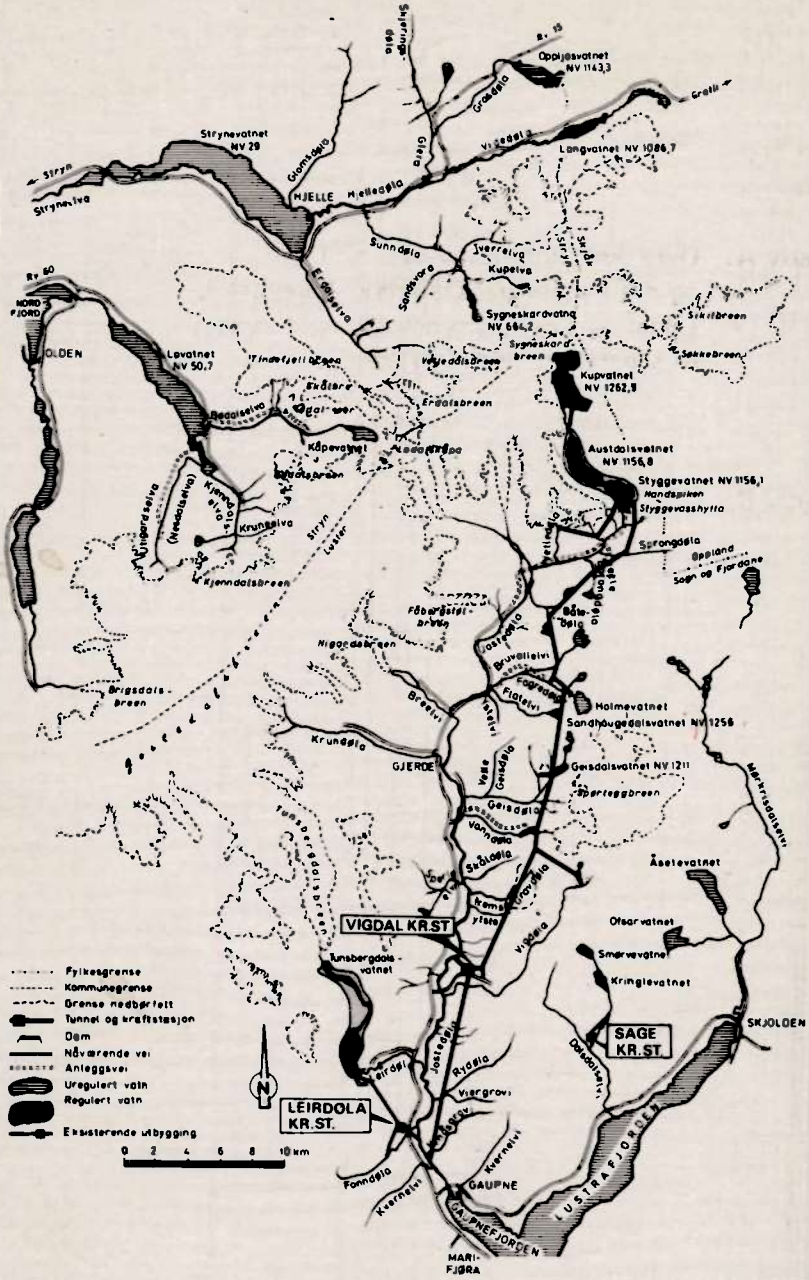
47 **D**



BREHEIMUTBYGGINGEN - JOSTEDAL

Vigdal kraftverk, ett fall

Teknisk / Økonomisk plan

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN

STATSKRAFTVERKENE

Plan av mars 1980

Alternativ A: Övre Jostedöla föres over til Loen og det bygges tre kraftverk, Fåbergstöl, Lodal og Loen. Strynevassdraget bygges ut separat i Skora kraftverk.

Alternativ B: Jostedalsvassdragene bygges ut separat i kraftverkene Fåbergstöl og Gaupne. Strynevassdraget bygges ut separat i Skora kraftverk.

Alternativ C: Jostedalsvassdragene bygges ut separat i Vigdal kraftverk. Strynevassdraget bygges ut separat i Skora kraftverk.

Alternativ D: Redusert utbygging av Jostedalsvassdragene i Vigdal kraftverk. Strynevassdraget bygges ut separat i Skora kraftverk.

BREHEIMUTBYGGINGEN - JOSTEDAL

VIGDAL KRAFTVERK, ETT FALL

TEKNISK / ØKONOMISK PLAN AV MARS 1980

NVE - Statskraftverkene
Middelthunsgt. 29,
OSLO 3

INNHOLDSFORTEGNELSE Side

Bilagsfortegnelse 1
Alminnelige forkortelser og definisjoner 2

1 GENERELT 4
1.1 Omfang og beliggenhet 4

1.2 Beskrivelse av området 4
1.2.1 Topografi 4
1.2.2 Hydrologi 4
1.2.3 Geologi 5
1.2.4 Distrikt 5

1.3 Planlegging og undersøkelser 6

1.4 Orienteringsmøter og innkomne merknader 7

2 PLANEN OMFATTER 9

2.1 Vigdal kraftverk 9
2.1.1 Magasiner 9
2.1.2 Overføringer 10

2.2 Andre lover 10

3 BESKRIVELSE AV KRAFTVERKET 11
3.1 Beregningsgrunnlag 11
3.1.1 Hydrologiske data 11
3.1.1.1 Generelt 11
3.1.1.2 Beregnet avløp 11
3.1.2 Høyder og energiekvivalenter 13
3.1.3 Fordeling av kostnader 13
3.1.4 Kalkulasjonsrente 14
3.1.5 Verdigrunnlag for energi og effekt 14
3.1.6 Grenseverdier 15
3.1.6.1 Krav til årlig avkastning av investert kapital 15
3.1.6.2 Verdi av overført vann 15
3.1.6.3 Marginal verdi av magasin 16

3.2 Vigdal kraftstasjon 17
3.2.1 Teknisk beskrivelse 17
3.2.2 Vurdering av installasjonen 18
3.2.3 Inntak og tilløpstunnel 19
3.2.4 Alternativt undervann 20

3.3 Reguleringsanlegg 20
3.3.1 Kupvatnet 20
3.3.1.1 Teknisk beskrivelse 20
3.3.1.2 Begrunnelse 21
3.3.1.3 Manøvrering 21
3.3.2 Austdalsvatnet/Styggevatnet 21
3.3.2.1 Teknisk beskrivelse 21
3.3.2.2 Begrunnelse 22
3.3.2.3 Manøvrering 23
3.3.3 Geisdalsvatnet 23
3.3.3.1 Teknisk beskrivelse 23
3.3.3.2 Begrunnelse 23
3.3.3.3 Manøvrering 23

3.3.4	Sandhaugedalsvatnet	23
3.3.4.1	Teknisk beskrivelse	23
3.3.4.2	Begrunnelse	24
3.3.4.3	Manøvrering	24
3.4	Overføringstunnel	24
3.4.1	Vetledøla - Styggevatnet	24
3.4.1.1	Teknisk beskrivelse	24
3.4.1.2	Begrunnelse	24
3.4.2	Andre overføringer	24
3.5	Anleggsveier	25
3.5.1	Elvekrok - Fåbergstølen - Styggevatnet	25
3.5.2	Vei til tverrslag i Fagredalen og massetak ovenfor Fåberggrenda	25
3.5.3	Vei til tverrslag i Vanndalen	25
3.5.4	Vei Styggevatnet - Austdalsvatnet - Kupvatnet	26
3.5.5	Andre veier	26
4	PRODUKSJON	27
4.1	Beregningsforutsetninger og-metoder	27
4.1.1	Samkjøring	27
4.1.2	Kraftkategorier	27
4.1.2.1	Fastkraft	27
4.1.2.2	Tilfeldig kraft	28
4.1.2.3	Flomtap	28
4.1.3	Beregningsmetoder	29
4.1.4	Produksjonsfordeling	29
4.2	Beregnet energiproduksjon	29
4.2.1	Produksjonsøkning i samkjøringssystemet	29
4.2.2	Midlere årlig produksjon i Vigdal krafstasjon	30
5	KOSTNADSOVERSLAG	31
5.1	Beregningsforutsetninger	31
5.2	Kostnadsoverslag	31
6	BEREGNET INNTEKT, RENTABILITET OG NYTTEVERDI	32
6.1	Inntekter	32
6.2	Utgifter	32
6.3	Årlig avkastning av investert kapital	32
6.4	Intern rente	32
7	EIENDOMSFORHOLD	32
8	KRAFTLEDNINGER OG SAMBAND	33
8.1	Overføringsnettet	33
8.1.1	Hovednettet	33
8.1.2	Alt. D. Tilknytning av Vigdal kraftstasjon.	34
8.2	Distriktsnettet	34
8.3	Anleggskraft	35
8.4	Samband	35
9	MANØVRERINGSREGLEMENT	36
10	TERMINPLAN OG INVESTERINGSPROGRAM	36
11	DATA FOR VIGDAL KRAFTVERK	37

BILAGSFORTEGNELSE

Bilagsnr.	Vedrørende
	Oversiktsskisse
3.1.1	Isohydatkart
3.1.2	Oversikt over høydegrunnlaget
3.2.1.1	Vigdal kraftverk. Avløpstunnel
3.2.1.2	Vigdal kraftverk. Anleggsområde ved kraftstasjonen
3.2.1.3	Tverrslag Rydøla. Anleggsområde
3.2.3.1.1	Vigdal kraftverk. Tilløpstunnel del Styggevatnet - Vanndalsvatnet.
3.2.3.1.2	Vigdal kraftverk. Tilløpstunnel del Vanndalsvatnet - kraftstasjonen
3.2.3.1.3	Tverrslag Sprongdalen. Anleggsområde
3.2.3.1.4	Tverrslag Fagredalen. Anleggsområde
3.2.3.1.5	Tverrslag ved Vanndalsvatnet. Anleggsområde
3.2.3.1.6	Tverrslag ved ventilkammeret. Anleggsområde
3.3.1.1	Kupvatnet. Senkningstunnel
3.3.1.2	Kupvatnet. Magasin- og arealkurve
3.3.1.3	Kupvatnet. Magasinkart
3.3.1.4	Kupvatnet. Anleggsområde
3.3.2.1	Styggevassdammen. Plan og snitt
3.3.2.2	Austdalsvatnet. Senkningstunnel
3.3.2.3	Styggevatnet/Austdalsvatnet. Magasin- og arealkurve
3.3.2.4	Styggevatnet/Austdalsvatnet. Magasinkart
3.3.2.5	Styggevassdammen. Anleggsområde
3.4.1	Overføringstunnel fra Vetledøla til Styggevatnet
3.5.1	Forslag til veitraseer Elvekrok - Fåbergstølen - Styggevatnet - Kupvatnet og Fåberg - Fagredalen
3.5.3	Forslag til veitrase i Vanndalen
8.1	Oversikt over overføringsledninger
8.3	Oversikt over anleggskraftledninger
10	Terminplan

ALMINNELIGE FORKORTELSER OG DEFINISJONER

Terminologien er stort sett hentet fra: "Drift- och avräkningsterminologi inom det nordiska elkraftsamarbetet".

HRV	:	Øvre reguleringsgrense.
LRV	:	Nedre reguleringsgrense.
HFV	:	Høyeste flomvannstand i såvel regulert som uregulert vatn
NV	:	Normalvannstand): Den vannstand som svarer til middelvannføringen i normalperioden. Hvor normal vannstand i henhold til definisjon ikke er tilgjengelig, er NV definert ved den utjevnede eller den nivellerte høyde som angis av Vassdragsnivellementet, eller hvor det ikke er nivellert, ved høydeangivelse fra det mest nøyaktige topografiske kart.
NMV	:	Normal magasinvannstand.): Den magasinvannstand som ved en valgt magasindisponering bestemmer magasinets midlere tilløpsenergi i normalperioden.
Midlere bruttofall	:	Differansen mellom normal magasinvannstand i et kraftverks over- og undervann.
Midlere nettofall	:	Midlere bruttofall redusert med totalt midlere falltap.
Midlere energi-ekvivalent	:	Midlere spesifikk produksjon (kWh/m3) bestemt av midlere nettofall og stasjonens virkningsgrad.
Fastkraft	:	Se definisjon under punkt 4.1.2.1.
Tilfeldig kraft	:	Se definisjon under punkt 4.1.2.2.
Brukstid	:	Forholdet mellom en energiproduksjon og den sammenhørende maksimale effekt.
Lastfaktor	:	Forholdet mellom brukstiden (timer) i et tidsrom og totalt antall timer i det samme tidsrom.
M	:	Mega = million
G	:	Giga = milliard

Normalperiode	:	I norsk hydrologi en periodelengde på 30 hydrologiske år (1. september - 31. august). Nåværende normalperiode omfatter årene 1930 - 1960.
Minstetverrsnitt	:	Det tunneltverrsnitt som har lavest meterpris.
Flerårsmagasin	:	Forekommer bare i magasiner med midlere og høye magasinprosenter og er den del som ikke trengs for å lagre vann fra sommer til vinter, men fra våte til tørre år.
Alminnelig lavvannføring	:	Den laveste vannføringen man får i uregulerte vassdrag når man hvert år skyter ut de 15 laveste, daglige observasjonene og deretter den laveste tredjedel av de gjenværende årlige minstevannføringene.
Brutto nytteverdi	:	Et kraftverks brutto nytteverdi er her definert som kostnaden ved å fremskaffe den ekvivalente kraftmengde og effekt på gunstigste alternative måte. Fordi den planlagte utbyggingen må regnes å komme henimot slutten av vannkraftperioden , er kostnadene beregnet ut fra billigste varmekraftalternativ. Se kapittel 6.
Netto nytteverdi	:	Brutto nytteverdi fratrukket total investering samt kapitaliserte utgifter til administrasjon, drift og vedlikehold av vannkraftverket.

1 GENERELT

Det er utarbeidet alternative planer for Breheimutbyggingen. Hvert alternativ og dets virkninger er beskrevet i 3 deler:

1. Teknisk/økonomisk plan
2. Hydrologi. Vannføringsforhold
3. Virkninger

Dessuten er det utarbeidet to bøker som gjelder Breheimen samlet:

4. Utredninger
5. Innstilling (sammenstilling)

Dette er Teknisk/økonomisk plan for separat utbygging av vassdrag i Jostedal etter alt. D.

1.1 Omfang og beliggenhet

Denne planen omfatter reguleringer i og samlet utbygging av følgende vassdrag i Sogn og Fjordane fylke:

Jostedøla med sideelvene
Vetledøla, Sprongdøla, Båtedøla, Bruvollelvi, Fagredøla, Flatelvi, Geisdøla, Vanndøla, Fremste Gravdøla og Vigdøla.

Utbyggingsområdet ligger i Luster kommune. Se oversiktsskisse.

1.2 Beskrivelse av området

1.2.1 Topografi

De vassdrag som denne planen vil berøre, ligger i sterkt kupert terreng med topper og breer i over 1700 meters høyde og drenerer til dels store breområder, bl.a. deler av Jostedalsbreen og Spørteggbreen.

Jostedøla har allikevel preg av innlandselv med relativt slakt fall bortsett fra øvre delen. Sidevassdragene renner til dels bratt ned mot Jostedøla.

1.2.2 Hydrologi

Nedbørfeltet grenser i øst mot Mørkrisvassdraget og Øvre Otta, i nord mot vassdrag i Stryn og i vest mot Loen.

Klimaet i Jostedalen er til dels innlandspreget på grunn av skjermvirkningen fra breen, og avløpet over året er markert forskjøvet mot perioden mai - oktober, da 80 - 85% av avløpet kommer. Spesifikt avløp varierer fra ca. 35-40 $l/s.km^2$ i selve Jostedalen til ca. 120 i breområdene.

Avløpet er dessuten sterkt temperaturavhengig på grunn av breene som gir store tilskudd i varme somre da man vanligvis har liten avrenning fra brefattige områder. Man vil således kunne høste en betydelig samkjøringsgevinst på grunn av den hydrologiske forskjellen mellom Breheimen og andre verkers felter.

Under 3.1.1 og i egen utredning: "Det hydrologiske grunnlaget i utbyggingsområdet", er det gjort nærmere rede for hydrologien.

1.2.3 Geologi

Gneis er den helt dominerende bergart i området. Den veksler hyppig i karakter, men er overveiende av stripet, middels til finkornig, granittisk type. Enkelte partier er gjennomsatt av amfibolittiske og pegmatittiske typer.

Enkelte steder i de bratte, høye fjellsidene er det observert avskallingsfenomener som tyder på bergtrykk. Om det er statisk bergtrykk eller tektoniske restspenninger som har forårsaket avskallingsfenomenene, bør undersøkes senere ved spenningsmålinger inne i fjellet, for eksempel i forbindelse med orientering av stasjonshaller.

Det generelle inntrykket av bergartene i området er at de er massive og sterke og at prosjektet hva angår dette punktet skulle være gunstig stillet. Erfaringene fra Leirdølautbyggingen har også vist gode forhold. Det vises til utredninger fra Norges Geotekniske Institutt.

1.2.4 Distrikt

Utbyggingsområdet ligger i Luster kommune i Sogn og Fjordane fylke.

Folketall

	1960	1.11.70	1.1.75	1.1.78
Luster	6196	5130	5084	5098

Aldersfordeling i % pr. 1.1.76

	Under 16 år	16-29 år	30-49 år	50-69 år	Over 70 år
Luster	21	17	18	29	15
Sogn og Fjordane	26	21	20	22	11
Hele landet	25	22	22	22	9

Kilder: Statistisk årbok 1978
Statistisk fylkeshefte 1977

Luster kommune er i flateinnhold langt den største i Sogn og Fjordane fylke og omfatter de tidligere kommunene Hafslo, Jostedal og Luster. Kommunen ligger omkring indre del av Sognefjorden, Lustrafjorden, med store fjellområder i nord og øst som delvis er dekket av isbreer, bl.a. Jostedalsbreen.

Samlet flateinnhold er 2702,3 km^2 hvorav 670,8 km^2 (24,8%) er isbreer og 65,7 km^2 (2,4%) er vatn. Av landarealet, 2636,5 km^2, er 38,7 km^2 (1,5%) jordbruksareal og 128,5 km^2 (4,9%) skogareal hvorav det meste er produktivt.

Bosettingen er vesentlig knyttet til områdene rundt den innerste delen av Sognefjorden, Lustrafjorden, i Jostedalen, Hafslo og Veitastrond.

Folketallet har vært synkende (se tabell foran), men synes nå å ha stabilisert seg på vel 5000 innbyggere. Den viktigste næringsveien er fortsatt jord- og hagebruk. Kommunen har relativt få industriarbeidsplasser.

1.3 Planlegging og undersøkelser

Direktoratet for Statskraftverkene leverte 4.12.73 sin innstilling i det store planleggingsarbeidet som fra 1966 gikk under navnet Jotunheimutbyggingen eller Jotunheimen/Breheimen.

Innstillingen forelå i to alternativ. Primært gikk vi inn for en utbygging etter hovedalternativet Øvre Otta ført vestover, og subsidiært etter hovedalternativet østlige vassdrag utbygd mot øst og vestlige vassdrag mot vest.

Etter at konsesjonsbehandlingen hadde vart i ca. 3 år, den 1.2.77, ble den primære søknad trukket tilbake og Statskraftverkene sto tilbake med to adskilte prosjekter delt etter vannskillet. Søknaden gjaldt nå "Breheimutbyggingen" på vestsiden og "Ottautbyggingen" på østsiden.

Da kommunestyrene i Luster og Stryn og Sogn og Fjordane fylkesutvalg i 1978 behandlet Breheimutbyggingen, meldte behovet seg for nye alternativ med utbygginger langs egne vassdrag og uten overføring av vann mellom kommunene Luster og Stryn. I september 1978 ga NVE's Hovedstyre Statskraftverkene i oppdrag å lage slike planer i tillegg til den omsøkte plan.

Det har vært foretatt omfattende undersøkelser til støtte for planarbeidet både før 1973 og siden. Av tekniske undersøkelser har det vært de vanlige med kartlegging, hydrologiske målinger, geologi, masseundersøkelser for dammer, seismiske målinger, men også mer spesielle som modellforsøk av tvungen innblanding av kraftverksvann i saltholdig fjordvann.

Videre er det foretatt undersøkelser av mer ikke-teknisk karakter. Det nevnes fiskeribiologiske forhold i vassdragene, forurensingsforhold, grunnvannsmålinger, is- og klimaspørsmål, beitegransking, etnologi, arkeologi og kulturhistorie m.m.

Flere undersøkelser er fortsatt igang og målinger fortsetter. Rapporter og resultater av alle disse undersøkelsene er listet opp i et eget hefte "Utredninger" med kort gjengivelse av innholdet i hver utredning.

1.4 Orienteringsmøter og innkomne merknader

Planleggingen av Breheimutbyggingen startet før Lov om vassdragsreguleringer av 14.12.17 ble endret den 19.6.69. Da kom en ny § 4a som foreskriver varsling og kunngjøring av igangsatt planlegging.

Jotunheimplanleggingen ble avertert som prøvesak allerede i 1966, men da var ikke vassdragene i Sogn og Fjordane nevnt. Siden ble det holdt så mange orienteringsmøter og planleggingen ble etterhvert så godt kjent at ytterligere kunngjøring av Vassdragsdirektoratet ble ansett som overflødig.

Etter 1973 ble det holdt offentlige møter både i Stryn og i Luster om den da gjeldende søknad. Det ble også knyttet nærmere kontakt og holdt møter med kommunenes administrasjon og ledelse i forbindelse med deres behandling av konsesjonssøknaden.

Etter våren 1978, da det ble bedt om alternative planer, har det vært holdt følgende møter i Luster med orientering om arbeidet:

19.6.78: Offentlig møte i Gaupne med orientering fra Statskraftverkene.

15.8.78: Møte med Luster kommunestyre i forbindelse med at Hovedstyret i NVE var på befaring i utbyggingsområdet.

3.7.79: Statskraftverkene orienterer Luster formannskap m.fl. om planarbeidets gang.

7.2.80: Statskraftverkene informerer Luster kommunes formannskap samt åpent folkemøte i Jostedalen.

Av innkomne merknader nevnes at det er kommet to henvendelser fra en grunneiergruppe i Jostedal som kaller seg Arbeidsnemndi for Jostedalens framtid. De er spesielt opptatt av å verne Fåbergstølsgrandane mot neddemming. Denne planen beskriver et alternativ for en redusert utbygging uten magasin på Fåbergstølen (alternativ D).

2 PLANEN OMFATTER

2.1 Vigdal kraftverk

2.1.1 Magasiner

Magasin	NV[1]	HRV		LRV		Volum, mill. m^3		
		Opp	Kote	Ned	Kote	Demn.	Senk.	Sum
Kupvatnet	1262,9	-	1262,9	72,9	1190,0	-	146	146
Styggevatnet/	1156,1	43,9	1200,0	46,1	1110,0	272	80	352
Austdalsvatnet	1156,8	43,2	1200,0	26,8	1130,0			
Geisdalsvatnet [2]	1211	-	1211	2	1209			(0,5)
Sandhaugedalsvatnet	1256	-	1256	2	1254			

1 Grunnlag for normalvannstander (NV), se bilag 3.1.2.
2 Dempningsmagasin 0,5 mill. m^3

2.1.2 Overføringer

a. Avløpet fra Vetledøla (7,8 km^2) og to bekker i Vivaskredene (0,8 + 0,8 km^2), tilsammen 9,4 km^2 nedbørfelt overføres til Styggevatnet.

b. Avløpene fra bekk sør for Styggevatnet (0,8 km^2), fra Sprongdøla (7,0 km^2), fra Vetle Sprongdøla (3,3 km^2), fra Båtedøla nord inklusive avløpet fra bekk nedstrøms inntaket og som føres over til dette ved kanal eller rør (2,4 km^2), fra Båtedøla sør (2,2 km^2), fra øvre Bruvollelvi (8,2 km^2), fra Fagredøla nord (3,3 km^2), fra Fagredøla sør (10,5 km^2), fra Sandhaugedalsvatnet inklusive et lite felt nedstrøms vatnet (2,6 km^2), fra Geisdalsvatnet (9,7 km^2), fra bekk like vest for vatnet som overføres til dette ved kanal eller rør (0,8 km^2), fra bekk til Geisdøla fra øst (1,4 km^2), fra bekk til Geisdøla fra sør-øst (0,9 km^2), fra bekk til Vanndalsvatnet (1,4 km^2) og fra øvre del av Fremste Gravdøla (2,0 km^2), tilsammen 56,5 km^2 nedbørfelt, tas inn i tilløpstunnelen og kan lagres i Styggevatnet.

c. Avløpene fra bekk til Geisdøla fra nord (2,2 km^2) overføres til tilløpstunnelen gjennom en avgrening fra tilløpstunnelen. Avløpene fra Øvre Vigdøla nord (15,0 km^2) og fra Øvre Vigdøla øst inklusive et lite felt nedstrøms inntaket som overføres til dette ved kanal eller rør (5,0 km^2), overføres til tilløpstunnelen gjennom en egen avgrening fra tilløpstunnelen. Samlet nedbørfelt er 22,2 km^2. Avløpene kan lagres i Styggevatnet.

2.2 Andre lover

Foruten vassdragsreguleringsloven vil følgende lover gjelde for konsesjonsbehandlingen:

Lov av 15. mars 1940 om vassdragene
Lov av 26. juni 1970 om vern mot vannforurensning.
Lov av 19. juni 1969 nr. 65 VII om bygging og drift av elektriske anlegg.

Videre kan en rekke lover senere komme inn vedrørende skjønn og ekspropriasjon, erverv av vannfall m.v. De viktigste er:

Lov av 14. desember 1917 nr. 16 om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v.
Lov av 1. juni 1917 om skjønn og ekspropriasjonssaker.
Lov av 26. januar 1973 om erstatning ved ekspropriasjon av fast eiendom.
Oreigningsloven av 23. oktober 1959.

