

9.2.3 貯水池規模

(1) 貯水池運用計画

Köprübaşıダム地点の年平均流入量は $14.39\text{ m}^3/\text{s}$ で、3月～5月の融雪期が豊水期にあたりこの時期に年間流入量の60%が流入する。渇水期にあたる12月～2月の流入量は、年間流入量の8%であり、流入量の季節変動幅は小さくない。また年間流入量の最小値は、平均流入量の37%、最大値は平均流入量の164%であり、年間流入量の最大値は最小値の4.5倍である。

この様にKöprübaşı計画地点の流入量は、季節変動および経年変動ともかなり大きく、発電への有効利用を図るには、ある程度の貯水池容量が必要である。

Köprübaşı計画の貯水池容量は、満水位標高 437mで有効貯水容量 $163 \times 10^6 \text{ m}^3$ が確保できる。この程度の調整容量では、流入量を完全に平均化する事はできないが、貯水池からの溢水量を最小限に抑える事は可能である。

従って、Köprübaşı貯水池の運用操作ルールは次の諸点を考慮して設定した。

- (a) 豊水年の出水を貯留して渇水年に補給し、保証使用水量を出来るだけ大きくする。
- (b) 一年の内では、豊水期の出水を貯留して渇水期に補給するよう運用する。
- (c) 貯水池の無効溢水を出来るだけ小さくするよう運用する。
- (d) 長期にわたり安定した出力が確保でき、かつ発生電力量が大きくなるよう運用する。

計算は、電子計算機により月平均流量を用いて行い、1956年10月から1991年9月までの36年間を対象とした。保証使用水量は、36年間のうち95%の期間は使用出来る流量と定義し、流入量のマスクープを用いて経年貯留も考慮して保証使用水量が最も大きくなよように決定した。Figure 9-8 にKöprübaşı貯水池流入量のマスクープ、Figure 9-9 にKöprübaşı貯水池の有効容量と保証使用水量の関係を示す。なお、貯水池の運用計画には湖面よりの蒸発量は微少であるため考慮しない事とした。

水車、発電機の水位による効率の変化を考慮し、かつ基準取水位より水位の高い時は最大出力に合わせて最大使用水量を絞ることとし、基準取水位より水位の低い時は、落差の低下による最大使用水量の低下を考慮した。なお、基準取水位は満水位より利用水深の1/3だけ低い水位とした。

Figure 9-10 に電力量計算の手順及び Figure 9-11 に貯水池の運用ルールを示す。運用ルールは、便宜上、保証使用水量を確保するためのルールカーブVs一本とした。Vsは36年間の流入量について各ケース毎に保証使用水量を放流することにより95%以上の確率でLWLを割らないための必要確保容量を求め、それらの各点の包絡線とした。

(2) 最適貯水池規模

貯水池の満水位、有効貯水容量は経済的に最も有利となる様決定する事とし、最適レイアウトとして選定されたDレイアウトについてケースを設定し比較検討を行った。

ダム地点と水路ルートのコボ合せによるレイアウトの最適化の場合、低水位を堆砂容量および取水口押し込み水頭による最低取水水位に固定して満水位を变化させる事により、異なる有効貯水容量の比較ケースを設定したが、満水位、有効貯水容量の最適化では、満水位だけでなく低水位も变化させ、ダムの高さによるダム規模も最適化の要素として比較検討を行った。

Table 9-10 に各比較代替案の概要を示し、Table 9-11 および Figure 9-12 に検討結果を示す。

検討結果では同一有効貯水容量では満水位が低い。すなわちダム規模が小さい程経済的に優れており、低水位を上昇させ落差像を因るメリットが無い。

満水位は BL 437.00m、有効貯水容量 163×10^9 m³が最適貯水池規模となる。

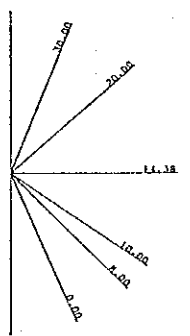
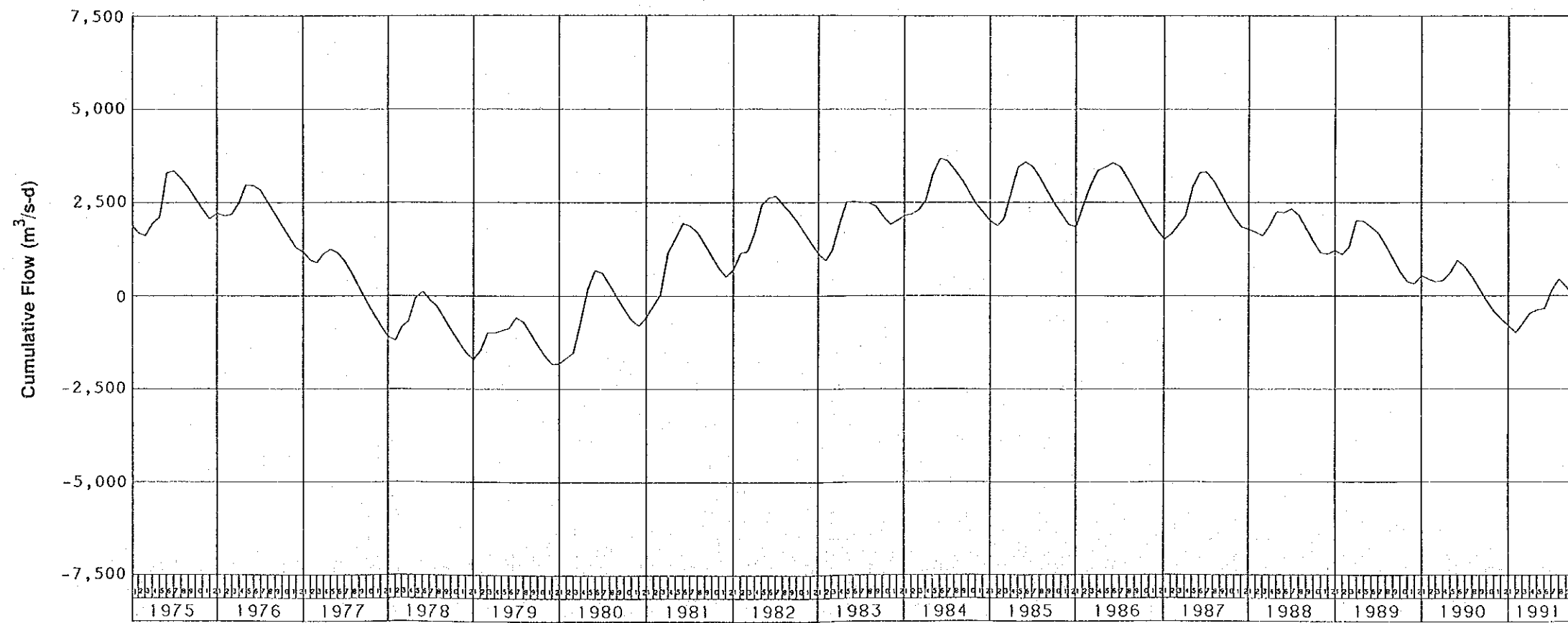
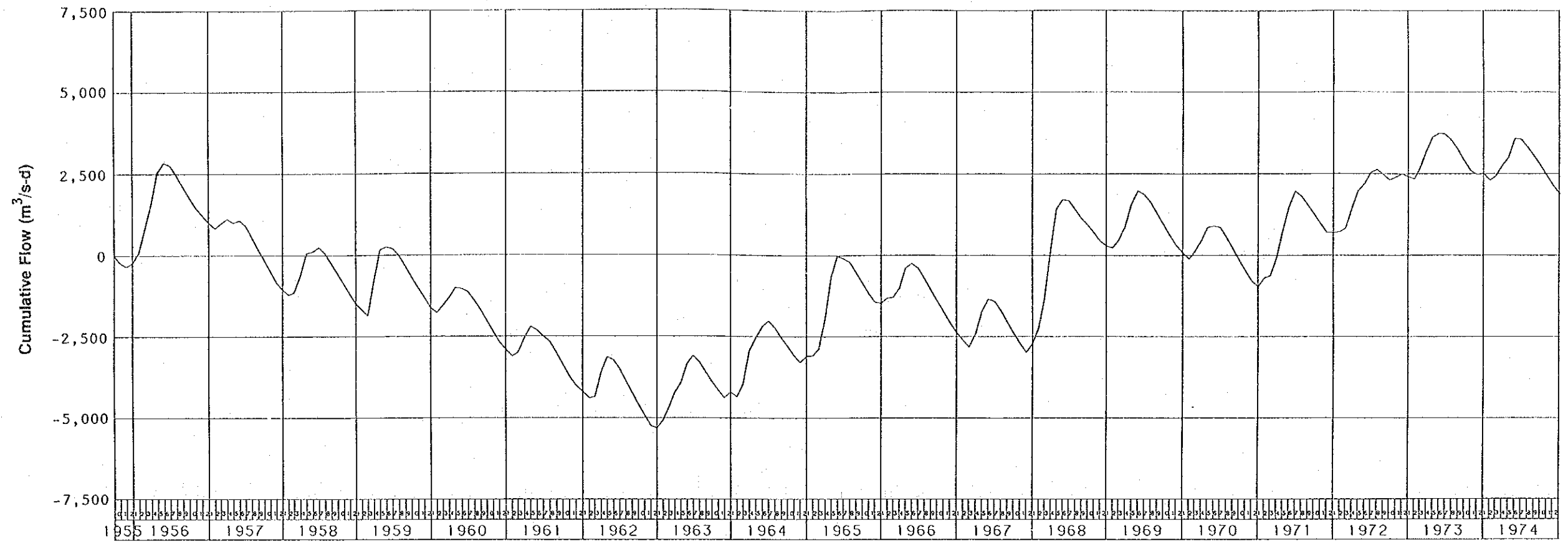


Figure 9-8 Mass Curve at Köprübaşı Dam Site

Table 9-15 Preliminary Estimated Cost of Optimum Development Plan of Köprübaşı Project

Unit: 10⁹ T.L.

