

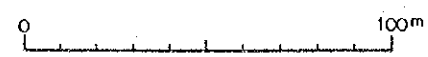
Grouping of Rock Classification

Symbol Mark of Grouping	Rock Classification* for Drilling Core	Remarks
(a)	W=1 H=1 C=1	Rock condition is very hard and fresh, and consists of massive blocks without cracks.
(b)	W=1~2 H=2~3 C=1~2	Rock condition is hard and fresh, and contains relatively less cracks.
(c)	W=1~3 H=2~3 C=1~4	Rock condition is relatively hard but contains many small cracks. A little altered property due to weathering.
(d)	W=2~4 H=3~4 C=3~5	Considerably weathered rock mass. Rock mass has many cracks and rock can be crushed easily from any part other than crack.
(e)	W=4~5 H=4~5 C=4~5	Rock condition is remarkably soft. The rock forming minerals and grains are weathered and altered to second minerals. Fault or crushed zone.

Note * Detailed breakdown of "W", "H" and "C" are shown in the right table.

Standard of Rock Classification for Drilling Core

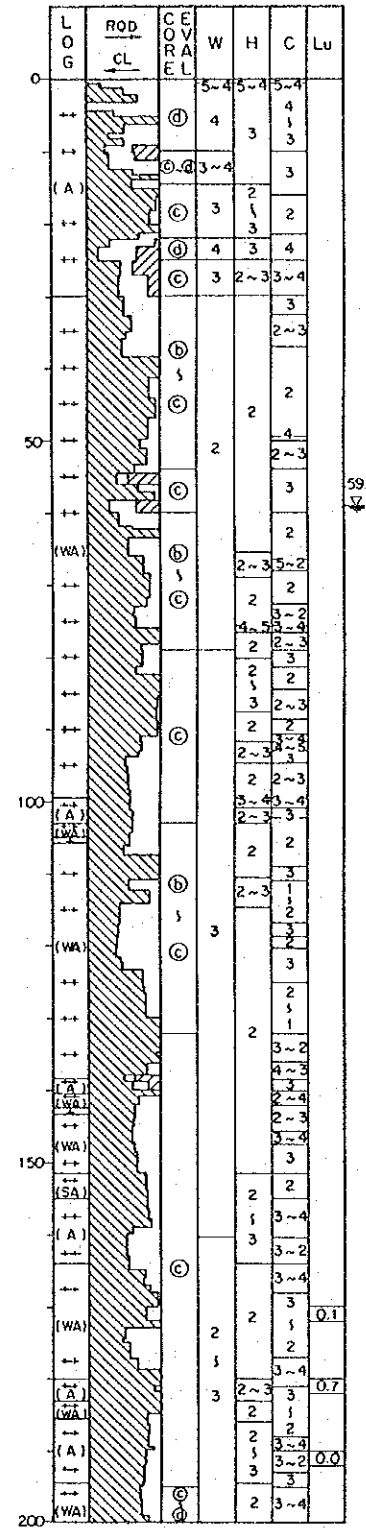
W	Weathering	H	Hardness	C	Interval of Cracks
1	Very fresh. No weathering of mineral component.	1	Very hard. Broken into knifeedged pieces by strong hammer blow.	1	Over 30cm
2	Fresh. Some minerals are weathered slightly. Usually no brown crack.	2	Hard. Broken into pieces by strong hammer blow.	2	10 ~ 30 cm
3	Fairly fresh. Some minerals are weathered. Cracks are stained and with weathered material.	3	Somewhat brittle. Broken into pieces by medium hammer blow.	3	3 ~ 10 cm
4	Weathered. Fresh portions still remain partially.	4	Very brittle. Easily broken into pieces by medium hammer blow.	4	1 ~ 3 cm
5	Strongly weathered. Most minerals are weathered and altered to second minerals.	5	Soft. Able to dig with hammer.	5	Under 1 cm



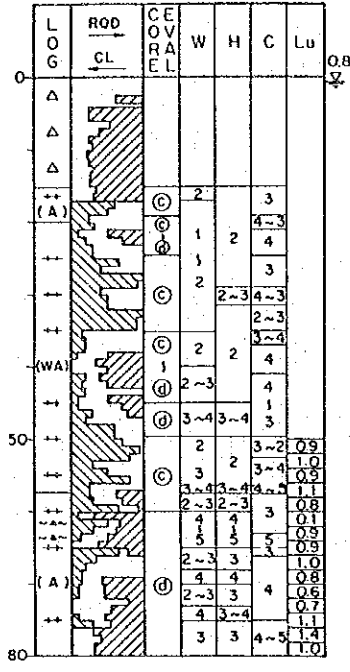
KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
GEOLOGIC SECTION OF UNDERGROUND POWERHOUSE

Figure 7-14

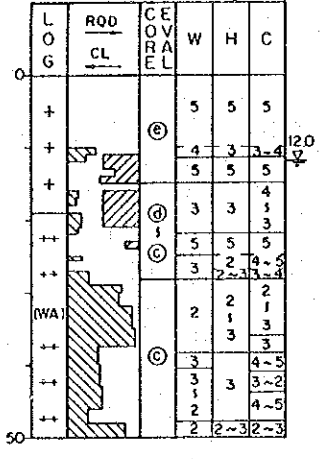
DDV - 1 (2-1)
EL. 470.55 m
L. 270.00 m



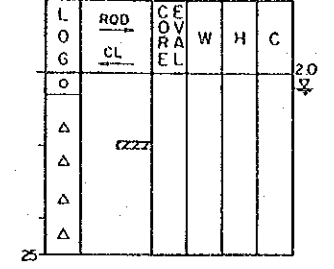
DD - 2
EL. 294.35 m
L. 80.00 m



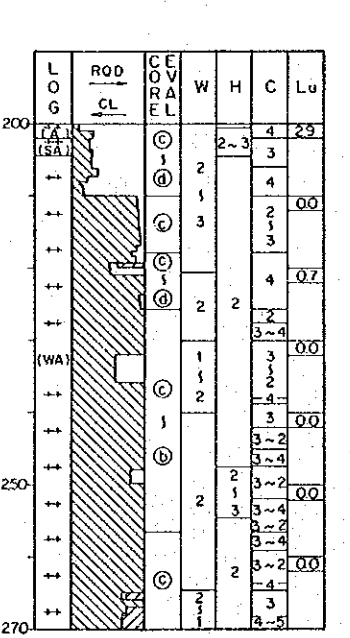
DD - 3
EL. 275.43 m
L. 50.00 m



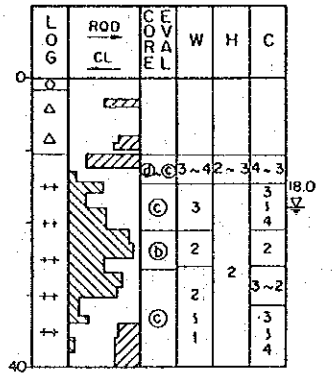
DD - 4
EL. 382.70 m
L. 25.00 m



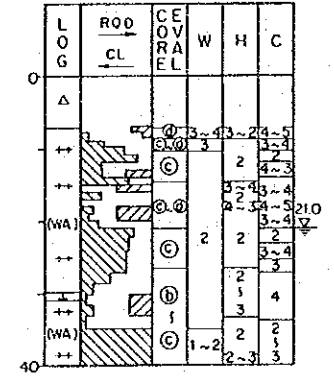
DDV - 1 (2-2)
EL. 470.55 m
L. 270.00 m



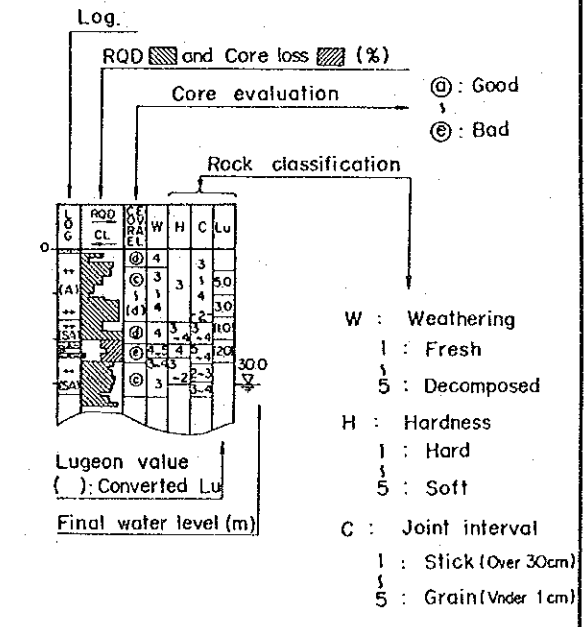
DQ - 1
EL. 382.70 m
L. 40.00 m



DQ - 2
EL. 460.21 m
L. 40.00 m



- ### LEGEND
- Rb Riverbed Deposits (Clay)
 - Rb Riverbed Deposits (Silt)
 - Rb Riverbed Deposits (Sand)
 - Rb Riverbed Deposits (Gravel)
 - Ta Top Soil
 - Re Residual Soil
 - Te Terrace Deposits
 - Dg Weathered Granite
 - Gr Granite
 - Dgd Weathered Granodiorite
 - Gd Granodiorite
 - Gd (WA) Granodiorite (Weakly altered)
 - Gd (A) Granodiorite (Altered)
 - Gd (SA) Granodiorite (Strongly altered)
 - Fgd Fine-grained Granodiorite
 - Db Diabase
 - Core Loss
 - F Fault
 - Shr Shear zone
 - Br Braccia



KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

GEOLOGIC LOG OF DRILLHOLES
AT
D LAYOUT AND QUARRY SITES

Figure 7-15

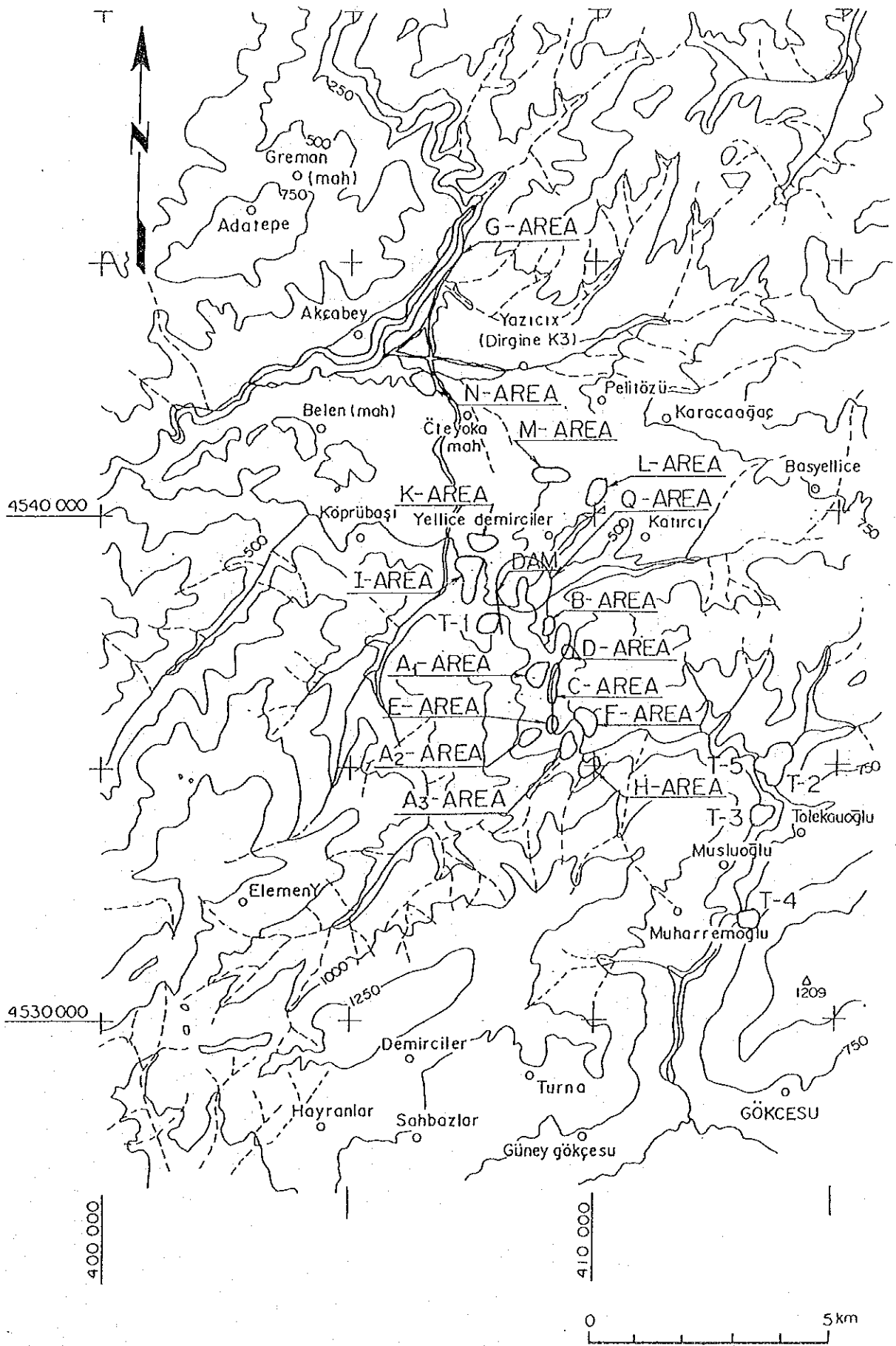
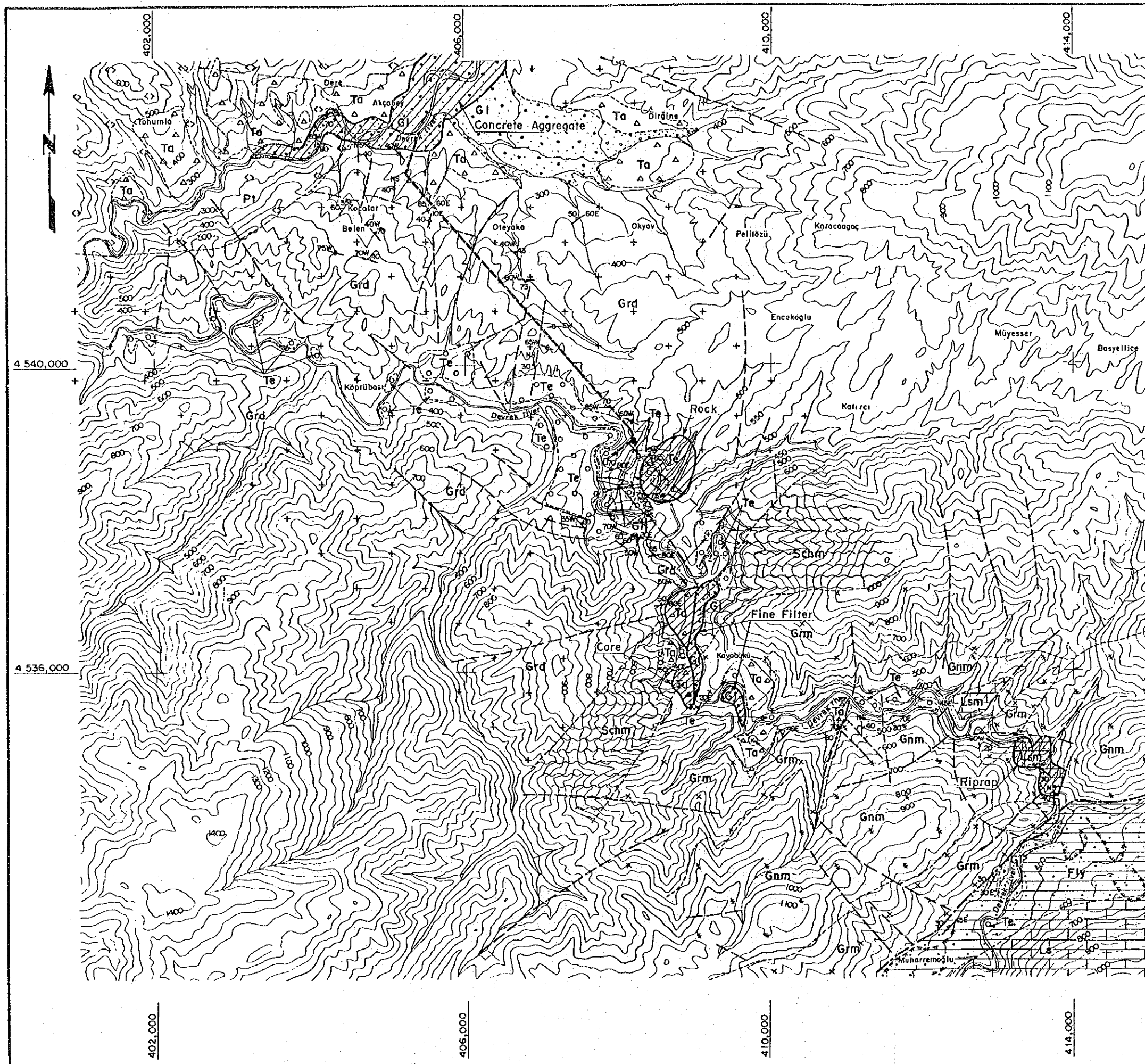





















Figure 7-17 Location of DSI's Investigation Areas for Construction Materials



Legend

- | | | |
|-------------------------|---|--|
| Quaternary |  | Riverbed deposits |
| |  | Talus deposits |
| |  | Terrace deposits |
| Upper Paleocene |  | Flysch |
| Upper Cretaceous |  | Limestone |
| Lower Middle Jurassic |  | Granitoid |
| Paleozoic - Precambrian |  | Altered Granodiorite |
| |  | Limestone |
| |  | Schist |
| |  | Gneiss |
| Age Unknown |  | Porphyry |
| |  | Geological boundary |
| |  | Strike and dip of bedding |
| |  | Strike and dip of schistosity |
| |  | Strike and dip of joint |
| |  | Strike and dip of fault
sh: width of sheared zone in cm |
| |  | Lineament pattern
by aero-photo interpretation |
| |  | Old slope failure |
| |  | Construction Material
Borrow Area |

0 2 km

KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

LOCATION
OF
CONSTRUCTION MATERIAL BORROW AREA

Figure 7-18

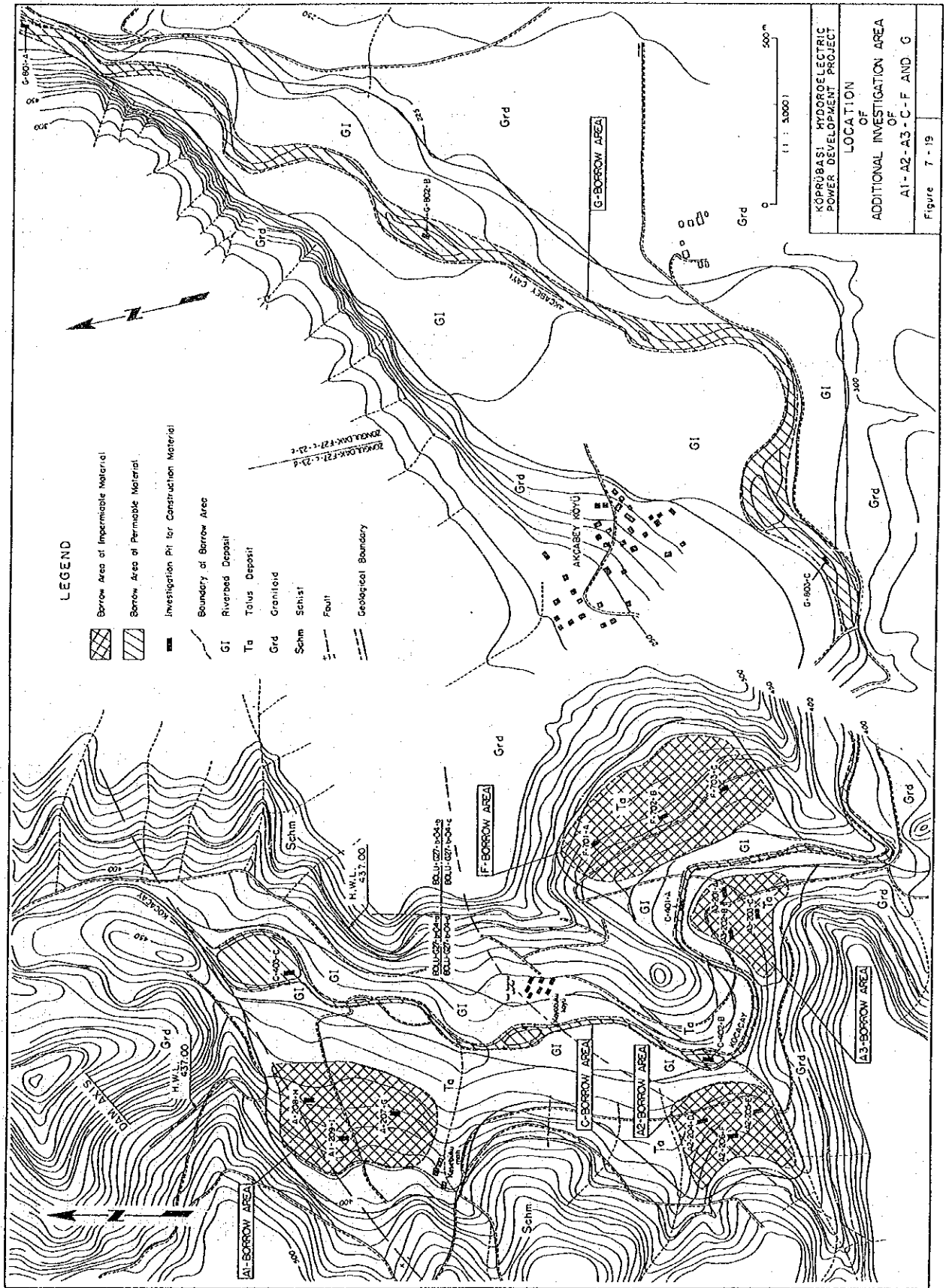
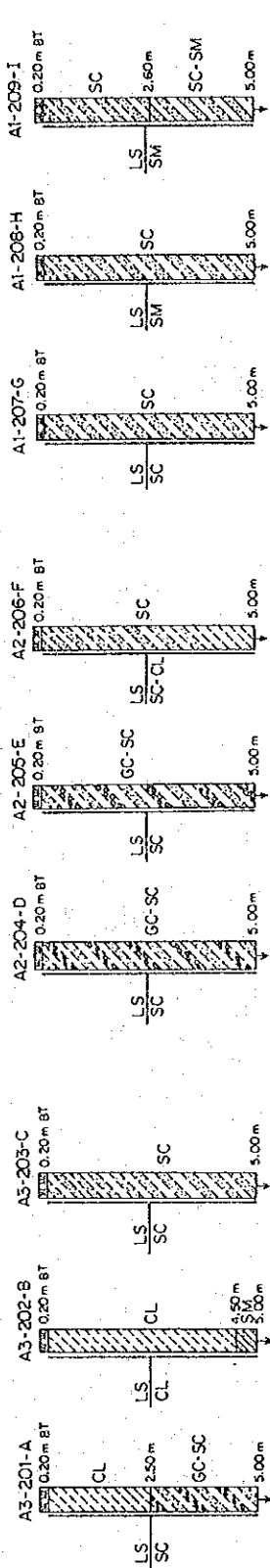
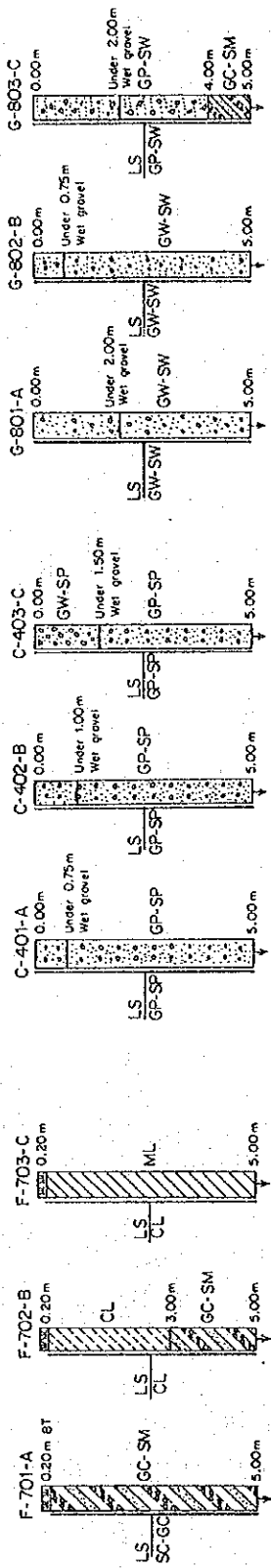


Figure 7-19 Location of Additional Investigation Area of A₁, A₂, A₃, C, F and G

TEST PIT SECTION OF BORROW AREA A3 - A2 - A1



TEST PIT SECTION OF F - C - G



REGEN D

	Topsoil
	Clayey sands, Poorly graded sand-clay mixtures.
	Inorganic clays of low to medium plasticity, Gently clayey, Silty clays, Lean clays.
	Silty sands, Poorly graded sand-silt mixtures.
	Inorganic silts and very fine sands, Rock flour, Silty or clayey fine sands with slight plasticity.
	Clayey gravels sands, Poorly graded gravel-sand-clay mixtures.
	Clayey gravels-silty sands, Poorly graded gravel-sand-silt mixtures.
	Poorly graded, Gravel-sand mixtures.
	Well graded gravels, Poorly graded sands.
	Well graded sands-gravels mixtures.
	Clayey-silty sands, Gravels, Poorly graded sand-silt-clay mixtures.
	Poorly graded gravels, gravel-sand mixtures, Well graded sands, Gravelly sands.

KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

TEST PIT SECTION
OF
BORROW AREA A1-A2-A3-C-F-G

Figure 7-20

Figure 7-20 Test Pit Section of Borrow Area A₁, A₂, A₃, C, F and G

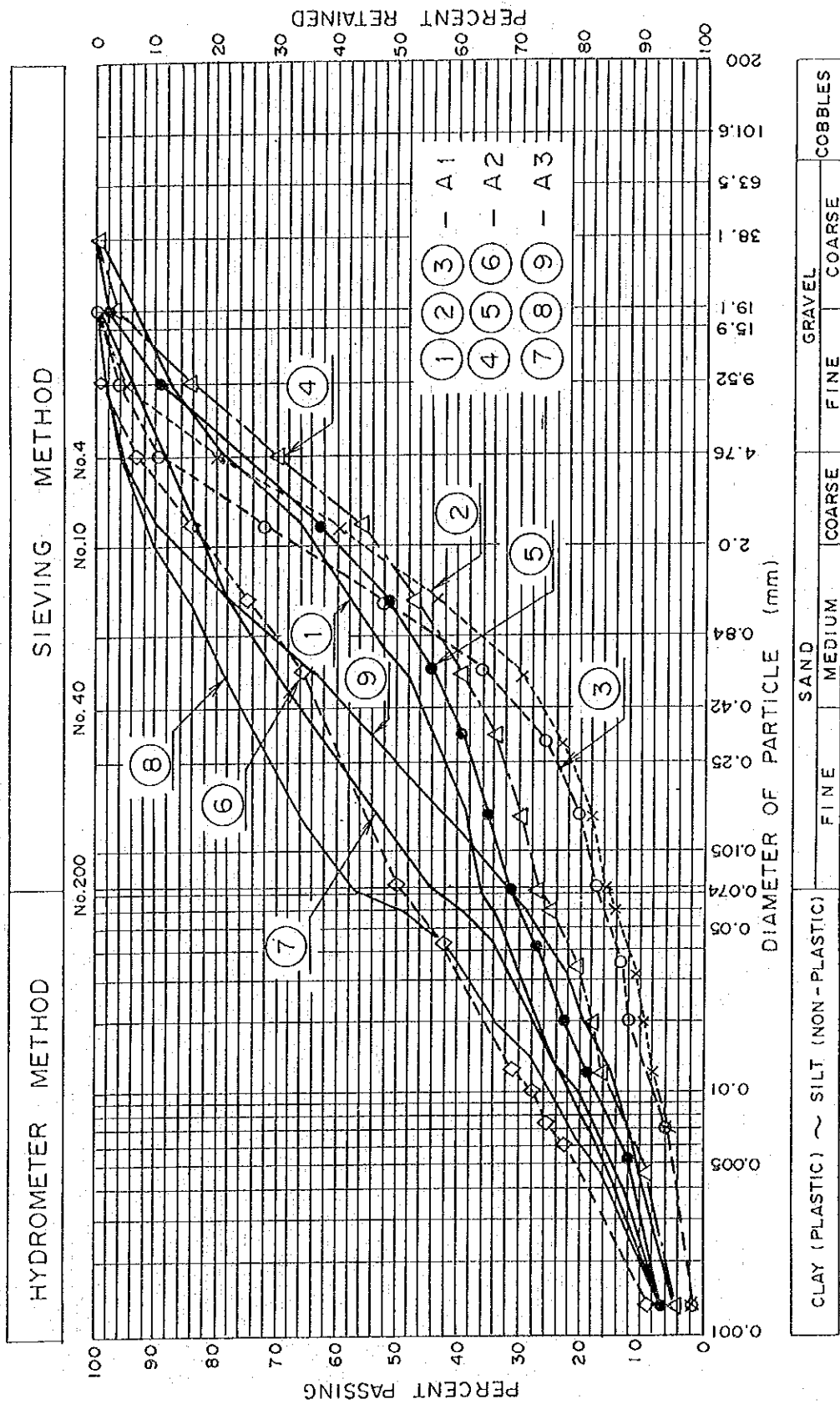


Figure 7-21 Gradation Analysis of Additional Test on A-Area

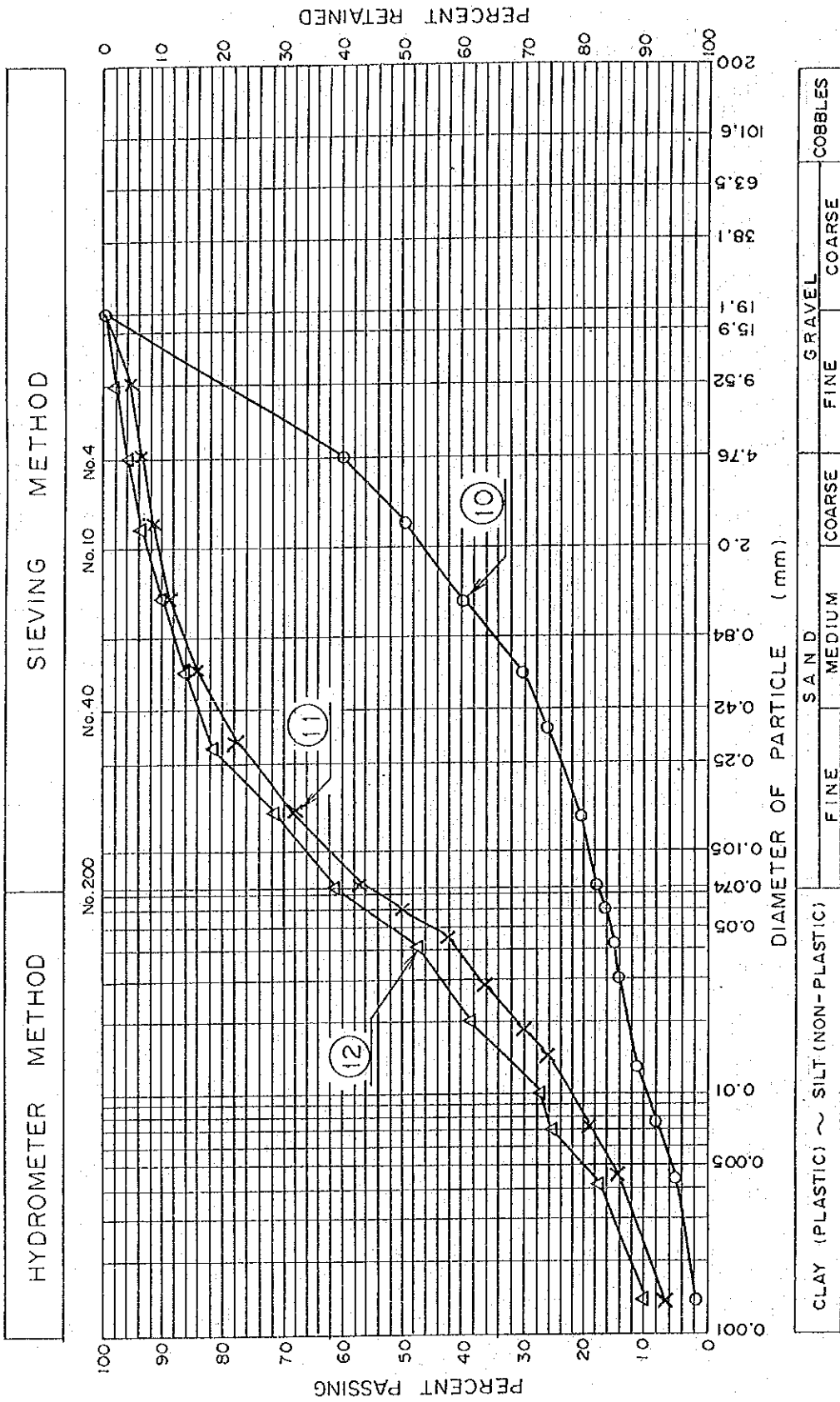


Figure 7-22 Gradation Analysis of Additional Test on F-Area

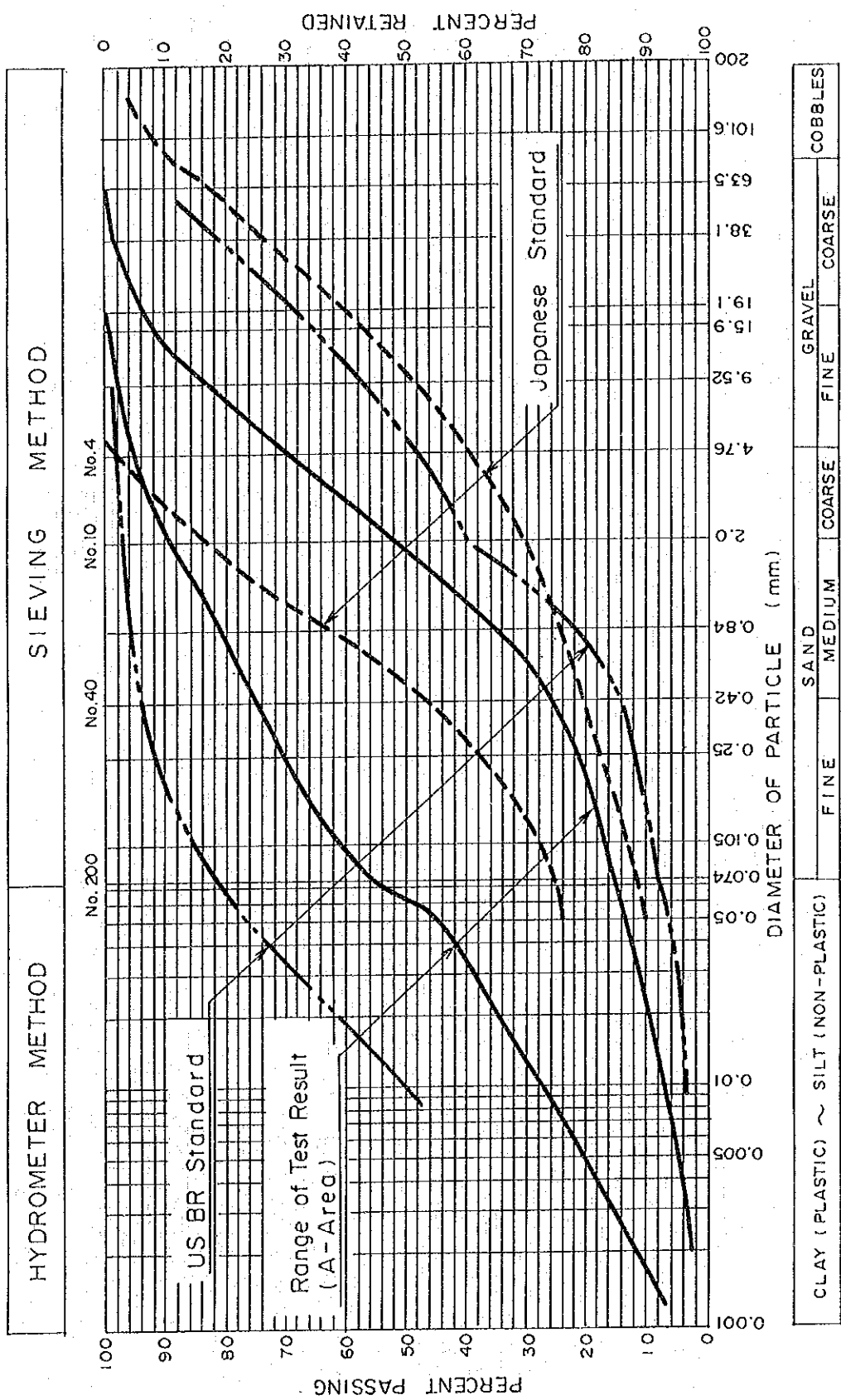


Figure 7-23 Relation between Gradation Test Result and Standard Grain Size Distribution (A-Area)

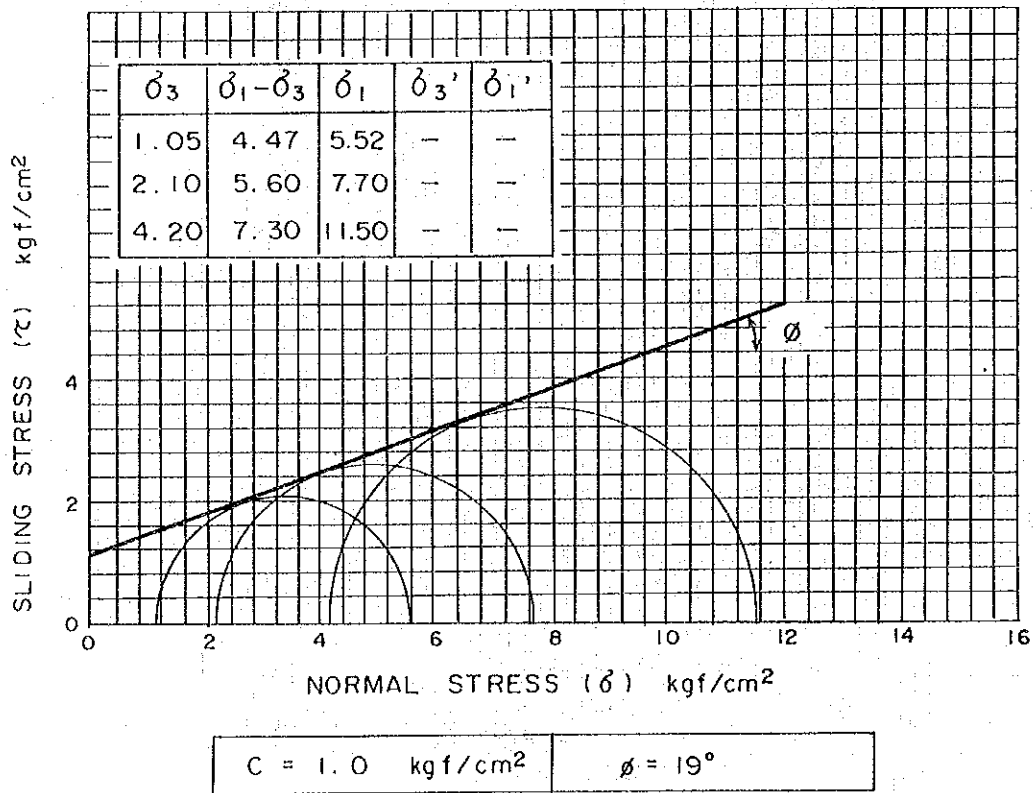
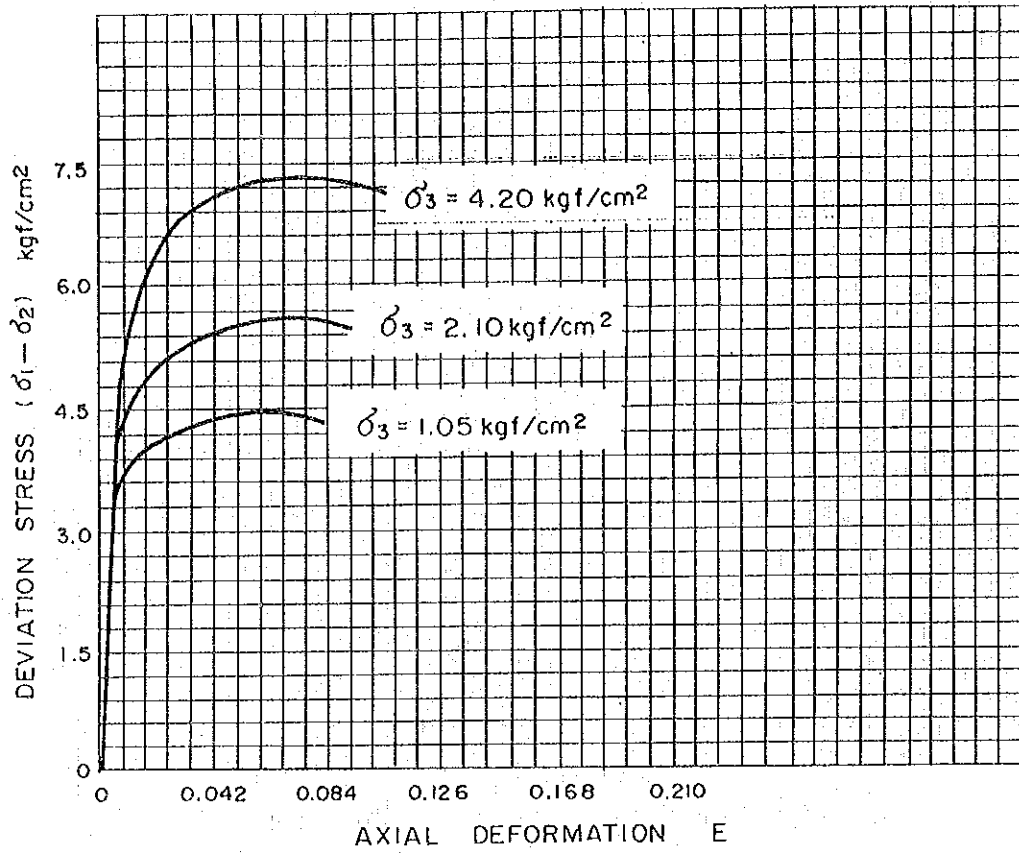


Figure 7-24 Triaxial Shear Test Result (UU)-example (A-2 Area, Test Number A2.204-d)