Forøvrig:
Bygningsloven av 18. juni 1965.
Lov av 25. juni 1948 nr. 8 om forsvarsmessig sikring av kraftforsyningen.

3 BESKRIVELSE AV KRAFTVERKET

Det tas forbehold om at det under detaljprosjekteringen kan vise seg å bli nødvendig med endringer i den tekniske utførelsen.

3.1 Beregningsgrunnlag

3.1.1 Hydrologiske data

3.1.1.1 Generelt

Tabellen nedenfor gjengir data for noen av de viktigste avløpsstasjonene i området.

Avløpsstasjon	Nr.	Areal km^2	Normalvannføring 1930 - 1960			Observasjons-periode
			Q mill. m^3/år	q m^3/sek	qs l/s.km^2	
Lovatn	622	234	521	16,5	70,5	1900 - d.d.
Ytri bru,Fortunelv	611	367	609	19,3	52,6	1918 - d.d.
Kroken	1121/2032	356	1055	33,4	93,8	1949 - d.d.
Myklemyr	2236					1978 - d.d.
Vigdal	2294					1979 - d.d.

VM nr. 1121/2032, nr.2236 og nr.2294 ligger i det vassdraget som planen omfatter. VM nr. 2236 og nr. 2294 har imidlertid vært i virksomhet i så kort tid at vannføringskurve foreløpig mangler. VM 1121/2032 har hatt et noe ustabilt profil. Dessuten begynte observasjonene først i 1949. Dette har gjort at ved produksjons-simuleringer, som omfatter perioden 1930-60, har vi benyttet VM 611.

Resultatene fra de to vannmerkene som nylig er opprettet, kan senere brukes til kontroll av isohydatkartet og de vil derfor kunne komme til nytte ved en eventuell detaljprosjektering. Av isohydatkartet, bilag 3.1.1, fremgår hvilke avløpsstasjoner som er brukt til beregning av normalavløpet. Forøvrig vises til egen utredning: "Det hydrologiske grunnlaget i utbyggingsområdet".

3.1.1.2 Beregnet avløp

De midlere årsavløp fra de enkelte delfelter er beregnet ved hjelp av et isohydatkart fra NVE - Hydrologisk avdeling (se bilag 3.1.1). Nedbørfeltene er målt (planimetrert) på NGO-kart i målestokk 1 : 50 000. I enkelte tilfeller er feltgrenser også kontrollert på kart i målestokk 1 : 10 000.

De beregnede vannføringer er ikke så nøyaktige som antall desimaler gir inntrykk av. Spesifikke avløp oppgis vanligvis avrundet til nærmeste 5 liter pr. sekund pr. km^2. Når det her er oppført nøyaktigere tall, er det for å vise at feltene har forskjellige spesifikke avløp og for at summene ved avløpsstasjonene nøyaktig skal tilsvare de beregnede normalavløp. Det er perioden 1930 - 1960 som er basis for normalavløpstallene. De enkelte felters størrelse og beliggenhet er vist i utredning nr. 126 "Det hydrologiske grunnlaget i utbyggingsområdet", samt i tabellen nedenfor.

Feltets navn	Inntaks-kote ca m.o.h.	Areal km^2	Spesifikt avløp $l/s.km^2$	Midlere avløp	
				m^3/sek	mill. $m^3/år$
Kupvatnet	1263	18,7	91,2	1,71	53,8
Styggevatnet	1156	40,6	92,3	3,75	118,2
Vetledøla vest	1215	6,8	98,7	0,67	21,2
Vetledøla øst	1230	1,0	89,3	0,09	2,8
Bekk 1 Vivaskredene	1230	0,8	86,1	0,07	2,2
Bekk 2 Vivaskredene	1220	0,8	85,7	0,07	2,2
Bekk sør for Styggevatnet	1210	0,8	87,6	0,07	2,2
Sprongdøla	1210	7,0	87,7	0,61	19,4
Vetle Sprongdøla	1215	3,3	86,6	0,29	9,0
Båtedøla nord 1)	1220	2,4	83,0	0,20	6,3
Båtedøla sør	1220	2,2	83,6	0,18	5,8
Bruvollelvi	1225	8,2	86,7	0,71	22,4
Fagredøla nord	1230	3,3	84,7	0,28	8,8
Fagredøla sør	1230	10,5	84,8	0,89	28,1
Sandhaugedalsvatnet 2)	1256	2,6	77,0	0,20	6,3
Geisdalsvatnet	1211	9,7	84,0	0,81	25,7
Bekk ved Geisdalsvatnet	1215	0,8	81,0	0,06	2,0
Bekk, Geisdøla nord	1220	2,2	80,1	0,18	5,6
Bekk, Geisdøla øst	1220	1,4	81,4	0,11	3,6
Bekk, Geisdøla sør-øst	1220	0,9	81,0	0,07	2,3
Bekk til Vanndalsvatnet	1220	1,4	82,0	0,11	3,6
Øvre Vigdøla nord	1225	15,0	83,3	1,25	39,4
Øvre Vigdøla øst 3)	1205	5,0	74,0	0,37	11,6
Fremste Gravdøla	1230	2,0	71,0	0,14	4,5
Sum felter til Vigdal kraftverk		147,4	87,4	12,89	407,0

1) Inkludert bekk nedstrøms inntaket som overføres til dette ved grøft eller rør.

2) Inkludert et lite felt nedstrøms Sandhaugedalsvatnet.

3) Inkludert bekk nedstrøms inntaket som føres over til dette ved grøft eller rør.

3.1.2 Høyder og energiekvivalenter

Høydegrunnlag, se bilag 3.1.2.

Vigdal kraftverk skal nytte fallhøyden mellom Styggevatnet og Jostedøla ved Gaupne. Etter at reguleringene er gjennomført, vil de bestemmende vannstander bli som vist i tabellen nedenfor:

	HRV	LRV	NMV
Styggevatnet	1200	1110	1170
Jostedøla ovenfor Gaupne			7

Middelvannstanden NMV er noe usikker fordi de benyttede simuleringsprogrammer ikke direkte kan angi middelvannstanden i inntaksmagasinet. Det er heller ikke tatt hensyn til eventuelle magasinrestriksjoner som kan tenkes pålagt for å redusere flommene. Slike vil redusere NMV og energiekvivalenten oppgitt nedenfor.

Ut fra antatte falltapsforhold og gjennomsnittlig totalvirkningsgrad på 0,883 har driftssimuleringene gitt følgende midlere energiekvivalent:

Vigdal kraftverk 2,759 kWh/m^3

3.1.3 Fordeling av kostnader

Kostnadene deles i to grupper:

a) Direkte kostnader som konteres rett på anleggsdelen.

b) Indirekte kostnader som konteres på egne konti og senere føres på anleggsdelene etter en valgt fordelingsnøkkel.

Av praktiske årsaker fordeles vanligvis de indirekte kostnadene proporsjonalt med de direkte kostnader ved å bruke en felles påslagsprosent. Ved marginalbetraktninger derimot må det brukes en påslagsprosent for marginale indirekte kostnader. I denne inngår renter og investeringsavgift i sin helhet, mens felleskostnader inngår med sine marginale endringer som vil bli lavere enn de gjennomsnittlige.

Felleskostnadene dekker bl.a. administrasjon, skjønn og erstatning, og bygging og drift av sentrale hjelpeanlegg. Når de indirekte kostnadene legges til de direkte kostnadene, blir gjennomsnittspåslaget her ca. 90% (ca. 53% uten renter). Hvor ikke annet er angitt, er påslaget inkludert i de oppgitte totale kostnadene under punktet "Begrunnelse" for hver anleggsdel. Kommer det på tale å sløyfe en hel anleggsdel, må det brukes en lavere påslagsprosent for å komme fram til den marginalkostnad som skal brukes i vurderingen.

3.1.4 Kalkulasjonsrente

En grunnleggende kostnadsfaktor er kostnaden av å binde kapital i anleggene for kraftproduksjon. Denne kostnaden er ikke nødvendigvis lik den rente som må betales når kapitalen lånes. Enten kapitalen skaffes ved lån eller på annen måte ville den kunne anvendes til andre formål hvor den gjør en nytte som kommer til uttrykk ved en viss avkastning. Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å ta kapital vekk fra andre anvendelser som står åpne og udekkede, for å bruke den i kraftutbygging, må da settes lik med den avkastning som kapitalen ville gitt i slike andre anvendelser.

Kalkulasjonsrenten gis et slikt nivå at tilgjengelig kapital balanserer med de investeringsobjekter som har avkastning høyere eller lik kalkulasjonsrenten. Finansdepartementet har bestemt at det skal brukes 7% kalkulasjonsrente.

Det må presiseres at man i samfunnsøkonomiske betraktninger bruker verdifaste kroner. Man spekulerer således ikke i såkalt inflasjonsgevinst.

3.1.5 Verdigrunnlag for energi og effekt

Verdien av den kraften vi innvinner ved prosjektet eller ved en prosjektdel settes lik det det koster å skaffe en tilsvarende kraftmengde på billigste annen måte. I denne betraktningen må to perioder betraktes. Mens man fremdeles bygger ut vannkraft, skaffes denne alternative kraften ved at andre vannkraftprosjekter framskyndes. Men etter den tid fås alternativkraften ved hjelp av varmekraft.

Breheimutbyggingen antas å komme så sent at man kan nøye seg med å betrakte den siste perioden, det vil si at verdien av kraften settes lik det det koster å skaffe en tilsvarende kraftmengde ved hjelp av billigste varmekraft. Med "billigste" forstås den billigste av de varmekraftslag som vil bli tillatt utbygget.

Av varmekraftslagene er nå kullfyrt varmekraft billigst med kjernekraft som nest billigst og oljefyrt varmekraft som dyrest. Kostnaden for kullfyrt varmekraft med rensing av røkgassene (avsvovling) er ved kostnadsnivå 1.10.78 ca. 16-17 øre/kWh.

Hvor ikke annet er angitt, har vi i denne planen verdsatt fastkraftøkning til 17 øre/kWh. Verdi av effekt, se punkt 3.2.2.

Elektrisitetstariffer må ikke brukes i en samfunnsmessig verdiberegning. På produksjonssiden er det bare en ting som teller, nemlig å produsere energien så billig som mulig ("billig" i en utvidet betydning der man også tar hensyn til skader og ulemper).

At tariffene ligger langt lavere enn kostnaden for ny vannkraft, er tilsynelatende tegn på ulønnsom virksomhet. Men bedriftsøkonomisk drives elforsyningen med balanse. Dette skyldes at nyutbygginger ikke bare betales ved salg av den nye energien, men også av tariffstigning på den energien man produserer i billigere kraftverk. Gevinsten framkommer ikke som overskudd i elverkregnskapene, men som billigere energi til forbrukerne enn om man måtte bruke varmekraft.

3.1.6 Grenseverdier

3.1.6.1 Krav til årlig avkastning av investert kapital

De enkelte anleggsdeler, så som magasiner, overføringer, vannveier og installasjoner, er så langt det er mulig, dimensjonert ut fra økonomiske kriterier. Ved endelig valg av dimensjoner kan også andre forhold være bestemmende. Ved dette prosjektet er det vesentlig økonomiske kriterier som har vært avgjørende.

Følgende betraktningsmåte blir lagt til grunn ved den økonomiske dimensjonering:

Investering samt årlig nettoverdi beregnes for en serie med trinnvis økning av anleggsdelen. Med nettoverdi menes bruttoverdi fratrukket årlige utgifter til administrasjon, drift og vedlikehold. Den marginale årlige avkastning blir da:

$$r = \frac{\text{økt årlig nettoverdi} \times 100}{\text{økt investering}}$$

Etter hvert som anleggsdelen økes, avtar vanligvis den marginale avkastning. Laveste tillatte avkastning bestemmes av kalkulasjonsrenten og levetiden. Vi bruker 7% p.a. kalkulasjonsrente. Med 40 års levetid blir laveste tillatte marginale avkastning av investert kapital 7,50% p.a. (annuitet). Samme rente (7% p.a.) nyttes også i anleggstiden (se punkt 5.1).

3.1.6.2 Verdi av overført vann

Tilløpet til kraftverket kan økes ved å overføre flere felter. Ved vurdering av nye felter er nyttet detaljsimuleringer. Disse er utført uten og med det nye feltet, noe som gir oss produksjonsøkningen og fordelingen av denne på fastkraft og tilfeldig kraft. Verdien av økt energi og effekt er så sammenlignet med kostnadene for å utnytte det nye feltet. Kravet til marginal avkastning er som beskrevet i pkt. 3.1.6.1): 7% kalkulasjonsrente.

3.1.6.3 Marginal verdi av magasin

Generelt avtar den marginale magasinverdi med økende magasinprosent. Ved vanlig regulerte kraftverk er det forholdsvis enkelt å bestemme samkjøringsstrategien og bygge en simuleringsmodell som viser magasinverdien.

For Vigdal kraftverk blir magasinprosenten så høy (varierende fra 271% til 100% for de to magasinene) at totalmagasinet virker som flerårsmagasin og samkjøringsstrategien blir mer kompleks. De simuleringsmodeller som vi benytter idag, kan ikke fullt ut ta hensyn til dette.

Ved de magasinprosenter som er aktuelle her, har vi satt verdien til ca. 25 øre/kWh (verdinivå 1.10.78).

3.2 Vigdal kraftstasjon

3.2.1 Teknisk beskrivelse

Kraftstasjonen plasseres i fjell på østsiden av Jostedalen ved Myklemyr. Adkomsttunnelen som får påhugg like nord for gården Ormbergstøl, blir ca. 1035 m lang med tverrsnitt 45 m^2. Avløpstunnelen blir ca. 11 565 m lang med et tverrsnitt på 29 m^2. Den drives fra en avgrening på adkomsttunnelen til kraftstasjonen og fra et tverrslag ved Rydøla. Avløpstunnelen dykkes og munner ut i Jostedøla like ovenfor Gaupne. En kort kanal fører vannet fra avløpstunnelen ut i Jostedøla. I kanalen bygges føringer for bjelkestengsel. Midlere vannstand ved utløpet er ca. 7 moh., se bilag 3.2.1.1.

Inntaksmagasin blir Styggevatnet og midlere brutto fallhøyde blir 1163 m.

I stasjonen er det regnet med en vertikal Peltonturbin på 275 MW. Dette tilsvarer en ytelse fra trafoen på ca. 270 MW. Ved midlere nettofallhøyde regnes en maksimalvannføring på 28,5 m^3/sek. Omdreiningstallet blir 428,6 ^{o}/min. Generatorytelsen blir 330 MVA.

Avløpstunnelen som er forutsatt dykket, blir meget lang. Ved pådrag og avslag vil det derfor opptre store vannstandsvariasjoner i undervannet inne ved kraftstasjonen. Disse variasjonene kan reduseres ved hensiktsmessig utforming av svingebassenget i undervannet.

Løpehjulet til en Peltonturbin må rotere i luft. Vanligvis plasserer man derfor Peltonturbinen over høyeste undervann. Dette vil her medføre dårlig utnyttelse av Peltonaggregatet da undervannet vanligvis vil ligge mye lavere enn høyeste svingegrense. Hvis Peltonaggregatet kan plasseres lavere, vil en derfor få en ikke ubetydelig energigevinst.

Det er flere måter å løse dette på. Her er foreslått å trykke ned undervannet for Peltonturbinen ved hjelp av kompressorer.

Kraften transformeres opp til 300 kV inne i stasjonen og føres i enfasekabler gjennom egen kabeltunnel ut til friluftsanlegget (evt. et SF_6-anlegg) nær tunnelåpningen. Om tilknytningen til samkjøringsnettet, se 8.1.

Bergarten i stasjonsområdet består av forskjellige gneistyper som virker massive. Det ventes problemer med sprakefjell for en del av adkomsttunnelen. I selve kraftstasjonsområdet er imidlertid ikke sprakefjell ventet å gjøre seg gjeldende. Gunstigste orientering av stasjonens lengdeakse er trolig omtrent rett øst-vest.

Avløpstunnelen vil gå gjennom forskjellige gneistyper. Det ventes ikke spesielle problemer ved drivingen.

Teoretisk utsprengte masser ved arbeidsstedet ved kraftstasjonen er ca. 160 000 m^3. De massene som ikke får annen anvendelse, foreslås plassert i tipp langs Jostedøla sør for påhugget. Arrangementsforslag for arbeidsstedet er vist i bilag 3.2.1.2.

Ved tverrslaget på avløpstunnelen blir teoretisk utsprengte masser ca. 250 000 m^3. De massene som ikke får annen anvendelse, foreslås plassert i tipp sør for påhugget. Arrangementsforslag for arbeidsstedet er vist i bilag 3.2.1.3. Bilaget viser også en alternativ plassering av tippen nord for tverrslaget.

3.2.2 Vurdering av installasjonen

Der man kan utnytte effekten fritt, regner vi generelt med effektverdi 750 kr/kW (verdinivå 1.10.78). Vigdal kraftverk får gode magasiner. Magasinprosenten blir nesten 100 % på Styggevatnnivået og 271 % i det høyereliggende delfeltet Kupvatnet.

Utløpet i Jostedøla fra Vigdal kraftstasjon vil skje ca. 2,5 km ovenfor utløpet i fjorden og ca. 1,5 km nedstrøms utløpet fra Leirdøla kraftstasjon. Leirdøla kraftstasjon kan manøvreres fritt uavhengig av vannføringen i Jostedøla. Bygging av Vigdal kraftverk vil medføre økt vintervannføring nedenfor utløpet fra kraftstasjonen. Ved nåværende forhold går Jostedøla åpen om vinteren på denne strekningen når Leirdøla kraftstasjon er i drift. Bare i perioder hvor Leirdøla kraftstasjon står, vil Jostedøla kunne bli islagt nedenfor utløpet fra kraftstasjonen. Bygging av Vigdal kraftverk vil medføre at nederste delen av Jostedøla vil gå åpen året rundt. Vi antar at skadevirkningene av dette vil bli små.

Vannføringen vil bli redusert i elva oppstrøms utløpet fra kraftstasjonen. Da den strekningen som vannføringen fra Vigdal kraftstasjon kan innvirke på, er relativt kort og vi dessuten har et stort restfelt, mener vi at det skulle være unødvendig å legge noen restriksjoner på kjøringen av kraftstasjonen. I våre verdiberegninger har vi derfor antatt at Vigdal kraftverk kan manøvreres fritt utenom flomperioder og at midlere effektverdi er 750 kr/kW. Marginal effektverdi er anslått til 700 kr/kW.

Marginal installasjonskostnad inklusive marginale kostnader i vannveien er ca. 700-750 kr/kW (kostnadsnivå 1.10.78). Vi foreslår en turbininstallasjon på 275 MW (ca. 270 MW fra trafoen) noe som gir en midlere brukstid på ca. 4180 timer (lastfaktor 0,48). Midlere vinterbrukstid blir 3640 timer (lastfaktor 0,72) og midlere sommerbrukstid 540 timer (lastfaktor 0,15).

Foreslått installasjon har marginalkostnader i samme størrelsesorden som antatt marginalverdi. Effektverdien er imidlertid noe usikker og vi forutsetter derfor at installasjonens størrelse skal tas opp til fornyet vurdering under en eventuell detaljprosjektering.

3.2.3 Inntak og tilløpstunnel

Se bilag 3.2.3.1.1 - 3.2.3.1.6.

Tilløpstunnelen blir ca. 31 km lang med 29 m^2 tverrsnitt. Den får inntak i Styggevatnet ved LRV kote 1110 og får 17 bekkeinntak underveis til toppen av trykksjakten. 3 av bekkene tas inn gjennom egne tunneler som grener av fra tilløpstunnelen. Dette gjelder bekkene Geisdøla nord, Øvre Vigdøla nord og Øvre Vigdøla øst. Når kraftstasjonen står og i perioder hvor tilløpet fra bekkeinntakene på tilløpstunnelen er større enn det som til en hver tid kjøres gjennom turbinen, virker tilløpstunnelen også som overføringstunnel til Styggevatnet.

Geologisk antas forholdene å ligge tilfredsstillende til rette for trykktunnel fram til inntakskonusen for trykksjakten. Den viste løsningen fører til et vanntrykk ved HRV i Styggevatnet på 580 m ved inntakskonusen. Det er foreløpig regnet med svingesjakt, men mulighetene for å kunne nytte luftputebasseng synes å være gode.

Tunnelen drives fra 3 tverrslag og fra adkomsttunnelen til ventilkammeret på toppen av trykksjakten. Tverrslagene foreslås plassert i Sprongdalen, i Fagredalen og ved Vanndalsvatnet. Adkomsten til ventilkammeret foreslås plassert øverst i Vigdalen. Fra ventilkammeret drives det 4610 m vesentlig i stigning 1:10. Svingesjakten drives også herfra. Fra tverrslaget i Sprongdalen drives i alt 9060 m, fra tverrslaget i Fagredalen 9035 m og fra tverrslaget ved Vanndalsvatnet 8280 m. Fra Vanndalsvatnet drives også to avgreninger fra hovedtunnelen. Den ene drives fra tunnelen ved Geisdalsvatnet for å ta inn Geisdøla nord. Denne tunnelen blir 925 m lang med 15 m^2 tverrsnitt. Den andre drives fra tilløpstunnelen sørøst for Vanndalsvatnet og mot Øvre Vigdøla for å ta inn denne i to inntak. Denne tunnelen blir 3250 m lang med 15 m^2 tverrsnitt.

Teoretisk utsprengte masser ved tverrslaget i Sprongdalen er ca. 275 000 m^3. Massene kan helt eller delvis brukes i Styggevassdammen.

Tilsvarende masser ved tverrslaget i Fagredalen er ca. 275 000 m^3, ved tverrslaget ved Vanndalsvatnet ca. 310 000 m^3 og ved påhugget i Vigdalen ca. 200 000 m^3. Alle disse massene foreslås plassert i tipp nær tverrslagene.

Arrangementsforslag for arbeidsstedene er vist i bilag 3.2.3.1.3 - 3.2.3.1.6.

Trykksjakten ned til kraftstasjonen blir 860 m lang i 45° helling. Den forutsettes i sin helhet drevet fra kraftstasjonsområdet og foreslås utført med stålforing.

3.2.2.4 Alternativt undervann

Vi foreslår at avløpstunnelen munner ut i Jostedøla på kote 7. Utløpsstedet er valgt ut fra økonomiske betraktninger der også utslipp høyere opp i elva har vært vurdert.

Alternativt utløpssted lenger ned er selve Gaupnefjorden. Ved å gå helt til fjorden vil produksjonen øke noe fordi nettofallhøyden øker. En god del av økningen i bruttofallhøyden vil imidlertid gå tapt som falltap fordi tunnellengden øker. Samtidig øker også kostnadene av samme grunn. For kraftverket er det isolert sett ikke økonomisk forsvarlig å forlenge tunnelen. Ved å la avløpstunnelen munne ut i fjorden foreligger imidlertid muligheten for å blande ferskvannet med saltvann. Hensikten med dette skulle i tilfelle være å redusere mulighetene for islegging av fjorden på grunn av ferskvannsutslippet vinterstid. Et slikt blandeanlegg er både komplisert og kostbart samtidig som det ikke kan gjøre noe med det utslippet som allerede i dag kommer fra Leirdøla kraftstasjon.

Hvis det mot formodning senere viser seg å være nødvendig å blande ferskvannet med saltvann vil et bobleanlegg ved utløpet av Jostedøla kunne ta seg av utslippene både fra Vigdal og Leirdøla kraftverk. Vi har derfor blitt stående ved å foreslå at avløpstunnelen skal munne ut i Jostedøla på kote 7.

3.3 Reguleringsanlegg

3.3.1 Kupvatnet

Se bilag 3.3.1.1, 3.3.1.2, 3.3.1.3 og 3.3.1.4..

3.3.1.1 Teknisk beskrivelse.

Normal vannstand i Kupvatnet er 1262,9 m.o.h. Vatnet foreslås senket 72,9 m til LRV kote 1190. Det naturlige utløpet beholdes som flomløp. HRV blir normalvannstand kote 1262,9. Senkningen foreslås utført ved hjelp av en 1210 m lang senkningstunnel med minstetverrsnitt. Tunnelen kan stenges med en luke eller ventil. Det forutsettes bygget vei langs Styggevatnet og Austdalsvatnet. I tillegg må det regnes med en del veiløs transport. Arrangementsforslag for arbeidsstedet er vist i bilag 3.3.1.4.

3.3.1.2 Begrunnelse

Midlere årsavløp er 53,8 mill. m^3, mens magasinvolumet blir 146 mill. m^3. LRV er valgt ut i fra økonomiske betraktninger. Seismiske målinger viser at ved ytterligere senkning må tunnelen krysse en svakhetssone. For å unngå kryssing ved høyt vanntrykk og liten fjelloverdekning må tunnelen legges i vinkel noe som medfører at den blir lengre og dyrere. Vi har ikke vurdert oppdemming av vatnet da damstedet ikke er spesielt gunstig,samtidig som beliggenheten nær breen er ugunstig og magasinprosenten allerede ved senkningen blir 271%. Magasinet er kostnadsregnet til ca. 25,8 mill. kr. (kostnadsnivå 1.10.78). Dette gir en midlere magasinkostnad på 18 øre/m^3 eller 6,4 øre/kWh. Marginal magasinkostnad blir ca. 5,5 øre/kWh noe som er meget akseptabelt ved denne magasinprosenten. Ytterligere senkning gir vesentlig høyere marginalkostnad.

3.3.1.3 Manøvrering

Magasinet manøvreres fritt.