Item	
Civil Work	
Relocation Road	41.0
Clamp Facilities	10.0
Care of River	22.4
Dam	248.0
Spillway	44.9
Outlet works	2.7
Intake	3.9
Penstock	5.0
Powerhouse	48.8
Tailrace	100.6
Switchyard	3.4
Sub-total	479.7
Hydraulic Equipment	39.7
Electro-Mechanical Equipment	182.7
Transmission Line	43.1
Total Cost	878.1
Contingency	94.9
Engineering and Administration Cost	119.6
Land Aquisition	81.9
Interest during Construction	157.7
Grand Total	1,250.3

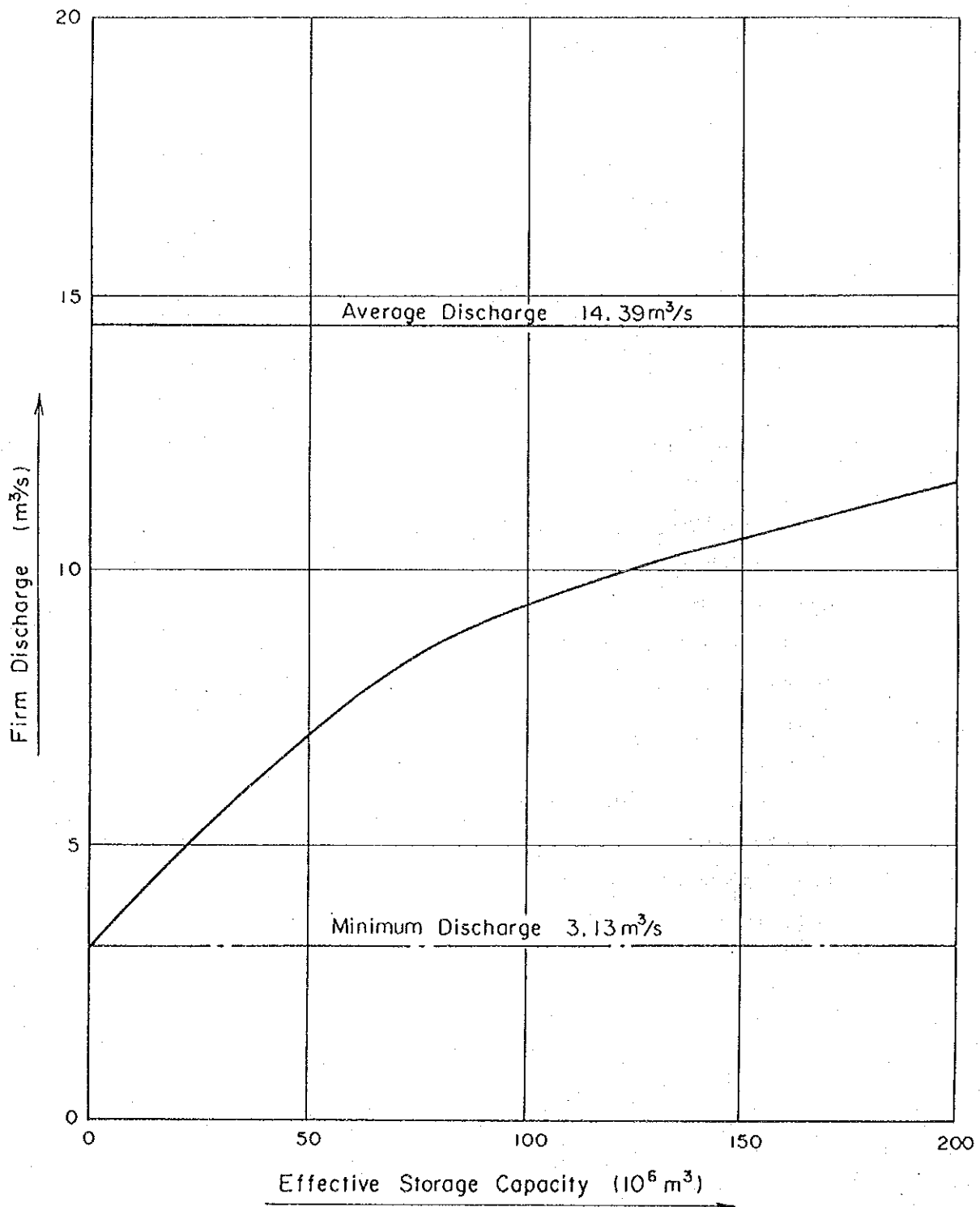


Figure 9-9 Effective Storage Capacity and Firm Discharge at Köprübaşı Dam Site

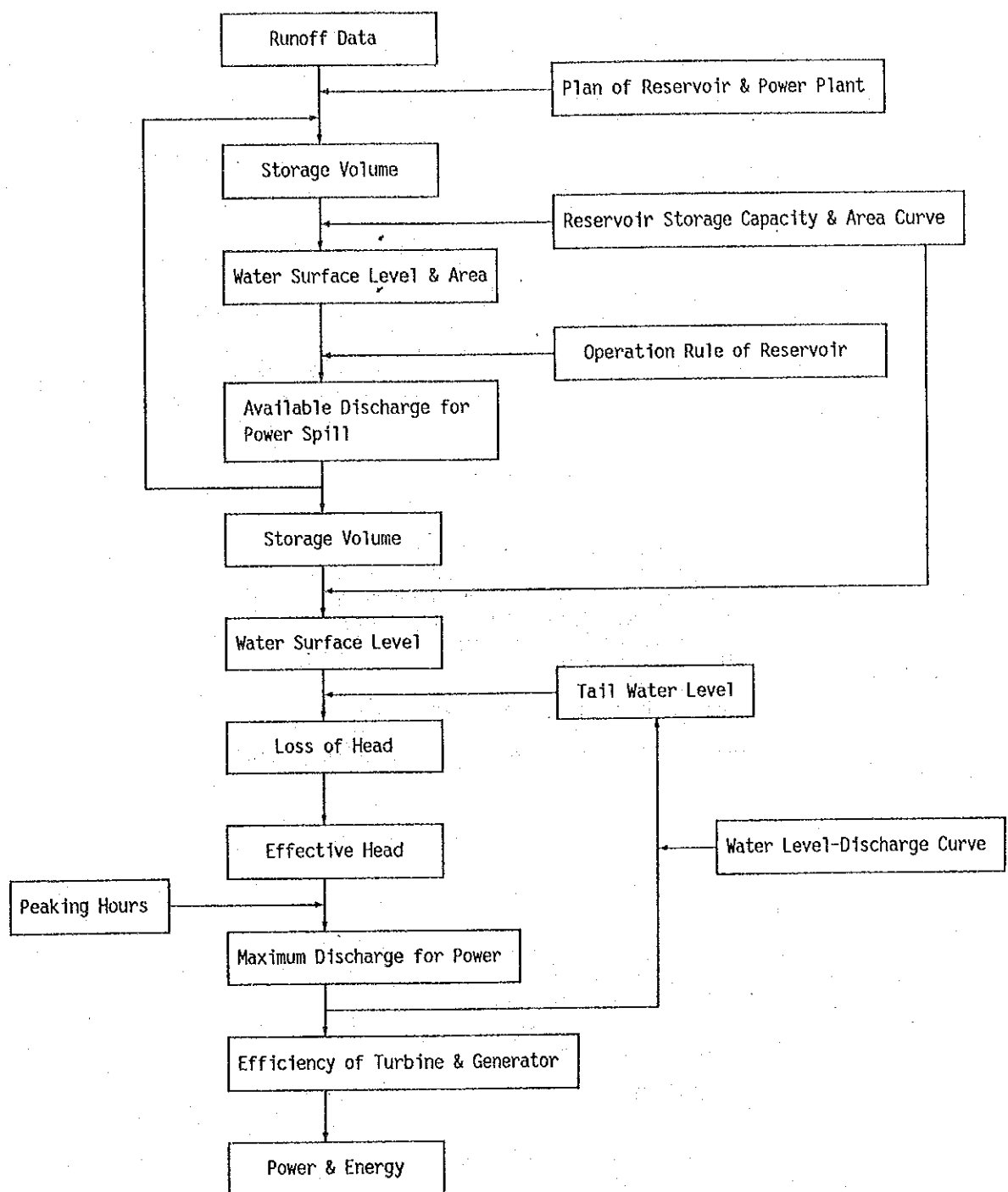
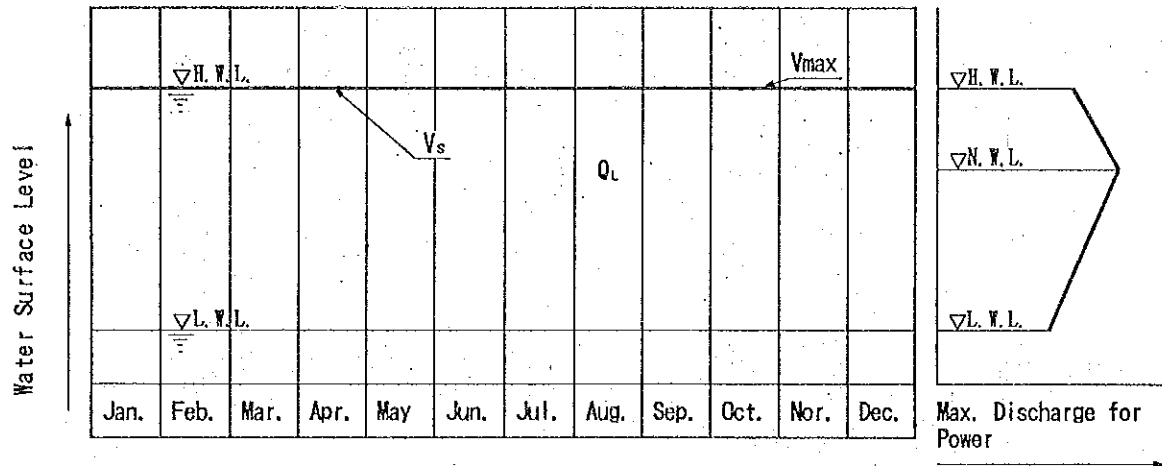


Figure 9-10 Flow Chart of Calculation of Power and Energy



Symbols

- V_{n-1} : Storage at the end of previous month
- V_n : Storage at the end of current month
- V_n' : Temporary storage at the end of current month
- V_{max} : Maximum storage (Effective storage capacity)
- V_s : Secured storage for firm discharge
- f_n : Spill in current month
- q_n : Inflow in current month
- Q_n : Available discharge for power in current month
- Q_L : Firm discharge for power
- Q_H : Maximum discharge for power, variable depending on water level