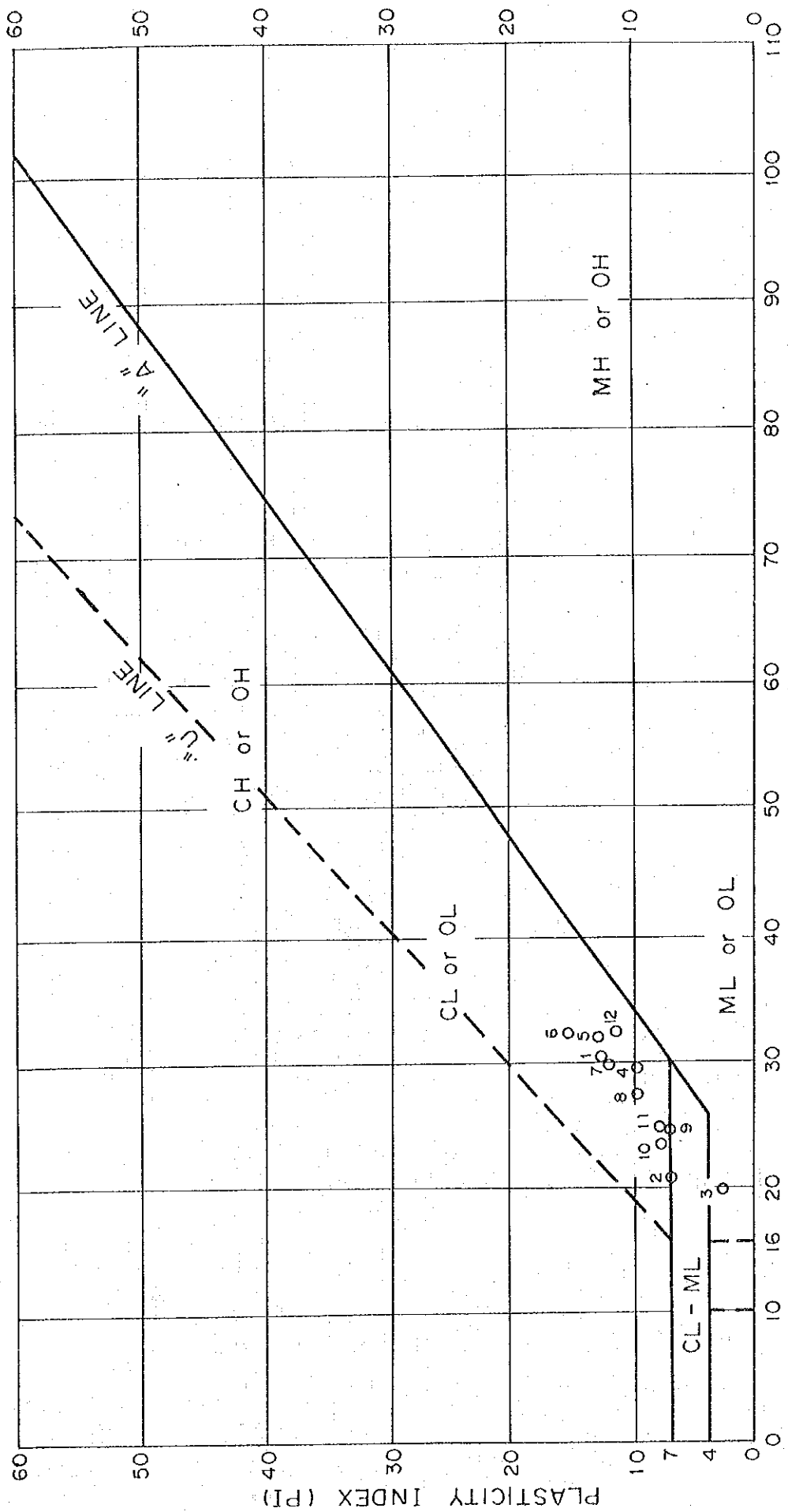


Figure 7-25 Plasticity Chart on Additional Soil Test

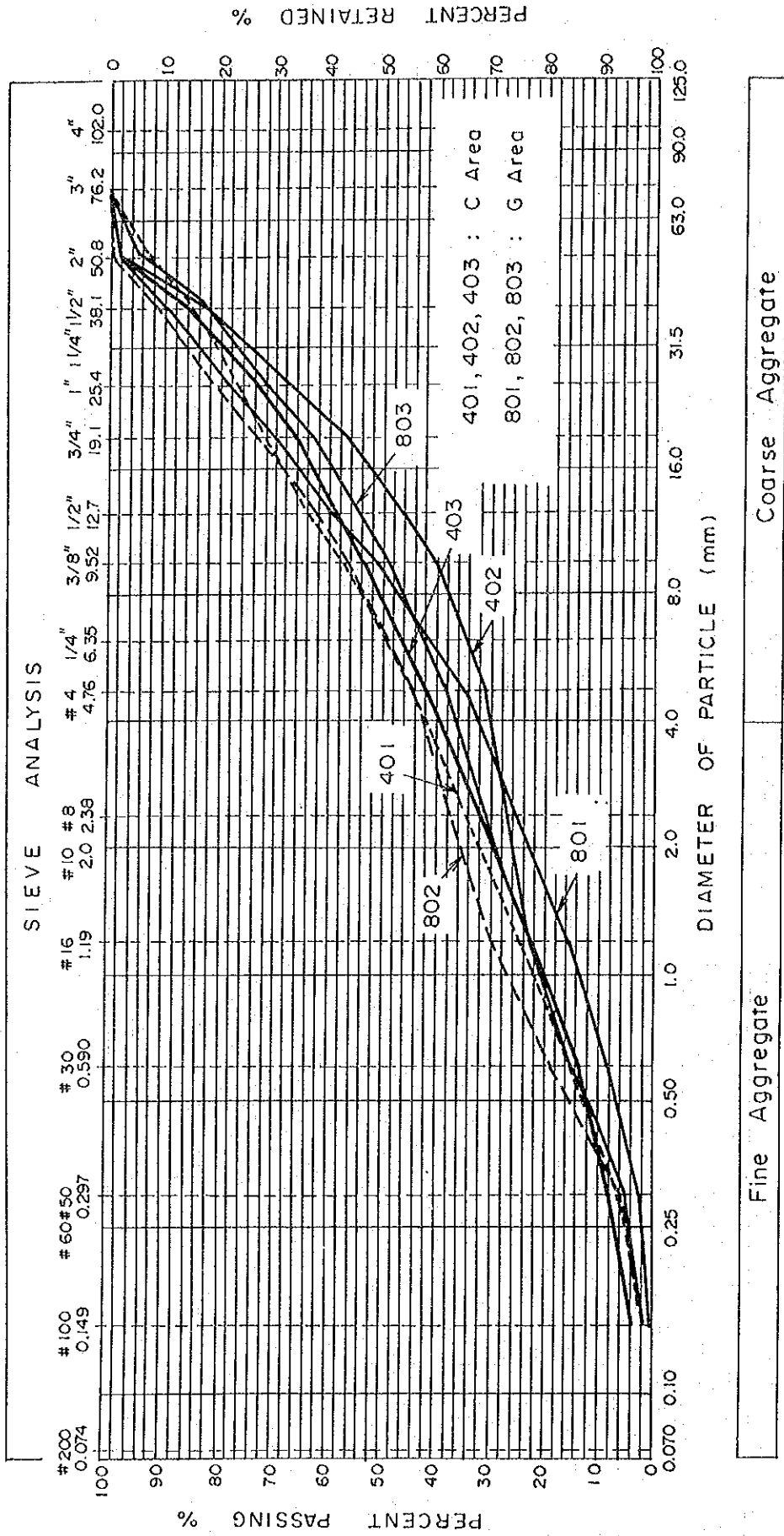


Figure 7-26 Gradation Analysis on Additional Test for C and G Area

Table 7-2 Outline of Additional Geological Mapping

Investigation Site/Area	Investigation Objective	Topographical Map Used	Remark
Damsite and surroundings (including power house site of Case D)	Preparation of engineering geological map for evaluating suitability of dam foundation rock	1/5,000 topographical map	Partially enlarged to about 1/1,000 as necessary and used during reconnaissance
Waterway route (Case A and Case D) and powerhouse site (Case A)	Preparation of engineering geological map for evaluating geological conditions of bedrock and hydrogeological conditions along waterway tunnel route	1/5,000 topographical map	(Ditto)
Limestone distribution area in reservoir area	Preparation of engineering geological map for evaluating water tightness of reservoirs	1/25,000 topographical map (1/5,000 topographical map used as necessary)	Concurrently serves as on-site confirmation of aerial-photo interpretation

Table 7-3 List of Additional Core-drilling Investigations

Drillhole No. (Temporary)	Location	Length (m)	Elevation (m)	Coordinate X	Coordinate Y	Water Measurement	Lugeon Test
DA-1	Headrace tunnel route - Case A	50.0	442.35	407,207.52	4,541,060.37	0	25.0 ~ 50.0 m
DA-2	Headrace tunnel route - Case A	70.0	441.64	406,637.66	4,542,341.05	0	40.0 ~ 70.0 m
DA-3	Surge tank site - Case A	70.0	450.70	404,411.42	4,543,853.42	0	10.0 ~ 70.0 m
DA-4	Penstock route - Case A	20.0	293.49	404,661.93	4,544,544.84	0	-
DA-5	Powerhouse site - Case A	30.0	229.13	404,778.36	4,544,698.57	0	-
DA-6	Tailrace canal route - Case A	20.0	225.58	405,057.20	4,544,721.52	0	-
DDV-1	Powerhouse site - Case D	270.0	470.55	408,206.77	4,540,749.22	0	170.0 ~ 270.0 m
DD-2	Tailrace tunnel route - Case D	80.0	294.35	405,550.55	4,545,050.00	0	50.0 ~ 80.0 m
DD-3	Tailrace tunnel route - Case D	50.0	275.43	405,264.17	4,544,050.41	0	-
DD-4	Tailrace canal route - Case D	25.0	224.35	405,346.89	4,544,646.09	0	-
DQ-1	Quarry site	40.0	382.70	408,426.05	4,540,366.51	0	-
DQ-2	Quarry site	40.0	460.21	408,750.87	4,540,723.95	0	-

Table 7-6 Standard of Rock Classification for Drilling Core

W	Weathering	H	Hardness	C	Interval of Cracks
1	Very fresh. No weathering of mineral component.	1	Very hard. Broken into knifeedged pieces by strong hammer blow.	1	Over 30 cm
2	Fresh. Some minerals are weathered slightly. Usually no brown crack.	2	Hard. Broken into pieces by strong hammer blow.	2	10 ~ 30 cm
3	Fairly fresh. Some minerals are weathered. Cracks are stained and with weathered material.	3	Somewhat brittle. Broken into pieces by medium hammer blow.	3	3 ~ 10 cm
4	Weathered. Fresh portions still remain partially.	4	Very brittle. Easily broken into pieces by medium hammer blow.	4	1 ~ 3 cm
5	Strongly weathered. Most minerals are weathered and altered to second minerals.	5	Soft. Able to dig with hammer	5	Under 1 cm

Table 7-7 Grouping of "Rock Classification"

Symbol Mark of Grouping	Rock Classification* for Drilling Core	Remarks
(a)	W = 1 H = 1 C = 1	W : Weathering degree
(b)	W = 1 ~ 2 H = 2 ~ 3 C = 1 ~ 2	H : Hardness
(c)	W = 1 ~ 3 H = 2 ~ 3 C = 1 ~ 4	C : Interval of cracks
(d)	W = 2 ~ 4 H = 3 ~ 4 C = 3 ~ 5	
(e)	W = 4 ~ 5 H = 4 ~ 5 C = 4 ~ 5	

Note: * Detailed breakdown of "W", "H" and "C" are shown in Table 7-8.

Table 7-13 Existing test Result of Construction Material (1/2)

Impermeable															
Material Fields	Classification of Soils			Specific Gravity	Compaction (kg/m ³)	Optimum Moisture (%)	Consistency Limit		Grain-size Analysis			Permeability (cm/sec)	Triaxial Compression		
	Gravel	Soil	Clay				Liquid Limit (%)	Plasticity Index (%)	-0.075mm (%)	-0.075mm -4.75mm (%)	-4.75mm (%)		C	φ	
A	1	GW-GM, GP-GM, GC, SP-SM, SC-SC, CL	30.3	45.3	30.3	2.77	2.13	9.3	33.2	15.2	18.0	47	98		
B	1	SW-SM, SC-CL	21.0	44.5	34.4	2.85	2.19	9.1	36.0	18.5	17.5	38	83		
E	1	SM-SC, SC-CL	22.4	43.4	24.6	2.70	2.08	9.2	32.6	15.1	17.5	45	95		
F	1	GM-GC	38.5	43.8	17.7	2.82	2.20	8.2	26.5	15.3	10.6	23	71		
H	1	GP-GM	44.4	41.6	14.0	2.73	2.07	10.0	30.7	19.9	10.8	20	66		
I	0	GM-MR, GC	19.8	37.1	43.1	2.73	2.14	8.7	44.2	21.8	22.4	79	99		
L	0	SM-SC, CL	10.0	39.8	50.2	2.71	1.97	12.7	48.9	19.9	29.0	76	93		
K	0	SC-CL, ML, CL, CH	7.2	32.6	60.2	2.66	1.92	13.0	54.1	22.2	31.9	83	99		
N	1	SW-SM, SC-CL, CL	8.0	49.3	42.7	2.57	1.64	21.7	33.8	19.1	14.7	48	86		
						2.70	2.08	9.9	40.3	20.5	19.8	59	97		
						2.65	1.79	16.4	31.1	19.4	11.7	28	89		

Semi-permeable															
Material Fields [2]	Classification of Soils			Specific Gravity	Compaction (kg/m ³)	Optimum Moisture (%)	Consistency Limit		Grain-size Analysis			Permeability (cm/sec)	Triaxial Compression		
	Gravel	Soil	Clay				Liquid Limit (%)	Plasticity Index (%)	-0.075mm (%)	-0.075mm -4.75mm (%)	-4.75mm (%)		C	φ	
D	0	GM-GC	39.5	41.5	39.5	2.77	2.18	8.0	19.5	14.8	4.7	32	77	94	
F	0	GM-GC	38.5	43.8	17.7	2.72	1.96	10.4	26.5	15.9	10.6	23	71	90	
K	0	GP	24	48.5	27.3	2.70	2.05	10.7	21.5	14.5	7.0	14	50	73	
						2.73	2.10	9.7	32.4	17.6	14.8	57	89	100	
						2.68	1.87	14.0	15	15	11.7	37	68		

Permeable (for Concrete)																
Material Fields [2]	Classification of Coarse and Fine			Specific Gravity		Unit Weight		Absorption		Washable Amount		Soundness		Abrasion Loss (%)	Alkali Reaction	
	Fine	Coarse	Other	Fine	Coarse	Fine	Coarse	Fine	Coarse	Fine	Coarse	Fine	Coarse			
C	0	GP-SP	36.7	58.6	4.7	2.66	2.69	1.78	1.98	2.7	0.9	9.31	0.23	14.2	19.4	
G	1	GW-SW, GP-SP	39.3	56.0	4.7	2.59	2.67	1.65	1.91	1.4	0.8	6.20	0.13	10.7	10.8	
						2.71	2.75	1.82	2.00	2.0	0.8	8.89	0.40	12.9	23.3	
						2.68	2.72	1.75	1.93	0.8	0.6	1.64	0.06	5.8	11.8	
Sieve Analysis (Percentage Passing)												Fineness Modulus				
Classification			Fine (mm)		Coarse (mm)		Coarse (mm)		Coarse (mm)		Coarse (mm)		Coarse (mm)		Coarse (mm)	
			0.074 (%)	0.149 (%)	0.297 (%)	0.59 (%)	1.19 (%)	2.38 (%)	4.76 (%)	4.76 (%)	9.52 (%)	19.10 (%)	38.10 (%)	63.00 (%)	76.20 (%)	76.20 (%)
C	1	GP-SP	0	9	21	54	73	89	100	0	21	48	77	95	100	2.54
G	1	GW-SW, GP-SP	0	6	15	34	58	75	100	0	15	32	73	93	100	3.12
			0	7	19	41	60	80	100	0	24	45	73	95	100	2.93
			0	3	10	21	49	77	100	0	21	40	65	81	100	3.40

Table 7-13 Existing test Result of Construction Material (2/2)

Rock Material Fields [2]	Specific Gravity	Unit Weight (kg/m ³)	Absorption (%)	Abrasion Loss by Los-Angeles		Soundness (%)	Compression Strength & (Flost) (kg/m ²)
				100r. (%)	500r. (%)		
T1 1 Granodiorite	2.74	2.62	1.1	9.4	33.2	1.5	645 (590)
T2 1 Crystallized limestone	2.74	2.68	0.4	5.6	25.1	0.5	845 (820) 805 (760)
T3 0 Gnays	2.69	2.52	1.4	7.8	40.3	2.0	830 (680) 805 (585)
T4 1 Limestone	2.76	2.65	0.5	6.0	24.0	1.5	1100 (980) 960 (770)
T5 1 Crystallized limestone	2.84	2.73	0.7	7.9	38.5	0.5	1090 (900)

Table 7-14 Additional Test Result of Impervious Core Material

Sample No.	Pit No.	Depth	Particle distribution		Atterberg Limit				Class	Specific Gravity gf/cm ³	in maximum frequency and optimum water content					
			0.08 mm Sieved %	5 mm Sieved %	LL %	PL %	FI %	RL %			W _{opt}	Shearing Strength (UU)		Permeability k x 10 ⁻⁴ cm/sec.	Shearing Strength (CU)	
												C kgf/cm ²	φ°		q _u kgf/cm ²	C kgf/cm ²
1	A ₁ -207-g	-	36.1	78.1	30.5	18.1	12.4	-	SC	2.78	13.0	19	3.21	5.37		
2	A ₁ -208-h	-	16.0	79.4	20.8	13.8	7.0	-	SM	2.77	9.5	28	1.29	44.4		
3	A ₁ -209-I	-	16.8	89.2	Not tested			-	SM	2.75	10.3	35	0.97	4.32		
4	A ₂ -204-d	-	26.4	69.2	29.6	19.7	9.9	15.0	SC	2.85	12.0	19	3.95	1.69	0	38
5	A ₂ -205-e	-	31.4	75.3	32.1	19.2	12.9	14.7	SC	2.85	13.0	19	3.65	1.67		
6	A ₂ -206-f	-	49.7	93.1	32.4	17.3	15.1	14.1	SC CL	2.82	15.8	13	2.46	0.22	0.43	18
7	A ₃ -201-a	-	44.2	88.1	30.0	18.1	11.9	-	SC	2.75	15.0	15	1.73	0.17	0.27	24
8	A ₃ -202-b	-	56.9	95.8	27.4	17.5	98.9	16.3	CL	2.73	13.8	19	2.77	0.004		
9	A ₃ -203-c	-	32.8	95.9	24.7	17.6	7.1	-	SC	2.74	11.6	27	2.71	0.11		
10	F 701-a	-	18.0	60.0	23.3	15.5	7.6	16.3	SC GC	2.79	8.6	26	2.19	1.48		
11	F 702-b	-	55.8	93.6	24.9	17.5	7.4	-	CL	2.75	17.5	18	2.11	0.002		
12	F 703-c	-	60.8	95.7	32.5	21.3	11.2	-	CL	2.76	17.5	15	2.65	0.06	0.30	21

Note: 1 TS-1900 has been taken as the basis in preparation of samples for test and in conduction of definition tests.

2 Sample shave been classified according to "Compound Ground Classification System".

3 Tests with three axes have been conducted under two different conditions. In the first test, samples have been fractured quickly under the conditions without drainage and consolidation (UU type test). Loading speed has been chosen as 0.5 mm/min.

4 Permeability tests have been conducted taking ASTM D 2434 basis for the grounds permeability coefficient is higher than 10⁻⁴cm/s. Samples not conforming to have condition were subject to test in permeability device with decreasing level.

5 This report is not a geotechnical report but contains test results only. The report is a whole together with the pre-letter number B 0-9 1 DSI 0 16 02 00/93-129.

Table 7-15 Additional Test Result on Concrete Aggregates

No. of Sample	Unit Weight (gf/cm ³)				Specific Gravity		Absorption (%)		Amount Passing #200 Sieve (%)		Washable Amount (%)		Freezing Loss of Sodium Sulfate	Description
	Sand		Gravel		Sand	Gravel	Sand	Gravel	Sand	Gravel	Sand	Gravel		
	Loose	Dense	Loose	Dense										
C 401 a	1.54	1.77	1.66	1.81	2.66	2.69	1.6	1.0	5.00	0.26	1.31	0.26		
C 402 b	1.43	1.69	1.69	1.83	2.65	2.67	1.4	0.9	5.87	0.17	1.15	0.17		
C 403 c	1.53	1.79	1.68	1.84	2.72	2.71	1.3	1.0	9.00	0.26	5.41	0.38		
G 801 a	1.63	1.78	1.68	1.81	2.70	2.70	1.0	0.8	1.81	0.15	0.67	0.15		
G 802 b	1.59	1.76	1.69	1.83	2.69	2.71	0.9	0.7	2.57	0.05	0.27	0.09		
G 803 c	1.61	1.82	1.71	1.85	2.73	2.72	0.9	0.6	3.62	0.11	1.41	0.15		(X)

Note: (X) This will be sent when tests are finished.
 Other test results will be sent when they come from Technical Research Department

Table 7-16 Suitability of Aggregates

Sample Number	Physical Properties		Sieve Analysis	Description
	Sand	Gravel		
C-401 a	Percentage passing #200 sieve: high	-	Granulometry of sand and gravel is close to the limit	Can be used after sieved
C-402 b	Percentage passing #200 sieve: high	-	Granulometry of sand and gravel is in limits	Can be used after washing
C-403 c	Percentage passing #200: high Clay amount: high	Clay amount: high	Granulometry of sand and gravel is in limits	Can be used after washing
G 801 a	-	-	Granulometry of sand and gravel is outside the limits	Can be used after sieving
G 802 b	-	-	Sand granulometry is in limits Gravel is close to limits	Can be used
G 803 c	-	-	Sand and gravel granulometry are in limits	Can be used

Table 7-17 Core Samples Number DQ-1 and DQ-2

Drilling No.	Depth (m)	Specific Gravity (1)			(1) Absorption (%)	Pressure Resistance with Single axis (2)		Dimension (cm)
		(3) B.S.G.	(4) B.S.G S.S.D	(5) A.S.G		kPa	psi	
DQ-1	25.15-25.25	2.75	2.77	2.60	0.7	49,000	7,110	b: 5.4 h: 9.0
DQ-1	25.40-25.50	2.78	2.80	2.82	0.6	48,710	7,070	b: 5.4 h: 10.8
DQ-1	31.60-31.70	2.78	2.78	2.82	0.5	70,600	10,240	b: 4.1 h: 8.2
DQ-1	33.20-33.30	2.80	2.81	2.83	0.3	83,990	12,190	b: 4.1 h: 7.0
DQ-1	36.60-36.70	2.78	2.80	2.82	0.5	37,730	5,480	b: 4.1 h: 8.2
DQ-1	37.40-37.50	2.76	2.77	2.81	0.7	Sample crashed while being prepared		
DQ-2	36.65-36.80	2.79	2.80	2.83	0.6	70,070	10,170	b: 7.1 h: 12.1
DQ-2	36.80-36.90	2.76	2.79	2.83	0.8	26,950	3,910	b: 7.1 h: 10.2
DQ-2	37.90-38.15	2.75	2.77	2.81	0.9	45,570 72,520	6,610 10,530	b: 7.1 h: 10.0
DQ-2	38.15-38.35	2.78	2.80	2.83	0.6	91,140 99,470	13,230 14,440	b: 7.1 h: 9.1

- (1) ASTM C 127-88
- (2) ASTM D 2938-86
- (3) Relative Specific Gravity
- (4) Specific Gravity
- (5) Apparent Specific Gravity

第 8 章 地 震

第 8 章 地 震

目 次

	頁
8.1 トルコの地質概説	8-1
8.1.1 概 要	8-1
8.1.2 トルコのネオテクトニクス	8-2
8.1.3 北アナトリア断層と東アナトリア断層	8-3
8.1.4 トルコの地震概説	8-4
8.2 設計震度	8-7
8.2.1 結 論	8-7
8.2.2 既設ダムの設計震度	8-7
8.2.3 本地点における設計震度の計算	8-8
8.2.4 D S I による検討	8-9

List of Figures

- Figure 8-1 Tectonic Zone of Turkey (after Hirano, 1981)
- Figure 8-2 Typical Plate Tectonics Model
- Figure 8-3 Major Fault Systems in Turkey
- Figure 8-4 Seismicity of All Data in 1901-1987, Total Number of Plots in the Area of $\Delta \leq 1000.0$ (km) is 8136
- Figure 8-5 Seismicity of Magnitude $6 \leq M \leq 7$ in 1901-1987, Total Number of Plots is 261
- Figure 8-6 Seismic Risk Map for Turkey (1972)
- Figure 8-7 Design Seismic Coefficient Used for Dams in Turkey
- Figure 8-8 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq.(1)
- Figure 8-9 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq.(2)
- Figure 8-10 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq.(3)
- Figure 8-11 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq.(4)
- Figure 8-12 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq.(5)

List of Tables

- Table 8-1 Number of Earthquake in a Year during the Period from 1901 to 1987
- Table 8-2 Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of the Seismicity Data
- Table 8-3 Maximum Accelerations during a Year from 1901 to 1987
- Table 8-4 Maximum Accelerations for Various Return Periods

第 8 章 地 震

8.1 トルコの地質概説

8.1.1 概 要

アナトリア半島地域は、古生代初めから、繰り返し造山運動を受けているため、非常に複雑な地質構造を呈している。トルコの地質構造は、基本的には次に示すような4つの東西性帯状構造区に区分することができる。すなわち、北からポントス区、アナトリア区、タウルス区、および、辺境褶曲区に大別することができる。これらの構造区の区分に関しては、幾つかの研究報告が出されているが、Figure. 8-1には平野(1981)による区分図を示す。ポントス区は、白亜紀～古第三紀の流紋岩～玄武岩質火山岩類が卓越し、一部ジュラ紀～白亜紀のオフィオライトが分布する。アナトリア区は、ジュラ紀～白亜紀のオフィオライトや低度変成岩の基盤上に始新世～中新世の強く変形した海成碎屑岩や第四紀火山岩類が分布し、山間盆地には陸成の鮮新世～第四紀堆積物が分布する。タウルス区の基盤は先カンブリア～中生代層とオフィオライトが主で、辺境褶曲区はエオカンブリアから鮮新世にいたる浅海性堆積岩が卓越する。

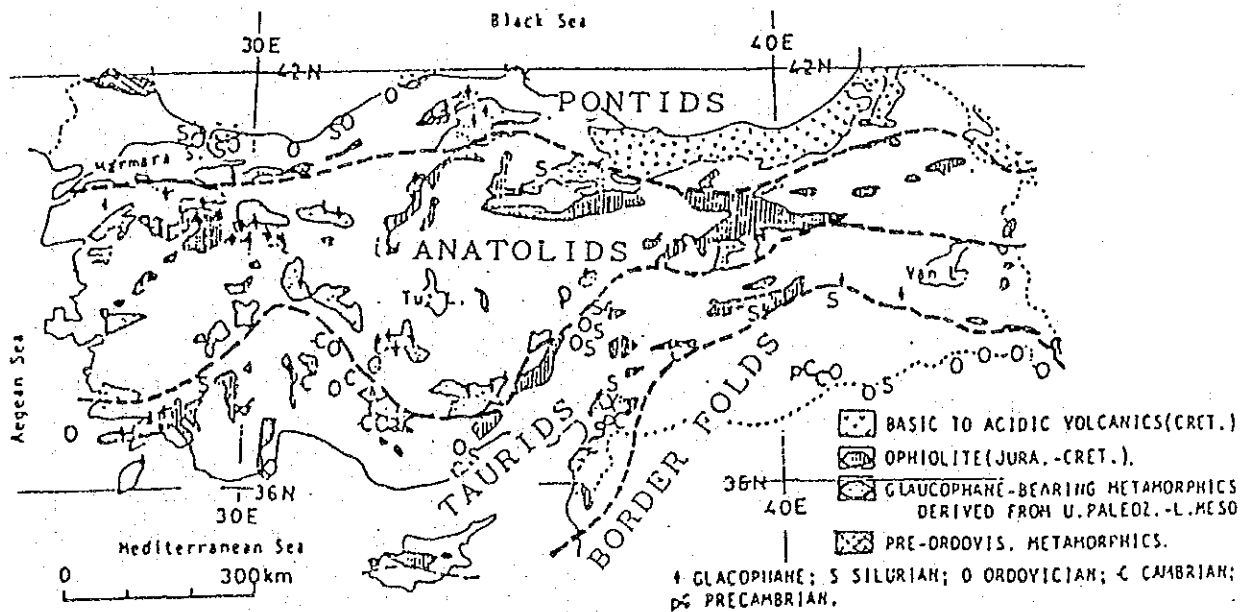


Figure 8-1 Tectonic Zone of Turkey (after Hirano, 1981)

