som kommer til enhver tid.

For beregning av kraftproduksjonsøkning ved skifting av turbinhjul m.v. har Nybro Bjerck benyttet seg av følgende kombinasjon av vannmerker:

$$VM\ 1363,50 = VM\ 1363,12 + 0,7 \times VM\ 756.$$

Vannmerket VM 1363,12 gir avløpet ved Fosshaug slik det er registrert med dagens tapping fra Altevatn. $0,7 \times VM\ 756$ gir lokaltilsiget fra Fosshaug til Bardufoss som en andel av vannmerke Vassås.

Denne kombinasjon gir ca. 7 % mindre vann enn det som nå synes sannsynlig. Differansen er så liten at den ikke vil få noen betydning ved den økonomiske vurdering av de ulike alternativene.

3.6.5 Prisnivå

Det er forsøkt å finne dagens prisnivå. Da entreprenørprisene i dag er meget presset, har vi valgt å legge oss noe høyere enn det man kan få tilsvarende arbeider for i dag.

3.6.6 Levetid eksisterende verk

For tunneler, bergrom m.v. har vi regnet med 40 års levetid. Disse deler av anlegget har nærmest ubegrenset levetid.

For turbin og generator er gjenværende levetid vanskeligere å angi. Vanligvis regnes med minst 20 års levetid etter en hovedoverhaling av aggregatet inklusiv omvikling av generatorer.

Sandvika, mai 1991

Berdal Strømme a.s.

A. Lomsdal

Bilag 3.1.A

OVERSIKTSTABELL

DATA FOR KRAFTVERKENE ETTER UTBYGGING

		Sum dagens situa- sjon	Alter- nativ A.Nytt verk	Total sum etter utb.	Økning

1. TILLØPSDATA					
Nedbørfelt,	km ²	2366		2366	
Midlere tilløp,	mill.m ³	2530		2530	
Magasin,	mill.m ³	1034,7		1034,7	
2. STASJONSDATA					
Midl. bto. fallhøyde,	m	51,6	52,0		
Midl. energiekvival.,	kWh/m ³	0,114	0,124		
Maks. slukeevne v/midl. fallhøyde,	m ³ /s	84	30	114	30
Maks. ytelse v/midl. fallhøyde,	MW	33,6	14	47,6	14
Brukstid,	timer	6550	1360	5020	
3. PRODUKSJON, MIDLERE					
Vinterproduksjon,	GWh	131,9			
Sommerproduksjon,	GWh	88,1			
Årlig produksjon,	GWh	220,0		239,1	19,1
4. UTBYGGINGSKOSTNAD/ØKONOMI					
Byggetid,	år		2½		
Utbyggingskostnad,	mill.kr		122,0		
Utbyggingspris,	kr/kWh		6,39		
Økonomiklasse			6		

Bilag 3.1.B

OVERSIKTSTABELL

DATA FOR KRAFTVERKENE ETTER UTBYGGING

		Sum dagens situa- sjon	Alter- nativ B.Nytt verk	Total sum etter utb.	Økning
1. TILLØPSDATA					
Nedbørfelt,	km ²	2366		2366	
Midlere tilløp,	mill.m ³	2530		2530	
Magasin,	mill.m ³	1034,7		1034,7	
2. STASJONSDATA					
Midl. bto. fallhøyde,	m	51,6	52,0		
Midl. energiekvival.,	kWh/m ³	0,114	0,127		
Maks. slukeevne v/midl. fallhøyde,	m ³ /s	84	55	139	55
Maks. ytelse v/midl. fallhøyde,	MW	33,6	26	59,6	26
Brukstid,	timer	6550	1320	4270	
3. PRODUKSJON, MIDLERE					
Vinterproduksjon,	GWh	131,9			
Sommerproduksjon,	GWh	88,1			
Årlig produksjon,	GWh	220,0		254,3	34,3
4. UTBYGGINGSKOSTNAD/ØKONOMI					
Byggetid,	år		3		
Utbyggingskostnad,	mill.kr	167,0			
Utbyggingspris,	kr/kWh		4,87		
Økonomiklasse			6		

Bilag 3.1.C

OVERSIKTSTABELL

DATA FOR KRAFTVERKENE ETTER UTBYGGING

		Sum dagens situa- sjon	Alter- nativ C.Nytt verk	Total sum etter utb.	Økning

1. TILLØPSDATA					
Nedbørfelt,	km ²	2366		2366	
Midlere tilløp,	mill.m ³	2530		2530	
Magasin,	mill.m ³	1034,7		1034,7	
2. STASJONSDATA					
Midl. bto. fallhøyde,	m	51,6	28,0		
Midl. energiekvival.,	kWh/m ³	0,114	0,068		
Maks. slukeevne v/midl. fallhøyde,	m ³ /s	84	10	94	10
Maks. ytelse v/midl. fallhøyde,	MW	33,6	2,5	36,1	2,5
Brukstid,	timer	6550	1640	6210	
3. PRODUKSJON, MIDLERE					
Vinterproduksjon,	GWh	131,9			
Sommerproduksjon,	GWh	88,1			
Årlig produksjon,	GWh	220,0		224,1	4,1
4. UTBYGGINGSKOSTNAD/ØKONOMI					
Byggetid,	år		1½		
Utbyggingskostnad,	mill.kr		28,5		
Utbyggingspris,	kr/kWh		6,95		
Økonomiklasse			6		

Bilag 3.1.D

OVERSIKTSTABELL

DATA FOR KRAFTVERKENE ETTER UTBYGGING

		Sum dagens situa- sjon	Alter- nativ D. Reh. verk	Total sum etter rehab.	Økning

1. TILLØPSDATA					
Nedbørfelt,	km ²	2366		2366	
Midlere tilløp,	mill.m ³	2530		2530	
Magasin,	mill.m ³	1034,7		1034,7	
2. STASJONSDATA					
Midl. bto. fallhøyde,	m	51,6		51,6	
Midl. energiekvival.,	kWh/m ³	0,114		0,116	
Maks. slukeevne v/midl. fallhøyde,	m ³ /s	84		85,5	
Maks. ytelse v/midl. fallhøyde,	MW	33,6		35,7	
Brukstid,	timer	6550		6300	
3. PRODUKSJON, MIDLERE					
Vinterproduksjon,	GWh	131,9			
Sommerproduksjon,	GWh	88,1			
Årlig produksjon,	GWh	220,0		225	5,0
4. UTBYGGINGSKOSTNAD/ØKONOMI					
Byggetid,	år		0,2		
Utbyggingskostnad,	mill.kr		9,0		
Utbyggingspris,	kr/kWh		1,8		
Økonomiklasse			1		

Bilag 3.1.E

OVERSIKTSTABELL

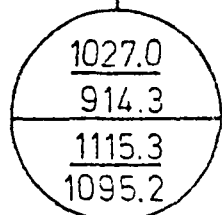
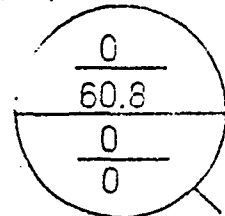
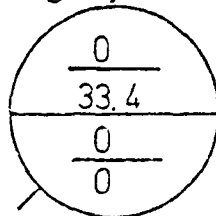
DATA FOR KRAFTVERKENE ETTER UTBYGGING

		Sum dagens situa- sjon	Alter- nativ E. Reh. verk	Total sum etter rehab.	Økning

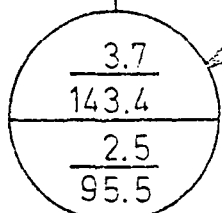
1. TILLØPSDATA					
Nedbørfelt,	km ²	2366		2366	
Midlere tilløp,	mill.m ³	2530		2530	
Magasin,	mill.m ³	1034,7		1034,7	
2. STASJONSDATA					
Midl. bto. fallhøyde,	m	51,6		51,6	
Midl. energiekvival.,	kWh/m ³	0,114		0,115	
Maks. slukeevne v/midl. fallhøyde,	m ³ /s	84		87,5	3,5
Maks. ytelse v/midl. fallhøyde,	MW	33,6		35,6	2,0
Brukstid,	timer	6550		6330	
3. PRODUKSJON, MIDLERE					
Vinterproduksjon,	GWh	131,9			
Sommerproduksjon,	GWh	88,1			
Årlig produksjon,	GWh	220,0		225,3	5,3
4. UTBYGGINGSKOSTNAD/ØKONOMI					
Byggetid,	år		0,5		
Utbyggingskostnad,	mill.kr		5,8		
Utbyggingspris,	kr/kWh		1,09		
Økonomiklasse			1		

*07 Irgasjavrre

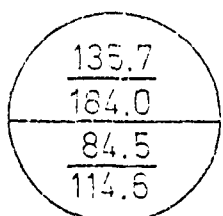
*06 Salvasskarelv

Altevatr
101.8

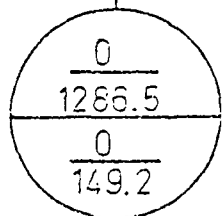
1027.0	1008.5
80.0	0.420
52.9	Σ 1.086

04
INNSETInnsetvatn
2.6

1030.7	1151.9
130.0	0.550
65.7	Σ 0.666

03
STRAUMSMODevdisvatn
73.7

135.7	184.0
26.0	0.623
11.6	Σ 0.623

11
DIVIDALEN

Bardufoss

1030.7	2438.4
34.0	0.116
81.4	Σ 0.116

02
BARDUFLOSS

791	MÅLSELVVASSDRAGET			
Σ Installasjon	270.0 MW	Revidert	76	
Σ Magasin	1202.3 GWh		79	
Σ Tillöp	1454.5 GWh			
NVE VASSDRAGSDIREKTORATET				
Avd. for vasskraftsundersökelse				

VU

Bilag 3.1.4

PRODUKSJON I BARDUFOSS

Produksjon		Produksjon	
År	MWh	År	MWh
1976	115484 *		
1977	194436	1977	194436
1978	177428	1978	177428
1979	158707	1979	158707
1980	126789 *	1981	136039
1981	136039	1982	160110
1982	160110	1983	222103
1983	222103	1984	170188
1984	170188	1985	186311
1985	186311	1986	208627
1986	208627	1987	180378
1987	180378		
		Min.	136039
		Max.	222103
		Midl.	179433

INGENIØRGEOLOGISK RAPPORT FOR BARDUFOSS KRAFTVERK

INNHold	Side
1. INNLEDNING	2
2. TOPOGRAFI	2
3. BERGGRUNN	2
4. FJELLFORHOLD	3
4.1 Inntaksdam	3
4.2 Tilløpstunnelen	3
4.3 Svingebasseng	3
4.4 Kraftstasjonsområdet	4
4.5 Avløpstunnelen	4
5. VALG AV SIKRINGSMIDLER	5
6. SUPPLERENDE UNDERSØKELSER	5

1. INNLEDNING

I forbindelse med opprusting av Bardufoss Kraftverk skal tilløps- og avløpstunnelene strosses slik at tverrsnittet økes med 20-25 m². Lengdesnitt og strosse-tverrsnitt er vist på tegn. 22064-004 A, mens stiknings- og sprengningsplan er vist på tegn. 23130-002.

Denne rapporten beskriver berggrunnen i området for Bardufoss kraftverk. Beskrivelsen bygger på rapport fra 13.08.81 (hvor permanent sikring i tilløps- og avløpstunneler ble vurdert og beskrevet) samt ingeniørgeologisk kartlegging i kraftstasjonsområdet høsten 1989.

De ingeniørgeologiske forhold for de enkelte deler av anlegget er beskrevet, samt at valg av sikringsmidler er vurdert.

2. TOPOGRAFI

I det aktuelle område renner Barduelven fra vest mot øst. Fra magasinet for nåværende kraftverk (HRV = kote 57) faller elven gjennom Kvernhusfossen og Bardufossen nederst til ca. kote +5 i utløpsområdet for eksisterende kraftverk. Fjell ses langs elven stort sett hele veien.

På nordsiden av elven ved nåværende inntaksdam og Kvernfossen stiger terrenget til kote +140. Østover fra denne høyde (Barduhaugen) faller terrenget i en markert skråning ved nåværende svingesjakt og daganlegg ned til et flatt område på kote 50. Dette utgjør en del av en større elveterrasse i området. Her dekker avsatte løsmasser fjellet, dog er fjell som nevnt observert stort sett sammenhengende langs elvebredden.

Mot avløpsområdet, ved elven i øst, faller terrenget jevnt fra nevnte terrasse. Fjell i dagen er ikke sett i skråningen, men ved eksisterende avløpskanaler stikker fjellet frem.

3. BERGGRUNN

Fjellet i området består av glimmerskifer eller glimmergneis. Lagdelingen er noe uregelmessig, men ligger hovedsakelig horisontalt, eller med svakt fall mot NØ. Soner med kvartsitt som gjennomskjærer glimmerskiferen, forekommer i distriktet, men er ikke observert i fjellblotningene langs elven eller i den eksisterende kraftstasjonshall. Dog er store deler av fjellet dekket med løsmasser slik at eventuelle soner av kvartsitt ikke kan utelukkes.

Generelt synes fjellet massivt og lite oppsprukket. Enkelte sprekkesoner som løper i NØ-SVlig retning er observert. Sonene står steilt eller faller med 65-70° mot SØ. De to største soner synes å krysse elven ved de to fossefallene, ustabile partier synes i hovedsaken å være knyttet til gjennomsettende sprekker og slepper i dette systemet i kombinasjon med fjellets skifrihet.

Av oppsprekking forøvrig forekommer sprekker som følger lagdelingen og dessuten sprekker parallelle med de nevnte sprekkesoner. I de nevnte sprekkesoner kan sprekkeavstandene være små, men utenom sonene er sprekkeavstandene større og sprekkeene lite gjennomsettede.

Enkelte særlig skifrige, løse glimmerrike lag som følger lagdelingsplanet forekommer. Oppsprekingsgraden, J, er middels til høy med 15-30 sprekker pr. m³.

Både i tilløps- og avløpstunneler hadde nedfall forekommet. Ved befaringen i 1981 ble det særlig i avløpstunnelene observert friske bruddflater på flere av blokkene. Dette indikerer at nedfall har forekommet i forbindelse med tømming og bekrefter et mønster som er observert i andre vanntunneler.

4. FJELLFORHOLD

4.1 Inntaksdam

I elvebunnen nedstrøms dammen er fjelloverflaten renspylt og godt blottlagt. De renspylte fjellflater er dannet etter foliasjonsflater som i større skala ligger horisontalt eller med opptil 20 - 30° fall mot Ø-NØ. Imidlertid er flatene svært ujevne og undulerende sett i mindre skala (< ca. 5 m). Selve overflatekarakteren er tildels glatt.

Fjellet kan veksle noe i sammensetning fra sandige, mer stive lag til løsere og glimmerrike lag.

Fjellet gjennomskjæres av markerte, nær steile sprekker og sprekkesoner i NØ-SV lig retning. Tildels sees en viss avtrapning av fjellflaten nedover elveleiet ved slike markerte sprekkesoner.

4.2 Tilløpstunnelen

Den nær horisontale lagstilling vil imidlertid lett føre til flakdannelse i hengen. Disse problemer vil kunne beherskes med bolting. Gunstig vil også i så måte være å gi tunnelen et spisst smalt profil, hvilket også igjen vil redusere renske- og bolteomfanget.

Begge tunnelene ligger med liten vinkel til skifrichetsstrøket og strøket til en steil gjennomsettende oppsprekking. Kombinasjon av steile sprekker og forholdsvis flat foliasjon har gitt avløsning av blokker og store flak i hengen over praktisk talt hele lengden av søndre tilløpstunnel.

I nordre tilløpstunnel, som har vesentlig mindre tverrsnitt og tilsvarende gunstigere innspenningsforhold, er stabiliteten langt bedre. Det eneste ustabile partiet i denne tunnelen er en markert sprekkesone, ca. 10 m innenfor kryss med søndre tunnel.

4.3 Svingebasseng

I veggene i svingebassenget foran finvaregrindene er det tidligere ikke observert større, ustabile partier. Nedfall av stein vil ventelig kunne forekomme både som følge av rystelser ved sprengning i anleggsperioden og videre i driftsperioden.

Som et ledd i anleggsarbeidene bør aktuelle skjæringsvegger renskes. Man ser heller ikke bort fra at spredt bolting av blokker kan bli aktuelt og med eventuell nettsikring i anleggstiden. Nye eventuelle ustabile blokkpartier over tunnelåpningen etter utstrossing må sikres.

4.4 Kraftstasjonsområdet

Ved befaringen i 1989 ble det eksisterende kraftstasjonsområde befart med tanke på kartlegging av fjellforhold. Både hengen i kraftstasjons- og trafohallen, som er tilgjengelige over fritt-bærende betonghvelv, ble inspisert. Dessuten kunne uforet fjell observeres i tunnelene mellom hallene og mot bunn av transportsjakt.

Fjellet må i hovedsak betegnes som lite oppsprukket og godt. Av slepper eller svakhetssoner ble funnet kun en 2-3 cm tykk leirsleppe. Denne følger retningen N45^o, steil og korresponderer med retningen på de soner som er observert i dagen. Sonen ga ingen vannlekkasje og også fjellet forøvrig må betegnes som relativt tørt.

En del flattliggende sprekker etter lagdelingsplanet forekom i halltakene, og disse hadde nok forårsaket noe stabilitetsproblemer, men bolting var overhodet ikke benyttet. Systematisk bolting av hengen ville sannsynligvis løst de stabilitetsproblemer som hadde oppstått og gjort de vertikale betongribber som stod oppe på hvelvet mot taket overflødige.

4.5 Avløpstunnelen

Fjelloverflatens beliggenhet under løsmassene langs tunnelen er ukjent og må bestemmes ved undersøkelser. Fjelloverflatens forløp vil være bestemmende for forholdene ved utløpet og avløpstunnelens utforming. Det anbefales at avløpstunnelen gis en spiss profilform.

Mellom sugerørsluker og kryss er det i begge tunneler noen mindre partier i heng og vederlag med oppsprukket fjell.

I krysset mellom avløpstunnelene er spennet stort og hengen skjæres av gjennomsettende sprekker.

I venstre avløpstunnel, sett med strømmen, er fjellet gjennomslått av åpne sprekker og ytterligere forvitring og ytterst påvirkning av frost kan føre til nedfall.

I høyre avløpstunnel, omtrent midtveis, skjærer tunnelen en steil skifrig sone.

5. VALG AV SIKRINGSMIDLER

I tunnelene vil de mest aktuelle sikringsmidler i forbindelse med utstrossingen være rensk, spredt og systematisk bolting i hengen og trolig i noe mindre grad i veggene. Sprøytebetong, såvel armert som uarmert, vil også være et viktig sikringsmiddel eventuelt i kombinasjon med bolting.

I de ytre partier av avløpstunnelene hvor fjellet kan være en del oppsprukket, vil trolig armert sprøytebetong og bolter være nødvendig som sikring, men det ses heller ikke bort fra at utstøping av enkelte partier vil måtte utføres. Det samme vil trolig være tilfelle ved de utstøpningsseksjoner som opprinnelig er utført i tilløpstunnelen.

Vanlige varmforsinkede ekspansjonsbolter godkjennes ikke som permanente bolter i en vanntunnel. Som permanente bolter må nyttes fullt innstøpte kamstålbolter med eller uten gjenget endestykke og underlagsplate. Rørbolter som kombinerer disse bolters funksjon vil være et alternativ.

6. SUPPLERENDE UNDERSØKELSER

For endelig vurdering av dammens stabilitet må det foretas en detaljert undersøkelse av fjellforholdene under denne for bestemmelse av mulige bruddsoners skjærkapasitet. Foruten detaljert kartlegging må det tas prøver eventuelt med boring langs mulige bruddflater og etterfølgende laboratorieundersøkelse for bestemmelse av nødvendige parametere.