Operation Rule

$$V_n' = V_{n-1} + q_n$$

$$1. \quad V_n' \geq V_{max}$$

- (1) $V_n' - V_{max} \geq Q_H - Q_n \rightarrow Q_n = Q_H$
- (2) $Q_H > V_n' - V_{max} \geq Q_L - Q_n \rightarrow Q_n = V_n' - V_{max}$
- (3) $Q_L > V_n' - V_{max} \rightarrow Q_n = Q_L$

$$2. \quad V_s > V_n'$$

- (1) $V_n' \geq Q_L - Q_n \rightarrow Q_n = Q_L$
- (2) $Q_L > V_n' - Q_n \rightarrow Q_n = V_n'$

$$V_n' = V_{max} - Q_n \geq 0.0 - f_n \rightarrow V_n' = V_{max} - Q_n$$

$$V_n' = V_{max} - Q_n < 0.0 - f_n \rightarrow f_n = 0.0$$

$$V_n = V_n' - Q_n - f_n$$

Figure 9-11 Operation Rule of Reservoir

Table 9-10 Outline of Alternative Development Plan Concerning Reservoir Scale (1)

Description	Name of Case												
	MP-D200-1	MP-D175-1	MP-D163-1	MP-D150-1	MP-D125-1	MP-D100-1	MP-D75-1	MP-D50-1	MP-D25-1	MP-D175-2	MP-D163-2		
M/P													
D													
Waterway Route													
Reservoir													
Catchment Area	Km ²	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	m ³ /S	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	m	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	
Low Water Level	m	392.00	402.60	406.80	410.90	417.80	423.90	434.50	439.20	439.20	439.20	439.20	
Available Drawdown	m	51.60	41.00	36.80	32.70	25.80	19.70	9.10	4.40	4.40	4.40	4.40	
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	200	175	163	150	125	100	50	25	175	175	175	
Dam													
Type		117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	
Height from Foundation	m	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	
Crest Length	m	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	
Volume	10 ⁶ m ³	6,152	6,152	6,152	6,152	6,152	6,152	6,152	6,152	6,152	6,152	6,152	
Headrace Tunnel													
Type		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Diameters	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Length	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Penstock													
Type		Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	
Diameters	m	3.7	3.6	3.6	3.6	3.6	3.3	3.2	2.9	2.5	3.6	3.6	
Length	m	271.00	285.84	291.72	297.46	307.12	315.66	323.36	330.50	337.08	271.00	278.56	
Powerhouse													
Type		Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	
Tailrace Tunnel													
Type		Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	
Diameters	m	4.7	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	3.9	3.5	4.6	4.6	
Length	m	4,999.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	
Channel Length	m	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	m ³ /S	46.00	44.00	43.00	42.00	40.00	37.00	34.00	27.00	21.00	44	43	
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	
Gross Head	m	263.40	265.93	268.33	269.70	272.00	274.03	275.87	277.57	279.13	280.47	281.27	
Loss of Head	m	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	
Effective Head	M	194.40	197.93	199.33	200.70	203.00	205.03	206.87	208.57	210.13	191.47	193.27	
Installed Capacity	MW	76	74	73	72	69	65	60	48	37	72	71	

Table 9-10 Outline of Alternative Development Plan Concerning Reservoir Scale (2)

Description	M/P											MP-D75-3
	MP-D150-2	MP-D125-2	MP-D100-2	MP-D75-2	MP-D50-2	MP-D25-2	MP-D163-3	MP-D150-3	MP-D125-3	MP-D100-3	MP-D75-3	
Dam Site												
Waterway Route												
D												
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	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	14.39
High Water Level	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20
Low Water Level	402.60	410.90	417.80	423.90	429.40	434.50	392.00	398.00	407.20	414.60	421.10	421.10
Available Drawdown	36.60	28.30	21.40	15.30	9.80	4.70	45.00	39.00	29.80	22.40	15.90	15.90
Gross Storage Capacity	209	209	209	209	209	209	197	197	197	197	197	197
Effective Storage Capacity	150	125	100	75	50	25	163	150	125	100	75	75
Dam												
Type	112	112	112	112	112	112	112	110	110	110	110	110
Height from Foundation	560	560	560	560	560	560	540	540	540	540	540	540
Crest Length	5,334	5,334	5,334	5,334	5,334	5,334	5,025	5,025	5,025	5,025	5,025	5,025
Volume	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Headrace Tunnel												
Type	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diameters	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Length	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penstock												
Type	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel
Diameters	3.6	3.5	3.3	3.2	2.9	2.5	3.6	3.6	3.5	3.3	3.2	3.2
Length	295.84	297.46	307.12	315.66	323.36	330.50	271.00	279.40	292.28	302.64	311.74	311.74
Powerhouse												
Type	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground
Tailrace Tunnel												
Type	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure
Diameters	4.5	4.4	4.3	4.2	3.9	3.5	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	4.2
Length	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	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	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
Development Plan												
Maximum Discharge	42	40	37	34	27	21	43	42	40	37	34	34
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	223.00
Gross Head	204.00	206.77	209.07	211.10	212.92	214.63	199.00	201.00	204.07	206.53	208.70	208.70
Loss of Head	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
Effective Head	195.00	197.77	200.07	202.10	203.93	205.63	190.00	192.00	195.07	197.53	199.70	199.70
Installed Capacity	70	67	63	58	47	37	70	69	66	62	58	58

Table 9-10 Outline of Alternative Development Plan Concerning Reservoir Scale (3)

Description	M/P											MP-D75-5
	MP-D50-3	MP-D25-3	MP-D150-4	MP-D125-4	MP-D100-4	MP-D75-4	MP-D50-4	MP-D25-4	MP-D125-5	MP-D100-5	MP-D75-5	
D												
Waterway Route												
Reservoir												
Catchment Area	Xm ²	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	m ³ /s	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	m	437.00	437.00	434.50	434.50	434.50	434.50	434.50	434.50	429.40	429.40	429.40
Low Water Level	m	426.90	432.20	392.00	402.60	410.90	417.80	423.90	429.40	392.00	402.60	410.90
Available Drawdown	m	10.10	4.80	42.50	31.90	23.60	16.70	10.60	5.10	37.40	26.80	18.50
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	197	197	184	184	184	184	184	184	159	159	159
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	50	25	150	125	100	75	50	25	125	100	75
Dam												
Type												
Height from Foundation	m	110	110	108	108	108	108	108	108	102	102	102
Crest Length	m	540	540	430	430	430	430	430	430	520	520	520
Volume	10 ⁶ m ³	5,025	5,025	4,689	4,689	4,689	4,689	4,689	4,689	4,052	4,052	4,052
Headrace Tunnel												
Type												
Diameters	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Length	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penstock												
Type												
Diameters	m	2.9	2.5	3.6	3.5	3.3	3.2	2.9	2.5	3.5	3.3	3.2
Length	m	319.86	327.28	271.00	285.84	297.46	307.12	315.66	323.36	271.00	285.84	297.46
Powerhouse												
Type												
Tailrace Tunnel												
Type												
Diameters	m	3.9	3.5	4.5	4.4	4.3	4.2	3.9	3.5	4.4	4.3	4.2
Length	m	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00
Channel Length	m	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	m ³ /s	27.00	21.00	42.00	40.00	37.00	34.00	27.00	21.00	40	37	34
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
Gross Head	m	210.63	212.40	197.33	200.87	203.63	205.93	207.97	209.80	193.93	197.47	200.23
Loss of Head	m	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
Effective Head	m	201.63	203.40	188.33	191.87	194.62	196.93	198.97	200.80	184.93	188.47	191.23
Installed Capacity	MW	4.6	3.6	6.7	6.5	6.1	5.7	4.6	3.6	6.3	5.9	5.5

Table 9-10 Outline of Alternative Development Plan Concerning Reservoir Scale (4)

Description	M/P											
	MP-D50-5	MP-D25-5	MP-D100-6	MP-D75-6	MP-D50-6	MP-D25-6	MP-D75-7	MP-D50-7	MP-D25-7	MP-D50-8	MP-D25-8	MP-D25-9
D												
Waterway Route												
Reservoir												
Catchment Area	Ka ²	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	m ³ /S	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	m	429.40	429.40	423.90	423.90	423.90	417.80	417.80	417.80	410.90	410.90	402.60
Low Water Level	m	417.80	392.00	392.00	402.60	417.80	392.00	402.60	410.90	392.00	402.60	392.00
Available Drawdown	m	11.60	5.50	31.90	21.30	6.10	25.80	15.20	6.90	18.90	8.30	10.60
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	159	159	134	134	134	109	109	109	84	84	59
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	50	25	100	75	50	75	50	25	50	25	25
Dam												
Type	m	102	102	97	97	97	91	91	91	84	84	76
Height from Foundation	m	520	520	490	490	490	430	430	430	400	400	370
Crest Length	m	4,032	4,032	3,436	3,436	3,436	2,844	2,844	2,844	2,284	2,284	1,654
Volume	10 ⁶ m ³											
Headrace Tunnel												
Type	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diameters	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Length	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penstock												
Type	m	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel	Embedded in Tunnel
Diameters	m	2.9	2.5	3.3	3.2	2.9	3.2	2.9	2.5	2.9	2.5	2.4
Length	m	307.12	315.66	271.00	285.84	297.46	271.00	285.84	297.46	271.00	264.84	271.00
Powerhouse												
Type	m	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground	Underground
Tailrace Tunnel												
Type	m	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure	Nonpressure
Diameters	m	3.9	3.5	4.3	4.2	3.9	4.2	3.9	3.5	3.9	3.5	3.5
Length	m	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00	4,899.00
Channel Length	m	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	m ³ /S	27	21	37	34	27	34	27	21	27	21	21
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
Gross Head	m	202.53	204.57	190.27	193.80	196.57	186.20	189.73	192.50	181.60	185.13	176.07
Loss of Head	m	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
Effective Head	m	193.53	195.57	181.27	184.80	187.57	177.20	180.73	183.50	172.60	176.13	167.07
Installed Capacity	MW	44	35	57	53	43	51	41	33	39	31	30