8.1.2 トルコのネオテクトニクス

トルコ周辺域のプレート・テクトニクス・モデルとしては、Mckenzie(1972) Alpekin(1973), Dewey & Sengor(1979), Papazachos(1974) らにより、幾つかのモデルが提案されている。そのうち代表的なモデルを Figure. 8-2 に示す。同図より分るように、トルコは、大きくは、ユーラシアプレート、アフリカプレート、アラビアプレートの3つの大規模プレートに取囲まれている。これらの大規模プレートは、基本的には、アフリカプレートとアラビアプレートが、南側から北側へユーラシアプレートを圧縮するように相対運動を展開している。更に、これらの大規模プレートに囲まれたトルコ国内には、エーゲ海プレート、アナトリアプレート（トルコプレート）、黒海プレートなどの小規模なマイクロプレートが存在している。

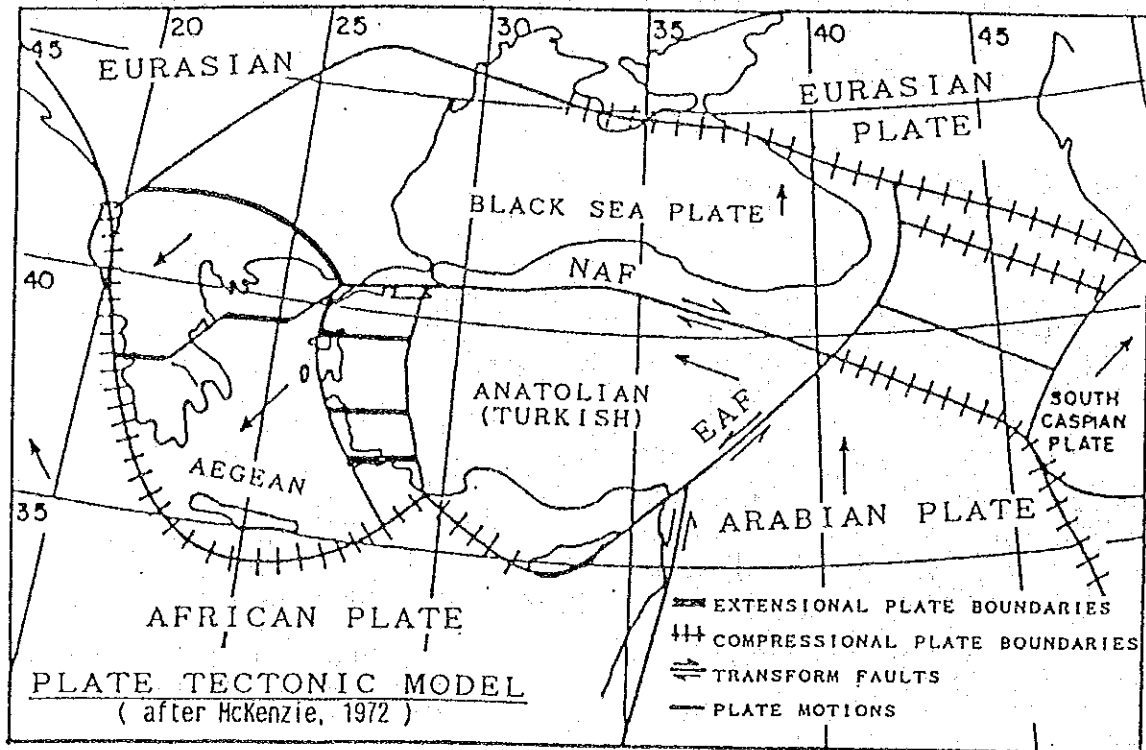


Figure 8-2 Typical Plate Tectonics Model

8.1.3 北アナトリア断層と東アナトリア断層

アナトリア半島地域は、Figure. 8-2に示すように北アナトリア断層 (NAF) 及び東アナトリア断層 (EAF) というプレート境界をなす2つのトランスフォーム断層によって分割される。とくに本地域において両トランスフォーム断層は既述した古い構造区を顕著に切っている。

北アナトリア断層は、トルコ北部を北に張り出した緩い弧を描いて東西にのび、総延長は約 1,000km以上に達する。少なくとも現在は右水平ずれを示し、その総水平変位量は従来70~80kmといわれたが、最近20~30kmとする意見もあり、今後検討を要する。北アナトリア断層の発生は10~12百万年前といわれるが、その変位方向は必ずしも一貫して右水平ずれを示したわけではなく、鮮新世中頃に左水平ずれを示す時期もあったらしい。本断層に沿って多くの活断層、地震断層、山間盆地が分布し、また、火山活動も知られ、第四紀における第一級の構造であることが知られる。この断層については最近、日本の研究者により、トレンチ調査などが精力的に行われている。

東アナトリア断層はタウルス区を切り、陸上部では、 $N60^{\circ} E \sim S60^{\circ} W$ の走向で約 560kmほどの長さを持つ。南西部ではスラスト性であるが全般に左横ずれが卓越する。第四紀火山岩類におおわれ変位地形は必ずしも明瞭でなく、活動度も北アナトリア断層に比べやや劣るが、やはり本地域における第一級の構造である。カローバ東方で北アナトリア断層と交差し、トリプルジャンクションをなす。従って、両断層にはさまれるアナトリアプレートは、見かけ南西方に移動することになる。

以上のべたようにトルコのネオテクトニクスは、後期中新世以降北上するアラビアプレートに起因する南北圧縮の構造応力場における各プレート間の相互連動を反映して複雑化されている。

8.1.4 トルコの地震概説

(1) 地震発生の背景

トルコは、アルプス・ヒマラヤ地震帯のほぼ中央部に位置し、世界でも有数の地震多発国として知られている。

トルコのネオテクトニクスで述べたようにトルコの周辺では大小多くのプレートが相互に影響し合いながら複雑な挙動を展開している。特に、マイクロプレートは規模は小さいものの相対移動速度が大きいことから、地震発生に関しては極めて重要な存在となっており、トルコの地震活動性を特徴づける大きな要因となっている。

Figure 8-3 に示したのは、トルコ共和国内に存在する主要な断層の分布状況であるが、マイクロプレートの境界域に断層が分布していることが分かる。すなわち、トルコ共和国における地震は、基本的には、大小数多くのプレートの相対挙動の結果として発生しているものである。

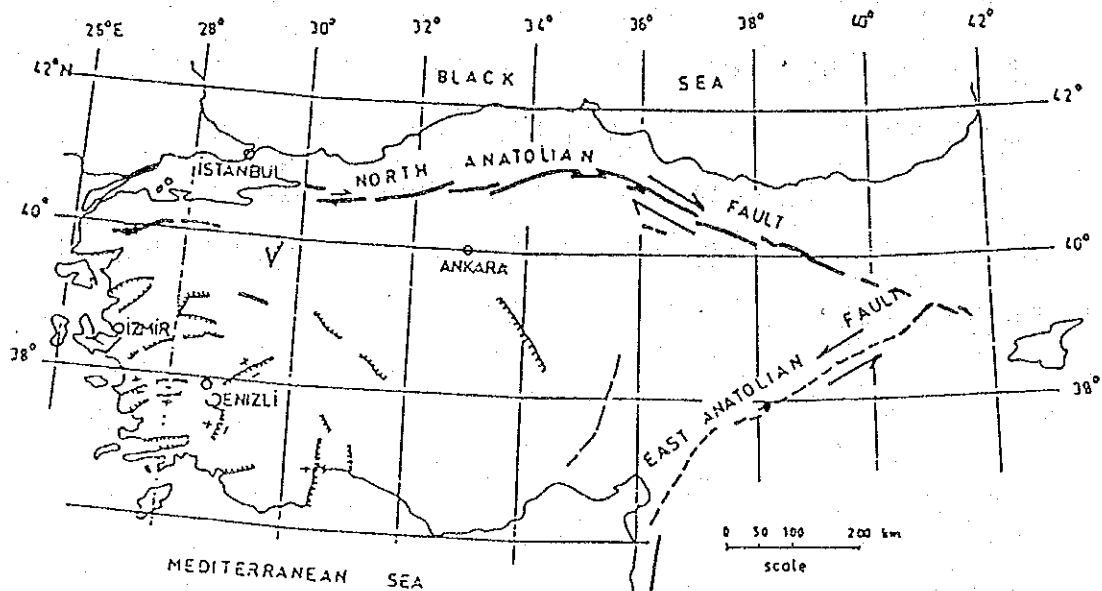


Figure 8-3 Major Fault Systems in Turkey

Total Number of Plots in the Area of $\Delta \leq 1,000.0$ (km) is 5,980.

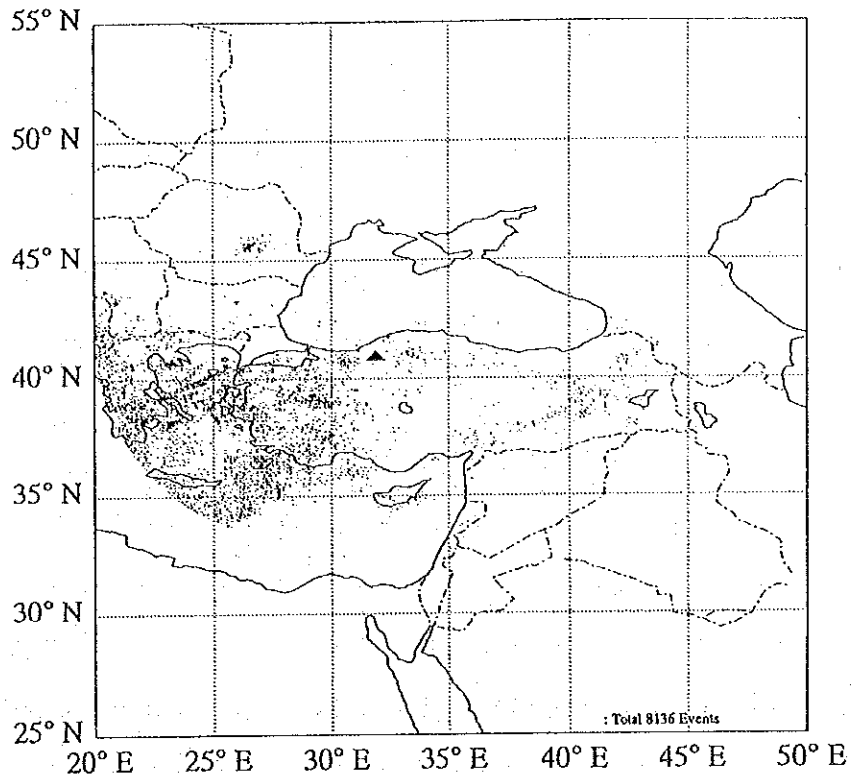


Figure 8-4 Seismicity of All Data in 1901-1987
Total Number of Plots in the Area of $\Delta \leq 1000.0$ (km) is 8136

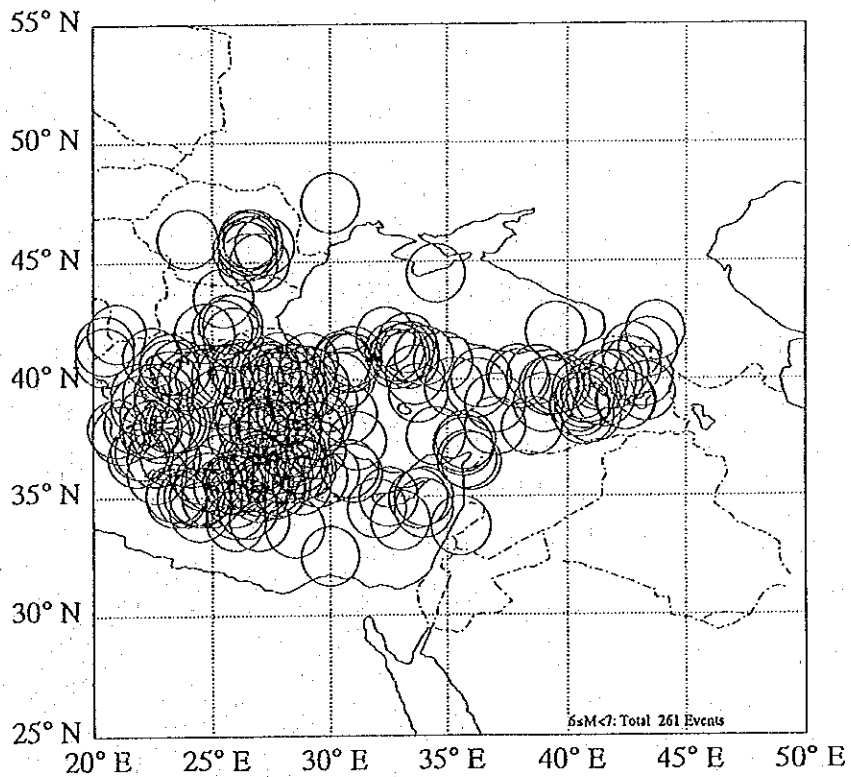


Figure 8-5 Seismicity of Magnitude $6 \leq M < 7$ in 1901-1987
Total Number of Plots is 261

(2) 地震活動度

トルコにおいて、1901年から1987年までの期間に発生した8,136回の地震の震央を Figure.8-4 に示す。また、1901年から1987年までの期間に発生したマグニチュード (Ms) $6 \leq M < 7$ の地震の震央を Figure.8-5 に示す。

トルコにおける地震発生地域を、プレート・テクトニック・モデル、活断層の分布、歴史地震の発生状況等を考慮して分類すると、大きく①北アナトリア断層地帯、②東アナトリア断層地帯、③西アナトリア地域、④その他の4つの地域に分類することができる。

本計画地域は、北アナトリア断層の北30kmに位置し、上記区分では、(1)の北アナトリア断層地帯に属するので以下に北アナトリア断層地帯について述べる。

北アナトリア断層は、黒海プレートとアナトリアプレート（トルコプレート）の接触境界に形成されたトランスフォーム断層であるが、この北アナトリア断層に沿う地域では、右横ずれ断層に伴う浅発地震が多発している。北アナトリア断層地帯で発生したマグニチュード 5.5以上の地震は、1900年以降、現在までに約60回を数えている。

なお、1939年に北アナトリア断層東部の Brzincan で生じた地震は、M.7.9でトルコで今世紀最大規模の地震となっている。これ以降、この地域の地震が数年～十数年おき発生し、その震源が見事に西方へ移動した現象は有名である。

また、調査した限りにおいては、この地域に属する地震によって生じた地震断層は、厳密に北アナトリア断層と一致しない場合もあるが、大略その近傍を並走する活動層のくり返しの運動によるものである。活断層の累積垂直変位量と個々の地震断層の垂直変位量から再来周期は数百～数千年 (>5,000年) のオーダーである。地震断層は、最小十数cmの雁行配列をなす裂群が、さらに大規模な雁行配列の1セグメントを構成していく多重雁行配列をなす。数百メートル以下のセグメント長の小規模雁行配列は関連するトランスフォーム断層の横ずれ変位に対応する配列を示す。一方、セグメント長が十数km以上の大規模な雁行配列は、必ずしも関連するトランスフォーム断層の横ずれ変位に対応しない。これは、既存裂か火山岩体など地表付近の地質学的異方性に影響されるためである。

8.2 設計震度

8.2.1 結論

本計画は北アナトリア断層（NAF）の北方約30kmに位置する。また、本計画は、トルコ国地震危険度地域図上で第二危険地域に位置するが、第一危険地域（最も危険な地域）に近い。

本計画のダム安定検討に設計震度（設計水平地震係数）として0.15を採用することとした。その理由は、トルコで詳細設計を実施した45のダムの内、第一危険地域に位置する大部分のダムと第二危険地域に位置する一部のダムで設計地震係数を0.15としているからである。

また、87年間トルコで記録した8136の地震データを用い、複数のモデルで本地点の設計震度を計算した結果、全て0.15以下である。このことは本地点で設計震度を0.15としたことが妥当であることを示すと考える。

次節以下にここで導いた結論の根拠を概説する。

8.2.2 既設ダムの設計震度

45の既設又は計画中のダムの詳細設計で用いられた設計震度を調査した結果、その大きさは1972年にトルコ政府が作成した地震危険度地域図で区分された5段階の地域に関係することが認められる（図8-6と8-7を参照）。つまり、地震の危険度の大きい地域では大きな設計震度を採用し、地震の危険度の小さい地域では小さな係数を採用した合理的な関係が認められる。例えば、第一危険地域に位置する9ダムの内7ダムに0.15の設計震度を採用している。第二危険地域に位置する15ダムの内、6ダムに0.10の、又3ダムに0.15の設計震度を採用している。

本地点は第二危険地域に位置するが、第一危険地域に隣接することから、その設計震度を0.15とする。

8.2.3 本地点における設計震度の計算

(1) 地震データ

この計算に用いた地震データは、NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration Environmental Data Service) が編集した“地震データファイル”から引用した。地震データの数は8136で、1901年から1987年に観測されたものである。

全データをFigure 8-4に示す。また同図に本計画地点の位置(北緯40° 59' 17"、東経31° 54' 31")を三角印で示した。観測期間の各年のデータ数及び1901年からの年々の地震データ累計数をTable 8-1に示す。マグニチュードや震源距離など地震の特性をTable 2に整理した。

(2) 距離減衰式

次に示す5つの距離減衰式により最大加速度A (gal)を計算する。式中Mは地震のマグニチュードを、R (km)は震源距離を、D (km)は震央距離を示す。

$$\log A = 3.090 + 0.347M - 2 \log (R+25) \quad (1)$$

proposed by C. Oliveira ¹⁾

$$\log A = 2.674 + 0.278M - 1.301 \log (R+25) \quad (2)$$

proposed by R. K. McGuire ²⁾

$$\log A = 2.041 + 0.347M - 1.6 \log D \quad (3)$$

proposed by L. Esteva and B. Rosenblueth ³⁾

$$\log A = 2.308 + 0.411M - 1.637 \log (R+30) \quad (4)$$

proposed by T. Katayama ⁴⁾

$$\log(A/640) = (D+40)(-7.6 + 1.72M - 0.1036M^2)/100 \quad (5)$$

proposed by S. Okamoto ⁵⁾

前述した地震データを用い5つの式によって計算した各年の最大加速度をTable 8-3にまとめた。

(3) 最大加速度の統計解析

1901年から1987年に渡る87年間の地震データは有意であるので、極値統計理論に基づく統計モデルの単位時間(等時間間隔)を1年と設定した。

本計画地点における最大加速度の統計関数は未知であるが、ガンベル(Gumbel, 1958)の第3漸近分布の適用が可能と想定して任意の再来周期に対する最大加速度

を算出した。(Figure 8-8 から8-12参照)

Table 8-4 に7つの再来周期10, 50, 100, 200, 500, 1000, 10000年に対する各式により算出された最大加速度を示す。再来周期10000年に対し、5つの式で算出した最大加速度は83, 163, 129, 134, 223 galである。岡本式による223galは5式の内最大の加速度を示すが、やや大きめの推定と考えられる。

(4) 水平地震係数

一般的に地表の水平地震係数 (K_h) は次式で予測している。

$$K_h = R \times A / 980 \quad (6)$$

ここで、R : 変換係数

A : 地震の最大水平加速度 (gal)

日本における原子力発電所の耐震設計の技術指針は、0.4から0.6を変換係数 (R) とすることを提案している。つまり、長周期成分が卓越する地震に大きな変換係数を用いる。また短周期成分が卓越する地震に小さな変換係数を用いる。

最大加速度を用い(6)式によって算出した本地点の水平地震係数は次である。

減衰式	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
最大加速度	83	163	129	134	223
地震係数 (R=0.4)	0.03	0.07	0.05	0.05	0.09
地震係数 (R=0.6)	0.05	0.10	0.08	0.08	0.14

上記の全ての計算値は0.15以下であり、設計地震係数を0.15とすることは妥当である。

8.2.4 DSIによる検討

DSIは1992年5月にレポート、A Report of Earthquake Risk Analysis of Koprubasi, Doganozu and Pecenek Dam Sites を作成した。このレポートは、マグニチュードが4以上の136の地震データを用いPoison統計理論とEstava減衰式によって本地点の最大加速度を予測した結果、本地点の設計地震係数は0.15を上廻るであろうとしている。この検討は、詳細設計時点で本計画の耐震設計に十分意を払う必要があることを示すものである。

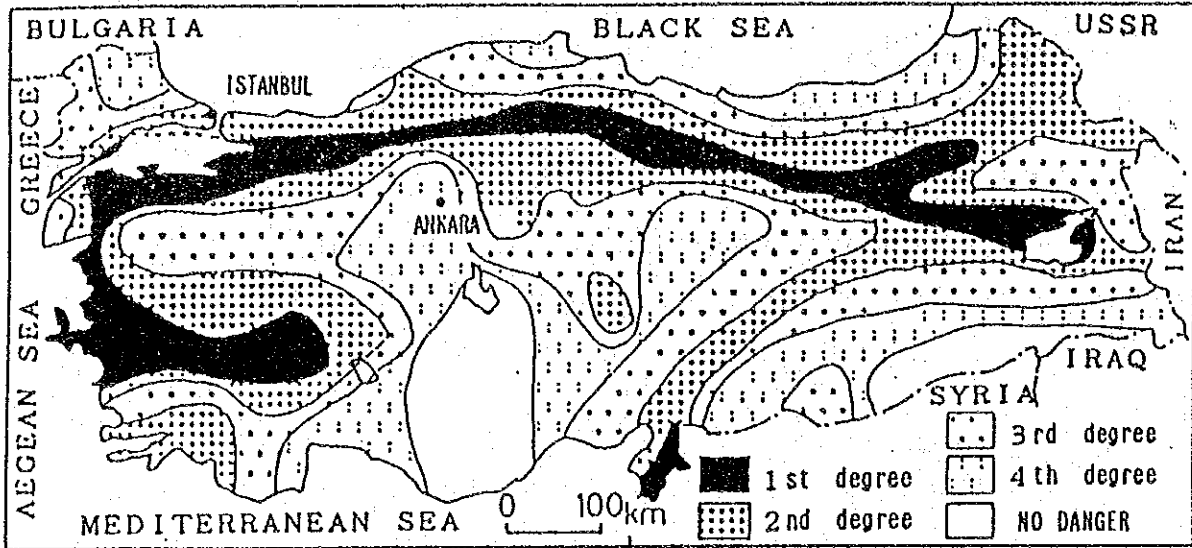


Figure 8-6 Seismic Risk Map for Turkey (1972)

Seismic Risk Zone	Design Horizontal Ground Seismic Coefficient		
	0.05	0.10	0.15
I		<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> </div> <p style="text-align: center;">0.12</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> </div> <p style="text-align: right;">0.18</p>
II	<div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> </div>
III		<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> </div>
IV	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div> </div>	<div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div>	<div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 10px;"></div>
V			

