

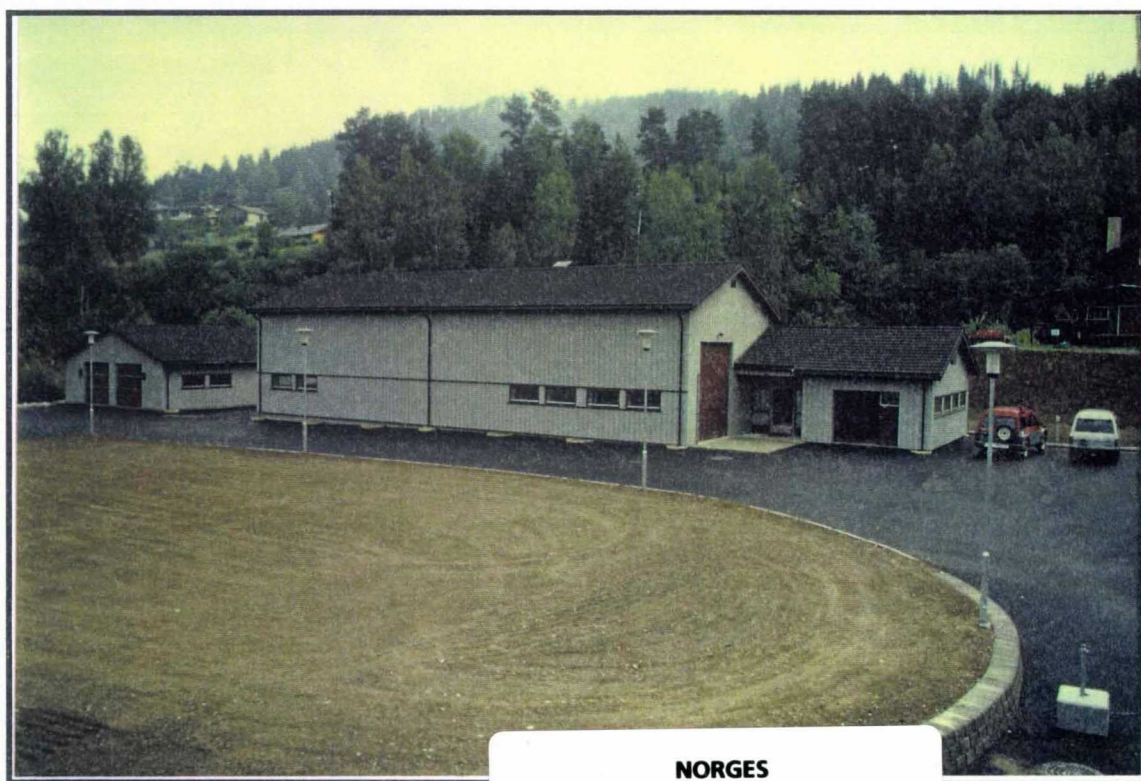


NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

PUBLIKASJON

OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK

Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 13
Moksa kraftverk, Oppland



ENERGIAVDELINGEN

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

Nr 6
1991



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

TITTEL Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 13. Moksa kraftverk, Oppland.	NR 6
FORFATTER (E) / SAKSBEHANDLER (E) Midt-Gudbrandsdal Energiverk/Torodd Jensen, NVE	DATO 14.03.1991
	ISBN: 82-410-0109-6 ISSN: 0802-2569

SAMMENDRAG

Rapporten inngår i en serie publikasjoner som beskriver gjennomførte opprusting-/utvidelsesprosjekter. Det er lagt vekt på å belyse spesielle problemer knyttet til konsesjonsvilkår, økonomisk vurdering av alternativer, ombygging mens det gamle kraftverket er i drift, osv. På denne måten formidles erfaring som kan komme til nytte ved framtidige prosjekter.

ABSTRACT

This report is included in a series of publications that describe knowhow on upgrading and refurbishing hydro-electric plants. Only projects which are commissioned will be described. The reports especially emphasize on problems such as terms of concession, economic evaluation of alternatives, financing, construction while the old plant is in operation, etc. This experience will be valuable when other similar projects are planned for implementation in the future.

EMNEORD

Opprusting
Erfaring

SUBJECT TERMS

Upgrading
Experience

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

ANSVARLIG UNDERSKRIFT


Erling Diesen
Vassdrags- og
energidirektør

OPPRUSTING OG UTVIDELSE

AV VANNKRAFTVERK

MOKSA KRAFTVERK, OPPLAND



MOKSA KRAFTVERK

Innholdsfortegnelse

	Side
1. ARSAK TIL OMBYGGING	
1.1 Generell tilstand	4
1.2 Produksjonspotensiale	4
2. OMBYGGINGSPLANER	
2.1 Beskrivelse av prosjektet	
2.1.1 Orientering	5
2.1.2 Utbyggingsplanen	5
2.1.3 Hydrologi	5
2.1.4 Kraftproduksjon	6
2.1.5 Dammer	7
2.1.6 Rørgate	8
2.1.7 Kraftstasjon	8
2.2 Alternative utbyggingsplaner	8
2.3 Prosjektøkonomi i planfasen	10
2.4 Problemer i planfasen	12
2.5 Fremtidige utvidelser	12
3. UTBYGGINGSFASEN	
3.1 Generelt	13
3.2 Kontraktsform og organisering	13
3.3 Byggeperioden	
3.3.1 Byggeprosessen	14
3.3.2 Drift av kraftverket	14
3.3.3 Bruk av bestående anlegg	15
3.3.4 Anleggsproblemer	15
3.4 Problemer i garantitiden	15
3.5 Landskapsbildet	17
3.6 Kostnadssammendrag	18
3.7 Entreprenører og leverandører	18
4. FINANSIELLE OG ORGANISATORISKE SPØRSMÅL	
4.1 Samarbeidsavtale	18
4.2 Finansiering	18
5. SAMMENDRAG OG KONKLUSJON	19



Tegningsliste: Oversikt Moksa
 Oversikt Tromsa Moksa

Fotoliste: 1 Våsjøen dam før ombygging
 2 Fornyelse av dammen på Våsjøen
 3 Ny inntaksdam
 4 Ny inntaksdam
 5 Rørgate
 Montasje GUP-rør
 6 Rørgate
 Utsnitt av stålrøret
 7 Kraftstasjon
 Montering av turbinhjul
 8 Kraftstasjon
 9 Våsjøen etter ombygging
 10 Våsjøen etter ombygging
 11 Det nye inntaksmagasinet
 12 Den nye inntaksdammen



1. ARSAK TIL OMBYGGING

1.1 Generell tilstand

Moksa kraftanlegg sto ferdig i 1921 og utnyttet et fall på 272 m i to maskiner med en samlet installasjon på 1,4 MW og 9 GWh i årsproduksjon. I 1950-årene ble en nedenforliggende fall mot Stav på 27 m utnyttet slik at samlet installasjon var 2 MW og en total produksjon på 9,6 GWh pr. år.

Etter mye problemer ble den minste stasjonen stanset i 1985 mens den eldste stasjonen var i drift inn i byggeperioden etter at en av maskinene havarerte høsten 1988. Hele anlegget var på slutten i meget dårlig forfatning og spesielt rørgaten, som flere ganger var utbedret, var svært dårlig. Situasjonen var derfor at enten måtte anlegget stanse eller så var det nødvendig med en omfattende utbedring.

Når det gjelder reguleringsmagasinene inne på fjellet var dammene på Djupen og Goppollen utbedret/fornytt i henholdsvis 1981 og 1985. Det skjedde etter gjentatte krav fra tilsynsavdelingen i NVE. En kan derfor si at allerede på det tidspunktet ble det første skrittet tatt for opprusting av Moksa.