I meget dårlige vannår eller ved flere dårlige vannår på rad, vil magasinvolumet helt eller delvis bli tappet over til Austdalsvatnet/Styggevatnet. Oppfyllingen etter en nedtapping vil sannsynligvis starte ved første vårflom. Hvis magasinet er fullt, vil det om vinteren i gode og midlere vannår bli tappet over til Austdalsvatnet/Styggevatnet så mye vann at ledig magasinvolum om våren med rimelig sikkerhet kan ta vare på sommertilsigene. Denne tappingen vil fortrinnsvis skje tidlig på vinteren for å få nyttet dette vannet i størst mulig fallhøyde i Vigdal kraftverk.

3.3.2 Austdalsvatnet/Styggevatnet

Se bilag 3.3.2.1, 3.3.2.2, 3.3.2.3, 3.3.2.4 og 3.3.2.5.

3.3.2.1 Teknisk beskrivelse

Normalvannstanden i Styggevatnet er 1156,1 og i Austdalsvatnet 1156,8. Begge heves til kote 1200 ved at det bygges en steinfyllingsdam med morenetetting ved utløpet av Styggevatnet. Dammen blir ca. 880 m lang og får en maksimal høyde på 56 m. Totalt damvolum blir ca. 2 350 000 m^3. Det er fjell i dagen langs hele damaksen. Steinbrudd forutsettes etablert i umiddelbar nærhet av dammen. Tunnelstein fra overføringen av Vetledøla og fra tverrslaget på tilløpstunnelen i Sprongdalen forutsettes nyttet i overgangssonen mellom filteret og steinfyllingen. Selve tetningsmassene forutsettes tatt fra massetak ved Fåberg 20 km fra damstedet. En moreneforekomst i Sprongdalen vil kanskje også bli utnyttet. Filtermasser forutsettes hentet fra Fåbergstølsgrandane. For omløp i byggetiden drives egen omløpstunnel. Tunnelen antas stengt med en luke eller ventil. Adkomsten til denne blir gjennom en egen tunnel.

Flomløpet utføres som sideoverløp av betong mot en kanal som er sprengt inn i fjellsiden. Nødtappeløpet bygges i tilknytning til sideoverløpet. Fra kanalen føres vannet gjennom en flomsjakt og en flomløpstunnel ut i omløpstunnelen nedstrøms ventilen.

Austdalsvatnet senkes til kote 1130 ved at det drives en 950 m lang forbindelsestunnel mellom Austdalsvatnet og Styggevatnet. Tunnelen drives fra en ca. 375 m lang synk med minstetverrsnitt. Det er liten løsmasseoverdekning ved utslagene. Styggevatnet senkes til kote 1110 ved hjelp av tilløpstunnelen for Vigdal kraftverk. Arrangementsforslag for arbeidsstedene ved Styggevatnet og Austdalsvatnet er vist i bilag 3.3.2.5.

3.3.2.2 Begrunnelse

Totalt magasinvolum blir 352 mill.m^3. Av dette blir 80 mill.m^3 senkningsmagasin, derav 32 mill.m^3 i Austdalsvatnet. Tilløpet til eget felt er 118,2 mill.m^3/år. Dessuten kan avløpet fra uregulerte felter med tilsammen 235,0 mill.m^3/år overføres til Styggevatnet og reguleres der. Magasinprosenten blir da 99,7 %.

De totale demningskostnadene er 336 mill.kr (kostnadsnivå 1.10.78) for 272 mill.m^3 (750 GWh) magasin eller 45 øre/kWh i midlere magasinkostnad. Marginal demningskostnad ved HRV kote 1200 er 24 øre/kWh magasin. Dette er lavere enn antatt marginal magasinverdi. Utførte simuleringer tyder også på at HRV burde velges enda høyere. Ytterligere oppdemning vil imidlertid medføre at inntakene på tilløpstunnelen må heves. Dette reduserer feltstørrelsen og dermed overført vannmengde og produksjon. Vi har derfor blitt stående ved HRV kote 1200. Senkning av Austdalsvatnet er kostnadsberegnet til 21,7 mill.kr (kostnadsnivå 1.10.78) for 88 GWh magasin eller 24,7 øre/kWh. Dette er lavere enn antatt marginal magasinverdi. Ytterligere senkning gir liten økning i magasinvolumet.

Senkningsmagasinet i Styggevatnet skaffes ved hjelp av tilløpstunnelen. Marginale kostnader skyldes vesentlig fordyrelse av tunnelarbeidene (økt lengde og økt trykk) og av installasjonene (f.eks. luker) på grunn av økt vanntrykk. Disse kostnadene er lave slik at mulig magasinvolum under valgt LRV er meget lite.

En fyllingsdam med morenetetting gjør det mulig å starte oppfyllingen av demningsmagasinet før dammen er bygget ferdig. Ved driftsstart vil derfor anslagsvis halvparten av demningsmagasinet kunne være oppfyllt.

3.3.2.3 Manøvrering

Styggevatnet blir inntaksmagasin for Vigdal kraftverk. Med en så høy magasinprosent vil kraftstasjonen vanligvis stå om sommeren og tilløpet vil samles i magasinet. Hvis magasinet utover høsten begynner å nærme seg HRV, vil turbinen bli kjørt forsiktig. Man vil da både forsøke å unngå flomtap og å få fyllt magasinet før vinteren. Om vinteren vil magasinet vanligvis bli tappet gradvis ned. Som oftest vil man ha et restmagasin når vårflommen kommer og tappingen stanser.

3.3.3 Geisdalsvatnet

3.3.3.1 Teknisk beskrivelse

Normalvannstanden er kote 1211 ifølge kart i M 1:10 000. Vatnet foreslås senket 2 m ved at inntaket til sjakten som fører avløpet ned til overføringstunnelen til Styggevatnet, legges tilstrekkelig dypt. Inntaket utstyres med grovvaregrind og bjelkestengsel. Arealet av Geisdalsvatnet er 0,3 km^2.

3.3.3.2 Begrunnelse

Midlere årsavløp er 25,7 mill.m^3, mens magasinvolumet blir ca. 0,5 mill.m^3 eller 2% av årsavløpet.

Inntaket i Geisdalsvatnet er det som ligger lavest på tilløpstunnelen samtidig som det er ett av de største inntakene. Ved flom vil derfor dette inntaket være det som først får overløp. Et flomdempningsmagasin i Geisdalsvatnet vil derfor redusere flomtapene. Kostnadene forbundet med å legge inntaket lavere enn ellers nødvendig er meget små.

3.3.3.3 Manøvrering

Vannstanden i Geisdalsvatnet vil variere med størrelsen på tilsigene. Vi regner med å innvirke på denne variasjonen bare i spesielle tilfeller.

3.3.4 Sandhaugedalsvatnet

3.3.4.1 Teknisk beskrivelse

Normalvannstanden er kote 1256 ifølge kart i M 1:10 000. Vatnet foreslås senket 2 m ved at inntaket til sjakten som fører avløpet ned til tilløpstunnelen, legges tilstrekkelig dypt. Inntaket utstyres med grovvaregrind og bjelkestengsel. Utløpet av Sandhaugedalsvatnet senkes ca. 2 m ved kanalisering nedover i elveløpet. Det bygges en sperre i elva ca. 200 m nedstrøms utløpet.

3.3.4.2 Begrunnelse

Senkingen av Sandhaugedalsvatnet sammen med kanaliseringen og sperren i elva fra vatnet, gjør det mulig å få med i utbyggingen et nedbørfelt på 0,2 km^2 nedstrøms vatnet. Midlere årlig avløp fra dette tilleggsfeltet er ca. 0,5 mill.m^3. Dette gir i Vigdal kraftverk en produksjonsøkning på 1,4 GWh/år til en amortisert verdi av ca. 3,0 mill.kr (verdinivå 1.10.78). Kostnadene er anslått til under 1,0 mill.kr.

3.3.4.3 Manøvrering

Vannstanden i Sandhaugedalsvatnet vil variere rundt den nye middelvannstanden med størrelsen på tilsigene. Vi regner med bare i spesielle tilfelle å innvirke på denne variasjonen.

3.4 Overføringstunnel

3.4.1 Vetledøla - Styggevatnet

Se bilag 3.4.1

3.4.1.1 Teknisk beskrivelse

Tunnelen blir ca. 4,6 km lang med minstetverrsnitt og får 4 bekkeinntak. Det er ikke nødvendig med avstengingsorgan på tunnelen som munner ut under HRV i Styggevatnet like ved dammen. Overføringstunnelen drives fra enden ved Styggevassdammen og teoretisk utsprengte masser, ca. 70 000 m^3, brukes i dambyggingen.

3.4.1.2 Begrunnelse

Midlere årsavløp fra feltene er beregnet til ca. 28,4 mill.m^3 og alt blir overført til Styggevatnet. Av vannet fra Vetledølaoverføringen kan det produseres 78 GWh/år. Anleggskostnadene blir totalt ca. 65 mill.kr (kostnadsnivå 1.10.78) og overføringen er klart lønnsom.

3.4.3 Andre overføringer

Overføringer fra andre vassdrag som f.eks. Øvre Otta og fra Mørkri, som er gitt vern fram til 1985, er ikke vurdert.

3.5 Anleggsveier

3.5.1 Elvekrok - Fåbergstølen - Styggevatnet

Se bilag 3.5.1.

Det går i dag vei til Fåbergstølen, men den er smal og har stigninger opp til 1:7 samt et par svake bruer. Fra Fåberg til Fåbergstølen er veien privat.
Statskraftverkene har planlagt en ny vei fra Elvekrok til Styggevatnet som bare delvis følger den gamle traseen nedenfor Fåbergstølen, se bilag 3.5.1. Fra Fåbergstølen er veien lagt over Fåbergstølsgrandane til Øystølen og videre opp Sprongdalen til Styggevatnet. Strekningen fra Elvekrok til Fåbergstølen er 10 km og fra Fåbergstølen til Styggevatnet ca. 11 km. Denne veien vil bli adkomstvei til Styggevassdammen og vil derfor bli permanent.

3.5.2 Vei til tverrslag i Fagredalen og massetak ovenfor Fåberggrenda

Se bilag 3.5.1.

Den nye "hovedveien" beskrevet under 3.5.1 går nedenfor Fåberggrenda i en felles trase med planlagt ny elveforbygning mot Jostedøla. Vi tenker oss en avkjøring fra denne traseen mellom Ystelvi og Bruvollelvi opp dalsiden til kryssing av Bruvollelvi ovenfor Øvre Fåberg og inn i morenetaket. Videre tenkes veien lagt på nordsiden av Bruvollelvi og opp gjennom Fagredalen til tverrslaget på tilløpstunnelen. Fra morenetaket må veien ha relativt høy standard med god bredde da det sikkert vil bli benyttet store kjøretøyer i transporten til Fåbergstølen og Styggevatnet. Mer detaljerte forslag til traseer i dette området vil bli tatt opp med berørte grunneiere og Luster kommune på et senere tidspunkt. En del av traseen i dalen vil være utsatt for snørasfare.

3.5.3 Vei til tverrslag i Vanndalen

Se bilag 3.5.3.

Det er naturlig at denne veien starter på østsiden av Jostedalen ved Høge bru. Veien går først forbi noen gårdsbruk og siden bratt opp en skogkledt li (mye fjellterreng) før terrenget slaker mere ut innover Vanndalen. En trase er vist på bilag 3.5.3, men detaljert plan kan først fremlegges senere for grunneierne og kommunen. Det går snøras i Vanndalen, spesielt på sørsiden av elva.

3.5.4 Vei Styggevatnet - Austdalsvatnet - Kupvatnet

Se bilag 3.5.1.

Denne veien er nødvendig for å drive senkningstunnelene ved Austdalsvatnet og Kupvatnet. Hele traseen forutsettes lagt under HRV for Styggevatnet slik at den senere ikke blir synlig ved høy vannstand i Styggevatnet.

3.5.5 Andre veier

I tillegg til veiene nevnt foran blir det på hvert arbeidssted en rekke korte stikkveier fram til de forskjellige områder som f.eks. brakkeområder, tippområder o.l.

4 PRODUKSJON

4.1 Beregningsforutsetninger og -metoder

4.1.1 Samkjøring

Et nytt prosjekt betraktes ikke isolert, men som et tilskudd til samkjøringssystemet. Vi beregner systemet med og uten det nye prosjektet og finner prosjekt-nytten som differansen. Ved en isolert betraktning ville det store magasinet i Kupvatnet være ulønnsomt fordi det selv i tørre år vil være overskudd av disponibel vinterkraft. I samkjøring derimot vil denne reserven være av stor betydning i en tørrårssituasjon hvor små og middels store magasiner er nedtappet. I vannrike perioder kan tappingen fra magasinene til Vigdal kraftverk reduseres eller stanses helt mens lavtregulerte kraftverk i systemet dekker behovet. På denne måten gir samkjøring med store magasinverk de lavtregulerte verk større verdi.

I beregningene brukes et antatt framtidig system. Det har ingen betydning hvilke konkrete nye prosjekter som er medtatt i dette systemet. Det som teller er totalsystemets karakteristiske trekk. Slike trekk er totalmagasinets størrelse, hvor godt dette magasinet er fordelt og mengde og type av varmekraft.

4.1.2 Kraftkategorier

4.1.2.1 Fastkraft

Dette er den energien som har høy leveringssikkerhet. Tradisjonelt hadde man "bestemmende års produksjon", som kunne leveres i 90% av årene. I dag defineres fastkraft etter mer moderne prinsipper hvor man både tar hensyn til rasjonert mengde og hvorvidt denne mengden kommer som langvarig mild rasjonering eller kortvarig hard rasjonering.

Beregningene viser at fastkraften har en leveringssikkerhet omkring 99,7%, det vil si at rasjonert mengde utgjør omtrent 0,3% av fastkraften.

4.1.2.2 Tilfeldig kraft

Produksjon utover fastkraften kalles tilfeldig kraft.

Tilfeldig kraft og fastkraft kan ikke beregnes uavhengig av hverandre. Hvor mye tilfeldig kraft som skal produseres, bestemmes av avsetningsmulighetene, både når det gjelder pris og mengde. Dette avgjøres ved hjelp av sannsynlighetsregning. Jo bedre avsetningsmulighetene er for tilfeldig kraft, desto mer produseres, og dette vil igjen redusere fastkraftnivået.

Ved salg av tilfeldig kraft reduseres de kostnader som må dekkes av fastkraften. Man tar således ikke sikte på et høyest mulig fastkraftnivå, men på å velge tilfeldig kraftmengde slik at kostnaden blir lavest mulig pr. kWh fastkraft.

Tilfeldig kraft går til to formål:

a. Formål der en kan velge mellom annen energi (for eksempel olje) og elektrisitet. Typisk for Norge er industriens dampkjeler (elektrokjeler) som kan fyres enten med elektrisitet eller olje. Når vi eksporterer elektrisk kraft, reduseres brenselforbruket i svenske og danske varmekraftverk.

b. Ekstra produksjonsutstyr som bare kan drives med elektrisitet. Typisk her er ekstra kapasitet i smelteverkene. Slik tilleggskapasitet er billigere enn den øvrige kapasiteten, og bedriftsøkonomisk kan derfor industrien akseptere en kortere driftstid for dette ekstra utstyret.

4.1.2.3 Flomtap

Dette er den tilløpsenergien som går tapt forbi kraftstasjonen. Tapet kan skyldes to forhold:

a. Kraftstajonen har ikke så stor installasjon at alt vannet kan utnyttes. Dette tapet registreres direkte på kraftstasjonen.

b. På grunn av de hydrologiske variasjonene vil det til sine tider ikke være avsetningsmuligheter for all energien i systemet. Dermed fås tapping forbi driftsklare maskiner. Dette kalles ofte spill. Beregninger av systemet tyder på at man har spill bare i ekstra vannrike år.

4.1.3 Beregningsmetoder

Metodene blir stadig videreutviklet. Systemet kan bare beregnes ved hjelp av driftssimuleringer på en stor EDB-maskin.

I våre beregninger er brukt JARSIM, som er NVE's serieparallellmodell.

4.1.4 Produksjonsfordeling

I beregningene er fastkraften fordelt på hver uke i året etter fordelingskurver som tilsvarer dagens forhold. Man kombinerer her storindustri med jevnt forbruk og alminnelig forbruk med sesongvariasjon.

Fordelingskurven for det alminnelige forbruket antas å endre seg så lite med tiden at vi ikke har laget en kurve for forbruket i framtiden.

På grunn av den store flerårsreguleringen (lagring av vann fra våte til tørre år), er all fastkraft like viktig å dekke. Det er derfor ufruktbart å skjelne mellom vinterkraft og sommerkraft. Tallene som angis i 4.2.2 må derfor ikke brukes i verdiberegninger av Breheimutbyggingen, men bare som en orientering om hvordan kraftstasjonen vil bli drevet.

Med vinter forstås 30 uker (1.10 - 29.4) og med sommer 22 uker (30.4 - 30.9).

4.2 Beregnet energiproduksjon

4.2.1 Produksjonsøkning i samkjøringssystemet

Det simuleringsprogram som benyttes for å finne fastkraftøkningen i hele samkjøringssystemet, gir for lave verdier for høyt regulerte kraftverk. Dette skyldes at programmets tappestrategi for høyt regulerte magasiner ikke gir optimal tapping. Det arbeides imidlertid med å forbedre strategien. Vi benytter her resultatene fra de simuleringene vi har gjennomført, men gjør oppmerksom på at fastkraftøkningen er for liten. På den annen side er også reduksjonen i andre inntekter for lav. Alt i alt gir beregningen litt for lave inntekter for Vigdal kraftverk.

Ved hjelp av JARSIM-kjøringene 1083 og 1093 er økningen i samkjøringssystemet beregnet til:

Fastkraft	1242 GWh/år
Andre inntekter	-6,34 mill.kr/år

Med andre inntekter forstås endring i salg av tilfeldig kraft (heri medregnet eksport) samt endring i brenselutgifter til varmekraft (heri medregnet import).

4.2.2 Midlere årlig produksjon i Vigdal kraftstasjon

Vinter		Sommer		Årsproduksjon
Produksjon GWh	Flomtap GWh	Produksjon GWh	Flomtap GWh	GWh
973,8	0,5	155,4	1,9	1129,2

Magasininnholdet er forskjellig ved simuleringsperiodens begynnelse og slutt (262 GWh mindre ved periodens avslutning). Fordeles forskjellen på simuleringsperiodens lengde gir dette en økning på 8,7 GWh/år. Uten dette tilskuddet blir årsproduksjonen ca. 1120 GWh/år.

Det er ikke tatt hensyn til produksjonstap som eventuelle restriksjoner på oppfyllingen av magasinene (flomdempningsmagasin) eller slipping av vann forbi kraftverket, vil føre til.

5 KOSTNADSOVERSLAG

5.1 Beregningsforutsetninger

Alle kostnader som er nødvendige for å levere kraften inn på høyspentnettet, tas med. Kostnadene er med andre ord regnet til og med friluftsanlegget.

Overslaget bygger på kostnadsnivå 1.10.79. For avgiftspliktige arbeider er regnet med 10% investeringsavgift (13% for permanentutstyr). Rente i byggetiden er 7% p.a., se punkt 3.1.4.

Kostnadene ved kostnadsnivå 1.10.78 er også oppgitt. Kostnadsstigningen fra 1.10.78 til 1.10.79 er da regnet i middel å være 6%.

5.2 Kostnadsoverslag

Fra det detaljerte kostnadsoverslaget gjengis et sammendrag, hvor investeringsavgift og renter er trukket ut og oppstillt for seg. Uforutsett er tatt med i hver enkelt post i det detaljerte overslaget. Se også terminplan bilag 10.

Kostnader i mill.kr. Kostnadsnivå 1.10.79

	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6	År 7	År 8	Sum
Kostnader uten investeringsavgift og renter	77,8	130,4	151,7	235,8	247,5	244,5	168,8	15,6	1272,1
Investeringsavgift	6,0	10,2	11,6	17,4	20,2	20,4	29,3	1,2	116,3
Sum før renter	83,8	140,6	163,3	253,2	267,7	264,9	198,1	16,8	1388,4
Renter	1,7	10,9	22,2	38,3	59,3	82,1	103,9	13,2	331,6
Sum	85,5	151,5	185,5	291,5	327,0	347,0	302,0	30,0	1720,0

Med kostnadsnivå 1.10.78 blir de samlede kostnader:

$$\frac{1720}{1.06} = 1623 \text{ mill. kr.}$$

6 BEREGNET INNTEKT, RENTABILITET OG NYTTEVERDI

6.1 Inntekter

Inntekter er her definert som brutto nytteverdi, det vil si kostnaden for en tilsvarende kraftmengde av samme kvalitet framskaffet på billigste annen måte. Under pkt. 3.1.5 er det gjort nærmere rede for verdigrunnlaget for energi og under punkt 3.2.2 for verdigrunnlaget for effekt. Produksjonsøkningen og endringen i andre inntekter i samkjøringssystemet på grunn av denne utbyggingen er ført opp under pkt. 4.2.1.

Fastkraft 1242 GWh a 0,17 kr/kWh	=	211,14 mill.kr/år
Andre inntekter	=	- 6,34 " "
Effekt 270 000 kW a 56,25 kr/kW	=	15,19 " "
Sum inntekter	=	219,99 mill.kr/år.

Ved en bedriftsøkonomisk vurdering av dette kraftverket må det regnes med de til enhver tid aktuelle kraftpriser. I dag er disse langt lavere enn de samfunnsmessige kraftverdier som det her er regnet med.

6.2 Utgifter

Ut fra erfaringstall fra Statskraftverkenes nyere anlegg settes antatte årlige kostnader til administrasjon, drift og vedlikehold til 8 mill.kr.

6.3 Årlig avkastning av investert kapital

Kostnad	1623 mill.kr.
Netto inntekt	211,99 mill.kr.
Avkastning	13,1 %

6.4 Intern rente

Med en investeringsstrøm som vist i punkt 5.2 og en årlig netto inntekt på 211,99 mill. kr fra år 8 til og med år 47, blir prosjektets interne rente 11,9 %.

7 EIENDOMSFORHOLD

Det ble i 1971 utarbeidet en egen oversikt over eiendoms- og rettighetsforhold (B-36). Da planområdet nå er utvidet, omfatter imidlertid ikke denne alle de eiendoms- og rettighetsforhold som det senere har vist seg aktuelt å berøre. En supplerende oversikt er derfor under utarbeidelse.

8 KRAFTLEDNINGER OG SAMBAND

8.1 Hovednettet

Se bilag 8.1

8.1.1 Generelt

Oppbygging av hovednett og trasevalg er ikke endelig avklaret. Bilag 8.1 illustrerer hvilke hovedforbindelser vi i dag regner med vil bli aktuelle og som samtidig er teknisk gjennomførbare. Skissen bygger på tidligere utredningsarbeid, samt en foreløpig nettanalyse utført av Elektrisitetsdirektoratets Elektrisitetsavdeling. Vi viser ellers til Statskraftverkenes traseutredning av mai 1974 der også stordelen av de nå aktuelle trasealternativer er omtalt.

Statskraftverkene, ved Kraftledningsavdelingen, tar senere sikte på å legge fram mere detaljerte alternative forslag til kraftledningstraseer for de aktuelle utbyggingsalternativer (tilsvarende traseutredning av mai 1974). Disse vil bli sendt de berørte kommuner, fylker, myndigheter og organisasjoner til forhåndsuttalelse. Vedtaksanmodning for ledningene (tilsvarer konsesjonsøknad) vil deretter bli utarbeidet på grunnlag av innkomne uttalelser samt annet utredningsmateriale. Den etterfølgende oversikt over hovednettet er ment å være tilstrekkelig grunnlag for å bedømme omfanget og alternative muligheter for geografisk plassering av de kraftledningsprosjekter som Breheimutbyggingen utløser.

Spørsmål vedrørende ledningstraseene kan rettes til Statskraftverkene, Kraftledningsavdelingen. Spørsmål vedrørende nettoppbyggingen kan rettes til Elektrisitetsdirektoratet, Elektrisitetsavdelingen.

Uavhengig av en eventuell utbygging i Breheimen regner man med at det vil bli behov for en 300 kV-ledning mellom Høyanger og Aura (ved Sunndalsøra). Alternative traseforslag for denne ledningen vil i sin tid bli sendt ut til forhåndsuttalelse som egen sak.

Ved alle alternativene for Breheimutbyggingen vil det være behov for en øst-vest-forbindelse i området. Behovet er uavhengig av en eventuell utbygging av Øvre Otta.

I en overgangsperiode kan de aktuelle kraftstasjoner i Breheimutbyggingen knyttes bare til bestående og planlagte ledninger på Vestlandet (300 kV-ledningen Høyanger-Aura). Alternativt kan de knyttes bare til nettet på Østlandet (Vågåmo). Ved tilknytning østover bør trasevalget sees i sammenheng med en eventuell utbygging av Øvre Otta.

Nettmessig er en ensidig tilknytning mot vest eller øst en meget dårlig løsning både med hensyn til flyt- og tapsforholdene i det norske nettet og med hensyn til faren for utfall av de kraftstasjonene som bare får forbindelse over en ledning. Det er en ikke ubetydelig kraftproduksjon som momentant vil forsvinne ved utfall av ledningen og dette kan gi stabilitetsproblemer i nettet.

Øst - vest-forbindelsen kan legges fra Leirdøla gjennom Jostedalen og Sprongdalen, fra Fortun over Sognefjell eller over Strynfjell. Trasemessig synes en ledning gjennom Jostedalen og Sprongdalen å kunne bygges rimelig driftssikker. Denne løsning er også nettmessig god for alle utbyggingsalternativer. De planlagte kraftstasjonene Liavatn og Ånstad (Øvre-Ottaverkene) kan da, ved eventuell utbygging, enkelt knyttes til øst - vest-forbindelsen.

En trase over Strynefjell kan også legges via Liavatn og Ånstad. Traseen synes imidlertid svært usikker på grunn av snøskredfare og er nettmessig mindre god dersom utbyggingsalternativ C eller D velges.