For å klarlegge fjelloverflaten ved utløpet av søndre avløpstunnel, er det utført fjellkontrollboringer ved overgang til fjell. Se tegn. 23130-008.

Før fjerning av sikringsstøpene i tilløpstunnelen, må det foretas befaring og vurdering av fjellforholdene i det aktuelle området slik at nye sikringstiltak kan bestemmes.

Sandvika, 15. mars 1991

Vidar Ellefsen

BILAG 3.2.A

KOSTNADER PR. 01.12.90 (7 % rente i byggetiden)

KRAFTVERK, ALT A. N = 14 MW

	mill. kr
1. Reguleringsanlegg	-
2. Overføringsanlegg	-
3. Driftsvannveger (inkl. trykksjakt)	12,30
4. Kraftstasjon (bygningmessig)	13,50
5. Kraftstasjon (maskinelt og elektrotekn.)	58,00
6. Transportanlegg. Anleggskraft	2,00
7. Boliger. Verksteder. Adm.bygg, lager etc.	-
8. Terskler. Landskapspleie	-
9. Uforutsett	9,20
10. Investeringsavgift, 7 %	6,70
11. Planlegging. Administrasjon	9,70
12. Erstatninger. Tiltak. Ervervelse etc.	1,00
13. Finansieringsutgifter	9,60
Sum utbyggingskostnader	122,00

Utbyggingspris 6,39 kr/kWh, økonomiklasse 6

Beregnet etter midlere årlig økt produksjon.

BILAG 3.2.B

KOSTNADER PR. 01.12.90 (7 % rente i byggetiden)

KRAFTVERK, ALT B. N = 26 MW

	mill. kr
1. Reguleringsanlegg	-
2. Overføringsanlegg	-
3. Driftsvannveger (inkl. trykksjakt)	19,50
4. Kraftstasjon (bygningmessig)	16,60
5. Kraftstasjon (maskinelt og elektrotekn.)	79,00
6. Transportanlegg. Anleggskraft	2,00
7. Boliger. Verksteder. Adm.bygg, lager etc.	-
8. Terskler. Landskapspleie	-
9. Uforutsett	13,00
10. Investeringsavgift, 7 %	9,00
11. Planlegging. Administrasjon	13,20
12. Erstatninger. Tiltak. Ervervelse etc.	1,00
13. Finansieringsutgifter	13,70
Sum utbyggingskostnader	167,00

Utbyggingspris 4,87 kr/kWh, økonomiklasse 6

Beregnet etter midlere årlig økt produksjon.

BILAG 3.2.C

KOSTNADER PR. 01.12.90 (7 % rente i byggetiden)

KRAFTVERK, ALT C

	mill. kr
1. Reguleringsanlegg	-
2. Overføringsanlegg	-
3. Driftsvannveger (inkl. trykksjakt)	1,4
4. Kraftstasjon (bygningmessig)	2,9
5. Kraftstasjon (maskinelt og elektrotekn.)	16,0
6. Transportanlegg. Anleggskraft	0,4
7. Boliger. Verksteder. Adm.bygg, lager etc.	-
8. Terskler. Landskapspleie	-
9. Uforutsett	2,3
10. Investeringsavgift, 7 %	1,6
11. Planlegging. Administrasjon	2,3
12. Erstatninger. Tiltak. Ervervelse etc.	0,2
13. Finansieringsutgifter	1,4
Sum utbyggingskostnader	28,5

Utbyggingspris 6,95 kr/kWh, økonomiklasse 6

Beregnet etter midlere årlig økt produksjon.

BILAG 3.2.D

KOSTNADER PR. 01.12.90 (7 % rente i byggetiden)

KRAFTVERK, REHABILITERING, ALT D

	mill. kr
1. Reguleringsanlegg	-
2. Overføringsanlegg	-
3. Driftsvannveger (inkl. trykksjakt)	6,3
4. Kraftstasjon (bygningmessig)	
5. Kraftstasjon (maskinelt og elektrotekn.)	
6. Transportanlegg. Anleggskraft	0,2
7. Boliger. Verksteder. Adm.bygg, lager etc.	-
8. Terskler. Landskapspleie	-
9. Uforutsett	1,0
10. Investeringsavgift, 7 %	0,5
11. Planlegging. Administrasjon	1,0
12. Erstatninger. Tiltak. Ervervelse etc.	-
13. Finansieringsutgifter	-
Sum utbyggingskostnader	9,0

Utbyggingspris 1,80 kr/kWh, økonomiklasse 1

Beregnet etter midlere årlig økt produksjon.

Tap av kraftproduksjon er ikke medtatt.

Ved en kraftpris på 5 øre/kWh vil dette i to sommer måneder utgjøre 1,6 mill. kr.

BILAG 3.2.E

KOSTNADER PR. 01.12.90 (7 % rente i byggetiden)

KRAFTVERK, REHABILITERING TURBIN 1, ALT E1

	mill. kr
1. Reguleringsanlegg	-
2. Overføringsanlegg	-
3. Driftsvannveger (inkl. trykksjakt)	-
4. Kraftstasjon (bygningmessig)	-
5. Kraftstasjon (maskinelt)	4,7
6. Transportanlegg. Anleggskraft	-
7. Boliger. Verksteder. Adm.bygg, lager etc.	-
8. Terskler. Landskapspleie	-
9. Uforutsett	0,3
10. Investeringsavgift, 7 %	0,3
11. Planlegging. Administrasjon	0,3
12. Erstatninger. Tiltak. Ervervelse etc.	-
13. Finansieringsutgifter	0,2
Sum utbyggingskostnader	5,8

Utbyggingspris 1,09 kr/kWh, økonomiklasse 1

Beregnet etter midlere årlig økt produksjon.

Kostnader ved generatordemontasje og alminnelige revisjonsarbeider er ikke inkludert.

BARDUFOSS KRAFTVERK

Alt. D. Utvidelse av vannveier

Tegn. nr. 22064-003 og -004 viser henholdsvis situasjonsplan og snitt av anlegget med angivelse av typiske tunneltverrsnitt.

Det er foreslått å strosse nedre del av *tilløpstunnelen* fra dagens 40 m² til 65 m². For å få gjennomført dette må deler av to tunnelutstøpninger skytes ned. Det er regnet med å gjennomføre dette suksessivt to og to meter om gangen med tett etterfølgende sikring av blottlagt område med fjellbolter og fiberarmert sprøytebetong. Dette arbeidet må utføres tidlig i anleggsperioden i fall man må gå til konvensjonell betongutstøpning. Til denne trenger man tid til å anskaffe stålbuer eller støpeskjold.

Det er foreslått å strosse den nordre gren av de to tunnelgrenene nærmest inntaket. Denne gren vil få en gradvis utvidelse fra ca. 18 m² tverrsnitt ved luken til 45 m² tverrsnitt ca. 30 m lenger nedstrøms. Sprengningen nærmest luken må utføres meget forsiktig for å unngå å skade denne. Likeledes må det tas hensyn til den nærliggende parallelltunnel. Nærmeste vegg i denne må sikres med fjellbolter og fiberarmert sprøytebetong i god tid før sprengningen i den andre tunnelgren.

Begge de to indre avløpstunnelene er foreslått strosset. Avløpstunnelen fra aggregat 1 strosses fra ca. 18 m² til 35 m² og avløpstunnelen for aggregat 2 fra 17 m² til 45 m².

Den ene av de to ytre avløpstunnelene foreslås strosset fra 20 m² til 50 m². Den andre, som i dag er på 30 m², strosses ikke men nyttes til transport i anleggsperioden.

Det har også vært vurdert å sprengre nye parallelltunneler fremfor å strosse, men dette blir klart dyrere.

Ved å sprengre en ny parallelltunnel på inntakssiden er det mulig å benytte et nytt tverrslag som kjøreadkomst til kraftstasjonen. Dette vil bety en merkostnad på ca. 12,0 mill. kr i forhold til å strosse det bestående tilløpssystem. En del av dette beløp, ca. 5,0 mill. kr, vil kunne rettferdiggjøres med innspart falltap i tilløpsrør med bend. Differensen, ca. 7,0 mill. kr, blir kostnadene ved å få kjøreadkomst ned til kraftstasjonen.

Optimalisering av tunneltverrsnitt

For å finne frem til hvor meget det kan lønne seg å strosse i vannveien for Bardufoss kraftverk, er det utført et forholdsvis omfattende beregningsarbeide.

Vi har basert oss på de målinger av tunneltverrsnitt og geometri for anlegget som ble utført av Fjellanger Widerøe i høst. Friksjonskoeffisientene for de enkelte tunnelstrekninger er beregnet ved hjelp av Solviks ruhetsanalyse av tunneltverrsnittene.

Med disse koeffisienter ble friksjonstapene beregnet og sammenlignet med de falltapmålinger som Nybro Bjerck utførte våren 1988.

Ved avløpstunnelen ga dette en brukbar overensstemmelse. Falltapet, som vi beregnet for tilløpstunnelen, var imidlertid ca. 30 % mindre enn målt av Nybro Bjerck. Vi har antatt at omtrent halvparten av dette skyldes uforutsette singulærtap og halvparten at de beregnede friksjonskoeffisienter gir for lite falltap. Vi har derfor øket disse skjønnsmessig med 13 % ved optimaliseringen av tunneltverrsnittene. Dette gir ca. 17 % større friksjonstap.

Optimaliseringen er forøvrig foretatt på vanlig måte ved at summen av anleggskostnader og kapitaliserte merinntekter ved redusert falltap skal danne et minimum. Vi har benyttet en kraftpris på 24 øre/kWh, realrente 7 % og avskrivningstid 40 år ved beregningene. Strossepris er hentet fra tilbud vi i den senere tid har fått inn på liknende arbeider. I beregningen inngår også vannføringen gjennom aggregatene. Vi har benyttet en gjennomsnittsvannføring til dette, den kubiske middelvannføring. Denne har vi beregnet ut fra den vannføringsserie som Nybro Bjerck as har nyttet til sine produksjonskjøringer. Den kubiske middelvannføring er således noe for lav idet det nå synes som om det gjennomsnittlige årsavløp ved Bardufoss er noe over 2500 mill. m³, mens nevnte tilsigsserie gir 2232 mill. m³ i normalperioden 1931/60.

Differansen er imidlertid forholdsvis liten slik at dette får beskjedne innflytelse ved beregning av de økonomiske tunneltverrsnitt. Optimaliseringskurven er meget "flat" i det aktuelle område. Ved for eksempel å investere i en tunnel som er litt for liten, spares anleggsutgifter som nesten kompenserer for tap av kapitaliserte kraftinntekter. (Generelt kan man si, at hvis man har god tilgang på kapital og har anledning til å vente på inntektene, så lønner det seg å investere i et større tunneltverrsnitt).

Følgende tunnelstrekninger er optimalisert hver for seg:

1. Øvre del av tilløpstunnelen, høyre gren
2. " " " " , venstre "
3. Nedre del av tilløpstunnelen
4. Utløpstunnel fra turbin 1
5. " " " " 2
6. Avløpstunnel, høyre gren

Det vedlegges et foreløbig kostnadsoverslag for strossearbeidene (BILAG 5). Sluttsum er ca. 9,0 mill. kr ekskl. finansieringskostnader og renter. Det regnes med å vinne inn ca. 5 GWh ved strossearbeidene. Utbyggingsprisen blir dermed ca. 1,80 kr/kWh.

Det vedlegges en sammenligning av kostnader for anlegget og gevinst i kraftproduksjon, bilag 1 og bilag 2.

Videre vedlegges falltapsskurver som viser forholdene før og etter strossingen på henholdsvis tilløps- og avløpssiden, bilag 3 og bilag 4.

Endelig vedlegges en foreløbig terminplan for anleggsarbeidene. (Tegn. nr. 22064-005).

Sandvika, mai 1991

Berdal Strømme a.s.

Andreas Lomsdal
Energidivisjonen

Sign. <u>AM</u>	Dato <u>16.9.91</u>	Prosjekt	Prosj. nr.
Ktr.	Dato	<u>BARDUFOSSE, STROSS</u>	<u>22064</u>

Ref. _____

TILLØPSTUNNEL. ØKONOMI.

$$Q_i = 63,5 \text{ M}^3/\text{s}$$

INNSPART FALLTAP : 0,66 M.

$$\text{INNVUNNET ENERGI} : \frac{1840}{430} \cdot 0,66 = 2,8 \text{ GWh}$$

ANLEGGSKOSTNAD : 2,8 Mill. KR

BYGGHERREKOSTN. : 1.2 " "

SUM BYGGKOSTNADER. : 4,0 Mill. KR.

$$\text{UTBYGGINGSPRIS} : e_u = \frac{4,0}{2,8} = 1,43 \text{ KR/kWh.}$$

DETTE GJELDER EKSKLUSIV TAPT KRAFT-
PRODUKSJON I BYGGETIDEN.

KRAFTPRODUKSJON I TO SOMMERMÅNEDER
ANSLÅS TIL CA 30 GWh ($Q=57 \text{ M}^3/\text{s}$)

KRAFTPRIS, ANTATT CA 10 ØRE/kWh.

GIR TAP PÅ : 3,0 Mill. KR.

UTBYGGINGSPRISEN ØKER TIL : 2,50 KR/kWh.

Sign. <i>AM</i>	Dato 16.91	Prosjekt	Prosj. nr.
Ktr.	Dato	BARDUFOSSE, STROSS	22064

Ref.

AVLØPSTUNNEL. ØKONOMI.

1. HELE TUNNELEN.

INNVUNNET FALLTAP: 0.51 M.

INNVUNNET ENERGI : $\frac{1810}{430} \cdot 0.51 = 2.15 \text{ GWh}$

ANLEGGSKOSTNAD : 3.5 MILL. KR

BYGGERREUTG. : 1.5

BYGGKOSTNADER : 5.0 MILL. KRUTBYGGINGSKOSTNAD : $e_u = \frac{5.0}{2.15} = 2.32 \text{ KR/kWh}$

2. STROSS KUN INNRE DEL

INNVUNNET FALLTAP : 0.17 M.

INNVUNNET ENERGI : $\frac{1810}{430} \cdot 0.17 = 0.72 \text{ GWh}$

ANLEGGSKOSTNAD : 1.5 MILL. KR

BYGGERREUTG. : 0.6

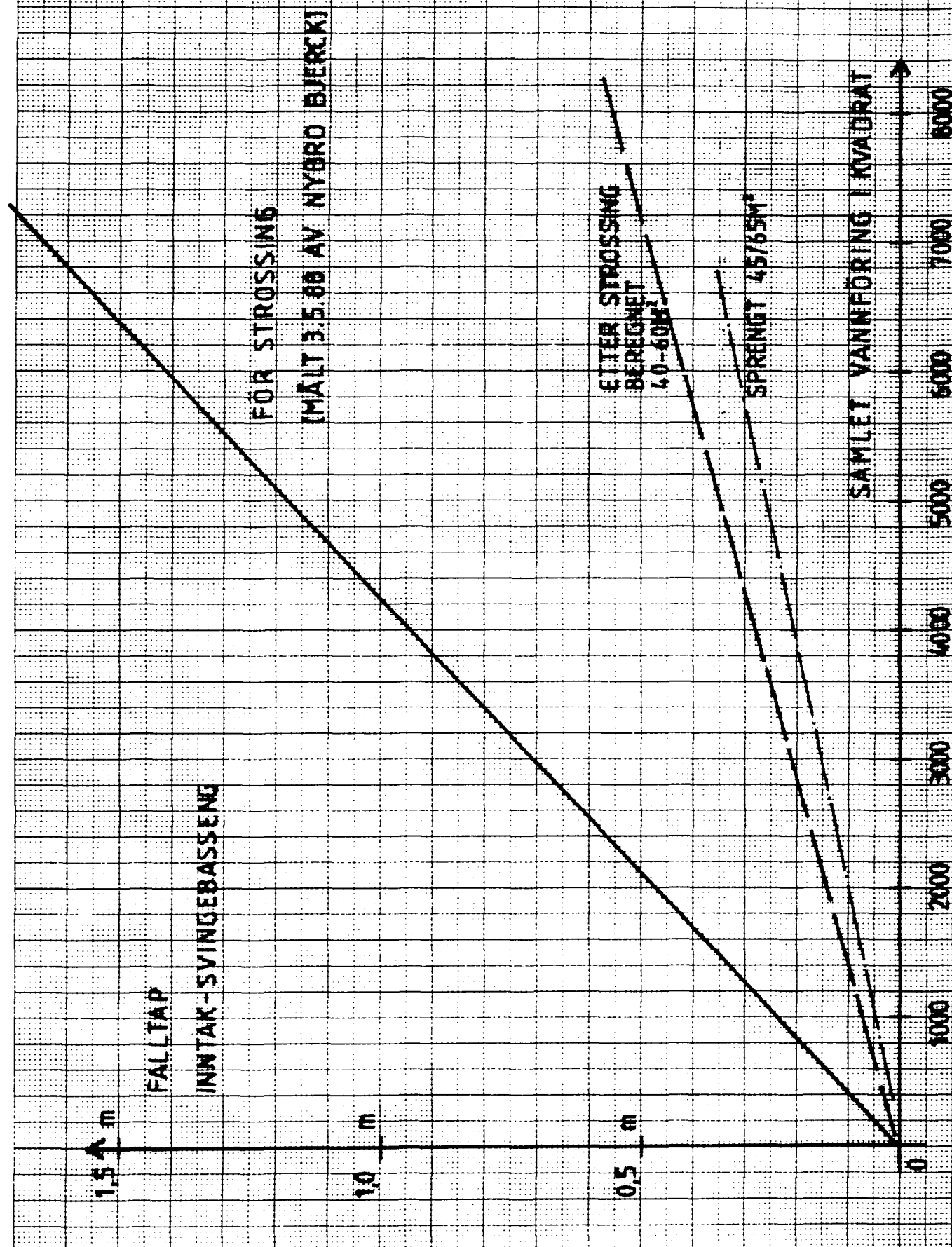
BYGGKOSTNADER : 2.1UTBYGGINGSKOSTNAD : $e_u = \frac{2.1}{0.72} = 2.92 \text{ KR/kWh}$

BARDUFLOSS KRAFTVERK

FALLTAP I TILLÖPSTUNNEL

**Berdal Strømme**Berdal Strømme a.s.
Rådgivende Ingeniører

Rev 21.11.91



BARDUFOSSE KRAFTLAG

REHABILITERING VANNVEIER SAMMENDRAG

1.	TILLØPSSIDEN	kr	2.800.000,-
2.	AVLØPSSIDEN	kr	3.500.000,-
3.	DIVERSE UFORUTSETT	kr	1.000.000,-
4.	STRØM I BYGGETIDEN	kr	200.000,-
5.	ADMINISTRASJON M.V.	kr	1.000.000,-
6.	INVESTERINGSAVG. 7 %	kr	500.000,-
7.	FINANSIERING. RENTER	kr	
	SUM	kr	9.000.000,-

Ved en kraftpris på 5 øre/kWh vil tapet i kraftproduksjonen i to sommermåned utgjøre ca. 1,6 mill. kr.

BARDUFOSS KRAFTVERK

MASKINTEKNIKK

UTBYGGINGSPLANER ALTERNATIV A TIL D MASKINTEKNISKE VURDERINGER

1 Alternativ A til C

For disse alternativene er det foretatt ordinære maskintekniske vurderinger inklusive prissetting av maskinteknisk utstyr. Det er ikke foretatt en detaljert beregning av energiekvivalentene som funksjon av lasten ved optimal samkjøring med eksisterende stasjon. Troms Kraftforsynings produksjonsberegninger er utført med en fast virkningsgrad, men det betyr lite i denne sammenheng.