1.2 Produksjonspotensialet

Midt på 80-tallet ble det sett nærmere på muligheten for en bedre utnyttelse av vannressursene. Med å øke fallhøyden og slukeevnen var det mulig med en samlet produksjon på ca. 60 GWh.

Denne produksjonsøkningen forutsatt overføring av mindre delfelter og full utnyttelse av fallhøyden. Et større magasin var også med i vurderingene, men på grunn av Samlet Plan, som hadde klasifisert alle alternativer med et nytt magasin nedstrøms for Våsjøen i kategori 3, ble det forslaget trekt ut av planene.



2.OMBYGGINGSPLANER

2.1 Beskrivelse av prosjektet

2.1.1 Orientering

Moksa Kraftverk ligger i Øyer kommune i Oppland fylke. Elva Moksa har sitt utspring i Øyerfjellet på østsiden av dalen og renner ut i Lågen ved Tretten sentrum. Planen er vist på vedlagt oversikt.

Den vesentligste del av elvas nedbørsfelt ligger på fjellet fra ca. kt. 700 til litt over kt. 1000. Denne del av feltet består for en stor del av store myrområder og en del vann og mindre tjern, og terrenget er svært flatt og lite kuppert.

Hele vassdraget har et nedbørsfeltet på 96,8 km² og av dette feltet er 86,9 km² og 1,64 m³/s i midlere avløp utnyttet.

2.1.2 Utbyggingsplanen

Planløsningen er som følger:

- Beholde eksisterende reguleringsanlegg i fjellet Goppollen, Djupen, Grunna og Våsjøen.
- Bygging av ny dam på Våsjøen og en tilleggsregulering med 0,5 m senking.
- Nytt inntak i Moksa ca. 600 m nedenfor Akvisla
- Ny rørgate på 3230 m som består av GUP-/stålrør som i sin helhet er nedgravd.
- Ny kraftstasjon som er beliggende i dagen på Stav like ved gammel E-6.

2.1.3 Hydrologi

Vannmerker/hydrologisk datagrunnlag

Vannføringsoberservasjoner (døgnmiddelerverdier fra følgende vannmerker danner grunnlaget for beregnet tilsig til Moksa Kraftverk:

- VM 1093 - Moksa
- VM 423 - Aulestad bru i Gausa i Gausdal
- VM 1812 - Fura i Fura øst for Hamar



I utbyggingen inngår 4 regulerte felt (Gopollen, Djupen, Grunna og Våsjøen) og et stort uregulert felt, området mellom magasiner og inntaksdam.

Felt	Areal km ²	Spes. avløp l/s/km ²	m ³ /s	Avløp mill.m ³
Gopollen	5,4	21,0	0,113	3,6
Djupen	6,8	21,0	0,143	4,5
Grunna	14,9	20,4	0,304	9,6
Våsjøen	11,5	18,5	0,212	6,7
Rest av Moksa til inntak	48,3	18,0	0,869	27,4
SUM	86,9	18,8	1,64	51,8

Vannføringen i Moksa mellom kraftverket og utløpet i Losna er avhengig av kjørestategien for kraftverket. For en uke i tappeperioden er kjøreplanen slik:

- 3.00 m³/s 07.00 - 15.00 mandag - fredag
- 0,75 m³/s resten

Resten av året er det forutsatt at det planlagte kraftverket skal kjøres etter tilsigsforholdene.

2.1.4 Kraftproduksjon

Kraftverket vil produsere 49,5 GWh i et midlere år. Nedenfor er vist kraftproduksjon fordelt på sommer- og vinterkraft, samt bidragene fra ekstra regulering av Våsjøen.

	Sommer	Vinter	Året
Dagens regulering (GWh)	26,1	23,1	49,2
Bidrag fra økt regulering av Våsjøen (GWh)	- 0,1	0,4	0,3
SUM (GWh)	26,0	23,5	49,5



2.1.5 Dammer

Reguleringsmagasinene består av

Goppollen			
2,2 m reguleringshøyde og	3,0 mill	m3 magasin	volum.
Djupen			
3,0 m	"	2,0 mill	m3. "
Grunna			
1,0 m	"	0,5 mill	m3 "
Våsjøen			
3,5 m	"	2,8 mill	m3 "

		8,3 mill.	m3 magasin
=====			

Goppollen dam.

Dette magasinet ligger øverst i feltet med HRV kt. 979,1. Dammen er fornyet og forsterket med blant annet nytt overløp og tappeløp i betong. Ellers er dammen utført om jordfyllingsdam med oppstrøms steinplastring. Ombyggingen ble utført sommeren 1985.

Djupen dam.

Magasinet ligger lengst inne på fjellet med HRV på kt. 916,85. Dammen er fornyet og forsterket med blant annet nytt overløp og tappeløp i betong. Ellers er dammen utført om jordfyllingsdam med oppstrøms steinplastring. Ombyggingen ble utført sommeren 1981.

Grunna dam.

Magasinet ligger nedenfor både Goppollen og Djupen på kt. 881. Dammen er utført som jordfyllingsdam.

Våsjøen dam.

Magasinet ligger i et sidevassdrag til Moksa med HRV på kt. 873,25. I 1990 ble hele dammen fornyet i forbindelse med byggingen av Moksa Kraftverk.

Stålbukkedammen er erstattet med en ca. 4 m høy massiv betongdam med nytt tappeløp. I jordfyllingsdammen er det etablert en ny sentral tetning av betong som er ført helt ned til fjell. Den sentrale tetningsveggen av betong er ført i direkte kontakt med det nye overløpet som også står på fjell.



Inntaksdam.

Inntaksmagasinet ligger like nedenfor Akvisla med HRV på 688,0.

Dammen består av massiv betong i en lengde på ca. 125 og med en maks høyde på ca. 10 m. Den har et fast overløp i en bredde på 70 m. Som sidedammer er det bygget tetningsvegger av betong som siden er overfylt og arrondert med terrenget.

2.1.6 Rørgate

Driftsvannvei fra inntaket og ned til kraftstasjonen er totalt 3231,6 m. Røret er nedgravd i hele dens lengde. Fra inntaket og ned til 140 m vannsøyle er det montert 1200 mm GUP-rør. Videre ned til kraftstasjon er det benyttet stålrør med en diameter på 1000 m.

2.1.7 Kraftstasjon

Kraftstasjonen ligger i dagen på Stav. Bygningen er oppført i betong, isolert og kledd utvendig med trepanel. Huset har en grunnflate på 380 m².

Det ble valgt to like aggregat på 7.5 MW i stedet for en på 15 MW da dette ga den økonomisk gunstigste løsningen, samtidig som den er driftsmessig fordelaktig. Pelton-turbinene har en samlet slukeevne på 3,5 m³/s med et trykk på 500 m.

Det gir en energiekvivalent på 1,18 kWh/m³.

2.2 Alternative utbyggingsplaner

Følgende hovedalternativer er vurdert:

- | | |
|----------------|---|
| Alternativ 1 | Inntaket ved Akvisla og utløp i Lågen/Losna.
Fallhøyde ca. 500 m. |
| Alternativ II | Inntak i gammelt inntaksbasseng og utløp i Moksa.
Fallhøyde ca. 300 m. |
| Alternativ III | Inntak i Moksa på k. 830, og utløp i Lågen/Losna.
Fallhøyde ca. 640 m. |

Den valgte utbyggingsplan tilsvarer i prinsippet alternativ I.



Sammenligning alternativ I/alternativ II

Alternativ II har ca. 200 m mindre fallhøyde enn alternativ I mens nedbørsfeltet er 7,6 km² større. Totalt gir dette ca. 17,5 GWh mindre kraftproduksjon for alternativ II.