En trase over Sognefjell krever at det bygges en egen ledning fra Liavatn dersom Øvre Otta blir bygget ut.

8.1.2 Tilknytning av Vigdal kraftstasjon

Vigdal kraftstasjon kan best knyttes til en øst-vest-forbindelse gjennom Jostedalen. Dersom øst-vest-forbindelsen legges over Sognefjell, bør Vigdal knyttes til Leirdøla over en enkeltkursledning.

Oppbygging av hovednettet og trasevalg er ikke endelig avklaret. Bilag 8.1 illustrerer hvilke hovedforbindelser vi i dag regner med vil bli aktuelle og som samtidig er teknisk gjennomførbare. Skissen bygger på tidligere utredningsarbeide, samt en foreløpig nettanalyse utført av Elektrisitetsdirektoratetes Elektrisitetsavdeling. Vi viser eller til Statskraftverkenes traseutredning av mai 1974 der også stordelen av de nå aktuelle trasealternativer er omtalt.

8.2 Distriktsnettet

Idag skjer forsyningen i Jostedalen med 22 kV. Distriktsnettet er imidlertid for svakt dimensjonert til å kunne levere tilstrekkelig anleggskraft. Vi foreslår derfor at det bygges en ny 66 kV-ledning mellom Leirdøla og Fåberg. Ved Fåberg foreslås plassert en provisorisk trafostasjon hvor spenningen reduseres til 22 kV. Når anlegget er ferdig, kobles 66 kV-ledningen over til 22 kV og nyttes til lokalforsyning i Jostedalen. Forslag til trase vil bli utarbeidet i samarbeid med distriktsinteressene.

8.3 Anleggskraft

Se bilag 8.3.

Kraftbehovet forutsettes dekket dels med 22 kV-avgreninger fra den provisoriske trafostasjonen ved Fåberg dels med avgreninger fra den bestående 22 kV-ledningen i Jostedalen. Denne ledningen kan da mates både fra Leirdøla og fra trafostasjonen ved Fåberg.

Traseene er ikke endelig bestemt, men vi vil fortrinnsvis la ledningene følge anleggsveiene. Endelig fastsettelse av traseene vil skje i samarbeid med andre interesser.

På grunn av behov for elektrisk kraft til manøvrering av luker blir kraftledningen
Fåberg - Fåbergstøl - Styggevatnet - Austdalsvatnet - Kupvatnet permanent. Øvrige anleggskraftledninger blir fjernet når anlegget er fullført.

8.4 Samband

Det er forutsatt at telefonkabel skal føres fram til alle anleggssteder av noen størrelse. Kabelen kan enten graves ned i grøft eller henges på egen stolperekke.

I tillegg er det regnet med at anleggsstedene oppe i fjellet skal ha radioforbindelse.

9 MANØVRERINGSREGLEMENT

I et manøvreringsreglement vil inngå punkter tilsvarende 2.1.1 og 2.1.2. Dessuten foreslås inntatt et spesielt punkt om flommer.

I Innstillingen er manøvreringsreglementet for valgt utbyggingsalternativ nærmere beskrevet.

10 TERMINPLAN OG INVESTERINGSPROGRAM

Terminplan basert på 2 skift pr. døgn er vist på bilag 10.

Terminplanen forutsetter at aggregatet settes i drift 1.2 år 8. Styggevassdammen fullføres først i løpet av år 8, slik at til å begynne med kjøres med redusert magasin. Det antas imidlertid at magasinet kan fylles helt opp høsten år 8.

Terminplanen gir følgende produksjons- og magasinmuligheter inntil kraftverket er fullt utbygd:

År	8	
Igangsettelsesdato	1.2	1.12
Installasjon, MW	270	270
Produksjonsmulighet, GWh/år	ca.1100	1129
Magasin, GWh	ca.1000	1374

Investeringsprogram i mill kr. Kostnadsnivå 1.10.79

År	1	2	3	4	5	6	7	8	Sum
Investering	83,8	140,6	163,3	253,2	267,7	264,9	198,1	16,8	1388,4
7% anleggs-rente	1,7	10,9	22,2	38,3	59,3	82,1	103,9	13,2	331,6
Totalt	85,5	151,5	185,5	291,5	327,0	347,0	302,0	30,0	1720,0

Det presiseres at det her er regnet med 7% rente av kapitalen. For bruk i statsbudsjettet må overslaget og de årlige beløp korrigeres i overensstemmelse med Statens regler for renteberegning.

11 DATA FOR VIGDAL KRAFTVERK (UTEN RESTRIKSJONER)

Nedbørfelt km^2	147,4
Midlere tilløp inklusive flomtap ved inntakene mill.m^3/år	407,0
Magasinkapasitet mill.m^3	498
Magasinprosent o/o	122
Midlere brutto fallhøyde m	1163
Midlere energiekvivalent kWh/m^3	2,759
Midlere produksjon GWh/år	1129
Installasjon ved midlere fallhøyde MW	270
Maksimal vannføring ved midlere fallhøyde m^3/sek	28,5
Brukstid (ref.midlere produksjon) timer	4150
Investering inklusive 7% rente i byggetiden (kostnadsnivå 1.10.79) mill.kr.	1720
Investering ved kostnadsnivå 1.10.78) mill.kr.	1623
x) Brutto nytteverdi (verdinivå 1.10.78) mill.kr./år	220,0
x) Intern rente %	11,9
Byggetid ca. år	8,5

x) Ved en bedriftsøkonomisk vurdering av Vigdal kraftverk må det regnes med de til enhver tid aktuelle kraftpriser. I dag er disse langt lavere enn de samfunnsmessige kraftverdier som det her er regnet med.

MAGASINER

	NV m.o.h.	HRV m.o.h.	LRV m.o.h.	Magasin mill.m3
Kupvatnet	1262,9	1262,9	1190	146
Austdalsvatnet/	1156,8	1200	1130 }	352
Styggevatnet	1156,1	1200	1110 }	
Geisdalsvatnet x)	1211	1211	1209	(0,5)
Sandhaugedalsvatnet	1256		1254	-

x) Dempningsmagasin.

Generalplankontoret (SBG)

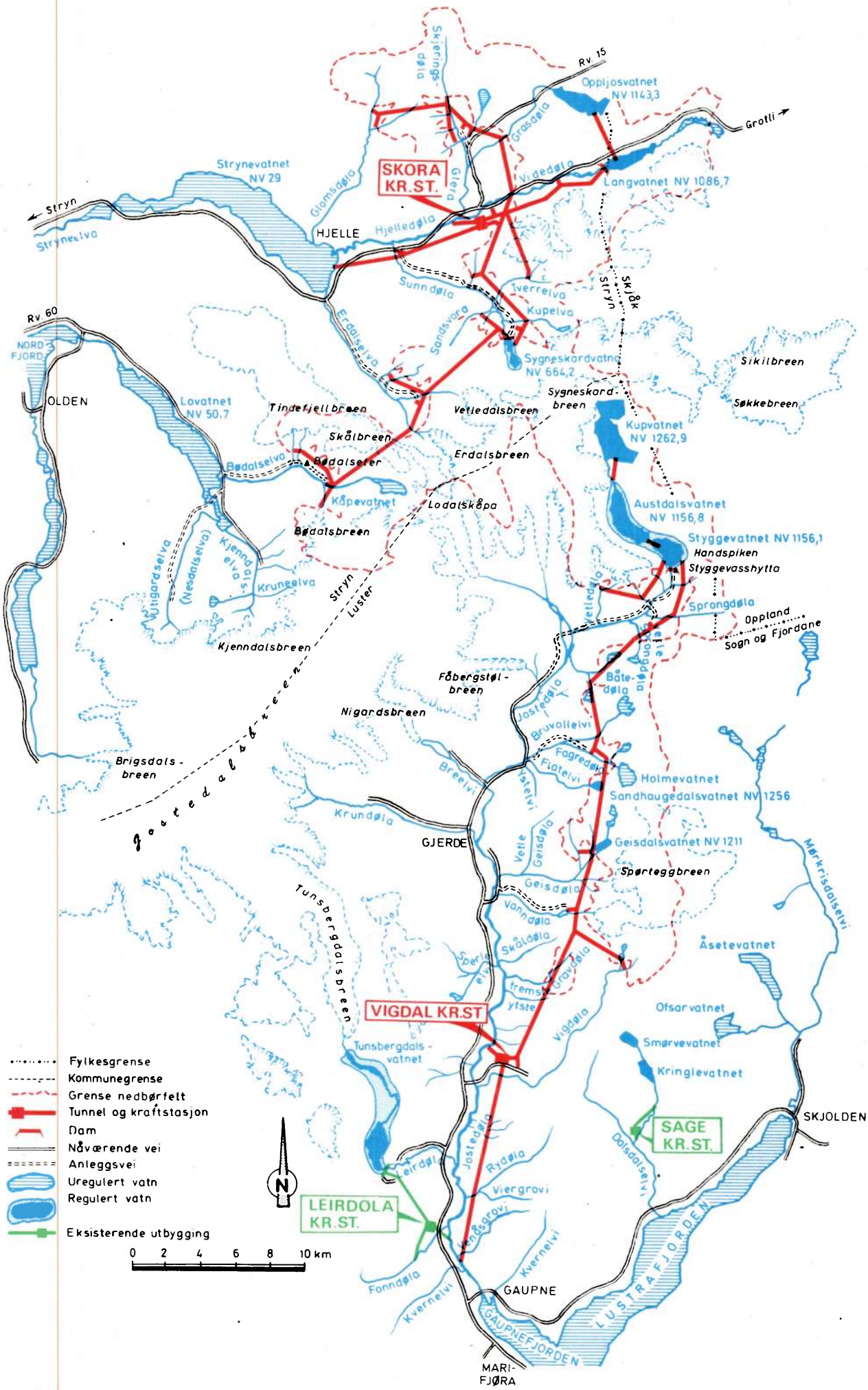
Mars 1980

Y. Mæhlum

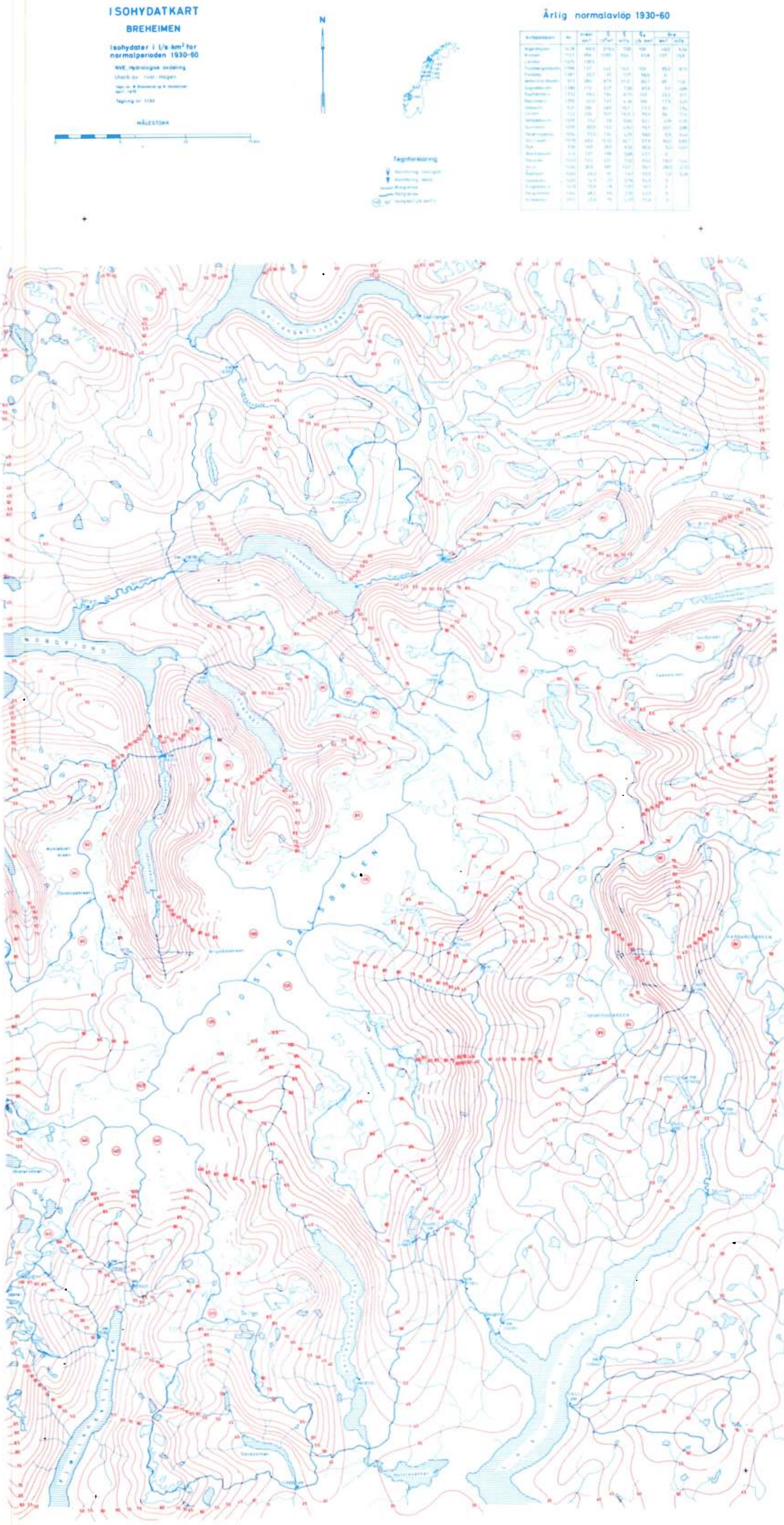
A. Marheim

BREHEIMEN ALT. D

NVE – STATSKRAFTVERKENE, Mars 1980



BILAG 3.1.1.


ISOHYDATKART
BREHEIMEN
Isohydater i l/s km² for
normalperioden 1930-60
MÅLESTOKK
N
Årlig normalavlöp 1930-60

BREHEIMUTBYGGINGEN

Oversikt høyder

Elv	Vatn eller sted i elva	Normalvannstand H.o.h. (NN 54)	Normalvannstand Grunnlag	Referansepkt. (NN 54)	Referansepunktets høydegrunnlag (NN 54)
Jostedøla	Fåbergstølen (ved FM 17)	504,2	Vassd.niv.	FM 17 = 509,085	L.nr. 323 (-0,056)
- " -	Styggevatnet	1 156,1	Vassd.niv.utj.	FM 21 = 1 161,096	L.nr. 324 (-0,056)
- " -	Austdalsvatnet	1 156,8	- " -	FM 2 = 1 158,463	- " - " -
- " -	Kupvatnet	1 262,9	SBP-23592a (Niv)	FM 4 = 1 265,697	Niv. fra FM21 L.nr. 324
- " -	Sandhaugedalsvatnet	1 256,0	SBP-29408	Foreløpig ingen	
- " -	Geisdalsvatnet	1 211,0	SBP-29408	- " -	
Loelva	Lovatnet	50,7	VM.(gj.sn.vannf.)	FM 3 = 52,997	L.nr. 431 (+ 0,229)
Grasdøla	Oppljosvatnet	1 143,3	SBP-21868a (Niv)	V-bolt v/utløp = 1 144,421	Vegv. pol. pkt. 273
Videdøla	Langvatnet	1 086,7	SBP-21868a	V-bolt v/utløp = 1 089,295	Niv. fra FM. D29 N8 NGO
Sunndøla	Sygneskardvatnet	664,2	SB- 57202	V-bolt v/utløp = 664,187	Niv. fra FM. C29 N23 NGO

Utfyllende opplysninger:

Alle høyder er henført til NGO's Normal Null av 1954. Derfor er vassdragsnivellementene korrigert med de verdier som er oppført i parantes i siste kolonne.

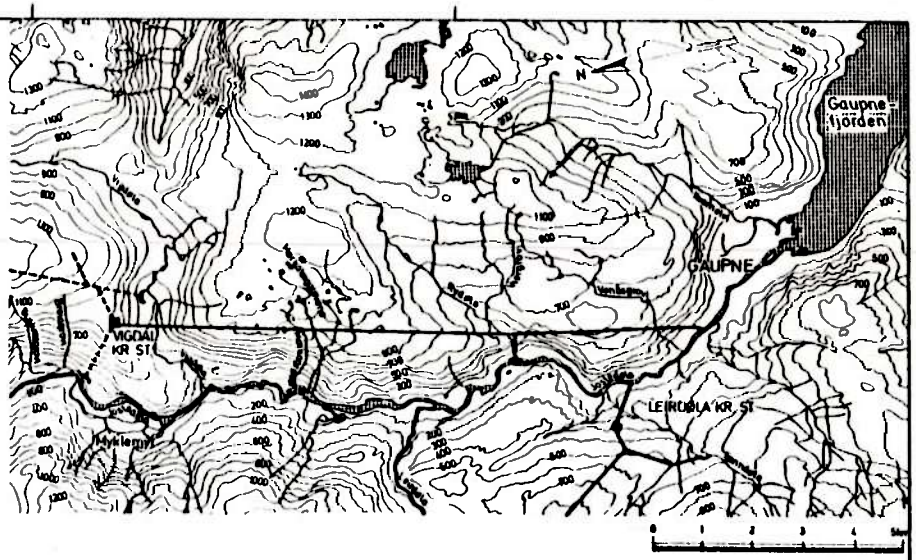
Normalvannstand (NV):

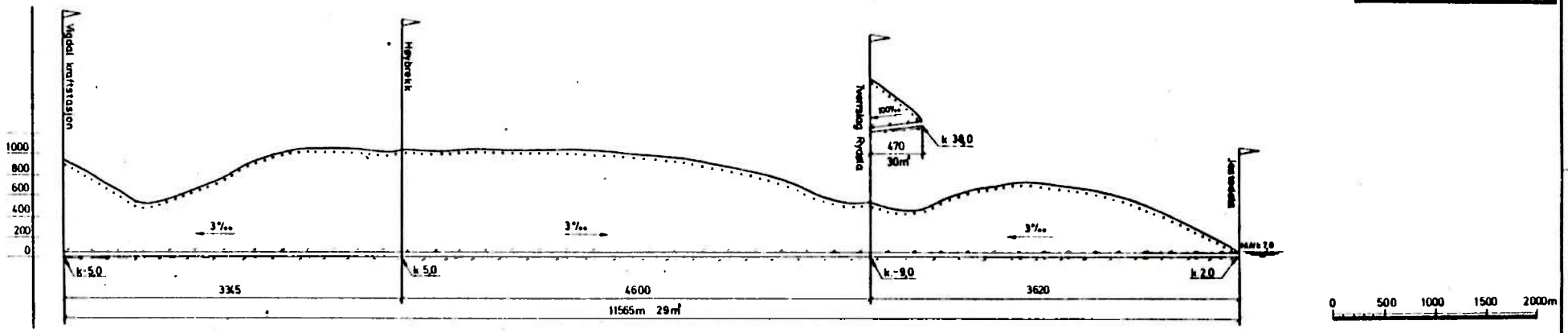
Vannstand som svarer til normalvannføringen i normalperioden 1930-60. Hvor NV etter denne definisjon ikke er tilgjengelig, oppgis utjevnet eller niv. vannstand fra vassdr. niv. (korrigert til NN 54). Med utjevnet eller niv. vannstand menes vannstand som er utjevnet på grunnlag av flere målinger over en viss tid, henholdsvis vannstand målt den dagen da nivellementet ble ført fram. I mangel av vassd.niv., benyttes annet nivellement, trigonometrisk høydemåling, eller vannstand angitt på det mest nøyaktige kart.

SBS januar 1980
A. Ruud

2475aGJS

BILAG 3.12

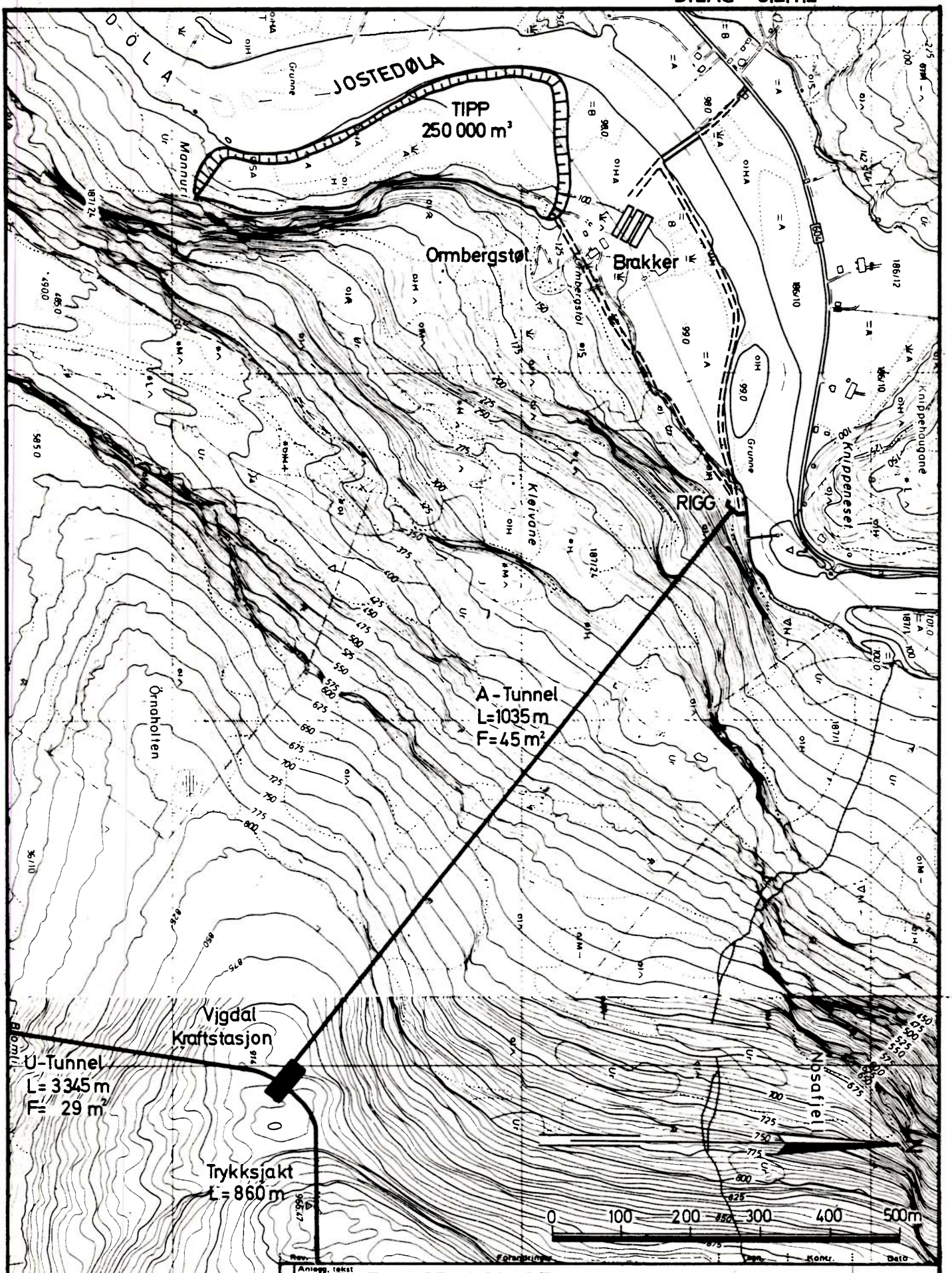




BILAG 3.2.1.1

BREHEIMUTBYGGINGEN VIGDAL KRAFTST.		
	Utløpstunnel	M-1:
	BYGDØYRÅDET I VIKEN	TEGN. ASØ TRAC. LA KONTR. AN 12.3.-80
	STATSKRAFTVERKENE (NVE)	KONTR.
	A1	58432
SBG SBG	4 V 304 U	Alt. D

BILAG 3.2.1.2



Anleggs tekst
BREHEIMUTBYGGINGEN.
Anleggsområde Vigdal kr. st.

M=1:

Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S)
BYGNINGSAVDELINGEN
Kontor for generalplan vannkraft (SBG)

TEGN. ASP
TRAC. LA.
KONTR A.M.

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

KONTR.

FIRMA's ORIGINALARKIV

Dato 12/3-80

NVE - S ORIGINALARKIV

Format A 3

Journalnr. 58458

Dato

Må ikke offentliggjøres!

SORTER ENDE TEGN.NR.