For alternativ A og B er det forutsatt maskiner stabile til fullast, noe som er fraveket ved alternativ D. Selv om dette ble endret, ville det likevel ikke ha noen vesentlig innflytelse på kostnadene.

2 Alternativ D

Grunnlaget for beregningene av falltapsgevinsten ligger i de ulike falltapsmålingene.

Et problem er at vannveistabiliteten ved eksisterende anlegg oppnås på grunn av relativt store falltap. Når disse reduseres så mye som en forventer i dette tilfelle, vil stabiliteten ved drift på eget nett med Ohm'sk belastning bli langt under det en normalt vil akseptere. Skulle en oppnå en stabilitetsmargin tilsvarende det en krever for større nyanlegg, ville det medført en betydelig utvidelse av svingekammerene både i over- og i undervann. Spesielt i overvannet vil dette være uforholdsmessig dyrt, og etter en nærmere gjennomgang av nettforhold ble det konkludert med at det er ønskelig at en kan levere opp til 19 MW på eget nett. Videre ble det valgt følgende fremgangsmåte:

- I overvannet lages det 2 hull, minimum 5 m² hver under kote 55 i betongveggen front i inntakskammeret, slik at en øker medsvingende areal fra ca. 125 m² til ca. 176 m². Med dette demper en U-rørssvingningene, og det er overveiende sannsynlig at en kan oppnå rimelig stabilitet opp til ca. 19 MW belastning.

- I avløpet, hvor kostnadene til utvidelse av svingekammeret er vesentlig mindre, utvides svingearealet fra ca. 174 m², som det er idag over kote 5.0 til ca. 400 m² mellom kote 4 og kote 7, delvis ved å ta ned den 65 m² store terskelen mellom avløpstunnelene ca. 1 m, delvis ved å utvide hengen i avløpstunnelen nedstrøms.
Ved dette får en et "normalt" dimensjonert svinge-kammer i avløpet.

Ønsker en i en krisesituasjon begge aggregatene stabile til fullast, vil det avhenge mye av nettforhold om dette går. Ved delvis struping med en eller begge inntakslukene, slik at en oppnår samme falltap som før strossingen, vil en imidlertid kunne oppnå tilstrekkelig stabilitet.

Eksisterende turbiner er lagt ut for en konstruksjons-fallhøyde på 47.5 m, og en maksimal effektiv fallhøyde på 51 hhv. 50 m for turbin 1 og 2. Ved drift på HRV vil midlere fallhøyde øke til ca. 51 m etter strossingen. Maksimal fallhøyde ved lav vannføring vil imidlertid ikke øke. For turbinene vil maksimalt ruseturtall øke med ca. 0.5 % hhv. 1%, maksimal lagerlast med ca. 1 % hhv. 2 % ut fra dagens situasjon for turbin 1 hhv. turbin 2. Endringen anses som ubetydelig.

Forutsettes virkningsgraden uendret, vil turbinenes slukeevne øke med ca. 2.1 %, og stasjonens maksimaleffekt med ca. 6.3 %. Verdien av effektøkningen er ikke tatt med i beregningene. Økningen i maksimalslukeevnen vil i seg selv medføre en øket flomproduksjon på ca. 1.2 GWh. I tillegg kommer falltapsgevinsten på ca. 5 GWh som en har hele året.

Når undervannet senkes, øker kavitasjonsfaren. Ved vurderingen av maksimal senking er det forutsatt at en skal ha tilstrekkelig sikkerhet mot kavitasjon når begge turbinene går på full-last, og en har da en rikelig kavitasjonssikkerhet de ca. 5300 timene i året hvor begge turbinene går sammen på dellast. Kjøres turbin 1 eller 2 alene, vil kavitasjonssikkerheten bli for dårlig hvis turbin 1 kjører utover ca. 32 m³/s eller turbin 2 utover ca. 46 m³/s. Det er ikke økonomisk å kjøre en turbin enkeltvis såvidt høyt i last, slik at den begrensningen som legges inn her betyr lite daglig. Hvis en imidlertid, pga. feil el. må kjøre ett aggregat alene opp mot fullast i lengre tid, så kan undervannet heves midlertidig ved eksempelvis å sette noen bjelker i avløpstunnelens bjelkestengsel.

**UTBYGGINGSPLANER, ALTERNATIV E
MASKINTEKNISKE VURDERINGER**

I kostnadsoverslaget i hovedrapporten, er, for ikke å komplisere bildet for mye, bare kostnadene og gevinsten ved nytt turbinhjul til turbin 1, alternativ E 1, tatt med. Det øvrige alternativene som kan komme til utførelse, alternativ E3 og E4 er såvidt små at de, selvom de er gunstige økonomisk, ikke er tatt med i sammendraget.

Det er bare tatt med tiltak som gir en energigevinst i forhold til den produksjonen en hadde da utstyret var nytt. Rene vedlikeholdstiltak, som eksempelvis rørmaling, spaltringskifte er ikke tatt med, selv om det på en gammel stasjon kan gi en økning i energiproduksjonen. For Bardufoss er det forøvrig lite å hente her. Det samme forholdet har en eksempelvis ved vurdering av nye regulatorer til turbinene, da dette for Bardufoss ikke vil gi noen energigevinst.

**ALTERNATIV E 1
OPTIMAL KJØRESTRATEGI
OMBYGGING TURBIN 1**

- 1 På grunn av turbin 1's "dårlige" omdømme, som er begrunnet i de tidligere driftsproblemene med vibrasjoner spesielt på dellast, kavitasjonsskader på løpehjul og kavitasjons og vibrasjonsskader på øvre del av sugerøret har det innarbeidet seg en kjørestrategi som er lite økonomisk. Stort sett har den største turbinen, turbin 2, blitt startet først, og turbin 1 har blitt startet når denne nærmer seg fullast. Denne starttrekkefølgen har også delvis vært begrunnet i at det koblingsmessig er fordelaktig.

Turbin 1 har så i hovedsak vært kjørt på en last nær maksimal virkningsgrad. Ved flom har lasten skjønnsmessig blitt øket noe. Selv om den siste revisjonen av turbin 1 nok forbedret turbinen noe, har dette ikke endret oppfatningen av turbinen.

Beregningene av effekt og energigevinst ved rehabiliteringen er følgelig gjort ut fra den forutsetning at en ikke vil kjøre aggregat 1 utover den maksimallasten en ville kjøre med ved falltapmålingene i 1988, 32.8 m³/s ved He = 47.5 m.

Denne kjørestrategien kan ha medført et produksjonstap år om annet på ca. 3 GWh, delvis pga. manglende utnyttelse av den nominelle maksimalslukeevnen, delvis pga. uheldig lastkombinering av turbinene. Den delen av dette produksjonstapet som skyldes uheldig kombinering kunne vært plussert på gevinsten ved et nytt turbinhjul, på samme måte som den delen som skyldes redusert slukeevne. Det er imidlertid valgt ikke å gjøre det da det er tvilsomt om et nytt turbinhjul egentlig er en forutsetning for optimal kjøring innen den "tilgjengelige" slukeevnen.

- 2 Som det framgår av tilstandsrapporten, er aggregat 1 nå i rimelig god forfatning. Virkningsgraden på eksisterende hjul er imidlertid lav i forhold til dagens standard.

Turbinen er kompakt bygget med liten ledeskovldiameter, noe som gjør at det er få leverandører som i utgangspunktet har en hjulkonstruksjon som passer. Sugerøret har videre en uvanlig fassong til å være tilpasset et Francis-løpehjul, og har nok sammen med lite gjennomtenkt lufting vært medvirkende til endel av vibrasjons-problemene.

I forbindelse med de store reparasjonene i sugerøret i begynnelsen av 1960-årene ble det da også innhentet tilbud på en fullstendig ombygging av sugerøret samtidig med leveranse av et nytt turbinhjul, uten at dette ble bestilt da.

Planene om modifisering av sugerøret samtidig med levering av et nytt turbinhjul er tatt opp igjen i denne sammenhengen, og synes klart økonomiske.

Likevel gjør turbinens hovedkonstruksjon at en selv ikke etter ombygging kan forvente de aller beste virkningsgrader, og det også små muligheter for større endringer i slukeevnen. I dette prosjektet har en følgelig bare forutsatt en forbedring av virkningsgraden på 2 til 2.5 %, og en modifisering så en sikkert kan kjøre opp mot den tidligere garanterte fullvannføringen. Ved en helt ny turbin kunne en ha forventet ytterligere 1 % virknings-gradsøkning.

Beregningene av forventet produksjonsgevinst er så utført ved at de ulike alternativene for turbin 1 er samkjørt optimalt med turbin 2. Det er videre benyttet vannføringer fra det genererte vannmerket 1363-50 for 1967 til 1984 som nevnt i hovedrapporten.

- 3 Det er så sendt ut på anbud et alternativ med ombygging av turbinen med sugerør, hvor en ved fastleggelse av garantidataene både forutsatte at strossingen i tunnelene, alternativ D, og en generell redusering av fribordet, alternativ E 4, samt alternativ E 3 blir gjennomført. Konstruksjonsfallhøyden blir da 51.0 m mot 47.5 m for de nåværende turbinene.

Fallhøyden på ca. 50 m vanskeliggjør verifisering av de gitte garantiene med rimelige kostnader. En har blitt stående ved 2 hovedalternativer:

- Virkningsgradsverifisering vha. modellprøver
- Garanti av forbedringen, målt ved index (Winter-Kennedy) metoden.

Tilbyderne kunne velge ett av alternativene, men Troms Kraftforsyning vil uansett gjenta relativmålingene for å ha et utgangspunkt for senere vedlikeholdsvurderinger.

- 4 Avslutningsvis kan nevnes noen resultater fra vurderingen av det gunstigste tilbudet.
- Maksimal garantert turbinvirkningsgrad er ca. 93.5 %, eller ca. 3 % høyere enn ved det gamle turbinhjulet. Minimum virkningsgradsforbedring er ca. 2 % ved 3/4 last. Ved opprinnelig fullvannføring omregnet til $H_e = 51$ m, 37.5 m³/sek, er virkningsgradsforbedringen ca. 3.5 %. I tillegg er det garantert en øket slukeevne opp til 38.4 m³/s. Alt dette gjør at produksjonsgevinsten ved et nytt turbinhjul øker fra de stipulerte 5.3 GWh til ca. 5.7 GWh.
 - Tiltakene forutsetter hjulskifte og mindre modifiseringer av øvrige turbindeler samt øvre del av sugerørskonusen. Sugerøret forøvrig vil bli beholdt. Dette skyldes at leverandøren i forbindelse med et annet anlegg hadde utviklet en egen hjulmodell godt tilpasset forholdene på Bardufoss slik at han kunne gi tilfredsstillende garantier uten omfattende sugerørsombygninger.
 - Samlete fast pris for levering høsten 1992 er 4.73 mill kr. eksklusive revisjonsarbeider, eksklusive montasje, demontasje og egeninnsats. Totalpris innklusive egeninnsats, eksklusive uforutsett, avgifter, generatordemontasje og administrasjon er anslått til 5.2 mill kr. referert til våren 1993. I tillegg kommer revisjonsarbeider på ca. 0.3 mill. kr.
 - Samlet driftsstans innklusive skifte av generator vil være ca. 7 måneder, lagt slik at det er minimal fare for tap av vinterproduksjon, men en viss fare for noe tap av flomproduksjon hvis det blir en tidlig vår. Hvis generatoren ikke skulle skiftes, vil det bli ca. 5 måneders driftsstans, og sannsynligvis intet produksjonstap.

ALTERNATIV E 2
OMBYGGING AV AGGREGAT 2

- 1 Som det fremgår av tilstandsrapporten, er aggregat 2 i rimelig bra stand, selv om turbinen strengt tatt er kommet noe nærmere en hovedrevisjon enn turbin 1. Turbinen med sugerør har en rimelig moderne utførelse og en rimelig god garantert toppvirkningsgrad.
- 2 Noe som skiller turbinen fra dagens "standard" er sugerøret, hvor utløpshastigheten etter sugerørs-lukene ved fullast er ca. 2.3 m/sek. Dessuten er det et sprang inne i sugerøret fra rundt 16 m² til ca. 22 m². Nye turbiner med denne fallhøyden har gjerne en økonomisk utløpshastighet ved fullast på ca. 1.8 m/sek. Sammenligner en et nyanlegg med turbin 2, når en tar hensyn til det nye avløpstunnel-tverrsnittet på ca. 45 m², vil det medføre et teoretisk tap på snaue 0.1 m i middel, eller ca. 0.2 GWh årlig. Skal en holde samme grad av kavitasjons-sikkerhet som nå, vil imidlertid slukeevnen reduseres med ca. 0.5 m³/sek. i perioder med liten flom, noe som kan bety et produksjonstap i samme størrelsesorden. Kostnadene ved forlengelse av sugerøret anslagsvis 10 m inklusive utforingsstykke for sugerørslukene vil være betydelige, og dette, sammen med det overnevnte gjør at en ikke har gått videre med mere detaljerte beregninger.
- 3 Sannsynlig toppvirkningsgrad er 92.0 % til 92.5 %, i dette er tapene i turbinens spjeldventil, 3.5 m diameter, inkludert. Tilsvarende virkningsgrad for et nytt turbinhjul kan bli ca. 1 % høyere. Midlere årsproduksjon i aggregat 2 er ca. 120 GWh, slik at sannsynlig virkningsgradsgevinst ved skifte av turbinhjul er 1 til 1.5 GWh. Kostnadene ved skifte til et nytt hjul er over 5 mill. kr, dette gjør at en ikke har gått videre med mere detaljerte beregninger.

ALTERNATIV E 3
FJERNING AV FINVAREGRIND

- 1 Turbin 2 har idag en finvaregrind B * H 6.1 * 8.7 m, med staver 60 * 6 mm, lysåpning 25 mm. Turbin 1 har en nær tilsvarende grind. Finvaregrindene har en svært enkel rensker som er tungvint å betjene og som har begrenset renskekapasitet og det er ingen overvåking av falltapsendringer under drift.

Falltapene ved fullast og ren grind er beregningsmessig ca. 2 cm under forutsetning av jevn hastighetsfordeling og uten innvirkning av flyndrene.

Finvaregrinda har så liten lysåpning at mindre stein, kvist, mose og løv lett kan bygge seg opp. I tillegg er den utsatt for gjenstopping av sarr. Det er ikke urimelig å anta at tapene i middel pga. overnevnte forhold kan være ca. 5 cm.

Ved inntaket i elven er det 2 grovvaregrinder, $B * H = 9.5 * 5.8$ m, med staver 60 * 8 mm, lysåpning ca. 56 mm.

En har der en rimelig moderne grindrensker med god kapasitet.

Det er en råsprengt/utstøpt tunnel uten bekkeinntak eller tilsvarende mellom grov og fin-varegrinda.

2 Vanlige kriterier for grindåpning for Francisturbiner er:

- Lysåpning omtrent tilsvarende fri åpning i ledeapparatet ved **beste** virkningsgrad, som på turbin 1, den minste turbinen, er ca. 100 mm.
- Lysåpning "noe" større enn den minste åpningen mellom løpehjulsskovlene, som på turbin 1 er snaue 80 mm.
- Lysåpning ikke større enn 80 til 100 mm, avhengig av toppdiameter på fløtningstømmer, " sannsynlige " beverstokker etc.

Nåværende grov-varegrind oppfyller alle disse kriteriene.

3 En fjerning av finvaregrindene kan følgelig gjøres uten at det bør bli spesielle driftsproblemer på grunn av rask i vannet. Sannsynligheten for skader pga. nye tunnelras og transport av større stein hvor finvaregrinda nå ville beskytte turbinen er liten, da det er en ca. 1.8 m høy terskel med steinfang før rørinntakene. Flyndrene kan bli stående, og grindene blir lagret slik at utstyret kan brukes senere, eksempelvis hvis en må etablere en avstegning av en av rørene.

Svingebassenget er idag inngjerdet, og en varegrind er uansett en heller tvilsom sikring når det gjelder personsikkerhet.

4 Forutsettes midlere tap i varegrinda 0.05 m, blir produksjonsgevinsten ved fjerning ca. 0.2 GWh årlig. Kostnadene ved fjerning kan beløpe seg til rundt kr. 20.000 hvis det gjøres i forbindelse med de øvrige arbeidene.

Dette tilsvarer en "utbyggingskostnad" på ca. 0.10 kr/KWh.

5 I forbindelse med strossing av tunnelen får en roligere forhold i fordelingsbassenget mot inntakene, og vi kan ikke tro det er behov for ytterligere tiltak, ledeskjermer etc. Hvorvidt en vil meisle noen "knøler" må vurderes underveis.

ALTERNATIV E 4
REDUSERT FRIBORD
ENDRET BRUK AV LUKER

- 1 Det er ønskelig med minst mulig vannstandsvariasjon oppstrøms av hensyn til erosjonsfaren, og den kommende effektutvekslingen med Innsetverkene vil muliggjøre dette. Samtidig vil dette kunne øke produksjonen generellt da en slipper nedtapping av inntaksmagasinet på dagtid. Gevinsten er betydelig, hvis en eksempelvis unngår en vannstandspendling på 20 cm. over døgnet, vil dette øke middelproduksjonen med ca. 0.4 GWh. Dette forholdet vil bli nærmere vurdert av Troms Kraftforsyning.

Det skal installeres en ny limnigraf på Elverum, ca. 6 km. oppstrøms inntaket, hvor en har det konsesjonsbestemte overvannsnivået. Hvorvidt en da kan øke vannstanden ved inntaket i forhold til dagens nivå er foreløpig usikkert. Gevinsten og kostnadene ved dette, eventuelle kostnader ved påbygging av "skvettstjermer" som lukene ikke har idag, er foreløpig ikke vurdert. Det er idag vanlig med et fribord på 5 til 20 cm, avhengig av hvor utsatt lukene er for vind og bølger.

Bardufoss kraftverk har benyttet følgende magasintabell:

Overvannsnivå	kote m	57.00	56.50
Brutto magasin	mill.m ³	7.25	5.60
Ved tilløp 60 m ³ /sec	mill.m ³	5.30	3.95
Ved tilløp 60 m ³ /s + 0.6 m is	mill.m ³	3.85	2.50

Hvis en ved tilløp på eksempelvis 60 m³/s skal ha til-strekkelig fribord til å klare et utfall på to timer uten at lukene behøver å åpne, betinger dette et ekstra fribord på ca 0.16 m. På årsbasis betyr et ekstra fribord på 0.16 m ca. 0.65 GWh produksjonstap, mens produksjonsverdien av 60 m³/s i 2 timer er bare 0.05 GWh. Dette betyr at en eksempelvis må ha 13 utfall av denne type årlig før fribordet lar seg forsvare økonomisk.

- 2 Sommerstid kan en enkelt ved utfall av aggregatene holde vannstanden ved åpning av en eller begge segmentlukene. Benyttes Samkjøringens feilstatistikker over hyppighet og lengde av utfall, synes det økonomisk å kjøre med et minimalt fribord og en bør holde overvannstanden nær HRV, med en variasjon på +/- 2-3 cm som en vannstandsregulator muliggjør.