Kortere vannvei samt rimeligere rør og installasjon pga. mindre trykkehøyde gir en reduksjon av utbyggingskostnaden på ca. 25 mill. kr. for alternativ II i forhold til alternativ I. Med ca. 18 GWh/år mindre produksjon gir dette en marginalkostnad på 1,43 kr/kWh for forskjellen i kraftproduksjonen mellom de to alternativer. Produksjonsgevinsten ved flytting av inntaket til Akvisla blir således svært rimelig.

Sammenligning alternativ I/alternativ III

Alternativ III har inntak på k. 830. Dette øker fallhøyden med 140 m i forhold til alternativ I, men samtidig reduseres nedbørsfeltet med 14,8 km². Totalt gir flytting av inntaket fra Akvisla til k. 830 en netto kraftproduksjonsgevinst på ca. 7,5 GWh/år.

Alternativ III har ca. 4.000 m lenger driftsvannvei enn alternativ I. Dessuten blir vannveien forøvrig samt kraftstasjonen noe dyrere pga. større trykkehøyde og større installasjon. Totalt er kostnadsøkningen for alternativ III i forhold til alternativ I kalkulert til ca. 40 mill. kr. Dette gir en marginal utbyggingskostnad for produksjonsgevinsten på 5,33 kr/kWh.

Som det fremgår er alternativ I den klart gunstigste løsning.

Nytt Moksamagasin.

Tilsvarende som i alternativer i Samlet Plan, er det vurdert et nytt Moksamagasin på 10 mill. m³ litt nedstrøms for Våsjøen. I Samlet Plan har magasinet et volum på 33 mill. m³.

For å oppnå et magasin på 10 mill m³ må det bygges en ca. 15 m høy og ca. 750 m lang fyllingsdam. Neddemmet areal ved fullt magasin blir på 2,2 km², og dette består for en vesentlig del av myrområder. I Samlet Plan er dette området vurdert som meget verneverdig.



2.3 Prosjektøkonomi i planfasen

Som det fremgår av pkt. 2.1.4 er energiproduksjonen beregnet til 49,5 GWh fordelt med 26 sommer- og 23,5 GWh vinterkraft. Endelig kostnadsoverslag kom på 116 mill. kr og fremkom slik:

ELEKTRO:	Tilbud NEBB	KR.14.150.000	
	Fastprisgaranti	1.415.000	
	Kontraktssum NEBB	15 565 000	
	Egne arbeider	3.800 000	
		KR.19.365.000	= 19.365.000 kr.
MASKIN:	Tilbud SØRUMSAND	KR:25.016.000	
	Fastprisgaranti	1.621.000	
	Kontraktssum	26.637.000	
	Egne arbeider	2.200.000	
		KR. 28.837.000	= 28.837.000 kr.
BYGG:	Anbud BYGG	KR.21.400.000	
	Fastprisgaranti	3.311.000	
	Fiksumkontrakt	KR.24.711.000	
	Tilleggsarbeider	1.000.000	
	Øvrige arbeider	3.289.000	
		KR.29.000.000	= 29.000.000 kr
GRUNNLAG FOR INVESTERINGSavgift		77.202.000	"
10% INVESTERINGSavgift		7.720.000	"
GRUNNLAG FOR BEREGNING RENTER I BYGGETIDEN		84.922.000	kr
ERSTATNINGER/NÆRINGSFOND		3.100.000	"
PROSJEKTERING		3.000.000	"
ADMINISTRASJON		2.000.000	"
UFORUTSETTE KOSTNADER		10.000.000	"
Alle kostnader utenom renter i byggetiden		103.022.000	kr
RENTER I BYGGETIDEN			
	ELEKTRO	2.500.000	kr
	MASKIN	5.700.000	"
	BYGG	3.100.000	"
	DIVERSE	1.700.000	"
		13.000.000	kr = 13.000.000
TOTAL UTBYGGINGSKOSTNAD PR. 1.1.1990		116.022.000	kr.



Dette ga følgende utbyggingspriser

116 000 000 kr/ 49 500 000kWh= 2,34 kr/kWh

Etter at anlegget nå på det nærmeste er ferdig, og som det fremgår av pkt. 3.6, kommer sluttkostnaden ned mot 100 mill. kr.

I de økonomiske beregninger som ble gjort senest i januar 1988 ble det forutsatt en total sluttsum på 120 mill.kr. I beregningene er det også benyttet en rente i byggetiden på 15 % noe som også har blitt vesentlig forbedret. En ny beregning ville derfor ha gitt et mye gunstigere resultat. I etterfølgende utsnitt av notat fra januar 1988 er det forutsatt at Oppland Energiverk deltar med 25% i prosjektet og vår andel av kostnaden blir derved 90 mill. kr.

I de økonomiske beregningene er det forutsatt at hele utbyggingen finansieres vha. lån. Lånerenten er satt til 15 %. Det benyttes en avskrivningstid på 40 år. Avskrivningene er lik avdragene og utgjør 2,25 mill. kr pr. år. Det er regnet med en økning i konsumprisindeksen på 7 % pr. år fra 1992. I driftsutgifter er det regnet med 1 % av investeringene.

For å få et best mulig bilde av virkningene føres alle beløp til nåtidspunktet.

Resultatet av beregningene viser at 1995 er første året med overskudd. Det betyr at 1995 vil være første året hvor kraften fra Moksa vil være billigere enn tilsvarende kraft fra OE.

Selvkostprisen er første året 39 øre/kWh for deretter å falle som vist.

1995	26,1 øre/kWh	2000	17,3 øre/kWh
2005	11,6 "	2010	7,9 "
2015	5,6 "		

En måte å se virkningen av utbyggingen på er å vurdere lønnsomheten mot gjennomsnittlig kraftforbruk. Hvis hele utbyggingen år for år skal dekkes av strømsalget til alminnelg forsyning må hver abonnent betale et tillegg som blir:

1990	1,9 øre/kWh	1992	0,9 øre/kWh
1994	0,3 "	1996	-0,2 "
1998	-0,7 "	2000	-1,0 "

Det presiseres at kroneverdien i beregningene er basert på dagens pengeverdi.



2.4 Problemer i planfasen.

Da arbeidet med planleggingen kom igang for alvor våren 85 ble det laget fremdriftsplan fremover med siktemål å ha et nytt kraftverk i drift fra 1.1.90.

Utvidelse av fagrapporter og endelig prosjekt gikk greit og konsesjonssøknad ble sendt i mars 87.

Oppland Energiverk (OE) var hele tiden kjent med våre planer og det kom ingen innsigelser. I det fristen for uttalelse til konsesjonssøknaden gikk ut høsten 87 varslet OE om at de ville benytte forkjøpsretten for den del av fallet som ikke tidligere var ervervet.

Det skapte en ny situasjon som vanskeliggjorde arbeidet for oss og departementet.

Etter mye frem og tilbake og for ikke å forsinke anleggsstarten gikk vi med på at OE fikk rett og plikt til 25% av produksjonen mens vi ble stående som eier av hele anlegget.

I mellomtiden var alle anbud kommet inn og entreprenører og leverandører var klare til å starte opp med forbehold om konsesjon. For å få anlegget ferdig til fastsatt tid var det nødvendig å forhåndsbestille deler av maskinteknisk utrustning. 1. juni 88 var siste frist for å kunne kanselere bestillingen uten at store kostnader ville løpe på.

Da konsesjon ble gitt i statsråd 27. mai 1988 var det derfor stor lettelse i selskapet og alt var klart for å starte arbeidene umiddelbart.

2.5 Fremtidige utbygginger

I videreføringen av Samlet Plan er det med et alternativ som omfatter overføring av øvre deler i Tromsavassdraget til Våsjøen og Moksa. Et nytt magasin nedstrøms for Våsjøen og et nytt kraftverk ved Akvisla som utnytter fallet ned til nåværende inntaksmagasin, samtidig som alt vannet utnyttes i nåværende kraftverk, gir en produksjonsøkning på 72 GWh i året til en pris av 2,6 kr/kWh. Planen er vist på vedlagt oversikt.