Ansvarlig SBG

Utførende SBG

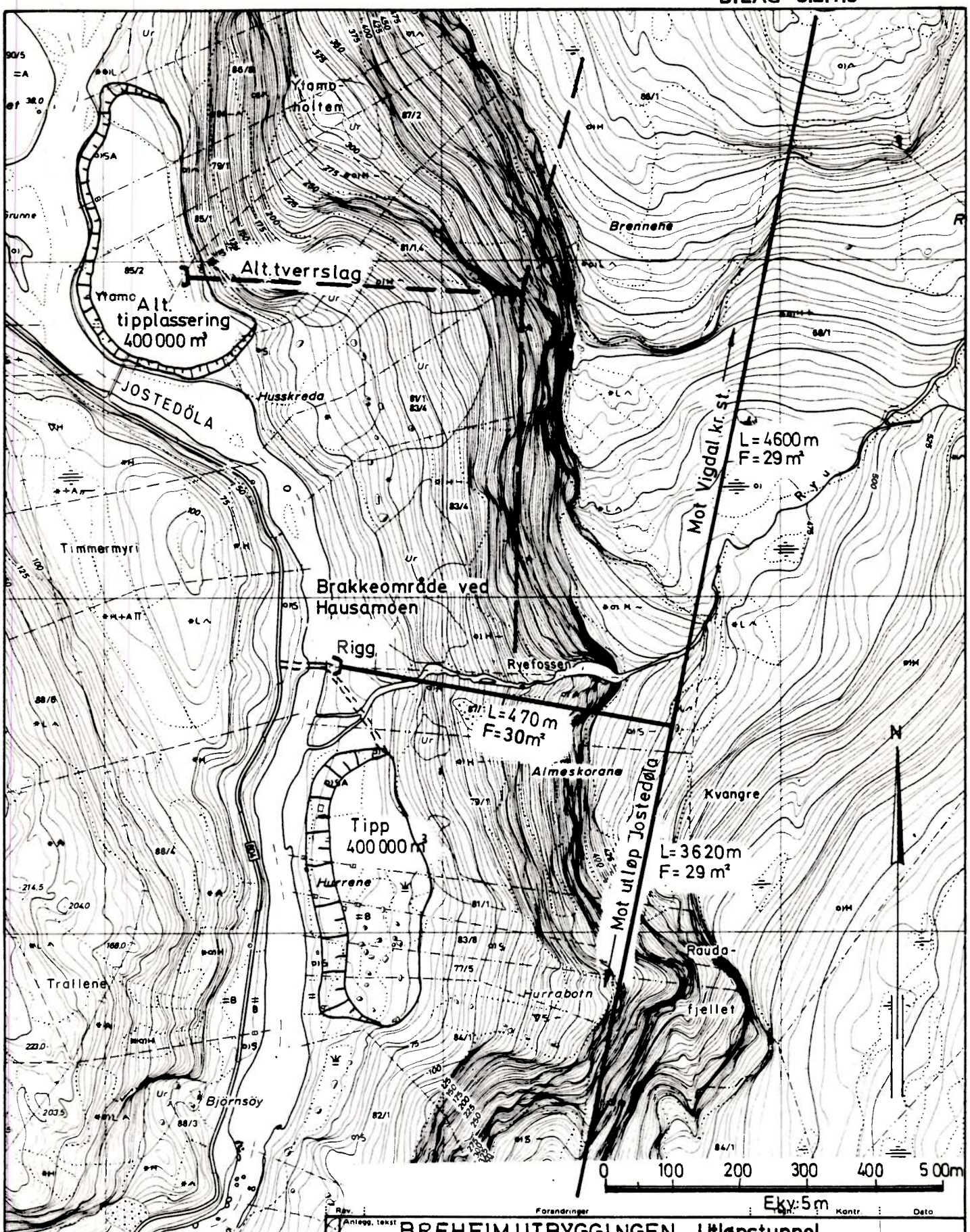
Fase 4

Objekt V 304 S

Blad Alt. D

Rev.

BILAG 3.2.1.3



Rev.	Forandringer	Tegn.	Kontr.	Dato

Anlegg, tekst: **BREHEIM UTBYGGINGEN Utløpstunnel**
ANLEGGSOMRÅDE RYDØLA

M=1:

Tegningsiev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S): BYGNINGSAVDELINGEN
Kontor for generalplan vannkraft (SBG)

TEGN. ASP
TRAC. SS
KONTR. A.M.

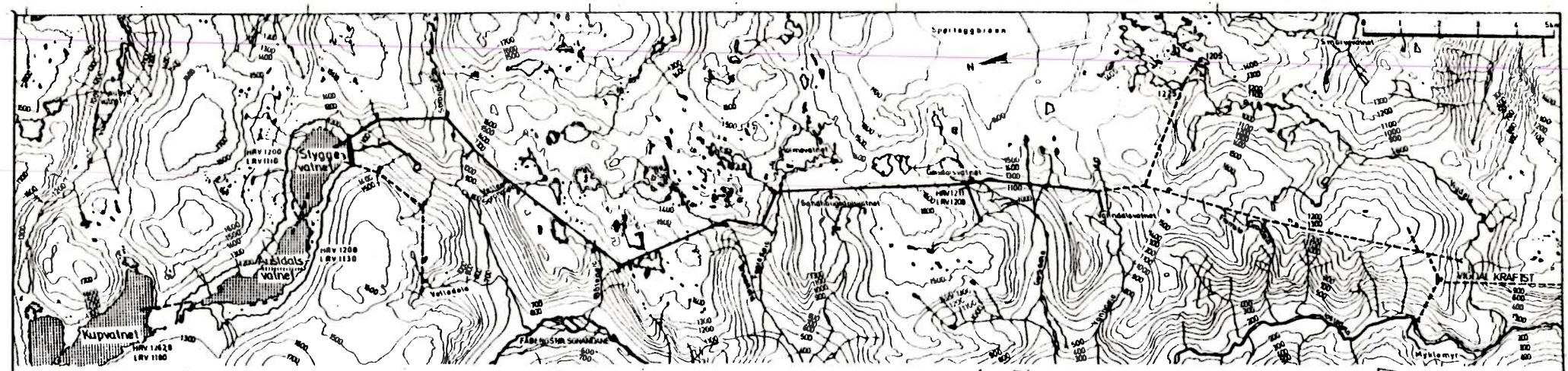
NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

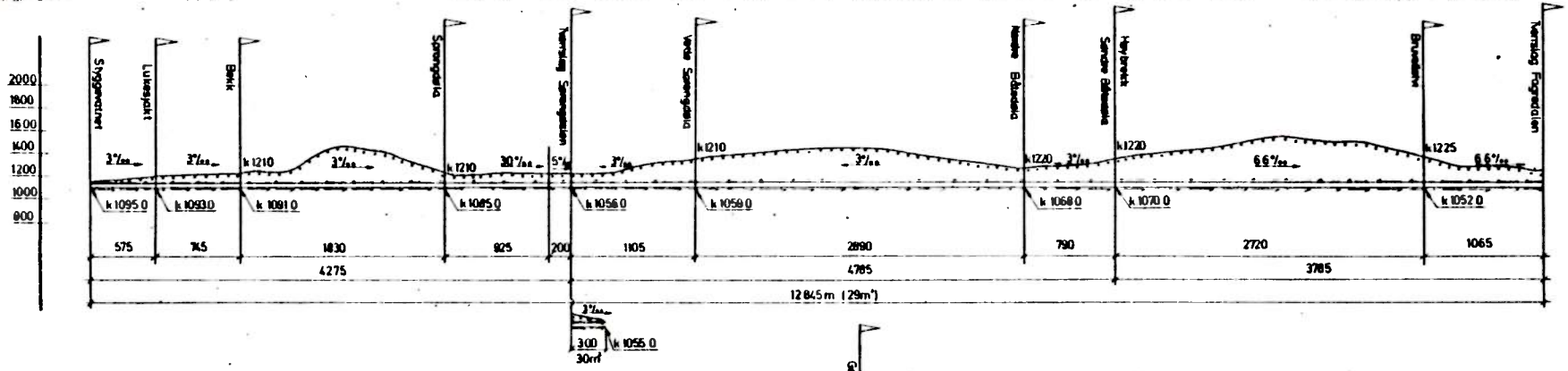
KONTR.

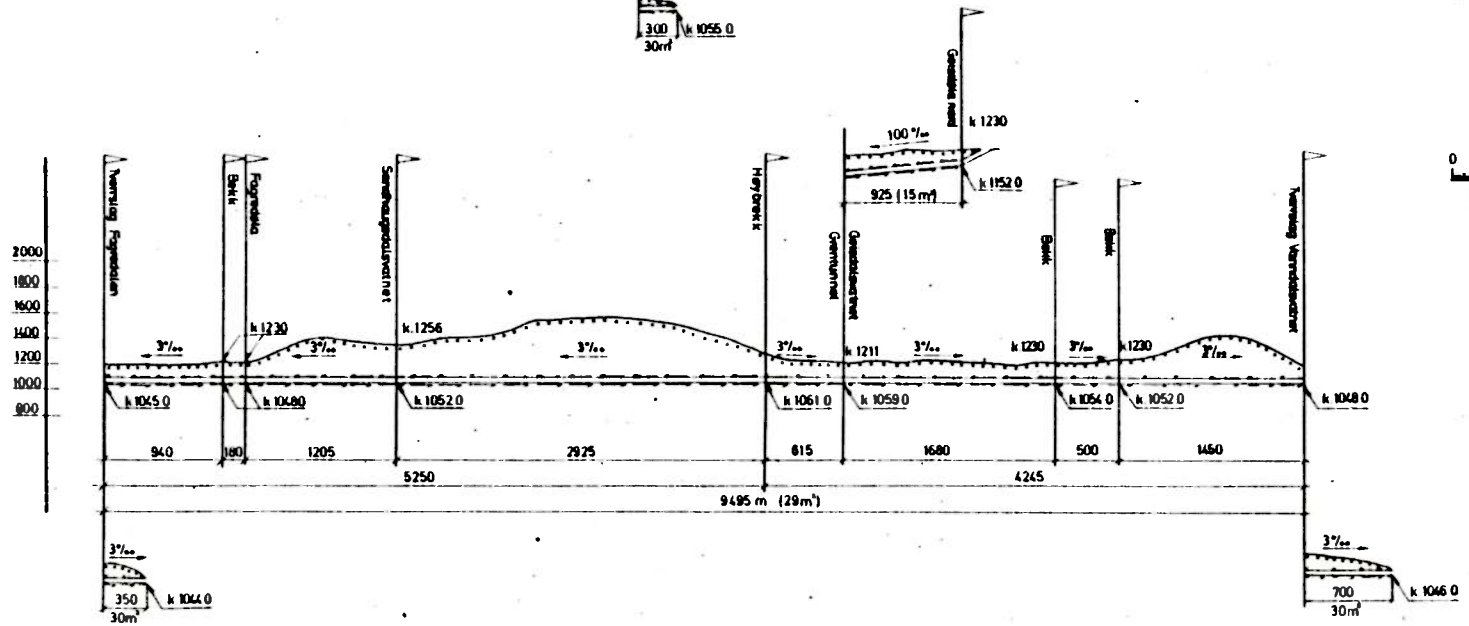
FIRMA's ORIGINALARKIV | Dato 11. 3. 80 | NVE - S' ORIGINALARKIV | Format A 3 | Journalnr. 58443 | Dato

Må ikke offentliggjøres

SORTER ENDE TEGN. NR	Ansvarlig	Utførende	Fase	Objekt	Blad	Rev.
	SBG	SBG	4	V30 4U	Alt. D	







0 500 1000 1500 2000m

BREHEIMUTBYGGINGEN Vigdal kraftst.

Tilløpstunnel del I
øvre utbygging

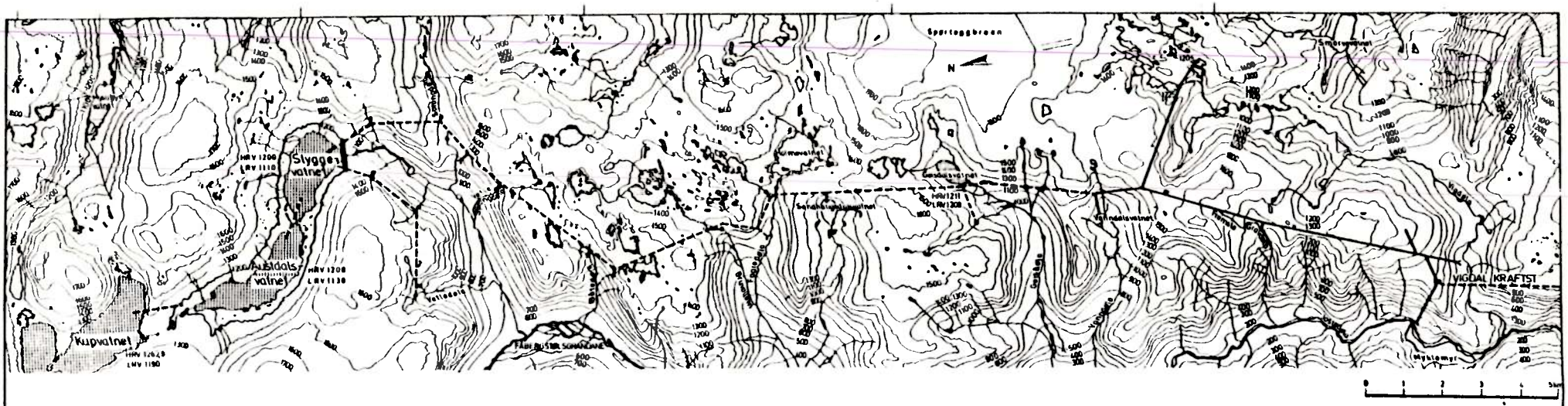
M=1:

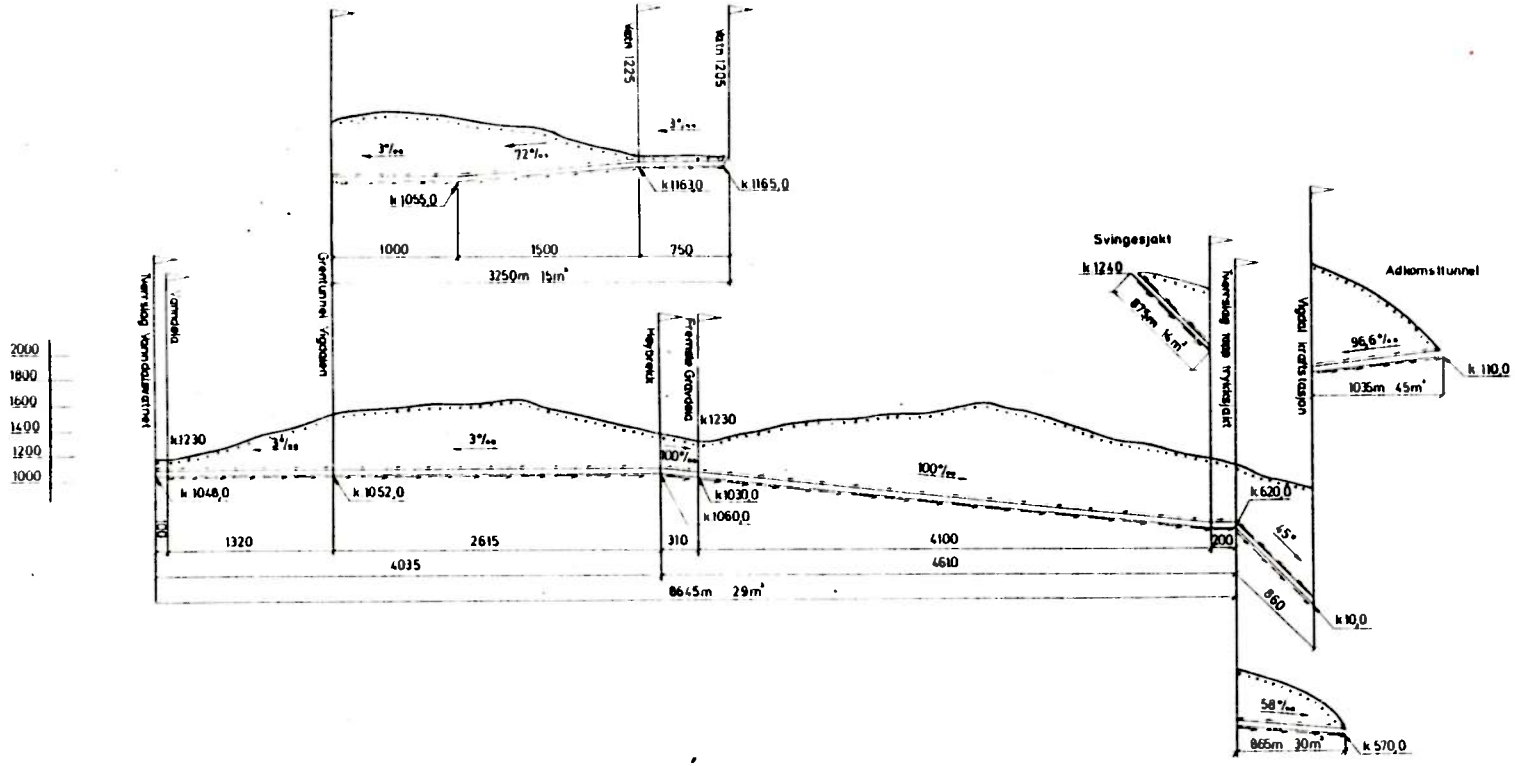
STATSKRAFTVERKENE INVE SI

A I 58436

SBG SBG 4 V304 I A II C D

BILAG 3.2.3.1.1





BREHEIMUTBYGGINGEN Vigdal kraftstasjon

Tilløpstunnel, del 2

M=1:

ASP
ASP
AM
10-3-80

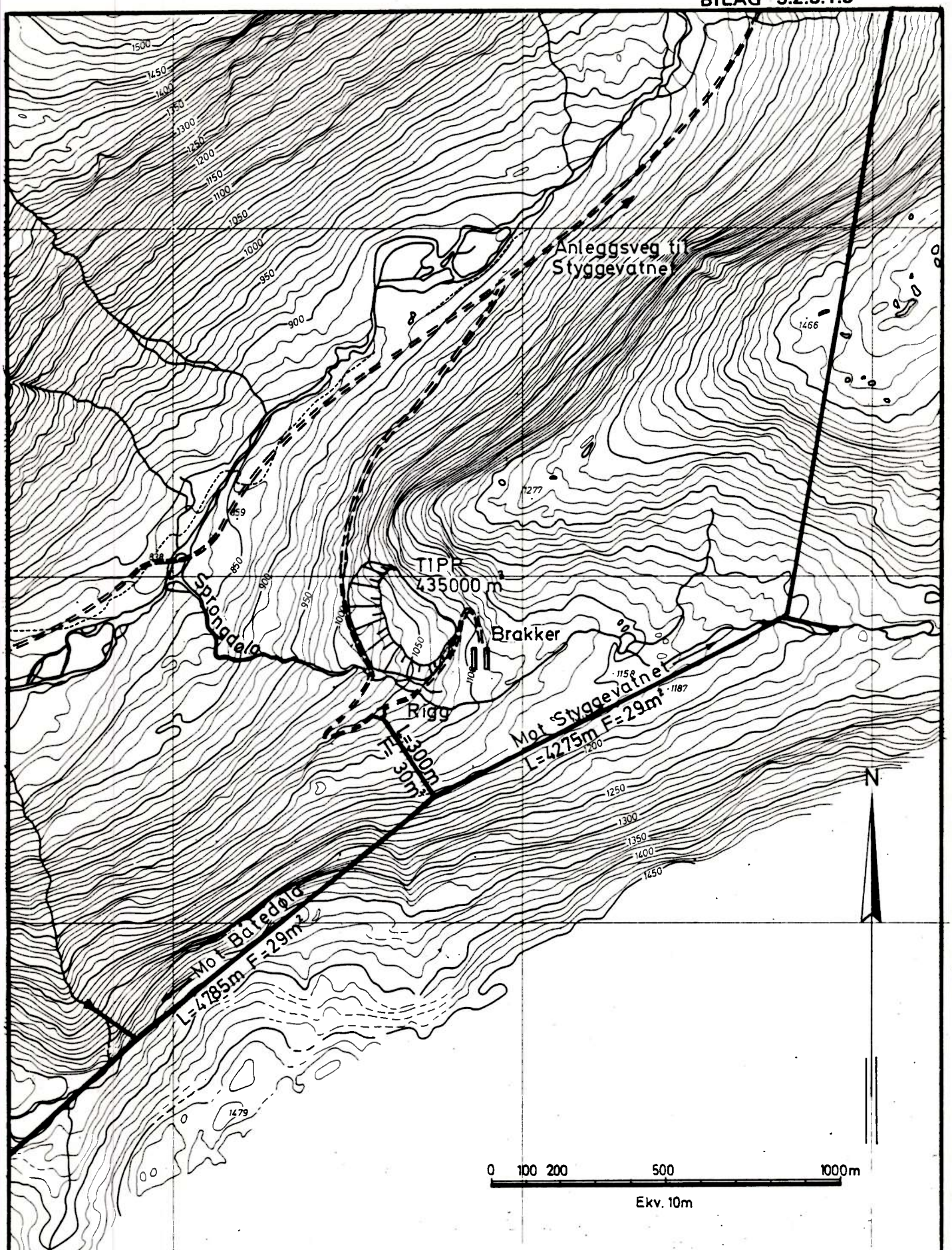
STATSKRAFTVERKENE INVE SJ

A1 58439

SBG SBG 4 V304 I Alt D

BILAG 3.2.3.1.2

BILAG 3.2.3.1.3



Rev.	Forandringer	Tegn.	Kontr.	Dato

Anleggs tekst

BREHEIMUTBYGGINGEN Tilløpstunnel
ANLEGGSOMRÅDE SPRONGDALEN

M=1

Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S)
BYGNINGSAVDELINGEN
Kontor for generalplan vannkraft (SBG)

TEGN. A.S.P
TRAC S.B
KONTR A.M

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

KONTR.

FIRMA's ORIGINALARKIV

Dato 3/3-80

NVE - S ORIGINALARKIV

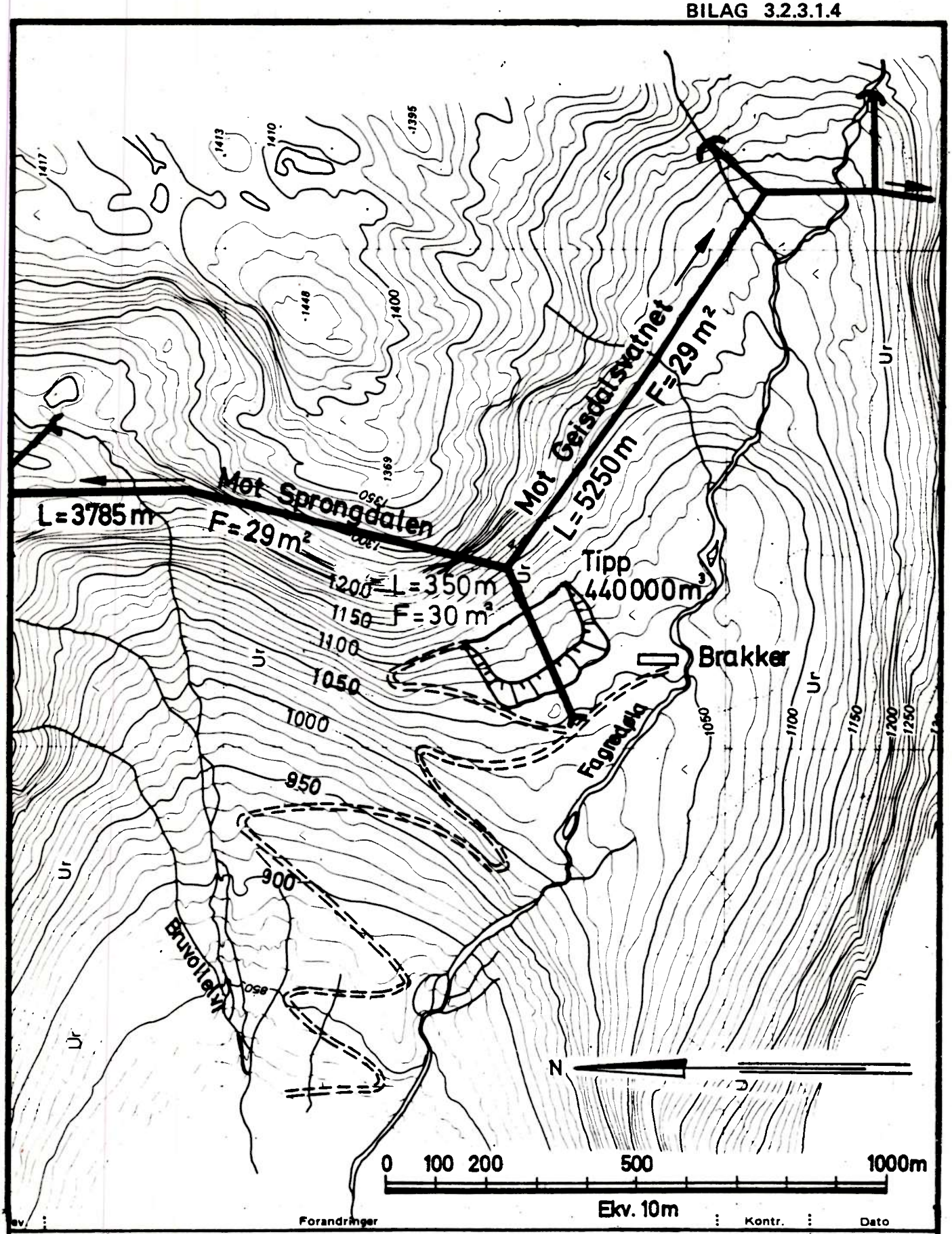
Format A 3

Journalnr. 58444

Dato

M3 ikke offentliggjøres!