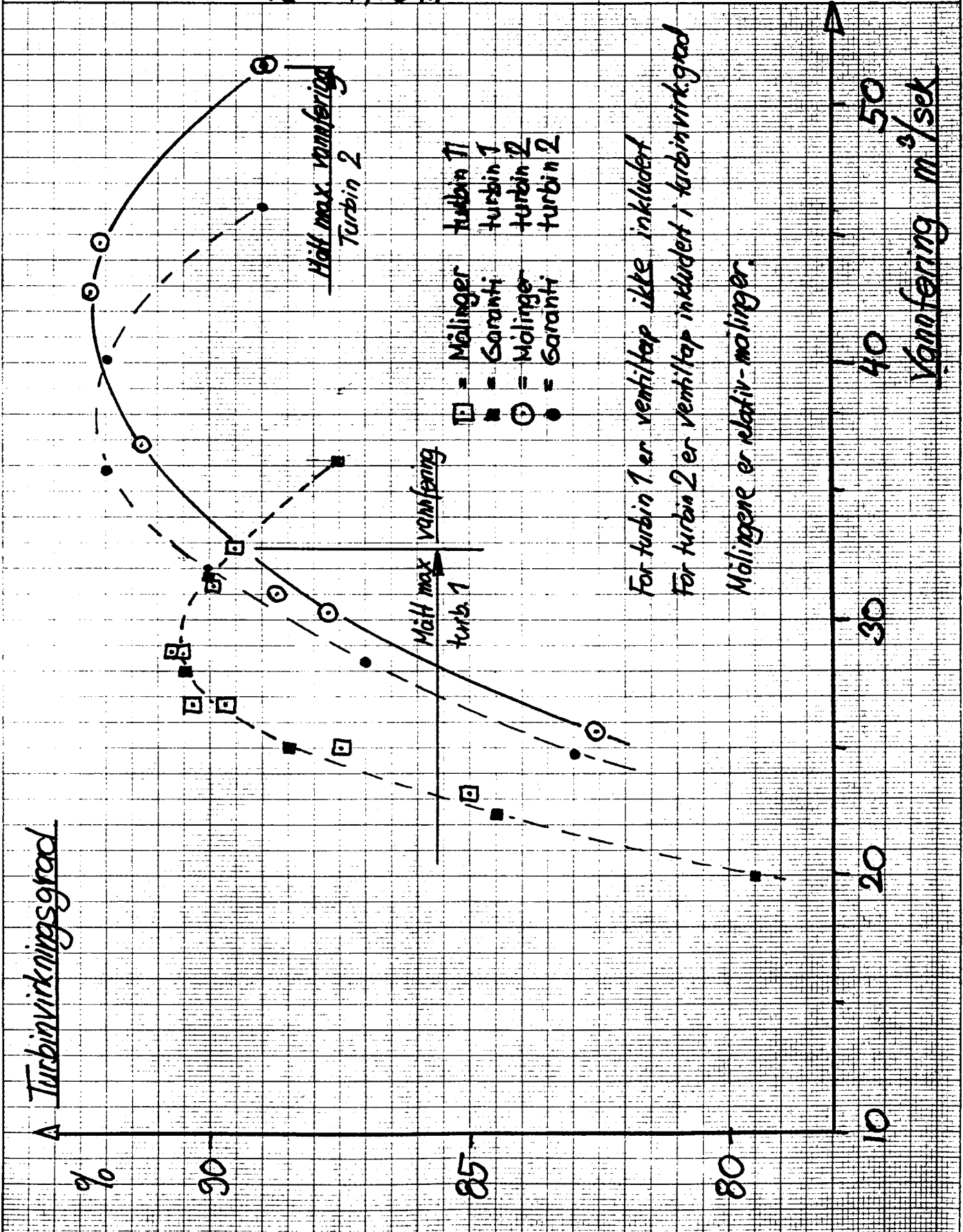
- 3 Vinterstid har en til nå hatt andre hensyn. På tross av betydelig innsats for oppvarming av segmentlukene er driftssikkerheten i en akutt situasjon tvilsom. I tillegg til fast installert varme legger en nå vanligvis ut provisoriske varmekabler på luketerskelene hver høst, og hvis lukene må åpnes vil disse ødelegges. Av den grunn kjører en vinterstid med noe større fribord for å kunne ta et begrenset utfall i stasjonen uten å måtte åpne lukene. Bardufoss har etter overgang til fjernbetjening av denne grunn kjørt med opptil 0.5 m fribord, noe som år om annet nok har medført produksjonstap på over 0.5 GWh.
- 4 I dammen er det idag foruten 2 segmentluker en rulleluke beregnet på nedtapping av magasinet på $B * H = 2.4 * 3.6 \text{ m}^2$, med terskel kote 44.0. Foran luken er det bjelkestengselføringer for å ha en revisjonsmulighet. Kapasiteten ved full dam på kote 57 er på over 80 m^3/s , eller omtrent tilsvarende stasjonens nåværende fullvannføring og langt over den vannføringen en vil ha vinterstid. Etter vår oppfatning er denne luken langt lettere å beskytte mot isproblemer, men bl. annet pådraget og pakningsdetaljer bør bygges om for at luken skal kunne fjernstyres og benyttes vinterstid. I tillegg bør selve lukerummet isoleres og lukeløpet bør stenges med en "strimmelgardin" ol. for å redusere luftutvekslingen ved stillstand samtidig som en ved egen lufteåpning sikrer lufting under drift. Videre bør det sprenges noe nedstrøms for at luketerskelen skal være "tørre" ved de fleste driftsituasjoner.

Stipulerte kostnader for en ombygging for fjernbetjening av bunnluken er ca. 0.50 mill. kr., noe som tilsier en "utbyggingspris" for dette tiltaket på ca. kr. 1.0/KWh.

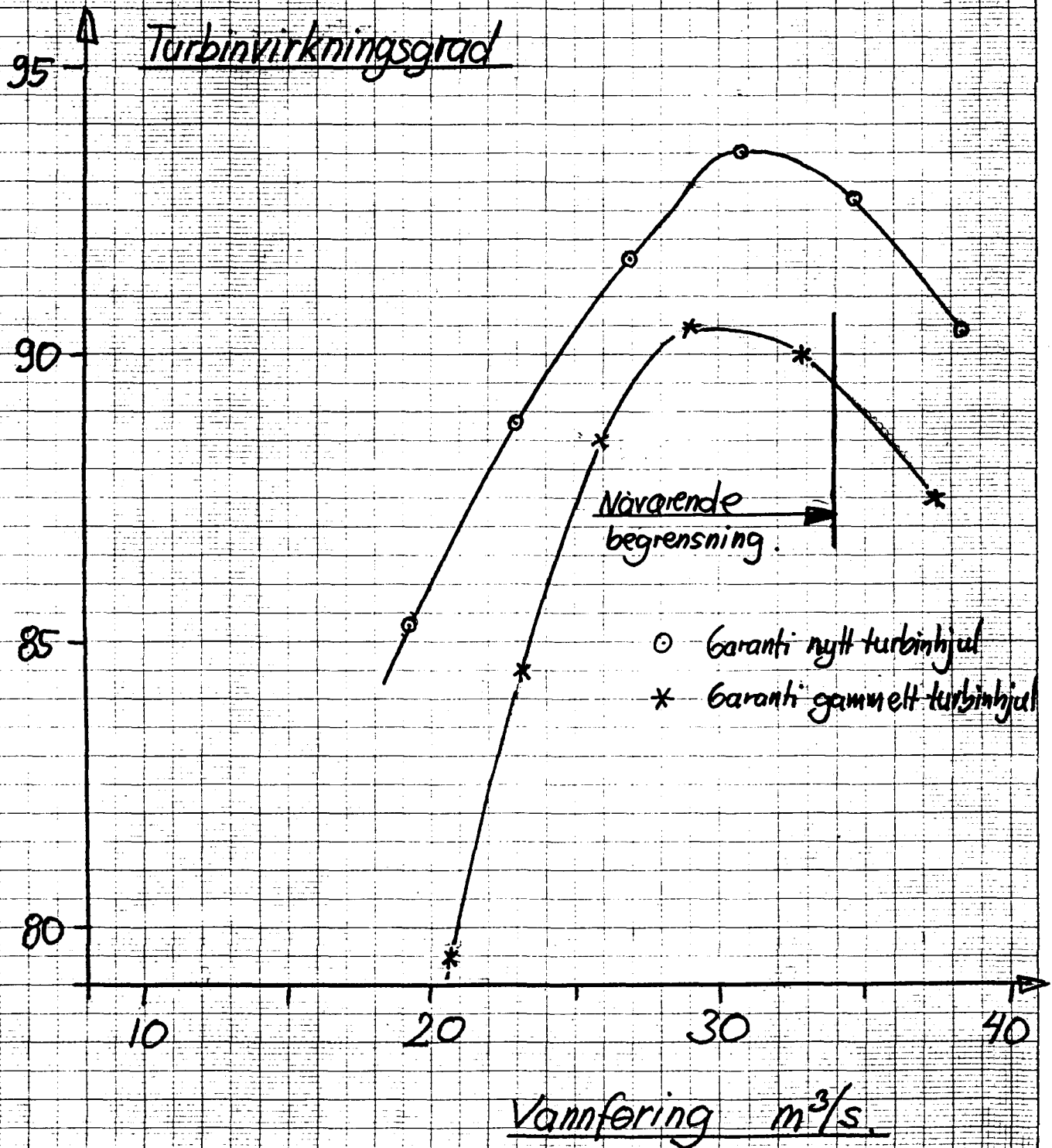
***** Nesbru 5/6 1991 *****

Ivar K. Elstad.

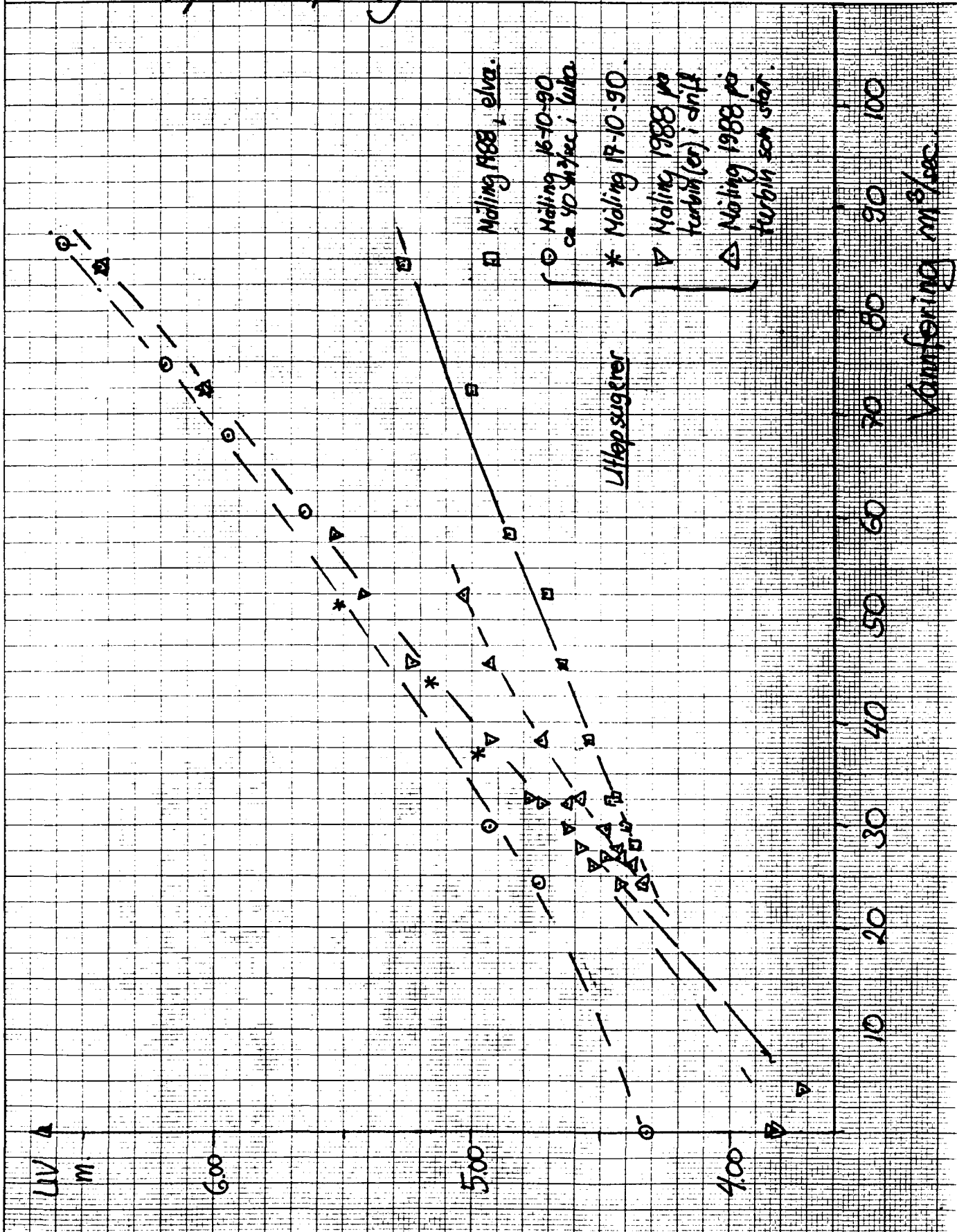
Oppdragsnr.	Troms Kraftforsyning	Dato	5/6-91	Arkiv nr.		Side	1/8
Oppdragsnavn	Bardufoss kraftverk	Sign.					
Skr.	Turbinvirkningsgrader						
	Data ved $H_e = 47.5 \text{ m.}$						

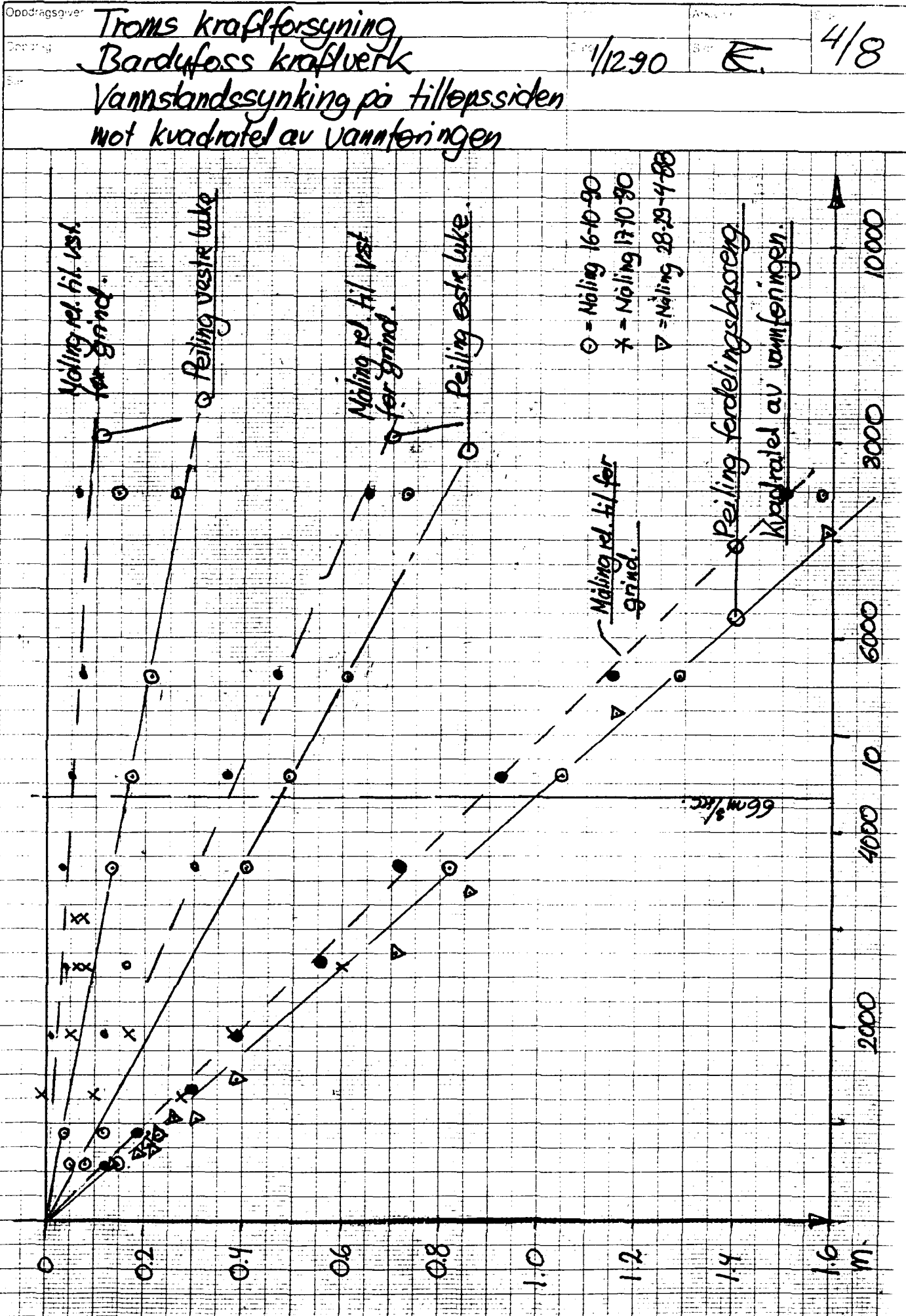


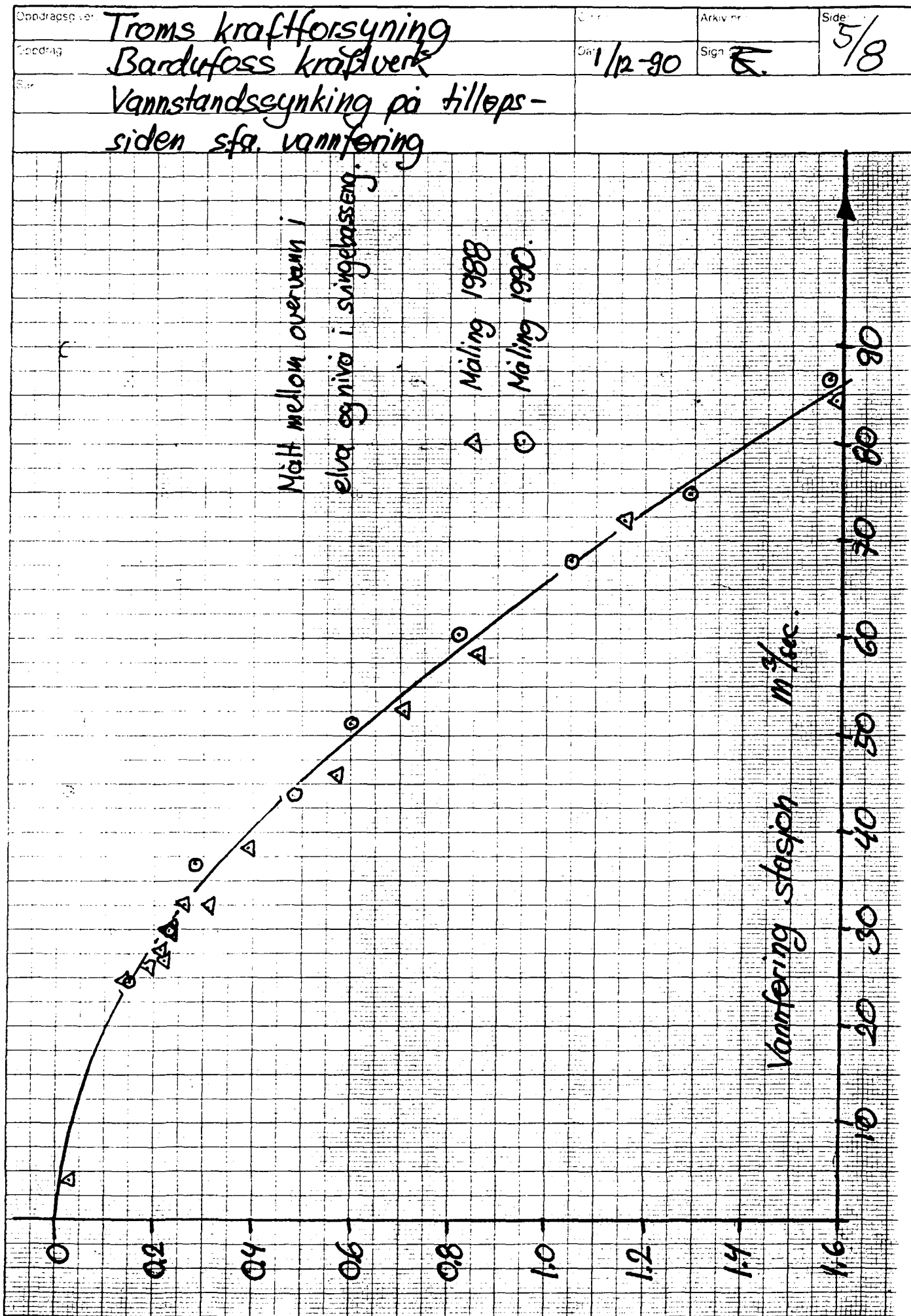
Oppdragsgiver:	Troms Kraftforsyning	Dato:	5/6-91	Sak:	2/8
Oppdrag:	Bardufoss kraftverk	Sak:	2/8		
Sak:	Virkningsgrader turbin 1				
	Data ved $H_e = 51.0$ m.				