Figure 8-7 Design Seismic Coefficient used for Dams in Turkey

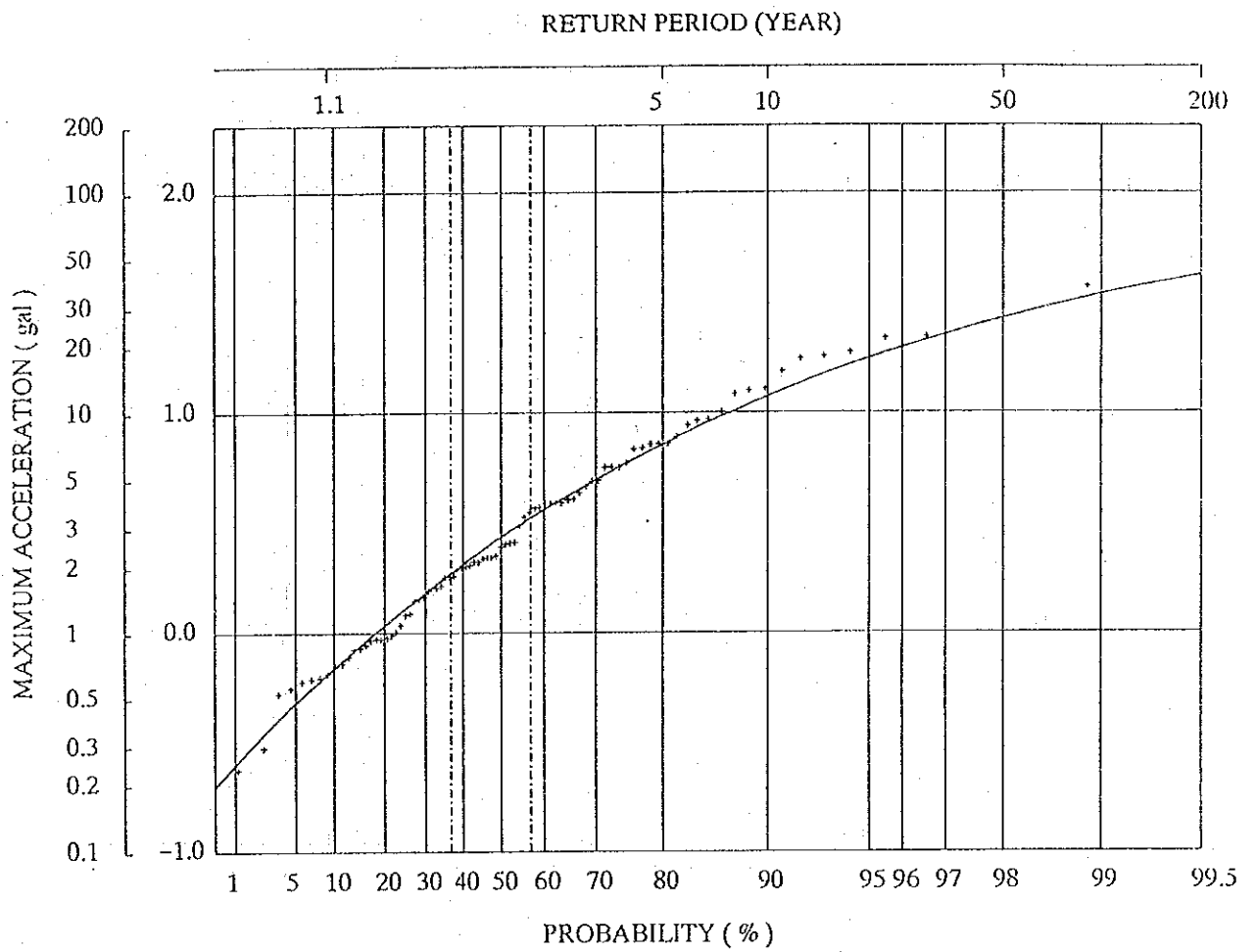


Figure 8-8 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq (1)

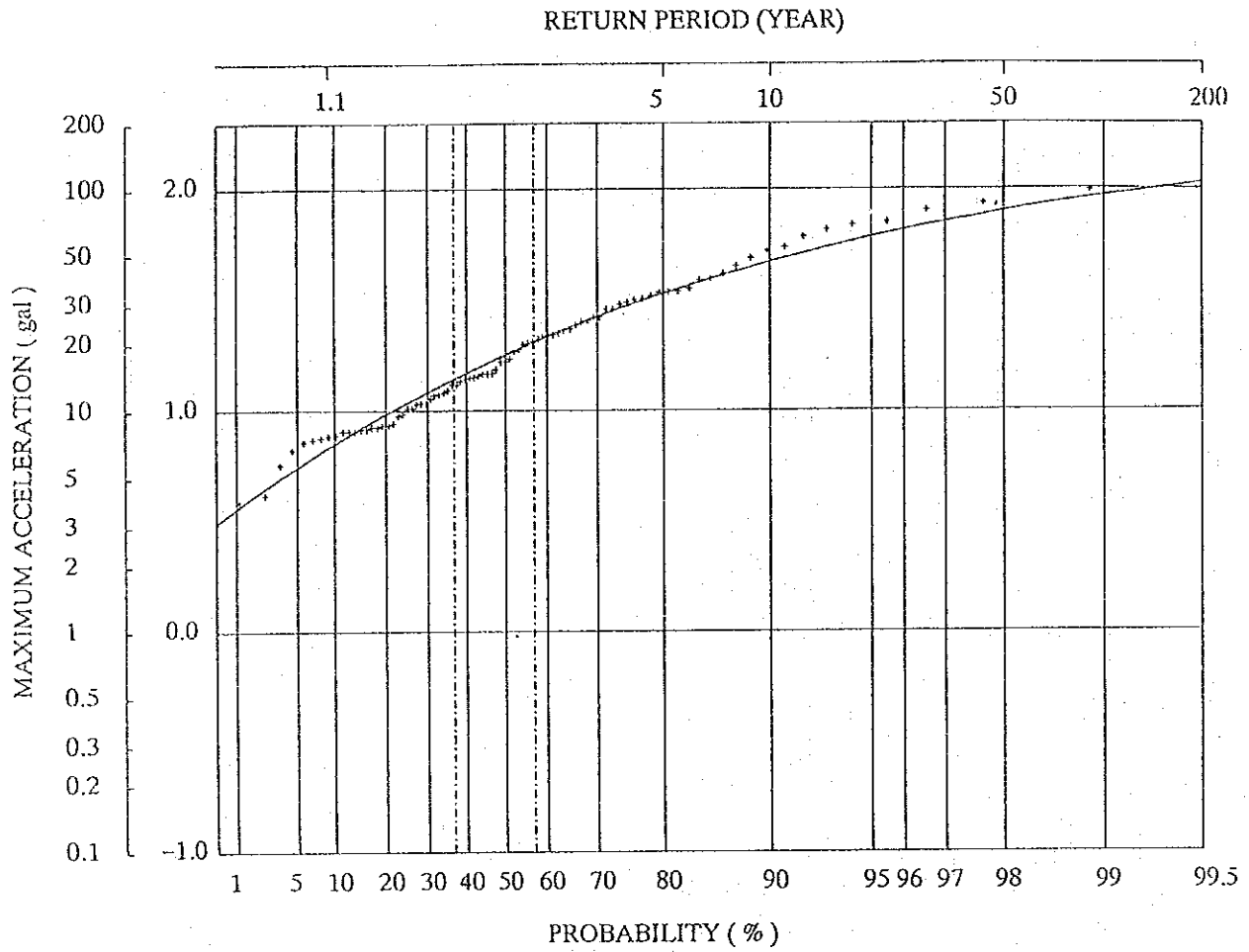


Figure 8-9 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq (2)

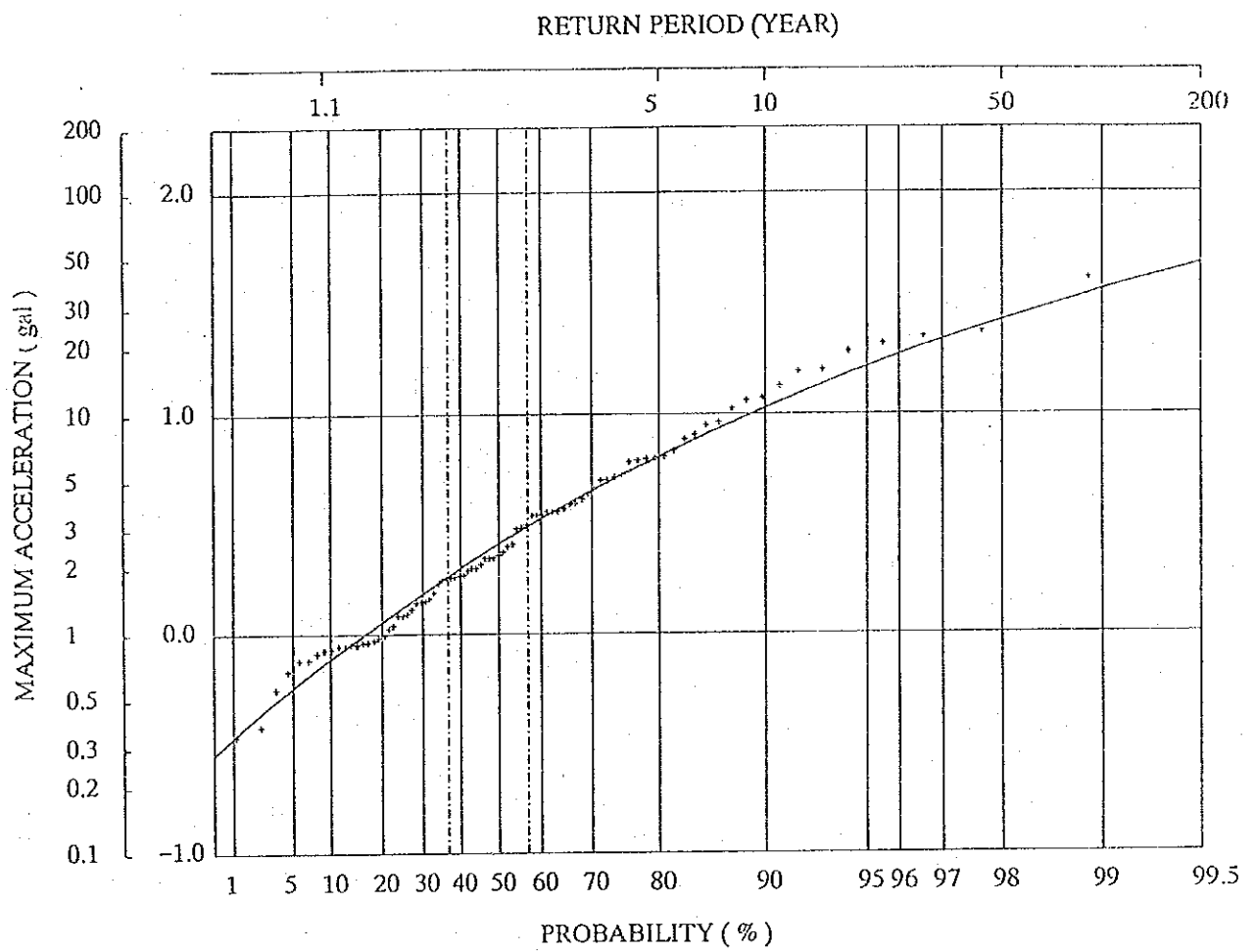


Figure 8-10 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq (3)

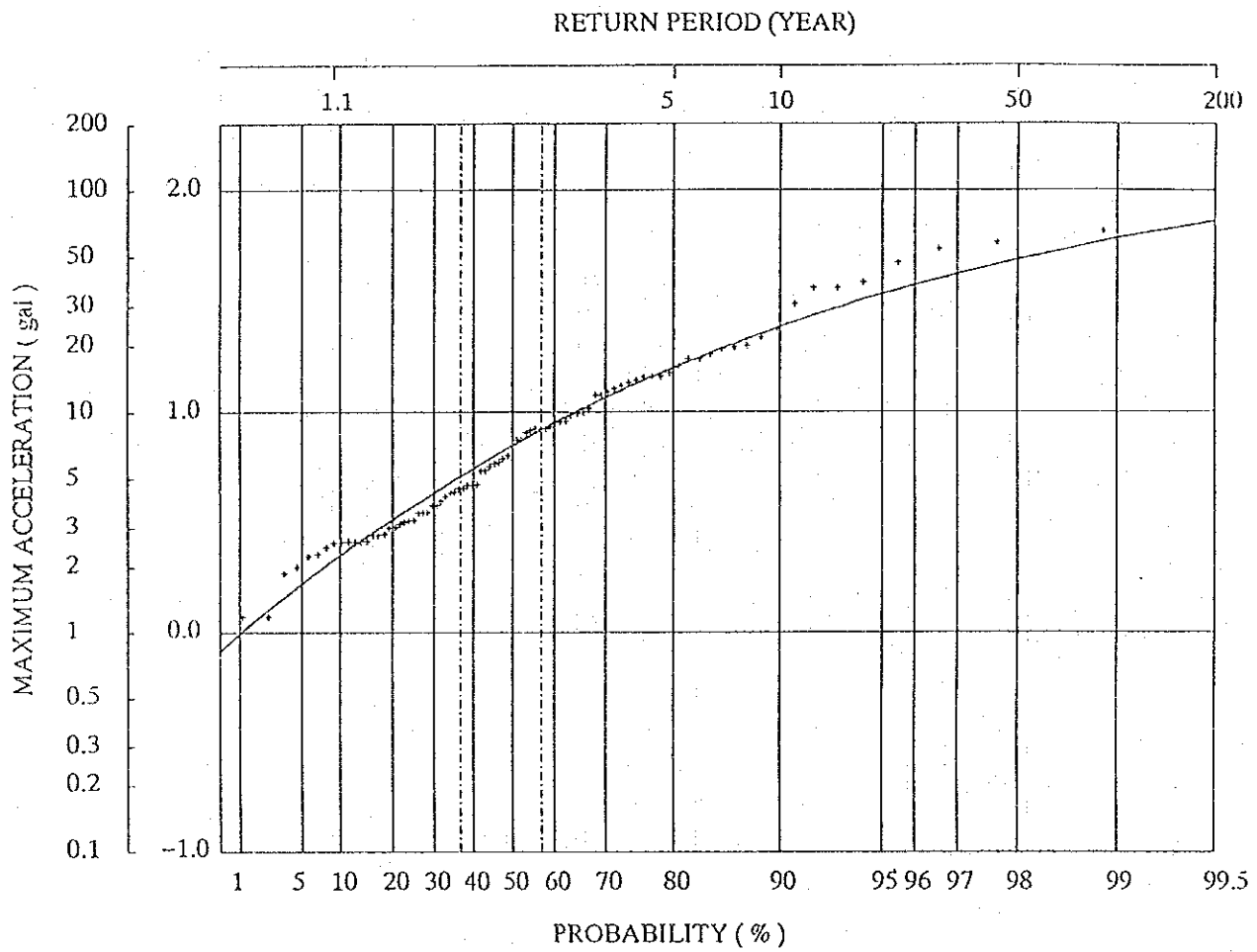


Figure 8-11 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq (4)

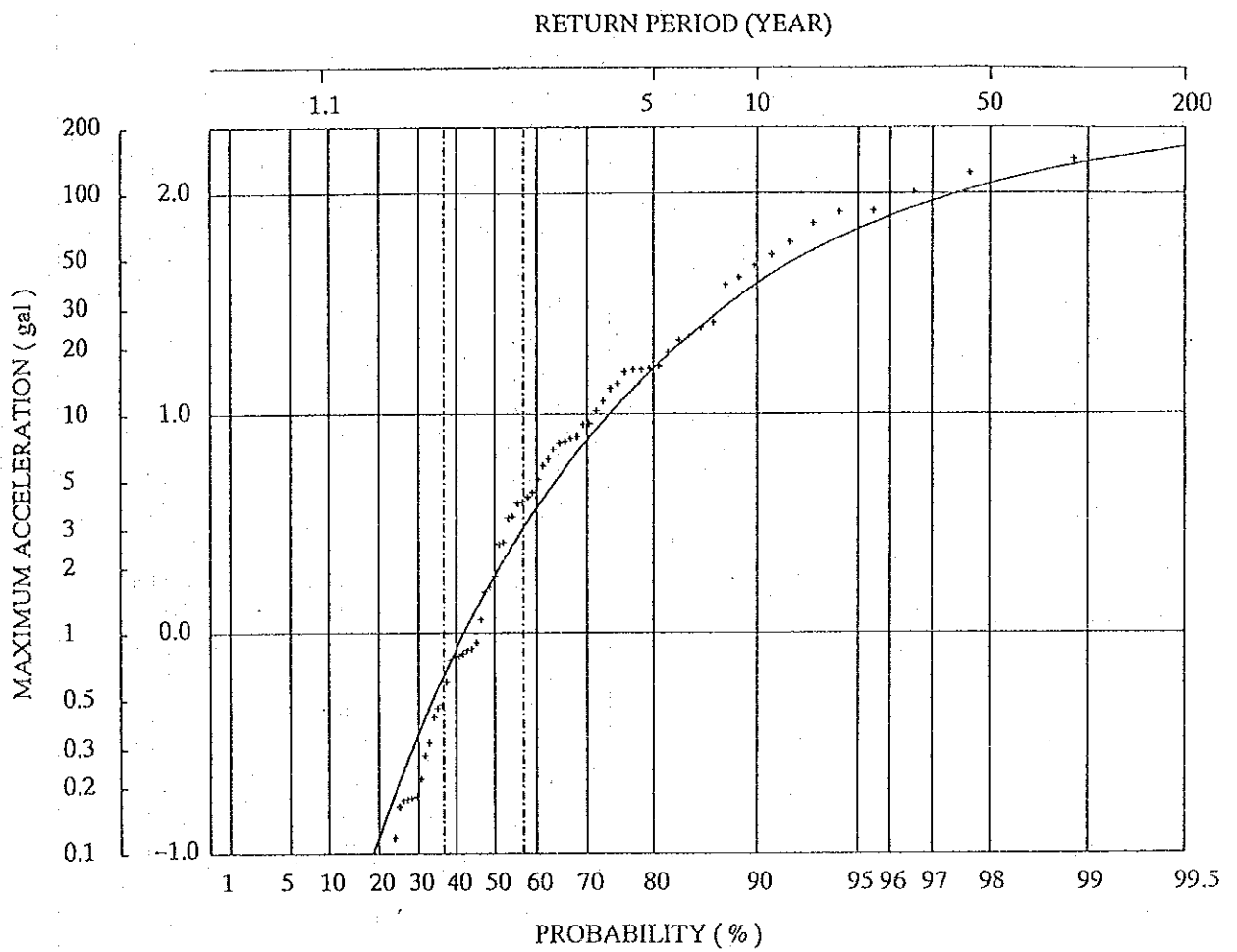


Figure 8-12 Return Period for Maximum Accelerations Calculated by Eq (5)

Table 8-1 Number of Earthquakes in a Year during the Period from 1901 to 1987

Year	N	Sum of N	Year	N	Sum of N
1901	5	5	1946	8	462
1902	4	9	1947	6	468
1903	9	18	1948	14	482
1904	10	28	1949	13	495
1905	13	41	1950	8	503
1906	2	43	1951	11	514
1907	7	50	1952	19	533
1908	11	61	1953	49	582
1909	8	69	1954	35	617
1910	6	75	1955	14	631
1911	5	80	1956	60	691
1912	9	89	1957	65	756
1913	4	93	1958	31	787
1914	3	96	1959	47	834
1915	2	98	1960	43	877
1916	2	100	1961	39	916
1917	4	104	1962	16	932
1918	11	115	1963	46	978
1919	11	126	1964	73	1051
1920	8	134	1965	111	1162
1921	6	140	1966	232	1394
1922	8	148	1967	202	1596
1923	6	154	1968	306	1902
1924	14	168	1969	215	2117
1925	21	189	1970	360	2477
1926	18	207	1971	206	2683
1927	8	215	1972	134	2817
1928	28	243	1973	123	2940
1929	7	250	1974	138	3078
1930	10	260	1975	280	3358
1931	9	269	1976	243	3601
1932	14	283	1977	140	3741
1933	7	290	1978	278	4019
1934	6	296	1979	269	4288
1935	10	306	1980	334	4622
1936	12	318	1981	568	5190
1937	7	325	1982	473	5663
1938	17	342	1983	508	6171
1939	16	358	1984	512	6683
1940	21	379	1985	421	7104
1941	19	398	1986	525	7629
1942	16	414	1987	507	8136
1943	13	427			
1944	19	446			
1945	8	454			

Table 8-2 Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of the Seismicity Data

	$\Delta \leq 50$	< 100	< 200	< 300	< 400	< 500	< 600	< 700	< 800	< 1000	Total
M < 3.5	0	1	2	2	4	6	21	57	104	87	284
< 4.0	1	3	1	21	29	20	69	182	192	519	1037
< 4.5	0	6	19	64	87	102	376	671	519	1310	3154
< 5.0	2	8	40	91	89	107	312	325	252	580	1806
< 5.5	2	22	32	83	95	103	147	177	109	175	945
< 6.0	3	11	34	46	42	84	100	110	89	112	631
< 6.5	0	3	8	8	16	17	33	32	33	40	190
< 7.0	0	3	3	3	3	5	10	10	8	26	71
< 7.5	0	1	2	1	2	2	1	5	1	1	16
< 8.0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2
Total	8	58	141	319	367	446	1069	1570	1307	2851	8136

Δ : Epicentral Distance (km)

M : Magnitude

Table 8-3 Maximum Accelerations during a year from 1901 to 1987

year	Oliveira, C Eq. (1)	McGuire, R. K. Eq. (2)	Esteva, L. & Rosenblueth, E. Eq. (3)	Katayama, T. Eq. (4)	Okamoto, S. Eq. (5)
1901	2.54	16.55	2.34	6.32	1.54
1902	21.74	68.38	20.69	36.26	82.49
1903	0.62	8.50	0.90	3.81	0.02
1904	0.62	7.30	0.75	2.60	0.01
1905	2.24	16.58	2.22	7.06	1.63
1906	0.24	3.89	0.34	1.18	0.00
1907	3.38	20.06	3.05	8.09	3.40
1908	0.94	8.84	0.99	3.00	0.04
1909	0.88	9.55	1.06	3.83	0.09
1910	4.99	28.31	4.58	13.94	11.54
1911	0.65	8.14	0.86	3.27	0.03
1912	2.01	17.02	2.21	8.27	1.80
1913	0.71	8.27	0.88	3.19	0.03
1914	1.01	10.72	1.22	4.56	0.18
1915	0.30	4.19	0.38	1.19	0.00
1916	2.22	18.84	2.49	9.84	2.55
1917	0.56	6.68	0.67	2.28	0.00
1918	7.28	35.11	6.43	17.41	19.04
1919	8.76	39.31	7.68	19.76	24.67
1920	1.40	11.33	1.38	4.00	0.22
1921	1.44	11.85	1.45	4.40	0.28
1922	0.60	7.41	0.76	2.79	0.01
1923	2.19	15.37	2.08	5.95	1.15
1924	1.82	14.38	1.84	5.87	0.81
1925	3.92	21.46	3.47	8.43	3.99
1926	5.95	30.57	5.30	14.55	13.14
1927	1.09	10.76	1.24	4.33	0.17
1928	9.21	38.82	8.09	18.24	22.75
1929	7.78	34.01	6.83	15.04	16.19
1930	0.84	8.57	0.94	3.03	0.04
1931	1.21	10.28	1.21	3.55	0.12
1932	4.96	25.16	4.35	10.34	7.61
1933	4.05	22.24	3.59	8.99	7.94
1934	0.85	8.32	0.91	2.79	0.03
1935	1.61	14.10	1.75	6.18	0.79
1936	5.67	28.53	5.00	12.70	10.37
1937	0.72	7.69	0.81	2.62	0.02
1938	3.74	24.17	3.61	11.94	6.96
1939	3.71	24.98	3.69	13.06	7.78
1940	7.24	32.70	6.35	14.51	16.59
1941	1.80	13.12	1.70	4.70	0.47
1942	2.60	18.37	2.54	8.39	2.61
1943	12.13	51.99	10.67	30.54	46.86
1944	37.14	97.60	40.46	65.01	142.68