Denne utbyggingen kan også tenkes utført i to trinn hvor overføringen fra Tromsa er første trinn. Vannet kan da utnyttes i eksisterende kraftverk som vil få en økning på 25 GWh/år.

Denne utbyggingen er for oss meget interessant og vi vil arbeide aktivt for å finne det mest optimale utbyggingsalternativet til Verneplan IV og videreføringen av Samlet Plan er ferdigbehandlet i 1992. Hvis ikke Troms blir fredet kan det fremmes en konsesjonssøknad kort tid etterpå.



3. UTBYGGINGSFASEN

3.1 Generelt

Det ble inngått 3 hovedkontrakter for utbyggingen. Alle leveransene skulle omfalle komplett levering samtidig som entreprenørene ga pris på uforutsette arbeider. Alle sluttsummene i kontraktene var derfor faste uten reguleringsmulighet.

Tanken med kontraktene var å sikre seg mest mulig mot tillegg.

3.2 Kontraktsform og organisering.

Det ble inngått 2 maskintekniske og elektrotekniske kontrakter. En som omfattet produksjon og montering og en engineeringskontrakt. Maskinleverandøren var også vår maskintekniske konsulent. Alle kontraktene omfattet en komplett levering med fast pris uten regulering med unntak for valutarisikoen.

De bygningstekniske kontrakter ble mere omfattende og kompliserte. Det ble inngått en kontrakt for bygningstekniske arbeider og en for bygningsteknisk engineering.

Hovedkontrakten ble betegnet som fikssumkontrakt, og den omfattet i tillegg til vanlig enhetspriskontrakt fast lønns, pris- og kostnadsøkning i byggeperioden, faste mengder i mengdeoppstillingen og fast pris for ikke spesifiserte arbeider.

Engineeringskontrakten omfattet byggeledelse og byggeplassadministrasjon, administrering, koordinering og fremdriftskontroll av maskin- og elektrotekniske kontrakter og utarbeidelse av arbeidstegninger og detaljprosjektering for rørgaten og kraftstasjonen.

Siden byggeledelsen omfattet også byggeplasskontroll laget entreprenøren en omfattende kvalitetsplan som i utgangspunktet virket tilforlatelig. En mann var utpekt av anleggslederen til kvalitetessikring av alle arbeider.

Vårt behov for deltagelse i byggeprosjektet var i utgangspunktet tenkt satt til et minimum. Det ble derfor ikke ansatt ekstra personell for oppfølging og kontroll fra vår side. I vår administrasjon var det to overingeniører som på hver sine fagfelt var satt til å følge med i byggefasen. Det eneste vi som byggherre hadde ansvaret for var koordinering og gjennomføring av byggemøter hvor også administrerende direktør deltok sammen med overingeniørene.



3.3 Byggeperioden

3.3.1 Byggeprosessen

Arbeidene med bygging av anleggsveier og skogrydding startet straks etter at konsesjon var gitt 27. mai 1988. Disse arbeidene var satt bort til to mindre lokale entreprenører og de var ferdig til sommerferien slik at hovedentreprenøren kunne starte graving i kraftstasjonsområdet 1. august. Senere på høsten kom arbeidet med avdekking og utgraving i inntaksmagasin samt graving og sprenging i rørtraseen igang. Første høsten ble det montert 900 m med glassfiberarmert polyesterrør (GUP) fra inntaket og nedover.

Kraftstasjonsbygget kom under tak i februar 1989 og montering av traverskran startet umiddelbart. Maskinmontasjen startet 1. april og elektromontasjen startet høsten 1989.

Sommeren 89 kom arbeidet med inntaksdam og rørgate igang for fullt. Samtidig ble dammen på Våsjøen fornyet. Det var derfor en ganske intensiv drift i sommerperioden med spesielt stor innsats av maskinelt utstyr.

Fremdriften for bygg og maskin fulgte oppsatt plan mens det for elektrodelen ble forsinkelser i oppstartingsfasen. Denne forsinkelsen ble kjørt inn slik at kraftstasjonen var på nettet like før jul 1989.

3.3.2 Drift av kraftverket i anleggsperioden

For å redusere produksjonstapet mest mulig var det i anbudet forutsatt at vintermagasinene skulle utnyttes også vinteren 88/89.

Produksjon fortsatte som før etter at anleggsarbeidene var kommet igang høsten 88. Magasinene ble tømt som forutsatt i løpet av vinteren og den 28. mars 1989 ble den siste maskinen i den gamle kraftstasjonen stanset og rivingen av den gamle rørgaten kunne starte. Høsten 89 var dammen på Våsjøen ferdig og vi gikk derved ikke glipp av noen vinterproduksjon i byggetiden.



3.3.3 Bruk av bestående anlegg

Dammene på Djupen og Goppollen var utbedret/fornyet henholdsvis i 1981 og 1985 med tanke på en senere utbygging og de tilfredstilte derfor de krav som myndighetene stiller.

I forbindelse med utbedringen av dammen på Våsjøen var det forutsatt å benytte deler av eksisterende morenedam og overløp. Det viste seg imidlertid at begge deler var i så dårlig forfatning at hele dammen måtte fornyes.

Når det gjelder nedre deler av anlegget var eneste nytten vi hadde av det gamle anlegget tomteverdien. Den nye rørgaten kunne graves ned i samme trase som det gamle frittliggende røret lå og kraftstasjonen ble plassert på området til den gamle kraftstasjonen.

3.3.4 Anleggsproblemer

Alle arbeider gikk greit og kvaliteten på arbeidet, med unntak av mindre sammenstøt med entreprenøren, syntes tilfredstillende frem til våren 89.

Etter at vårløsningen var over kom det for en dag at de siste rørene som ble montert senhøstes hadde fått store deformasjoner. For 300 m av strekningen var sammentrykkingen så stor at rørene måtte graves opp og reinstallerer.

Arsaken til det inntrufne syntes for oss klar. Entreprenøren hadde forandret innfyllingsmasser fra foreskrevet puk til sams grus uten vårt samtykke. Vi protesterte på masseskiftet straks, men fant pga. den spesielle kontraktsformen ikke å kunne nekte endringen siden leverandør og montør av rørene gikk god for endringen.

Det oppsto en stor diskusjon om årsak og ansvar som kort fortalt endte med at kostnadene ble delt mellom entreprenør og rørleverandør.

3.4 Problemer i garantitiden

Etter at begge maskinene var ferdig installert og testet hver for seg ble det kjørt fullast på begge samtidig. Det viste seg da at vi ikke fikk full ytelse på maskinene ved fullt pådrag. Undervannsstanden viste seg å ligge ca. 0.5 m høyere enn beregnet. Det ble foretatt endel utvidelser og avrundinger av skarpe hjørner i avløpskanalen uten at dette ga særlig bedring.



Etter en del målinger viste det seg at det oppstod et undertrykk i turbinhuset som førte til at vannspeilet i undervannet løftet seg og løpehjulet "pisket" i undervannet.

Det ble etablert luftinnslippingsrør til turbinhuset med en diameter på 300 mm. Luften ble tatt fra maskinsalen via kjølevannskummen. Dette løste problemet med høyt undervann.

Virkningsgradsprøvene viste at turbinene hadde opp mot 1 % dårligere virkningsgrad enn kontraktens garanti og opp mot 1,5 % dårligere enn hva Kværner forventet.

Etter en del møtevirksomhet satte Kværner opp en handlingsplan for å forsøke å bedre virkningsgraden.

Løpehjul og deflektor på turbin 2 ble demontert og tatt inn til Sørumsand for modifisering. Det ble også gjort undersøkelser for å finne mulige årsaker i utforming av turbinhus og nålservoer.