Oppdragsgrv	Troms kraftforsyning	O nr	Arkiv nr	Side
Oppdring	Bardufoss kraftverk	1/12-90	Sign.	3/8
Side	Undervannshvå mot stasjonsvannføring			

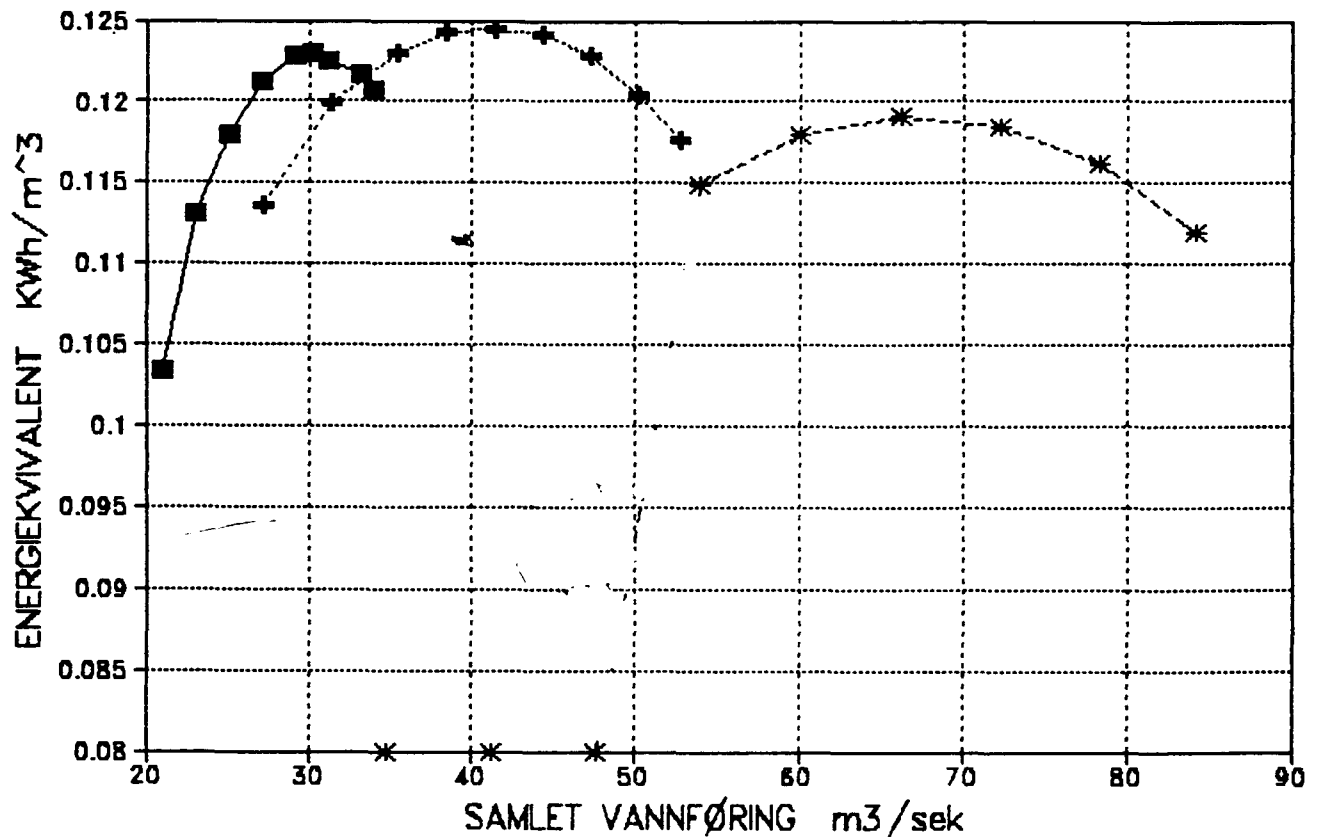






Oppdragsgiver: <i>Troms Kraftforsyning</i>	O.Nr.:	Arkiv nr.:	Side: <i>6/8</i>
Oppdrag: <i>Bardufoss kraftverk</i>	Date: <i>5/6-91</i>	Sign.: <i>[Signature]</i>	
Sak: <i>Energiekvivalent</i>			

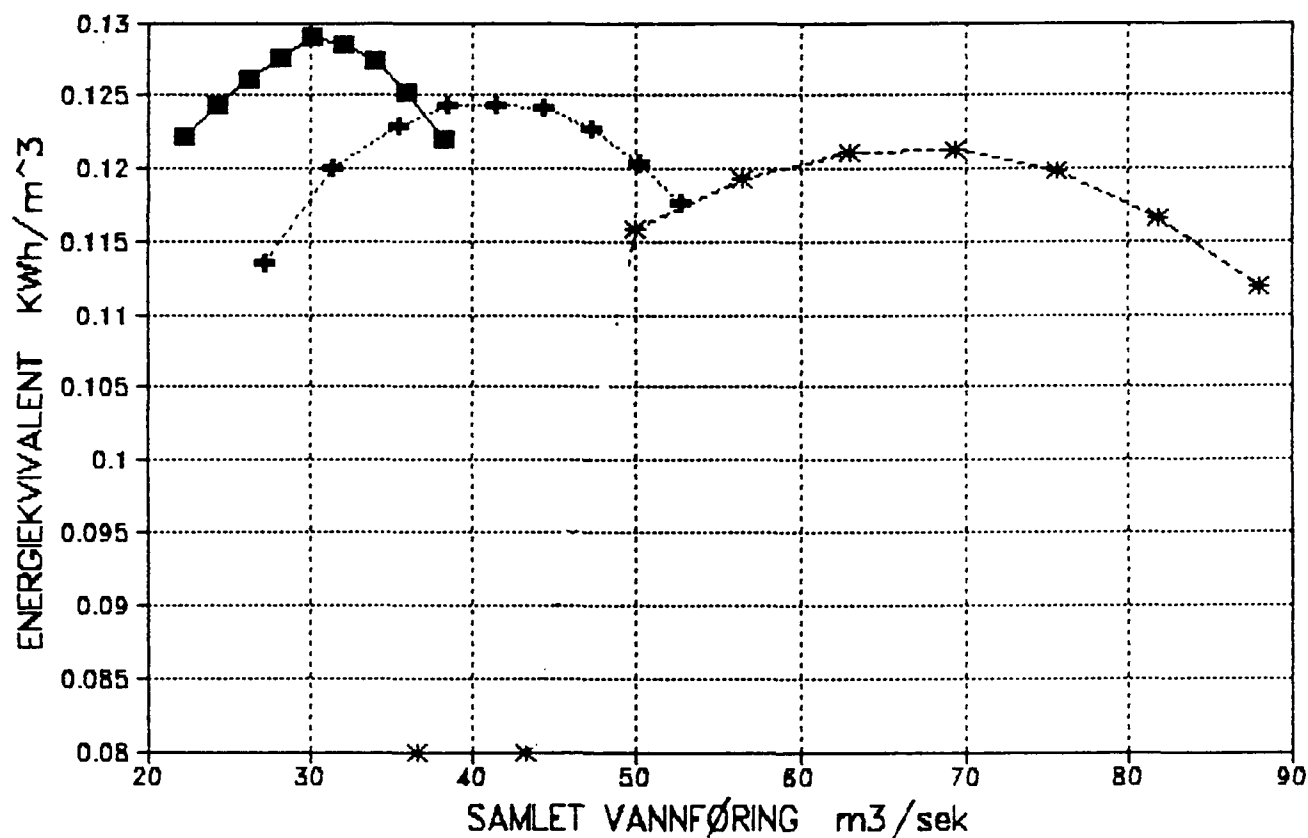
BARDUFOSSE KRAFTANLEGG, DAGENS SITUASJON
OPTIMAL DRIFT AV TIL AGGREGATER, OV=HRV



■ AGGREGAT 1 + AGGREGAT 2 * AGGREGAT 1 + 2

Oppdragsgiver: <i>Troms Kraftforsyning</i>	O.Nr.:	Arkiv nr.:	Side:
Oppdrag: <i>Bardufoss kraftverk</i>	Dato: <i>5/6-91</i>	Sign.: <i>[Signature]</i>	<i>7/8</i>
Sak: <i>Energiekvivalent</i>			
<i>Ny turbin og ny generator</i>			

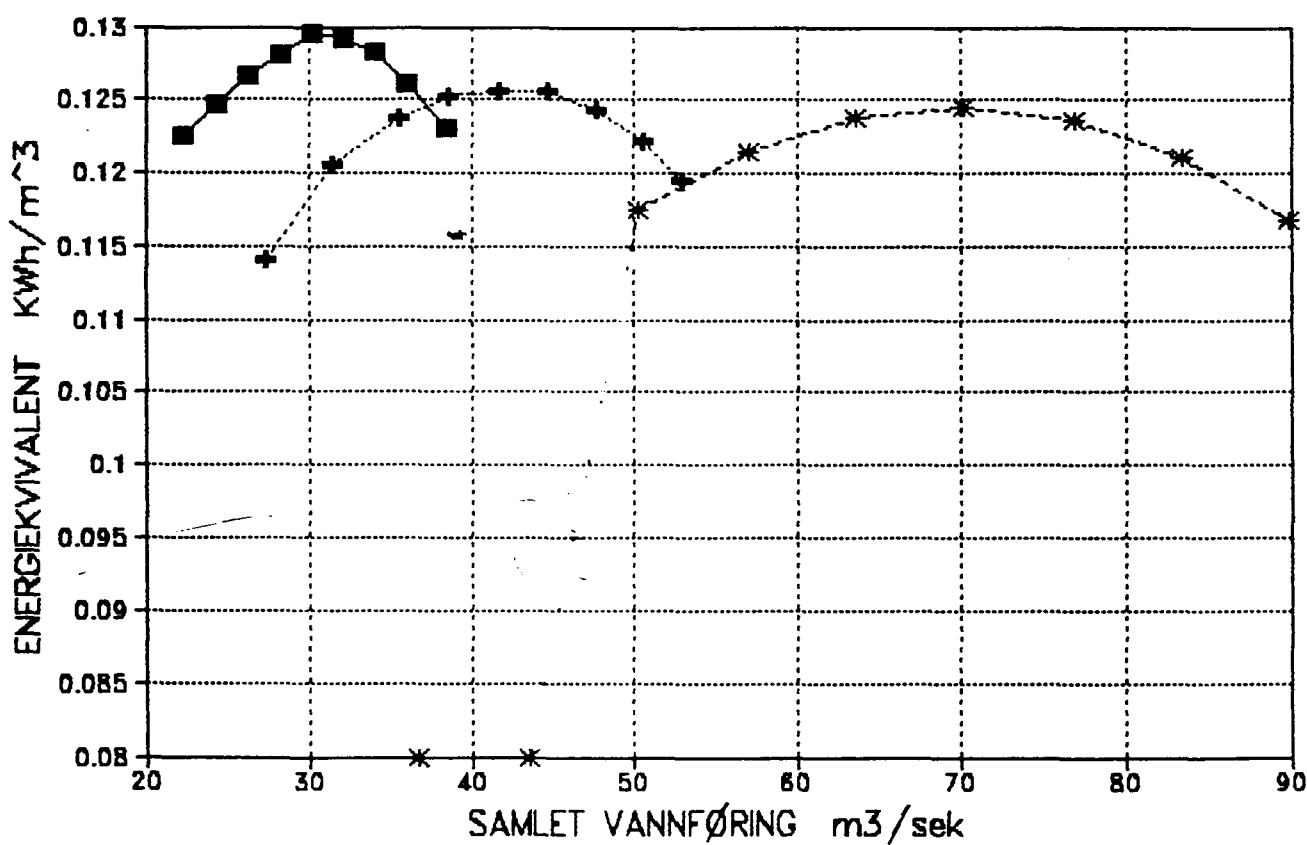
BARDUFOSSE KRAFTANLEGG, NYTT AGGREGAT
 OPTIMAL DRIFT AV TO AGGREGATER, OV=HRV



■ AGGREGAT 1 + AGGREGAT 2 * AGGREGAT 1 + 2

Oppdragsgeber: <i>Troms kraftforsyning</i>	O.Nr.:	Arkiv nr.:	Side:
Oppdrag: <i>Bardufoss kraftverk</i>	Dato: <i>5/6-91</i>	Sign.: <i>E.</i>	<i>8/8</i>
Sak: <i>Energiekvivalent</i>			
<i>Ny turbin og generator, strossing OV og UV tunnel.</i>			

BARDUFOSSE KRAFTANLEGG, NYTT AGG.+STROSS
OPTIMAL DRIFT AV TO AGGREGATER, OV=HRV



■ AGGREGAT 1 + AGGREGAT 2 * AGGREGAT 1 + 2

ALTERNATIV E

REABILITERING AV DET ELEKTRISKE ANLEGG:

Det er besluttet å gå til følgende rehabilitering av elektriske anlegg:

1. Generator 1 skiftes ut med ny 20 MVA, $\cos \phi = 0,85$.
Nåværende statiske magnetisering beholdes.
2. Nåværende treviklingstransformatorer 10,5/22/66 kV erstattes av transformering 10,5/132 kV. Derved kan 66 kV anlegg i stasjonen fjernes.
3. Det installeres nytt 132 kV SF₆-anlegg i nåværende 66 kV dagbygg.

Vurdering av alternativer

Ut fra nåværende anlegg og bygningsmessige hensyn synes to hovedalternativer å være aktuelle:

Alt. 1:

Nåværende 2 stk. 10,5/22/66 kV generatortransformatorer skiftes ut med nye med omsetning 10,5/132 kV. 66 og 22 kV kabler til dagbygg skiftes ut med 132 kV-kabler fram til SF₆-anlegg. Løsningen krever små endringer i 11 kV anlegg. (Fig. 2).

Alt. 2:

Det monteres 1 stk. treviklingstransformator 10,5/10,5/132 kV, 25/30/45 MVA for transformering fra generatorspenning til 132 kV. (Samme prinsipp som Guolasjåkka og Kvænangsbotn kraftstasjoner). Transformatoren plasseres utendørs i ledig selle etter T3.

T2 beholdes for alternativ mating fra G2 inn på 22 kV. s.s.

Løsningen krever effektbrytere 12 kV for begge generatorer. (Fig. 3).

Alternativ 1

med aggregater i blokkkobling gir det mest oversiktlige anlegg med driftsmessige fordeler. Beredskapsmessig er det fordel med transformator plassert i fjell, men fare for oljebrann ved alvorlig transformatorfeil.

Løsningen gir imidlertid plassmessige problemer. Bestående transformatorseller med takhøyde 5,9 m gir ikke plass for transformatorer med vanlige 132 kV gjennomføringer med blank overgang til endemuffer. Transformatorene kan påbygges boks for lukket avslutning av 132 kV kabler, men dette hindrer tilkobling av overspenningsavledere. Om overspenningsavledere er nødvendig på transformatorsiden av 132 kV kabler må eventuelt utredes av spesialister.

En utvidelse av transformatorcellene i bredde og høyde vil medføre omfattende bygningsmessige inngrep og kostnader.

Transportvekt for transformator er av EB-Transformer oppgitt til ca. 35 tonn, mens løfteevne kran er 30 tonn.

Alternativ 1 vil medføre at vi mister dagens reserve for T4 gjennom mating av 22 kV anlegg over T1 og T2. Selv etter at Øverbygd transformatorstasjon er kommet i drift 1992, vil maksimalbelastningen 22 kV i Bardufoss ligge på ca. 16 MW. Med dagens 22 kV nett i området kan denne belastningen ikke overføres fra Bardu, Olsborg og Øverbygd transformatorstasjoner i tilfelle feil på T4, dvs. strømstans for abonnenter i Andselvområdet i noen døgn ved alvorlig feil på T4.

Alternativ 2

med treviklingstransformator T2 i behold gir et noe mer komplisert og "uvanlig" koblingsbilde enn alt. 1. Løsningen har imidlertid den fordel at vi ved dagens lastforhold 22 kV har full reserve for T4, samtidig som produksjonskapasiteten ved feil på T1 er 20 MW, altså like stor som ved feil på T1 eller T2 i alternativ 1.

Løsningen gir ingen plassproblemer, idet det er rikelig plass for nytt 11 kV anlegg med effektbrytere ved TA-hallen, og utendørs transformatorcelle har tidligere gitt plass for Statkraft's 50 MVA, 132/66 kV transformator. Det ser ut til at kortslutningseffekten på 11 kV siden kan begrenses slik at SF₆ eller vakuum effektbrytere kan benyttes.

Det vil kreves to sett 3 x 1 x 630 m² Al kabler pr. generator fra TA-hall til transformator. Med trekantforlegning vil det bli plass i nåværende kabelsjakt, men det bør overveies å benytte heisesjakten, da denne gir ca. 40 m kortere trasé.

Bilag 3.3.1.E
Side 3

Vedlagt kostnadsoverslag er noe usikkert, da vi ikke har innhentet tilbud på noen av anleggsdelene. Særlig pris på 132 kV SF₆-anlegg vet vi kan variere mye etter markedsforholdene og interessen for å få innpass hos nye kunder.

Prisforskjellen mellom de to alternativene er ca. 7 mill. kr med alternativ 1 som det dyreste. Forskjellen ligger stort sett i kostnader på transformatorer og kabelanlegg. Disse kostnader er noenlunde stabile, slik at antydte prisforskjell på ca. 7 mill kr mellom de to alternativene er reell.

Skal (n-1)-kriteriet for T4 i alternativ 1 oppfylles, må det installeres nok en transformator 132/22 kV med tilhørende apparat-anlegg. Kostnad for en slik utvidelse er ca. 10 mill. kr.

Ut fra ovenstående vil jeg anbefale at alternativ 2 velges. Løsningen har mindre usikkerhetsmomenter med hensyn til den tekniske/praktiske gjennomføringen enn alt. 1, og er klart pris-gunstigst.

Plassering av treviklingstransformatoren utendørs må godkjennes av NVE's Beredskapsavdeling.