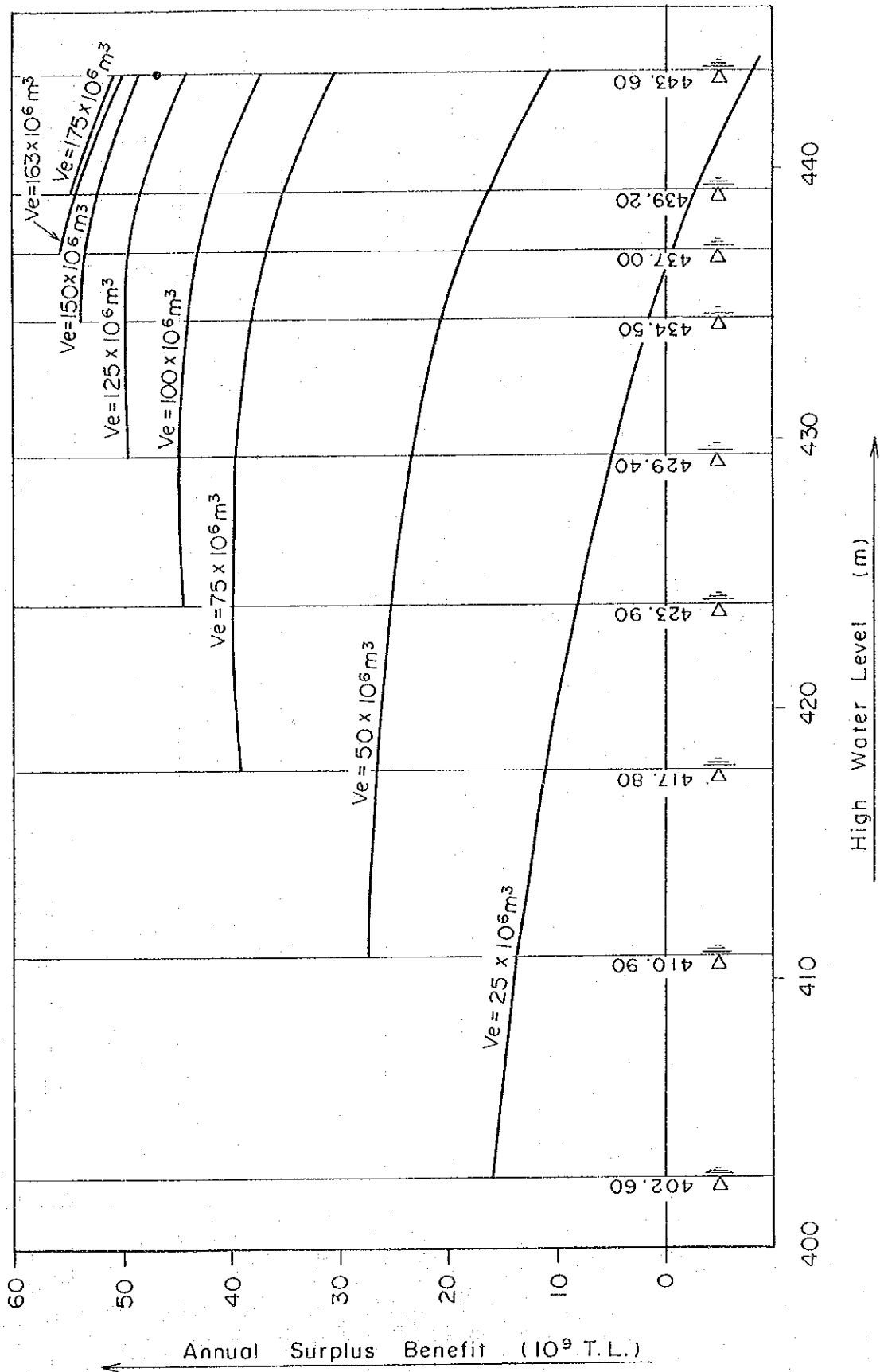


Figure 9-12 Comparative Study on Development Alternative Concerning Reservoir Scale

Table 9-11 Comparative Study on Development Alternative Concerning Reservoir Scale (1)

Description	Name of Case	MP-D200-1	MP-D175-1	MP-D163-1	MP-D150-1	MP-D125-1	MP-D100-1	MP-D75-1	MP-D50-1	MP-D25-1	
		M/P									
Dam Site		Alta-D									
Waterway Route											
High Water Level	m	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	443.60	
Low Water Level	m	392.00	402.60	406.80	410.90	417.90	423.90	429.40	434.50	439.20	
Available Drawdown	m	51.60	41.00	36.80	32.70	25.80	19.70	14.20	9.10	4.40	
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	234	234	234	234	234	234	234	234	234	
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	200	175	163	150	125	100	75	50	25	
Tail Water Level	m	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	
Effective Head	m	194.40	187.93	199.33	200.70	203.00	205.03	206.87	208.57	210.13	
Maximum Discharge	m ³ /s	46	44	43	42	40	37	34	27	21	
Installed Capacity	MW	76	74	73	72	69	65	60	48	37	
Firm Peak Power	MW	68.6	69.6	69.1	68.1	65.4	61.5	57.4	47.0	37.3	
Energy Production											
Average Energy	GWh	218.3	219.9	219.9	220.0	219.9	218.9	217.0	206.1	188.6	
Firm Energy	GWh	166.3	162.4	158.5	156.3	151.5	141.2	130.3	104.8	82.9	
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	
Average Energy	T.L./KWH	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	
Benefit											
Firm Peak Power	10 ⁶ T.L.	153.3	155.5	154.4	152.2	146.1	137.4	128.3	105.0	83.4	
Average Energy	10 ⁶ T.L.	39.8	40.1	40.1	40.1	40.1	40.0	39.6	37.6	34.4	
Total	10 ⁶ T.L.	193.1	195.7	194.5	192.3	186.3	177.4	167.9	142.6	117.8	
Investment Cost											
Civil Facilities	10 ⁶ T.L.	1,049.8	1,042.4	1,039.1	1,036.1	1,028.7	1,021.5	1,012.3	991.6	967.8	
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁶ T.L.	353.6	347.3	343.9	343.6	335.9	324.6	308.3	278.1	248.4	
Total	10 ⁶ T.L.	1,043.4	1,389.7	1,383.1	1,379.6	1,364.6	1,346.1	1,320.7	1,269.7	1,216.1	
Annual Cost											
Civil Facilities	10 ⁶ T.L.	106.0	105.3	105.0	104.6	103.9	103.2	102.2	100.2	97.7	
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁶ T.L.	40.3	39.6	39.2	39.2	38.3	37.0	35.1	31.7	28.3	
Total	10 ⁶ T.L.	146.3	144.9	144.2	143.8	142.2	140.2	137.4	131.9	126.1	
Annual Surplus Benefit (B-C)	10 ⁶ T.L.	46.8	50.8	50.4	48.5	44.1	37.2	30.5	10.8	-8.3	
Benefit Cost Ratio (B/C)		1.32	1.35	1.35	1.34	1.31	1.27	1.22	1.08	0.93	
Unit Annual Cost	T.L./KWh	670	659	655	654	647	640	633	640	668	

Table 9-11 Comparative Study on Development Alternative Concerning Reservoir Scale (2)

Description	MIP									
	MP-D175-2	MP-D163-2	MP-D150-2	MP-D125-2	MP-D100-2	MP-D75-2	MP-D50-2	MP-D25-2	MP-D163-3	
MIP										
Alta-D										
Dam Site	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	439.20	437.00
Waterway Route	392.00	397.40	402.60	410.90	417.80	423.90	429.40	434.50	439.20	392.00
High Water Level	47.20	41.80	36.60	28.30	21.40	15.30	9.80	4.70	4.70	45.00
Low Water Level	209	209	209	209	209	209	209	209	209	197
Available Drawdown	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
Gross Storage Capacity	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00
Effective Storage Capacity	191.47	193.27	195.00	197.77	200.07	202.10	203.93	205.63	205.63	190.00
Tail Water Level	44	43	42	40	37	34	27	21	21	43
Effective Head	72	71	70	67	63	58	47	37	37	70
Maximum Discharge	67.2	66.9	65.9	63.4	59.7	55.9	45.9	36.5	36.5	66.0
Installed Capacity	214.6	214.8	214.8	214.9	213.9	212.4	201.8	184.3	184.3	212.1
Firm Peak Power	156.2	154.1	151.8	147.2	136.9	127.8	102.6	80.8	80.8	151.8
Firm Energy	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	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33
Firm Energy	150.2	149.5	147.3	141.7	133.4	124.9	102.6	81.6	81.6	147.5
Average Energy	39.2	39.2	39.2	39.2	39.0	38.8	36.8	33.6	33.6	38.7
Total	189.3	188.7	186.5	180.9	172.4	163.7	139.4	115.2	115.2	186.2
Investment Cost	959.1	956.5	953.3	945.5	938.4	929.6	909.0	885.1	885.1	916.0
Civil Facilities	338.4	339.6	339.6	334.0	322.8	307.4	279.8	250.7	250.7	334.3
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	1,297.5	1,296.1	1,293.0	1,279.6	1,261.2	1,237.0	1,188.8	1,135.8	1,135.8	1,250.3
Total	96.9	96.6	96.3	95.5	94.8	93.9	91.8	89.4	89.4	92.5
Civil Facilities	38.6	38.7	38.7	38.1	36.8	35.0	31.9	28.6	28.6	38.1
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	135.4	135.3	135.0	133.6	131.6	128.9	123.7	118.0	118.0	130.6
Total	53.9	53.4	51.5	47.3	40.9	34.7	15.7	-2.8	-2.8	55.6
Annual Surplus Benefit (B-C)	1.40	1.39	1.38	1.35	1.31	1.27	1.13	0.98	0.98	1.43
Benefit Cost Ratio (B/C)	631	630	628	622	615	607	613	640	640	616
Unit Annual Cost										

Table 9-11 Comparative Study on Development Alternative Concerning Reservoir Scale (3)