Etter modifisering ble turbinene igjen kjørt og virkningsgrad målt. Resultatet viste forbedringer slik at den nå ligger innenfor garantert verdi når måletoleranser er tatt i betraktning.

Under virkningsgradskjøringes avsluttende prøver fikk vi subbing mellom generatoraksel og pakkboks i turbinhus. Dette førte til at det oppstod kast i akslingen.

Det ble gjort omfattende undersøkelser for å få brakt på det rene hva som hadde sviktet. Undersøkelsene viste at generatorens festemetode til fundamentskinnene ikke tok hensyn til temperaturkreftene som oppstår ved varierende effektkjøring.

Generatorens driftside hadde flyttet seg ca. 1.5 mm nedstrøms retning.

Etter nye beregninger er nå generatorene festet med 2 x 40 mm passbolter skrudd fast til fundamentskinnene på generatorens driftside.



3.5 Landskapsbildet

Rørgaten er nedgravd i hele sin lengde for å få minst mulig spor etter utbyggingen. Den gamle inntaksdammen ble fjernet, elva ledet tilbake til opprinnelig løp og området arrondert etter planer godkjent av Natur- og landskapsavdelingen i NVE.

For området ved inntaksdammen ble det i konsesjonsvilkårene krevd at vi skulle lage en flerbruksplan. Dette var et punkt som var litt vanskelig å oppfylle. Årsaken var først og fremst tidsnød. Vilkårene kom først etter at alle planer for arbeidet ved inntaksdammen var klare og arbeidet skulle settes igang.

Planen ble delvis laget parallellt med at arbeidene skred frem. Kommunen og NVE/VN var med i prosessen frem til endelig plan og nå er området på det nærmeste fullført i henhold til denne.



3.6 Kostnadssammendrag

Sluttregnskapet for anlegget er ikke ferdig, men pr. 20. august 1990 viser regnskapet at kostnadene har kommet opp i 97,4 mill. kr. Det gjenstår noen mindre arbeider og utbetaling av erstatninger drar i langdrag. Sluttsummen vil passere 100 mill. kr uten at det på nåværende tidspunkt er mulig å fastsette endelig sum.

Dette er vesentlig mindre enn overslaget som lød på 116 mill. kr. Årsaken skyldes mindre uforutsette arbeider, lavere rente i byggetiden og kontraktsformene med fast pris på alle arbeider.

3.7 Entreprenører og leverandører

Bygningsentreprenør: A/S Veidekke

Maskinentreprenør: Kværner Eureka (Kontrakt inngått med Sørumsand Verksted A/S, senere endret til Kværner Brug A/S)

Elektroentreprenør: EB Energi (Kontrakt inngått med NEBB)

Bygningsteknisk konsulent: Ingeniør Chr. F. Grøner A.S.

Maskinteknisk konsulent: Nybro-Bjerk

4. FINANSIELLE OG ORGANISATORISKE SPØRSMÅL

4.1 Samarbeidsavtale

Som nevnt i pkt. 2.4 ble det før utbyggingen startet inngått en avtale med Oppland Energiverk (OE) hvor det heter at vi står som enekonsesjonær og eier av anleggene. OE har imidlertid en stedsvarig rett og plikt til uttak av 25% av kraften til selvkostpris.

4.2 Finansiering

Utbyggingen av Moksa er finansiert ved partilobligasjonslån.

5. SAMMENDRAG OG KONKLUSJON

Det gamle kraftanlegget var helt nedslitt og det var derfor tvingende nødvendig med en omfattende rehabilitering om kraftproduksjon skulle opprettholdes i vassdraget.

Etter vurdering av en rekke utbyggingsalternativer ble planløsningen å bygge et helt nytt kraftverk med inntak, rørgate og kraftstasjon. Kraftproduksjonen ble 5-doblet til 50 GWh ved at fallhøyen økte fra 300 til 500m og slukeevnen gikk opp fra 0.75 til 3,5 m/s.

Utarbeidelsen av underlaget for konsesjonssøknaden gikk greit, mens det i sluttbehandlingen av søknaden oppsto visse problemer knyttet til Oppland fylke og deres forkjøpsrett til ikke ervervet fall. Saken ble løst på en måte vi fant å måtte akseptere slik at arbeidene kunne settes igang som planlagt i juni 88 etter at konsesjon var klar 27. mai 1988.

Det ble inngått 3 hovedkontrakter for utbyggingen, en for hvert fagområde. Alle leveransene skulle omfalle komplett levering samtidig som entreprenørene ga pris på uforutsette arbeider. Alle sluttsummene i kontraktene var derfor faste uten reguleringsmulighet.

Tanken med denne kontraktsformen var å sikre seg mest mulig mot tillegg.

Erfaringene med denne kontraktsformen er stort sett gode. I ettertid og for andre vil vi anbefale at kvalitetssikringen legges opp uavhengig av entreprenørene. Selv om de legger frem opplegg som virker veldig tillitsvekkende bør kontrollen være uavhengig.

I garantitiden viste seg at vi ikke fikk full ytelse på maskinene ved fullt pådrag. For å bedre på dette ble det etablert luftinnslippingsrør til turbinhuset for å hindre at løpehjulet "pisket" i undervannet.

Virkningsgradsprøvene viste at turbinene hadde opp mot 1 % dårligere virkningsgrad enn kontraktens garanti og opp mot 1,5 % dårligere enn hva Kværner forventet.

Etter modifisering av turbinene har virkningsgraden kommet innenfor garantert verdi når måletoleranser er tatt i betraktning.



I løpet av det første året er det registret at generatorens driftside hadde flyttet seg ca. 1.5 mm nedstrøms retning. Nå er generatorene festet med 2 x 40 mm passbolter skrudd fast til fundamentskinnene.