Tromsø, 26. februar 1991

Per Nordeidet
sjefingeniør

KOSTNADSOVERSLAG

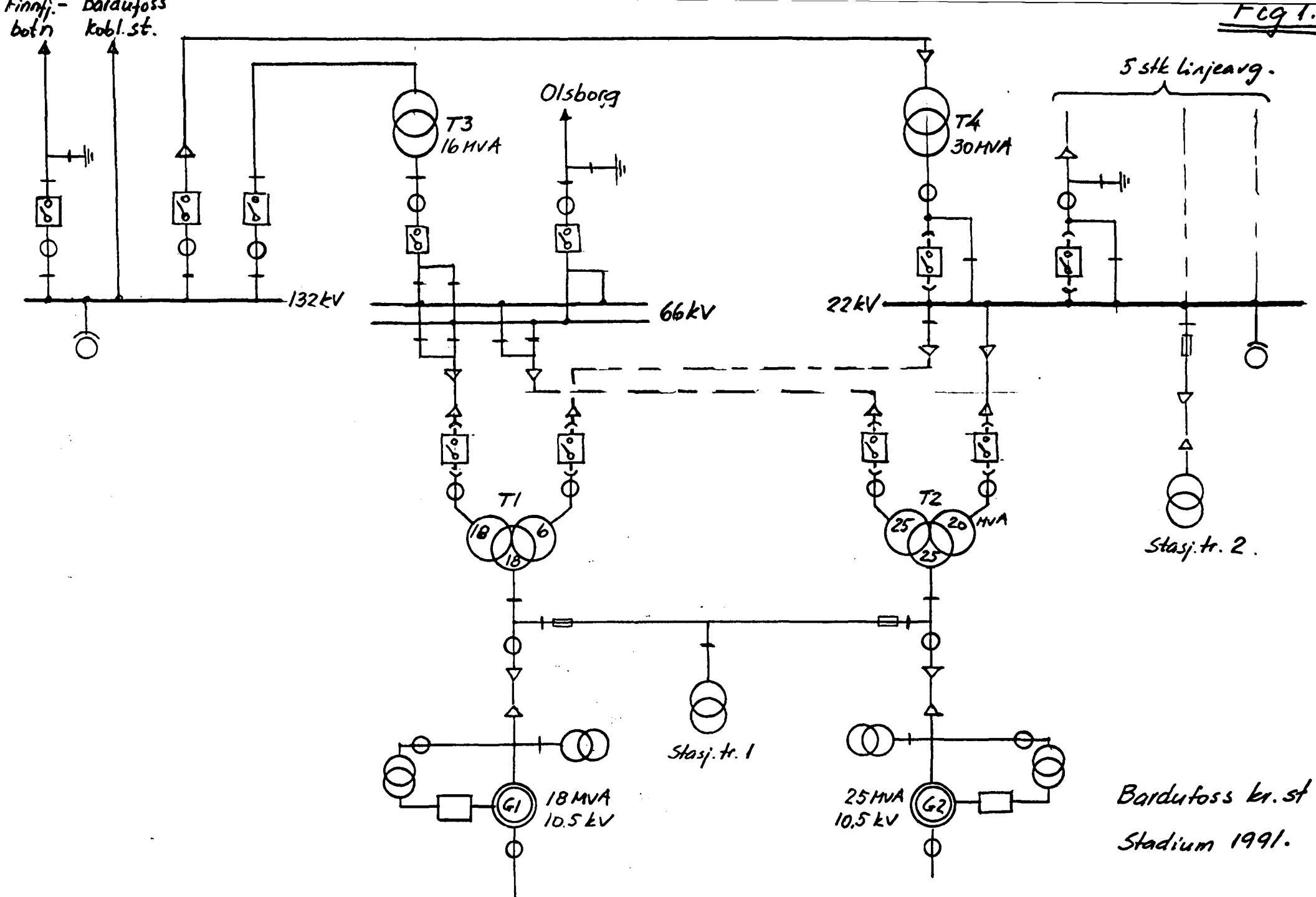
Priser er inklusive merverdiavgift, frakt etc.

Alternativ 1

Ombygging/modernisering 11 kV anlegg	kr 1.200.000,-
132 kV kabelanlegg	" 1.800.000,-
2 stk transf. 25 MVA, 10,5/138 kV	" 7.000.000,-
132 kV koblingsanlegg SF ₆ 5 felter	" 22.000.000,-
1 stk. generator	" 20.000.000,-
Teknisk bearb., montasje, idriftsettelse (ekskl. generator og SF ₆ -anlegg)	" 1.000.000,-
Diverse mat. som komplett vern etc.	" 500.000,-
Bygningsmessige arbeider i forbindelse med elektroanlegg	" 800.000,-
Uforutsett	<u>1.000.000,-</u>
Σ	<u>kr 55.300.000,-</u>

Alternativ 2:

Ombygging/modernisering 11 kV m/effbr.	kr 1.600.000,-
11 kV kabelanlegg	" 400.000,-
1 stk transformator 20/25/45 MVA 10,5/10,5/138 kV	" 5.300.000,-
132 kV koblingsanlegg SF ₆ 4 felter	" 17.500.000,-
Generator	" 20.000.000,-
Tekn. bearb., mont., idriftsettelse	" 1.200.000,-
Diverse materiell	" 500.000,-
Bygningsmessig	" 800.000,-
Uforutsett	<u>1.000.000,-</u>
Σ	<u>kr 48.300.000,-</u>



Bardufoss
kobl.-stasjon
(Statkraft)

linnetransformator

Fig 2

Bardufoss k.st.

Rehabilitering el.
anlegg.

Alt. 1.

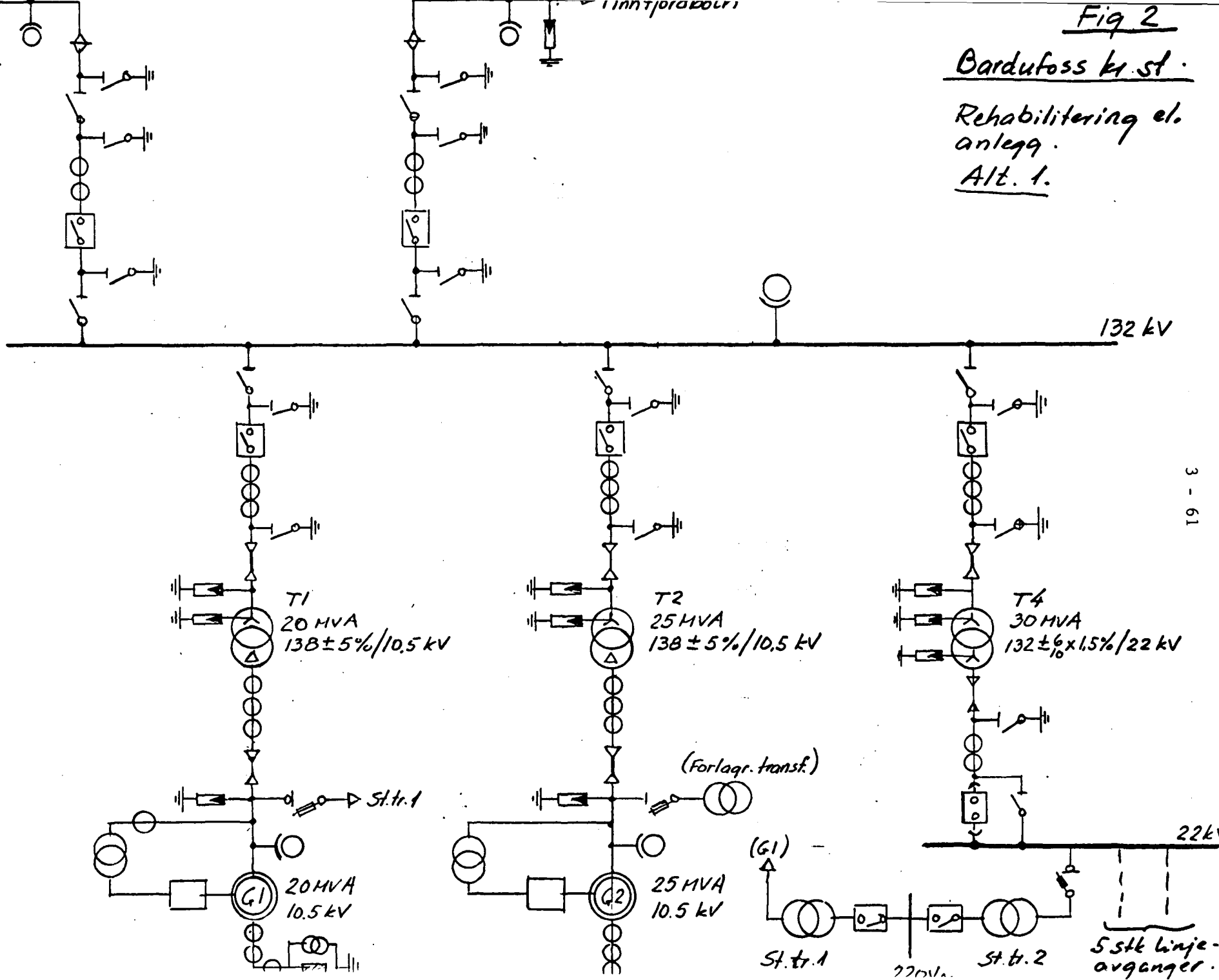
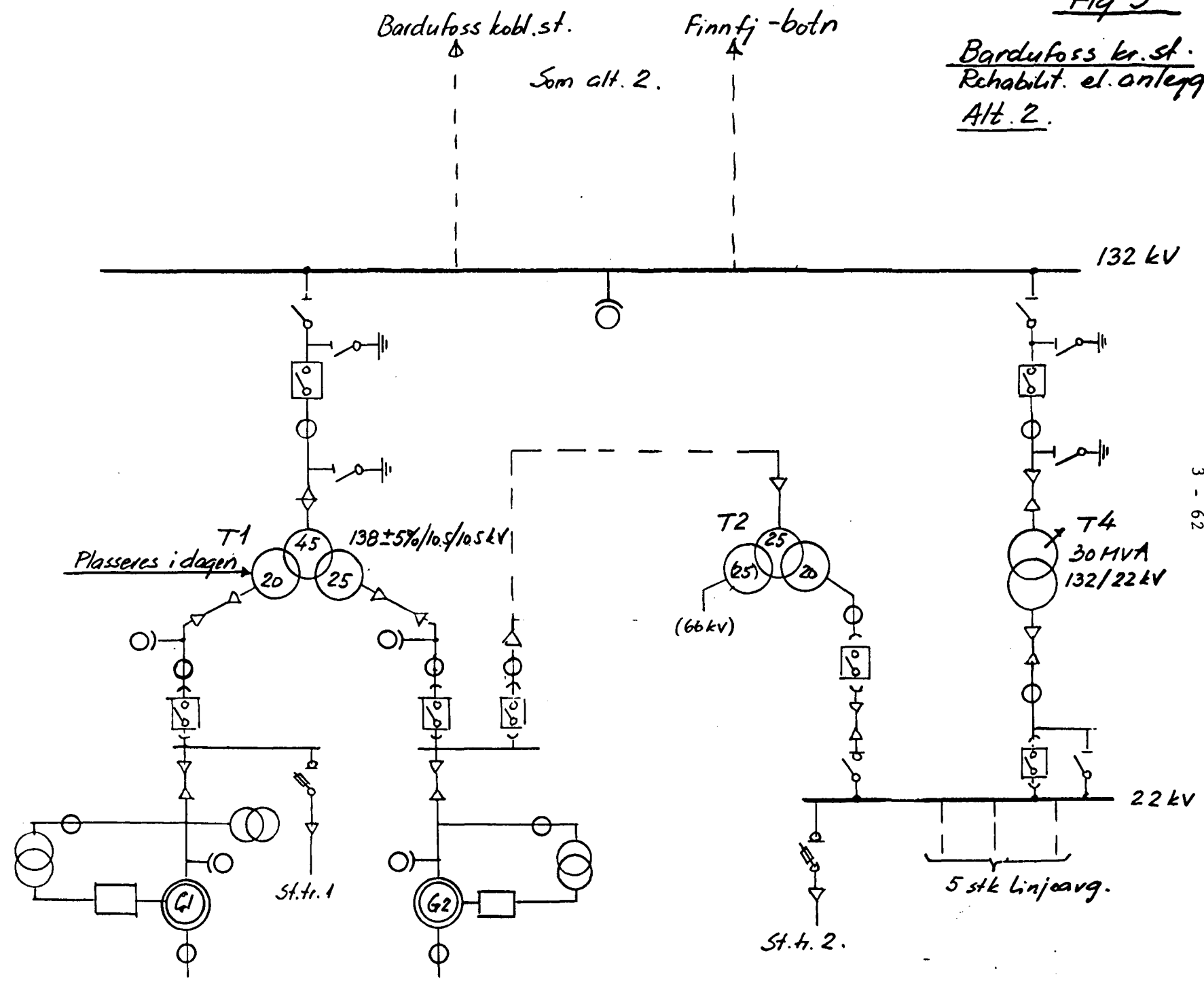


Fig 3

Bardufoss kr. st.
Rehabilit. el. anlegg.
Alt. 2.



TERMINPLAN REHABILITERING VANNVEIER BARDUFOSS

DATO

14.03.91
A.L.

SAK NR.

22064

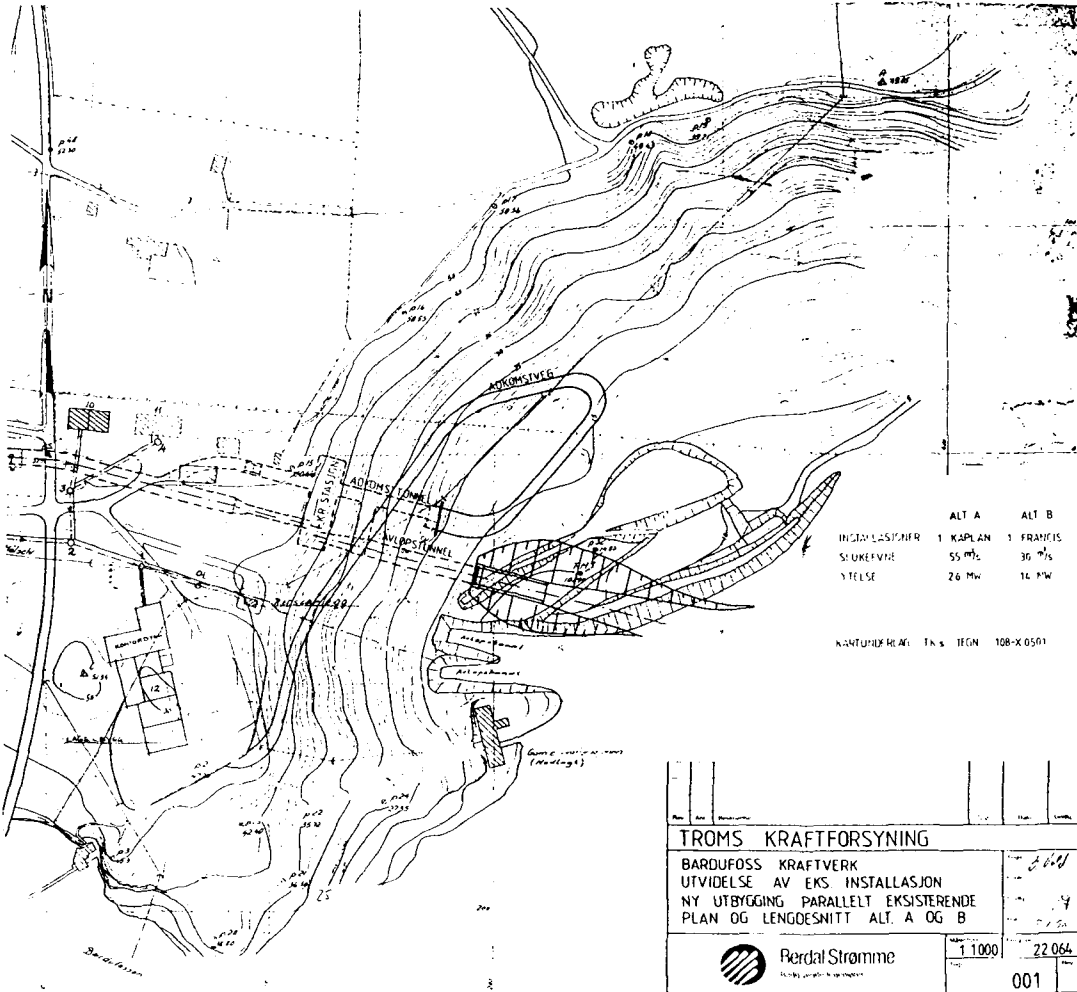
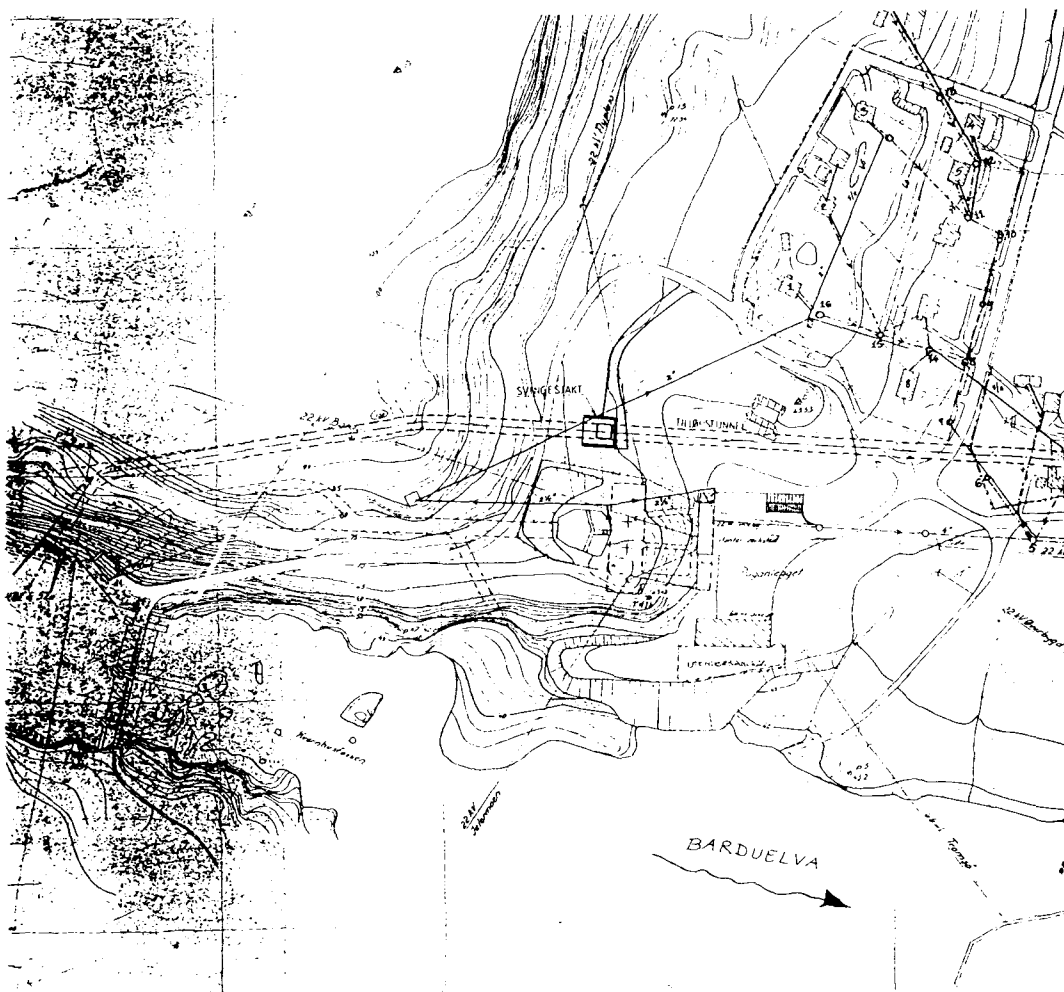
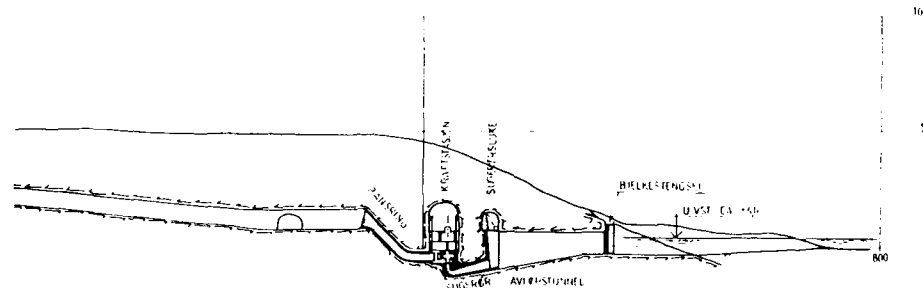
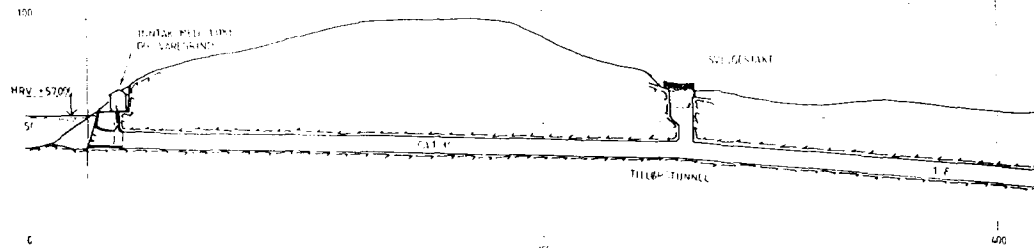
TEGN. NR.