Description	Name of Case	MP-D150-3	MP-D125-3	MP-D100-3	MP-D75-3	MP-D50-3	MP-D25-3	MP-D150-4	MP-D125-4	MP-D100-4
		M/P								
Dam Site	M/P									
Waterway Route	Alta-D									
High Water Level	m	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	434.50	434.50	434.50
Low Water Level	m	398.00	407.20	414.60	421.10	426.90	432.20	392.00	402.60	410.90
Available Drawdown	m	39.00	29.80	22.40	15.90	10.10	4.80	42.50	31.90	23.60
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	197	197	197	197	197	197	184	184	184
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	150	125	100	75	50	25	150	125	100
Tail Water Level	m	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00
Effective Head	m	192.00	195.07	197.53	199.70	201.63	203.40	188.33	191.87	194.63
Maximum Discharge	m ³ /s	42	40	37	34	27	21	42	40	37
Installed Capacity	MW	69	66	62	58	46	36	67	65	61
Firm Peak Power	MW	64.8	62.4	58.8	55.1	45.3	36.0	63.5	61.2	57.8
Energy Production	GWh	212.3	212.3	211.7	209.9	200.1	182.9	209.3	209.4	208.8
Average Energy	GWh	149.6	145.0	136.4	125.7	102.3	80.4	147.3	142.7	134.3
Firm Energy	GWh	149.6	145.0	136.4	125.7	102.3	80.4	147.3	142.7	134.3
Unit Benefit Value	T.L./\$W	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
Firm Peak Power	T.L./KWh	184.83	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33
Average Energy	T.L./KWh	146.8	139.4	131.4	123.1	101.2	80.4	141.9	136.8	129.2
Firm Peak Power	10 ⁸ T.L.	38.7	38.7	38.6	38.3	36.5	33.4	38.2	38.2	38.1
Average Energy	10 ⁸ T.L.	183.5	178.2	170.0	161.4	137.8	113.8	180.1	175.0	167.3
Total	10 ⁸ T.L.	183.5	178.2	170.0	161.4	137.8	113.8	180.1	175.0	167.3
Investment Cost										
Civil Facilities	10 ⁸ T.L.	912.9	905.7	899.0	889.6	869.1	845.5	883.3	875.8	869.5
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁸ T.L.	334.7	327.3	315.7	305.4	273.7	243.9	326.6	322.9	314.1
Total	10 ⁸ T.L.	1,247.6	1,233.0	1,214.7	1,195.0	1,142.7	1,089.4	1,210.0	1,198.7	1,183.5
Annual Cost										
Civil Facilities	10 ⁸ T.L.	92.2	91.5	90.8	89.8	87.6	85.4	89.2	88.5	87.8
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁸ T.L.	38.2	37.3	36.0	34.8	31.2	27.8	37.2	36.8	35.8
Total	10 ⁸ T.L.	130.4	128.8	126.8	124.7	119.0	113.2	126.5	125.3	123.6
Annual Surplus Benefit (B-C)	10 ⁸ T.L.	53.2	49.4	43.2	36.8	18.8	0.6	53.6	49.7	43.7
Benefit Cost Ratio (B/C)		1.41	1.38	1.34	1.29	1.16	1.01	1.42	1.40	1.35
Unit Annual Cost	T.L./KWh	614	607	599	594	594	619	604	598	592

Table 9-11 Comparative Study on Development Alternative Concerning Reservoir Scale (5)

Description	Name of Case	MP-D75-6	MP-D50-6	MP-D25-6	MP-D75-7	MP-D50-7	MP-D25-7	MP-D50-8	MP-D25-8	MP-D25-9	
		M/P									
Dam Site		Alta.-D									
Waterway Route		Alta.-D									
High Water Level	m	423.90	423.90	423.90	417.80	417.80	417.80	410.90	410.90	410.90	402.60
Low Water Level	m	402.60	410.90	417.80	392.00	402.60	410.90	392.00	402.60	402.60	392.00
Available Drawdown	m	21.30	13.00	6.10	25.80	15.20	6.90	18.90	8.30	8.30	10.60
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	134	134	134	109	109	109	84	84	84	59
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	75	50	25	75	50	25	50	25	25	25
Tail Water Level	m	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00	223.00
Effective Head	m	184.80	187.57	189.87	177.20	180.73	183.50	172.60	176.13	176.13	167.07
Maximum Discharge	m ³ /s	34	27	21	34	27	21	27	21	21	21
Installed Capacity	MW	53	43	34	51	41	33	39	31	31	30
Firm Peak Power	MW	50.1	41.8	33.5	47.4	40.1	32.3	38.1	31.0	31.0	29.2
Energy Production	GWh	195.6	186.0	170.1	188.7	180.3	164.8	172.9	159.0	159.0	150.5
Average Energy	GWh	116.6	93.8	74.2	112.0	91.4	72.0	87.0	69.7	69.7	65.4
Firm Energy	GWh	116.6	93.8	74.2	112.0	91.4	72.0	87.0	69.7	69.7	65.4
Unit Benefit Value	T.L./KWh	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
Firm Peak Power	T.L./KWh	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33	184.33
Average Energy	T.L./KWh	112.0	93.4	74.9	105.9	89.6	72.2	85.1	69.3	69.3	65.3
Firm Peak Power	10 ⁹ T.L.	35.7	33.9	31.0	34.4	32.9	30.1	31.5	29.0	29.0	27.5
Average Energy	10 ⁹ T.L.	147.6	127.3	105.9	140.4	122.5	102.3	116.7	98.3	98.3	92.7
Total	10 ⁹ T.L.	147.6	127.3	105.9	140.4	122.5	102.3	116.7	98.3	98.3	92.7
Investment Cost	10 ⁹ T.L.	740.8	721.1	697.8	680.5	660.7	638.0	602.1	575.3	575.3	509.9
Civil Facilities	10 ⁹ T.L.	289.1	263.6	238.5	287.2	256.4	253.2	251.6	226.9	226.9	223.1
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁹ T.L.	1,029.9	984.6	936.3	967.6	917.0	871.3	854.0	806.2	806.2	733.0
Total	10 ⁹ T.L.	1,029.9	984.6	936.3	967.6	917.0	871.3	854.0	806.2	806.2	733.0
Annual Cost	10 ⁹ T.L.	74.8	72.8	70.5	68.7	66.7	64.4	60.8	58.5	58.5	51.5
Civil Facilities	10 ⁹ T.L.	33.0	30.0	27.2	32.7	29.2	26.6	28.7	25.9	25.9	25.4
Hydro & Ele.-Mech. Eq.	10 ⁹ T.L.	107.8	102.9	97.7	101.5	96.0	91.0	89.5	84.4	84.4	76.9
Total	10 ⁹ T.L.	107.8	102.9	97.7	101.5	96.0	91.0	89.5	84.4	84.4	76.9
Annual Surplus Benefit (B-C)	10 ⁹ T.L.	39.9	24.5	8.2	38.9	26.6	11.2	27.2	13.9	13.9	15.8
Benefit Cost Ratio (B/C)	10 ⁹ T.L.	1.37	1.24	1.08	1.38	1.28	1.12	1.30	1.16	1.16	1.21
Unit Annual Cost	T.L./KWh	551	553	574	538	532	552	518	531	531	511

9.2.4 発電所規模

水力発電所の設備出力の決定要因は、次式に示すとおり有効落差と最大使用水量であり、また最大使用水量は、一般に保証流量と、等価ピーク継続時間により決定される。

$$\text{設備出力 (kW)} = 9.8 \times \text{水車} \cdot \text{発電機効率} \times \text{有効落差 (m)} \times \text{最大使用水量 (m}^3/\text{s)}$$

$$\text{最大使用水量 (m}^3/\text{s)} = \text{保証流量 (m}^3/\text{s)} \times \frac{24 \text{ 時間}}{\text{等価ピーク継続時間}}$$

上記要因のうち、有効落差と保証流量は、9.2の検討により有効貯水容量および取、放水水位等の物理的条件により決定されるが、等価ピーク継続時間は、上記と違う条件により決定される。

本来、水力発電所の等価ピーク継続時間は、その水力発電所が投入される時点での電力系統からの要求により決定されるべきものである。TEKの1993年における電力需給計画によれば、Köprübaşı計画の投入が予定されている2001年および需給計画最終年である2010における電力系統の状況は Table 9-12 に示す通りである。

Table 9-12 Demand and Supply Balance

Year	2001	2010
Demand		
a. Peak Power (MW)	22,610	43,590
b. Annual Energy Consumption (GWh)	140,850	271,450
Supply		
c. Thermal (MW)	18,070	36,970
d. Hydro (MW)	13,841	23,086
e. Total (MW)	31,911	60,056
Annual Energy Production		
f. Thermal (GWh)	113,208	236,558
g. Hydro (Dependable) (GWh)	35,619	52,219
Supply Margin (e-a) (MW)	9,301	16,466
Supply Margin Rate ((e-a)/a) (%)	41	38
Equivalent Peak Duration Hours for Hydro (g/d)/365 (Hour)	7.1	6.2

上表によれば、2001年および2010年時点の水力発電全体の平均の等価ピーク継続時

間は各々7.1時間、6.2時間であるが、これは最大負荷日の日電力量を年間平均電力量として計算したものであるため、実際の等価ピーク継続時間はこれより多少長くなっているものと思われるが、電力系統全体に対する水力発電の占める割合は年々減少の傾向にあるため、等価ピーク継続時間も年々短くなっていくものと思われる。

Köprübaşı計画では他の大部分の水力発電計画と同様に、流入量のほぼ全量を発電に使用する事が可能なだけの貯水容量を備えているため、等価ピーク継続時間を短くして設備出力を大きくしても発生電力量の著しい増大は期待できない。

従って、Köprübaşı計画の等価ピーク継続時間は、水力発電全体の平均である6時間程度を限度とする事が妥当であると判断される。

Köprübaşı計画の設備出力の最適規模の検討は、保証流量 10.75m³/sに対して、等価ピーク継続時間を6時間を限度とし、8時間、10時間のケースについて最大使用水量を設定して、比較する事により行った。

比較検討の結果は、Table 9-13、Figure 9-13 に示す通り、等価ピーク時間継続6時間が最適となり、従って最大使用水量43m³/s、設備出力70MWが最適規模となる。

Table 9-13 Optimization Study on Installed Capacity of Köprübaşı Project

Description	Unit	Case			
		A	B	C	D
Peak Hours	Hours	6	8	10	12
Maximum Discharge	m ³ /s	43	32	26	22
Installed Capacity	MW	70	53	42	35
Firm Peak Power	MW	66.0	49.3	39.4	32.9
Energy Production					
Average Energy	GWh	212.1	204.4	195.5	187.4
Firm Energy	GWh	151.8	151.8	151.8	151.8
Benefit (B)	10 ⁹ TL	186.2	147.7	123.7	107.7
Investment Cost	10 ⁹ TL	1,250.3	1,187.1	1,144.4	1,118.4
Annual Cost	10 ⁹ TL	130.6	123.6	118.8	115.9
Annual Surplus Benefit (B-C)	10 ⁹ TL	55.6	23.8	4.8	-8.3
Benefit Cost Ratio (B/C)		1.43	1.19	1.04	0.93
Unit Annual Cost	TL/KWh	616	605	608	619