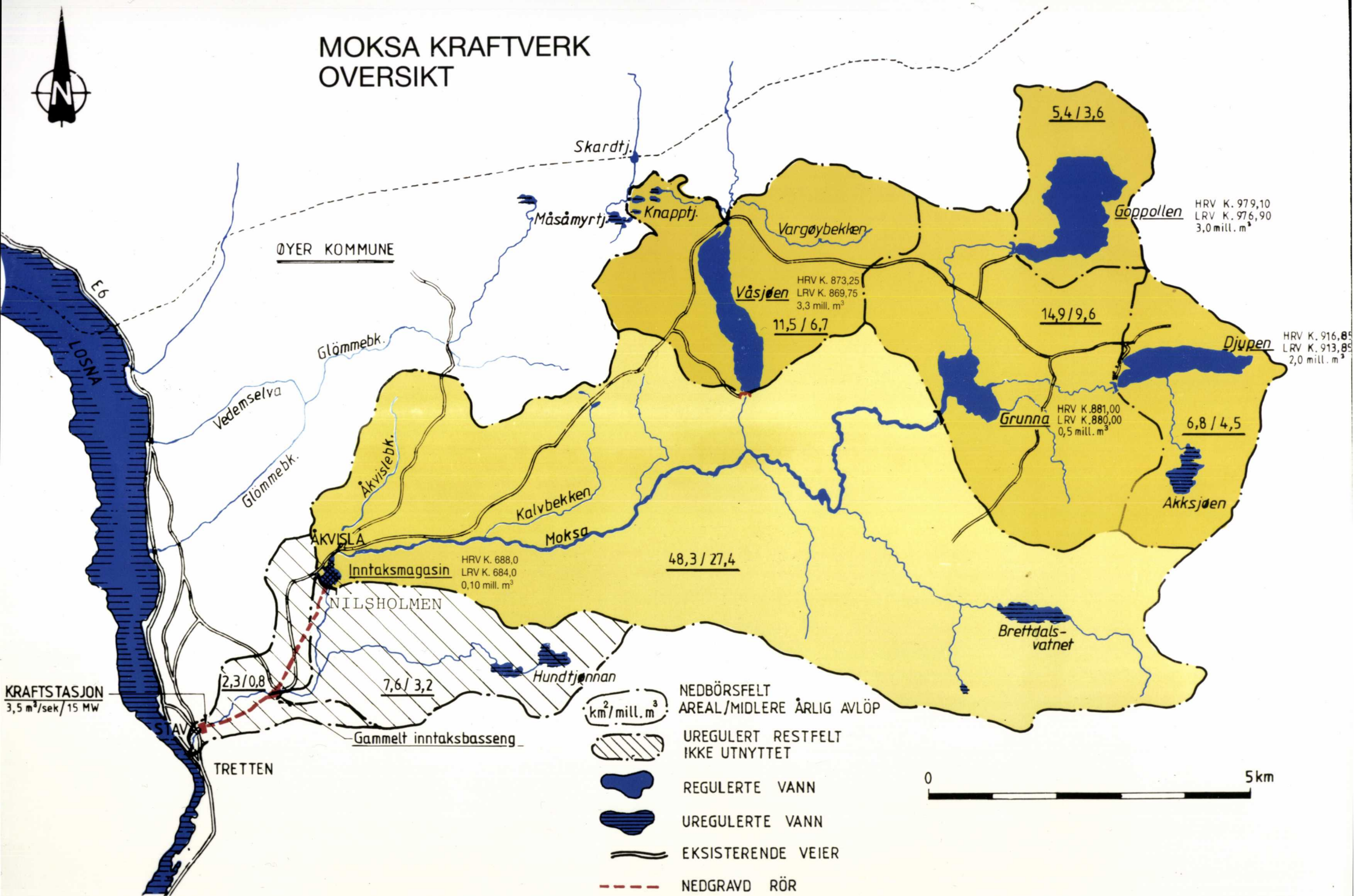
Kostnadmessig har anlegget kommet gunstig ut med en antatt sluttkostnad som ligger godt under overslaget. Årsakene skyldes lavere rentenivå, kontraktsformene og mindre uforutsette arbeider og problemer. Det siste mener vi må krediteres et godt gjennomarbeidet prosjekt hvor det var et nært samarbeide med byggteknisk konsulent.

Anlegget står nå på det nærmeste ferdig og fremtrer som et funksjonelt og tidsmessig kraftverk.

Samtidig fremstår også Moksa som et intresant prosjekt i en videre utbygging sammen med Tromsa. Vi vil arbeide med en videreføring av Moksa som omfatter overføring av delfelter fra Tromsa og et nytt magasin i Øyerfjellet. Resterende fall ned til nåværende inntaksmagasin planlegges utnyttet i et eget kraftverk.

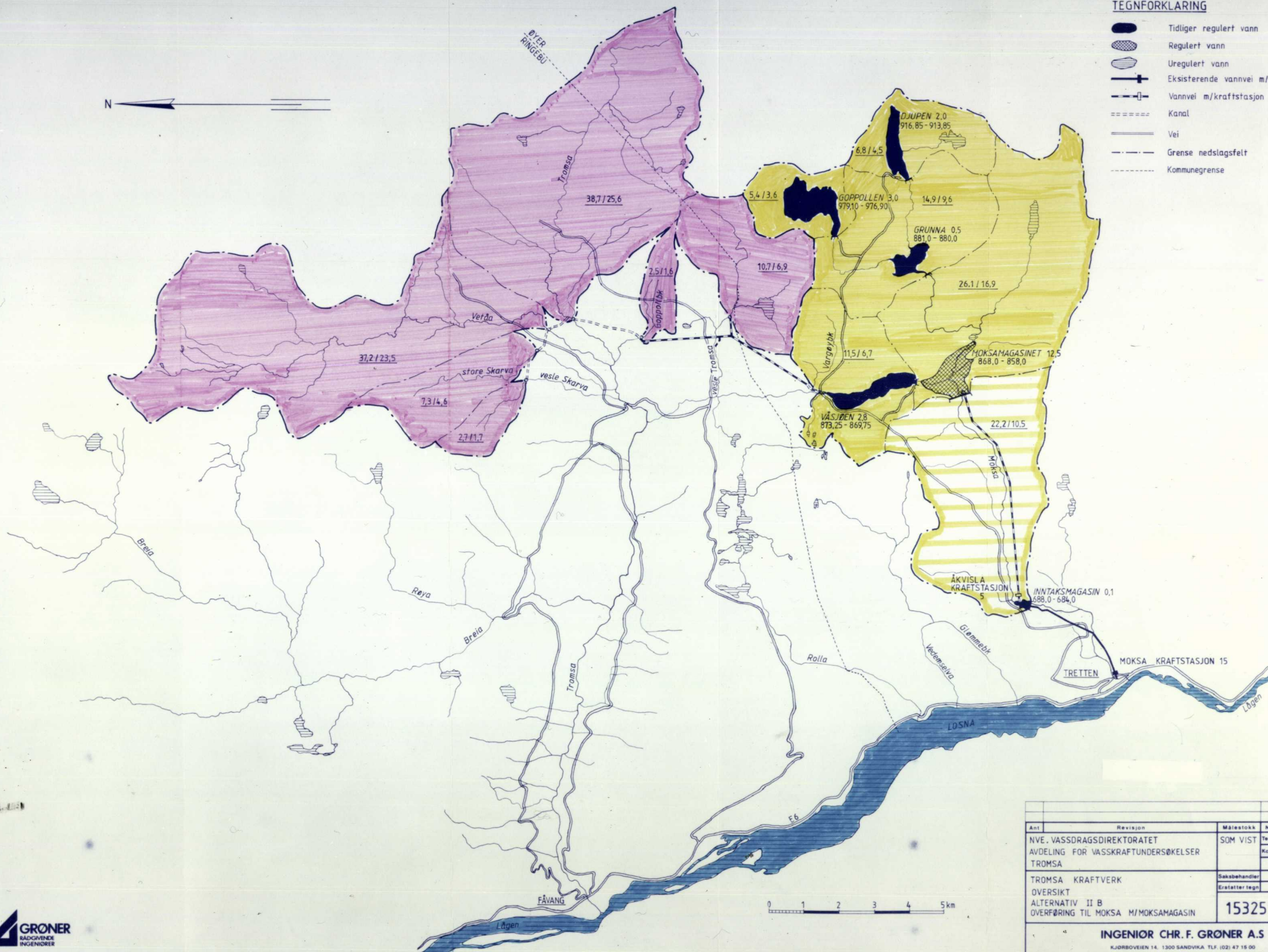


MOKSA KRAFTVERK OVERSIKT



TEGNFORKLARING

- Tidligere regulert vann
- Regulert vann
- Uregulert vann
- Eksisterende vannvei m/kraftstasjon
- Vannvei m/kraftstasjon
- Kanal
- Vei
- Grense nedslagsfelt
- Kommunegrense



Ant	Revisjon	Målestokk	Nr	Sign	Dato
NVE, VASSDRAGSDIREKTORATET		SOM VIST	Tegn	SR	20.11.89
AVDELING FOR VASSKRAFTUNDERSØKELSER			Kont		
TROMSA					
TROMSA KRAFTVERK			Saksbehandler		
OVERSIKT			Erstatte tegn		
ALTERNATIV II B					
OVERFØRING TIL MOKSA M/MOKSAMAGASIN					
15325 - 003					
INGENIØR CHR. F. GRØNER A.S.					
KJØRBOVEIEN 14, 1300 SANDVIKA, TLF. (02) 47 15 00					