005



Berdal Strømme
Rådgivende Ingeniører

ARBEIDE	JUNI	JULI	AUGUST	SEPTEMBER	OKTOBER
TILRIGGING	_____	_____			
TILLØP					
Stross tverrslag		_____			
Sprengning propp		_____			
Stross 40 → 60m ²		_____			
Stross 10 → 40m ²		_____			
Sikringsarb.		_____			
Mont. port			_____		
Betongpropp			_____		
Injeksjon				_____	
Kjøreport				_____	
AVLØP					
Setting bjelkestengsel		_____			
Lensing tunneler		_____			
Bygging fangdam		_____			
Stross venstre → 50m ²		_____			
Stross indre h → 35m ²		_____			
Stross indre v → 45m ²			_____		
Sikringsarb.			_____		
Bjelkestengsel				_____	
Fjerning fangdam				_____	
DAM					
Tilrigging				_____	
Forankring pilarer				_____	
Drenasje, injisering				_____	



	ALT A	ALT B
INSTALLASJONER	1 KAPLAN	1 FRANÇOIS
STØRREKRAFT	55 MW	30 MW
UTVEKSLER	26 MW	14 MW

KARTUTVALG: 1:5000 100-X 0501

TROMS KRAFTFORSYNING

BARDUFØSS KRAFTVERK
UTVIDELSE AV EKS. INSTALLASJON
NY UTBYGGING PARALLELT EKSISTERENDE
PLAN OG LENGDESNIITT ALT. A OG B



1:1000
22.06.64

001

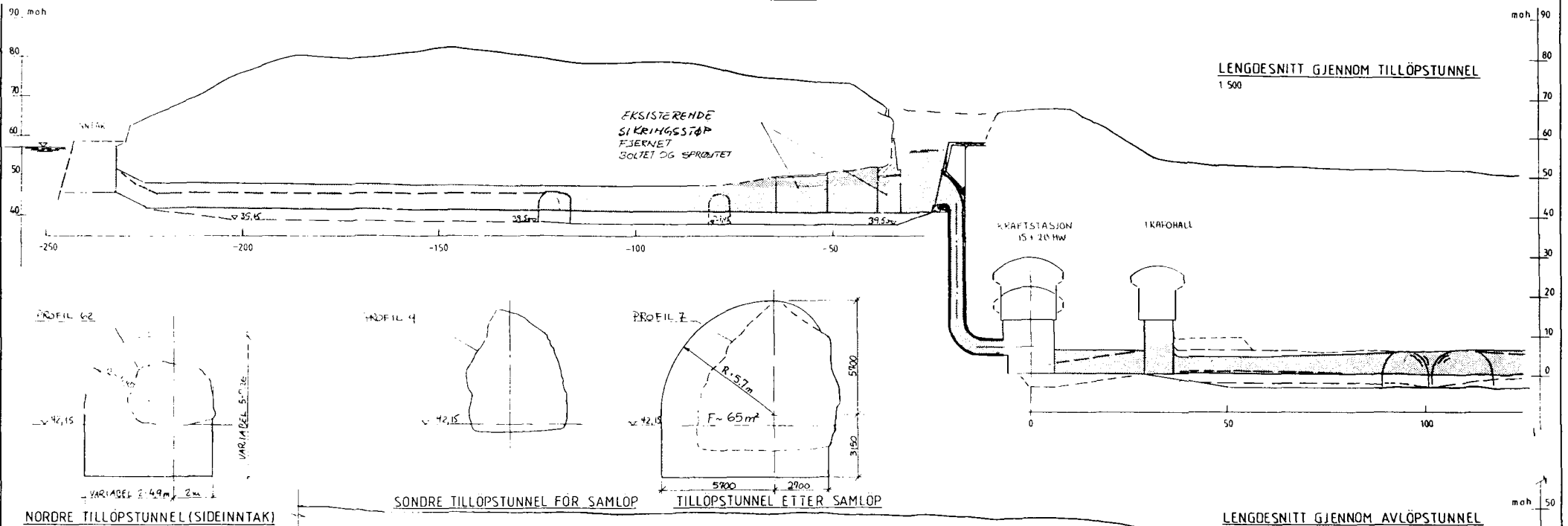


B	ENDRET TVERRSNITT I TILLØP	AL	3105.91
A	ENDRET TVERRSNITT I TILLØP	7.5	153.91
Plan	Ans.	Skrevet	

TROMS KRAFT FORSYNING
BARDUFØSS KRAFTVERK
 FORSLAG TIL TUNNELUTVIDELSE
 OVERSIKT

Tegn	T.B.
Kopier	A.L.
Dato	04.12.90
Prosjekt	22064

Skala: 1:1000
 Tegnet av: 003 B



TROMS KRAFTFORSYNING

BARDUFOSS KRAFTVERK

FORSKNING FØR REHABILITERING ?

INNHold

	Side
Sammendrag	1
Innledning	1
BYGGETEKNISK FORSKNING	1
1. Nedbørfelt. Årsavløp	1
2. Bruk av magasiner. Drift. Hydrologi	1
3. Dam	2
4. Inntak	2
5. Vannveiene	2
MASKINTEKNISK FORSKNING	3
ELEKTROTEKNISK FORSKNING	3

BARDUFOSS KRAFTVERK

ER DET BEHOV FOR MER FORSKNING FØR REHABILITERING AV KRAFTVERKET ?

Sammendrag

BETYDELIGE GEVINSTER VED REHABILITERING KAN OPPNÅS VED Å UTNYTTE EKSISTERENDE TEKNOLOGI. DET VIL IKKE VÆRE RIKTIG Å AVVENTE RESULTATENE FRA OFFENTLIG FORSKNING. Å IGANGSETTE FORSKNING VED EGNE MIDLER ER IKKE REALISTISK FOR ET RELATIVT LITE ALEGG SOM BARDUFOSS.

Innledning

På prosjektmøtet i Tromsø den 06.12.1990 ble det reist spørsmål om det burde ha vært forsket mere før man gikk til en rehabilitering av kraftverket. Dette sett på bakgrunn av "5% programmet" som forutsetter et stort forskningsopplegg for å dokumentere og styrke rehabiliteringen.

N.V.E v/Torodd Jensen ønsket at dette ble nærmere belyst og ba om at denne sak ble gjennomdrøftet for Bardufoss slik at et notat om forholdene kunne settes opp.

Nedenfor følger en betenkning over dette. Den er inndelt fysisk/geografisk for anlegget slik at man begynner med nedbørfeltet og magasinet. Videre følger dam og inntak, vannveier, turbin og generator.

BYGGETEKNISK FORSKNING

1. NEDBØRFELT. ÅRSAVLØP

Det kan ikke tenkes noen direkte forskning på nedbørfeltet eller årsavløpet. Indirekte kan tenkes forskning for å finne frem til måleinstrumenter o.l. som gir sikrere måling av vannføringer og dermed årsavløp og bedre snemålinger.

Etter de undersøkelser som hittil er gjort med forskjellige årsavløp til Bardufoss, regner vi ikke med at sikrere målinger av disse vil endre hovedkonklusjonene fra vår foreløpige rapport av 05.12.90. Når det gjelder dimensjoneringen av tunneler ved det foreslåtte rehabiliteringsalternativ, så er det flere andre variable faktorer (realrente, kraftpris, strossepris) som vil ha vel så stor innflytelse som en endring i årsavløpet.

2. BRUK AV MAGASINER. DRIFT. HYDROLOGI

Det bestemmende magasin i Barduvassdraget er Altevatn. Dette har et magasinivolum tilsvarende årsavløpet. Selv i et tørrår er det således mulig å ta ut bortimot en midlere årsproduksjon fra Inset og Straumsmo.

Da det uregulerte årsavløpet til Bardufoss er ca. 40% av totalavløpet, kan det tenkes en større totalproduksjon hvis magasinet i Altevatn også ble tappet noe med henblikk på Bardufoss ikke bare på Inset og Straumsmo som jo har den dominerende del av fallhøyden. Å finne frem til en optimalt kjørestrategi for hele vassdraget, ville være en form for forskning, men med kjent metodikk.

En endring av kjørestrategi vil ikke kunne bli så stor at den kan føre til et annet valg av hovedalternativ. Vedrørende dimensjoneringen av tunnel-systemet vises til punkt 5.

3. DAM

Dampilarene skal forsterkes ved oppspenning med stagankere. Denne metode er kjent så nærmere undersøkelser skulle ikke være nødvendig.

4. INNTAK

Det er ikke planlagt noen endringer/forandringer av inntaket.

Hvis inntaket skal forbedres, vil dette kreve store investeringer i form av fangdam/buestengsel el.l. i tillegg til de konkrete arbeider. Eventuelle forbedringer måtte underbygges med modellforsøk etter kjent metodikk.

5. VANNVEIENE

Tilløpstunnelen er delt i to deler. En øvre del hvor det er to tunneler med 30 m² og 10 m² midlere tverrsnitt og en nedre tunnel med 40 m² midlere tverrsnitt.

Avløpstunnelen er også delt i to deler. En øvre del hvor det er to tunneler med 17-18 m² midlere tverrsnitt og en nedre del hvor det er to tunneler med 20 m²/resp. 30 m² midlere tverrsnitt.

Etter dagens forhold, kraftpris, strossepris etc. er disse tunneler for trange. Det vil lønne seg å strosse disse for å få større produksjon fra kraftverket.

Ved strossing får man større tunneltverrsnitt, og noe forbedret ruhet. Dette fordi dagens borenøyaktighet er langt bedre enn tidligere, samtidig som bruk av redusert hullavstand og reduserte ladninger i konturen er nærmest standard utførelse. Under dimensjoneringen av de aktuelle strossetverrsnitt har vi antatt at tunnelruheten vil bli redusert i forhold til størrelsen på de strossede/ustrossede flater. Det er mulig at man ved forskning kan finne frem til en mer riktig beregning av ruheten. Totalt sett vil den forbedring som her kan oppnås neppe være så stor som den usikkerhet som ligger på de øvrige faktorer som inngår i beregningene.

Det har også vært drøftet å redusere tunnelruheten ved hjelp av glatting med såkalt "vannjet". Dette består av at man fjerner fremstikkende fjell med en vannstråle med meget høyt trykk.

Det er, så vidt vi vet, enda ikke utført noe prosjekt med vannjet slik at man har erfaringer fra dette.

Undersøkelse av glatting av tunneler med vannjet er et aktuelt forskningsområde. Ved Bardufoss, hvor det vil lønne seg å utvide tverrsnittene så vidt meget (40-150%), er "vannjet" neppe tilstrekkelig. Det vil således ikke lønne seg å vente til man eventuelt skulle finne en lønnsom metode til glatting med vannjet.

For å beregne falltapet og strømmingen i tunneler, har man i det senere anvendt såkalt "nummerisk modellering".

Dette er en meget komplisert metode, men med dagens store regnekapasitet ved de større regnemaskiner, er den anvendt ved større prosjekter.

Vi har liten tro på at en videre forskning på dette felt ville føre til en mer riktig dimensjonering av de foreliggende utbyggingsalternativer.

Som det fremgår av det foranstående, er usikkerheten ved de ulike faktorer som inngår i dimensjoneringen så store at et mer forfinet beregningsverktøy ikke vil gi et bedre resultat.

TURBINTEKNISK FORSKNING

Se Nybro-Bjercks utredning av 28.02.91.

ELEKTROTEKNISK FORSKNING

Behov for forskning i forbindelse med installering av ny generator

Spørsmålet er reist om det er aktuelt å initiere spesiell forskningsinnsats som kunne bidra til å øke virkningsgraden på synkrongeneratorer. Vi har tatt dette opp bl.a. med generatorprodusenter, men har ikke kunnet avdekke noe konkret forskningsområde som vil kunne gi tallfestet gevinst. Det er heller ikke noe i litteraturen som tilsier at man står foran noe gjennombrudd f.eks. innen isolasjonsteknikk, magnetiske materialer el. ledere eller andre områder som vil kunne medføre vesentlig økning av virkningsgraden for generatorer. Dette kunne man heller ikke vente utfra den høye virkningsgrad moderne synkrongeneratorer allerede har. Den gevinsten som denne høye virkningsgraden gir, vil man i dag kunne ta ut ved at eldre generatorer erstattes med nye.

Vi ser derfor heller ingen grunn til å avvente en ytterligere forbedring i virkningsgrad for generatorer ved å ha den gamle generatoren i drift noen år til.

Forskning- og utviklingsinnsatsen på generatorer konsentreres i dag om å finne kriterier for et tilstandsbasert vedlikehold slik at vedlikeholdsinn-satsen skal kunne settes inn til rett tid og til riktig kostnad. Dette krever blant annet at generatoren har installert måleutstyr som gir relevant informasjon om generatorens tekniske tilstand gjennom driftstiden. Hittil har dette resultert i at man nå installerer:

1. Vibrasjonsvern som måler bevegelse i x- og y- retning. Dermed får man ut verdier som kan benyttes til senere vibrasjonsanalyser. Disse analysene vil igjen bl.a. kunne avsløre begynnende rotor- og lagerfeil.
2. Det anbefales også å installere utstyr for måling av utladninger i isolasjonen (PDA). Utstyret er rimelig og gir mulighet for måling av tgδ på ønskede tidspunkter. En dårligere tgδ tyder på at man har utladninger i isolasjonshulrom, som dermed fylles med kullpartikler, noe som igjen medfører at isolasjonen vil brytes ned.

Det er i denne sammenheng interessant at statorfeilene i dag utgjør 45% av reparasjonsoppdragene på generatorer, og at halvparten av disse feilene igjen er isolasjonsfeil.

Dette at så stor del av feilene kan relateres til isolasjonen, har også ført til at man nå ofte ønsker å gjennomføre en såkalt "Voltage Endurance Test". Dette er akselererte spenningsprøver av isolasjonen som tas for å kontrollere stator-isolasjonens godhet. Prøvene består i at en spenning f.eks. tilsvarende 2 x Un påtrykkes en stav som også samtidig varmes opp. Prøven varer i f. eks. 400 timer. Ideen til prøven stammer fra Canada etter at det der ble levert isolasjon med svært varierende kvalitet. Såvidt vites foreligger ingen IEC forskrift for denne prøven, derimot finnes amerikanske forskrifter.

Man antar altså i dagens situasjon at det er mer å vinne på kvalitetskontroll og tilstandskontroll enn på å prøve å finne fram til nye materialer eller konstruksjoner.

Dette forhindrer ikke at man skal bestrebe seg på å få virkningsgraden så høy som mulig. Et av insitamentene her vil være at man overfor produsentene oppgir en korrekt pris for de kapitaliserte tapene når generatoren skal innkjøpes.

Sandvika, 3. april 1991



Andreas Lomsdal

BARDUFOSS KRAFTVERK
BEHOV FOR
MASKINTEKNISK FORSKNING

Asker 28.02.91

Ivar K. Elstad

1	Innledning og konklusjon	1
2	Forundersøkelser	2
2.1	<u>Falltapsmålinger.</u>	2
2.2	<u>Virkningsgradsmålinger.</u>	3
2.3	<u>Tilstandsvurderinger.</u>	6
2.4	<u>Produksjonsvurderinger.</u>	8
3.	Foreslåtte tiltak	8
3.1	<u>Optimal samkjøring av de to ulike aggregatene.</u>	8
3.2	<u>Fjerning av finvaregrind.</u>	8
3.3	<u>Endring av tappestrategi vinterstid</u>	9
3.4	<u>Nytt turbinhjul mm.</u>	9

Vedlegg: Diagram over virkningsgrader.

1 Innledning og konklusjon

Bardufoss kraftverk har en nominell fallhøyde på 47.5 m. Turbin 1 ble levert fra Voith i 1954 med nominell ytelse 14.7 MW og omløpstall 250 o/min. Turbin 2 ble levert fra Kværner i 1959 med nominell ytelse 19.1 MW, omløpstall 214 o/min. Samlet produksjon i anlegget er ca. 200 GWh, hvorav ca. 80 GWh i turbin 1.

I forbindelse med de ulike planene som er utarbeidet for rehabiliteringen av Bardufoss kraftverk, turbin 1, er vi også bedt om å se på hvorvidt dette arbeidet har avdekket behov for ytterligere forskningsinnsats.

En gjennomgående konklusjon er følgende:

- Betydelige gevinster ved rehabilitering kan oppnås ved å utnytte eksisterende teknologi.
- Det er ikke for Bardufoss 1 avdekket et behov for ytterligere forskning hvor en kan tallfeste en positiv gevinst i forhold til forskningsinnsatsen. Det området hvor en kunne forvente at forskningsinnsatsen kunne gi gevinster, nemlig ved installering av et nytt turbin-hjul, er den virkningsgraden en oppnår med dagens teknologi allerede såvidt høy at det neppe er mere enn promiller å hente ved en vesentlig innsats over år. Dette lar seg neppe forsvare økonomisk for et enkeltstående anlegg som Bardufoss 1.

For andre anlegg, hvor en har benyttet Kværner's tidligere seriehjul kan imidlertid konklusjonen være en annen, da slike hjul er montert en lang rekke steder.

Det foreliggende notatet er delt opp i forundersøkelser og foreslåtte tiltak, og vurderer behovet for forskningsinnsats i disse to fasene.

2 Forundersøkelser

En vesentlig faktor ved ethvert rehabiliteringsprosjekt er en riktig estimering av anleggets tilstand før de ulike tiltakene planlegges. Dette er en oppgave som krever teoretisk innsikt og betydelig praktisk erfaring.

For Bardufoss kraftverk har dette arbeidet i det vesentlige gått ut på å måle falltapene i systemet, måle turbinenes relative virkningsgrad og ved inspeksjoner få et bilde av generell tilstand, forventet gjenværende levetid mm. I tillegg er teoretisk produksjon beregnet og sammenlignet med målt produksjon.