SORTERENDE TEGN. NR.	Ansvarlig	Utførende	Fase	Objekt	Blad	Rev.
	SBG	SBG	4	V304 I	Alt. C,D	



Rev.	Forandringer	Kontr.	Dato

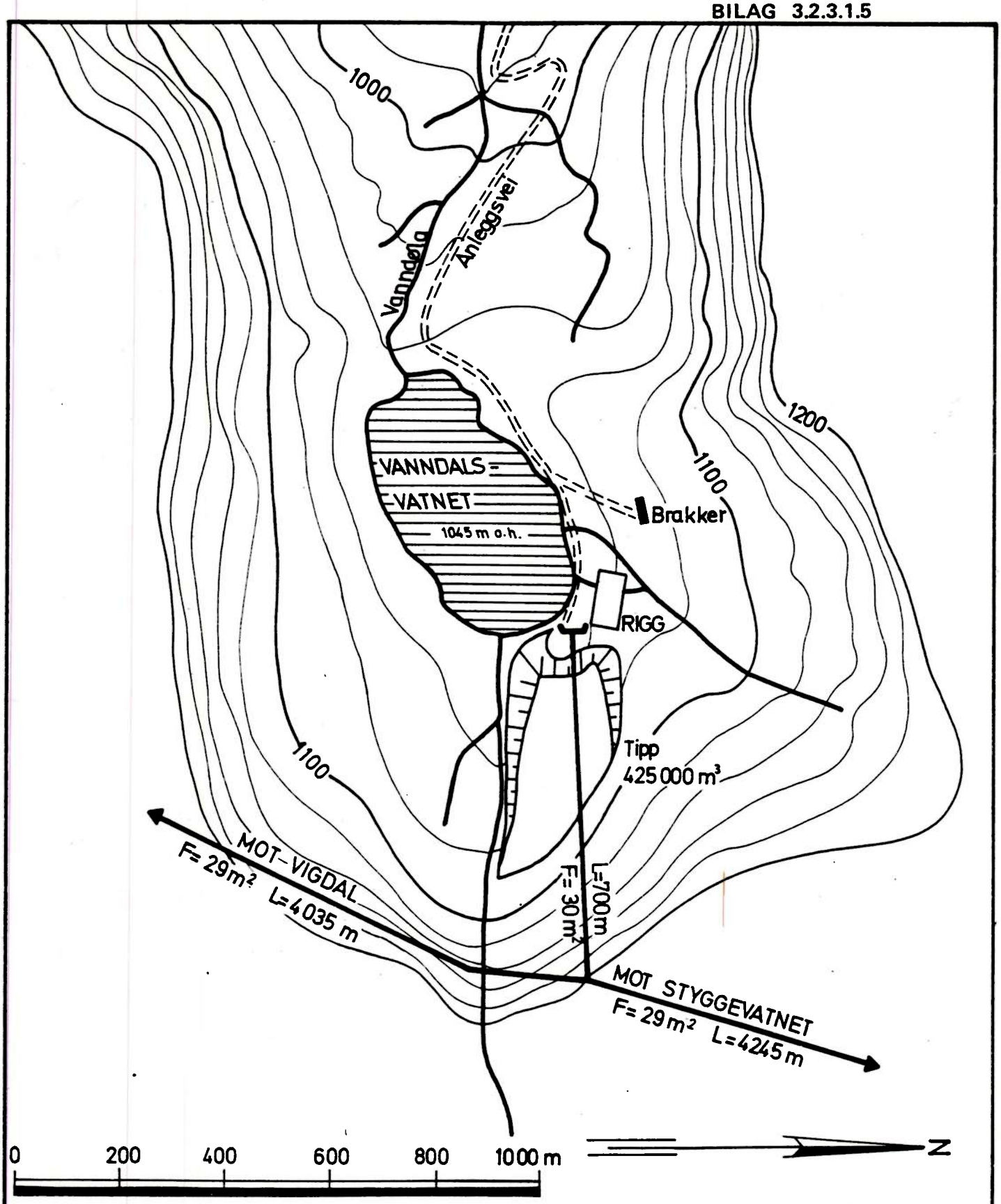
Anlegg, tekst **BREHEIMUTBYGGINGEN** **Tilløpstunnel** M=1:

Anleggsområde Fagredalen

Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S) BYGNINGSAVDELINGEN Kontor for generalplan vannkraft (SBG)	TEGN. ASP. TRAC. S.B. KONTR. A.M.	NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)	KONTR.
FIRMA's ORIGINALARKIV	Dato 24/3-80	NVE - S' ORIGINALARKIV; Format A 4; Journalnr. 58431	Dato

SORTER ENDE TEGN.NR.	Ansvarlig	Utførende	Fase	Objekt	Blad	Rev.
	SBG	SBG	5	V 30 4 I B	Alt.CD	

BILAG 3.2.3.1.5



Rev.	Forandringer	Tegn.	Kontr.	Dato

Anlegg, tekst
BREHEIM UTBYGGINGEN. Tilløpstunnel
ANLEGGSOMRÅDE VANNDALSVATNET

M=1:

Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S)
BYGNINGSAVDELINGEN
Kontor for generalplan vannkraft (SBG)

TEGN. HAS.
TRAC. I.A.
KONTR. A.M.

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

KONTR.

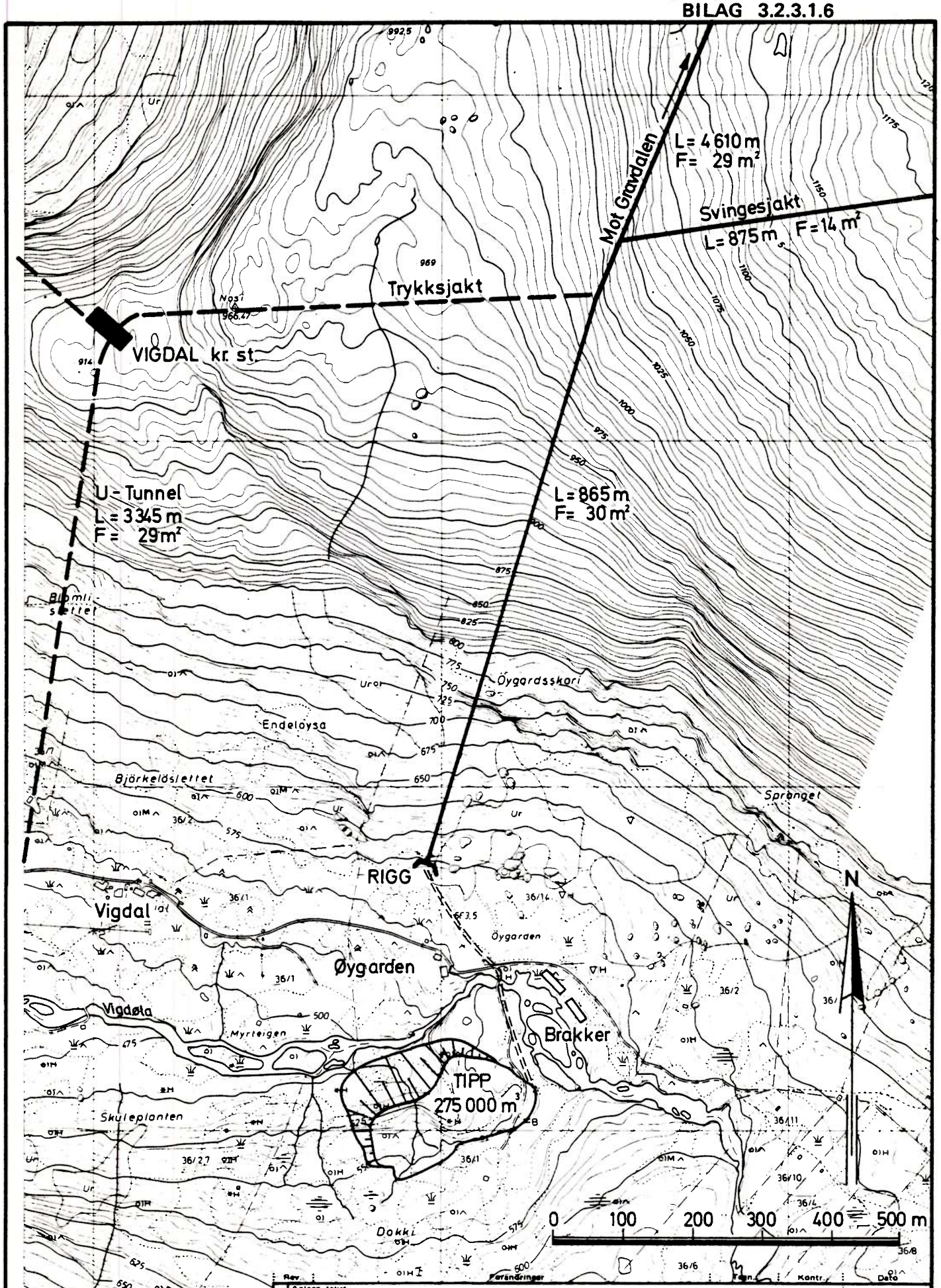
FIRMA's ORIGINALARKIV | Dato 19.3.80 | NVE - S' ORIGINALARKIV | Format A4 | Journalnr. 58453 | Dato

SORTERENDE TEGN.NR. | Ansvarlig SBG | Utførende SBG | Fase 4 | Objekt V 30 4 I | Blad ALT. C,D | Rev.

Må ikke offentliggjøres!

Bl. 9792-2/020. 1-10-75.

BILAG 3.2.3.1.6



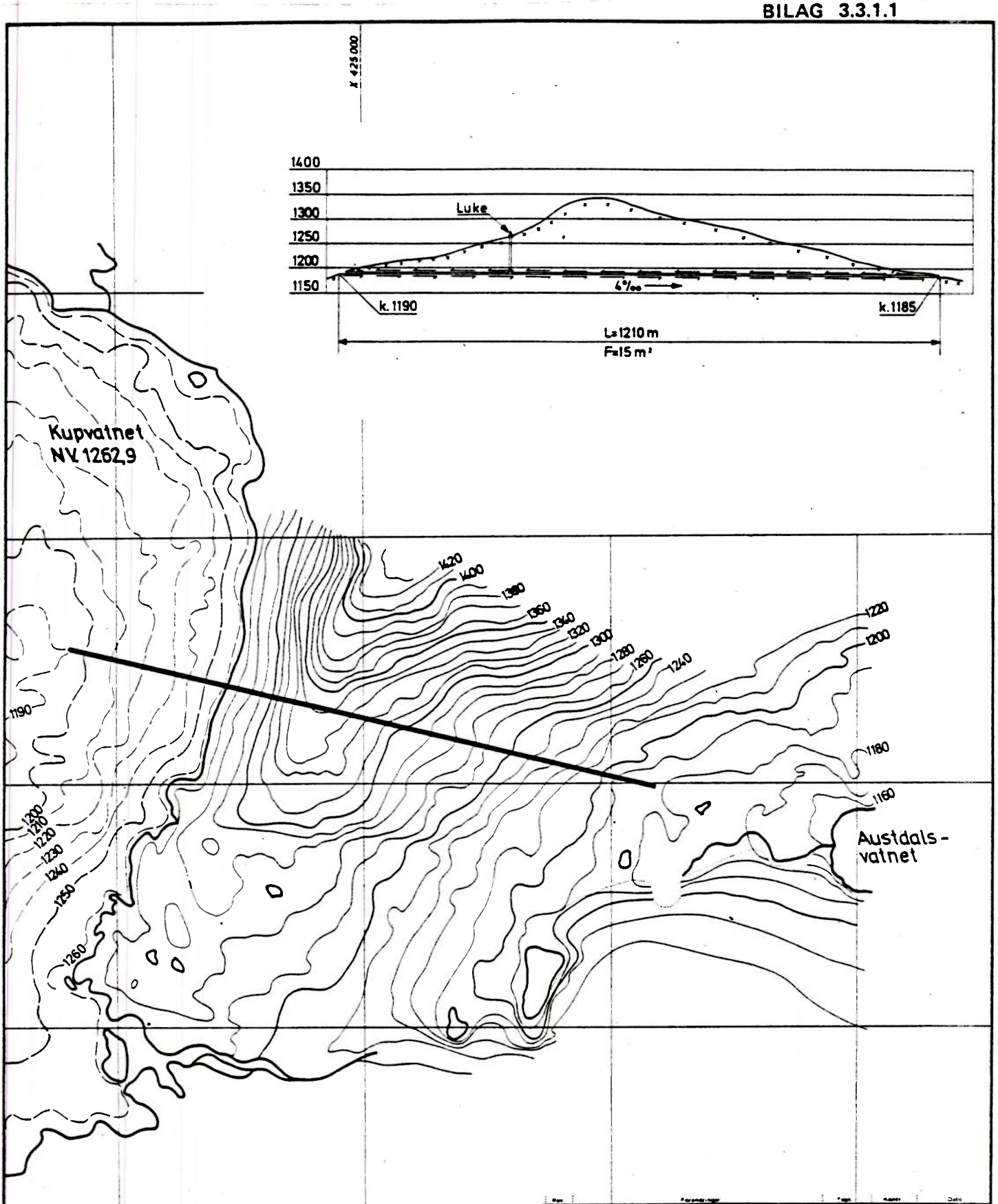
BREHEIMUTBYGGINGEN Anleggsområde Vigdal		Tilløpstunnel øvre fall	M=1:
Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S) BYGNINGSAVDELINGEN Kontor for generalplan vannkraft (SBG)	TEGN. ASP. TRAC. I.Å KONTR. A.M.	NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)	KONTR.
FIRMA's ORIGINALARKIV	Dato 25/3-80	NVE - S' ORIGINALARKIV Format A3 Journalnr. 58484	Dato
SORTER. ENDE TEGN.NR. Ansvarlig SBG Utførende SBG	Fase 4	Objekt V304 I	Blad ALT. D Rev.

Må ikke offentliggjøres!

Rev. Anlegg, tekst Forandringer Tegn. Kontr. Dato

BI. 9792-2/020. 1-10-75.

BILAG 3.3.1.1



BREHEIMUTBYGGINGEN: Dammer og magasiner

Kupvatnet senknings-
magasin
Senkningstunnel

M=1:

BYGNINGSAVDELINGEN
Kontor for generalplan vannkraft (SBG)

TEGN A.G.B.
TRAC
KONTR A.Mo.
Dato mars 1980

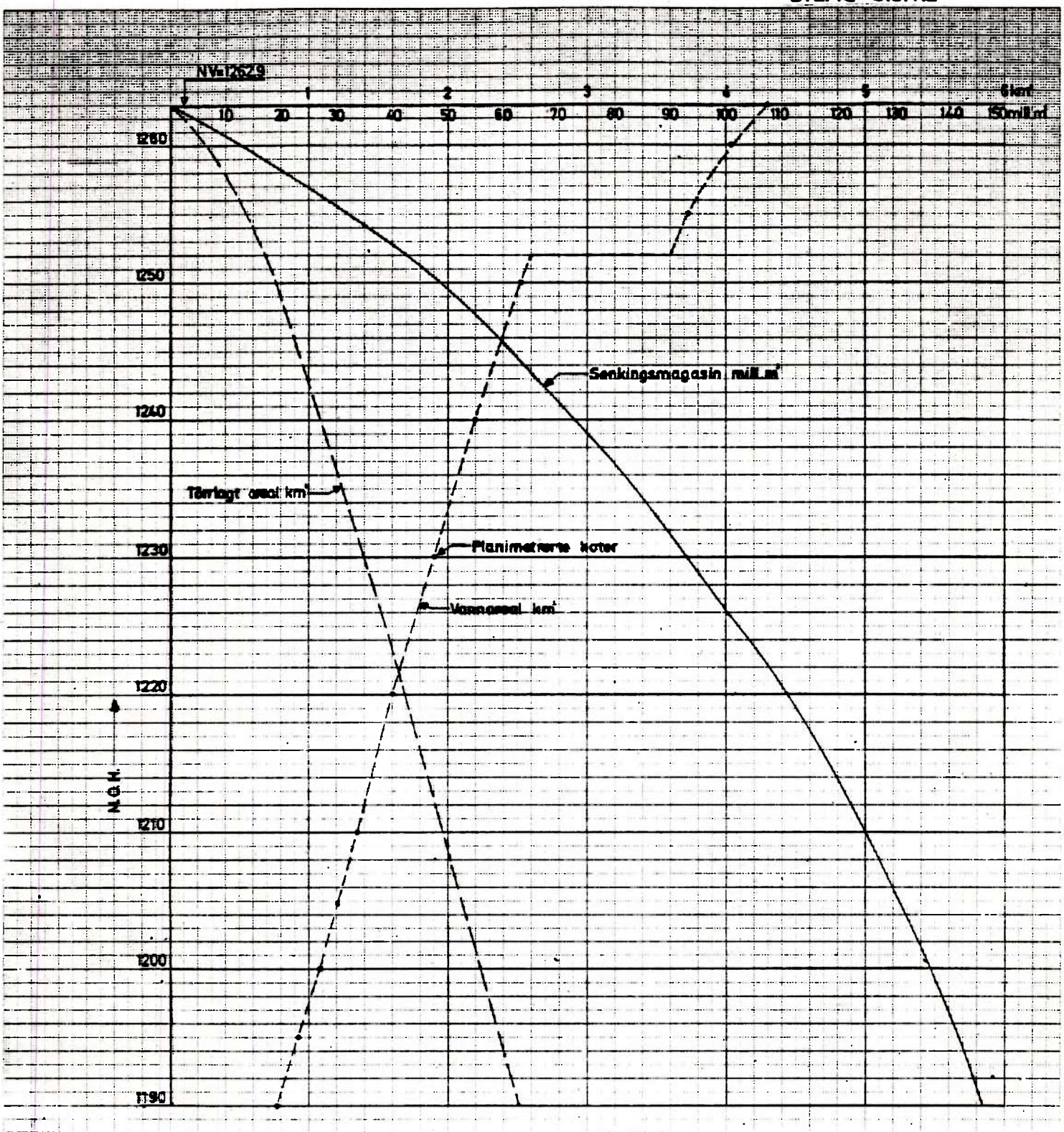
STATSKRAFTVERKENE (NVE S)

Format A 2
58407

SBG SBG 4 V30DU

ABCD

BILAG 3.3.1.2



GRUNNLAG OG FORUTSETNINGER:

Høydegrunnlag: FM 4. Hs 1265,697 m NN 1954

Kartgrunnlag: SBP-23592

Terskelhøyde: ca.k. 1252

BREHEIMUTBYGGINGEN: Dammer og magasiner

Kupvatnet

Magasin- og arealkurve

M=1:

TEGN. F.S. 1973

KONTR. A.Mø

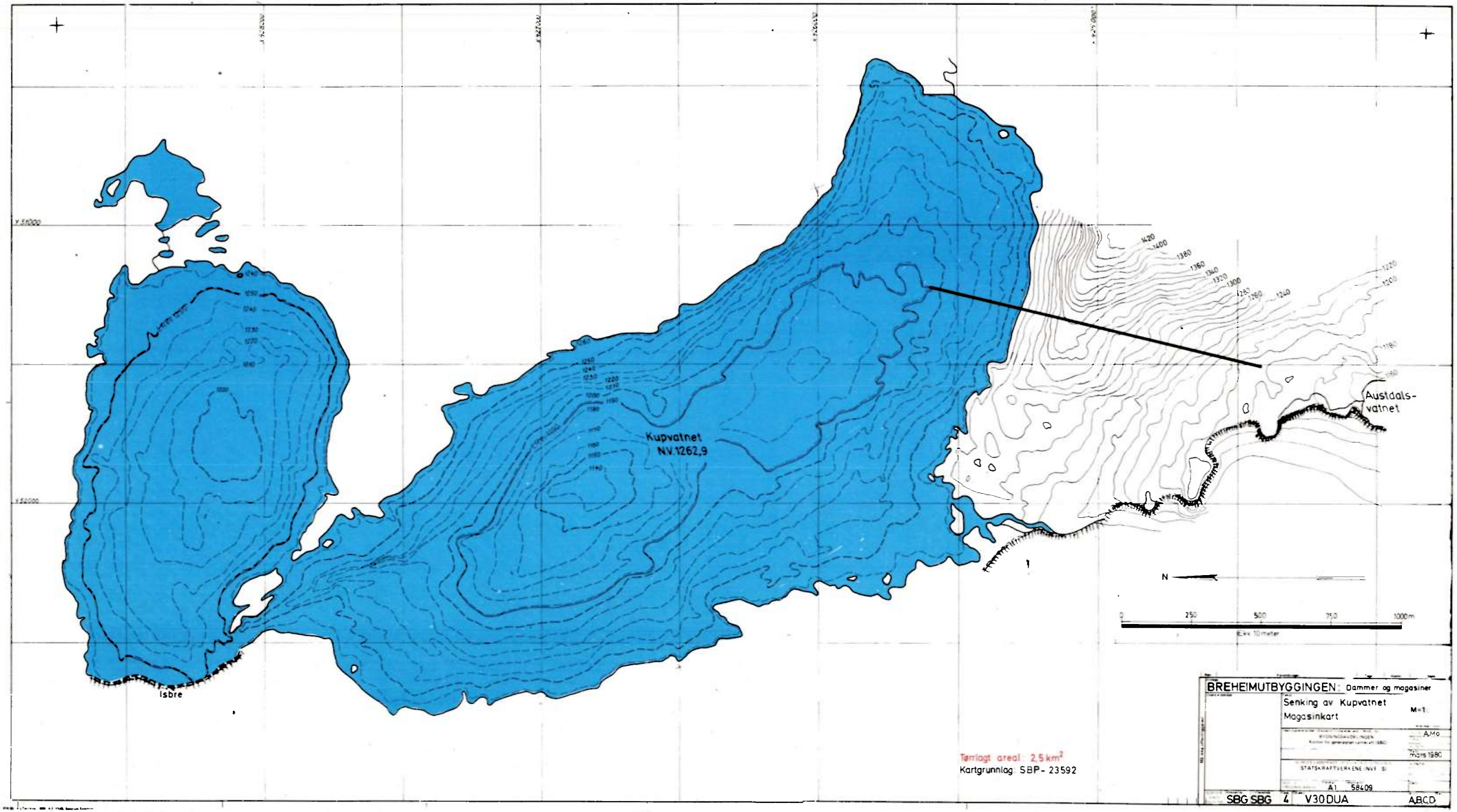
mars 1980

NORGES VASSDRAG OG ELEKTRISITETSVESEN

STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

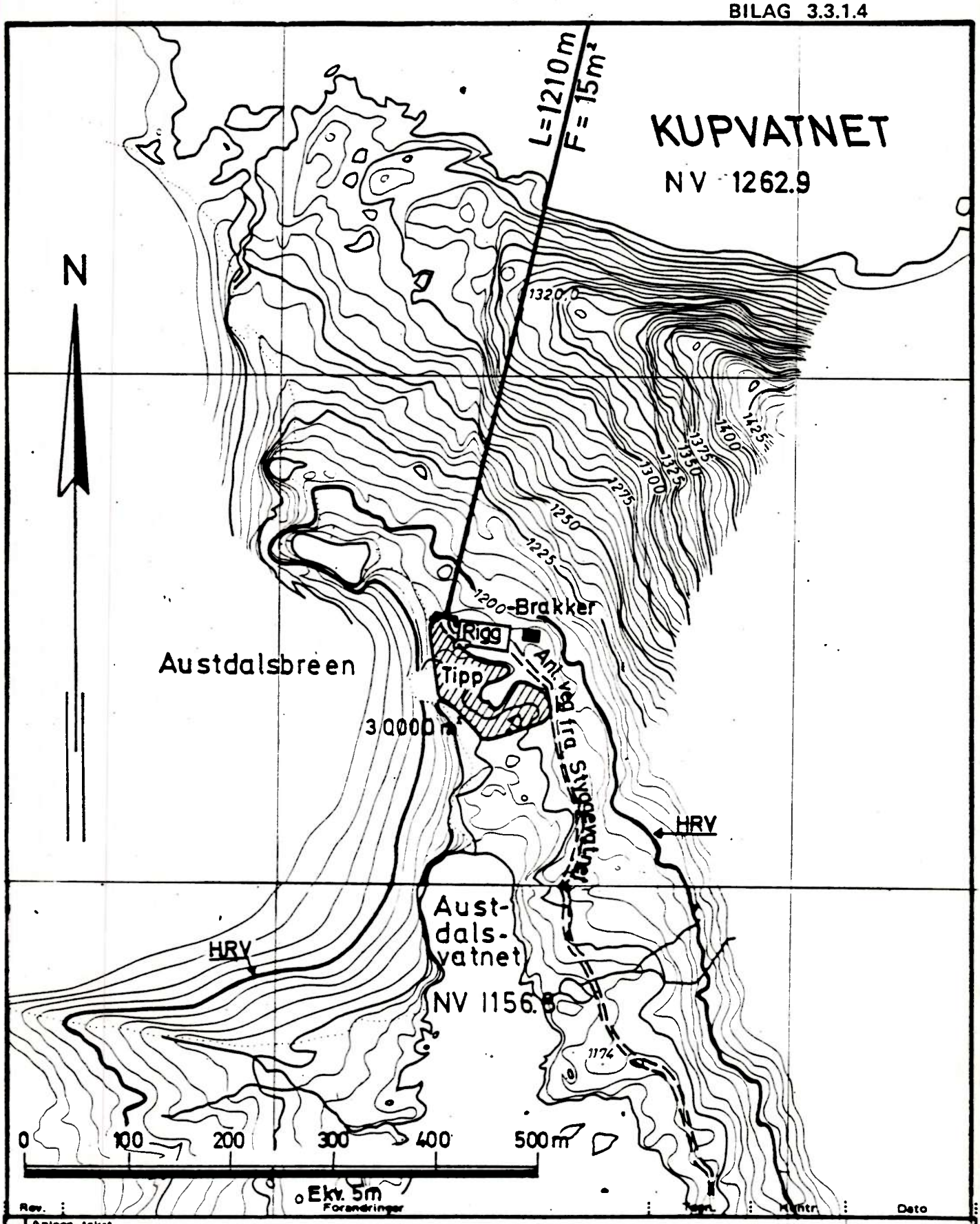
A2 58408

SBG SBG 8 V300UA D


Kupvatnet
NV.1262,9
Austdals-
vatnet
Isbre
N
0 250 500 750 1000m
Ekv. 10 meter
Tørrlagt areal: 2,5 km²
Kartgrunnlag: SBP- 23592
BREHEIMUTBYGGINGEN: Dammer og magasiner
Senking av Kupvatnet
Magasinkart
M=1:
A.Mo
mars 1980
STATSKRAFTVERKENE (NVE S)
A1 58409
SBG SBG 4 V30DUA
A,B,C,D

BILAG 3.3.1.3

BILAG 3.3.1.4



Rev.	Forandringer	Tegn.	Kontr.	Dato

Anlegg, tekst
BREHEIMUTBYGGINGEN. Senkningstunnel
ANLEGGSOMRÅDE KUPVATNET

M=1:

Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S)
BYGNINGSAVDELINGEN
Kontor for generalplan vannkraft (SBG)

TEGN. HAS
TRAC. IA
KONTR. AM

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

KONTR.