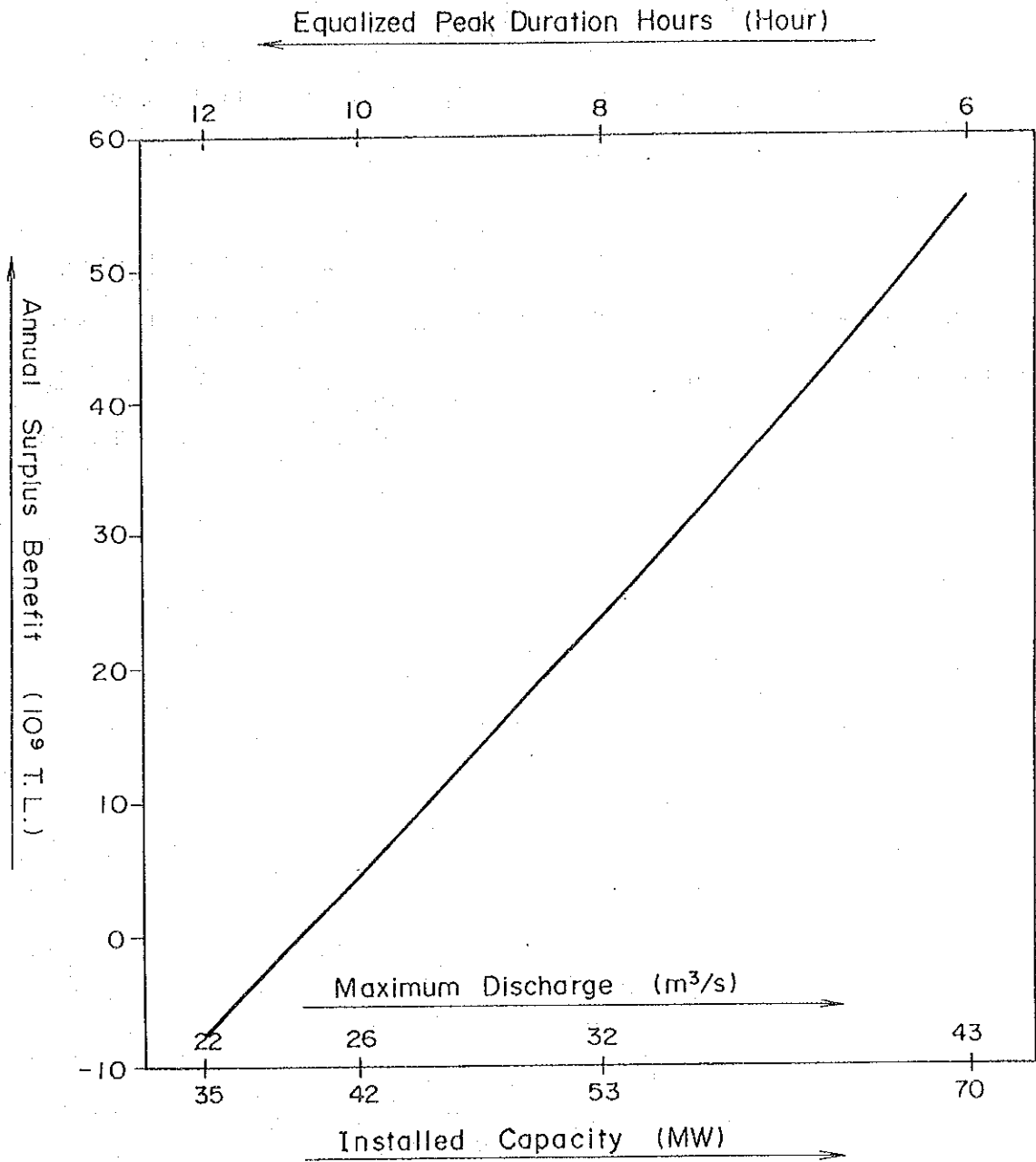


Figure 9-13

Optimization Study on Installed Capacity

9.2.5 最適開発計画

これまで開発計画の検討結果により Köprübaşı 計画は、Köprübaşı 部落上流 3 km の Devrek 川に高さ 110 m のダムを築造し、満水位 EL437 m、有効貯水容量 $163 \times 10^6 \text{ m}^3$ の貯水池を設け、ダム右岸の取水口より最大 $43 \text{ m}^3/\text{s}$ を取水し、取水口直下流の地下式発電所で、有効落差 190 m により最大出力 70 MW の発電を行い、発電後の水を放水路トンネルにより Dirgene 部落付近の Devrek 川に放流する開発計画を最適開発計画として決定する。

Table 9-14 に Köprübaşı 計画の最適開発計画諸元を示す。Köprübaşı 計画の概算工事費内訳を Table 9-15 に示す。

Table 9-16 および Fig. 9-14 に、貯水池運用結果による Köprübaşı 計画の貯水池水位、流入量、使用水量、溢水量を示す。Table 9-17 および 9-18 に、同じく各月の発生電力量、保証電力量を示す。Table 9-19 および 9-20 に同じく各月の出力および、出力デュレーションを示す。Figure 9-15 に、同じく各月の出力、発生電力量、保証電力量を示す。

Table 9-14 Outline of Optimum Development Plan of Köprübaşı Project

Description		Unit	
Reservoir			
	Catchment Area	Km ²	1,994.00
	Annual Inflow	m ³ /S	14.39
	High Water Level	m	437.00
	Low Water Level	m	392.00
	Available Drawdown	m	45.00
	Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	197.70
	Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	163.00
Dam			
	Type		
	Height from Foundation	m	110
	Crest Length	m	540
	Volume	10 ³ m ³	5,025
Penstock			
	Type		Embedded in Tunnel
	Diameter	m	3.40
	Length	m	271.00
Powerhouse			
	Type		Underground
Tailrace Tunnel			
	Type		Nonpressure
	Diameters	m	4.60
	Length	m	4,899.00
	Channel Length	m	200.00
Development Plan			
	Firm Discharge	m ³ /S	10.75
	Maximum Discharge	m ³ /S	43.00
	Tail Water Level	m	223.00
	Gross Head		
		Maximum	m 214.00
		Normal	m 199.00
		Minimum	m 169.00
	Loss of Head	m	9.00
	Effective Head		
		Maximum	m 205.00
		Normal	m 190.00
		Minimum	m 160.00
	Installed Capacity	MW	70
	Numbered of Unit		2
	Firm Peak Power	MW	66.0
	Annual Energy		
		Average	GWh 212.1
		Firm	GWh 151.8
		Secondary	GWh 60.3

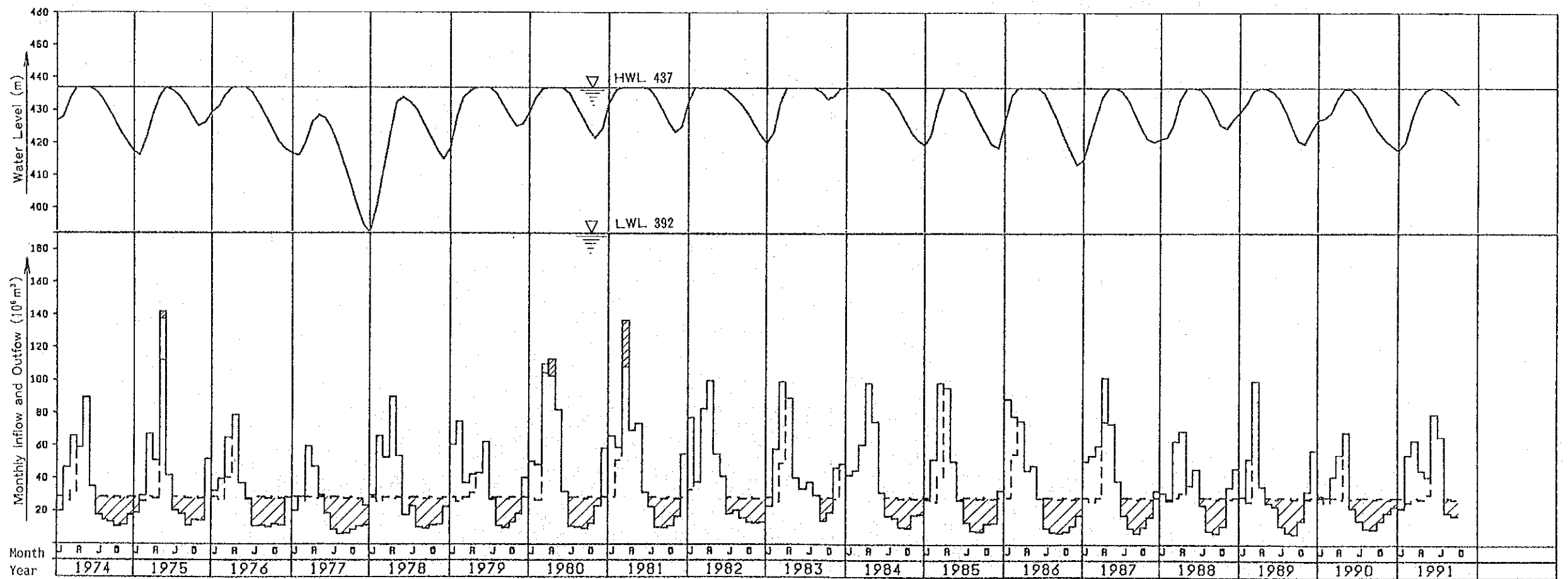
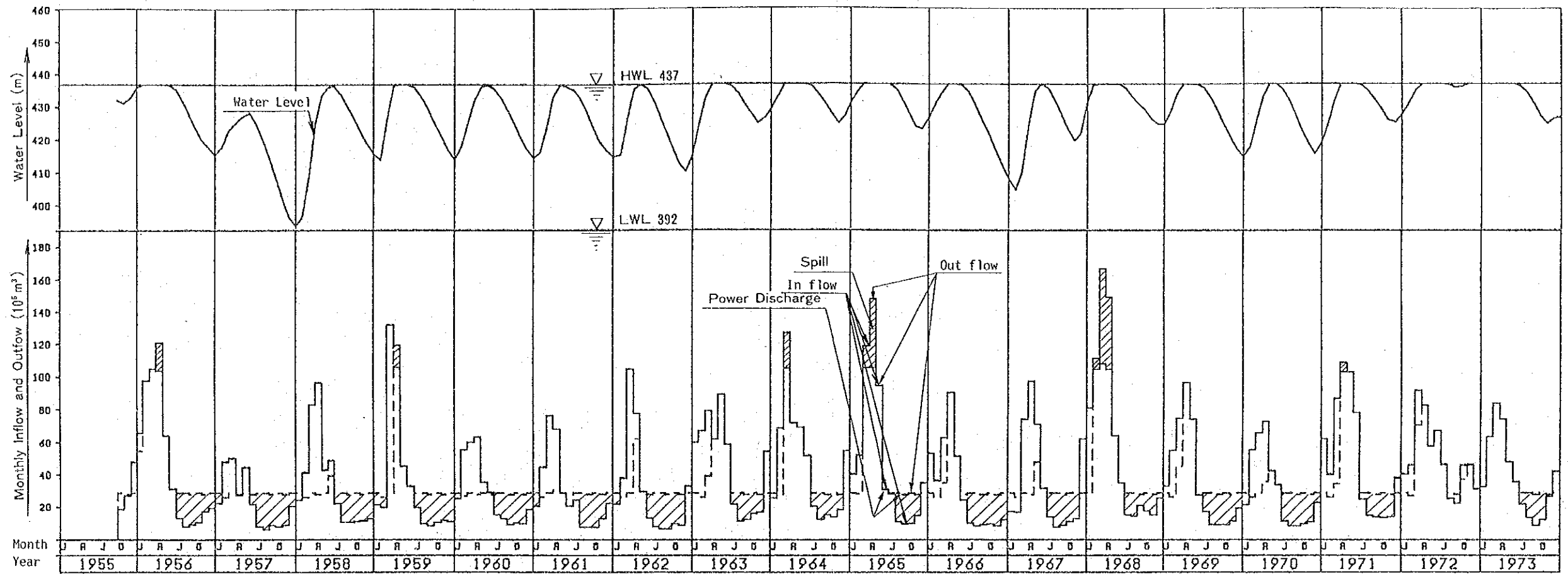