Table 8-4 Maximum Accelerations for Various Return Periods (gal)

Model (Eq. No.)	Proposer(s)	Return Period, Tr (year)									
		10	50	100	200	500	1000	10000			
(1)	Oliveira, C.	12	27	34	42	53	61	83			
(2)	McGuire, R. K.	47	79	93	106	122	134	163			
(3)	Esteva, L. & Rosenblueth, E.	11	26	36	47	64	78	129			
(4)	Katayama, T.	24	49	60	73	89	100	134			
(5)	Okamoto, S.	89	111	139	163	187	201	223			

第 9 章 開発計画

第9章 開発計画

目次

	頁
9.1 既存開発計画のレビュー	9-1
9.1.1 Filyos川水系開発計画の概要	9-1
9.1.2 既存開発計画のレビュー	9-5
9.2 計画代替案の比較検討	9-15
9.2.1 比較検討方法	9-15
9.2.2 レイアウト	9-18
9.2.3 貯水池規模	9-28
9.2.4 最適発電所規模	9-49
9.2.5 最適開発計画	9-52
9.3 下流Çay計画	9-64
9.3.1 貯水池規模	9-64
9.3.2 発電所規模	9-65
9.3.3 Çay計画の開発計画代替案	9-66

List of Figures

- Figure 9-1 General Plan of Filyos River Basin Master Plan
- Figure 9-2 Alternative Hydroelectric Power Development Project in Devrek River in Master Plan Report
- Figure 9-3 Devrek River Hydroelectric Power Development Plan in Master Plan Report
- Figure 9-4 Alternative Development Plan of Köprübaşı Project
- Figure 9-5 Area-Capacity Curve at M/P Dam Site
- Figure 9-6 Area-Capacity Curve at Upper Dam Site
- Figure 9-7 Comparative Study on Dam Site
- Figure 9-8 Mass Curve at Köprübaşı Dam Site
- Figure 9-9 Effective Storage Capacity and Firm Discharge at Köprübaşı Dam Site
- Figure 9-10 Flow Chart of Calculation of Power and Energy
- Figure 9-11 Operation Rule of Reservoir
- Figure 9-12 Comparative Study on Development Alternative Concerning Reservoir Scale
- Figure 9-13 Optimization Study on Installed Capacity
- Figure 9-14 Köprübaşı Reservoir Operation
- Figure 9-15 Energy Generation of Köprübaşı Project

List of Tables

Table 9-1	Development Scheme of Filyos River Basin in Master Plan Report
Table 9-2	Priority of Hydroelectric Power Development Project in Filyos River Basin in Master Plan Report
Table 9-3	Review of Priority of Hydroelectric Power Development Project in Filyos River Basin by 1993 Price
Table 9-4	Comparison of Kurdese and Cay Project in Master Plan Report
Table 9-5	Economics of Gökçesu Project in Master Plan Report
Table 9-6	Alternative Thermal Power Plant for Comparative Study
Table 9-7	Sediment Surface Level and Low Water Level of Köprübaşı Reservoir
Table 9-8	Outline of Alternative Development Plan Concerning Layout
Table 9-9	Comparative Study on Alternative Development Plan Concerning Layout
Table 9-10	Outline of Alternative Development Plan Concerning Reservoir Scale
Table 9-11	Comparative Study on Alternative Development Plan Concerning Reservoir Scale
Table 9-12	Demand and Supply Balance
Table 9-13	Optimization Study on Installed Capacity of Köprübaşı Project
Table 9-14	Outline of Optimum Development Plan of Köprübaşı Project
Table 9-15	Preliminary Estimated Cost of Optimum Development Plan of Köprübaşı Project
Table 9-16	Summary of Operation Study on Köprübaşı Reservoir
Table 9-17	Total Energy Generation of Köprübaşı Project
Table 9-18	Firm Energy Generation of Köprübaşı Project
Table 9-19	Monthly Peak Power of Köprübaşı Project
Table 9-20	Peak Power Duration of Köprübaşı Project
Table 9-21	Alternative Development Plan of Çay Project

第9章 開発計画

9.1 既存開発計画のレビュー

9.1.1 Filyos川水系開発計画の概要

Filyos川水系では、現在まで支流を含めて水力発電の開発は全く行われていないが、DSIによって1987年に、Filyos川水系マスタープラン報告書がとりまとめられている。

このマスタープランでは、Filyos川の電源開発計画、かんがいおよび上水道用水の開発計画について調査、検討がなされており、Table 9-1 および Figure 9-1 に示す通り、7発電計画、5かんがい計画、1上水道用水計画が水系開発マスタープランとして選定されている。

Table 9-1 Development Scheme of Filyos River Master Plan Report

Scheme	Name of Project	Name of River	Development Scale
Electric Power	Kayabükü	Devrek	12MW
	Köprübaşı	Devrek	60MW
	Çay	Devrek	25MW
	Mandira	Gerede	52MW
	Suçati	Soganli	15MW
	Tefen	Soganli	10MW
	Konari	Araç	18MW
Irrigation	Korler	Gerede	2,667ha
	Tekke	Gerede	11,317ha
	Akhasan	Çerkes	2,253ha
	Hacilar	Çerkes	5,705ha
	Filyos	Filyos	9,253ha
Domestic Water	Isikli	Gerede	265.79x10 ⁶ m ³ /year

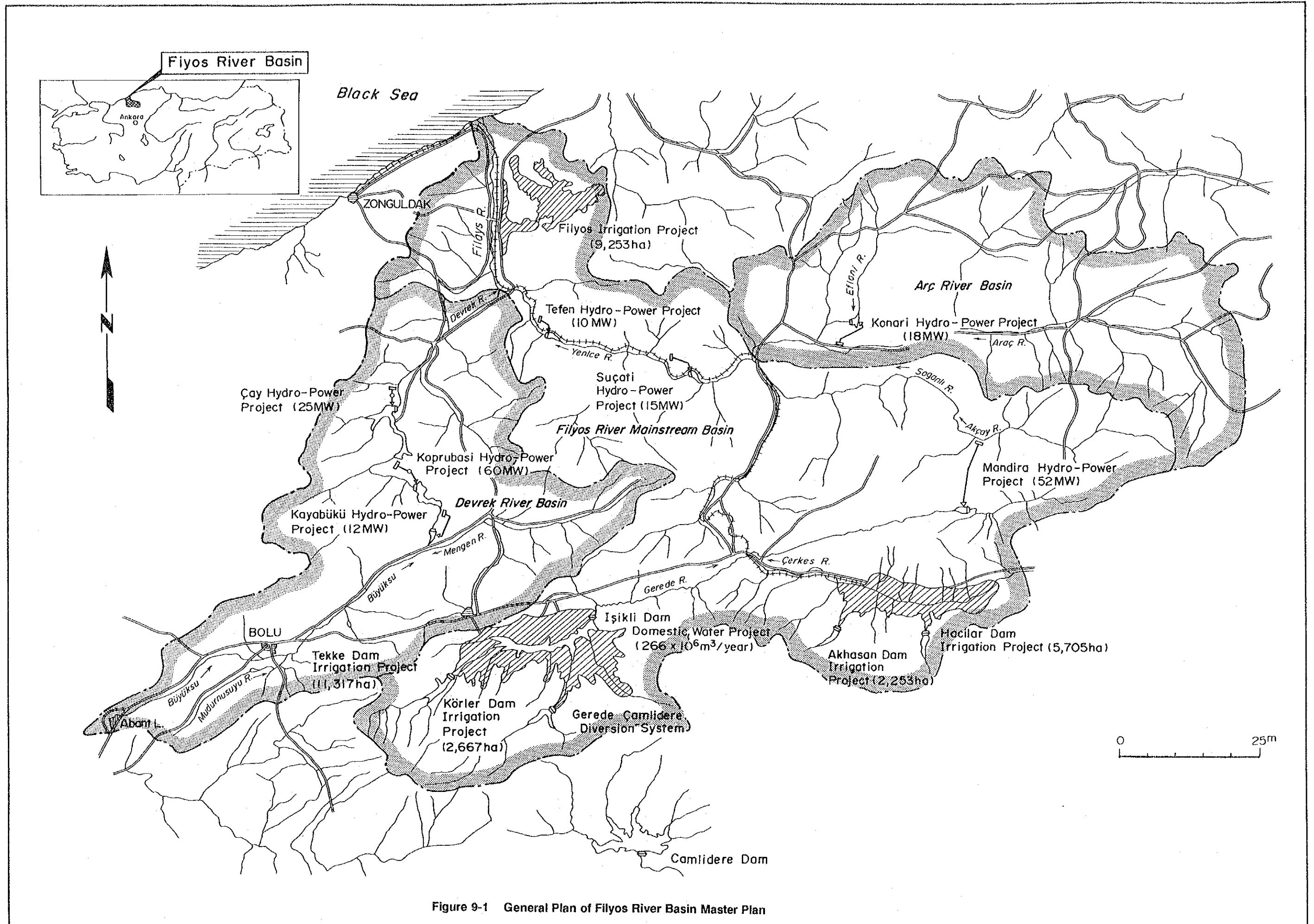


Figure 9-1 General Plan of Filyos River Basin Master Plan

マスタープラン報告書では、上記7発電計画のプライオリティを以下の通りとしている。

Table 9-2 Priority of Hydroelectric Power Development Project
in Filyos River Basin in Master Plan Report

Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy Production (GWh)	Benefit Cost Ratio	Priority
Köprübaşı	60	210	1.67	1
Konari	18	52	1.41	2
Çay	25	108	1.25	3
Kayabükü	12	43	1.25	4
Tefen	10	53	1.25	5
Sucaty	15	81	1.21	6
Mandira	52	143	1.21	7

9.1.2 既存開発計画のレビュー

(1) 計画地点の確認

a) Filyos川流域の概要

Filyos川水系の流域は Figure 9-1 に示す通り大別して本流流域、Devrek川流域、Araç流域の3つの流域に分けられる。

Filyos川本流はKorgul山を水源とし、左右岸からの支流と合流しながらUludere川、Ulusu川、Gerede川、Akçay川、Soganli川、Yenice川、Filyos川と名称を変えながら流下して黒海に注いでいる。

Devrek川は、Abant湖を水源として、Buyuksu川として流下し、右岸より流下するMengen川と合流し、Devrek川となり左岸よりFilyos川に合流している。

Araç川は、Ilgaz山を水源としIlgaz川として流下し、左岸より流下するBasköy川と合流しAraç川となり、右岸より流下するBflani川と合流した後、右岸よりYenice川に合流している。

b) Filyos川本流の開発計画

Filyos川本流筋では、水源地帯であるUludere川上流部に於いては、河川勾配1/70以上となっているが、Uludere川下流部でGerede盆地に流入してからは、比較的平坦な地域を河川勾配1/250以下で直線状に流下する。Gerede川下流部よりAkçay川下流部までは、河川勾配1/170程度であるが、大きく蛇行して流れてい

る。Soganlı川よりFilyos川河口までは平均河床勾配 1/350以下となるが、部分的に 1/100程度の比較的急勾配の箇所が存在する。Gerede川上流では流域面積が小さいため、水力発電開発の対象とはなりえない。またGerede中下流部は、北アナトリア断層に添ってGerede川が流下するため、大規模ダムを計画する事は適当ではなく、Akçay川より下流では、谷幅が広く、河床部分が厚い沖積層に覆われたおぼれ谷となっているため、同じく大規模ダムを計画する事は適当ではない。一方、Gerede川中流部に於いてはAnkara市への水道用水供給を目的としたIşikli計画およびかんがいを目的としたKorler、Tekke計画、また支流Çerkes川に於いてかんがいを目的としたAkhasan、Hacilar計画がマスタープラン報告書で提案されている。このため、水力発電開発に適しているのは、Gerede川下流部とAkçay川下流部間の蛇行をショートカットする地点と、Soganlı川下流に存在する急勾配地点のみとなっている。

従って、マスタープラン報告書に上記Gerede川とAkçay川の蛇行区間をショートカットしたMandira計画、Akçay川下流の急勾配区間の落差を利用したSucati計画およびTefen計画の、3つの流れ込み式発電計画のみが提案されているのは妥当である。

c) Devrek川の開発計画

Devrek川では、水源地帯であるBuyuksu川上流部に於いてのみ河川勾配1/70程度の急流となっているが、この地帯より下流は直ちにBolu盆地に流入し、平原状の地域を河川勾配1/200程度で直線状に流下している。Mengen川と合流しDevrek川となった後は流域面積を増大し、Kayabükü地区までの間は河川勾配が1/40程度の急流となっている。Kayabükü地区とÇay地区の間は、平均河床勾配 1/240程度と緩やかな流れとなっているが、左右に大きく蛇行して流れている事から、ショートカットにより比較的短い水路で、大きな落差を得る事が可能であり、また、貯水容量に恵まれたダム地点も存在している。Çay地区より下流とFilyos川合流点の間は河川勾配 1/500以下で直線状に流下し、谷幅も広く、また河床は厚い沖積層に覆われている。この様にDevrek川に於いては、Mengen川合流点とÇay地区の間のみが発電計画に妥当である。

従って、マスタープランでMengen合流点とKayabükü地区の間に流れ込み式発電としてKayabükü計画、KayabüküとÇay地区の間に貯水池を持つダム水路式発電と

してKöprübaşı計画およびÇay 計画の合計3計画が提案されているのは妥当である。

d) Araç川の開発計画

Araç川では、水源地帯である最上流部に於いては河川勾配1/50程度と急流になっているが、水源地帯より下流部とYenice川合流点までの間は、平均河川勾配1/150程度となり、比較的直線状に流れており、また谷幅も広く厚い洪積層に覆われている。しかし、Araç川最大の支流であるBflani川では、Araç川との合流点の上流に於いて河川勾配1/20以上の急流となっており、また大きく蛇行しているため、ショートカットにより比較的短い水路で大きな落差を得る事ができる。このため、Araç川流域で発電計画に適した地点は上記Bflani川下流の急流部のみとなっている。

従って、マスタープランでこの地点に、流れ込み式発電計画として、Konari計画が提案されているのは妥当である。

e) 計画の確認

この様にマスタープランで提案されている発電計画は、Filyos川流域に於ける発電計画に相当と考えられる地点を全て含んでおり、また妥当な地点のみであると考えられる。特にDevrek川流域にはかんがいの計画が提案されておらず、Kayabükü、Köprübaşı、Çayの3計画は発電計画単独で検討する事となる。

(2) プライオリティーのレビュー

マスタープラン報告書では Table 9-2 に示す通り提案した7つの発電計画のうち、Köprübaşı計画を最もプライオリティーの高い計画としている。このプライオリティーは、便益～費用比法 (Benefit-Cost Ratio B/C) によって決定されているが、この方法はプロジェクトのプライオリティを決定する際、一般に広く用いられており妥当である。

マスタープラン報告書に提案された7つの発電計画の1993工事費および9.2.1に示す代替火力による便益、費用比の計算結果は、Table 9-3 に示す通りである。

Table 9-3 Review of Priority of Hydroelectric Power Development Project in Filyos River Basin by 1993 Price

Name of Project	Installed capacity (MW)	Annual Energy Production (GWh)		Priority by Master Plan Report		by JICA	
		Average	Firm	Benefit Cost Ratio	Priority	Benefit Cost Ratio	Priority
Köprübaşı	60	210	153	1.67	1	1.50	1
Konari	18	52	0	1.41	2	1.34	2
Çay	25	108	63	1.25	3	1.04	5
Kayabüku	12	43	9	1.25	4	0.83	7
Tefen	10	52	15	1.25	5	1.09	4
Sucaty	15	81	24	1.21	6	1.25	3
Mandira	52	143	31	1.21	7	0.84	6

このプライオリティは、Master Plan Reportに記載されているプライオリティの順番とは一部に違いがあるものの、Köprübaşı計画のプライオリティに変化は無い。従って、Köprübaşı計画を第一プライオリティとしたMaster Plan Reportの判断は妥当である。

Çay計画については、一部のrun-of-river type計画より低いプライオリティが附与されているが、貯水池を備えているのでfirm energyが大きく安定した出力が期待されるので、Köprübaşı計画に次ぐPriorityが与えられて然るべきものと考えられる。

(3) Devrek川電源開発計画のレビュー

a) マスタープランで提案されている開発計画

マスタープランではDevrek川の発電計画として上流より、Figure 9-2 に示す通り、Gökçesu計画、Kayabükü計画、Köprübaşı計画、Kurdeşer計画、Çay計画の5つの計画を検討対象としている。

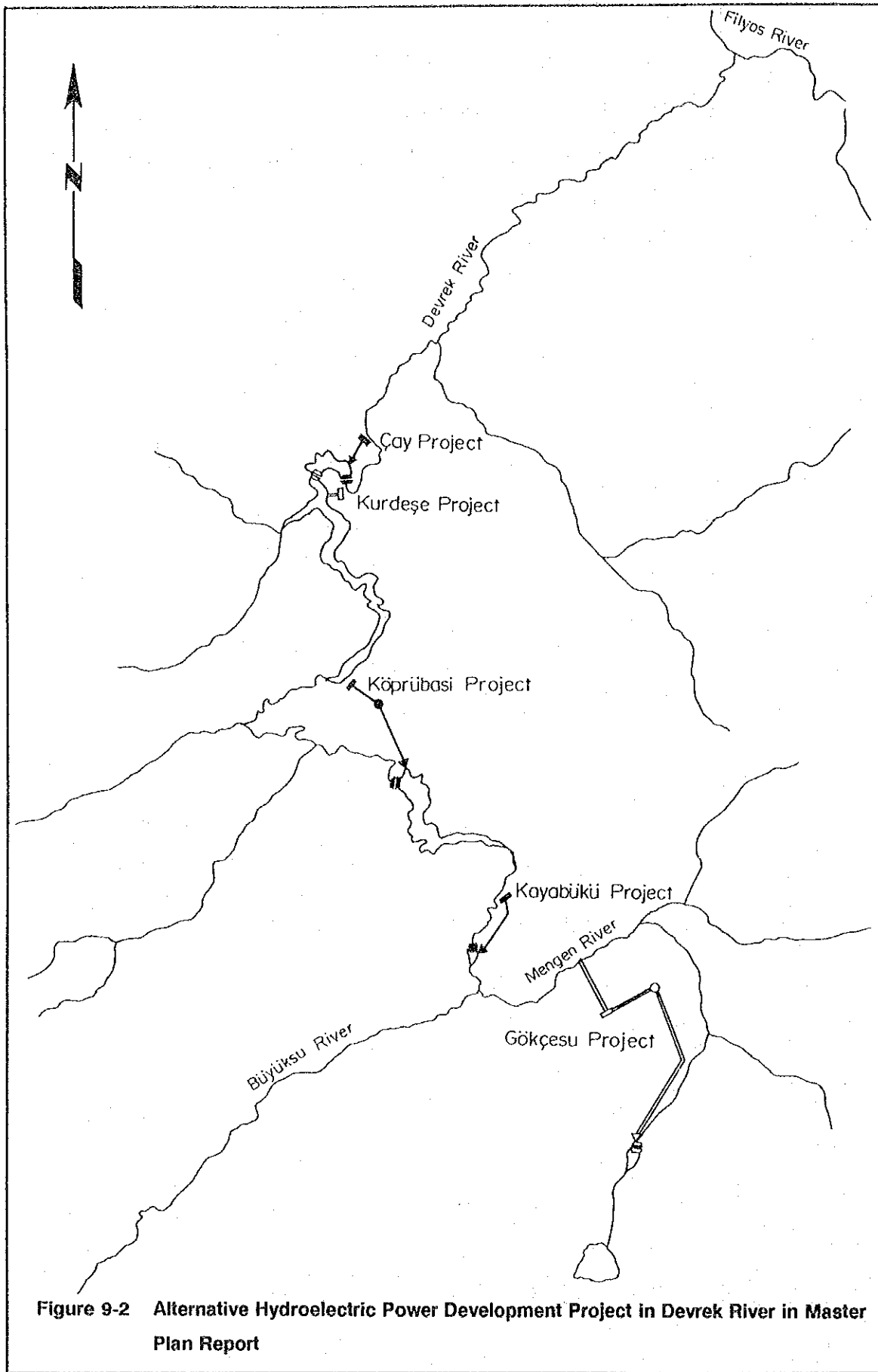


Figure 9-2 Alternative Hydroelectric Power Development Project in Devrek River in Master Plan Report

このうちKurdeşe計画はÇay計画のレイアウト代替案であり、Table 9-4 に示す通り開発規模により各々3ケース選定したうえで、Çay計画とKurdeşe計画との比較検討を行ない、Çay計画を選定している。最上流計画であるGökçesu計画は、地域的にも発電運用上も、下流Kayabükü計画とは直接関係しない、独立した流れ込み式計画であるため、Table 9-5 に示す通り単独に評価し、経済的にフィージブルでないとして計画地点から消去している。

Table 9-4 Comparison of Kurdeşe and Çay Project in Master Plan Report

Name of Project	Catchment Area (km ²)	Installed Capacity (MW)	Annual Energy Production (GWh)	Construction Cost (10 ⁶ TL)	Benefit Cost Ratio
Kurdeşe	2,422	15	65.3	15,419.1	1.06
		20	79.3	17,831.2	1.16
		25	92.5	21,051.1	1.18
Çay	2,422	20	85.5	16,784.9	1.30
		25	99.4	19,769.3	1.32
		30	111.9	23,158.0	1.32

Table 9-5 Economics of Gökçesu Project in Master Plan Report

Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy Production (GWh)	Annual Surplus (10 ⁶ TL)	Benefit Cost Ratio
Gökçesu	10	21.3	-58.6	0.89

この結果、最終的に Figure 9-3 に示す通り、Kayabükü、Köprübaşı、Çayの3計画をDevrek川の電源開発計画として選定している。

これら3計画は、最上流Kayabükü計画の放水位をKöprübaşı計画の満水位と一致させ、また、Köprübaşı計画の放水をÇay計画の満水位と一致させた階段状の開発計画となっている。