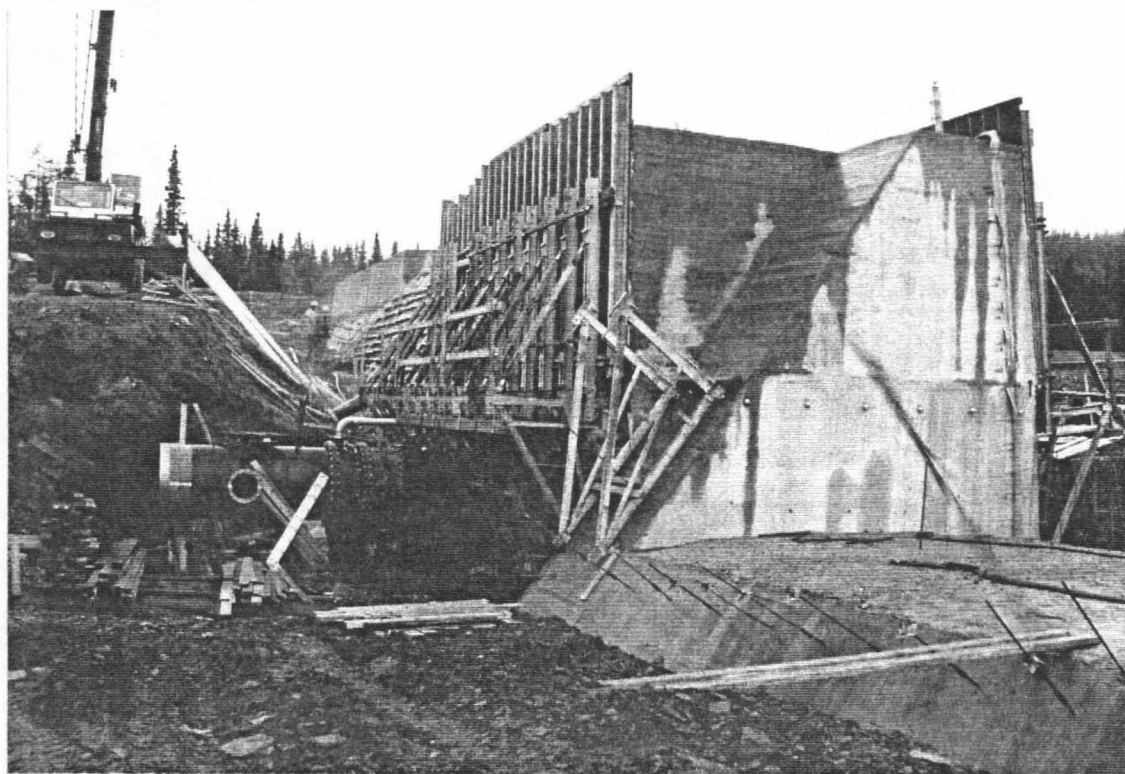
1 Våsjøen dam før ombygging



2 Fornyelse av dammen på Våsjøen



3 Ny inntaksdam



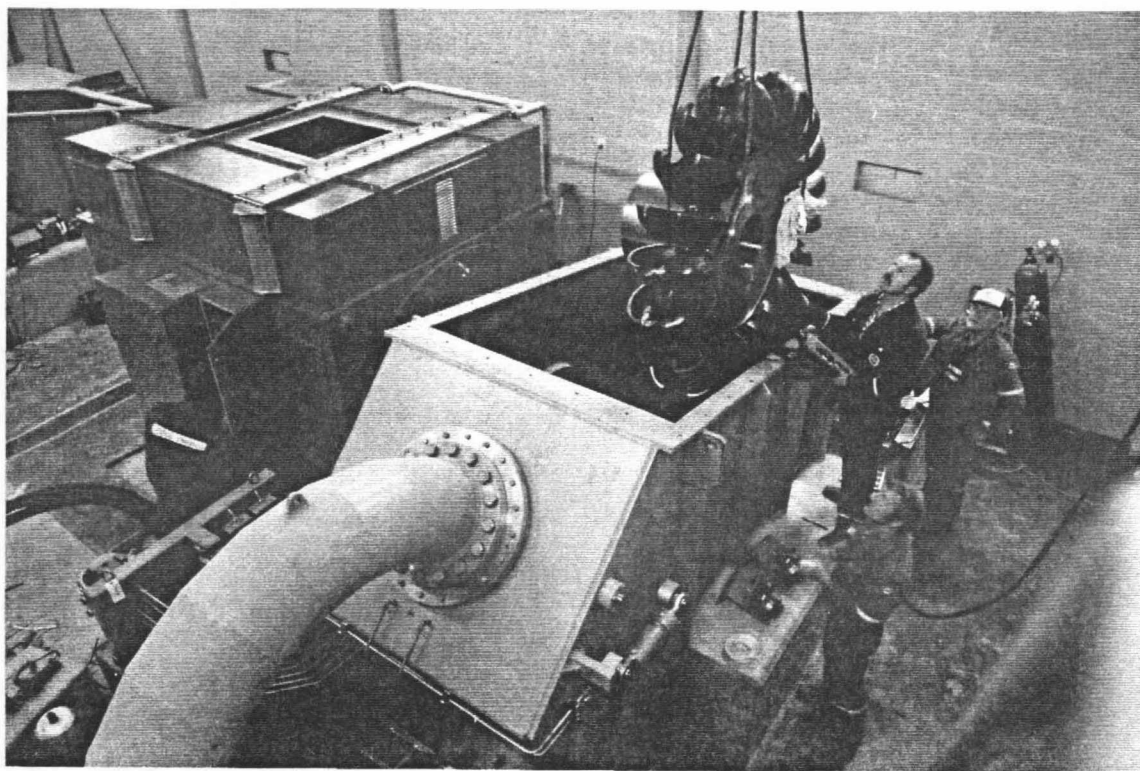
4 Ny inntaksdam



5 Rørgate
Montering GUP-rør



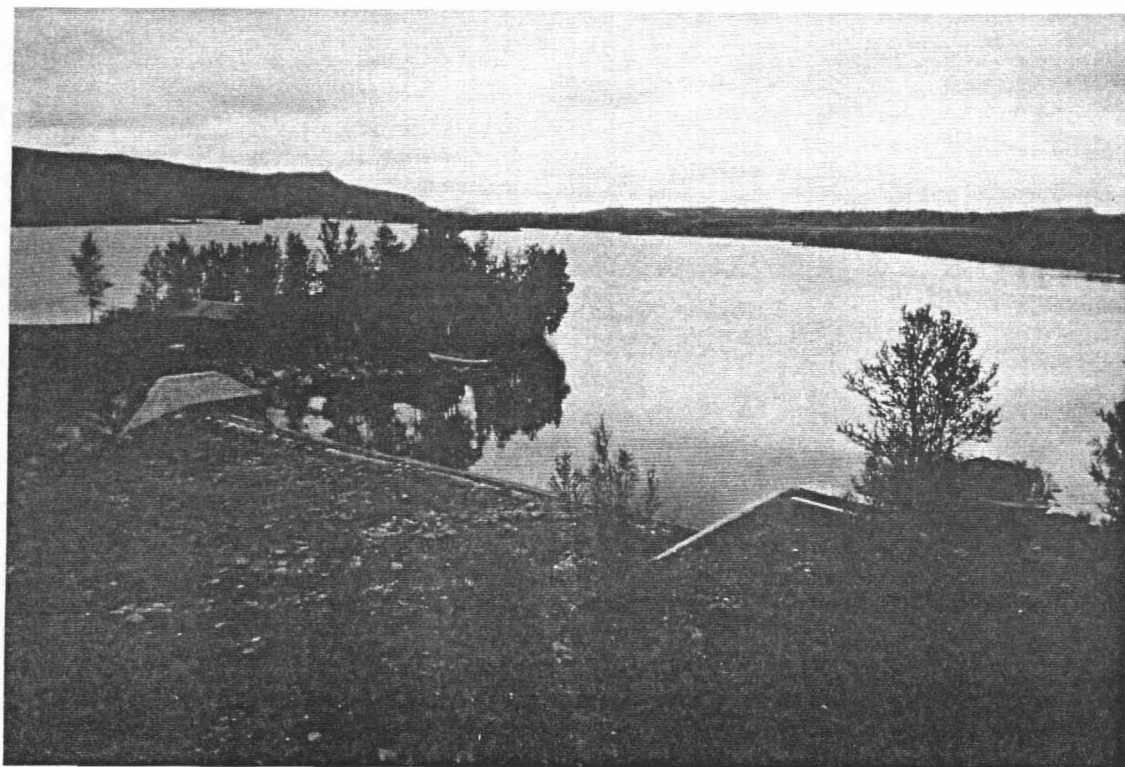
6 Rørgate
Utsnitt av stålrøret



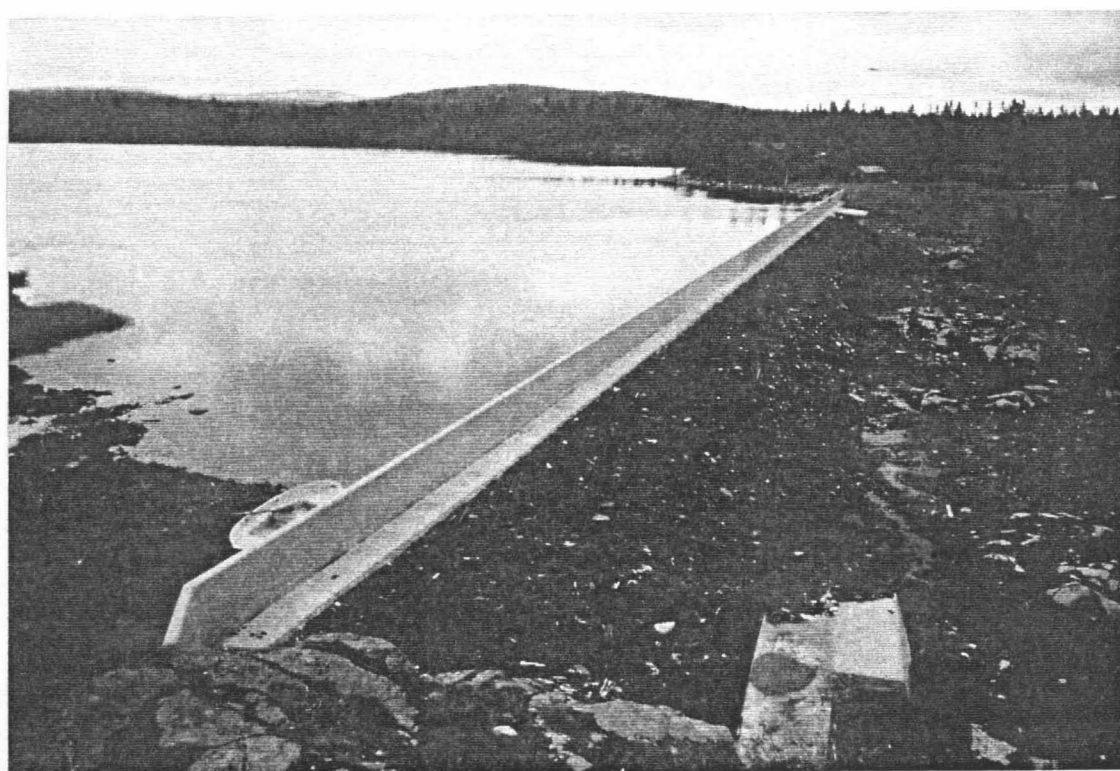
7 Kraftstasjon
Montering av turbinhjul



8 Kraftstasjon



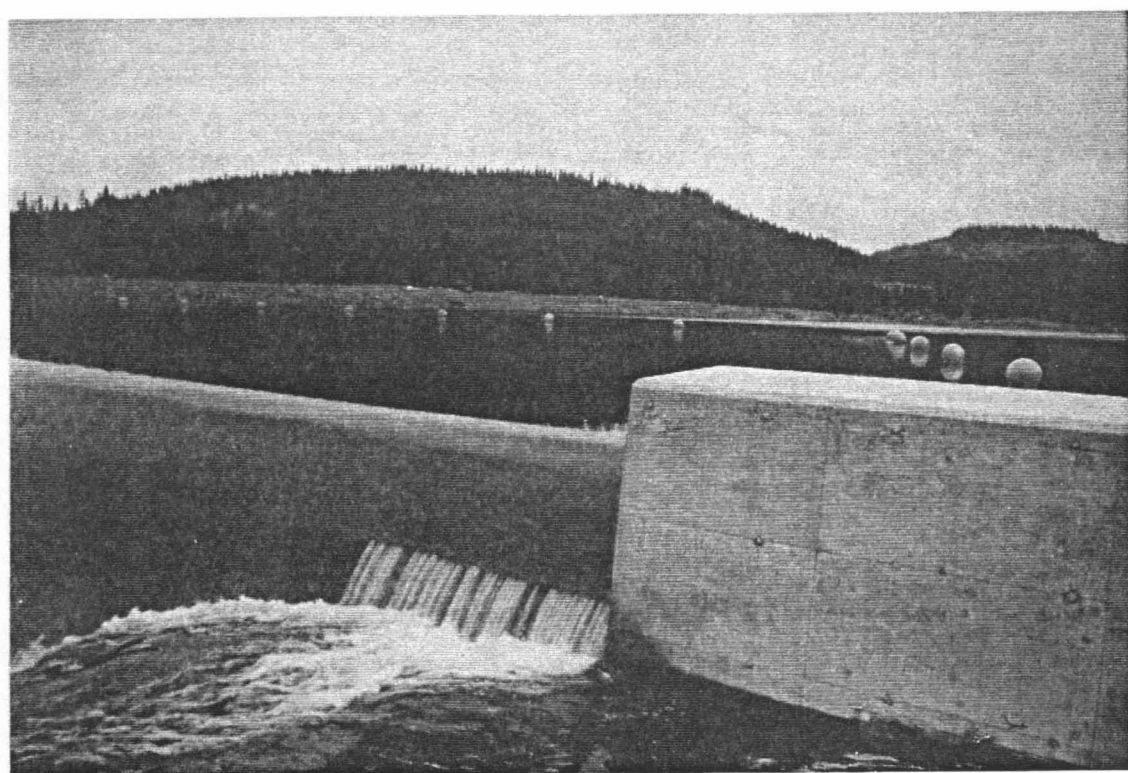
9 Våsjøen etter ombygging



10 Våsjøen etter ombygging



11 Det nye inntaksmagasinet



12 Den nye inntaksdammen

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

Adresse: Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo 3

I PUBLIKASJONSSERIEN ER UTGITT:

- | | | | |
|----|-----|----|--|
| Nr | NVE | 1. | J. F. Nicolaisen: Retningslinjer for stenge/tappeorganer og rør. (18 s.) 1991. |
| " | " | 2. | S. Taksdal: Vannstand/vannføringsarkiv pr 30.01.1991. (226 s.) 1991. |
| " | " | 3. | J. Cock: Pris på elektrisk kraft 1991. (10 s.) 1991. |
| " | " | 4. | O/U-prosjektet. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 11. Dragefossen kr.verk. (9 s.) 1991. |
| " | " | 5. | O/U-prosjektet. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 12. Skoltefoss kr.verk. (8 s.) 1991. |
| " | " | 6. | O/U-prosjektet. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 13. Moksa kr.verk. (28 s.) 1991. |