Figure 9-14 Köprübaşı Reservoir Operation

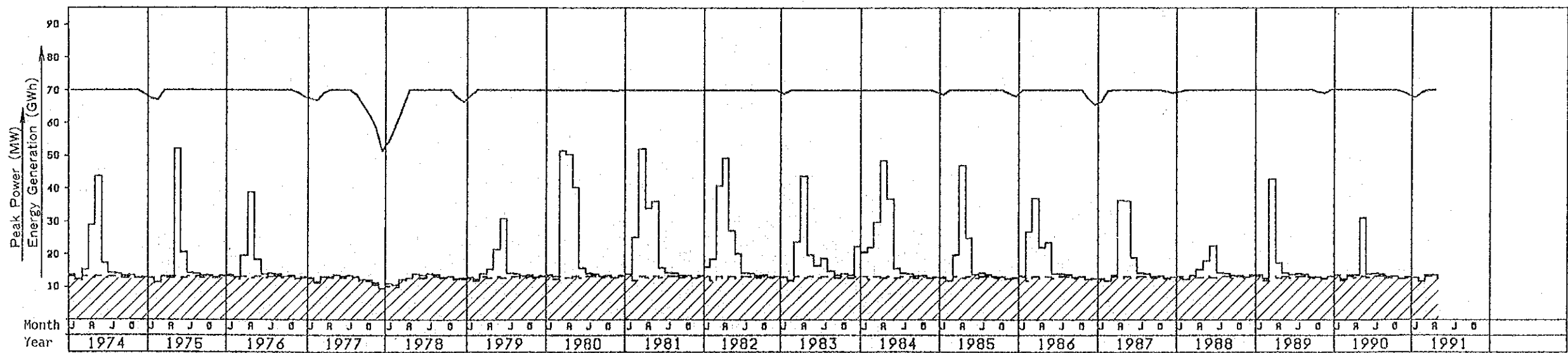
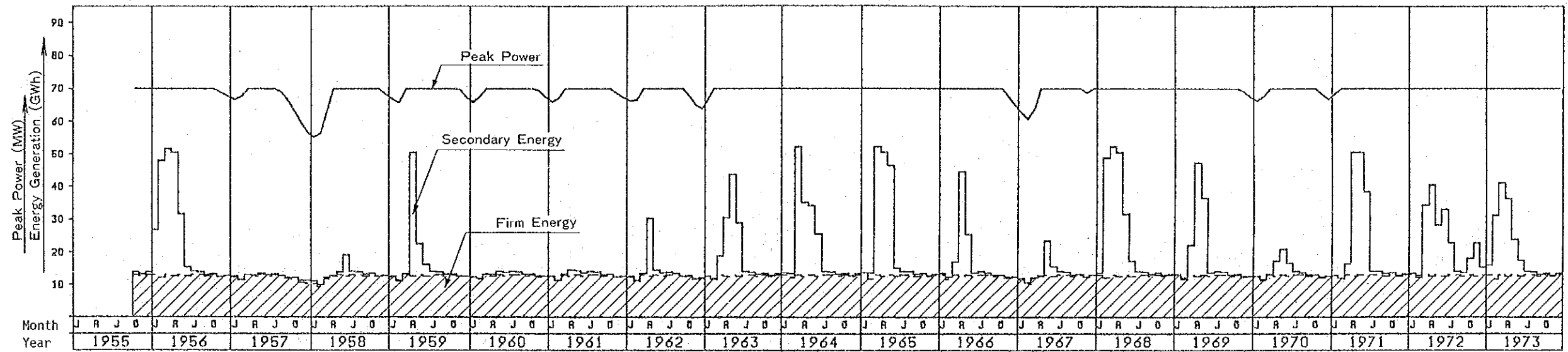


Figure 9-15. Energy Generation of Köprübaşı Project

Table 9-16 Summary of Operation Study on Köprübaşı Reservoir

Unit: 10⁶ m³

Month Year	INFLOW	POWER DISCHARGE	SPIII
1956	7046.87	7243.75	215.66
1957	3299.88	3923.75	0.0
1958	4835.30	4053.68	0.0
1959	5140.16	5043.31	165.26
1960	3923.84	3934.50	0.0
1961	3897.34	3951.31	0.0
1962	4032.06	4329.28	0.0
1963	5944.79	5494.05	0.0
1964	6364.23	6096.12	244.85
1965	7190.62	6499.91	678.22
1966	4701.27	4985.11	0.0
1967	4255.32	4189.19	0.0
1968	8596.53	7022.68	1334.61
1969	5254.86	5436.27	0.0
1970	4163.31	4243.24	0.0
1971	6657.41	6287.70	71.10
1972	6305.09	6041.63	0.0
1973	5840.28	6215.66	0.0
1974	5114.35	5095.25	0.0
1975	5092.13	4997.85	49.95
1976	4557.29	4757.34	0.0
1977	3217.48	3923.75	0.0
1978	4463.89	3862.56	0.0
1979	4839.81	4542.57	0.0
1980	6252.20	6337.12	119.01
1981	6648.61	6153.53	356.54
1982	6175.92	6040.04	0.0
1983	5397.45	5201.44	0.0
1984	5935.53	6261.87	0.0
1985	4939.58	5108.03	0.0
1986	5183.22	5235.25	0.0
1987	5232.98	5111.34	0.0
1988	4327.08	4275.23	0.0
1989	4431.25	4691.40	0.0
1990	4456.94	4322.88	0.0
1991	5395.14	4966.24	0.0
TOTAL	189110.03	185874.84	3235.19