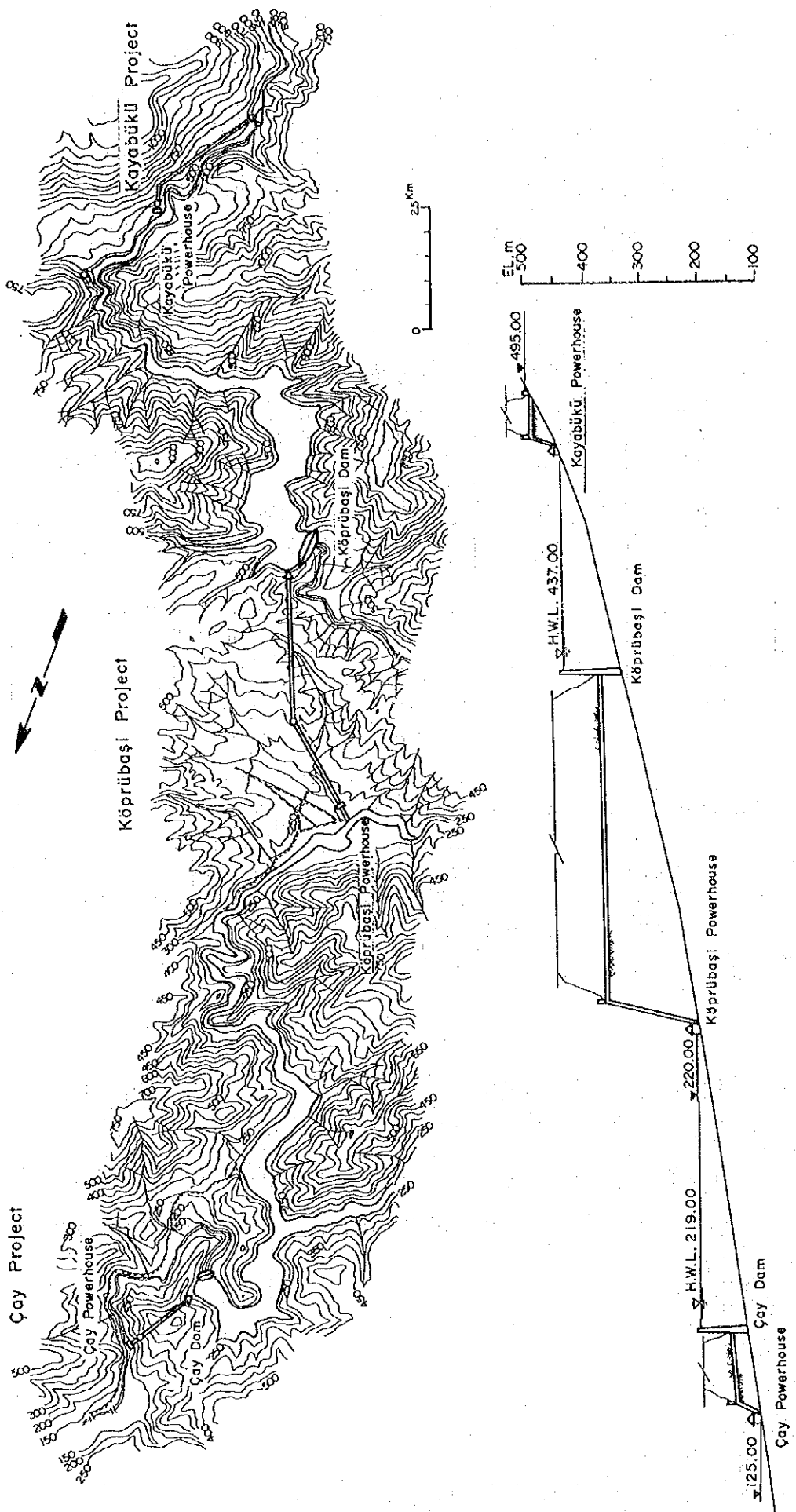


Figure 9-3 Devrek River Hydroelectric Power Development Plan in Master Plan Report

b) 3段開発計画の妥当性のレビュー

i) Köprübaşı計画と上・下流計画の関係

Köprübaşı計画の上流計画であるKayabükü計画はMengen川との合流点直下流に存在する急流部を流れ込み式として開発する計画である。Köprübaşı計画の貯水池背水終端付近に位置するKayabükü発電所地点より下流は、河床勾配が著しく減少し、また谷幅も広がっている。このためKayabükü発電所位置を下流に移動しても、Kayabükü計画の経済性を改善する結果とはならず、Köprübaşı計画の満水位をKayabükü計画の最適化のために低下させる必要はない。従って、Köprübaşı計画のフェージビリティ調査時にKayabükü計画の発電所位置の検討を行う必要は無く、Kayabükü計画のフェージビリティ調査時にKayabükü計画の最適発電所位置の検討を実施する事とする。

Köprübaşı計画の下流計画であるÇay計画は、Köprübaşı計画の放水位を満水位としている。Kurdese計画はÇay計画と開発区域が重複しÇay計画に比較して、水路延長の短縮こそ可能であるが、ダム体積はほぼ同等であり、発電容量が17%減少するのに対して、工事費の減少は9%に止どまる。このため、Kurdese計画の消去は妥当であるが、Köprübaşı計画との関係に於いては、Çay計画との差異はない。従って、Kurdese計画とÇay計画の比較検討のレビューはÇay計の最適化の検討も含めてÇay計画のフェージビリティ調査時に実施する事とする。

ii) Köprübaşı計画の開発区域

Köprübaşıの最終計画は、Devrek川の中流部Mengen川との合流点下流約20kmの地点に高さ110mのロックフィルダムを築造し、有効貯水容量 $163 \times 10^6 \text{ m}^3$ の貯水池を設け、延長41.50mの導水路トンネルおよび延長265mの水圧鉄管路にてDirgine地区に設置する地下発電所に導水し、有効落差190m、最大使用水量 $43 \text{ m}^3/\text{s}$ にて70MWの発電を行い、発電後は延長4,900mの放水路によりDevrek川右岸に放流するダム水路式発電計画である。

ダムと発電所放水口間の河川勾配は1/190であるが、この間のDevrek川は右廻りに大きく蛇行しており、この蛇行の内側をショートカットして、総延長5,450m水路により123mの落差を得るもので、水路延長と落差による勾配は1/44となっている。ダム、発電所位置がこの蛇行区間のそれぞれの上流端、下

流端に選定されているため、ダム、発電所の位置を各々上・下流いずれに移動しても、水路延長、落差の比は現計画より小さくなる。

ダム地点は、貯水池に好適となっている盆地状のKesebükü部落下流の狭窄部に最下流端に位置しており、この地点より下流では谷幅が広くなりダム地点としての適性を失っている。一方、この地点より上流側ではKesebükü部落下流端の狭窄部入口との間に代替ダム地点となり得る地点が一カ所存在するが、満水位の最高限度は地形的に現計画地点と同程度となる。

発電所地点を現計画地点より上流へ移動しても地形上落差が減少するのみで水路ルート短縮にならず、一方、発電所を下流方向へ移動しても水路がDirgine扇状地を迂回するために水路延長が大幅に増大し、ショートカットの効果もなくなり、また下流Çay計画の満水位を低下させない限り、落差増にはならない。

しかし、現計画の水路ルートはダム地点と放水口地点を最短距離で結んでいるが、導水路区間の一部に地山かぶりの薄い個所が存在し、また水圧鉄管路の延長が落差に比較して長大である。

従って、Köprübaşı計画は、ダム位置、水路ルート等、各構造物レイアウトについては代替案を策定のうえ、詳細な比較検討による最適化が必要であるが、貯水池位置、放水口位置については、上、下流の計画との関係を考慮しても妥当である。

iii) 3段開発計画の妥当性

Devrek川の電源開発計画は、基本的には、マスタープラン報告書に提案されている、Kayabükü、Köprübaşı、Çayの3計画のよる階段状開発計画が妥当であり、計画の再分割や統合を検討する必要はないと判断される。

9.2 計画代替案の比較検討

9.2.1 比較検討方法

(1) 基本的条件

計画代替案の比較検討は、便益・費用法 (Benefit Cost Method ; BC Method)により行う事とし、Köprübaşı計画が無い場合に建設されるであろう標準的な代替火力発電所を代替施設と考え、その費用をもって便益と見なす手法を用いる。今回の比較検討には、トルコ国の長期電源開発計画で、将来の主力火力電源の1つと位置づけられている輸入石炭火力を代替施設として用いた。

計画代替案については、9.1に述べた通り、Köprübaşı計画を上流Kayabükü計画、下流Çay計画の中間に位置する、Devrek川3段開発計画の1つとして開発する事とし、ダム位置、水路ルート、発電所位置形式、貯水池規模に関する代替案を立案し、これらの代替案の比較検討を行い、最適代替案を選定した。

比較代替案の検討では、1993年の市場価格を用い水力設備のProject life(50年)の均等化年経費(C)とそれと等価の能力を有する代替火力の均等化年経費(B)とから求まる年間超過便益(B-C)を指標とした。ただし市場価格より、移転項目である税金は除外した。

尚、Köprübaşı計画から消費地までの送電線にかかる費用は、Köprübaşı計画に係る新規送電線建設計画のうち、Köprübaşı計画が負担すべき割合を算出し、その部分のみを計上する事とした。代替火力発電所より消費地までの送電線費用は省略した。

比較のための代替水力発電所のcriteriaを Table 9-6 に示す。

(2) 年経費

Köprübaşı計画の均等化年経費は減価償却、金利および運転維持費とし、建設費に年経費率を乗じて得る事とした。

$$\begin{aligned} \text{Köprübaşı計画年経費} &= \text{年経費率} \times \text{建設費} \\ &= \text{減価償却費} + \text{金利} + \text{運転維持費} \end{aligned}$$

$$\text{減価償却費} + \text{金利} = \text{建設費} \times \text{資本回収係数}$$

$$\text{資本回収係数} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

{	n : 耐用年数	土木構造物	50年
		水力機器設備	35年
		電気機械設備	35年
	i : 割引率	9.5 %	

土木設備	9.6 %
水力機器設備	9.9 %
電気機械設備	9.9 %

運転維持（建設費に対する比率）

土木設備	0.5 %
水力機器設備	1.5 %
電気機械設備	1.5 %

従って各々の設備の年経費率は以下ようになる

土木設備	10.4 %
水力機器設備	11.4 %
電気機械設備	11.4 %

(3) 便益の考え方

Köprübaşı計画の便益は代替火力発電所の総工事費、維持管理費および燃料費の合計とし、Table 9-6 に示す通りkW価値、kWh価値として算出した。

便益計算に用いる本計画の出力および電力量は以下に示す条件で求め、各々有効出力、有効電力と提議した。

(a)有効出力は、保証出力から所内率0.3%、事故率0.3%、補修率2.0%および送電ロス率1.4%を差し引いたものとした。なお、保証出力は、95%確率の出力とした。

$$\text{有効出力} = (1 - 0.003) \times (1 - 0.003) \times (1 - 0.02) \times (1 - 0.014)$$

(b)有効電力量は、50年間の平均年間発生電力量から所内率0.3%および送電ロス率0.7%を差し引いた物とする。

$$\text{有効出力} = (1 - 0.003) \times (1 - 0.007) \times \text{年間保証電力量}$$

Table 9-6 Alternative Thermal Power Plant for Comparative Study

Item	Unit	Description	
Type		Coal Fired Power Plant	
Installed Capacity	MW	300	
Annual Plant Factor	%	70	
Thermal Efficiency	%	38.3	
Annual Energy Production	GWh	1,839.6	
Investment Cost	10 ⁶ TL	4,019,400	
Service Life	Years	25	
Construction Period	Years	4	
Capital Recovery Factor		0.10596	
Coal Calorific Value	kcal/kg	6,500	
Coal Surface Moisture	%	7	
Oil Calorific Value	Kcal/kg	10,500	
Fuel Consumption Rate (Coal 95%)	kg/kWh	0.353	
Fuel Consumption Rate (Oil 5%)	kg/kWh	0.011	
O & M Cost, Administration Cost	%	3.0	
Unit Fuel Cost (Coal)	TL/kg	417.6	
Unit Fuel Cost (Oil)	TL/kg	1,113.6	
Annual Cost		Fixed Cost	Variable Cost
Capital Recovery	10 ⁶ TL	425,895.6	-
O & M Cost, Administration Cost	10 ⁶ TL	108,523.8	12,058.2
Fuel Cost	10 ⁶ TL	-	293,715.0
Total	10⁶ TL	534,419.4	305,773.2
Annual Cost at Receiving End			
kW Cost	TL/kW	2,326,506 ¹⁾	
kWh Cost	TL/kWh		184.33 ²⁾

$$1) \quad \frac{534,419.4 \times 10^6 TL}{300,000 kW} \times 1.306^3) = 2,326,506$$

$$2) \quad \frac{305,773.2 \times 10^6 TL}{1,839.6 \times 10^6 kWh} \times 1.109^3) = 184.33$$

3) Adjustment Factor for kW & kWh

Item	kW	kWh
Transmission Loss Rate (%)	1.4	1.1
Station Service Rate (%)	8.1	8.8
Forced Outage Rate (%)	4.0	-
Scheduled Outage Rate (%)	12.0	-

$$\text{kW Adjustment Factor} = \frac{1}{(1-0.014) \times (1-0.081) \times (1-0.04) \times (1-0.12)} = 1.306$$

$$\text{kWh Adjustment Factor} = \frac{1}{(1-0.011) \times (1-0.088)} = 1.109$$

9.2.2 レイアウト

マスタープラン報告書でKöprübaşı計画の代替案として、ダム地点について現計画のほかにKesedag地点の地点名のみ言及し、また現計画についてダム高さ、発電所規模の代替案の比較検討を行っているだけで、ダム地点、水路ルート等のレイアウト代替案の検討は全く行っていない。

従って、マスタープラン報告書のレビューおよび現地調査の結果に基づいて以下のように開発計画代替案について検討を行った。

(1) ダム地点

マスタープラン報告書はダム地点としてKesebükü部落下流 5.8km (Kesebükü部落北東 1.5km) を提案しており、また満水位を地形的な限界であるEL 437mとし、有効貯水要領を $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ としている (このダム地点をM/Pダム地点とする。) マスタープランに言及されるM/Pダム地点上流 1 kmのKesedag地点の他に、M/Pダム上流 2.5kmの地点 (Upperダム地点とする) が、ダム地点となり得る地形、地質条件を備えている。これらの地点では $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ の有効貯水容量を確保する事は地形的に困難である。マスタープラン報告書で代替ダム地点として具体的な比較検討の対象とされていないのは、このためによるものと考えられる。

本調査に於いては、有効貯水容量最適化の検討も考慮して、Figure 9-4 に示す通り、上記Upperダム地点を代替ダム地点として選定し、M/Pダム地点と比較検討のうえ、M/Pダム地点の妥当性を確認する事とした。尚、Kesedagダム地点は上流ダム地点に比較して、谷幅広くかつ左岸側尾根が薄い事から検討の対象よりはらず事とした。

ダム地点の流域面積は1/250,000地形図および1/25,000地形図により計測した結果、M/Pダム地点で1,994km² Upperダム地点で 1,959km²とした。

ダム地点の貯水容量は、1/5,000地形図により計測した。

Figure 9-5 にM/Pダム地点の貯水容量曲線を示し、Figure 9-6 にUpperダム地点の貯水容量曲線を示す。

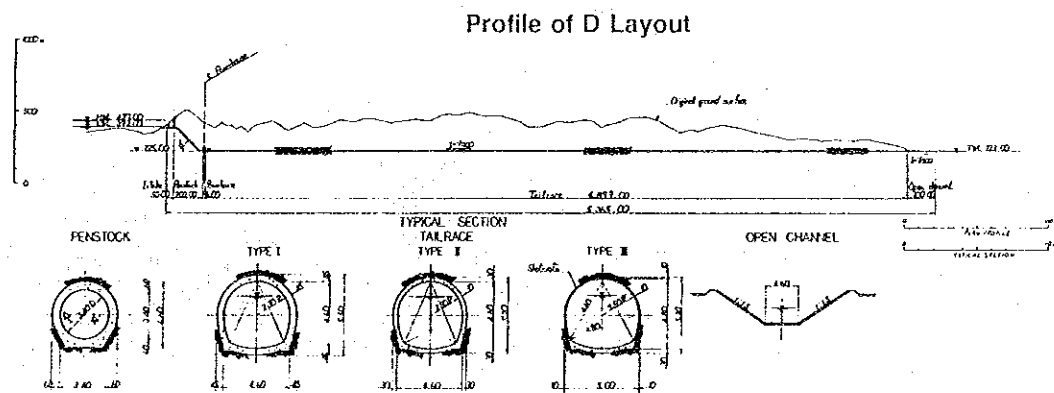
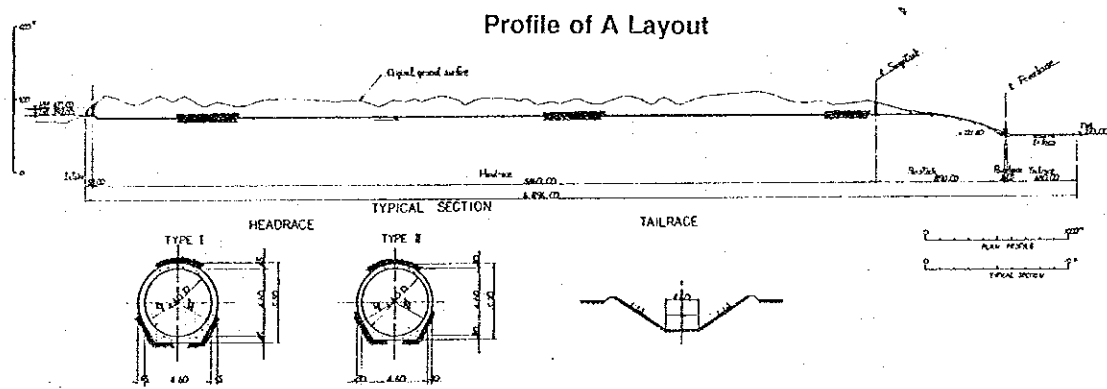
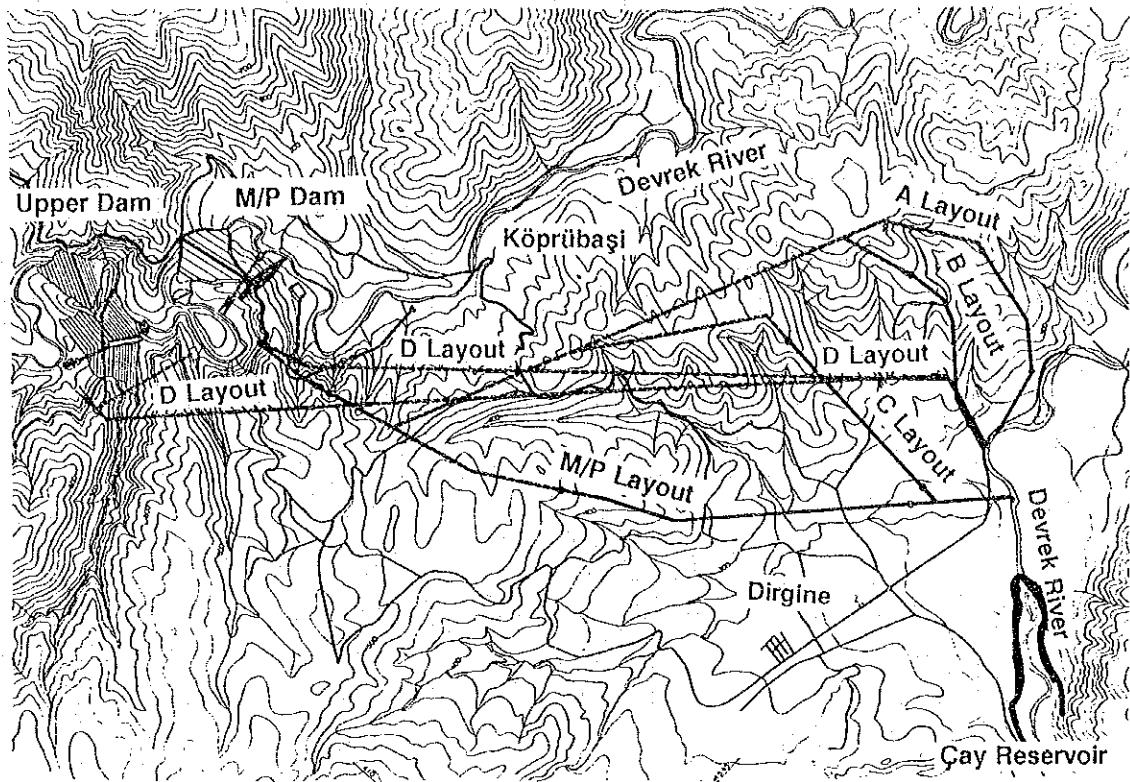