2.1 Falltapsmålinger.

Målingene av systemets falltap er gjort relativt enkelt og for eksempel for tunneltapene oppstrøms fordelingsbassenget med en nøyaktighet på ca. +/- 5 %. Denne usikkerheten er av liten betydning i de økonomiske analysene av nytt økonomisk tverrsnitt, da både kostnader og beregnede falltap etter tunnelutvidelsen har usikkerheter av samme størrelsesorden.

Med dagens teknologi er det ingen problemer med å måle falltap vesentlig mere nøyaktig, men målekostnadene blir litt høyere. Falltapsmålinger betrakter vi som en ren rutine, og det er vanskelig å tenke seg at en ved forskning kan finne nye målemetoder som kan gi øket nøyaktighet ved

reduuerte målekostnader. De største vanskelighetene ved nøyaktige målingene ligger i vannføringsvurderingen hvor en har samme problem som ved virkningsgradsmålinger.

Bardufoss-systemet er imidlertid relativt enkelt. Ved komplekse, forgrenete tunnelsystemer kan målingene bli vanskeligere hvis en ikke kan isolere enkeltgrenene, men må måle både trykk og delvannmengder samtidig. Etter vår oppfatning er det imidlertid heller ikke her behov for nye målemetoder. En kommer tilstrekkelig langt ved gjennomtenkte måleopplegg med utnyttelse av eksisterende teknologi.

2.2 Virkningsgradsmålinger.

Turbinenes relative virkningsgrad er målt ved indexmålinger (Winter-Kennedy-målinger) hvor differansen i trykk mellom spiraltrommens inner- og yttersving er et mål for vannføringen. Siden målingene er relative, er metoden best egnet hvor en er interessert i hvordan en bør kjøre optimalt på en turbin. Relativmålinger er i tillegg mye brukt ved tilstandsvurderinger hvor en sammenligner med tidligere målinger. Metoden kan i tillegg, hvis forholdene ligger til rette, brukes til å sammenligne flere turbiner innen samme kraftstasjon. Målemetoden er internasjonalt anerkjent, men har en ulempe:

Skal virkningsgradskurven få en korrekt form, forutsetter metoden at strømmingen i tromma er likedannet ved alle vannføringer. Dette er undersøkt i ulike sammenhenger hvor en har muligheter for parallellmålinger med andre metoder, og en vet at avvikene normalt er små. En kan imidlertid i liten grad prognosere på forhånd hvilken vei avvikene vil være.

Etter vår oppfatning bør dette kunne lede til følgende oppgave:

Alle steder hvor det utføres absoluttmålinger med andre metoder, bør en også utføre relativmålinger. Forskjellene innsamles og systematiseres, sammenlignes med hva som er gjort internasjonalt for å se om en sikrere kan prognosere hvilke avvik en kan forvente.

Det vesentlige av målingene i Norge idag utføres av Nybro-Bjerck og Kvarner, i tillegg finnes det noe kompetanse i SINTEF/NTH/Statkraft-miljøet, og et slikt prosjekt må være et samarbeide mellom alle måle-miljøene.

Ved rehabiliteringsarbeider er en i tillegg ofte svært avhengig av å fastslå absolutt virkningsgrad, da det er grunnlaget for å prognosere forbedringspotensialet. For anlegg med fallhøyde over ca. 80 m, er dette ikke noe stort problem da en da i stedet for relativmålinger ville foreta termodynamiske absoluttmålinger. Slike målinger koster riktignok noe mere enn relativmålinger pga. en omfattende tilrigging, avskrivning av dyrere utstyr etc., men målekostnadene er likevel små sammenlignet med de øvrige kostnadene ved rehabilitering.

For større anlegg med fallhøyde under ca. 80 m er en i det vesentlige henvist til vannføringsmålinger med flygler skal en foreta absoluttmålinger iht. internasjonale normer. Slike målinger er mulige på Bardufoss, hvor fallhøyden er ca. 50 m, men kostnadene ved tilriggingen vil være betydelige da forholdene ikke er lagt til rette. I de senere år har denne målemetoden i det vesentlige bare vært benyttet av Nybro-Bjerck, og det finnes ett sett moderniserte flygler i Norge som er vekselvis kalibrert av SINTEF og av SMHI i Sverige.

Tilriggingskostnadene vil være minst like store hvis en skulle benytte andre internasjonalt anerkjente absolutte målemetoder for vannføring, så som Gibson, Sporstoff/Salt-oppløsningsmetoden m. fl. Disse målemetodene er imidlertid ikke i praktisk bruk idag i Norge.

Ultralydmålinger er i dag under utvikling, men det er for tidlig å si om de vil bli anerkjent som absoluttmålinger. Det er i alle fall en meget god relativ målemetode, men tilriggingskostnadene vil også her være betydelige for Bardufoss, samtidig som det er større investeringer på utstyrssiden.

Det er viktig at en stadig evaluerer de ulike målemetodene for måling av turbiner med lave fall, og en bør vedlikeholde en norsk kompetanse for slike målinger. For flygel-målinger finnes det idag kompetanse både hos Nybro-Bjerck og på Kværner, SINTEF/NTH, men mest praktisk erfaring hos førstnevnte, og på dette feltet er det ikke noe stort forskningsbehov.

Skal en annen målemetode, eksempelvis Sporstoff-, Gibson- eller Ultralydmålemetoden få noe utbredelse i Norge, må den ha en bakgrunn i forskningsmiljøet og også benyttes aktivt av i det minste enten Nybro-Bjerck eller Kværner.

På dette feltet kan det være et behov for videre grunnlagsforskning, men det bør være en mulighet for utstyrsstøtte eller delfinansiering for å "aktivisere" de nye målemetodikkene. Måleoppgavene er såvidt få at initialkostnadene ofte blir for store ved ett enkelt måleoppdrag.

På Bardufoss ble absoluttvirkningsgraden anslått ved at en beregnet virkningsgraden for ett punkt på relativmålingene, og så skalerte de øvrige målepunktene ut fra dette. De kritiske delene på turbin 1, som skal rehabili-

teres, var ved målingene i vedlikeholdsmessig så god stand at virkningsgraden må ha vært som da turbinen var ny. Det ble følgelig ved beregningene benyttet turbinens opprinnelige virkningsgradsgaranti ved beste driftspunkt, 90.5 %.

Denne garantien var gitt under forutsetning av at virkningsgraden kunne måles med flygler, og det var kontraktsfestet en måletoleranse på ± 2 %. Målingene ble imidlertid aldri utført.

Turbin 1 på Bardufoss hadde Voith's standardiserte design fra midten av 1930-årene og grunnlaget for å gi virkningsgradsgarantiene i 1949 var modellmålinger utført på like-dannede turbiner, samt sannsynligvis flere utførte prototypmålinger på slike turbiner.

Videre bakgrunnsmateriale for å bedømme godheten av garantiene er ikke lenger tilgjengelig, men de utførte relativmålingene samt leverandørens renommé, og andre sammenlignbare målinger bestyrker troen på de opprinnelige garantiers riktighet.

Det kan forøvrig nevnes at leverandørene i henhold til anbudsinnbydelsen på det nye turbinhjulet kunne garantere **virkningsgradsforbedringen** i stedet for den absolutte virkningsgraden, og dette spørsmålet er ennå ikke avgjort. Garantier av denne type, som går rett på det økonomiske grunnlag for rehabiliteringen, kan lett kontrolleres ved relativmålinger.

2.3 Tilstandsvurderinger.

Tilstanden til turbin 1 var rimelig bra, og for Bardufoss var det ikke behov for avanserte betraktninger for å fastlegge restlevetid, optimalt tidspunkt for utskifting av turbinhjulet etc. økonomiberegninger ut fra virknings-

gradsforbedringen og økningen i ytelse med ett nytt turbinhjul tilsa at dette burde gjøres jo før jo heller.

For andre anlegg, eller på andre anleggskomponenter kan imidlertid følgende være vesentlig ved planlegging av en rehabilitering:

- Fastlegging av optimalt utskiftings-/ombyggings-/nybyggingstids-punkt ut fra sannsynlighet for feil/havari, kostnader ved foreslåtte tiltak, tapt produksjon etc.

På dette feltet synes det idag som det ikke er noe spesielt behov for grunnlagsforskning på turbinsiden, da en ved vurderingene er helt avhengig av leverandørers og rådgiveres praktiske erfaring. Problemer av denne type kan imidlertid medføre mere målrettet oppdragsforskning, som eksempelvis følgende gjennomførte prosjekter:

- Levetid av Peltonhjul, et prosjekt fra 1970-årene utført på NTH, og delvis finansiert av de større kraftselskaper, Kværner og Nybro-Bjerck foruten av offentlige midler.
- Videreutvikling av vibrasjonsmåleteknikker, et prosjekt fra 1980-årene delvis finansiert av NTNf, delvis av Nybro-Bjerck.

Selv om det i forbindelse med Bardufoss 1 ikke synes å være behov for forskningsoppgaver av denne type, vet vi at det kan komme flere oppgaver av en slik art som bør løses. Slike oppgaver vil naturlig initieres på eier/rådgiver- eller leverandørsiden og det synes vesentlig at det er en mulighet for offentlig hel- eller delfinansiering.

2.4 Produksjonsvurderinger.

For Bardufoss 1 ble det under prosjekteringen lagt et betydelig arbeide i vurderingen av årsaken til den store forskjellen mellom målt og beregnet produksjon, da denne kunne ha hatt innflytelse på det endelige valg av løsninger. Det er imidlertid klart at all nødvendig kunnskap for å gå dypere inn i dette forholdet allerede finnes, både på drifts-, anleggs-og hydrologisiden.

3. **Foreslåtte tiltak**

3.1 Optimal samkjøring av de to ulike aggregatene.

Her finnes eksempelvis nødvendig programvare, all nødvendig kunnskap blant annet hos Nybro-Bjerck og vi kan ikke se at det i den forstand er behov for ytterligere forskning. Det kan imidlertid være behov for noe videreutvikling for å få en samkjøring av enkeltprogrammer, mer avanserte turbinregulatorer og ulike apparat- eller driftssentralsystemer. For enkelte kraftverk er en "alt i ett" løsning av betydning.

3.2 Fjerning av finvaregrind.

Finvaregrida står slik til at den er vanskelig å renske, samtidig som den har en meget liten stavåpning i forhold til turbinenes størrelse. Denne grinden er på grunn av den foranliggende grovgrinden unødvendig og kan fjernes. Grindens støttebjelker er i tillegg ut fra hva en vet idag plassert i en ugunstig vinkel og lite heldig utformet.

Hvis grinda måtte beholdes, kunne en ha funnet optimal vinkel på bjelkene enten ved modellforsøk eller ved beregninger. En burde i modelleringen ha med hele sjaktrøret

inklusive ventilen, og dette er oppgaver som kan komme på andre anlegg.

Vi mener det er viktig at en opprettholder norsk kompetanse på den type modellmålinger, samtidig som en videreutvikler kompetanse på 3-dimensjonale strømningsberegninger. Det er viktig å vite når den ene framgangsmåten eller den andre gir tilstrekkelig gode resultater med lavest kostnader. Denne kompetansen finnes eksempelvis både hos SINTEF og hos Kværner, men med noe ulik vektlegging på de ulike feltene. I tillegg finnes det en betydelig praktisk erfaring hos Nybro-Bjerck.

3.3 Endring av tappestrategi vinterstid.

De nåværende flomlukene er vanskelige å operere vinterstid pga. isproblemer, selv om mange ulike tiltak som varme, bobleanlegg etc. er prøvet. Nybro-Bjerck foreslår at en i stedet benytter bunnluke vinterstid, den må imidlertid modifiseres noe.

Det finnes idag nødvendig kunnskap om utforming og bruk av rulleluker som tappeorgan. Dette er et eksempel på tidligere vellykkede forskningsoppgaver i SINTEF-miljøet, initiert og finansiert av kraftselskaper, rådgivende ingeniører og offentlige midler.

Det er viktig at en beholder mulighetene for å få slike forskningsprosjekter finansiert og utført, se forøvrig. pkt. 2.3 ovenfor. De fleste vellykkede forskningsprosjektene er initiert og fulgt opp av brukerne.

3.4 Nytt turbinhjul mm.

Dette tiltaket er det vesentligste av de maskintekniske tiltakene og består av ulike deler som har vært vurdert,

hvor det vesentlige har vært nytt turbinhjul, eventuelt kombinert med større eller mindre ombygginger av sugerøret.

Det opprinnelige turbinhjulet hadde en garantert toppvirkningsgrad på 90.5 %. Sannsynligvis er dette oppskalert fra modellmålingene etter Ackerets formel, en oppskalering etter samme grunnlag som benyttet nedenfor ville øke virkningsgraden til ca 90.8 %.

Vedlagte diagram viser sammenlignbare turbinvirkningsgrader oppskalert fra modellmålinger for en rekke lavtrykkshjul, og fra flere ulike leverandører.

Virkningsgradene er omregnet til Bardufoss-størrelse etter det siste IEC-forslaget hvor blant annet andelen av skalerbare tap varierer med modellens Reynolds tall. Som en ser, så er resultatene for det nye tilbudte Bardufoss-hjulet gode, med vel 3 % høyere toppvirkningsgrad enn det gamle turbinhjulet, men likevel minst 0.5 % lavere enn det en kunne oppnådd hvis en kunne ha bestilt en helt ny turbin uten begrensninger.

Ved sammenligninger av denne type må en være klar over at måletoleransene for ulike modellmålinger gjerne er 0.2 til 0.3 %, og at det er stor diskusjon om gyldigheten av de ulike oppskaleringsformlene.

SINTEF er sammen med andre i Norge engasjert i det internasjonale arbeidet med å forbedre modellemålemetodene og oppskaleringsformlene. Dette er viktig grunnlagsforskning.

Det nye turbinhjulet som er tilbudt til Bardufoss ble opprinnelig utviklet i 1970-årene, og leverandøren, Voith, regner det fremdeles som ett av sine "beste" turbinhjul.

Foruten virkningsgradsforbedringen, ligger det forøvrig for Bardufoss 1 en betydelig gevinst i at en forventer å kunne

øke turbinytelsen med over 10 %. Dette skyldes i hovedsak at det gamle turbinhjulet ikke burde kjøres fullt ut pga. strømningsmessig ustabilitet med påfølgende vibrasjonsproblemer. Dette, samt turbinens egenskaper ved dellast, kavitasjonsegenskaper er også forhold av betydning ved utvikling av turbinhjul, og en må noen ganger velge hva en legger mest vekt på.

Kunne en forbedre virkningsgraden på Bardufoss 1 med ytterligere ca. 0.5 %, ville dette bety ca. 0.4 GWh og en kapitalisert gevinst på ca. 1.2 mill. kr.

Kostnadene for å utvikle en ny utførelse av et turbinhjul vil avhenge meget av hvilket utgangspunkt en har. På Bardufoss er det imidlertid slik at den ytre geometrien på løpehjulet er noe forskjellig fra det eksempelvis Kværner-konsernet har på sine moderne hjul, slik at Kværner må starte relativt fra bar bakke.

Fremgangsmåten ville imidlertid være at en først foretok en numerisk modellering, noe som kan koste ca. 0.4 mill.kr og ta 3-4 måneder før en får et brukbart resultat. For lavtrykkshjul hvor samspillet med sugerøret er svært vesentlig anser vi det som ubetinget nødvendig at en i tillegg foretar modellprøver for verifikasjon og de siste justeringer. Kostnadene for denne delen kan være rundt 1 mill. kr for modellen og ca. 1 mill. kr for alle nødvendige prøver, og dette arbeidet vil ta ytterligere 3/4 år. Som konklusjon vil vi anta at totalkostnadene for å få frem et godt turbinhjul vil være mellom 2 og 3 mill. kr, og nødvendig utviklingstid vil være 1 til 1 1/2 år. Om dette hjulet vil bli bedre enn det som allerede er tilbudt, er imidlertid vanskelig å vite.

Bardufoss 1 er imidlertid en enkeltstående leveranse i Norge, slik at en har ikke andre hjul en kan dele kostnadene på.

Hvis en ser på tapsfordelingen i en lavtrykks-turbin med totalvirkningsgrad ca. 94 %, som en har på det nye tilbudte turbinhjulet, så utgjør tapene i ledeapparatet ca. 2 % og i spiraltromme, stagring ca. 1 %. Disse tapene er det lite å gjøre med på Bardufoss.

Sugerørstapene, eksklusive utløpstap utgjør 1 til 1.5 %, og dette tapet kunne eventuelt påvirkes noe på Bardufoss ved installering av nytt sugerør. Sugørstapet påvirkes også av samspillet med et egnet løpehjul. Av de resterende 1.5 til 2 % utgjøres ca. halvparten av løpehjulstap og resten av spalt- og kranstap med ca 1/4 på hver.

Dette betyr at for Bardufoss 1, så kan i realiteten bare noe over 1 % av tapene påvirkes av løpehjulsforskningen direkte.

For Bardufoss 1 må benytte store deler av eksisterende konstruksjon. Potensialet for videre forbedring av virkningsgraden samt turbinhjulets øvrige egenskaper er følgelig lite i forhold til den forskningsinnsatsen som er nødvendig.

Vi har forøvrig liten tro på at det er grunnlag for noe vesentlig løpehjulsforskning uavhengig av turbinleverandørene.

Årsaken til dette ligger i det at en praktisk gjennomføring av et rehabiliteringsprosjekt vil bli gjort av en leverandør som har det økonomiske ansvaret og som innestår for de gitte garantiene. Det er ikke tenkelig at et forskningsinstitutt kan påta seg en slik oppgave, og det er ikke tenkelig at en leverandør vil basere vesentlige deler av sin "know-how" på et uavhengig institutt, hvor en så i neste omgang risikerer at konkurrentene kan nyte godt av

instituttets opparbeidede kunnskaper. Dette har vært en reell problemstilling når det gjelder turbinlaboratoriet/SINTEF.

Derimot vil vi se det som svært gunstig at en i tilknytning til undervisningsmiljøet også har forskningsmuligheter både for friere grunnforskning og for noe oppdragsforskning.

Et spesielt forhold har en forøvrig ved Bardufoss, hvor Voith er leverandør av turbin 1. Det eksisterer en samarbeids- eller kartellavtale mellom Voith og Kværner Eureka, som i praksis medfører at Voith vil ha fortrinnsrett ved levering av et nytt turbinhjul. Dette betyr at en for dette anlegget neppe kunne ha påvirket valget av turbinhjul ved norsk forskning, hvis en da ikke kunne dokumentere at alternativet hadde klart bedre egenskaper.

En viktig avgjørelse i forbindelse med Bardufoss 1 er hvor mye en kan senke undervannet. Det grunnlaget en har er kavitasjonsmålinger i modell, hvor en både har observert kavitasjonsutbredelse i stroboskop-belysning, samt foretatt målinger i endringen av virkningsgrad, vannføring. Ut fra dette vil så leverandørene gi sine garantier. Sammenhengen mellom kavitasjonsmålinger i modell og kavitasjonsskader på prototypen er imidlertid ingen eksakt vitenskap, og skjønn, erfaringer når det gjelder produksjonstoleranser etc. har stor betydning.

På dette feltet er det fremdeles både behov for grunnlagsforskning og for utviklingsoppgaver, men vi kan som ovenfor vanskelig tenke oss slike oppgaver løsrevet fra leverandørenes egne undersøkelser av de ulike hjultypene og deres ulike egenskaper.

Oppdragsgiver:	Troms Kraftforsyning	O. nr.:		Arkiv nr.:		Side:	1
Oppdrag:	Bardufoss kraftverk	Dato:	18/2-91	Sign:	E		
Sak:	Ulike virkningsgrader Sammenligning $*n_{11}$ - $*Q_{11}$						