FIRMA's ORIGINALARKIV

Dato 19.3.80

NVE - S' ORIGINALARKIV

Format A 4

Journalnr. 58410

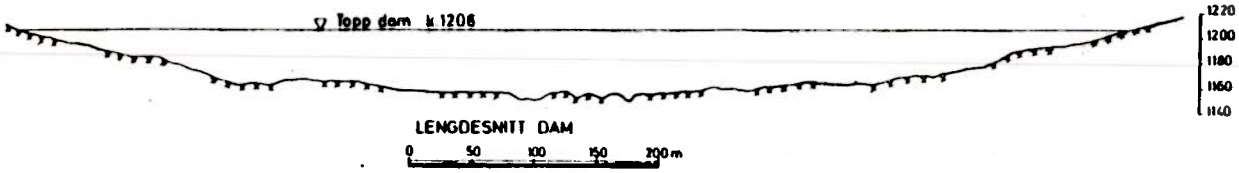
Dato

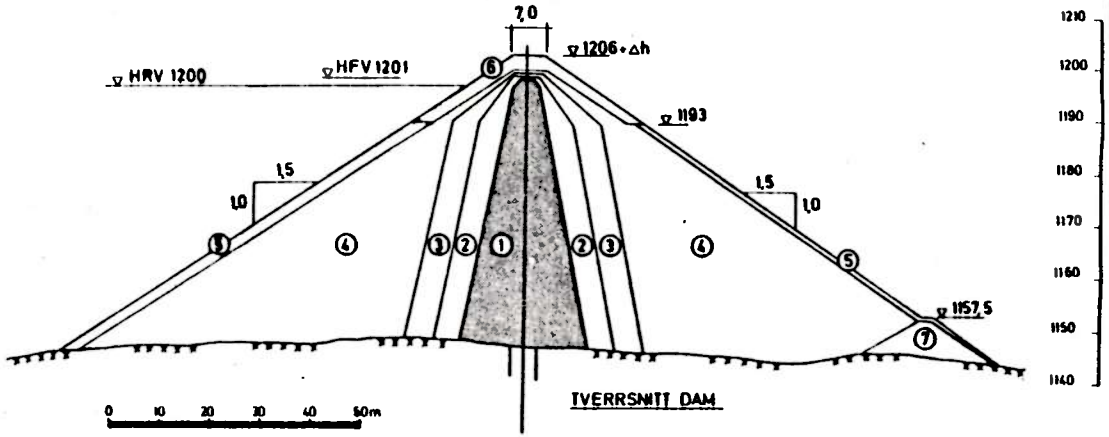
Må ikke offentliggjøres!

SORTERENDE TEGN.NR.	Ansvarlig	Utførende	Fase	Objekt	Rev.
	SBG	SBG	4	V30 DU	

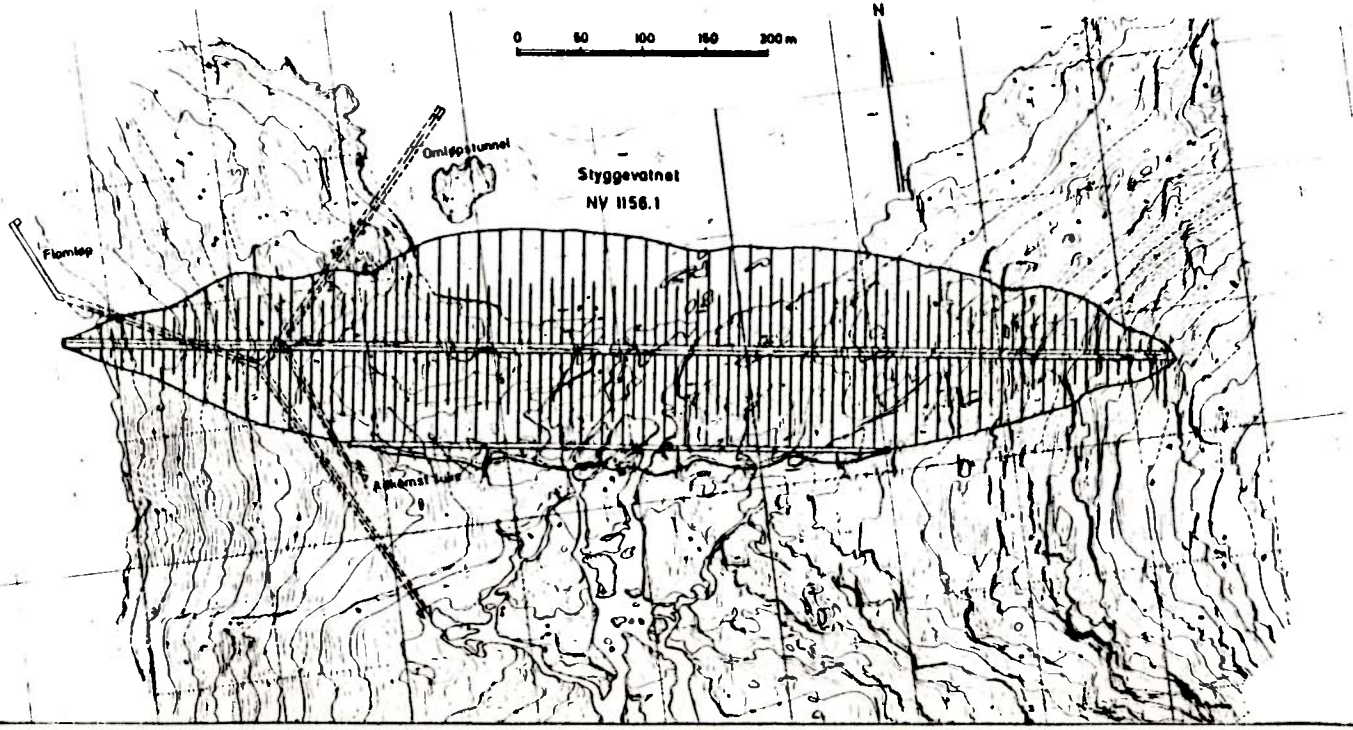
ALT. A,B,C,D

Bl. 9792-2/020. 1-10-7





Morene-kjerne sone ①	Filter-sone sone ②	Overgangs-sone sone ③	Støtte-fylling sone ④	Skr. besk. kronevern sone ⑤+⑥	Storsteins-tå sone ⑦	TOTALT VOLUM
313 400	253 100	252 600	1 350 500	159 000	20 000	2 348 600



BREHEIMUTBYGGINGEN: Dammer

Styggevassdammen.
Plan og snitt

M=1:

STATSKRAFTVERKENE INVE III

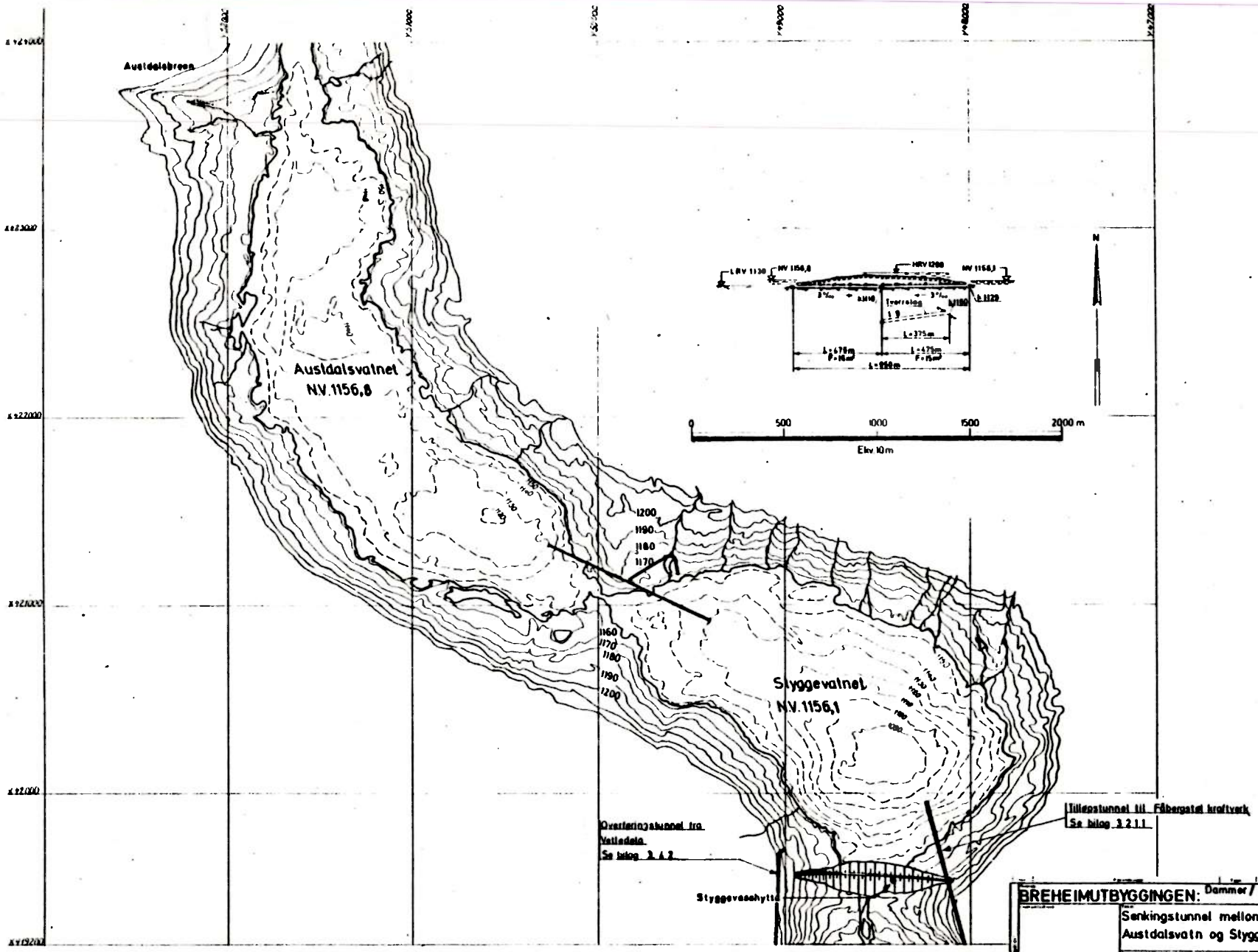
A1 58411

SBG SBG 4 V30DS

ABCD

mars 1980

BILAG 3.3.2.1



BREHEIMUTBYGGINGEN: Dammer / Reguleringsanlegg

Senkingstunnel mellom Austdalsvatn og Styggevatn

M-1:

3.4.1a
3.4.1b

mars 1980

STATSKRAFTVERKENE (NVE) SI

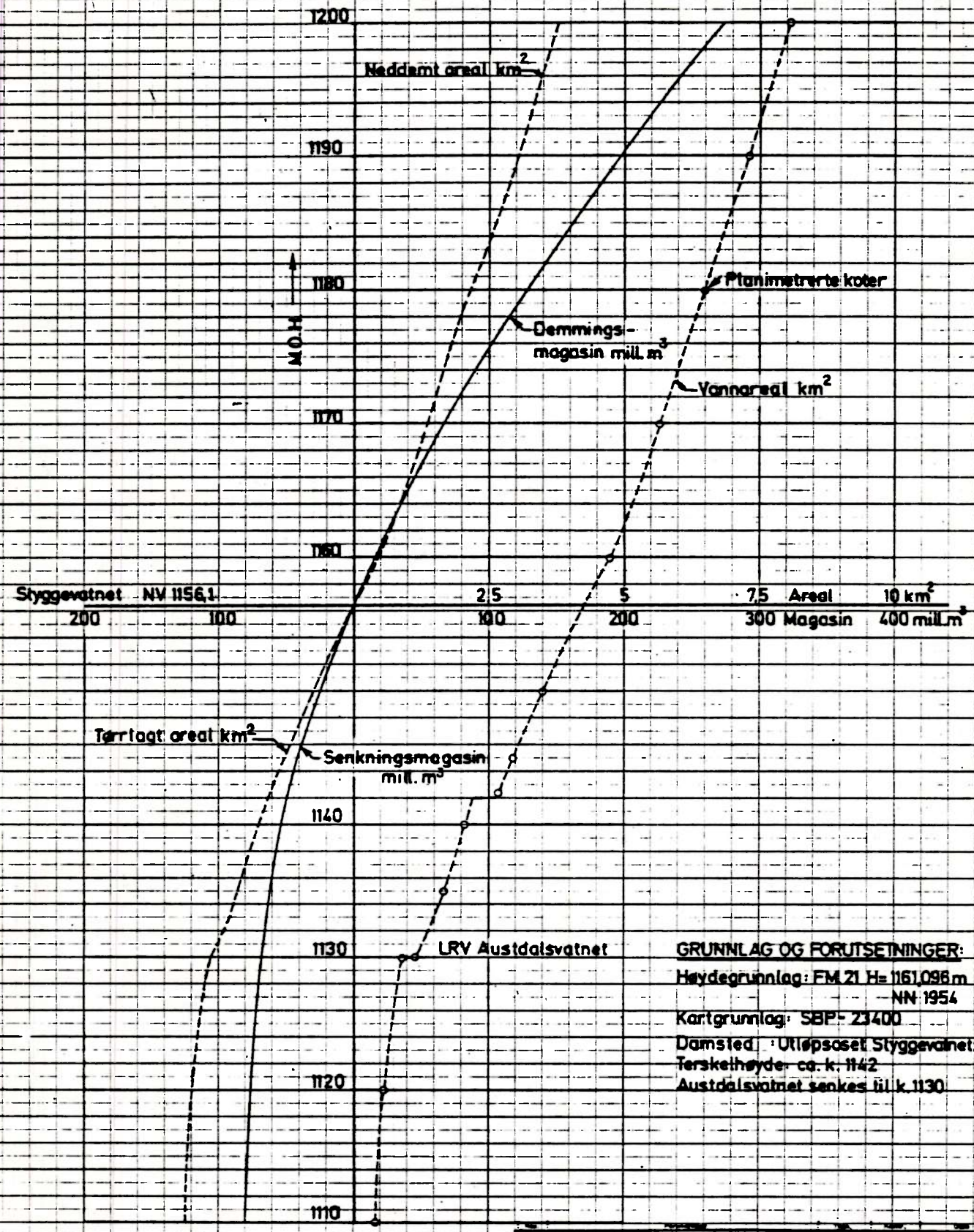
A1 58412

SBG SBG 4 V30DSBS

ABCD:

BILAG 3.3.2.2

BILAG 3.3.2.3



GRUNNLAG OG FORUTSETNINGER:

Høydegrunnlag: FM 21 H= 1161,098 m
NN 1954

Kartgrunnlag: SBP - 23400

Damsted : Utløpsosen Styggevatnet
Terskelhøyde: ca. k. 1142
Austdalsvatnet senkes til k. 1130

BREHEIMUTBYGGINGEN: Dammer og magasiner

Styggevatnet/Austdalsvatnet

Magasin- og arealkurver

M=1:

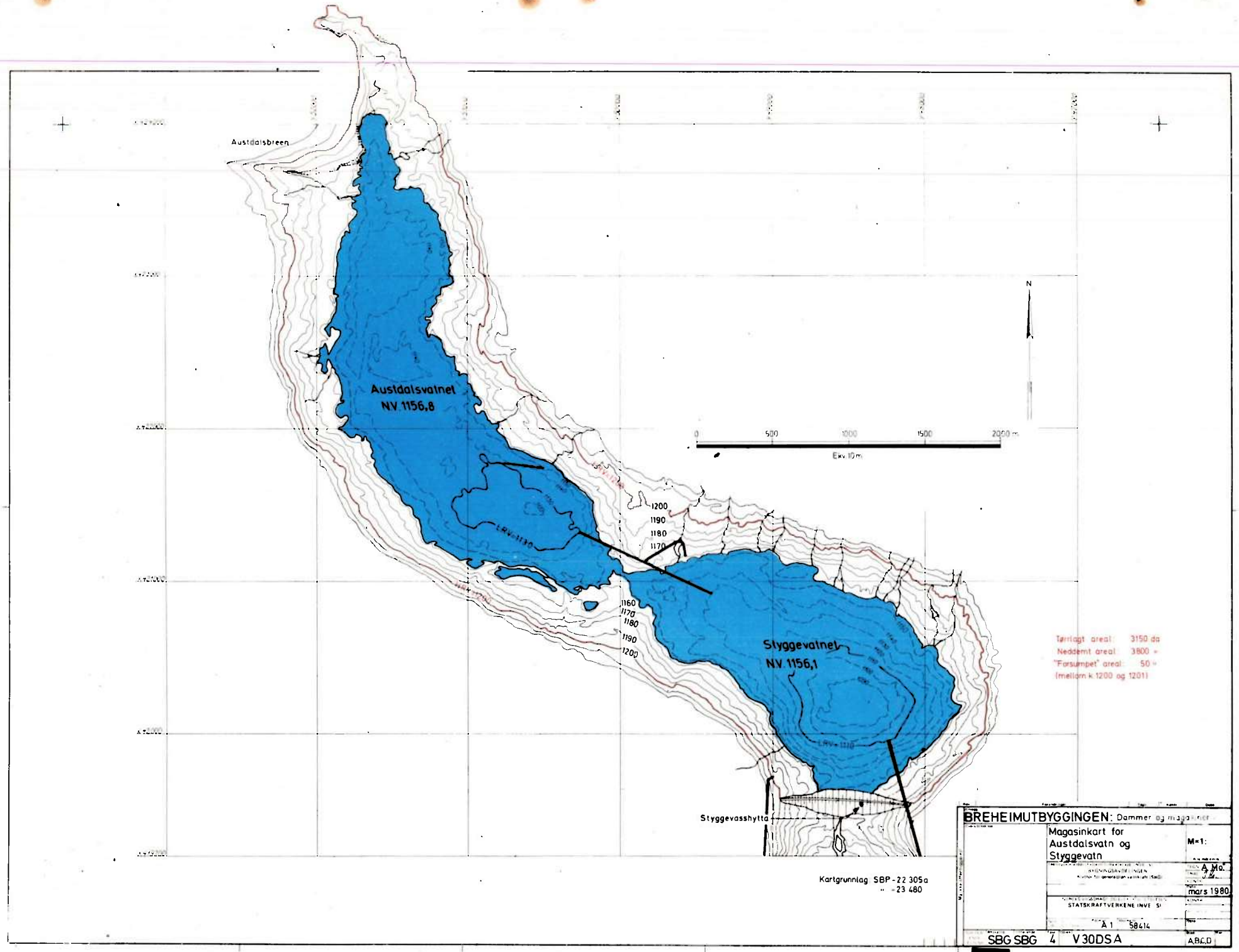
BYGGEMIDDELAVDELINGEN
Senter for generelle vannkraftstudier (SBG)

NORGES VASSDRAGS OG ELEKTRISITETSVESEN
STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

TEGN F.S. 1973
TRAC
KONTR A. Jo.
mars 1980
AGNTR

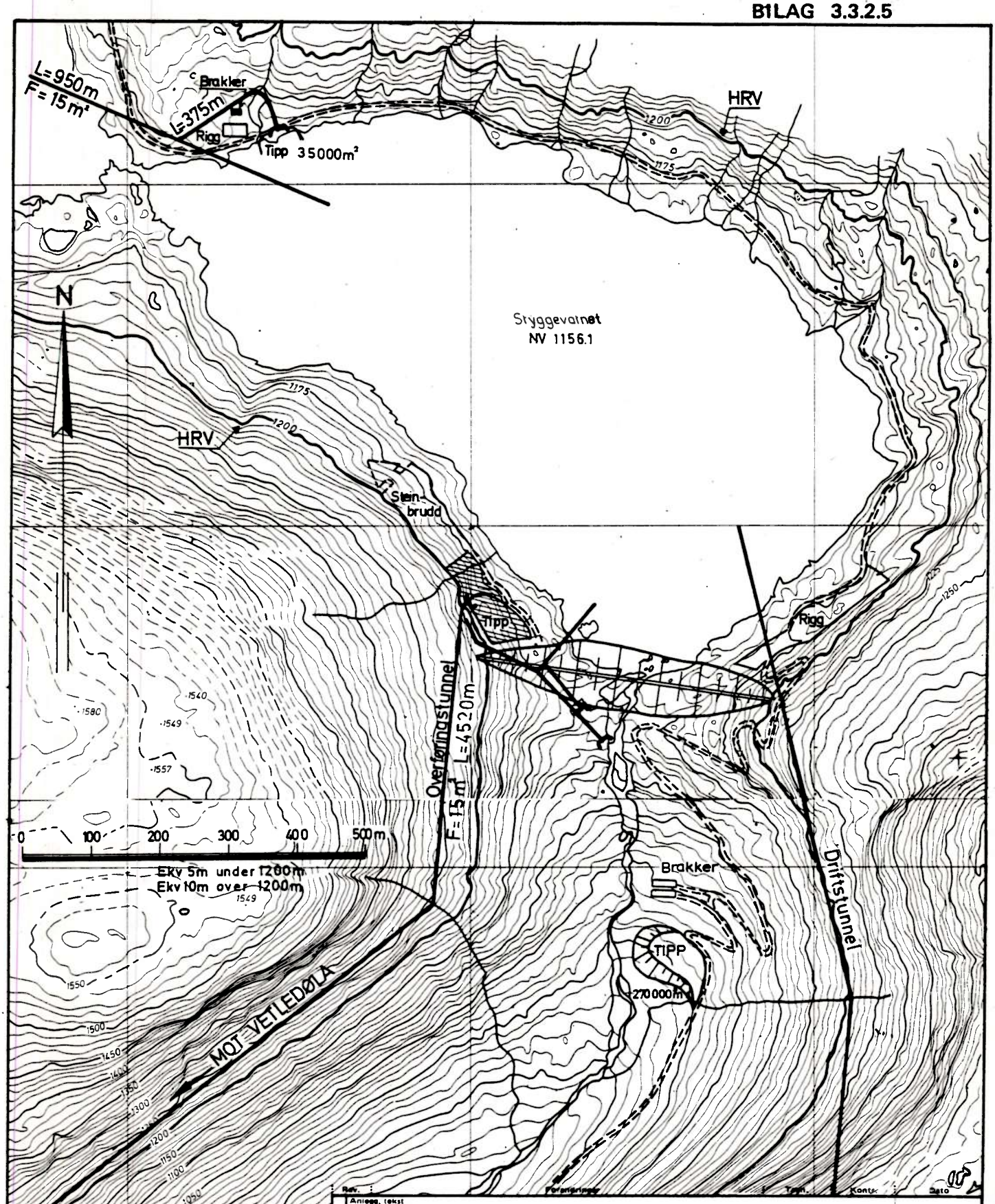
NVE A 2 58413

SBG SBG 8 V30DSA ABCD


Austdalsbreen
Austdalsvatnet
NV 1156,8
LRV 1130
1200
1190
1180
1170
1160
1170
1180
1190
1200
Styggevatnet
NV 1156,1
LRV 1130
Styggevasshytta
N
0
500
1000
1500
2000 m
Ekv. 10 m
Tørrlagt areal: 3150 da
Neddemt areal: 3800 »
"Forsumpet" areal: 50 »
(mellom k.1200 og 1201)
Kartgrunnlag: SBP - 22 305a
» - 23 480
BREHEIMUTBYGGINGEN: Dammer og magasiner
Magasinkart for
Austdalsvatn og
Styggevatn
M=1:
A.Mo.
mars 1980
STATSKRAFTVERKENE INVESTERINGSAVDELING
A 1 58414
SBG SBG 4 V30DSA
A,B,C,D

BILAG 3.3.2.4

BILAG 3.3.2.5



Rev.	Forandringer	Tegn.	Kontr.	Dato	

Anlegg, tekst: BREHEIMUTBYGGINGEN
ANLEGGSOMRÅDER STYGGEVATNET

M=1:

Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S): BYGNINGSAVDELINGEN
Kontor for generalplan vannkraft (SBG)

TEGN. HAS
TRAC I.A
KONTR A.M

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

KONTR.

FIRMA's ORIGINALARKIV

Dato 25/3-80

NVE S ORIGINALARKIV

Format A 3

Journalnr. 58486

Dato

Må ikke offentliggjøres!