Figure 9-4 Alternative Development Plan of Köprübaşı Project

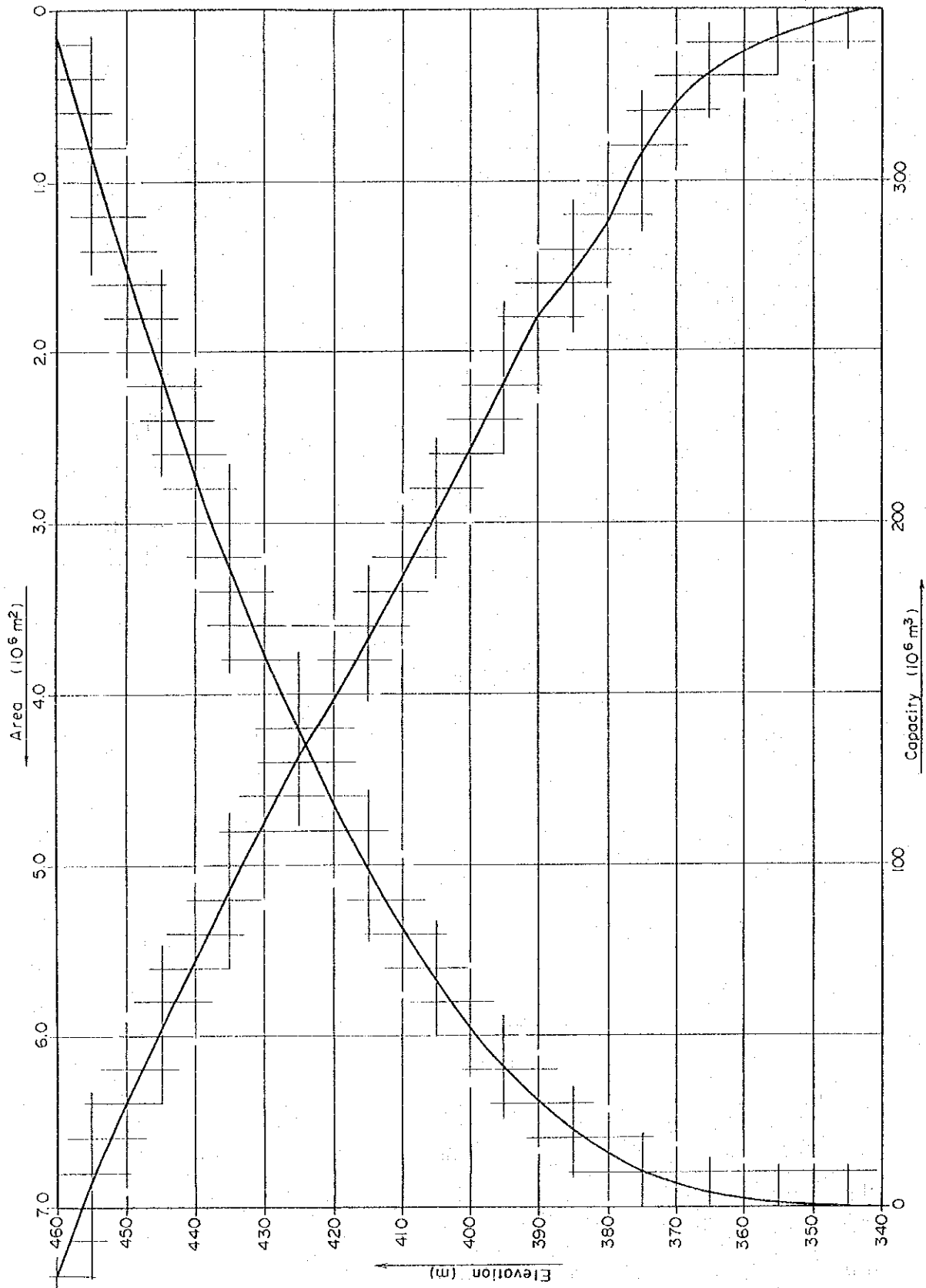


Figure 9-5 Area-Capacity Curve at M/P Dam Site

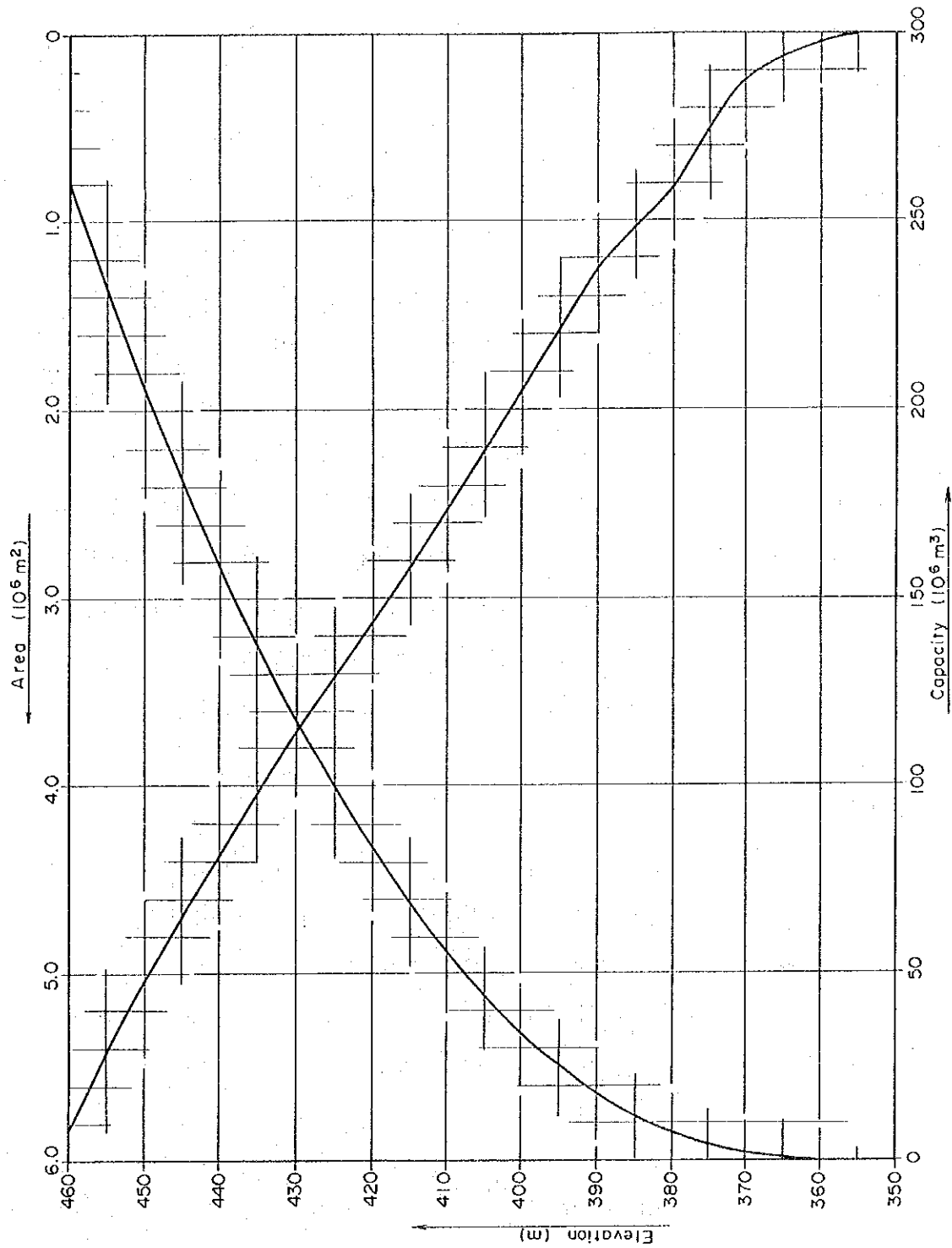


Figure 9-6 Area-Capacity Curve at Upper Dam Site

(2) 水路ルート、発電所地点

マスタープラン報告書では、水路ルート、発電所地点を取水口、放水口地点を最短距離で結ぶ様に設定し提案しているが、代替水路ルート、代替発電所地点との比較検討については記述されていない。

マスタープラン報告書に提案されている水路ルート、発電所位置（M/Pレイアウトとする）では、水圧鉄管路延長が長大となるため、工事費、損失落差がともに増大する傾向にある。このため水圧鉄管路延長短縮を目的として、M/Pレイアウト西側の尾根筋に Figure 9-4 に示す通り導水路トンネル、露出式水圧鉄管路、半地下式発電所、放水路開渠によるA, B, Cの3つの水路ルートによる代替レイアウトを選定した。

更に上記 A, B, C レイアウトでは、水圧鉄管路の延長はそれぞれ短縮されるものの、導水路トンネルを含めた全体の水路延長はM/Pレイアウトより長くなり、またM/P, A, B, C全ての導水路トンネルが風化が深部まで及んでいると予想される地域を比較的浅い地山被りの状態で通過する事から、取水口の直下流にトンネル式水圧鉄管路、地下式発電所を配置し、発電所と放水口地点との間を放水路トンネルにより直線的に結んだDレイアウトを選定し、合計5つの代替レイアウトを選定した。

(3) 開発計画代替案の策定

Figure 9-4 に示す通り開発計画代替案は、M/Pダム、Upperダムと M/P, A, B, C, D 各レイアウトおよび有効貯水容量との組合せとした。発電所の出力はピーク負荷継続時間を6時間として最大使用水量を算定する事により決定した。

ダム地点の年間堆砂量及び堆砂面標高は6.4.7に述べた通りである。貯水池の低水位は堆砂面標高及び取水口敷高標高を考慮し下記の通り設定した。

Table 9-7 Sediment Surface Level and Low Water Level of Köprübasi Reservoir

Dam Site	Catchment Area (km ²)	Design Sediment Surface Level (m)	Low Water Level (m)
M/P Dam	1,994	EL. 380.40	EL. 392.00
Upper Dam	1,959	EL. 388.40	EL. 400.00

放水水位は、放水路末端のDevrek川の水位と同標高とした。

(4) 開発計画代替案の比較検討結果

開発計画代替案の比較検討は、M/Pダム、Upperダムと M/P, A, B, C, D の各水路ルートとの組合せにより行い、また Dルートについては M/Pダム、Upperダムの有効貯水容量を $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ から $25 \times 10^6 \text{ m}^3$ まで9段階に変化させて行った。Table 9-8 に各代替案の概要を示し、Table 9-9 および Figure 9-7 に検討結果を示す。

(a) ダム地点

M/Pダム地点とUpperダム地点の比較検討をDおよびD'の水路ルートについて行った。Upperダム地点は、右岸アバット部後方に標高435 mの鞍部が存在し、有効貯水容量を $100 \times 10^6 \text{ m}^3$ 以上に設定するとこの部分に副ダムを設ける必要が生じ、経済性が急激に悪化する。一方M/Pダム地点は、前述の通り満水位 BL 437m、有効貯水容量 $163 \times 10^6 \text{ m}^3$ が地形的に上限であると判断されるが、経済的にも同様の傾向にあり、Upperダム地点より経済性に優れている。また(b)に述べる通り、水路ルートについての経済性の順位は D, A, B, C, M/Pとなる。

従って、M/Pダム地点は、どのような水路ルート、発電所形式との組合せに於いてもUpperダムサイトより経済性に優れている。

(b) 水路ルート、発電所形式

導水路トンネル・地表式水圧管路および地表式発電所形式であるA, B, Cルートの比較では、水圧鉄管路延長の一番短いAルート案が経済的に他の案よりも優れている。

地下式発電所と放水路によるDルート案とAルート案との比較では、Dルート案が経済的に優れている。またDルートはAルートに比較して、工事費が少ないだけでなく、損失落差も少ないため、出力、発生電力量はAルートを上廻っている。また、Dルートの建設工期は地下式発電所がクリティカルパスとはなっておらず、Aルートと同じ4年で足りる。

このため、Dルート地下式発電所を水路ルート、発電所形式として選定する。従って、ダムをM/Pダムとし、取水口直下流にトンネル式の水圧管路および地下

式発電所を配置し、放水路を末端部分を開渠とした無圧式トンネルとした代替案をレイアウトに関する最適開発計画代替案とし、代替案について貯水池規模、ダム高、発電規模に関する最適化を行う。

Table 9-8 Outline of Alternative Development Plan Concerning Layout (1)

Name of Case	UP-D200	UP-D175	UP-D150	UP-D125	UP-D100	UP-D75	UP-D50	UP-D25	MP-D200	MP-D175	MP-D163
	M/P										
Dam Site	Upper										
Waterway Route	D										
Reservoir											
Catchment Area	1,959.00	1,959.00	1,959.00	1,959.00	1,959.00	1,959.00	1,959.00	1,959.00	1,994.00	1,994.00	1,994.00
Annual Inflow	14.14	14.14	14.14	14.14	14.14	14.14	14.14	14.14	14.39	14.39	14.39
High Water Level	455.40	450.60	445.50	440.00	434.10	427.40	419.90	411.10	443.60	439.20	437.00
Low Water Level	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	392.00	392.00	392.00
Available Drawdown	55.40	50.60	45.50	40.00	34.10	27.40	19.90	11.10	51.60	47.20	45.00
Gross Storage Capacity	233	208	183	158	133	108	83	58	234	209	197
Effective Storage Capacity	200	175	150	125	100	75	50	25	200	175	163
Dam											
Type	113	109	104	98	92	85	78	69	117	112	110
Height from Foundation	940	850	750	590	390	300	270	240	600	560	540
Crest Length	9,189	7,603	5,942	4,179	2,803	2,021	1,372	1,210	6,152	5,934	5,025
Volume											
Headrace Tunnel											
Type	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diameters	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Length	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penstock											
Type	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface
Diameters	3.5	3.4	3.3	3.2	3.2	3.0	2.7	2.3	3.5	3.4	3.4
Length	282.00	282.00	282.00	282.00	282.00	282.00	282.00	282.00	271.00	271.00	271.00
Powerhouse											
Type	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface
Tailrace Tunnel											
Type	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure
Diameters	4.7	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	3.9	3.5	4.7	4.6	4.6
Length	6,270.00	5,270.00	6,270.00	6,270.00	6,270.00	6,270.00	6,270.00	6,270.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00
Channel Length	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
Development Plan											
Maximum Discharge	45	43	41	39	37	34	27	20	46	44	43
Tail Water Level	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00
Gross Head	213.93	210.73	207.33	203.67	199.73	195.27	190.27	184.40	203.40	200.47	199.00
Loss of Head	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	9.00	9.00	9.00
Effective Head	203.93	200.73	197.33	193.67	189.73	185.27	180.27	174.40	194.40	191.47	190.00
Installed Capacity	79	74	70	65	60	54	42	30	76	72	70

Table 9-8 Outline of Alternative Development Plan Concerning Layout (2)

Name of Case	M/P										
	MP-D150	MP-D125	MP-D100	MP-D75	MP-D50	MP-D25	MP-MP163	MP-A163	MP-B163	MP-C163	
Dam Site											
Waterway Route											
Reservoir											
Catchment Area	1,994.00	1,994.00	1,994.00	1,994.00	1,994.00	1,994.00	1,994.00	1,994.00	1,994.00	1,994.00	1,994.00
Annual Inflow	14.39	14.39	14.39	14.39	14.39	14.39	14.39	14.39	14.39	14.39	14.39
High Water Level	434.50	429.40	423.90	417.80	410.90	402.60	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00
Low Water Level	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00
Available Drawdown	42.50	37.40	31.90	25.80	18.90	10.60	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00
Gross Storage Capacity	184	159	134	109	84	59	197	197	197	197	197
Effective Storage Capacity	150	125	100	75	50	25	163	163	163	163	163
Dam											
Type											
Height from Foundation	108	102	97	91	84	76	110	110	110	110	110
Crest Length	530	520	490	430	400	370	540	540	540	540	540
Volume	4,689	4,052	3,436	2,844	2,284	1,654	5,025	5,025	5,025	5,025	5,025
Headrace Tunnel											
Type	-	-	-	-	-	-	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure
Diameters	-	-	-	-	-	-	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Length	-	-	-	-	-	-	2,300.00	5,460.00	4,970.00	3,980.00	
Penstock											
Type	Embedded is tunnel	Embedded is tunnel	Embedded is tunnel	Embedded is tunnel	Embedded is tunnel	Embedded is tunnel	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface
Diameters	3.4	3.3	3.2	3.0	2.7	2.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
Length	271.00	271.00	271.00	271.00	271.00	271.00	2,500.00	890.00	1,180.00	1,430.00	
Powerhouse											
Type	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface
Tailrace Tunnel											
Type	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	-	-	-	-	-
Diameters	4.5	4.4	4.3	4.2	3.9	3.5	-	-	-	-	-
Length	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	-	-	-	-	-
Channel Length	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	700.00	480.00	230.00	630.00	
Development Plan											
Maximum Discharge	42	40	37	34	27	21	43	43	43	43	43
Tail Water Level	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	222.00	223.00	223.00	223.00	223.00
Gross Head	197.33	193.93	190.27	186.20	181.60	176.07	200.00	199.00	199.00	199.00	199.00
Loss of Head	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	21.00	14.00	14.00	14.00	15.00
Effective Head	188.33	184.93	181.27	177.20	172.60	167.07	179.00	185.00	185.00	184.00	184.00
Installed Capacity	67	63	57	51	39	30	56	68	66	67	67

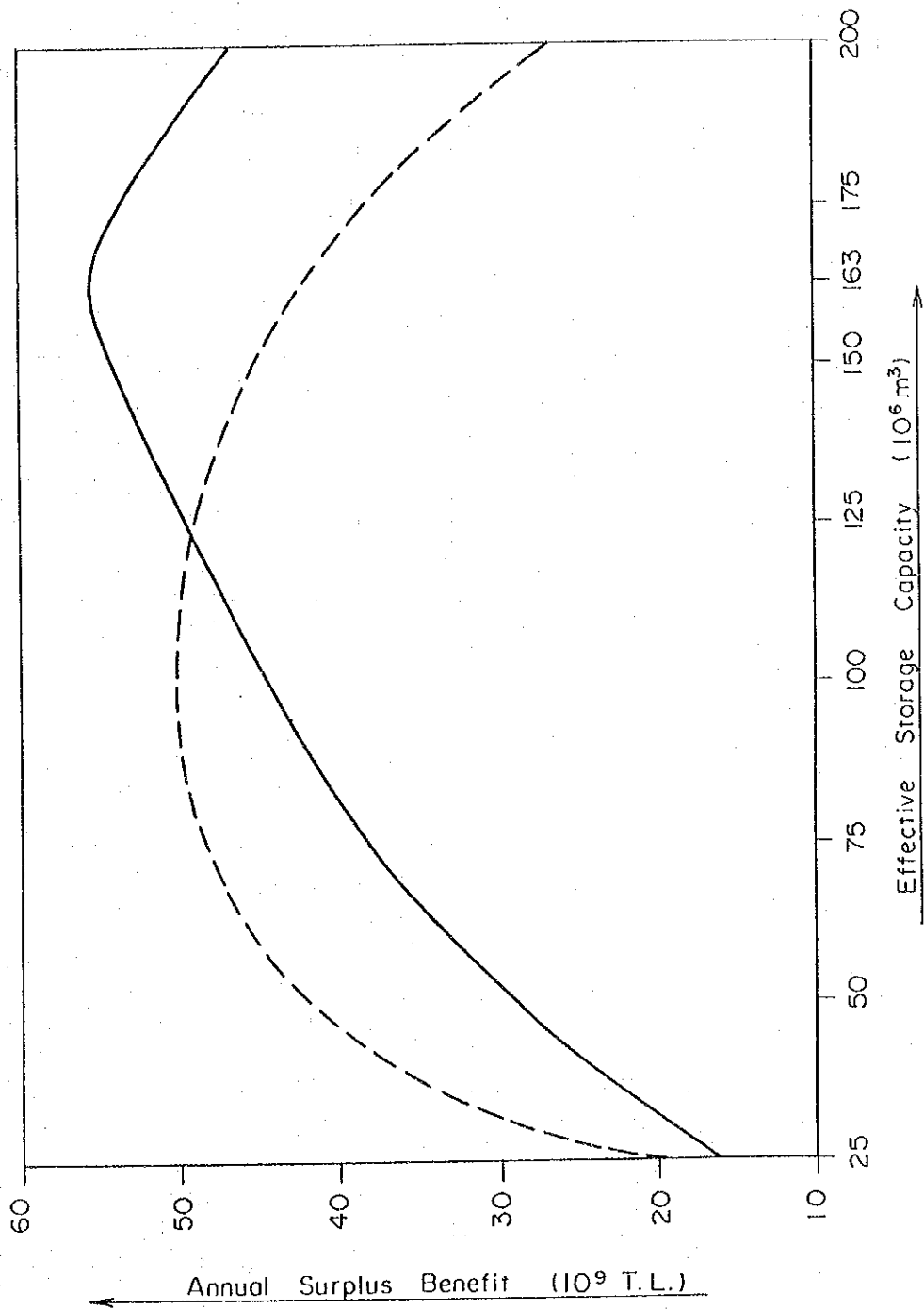


Figure 9-7

Comparative Study on Dam Site

Table 9-9 Comparative Study on Alternative Development Plan Concerning Layout (1)

Description	Name of Case	Upper										M/P			
		UP-D200	UP-D175	UP-D150	UP-D125	UP-D100	UP-D75	UP-D50	UP-D25	MP-D200	MP-D175	MP-D163			
		D										D			
Dam Site															
Waterway Route															
High Water Level	m	455.40	450.60	445.50	440.00	434.10	427.40	419.90	411.10	443.60	439.20	437.00			
Low Water Level	m	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	400.00	392.00	392.00	392.00			
Available Drawdown	m	55.40	50.60	45.50	40.00	34.10	27.40	19.90	11.10	51.60	47.20	45.00			
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	233	208	183	158	133	108	83	58	234	209	197			
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	200	175	150	125	100	75	50	25	200	175	163			
Tail Water Level	m	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00			
Effective Head	m	203.93	200.73	197.33	193.67	189.73	185.27	174.40	164.40	194.40	191.47	190.00			
Maximum Discharge	m ³ /s	45	43	41	39	37	34	27	20	46	44	43			
Installed Capacity	MW	79	74	70	65	60	54	42	30	76	72	70			
Firm Peak Power	MW	71.3	69.1	66.3	60.5	55.8	50.2	41.0	29.2	58.6	57.2	56.0			
Energy Production															
Average Energy	GWh	226.9	220.5	218.7	209.7	207.1	199.8	186.2	150.5	218.3	214.6	212.1			
Firm Energy	GWh	172.9	160.5	153.9	140.8	131.9	118.6	93.7	65.4	166.3	156.2	151.8			
Unit Benefit Value															
Firm Peak Power	T.L./kW	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506			
Average Energy	T.L./KWh	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33			
Benefit															
Firm Peak Power	10 ⁹ T.L.	158.2	153.2	147.2	134.1	123.8	111.4	91.0	64.8	153.3	150.2	147.5			
Average Energy	10 ⁹ T.L.	41.1	40.0	39.6	38.0	37.5	36.2	33.7	27.3	39.2	39.2	38.7			
Total	10 ⁹ T.L.	199.3	193.2	186.8	172.1	161.3	147.6	124.8	92.1	193.1	189.3	186.2			
Investment Cost															
Civil Facilities	10 ⁹ T.L.	1,298.2	1,160.2	1,015.1	873.5	753.6	653.8	527.8	462.5	1,049.8	959.1	916.0			
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁹ T.L.	372.1	357.0	348.0	331.9	318.1	303.8	287.5	232.0	353.6	338.4	334.3			
Total	10 ⁹ T.L.	1,670.3	1,517.2	1,363.1	1,205.4	1,071.8	957.5	795.3	694.5	1,403.4	1,297.5	1,250.3			
Annual Cost															
Civil Facilities	10 ⁹ T.L.	131.1	117.2	102.5	88.2	76.1	66.0	53.3	46.7	106.0	96.9	92.5			
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁹ T.L.	42.4	40.7	39.7	37.8	36.3	34.6	30.5	26.5	40.3	38.5	38.1			
Total	10 ⁹ T.L.	173.5	157.9	142.2	126.1	112.4	100.7	83.8	73.2	146.3	135.4	130.6			
Annual Surplus Benefit (B-C)	10 ⁹ T.L.	27.2	36.7	46.0	47.3	50.1	48.0	41.9	19.6	46.8	53.9	55.6			
Benefit Cost Ratio (B/C)		1.16	1.23	1.32	1.36	1.45	1.48	1.50	1.27	1.32	1.40	1.43			
Unit Annual Cost	T.L./KWh	765	716	650	601	543	504	450	486	670	631	616			

Table 9-9 Comparative Study on Alternative Development Plan Concerning Layout (2)

Description	Name of Case	MP-D150	MP-D125	MP-D100	MP-D75	MP-D50	MP-D25	M/P				MP-D163	
								A	B	C	D		
Dam Site													
Waterway Route													
High Water Level	m	434.50	429.40	423.90	417.80	410.90	402.60	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00
Low Water Level	m	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	329.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00
Available Drawdown	m	42.50	37.40	31.90	25.80	18.90	10.60	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	184	159	134	109	84	59	197	197	197	197	197	197
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	150	125	100	75	50	25	163	163	163	163	163	163
Tail Water Level	m	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	222.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00
Effective Head	m	188.33	184.93	181.27	177.20	172.60	167.07	179.00	185.00	185.00	184.00	184.00	190.00
Maximum Discharge	m ³ /s	42	40	37	34	27	21	43	43	43	43	43	43
Installed Capacity	MW	67	63	57	51	39	30	66	68	68	67	67	70
Firm Peak Power	MW	63.5	58.6	53.0	47.4	38.1	29.2	62.2	64.3	64.3	63.9	63.9	66.0
Energy Production													
Average Energy	GWh	209.3	203.3	196.8	188.7	172.9	150.5	199.8	206.5	206.5	205.4	205.4	212.1
Firm Energy	GWh	147.3	136.5	125.3	112.0	87.0	65.4	143.0	147.8	147.8	147.0	147.0	151.8
Unit Benefit Value													
Firm Peak Power	T.L./KW	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506	2,326,506
Average Energy	T.L./KWh	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33
Benefit													
Firm Peak Power	10 ⁹ T.L.	141.9	130.9	118.4	105.9	85.1	65.3	138.9	143.6	143.6	142.8	142.8	147.5
Average Energy	10 ⁹ T.L.	38.2	37.1	35.9	34.4	31.5	27.5	36.5	37.7	37.7	37.5	37.5	38.7
Total	10 ⁹ T.L.	180.1	168.0	154.3	140.4	116.7	92.7	175.4	181.3	181.3	180.3	180.3	186.2
Investment Cost													
Civil Facilities													
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁹ T.L.	883.3	818.8	749.2	680.5	602.1	509.9	900.0	977.1	977.1	952.2	952.2	916.0
Total	10 ⁹ T.L.	1,210.0	1,132.9	1,051.1	967.6	834.0	733.0	1,360.2	1,327.9	1,327.9	1,335.6	1,344.3	1,250.3
Annual Cost													
Civil Facilities													
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁹ T.L.	89.2	82.7	75.7	68.7	60.8	51.5	90.9	98.7	98.7	97.2	96.5	92.5
Total	10 ⁹ T.L.	126.5	118.5	110.1	101.5	89.5	76.9	143.4	138.7	138.7	139.8	140.8	130.6
Annual Surplus Benefit (B/C)													
Benefit Cost Ratio (B/C)	10 ⁹ T.L.	53.6	49.5	44.2	38.9	27.2	15.8	32.0	42.6	42.6	41.5	39.5	55.6
Unit Annual Cost (Average)	T.L./KWh	1.42	1.42	1.40	1.38	1.30	1.21	1.22	1.31	1.31	1.30	1.28	1.43
Unit Annual Cost (Average)	T.L./KWh	604	583	560	538	518	511	717	671	671	677	666	616