SORTER ENDE TEGN. NR

Ansvarlig SBG

Utførende SBG

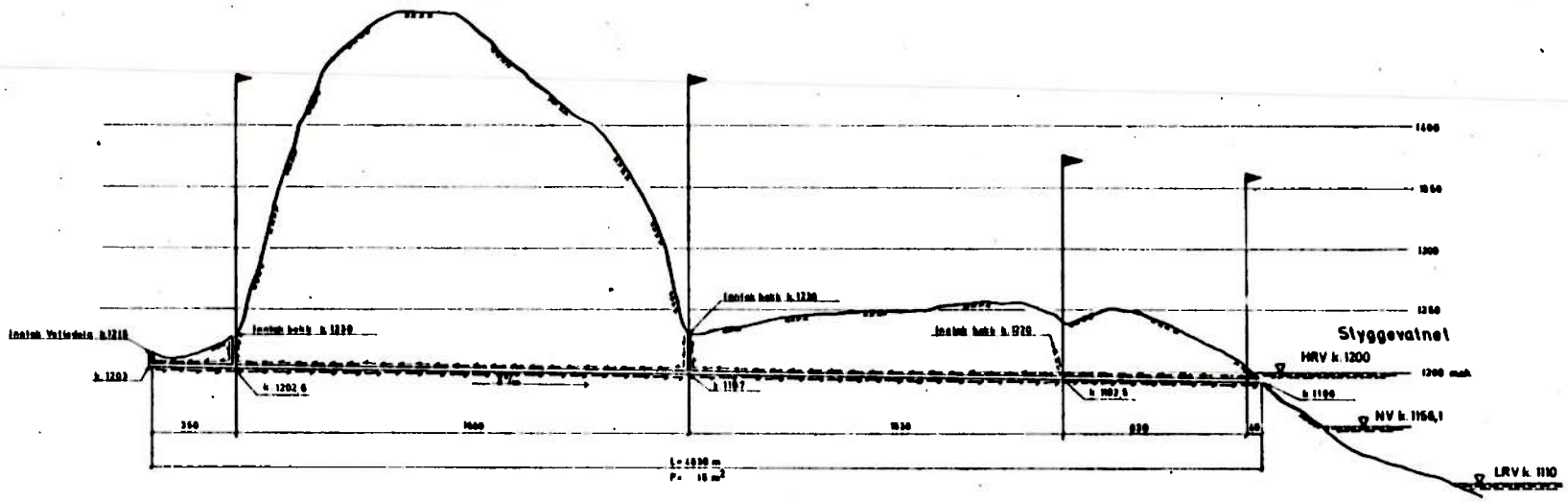
Fase 4

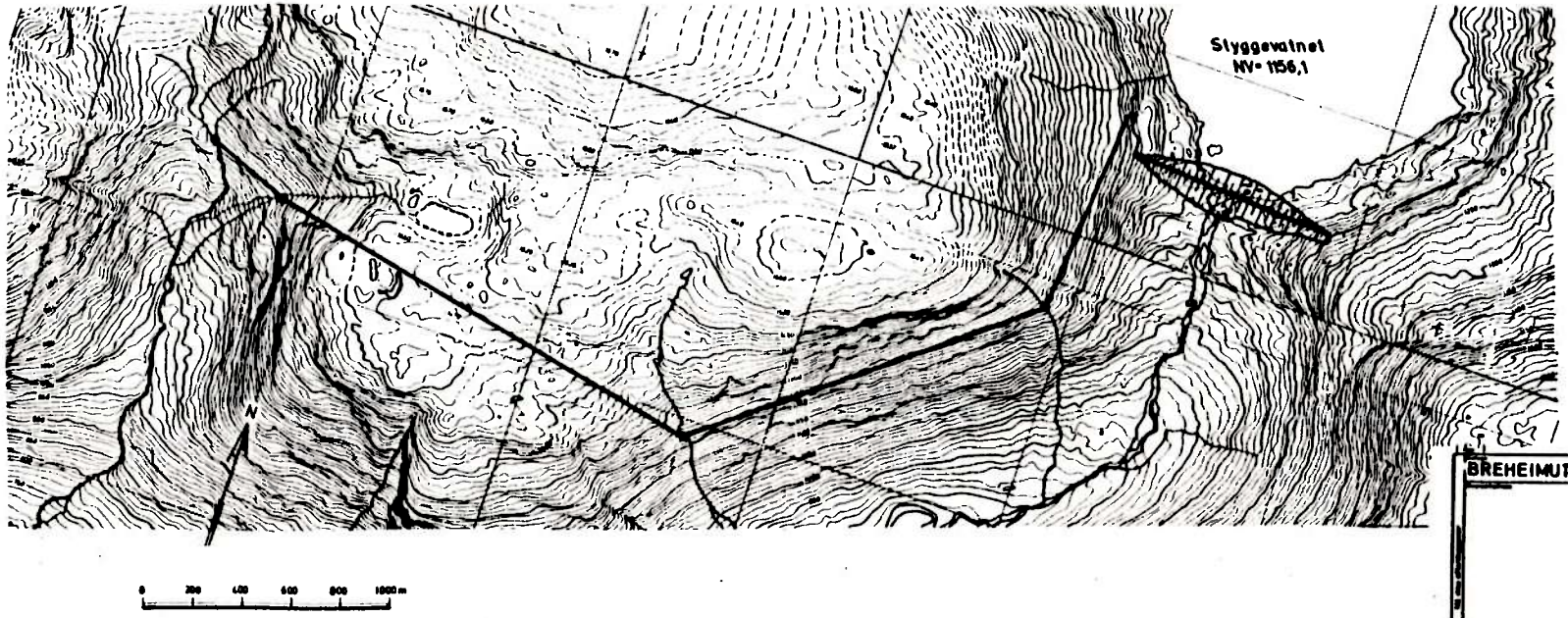
Objekt V30 DS

Blad ALT. A,B,C,D

Rev.

BI. 9792-2/020. 1-10-75.





BREHEIMUTBYGGINGEN: Vannoverføringer

Overføring av Vetledøla til Styggevatnet

M=1:10.000

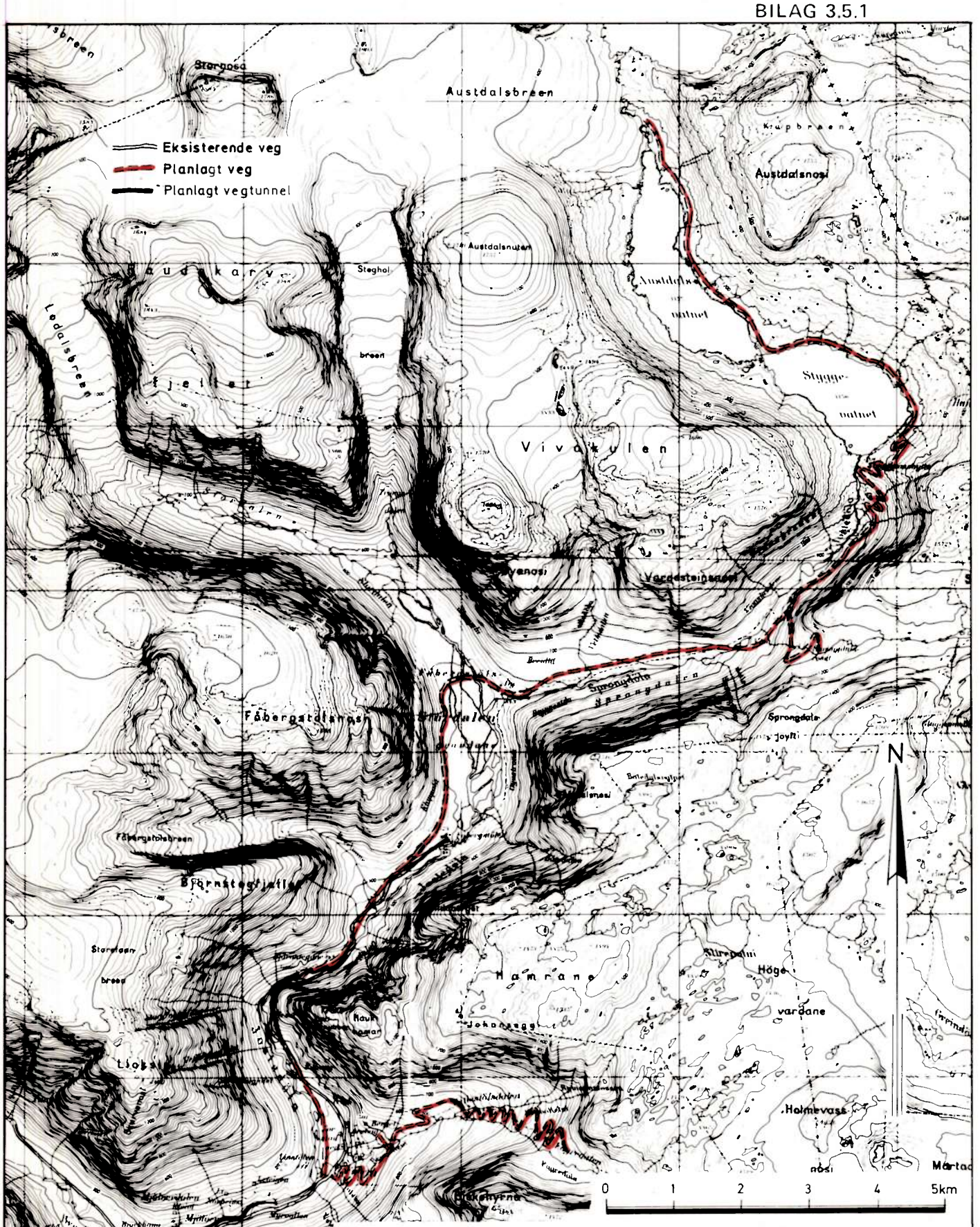
STATSKRAFTVERKENE NVE

SBG SBG 4 V30VV A0G0

mars 1980

BILAG 3.4.1

BILAG 3.5.1



Rev.	Forandringer	Tegn.	Kontr.	Dato

Anlegg, tekst: **BREHEIMUTBYGGINGEN**

EKSISTERENDE OG PLANLAGTE VEGER

M=1:

Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S): BYGNINGSAVDELINGEN, Kontor for generalplan vannkraft (SBG)

TEGN. ASP | TRAC. ASP | KONTR. AM

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN, STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

KONTR.

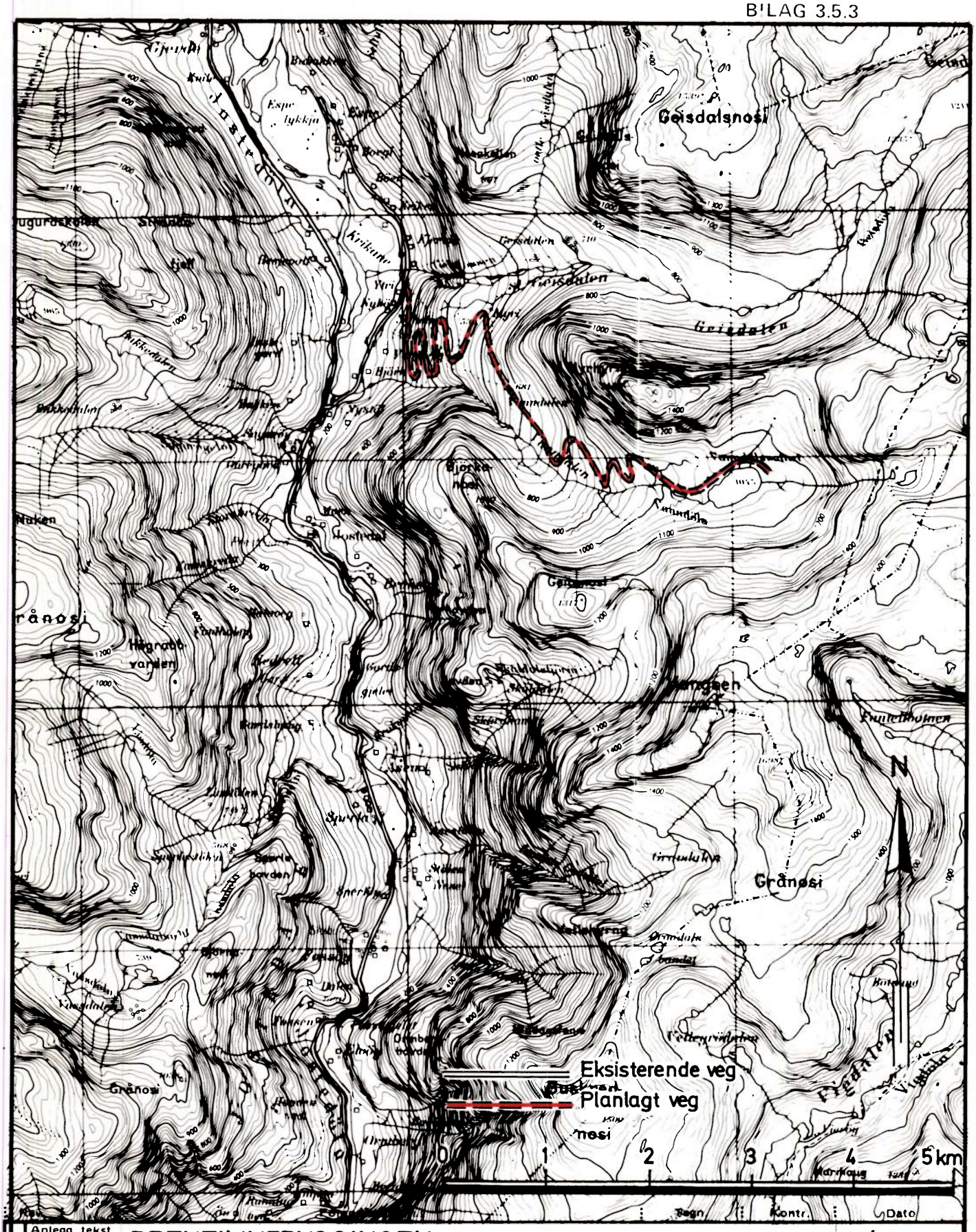
FIRMA's ORIGINALARKIV | Dato 3.3.80 | NVE - S' ORIGINALARKIV | Format A 3 | Journalnr. 58446 | Dato

Må ikke offentliggjøres!

SORTER ENDE TEGN. NR.	Ansvarlig	Utførende	Fase	Objekt	Rev.
	SBG	SBG	4	V 30 C	Alt. D

BI. 9792-2/020. 1-10-75

BILAG 3.5.3



Anlegg, tekst

BREHEIMUTBYGGINGEN
EKSISTERENDE OG PLANLAGTE VEGER

M=1:

Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S) BYGNINGSAVDELINGEN Kontor for skjønn, eiendommer og stikning (SBS)	TEGN. ASP	NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)	KONTR.
	TRAC. IA		
	KONTR. AM		
FIRMA's ORIGINALARKIV	Dato 14.3.80	NVE - S ORIGINALARKIV	Format A4 / Journalnr. 58454 / Dato

SORTER ENDE TEGN.NR.	Ansvarlig	Utførende	Fase	Objekt	Blad	Rev.
	SBG	SBG	4	V30C	Alt. D	

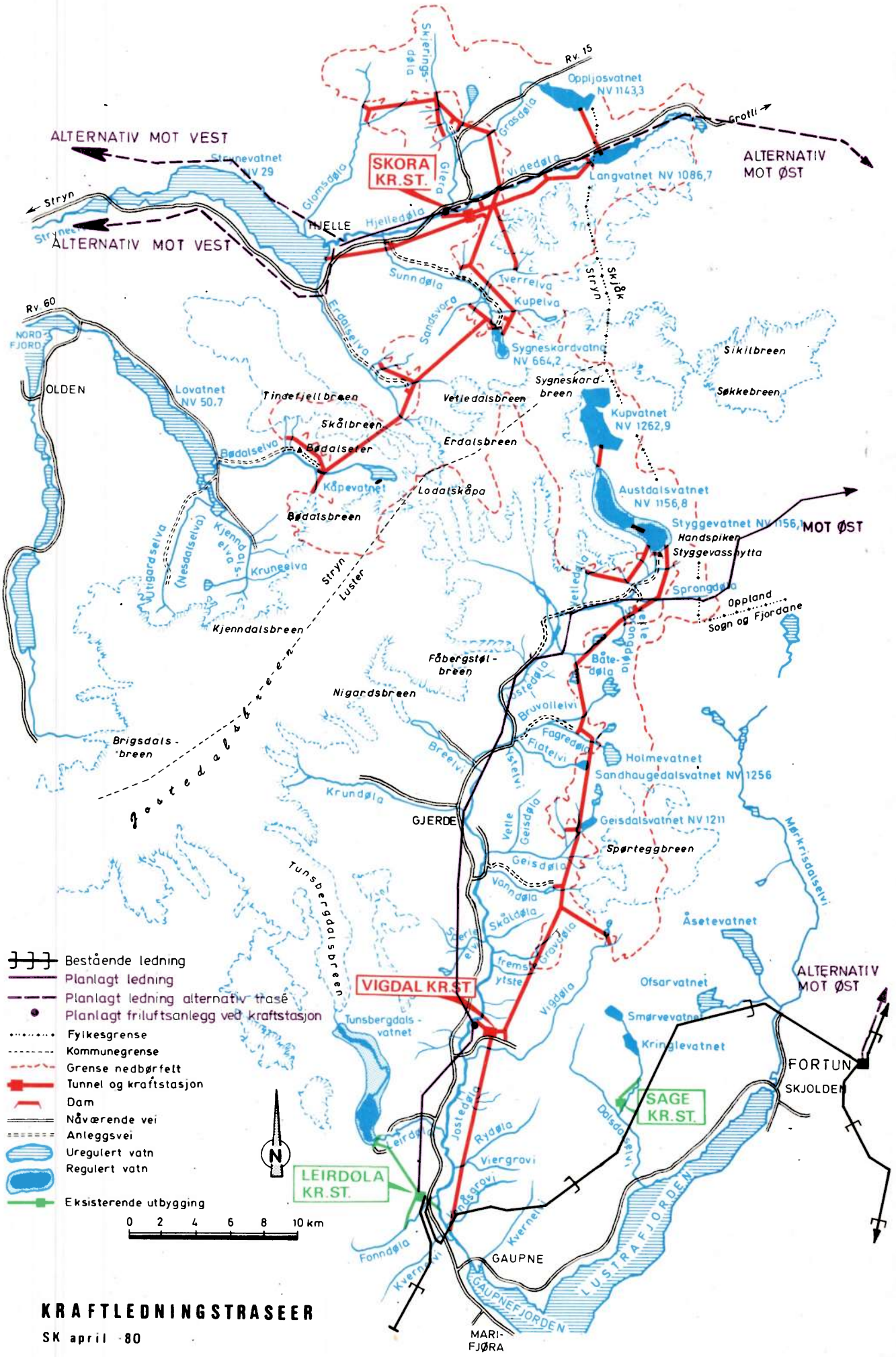
Må ikke offentliggjøres!

Bl. 9792-5/020. 1-10-75.

BREHEIMEN ALT. D

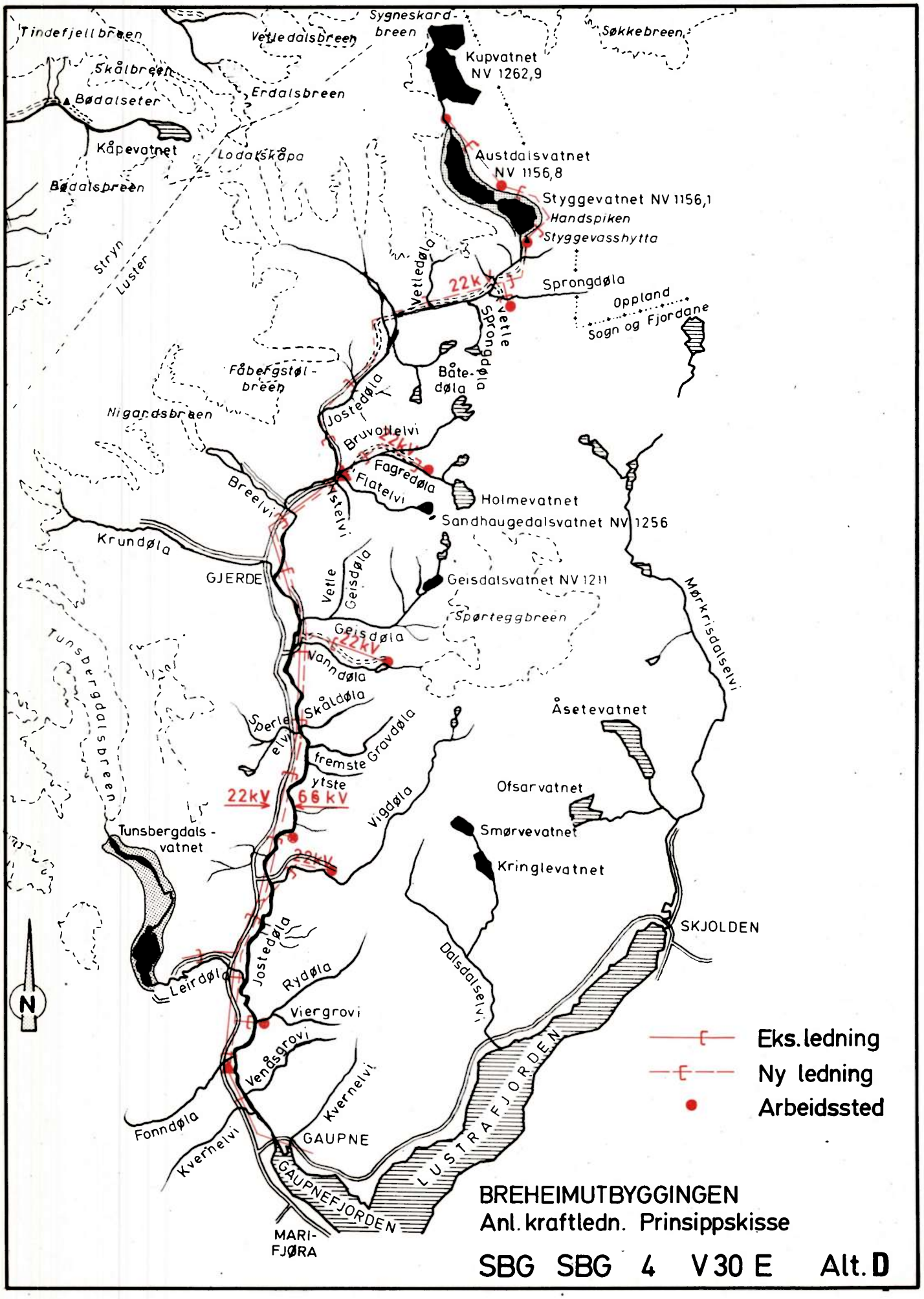
BILAG 8.1

NVE – STATSKRAFTVERKENE, Mars 1980



KRAFTLEDNINGSTRASEER

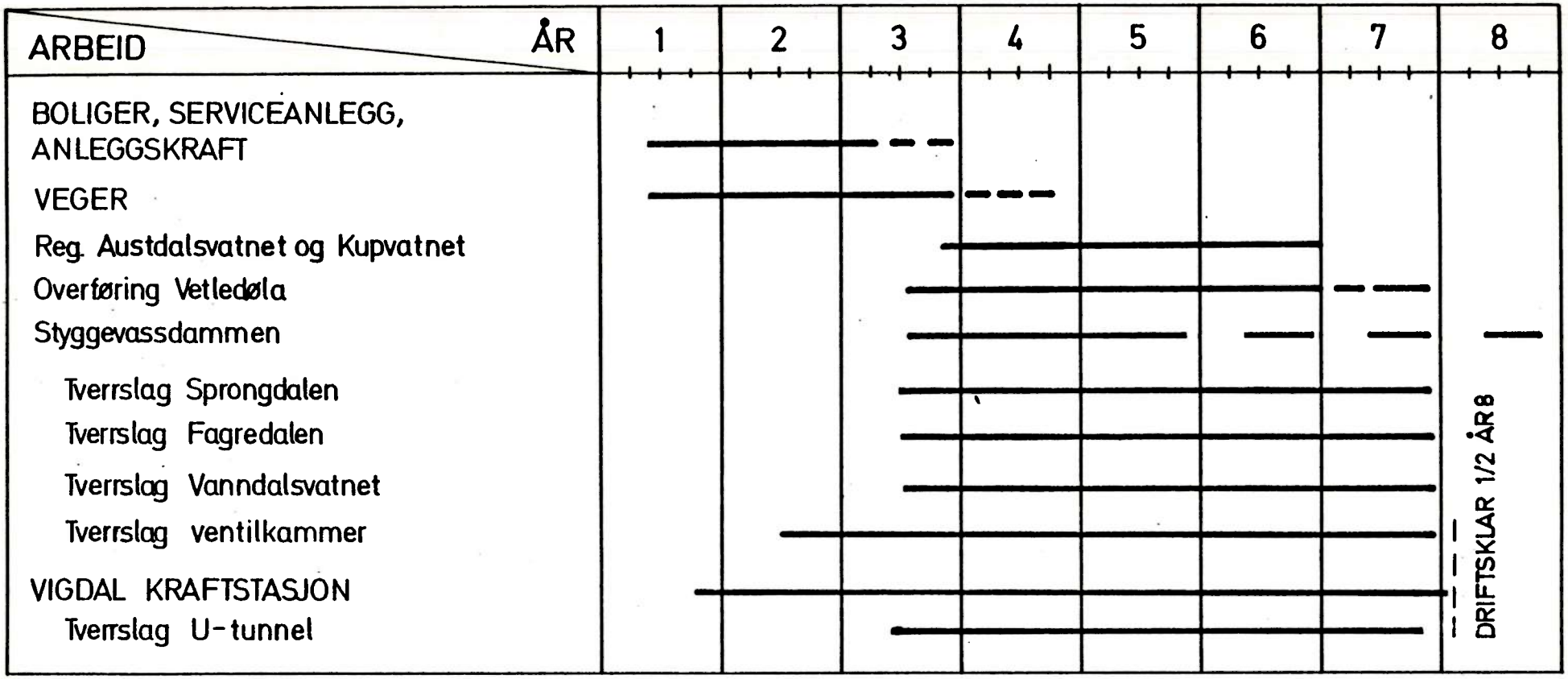
SK april -80



BREHEIMUTBYGGINGEN
Anl. kraftledn. Prinsippskisse

SBG SBG 4 V30 E Alt. D

BREHEIMUTBYGGINGEN - TERMINPLAN FOR VIGDAL KRAFTVERK ALTERNATIV D



Rev.	Forandringer	Tegn.	Kontr.	Dato

Må ikke offentliggjøres!

Anlegg, tekst

BREHEIMUTBYGGINGEN. Terminplan.

M=1:

Tegningslev. (Eksternt firma eller avd. i NVE - S)
BYGNINGSAVDELINGEN
Kontor for generalplan vannkraft (SBG)

TEGN. HAS.
TRAC. I. A.
KONTR. A.M.

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
STATSKRAFTVERKENE (NVE - S)

KONTR.

FIRMA's ORIGINALARKIV

Dato 14/3-80

NVE - S' ORIGINALARKIV

Format A4

Journalnr. 58489

Dato

SORTER ENDE TEGN.NR.	Ansvarlig	Utførende	Fase	Objekt	Blad	Rev.
	SBG	SBG	T	V 30	Alt. D	

BILAG 10

Bl. 9792-2/020. 1-10-75.