Table 9-17 Total Energy Generation of Köprübaşı Project

Month Year	Unit: GWh											
	< OCT >	< NOV >	< JAN >	< FEB >	< MAR >	< APR >	< MAY >	< JUN >	< JUL >	< AUG >	< SEP >	< TOTAL >
1956	13796.	13266.	26687.	48039.	51470.	50402.	31556.	15353.	14043.	13773.	13030.	305260.
1957	13148.	12479.	12574.	11490.	13105.	12859.	13416.	13063.	13276.	12894.	12113.	153134.
1958	12113.	11268.	11065.	10154.	12116.	12828.	13911.	19123.	14110.	13937.	13228.	155119.
1959	13385.	12666.	12592.	11258.	13330.	50402.	22525.	16115.	14091.	13890.	13153.	206211.
1960	13279.	12558.	12477.	11890.	13334.	13329.	14083.	13683.	14053.	13839.	13134.	158236.
1961	13263.	12522.	12513.	11391.	13199.	14559.	14178.	13650.	14024.	13834.	13074.	158891.
1962	13160.	12427.	12525.	11352.	13342.	30271.	14571.	13597.	13790.	13452.	12659.	173796.
1963	12729.	11971.	12568.	11934.	18901.	30489.	43782.	28837.	14106.	13243.	13243.	224711.
1964	13456.	12830.	13569.	13460.	52082.	35306.	34161.	25465.	14098.	13915.	13250.	254974.
1965	13470.	12842.	13717.	13635.	52082.	50402.	46485.	15136.	14151.	14021.	13308.	272660.
1966	13458.	12765.	13395.	12350.	17039.	44445.	25342.	13675.	13973.	13679.	12934.	206207.
1967	13020.	12281.	12346.	12049.	10671.	12840.	23383.	15471.	14051.	13781.	13028.	165137.
1968	13144.	12439.	13012.	48722.	52082.	50402.	31605.	17221.	14060.	13856.	13250.	293516.
1969	13552.	12928.	13226.	13231.	22151.	47351.	36422.	13696.	14069.	13839.	13104.	225770.
1970	13218.	12485.	12674.	11492.	13305.	17332.	20883.	16577.	14030.	13749.	12998.	171260.
1971	13104.	12373.	12574.	11958.	16409.	50402.	50507.	36340.	14128.	14004.	13351.	259974.
1972	13568.	12896.	13285.	12822.	34346.	40537.	28272.	33089.	22746.	14128.	13612.	252763.
1973	18105.	12761.	15279.	15898.	41320.	36290.	23769.	17373.	14107.	13945.	13245.	263212.
1974	13401.	12827.	13359.	12184.	15201.	28930.	43836.	17230.	14077.	13896.	13236.	211573.
1975	13418.	12705.	12888.	12702.	13012.	13101.	52082.	20603.	14093.	13955.	13309.	203290.
1976	13510.	12852.	13361.	12821.	19617.	38733.	18366.	13696.	14082.	13759.	13051.	197366.
1977	13199.	12491.	12759.	12674.	12919.	12926.	13527.	13028.	13218.	12847.	12040.	153025.
1978	12013.	11192.	9534.	10974.	10463.	12683.	13822.	13486.	13850.	13639.	12911.	146850.
1979	13036.	12336.	12544.	12783.	12179.	13933.	21443.	30808.	14146.	14013.	13307.	186025.
1980	13492.	12858.	13311.	13586.	51292.	50402.	40247.	15672.	14030.	13765.	13040.	264719.
1981	13187.	12581.	13223.	13769.	52082.	34112.	36152.	15379.	14112.	13938.	13225.	257132.
1982	13379.	12709.	13269.	15988.	40743.	49228.	27264.	20259.	14081.	13949.	13355.	252905.
1983	13590.	12913.	13079.	12897.	23943.	43782.	19880.	16513.	18749.	14777.	13605.	215608.
1984	13693.	13516.	22487.	20731.	22264.	48388.	36786.	15310.	14074.	13898.	13227.	264678.
1985	13578.	12704.	12943.	12840.	11788.	47006.	24875.	13691.	14034.	13772.	13020.	209880.
1986	13150.	12447.	12790.	13347.	37052.	22230.	23769.	13892.	14024.	13726.	12958.	216345.
1987	13023.	12289.	12435.	12541.	11740.	36379.	36118.	18995.	14077.	13863.	13122.	208096.
1988	13240.	12563.	12921.	12983.	12175.	15241.	17860.	22628.	14122.	13945.	13193.	174192.
1989	13320.	12802.	13437.	13580.	42786.	17407.	14130.	13620.	13914.	13617.	12838.	193903.
1990	12957.	12441.	13172.	13425.	13590.	13445.	31036.	13660.	13974.	13728.	13001.	176605.
1991	13159.	12542.	12839.	12732.	11680.	13476.	15117.	38979.	32111.	14088.	13498.	203655.
TOTAL	481311.	462567.	491911.	566443.	900180.	1113389.	975155.	667309.	535586.	497643.	471650.	7636671.
AVERAGE	13370.	12849.	13664.	15735.	25005.	30927.	27088.	18536.	14877.	13823.	13101.	212130.
MAXIMUM	18105.	22761.	22487.	48722.	52082.	50402.	52082.	38979.	32111.	14777.	13612.	305260.
MINIMUM	12013.	11192.	9534.	10154.	12116.	12683.	13416.	13028.	15218.	12847.	12040.	146850.

Table 9-18 Firm Energy Generation of Köprübaşı Project

Unit: GWh

Month Year	< OCT >	< NOV >	< DEC >	< JAN >	< FEB >	< MAR >	< APR >	< MAY >	< JUN >	< JUL >	< AUG >	< SEP >	< TOTAL >
1956	13020.	12600.	13020.	13020.	12180.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153720.
1957	13020.	12418.	12572.	12365.	11361.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	12831.	11887.	150714.
1958	11704.	10688.	10521.	10246.	9473.	11709.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	141202.
1959	13020.	12600.	12699.	12392.	11025.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	151616.
1960	13020.	12534.	12516.	12326.	11752.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	151928.
1961	13020.	12481.	12528.	12278.	11218.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	151404.
1962	13020.	12342.	12474.	12295.	11162.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	151172.
1963	12590.	11583.	11855.	12358.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	150124.
1964	13020.	12600.	13020.	13020.	12180.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153720.
1965	13020.	12600.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153300.
1966	13020.	12600.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153300.
1967	13020.	12130.	12037.	11615.	10191.	11851.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	147703.
1968	13020.	12360.	13003.	13020.	12180.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153463.
1969	13020.	12600.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153300.
1970	13020.	12428.	12510.	12384.	11365.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	151486.
1971	13020.	12264.	12366.	12728.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	152018.
1972	13020.	12600.	13020.	13020.	12180.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153720.
1973	13020.	12600.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153300.
1974	13020.	12600.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153300.
1975	13020.	12600.	13020.	12822.	11254.	13004.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	152120.
1976	13020.	12600.	13020.	13020.	12180.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153720.
1977	13020.	12436.	12633.	12510.	11227.	12868.	12600.	13020.	12600.	13020.	12762.	11782.	150476.
1978	11583.	10582.	9534.	10122.	9901.	11991.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	140553.
1979	13020.	12210.	12322.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	151861.
1980	13020.	12600.	13020.	13020.	12180.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153720.
1981	13020.	12567.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153267.
1982	13020.	12600.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153300.
1983	13020.	12600.	13020.	12835.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153114.
1984	13020.	12600.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153720.
1985	13020.	12600.	12903.	12751.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	152913.
1986	13020.	12401.	12678.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	152758.
1987	13020.	12141.	12166.	12319.	11726.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	151251.
1988	13020.	12540.	12871.	12960.	12168.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153438.
1989	13020.	12600.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153300.
1990	12923.	12392.	13020.	13020.	11760.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	152984.
1991	13020.	12509.	12750.	12594.	11638.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	152391.
TOTAL	465418.	445305.	454078.	453435.	417128.	445041.	453598.	468718.	453598.	468271.	468271.	452067.	5465363.
AVERAGE	12928.	12370.	12613.	12595.	11587.	12918.	12600.	13020.	12600.	13020.	13008.	12557.	151816.
MAXIMUM	13020.	12600.	13020.	13020.	12180.	13020.	12600.	13020.	12600.	13020.	13020.	12600.	153720.
MINIMUM	11563.	10582.	9534.	10122.	9473.	11709.	12600.	13020.	12600.	13020.	12762.	11782.	140553.

Table 9-19 Monthly Peak Power of Köprübaşı Project

Unit: MW

Month Year	< OCT >	< NOV >	< DEC >	< JAN >	< FEB >	< MAR >	< APR >	< MAY >	< JUN >	< JUL >	< AUG >	< SEP >	< TOTAL >
1956	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1957	70.0	69.0	67.6	66.5	67.6	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	69.0	66.0	825.7
1958	62.9	59.4	56.6	55.1	56.4	63.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	773.3
1959	70.0	70.0	68.3	66.6	66.6	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	830.5
1960	70.0	69.6	67.3	65.7	67.5	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	830.2
1961	70.0	69.3	67.4	66.0	66.8	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	829.5
1962	70.0	68.6	67.1	66.1	66.4	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	828.2
1963	67.7	64.9	63.7	66.4	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	822.8
1964	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1965	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1966	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1967	70.0	67.4	64.7	62.4	60.7	63.7	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	808.9
1968	70.0	68.7	69.9	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	838.6
1969	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1970	70.0	69.0	67.5	66.0	67.6	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	830.0
1971	70.0	68.1	66.5	68.4	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	833.0
1972	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1973	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1974	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1975	70.0	70.0	68.9	67.5	67.0	69.9	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	833.4
1976	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1977	70.0	69.1	67.9	67.3	66.8	69.2	70.0	70.0	70.0	70.0	68.6	65.5	824.3
1978	62.2	58.8	51.3	54.4	58.9	64.5	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	770.0
1979	70.0	67.8	66.2	68.1	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	832.2
1980	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1981	70.0	69.8	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	839.8
1982	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1983	70.0	70.0	70.0	69.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	839.0
1984	70.0	70.0	69.4	68.6	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1985	70.0	70.0	68.2	68.6	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	837.9
1986	70.0	68.9	65.4	66.2	69.8	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	837.1
1987	70.0	67.5	65.4	66.2	69.8	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	828.9
1988	70.0	69.7	69.2	69.7	69.9	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	838.5
1989	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
1990	69.5	68.8	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	838.3
1991	70.0	69.5	68.5	67.7	69.3	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	835.0
TOTAL	2502.2	2473.9	2441.3	2437.8	2460.5	2500.2	2520.0	2520.0	2520.0	2520.0	2517.6	2511.5	29925.0
AVERAGE	69.5	68.7	67.6	67.7	68.3	69.5	70.0	70.0	70.0	70.0	69.9	69.6	831.2
MAXIMUM	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	840.0
MINIMUM	62.2	58.8	51.3	54.4	56.4	63.0	70.0	70.0	70.0	70.0	68.6	65.5	770.0

9.3 下流 Çay計画

マスタープランではKöprübaşı計画の下流発電計画として、Devrek川に Çay計画が提案されている。Çay計画より下流にはFilyos川本流も含めて発電計画は提案されていない。

今回9.2に於いて決定されたKöprübaşı計画の開発計画との関連で、マスタープラン提案されたÇay計画のレビューを行った。その結果を以下に示す。

9.3.1 貯水池規模

(1) 貯水池満水位

マスタープランでは、Çay計画の貯水池満水位を EL 219mとしており、Köprübaşı計画の放水路終点は、Çay計画計画貯水池背水終端より約 1.5km下流のÇay計画貯水池内に位置している。

しかし93年にDSIによって新たに作成され今回の検討に使用した1/1,000地形図によれば、Köprübaşı計画の放水路終点のDevrek川の河床標高は EL 221mで、同地点の放水位は EL 223mとなり、Çay計画の貯水池満水位をマスタープランどおりの EL 219mとした場合、背水終端の位置は放水路終点の約0.6km下流となる。この結果Köprübaşı計画とÇay計画の間に4mの遊休落差が残る事になる。

Köprübaşı計画の放水路終点の位置は、9.2に述べた通り、現在の位置より下流に移動する事は経済的では無く、この遊休落差を発電に利用するにはÇay計画の貯水池満水位をマスタープランに提案された EL 219mより4m上昇させ、EL 223mとする事が必要である。

Çay計画のダム地点はKöprübaşı計画のダム地点とは異なり、満水位を EL 219mより上昇させるのに地形、地質上の制約は特に認められないため、満水位を EL 223mまで上昇させる事がフィージブルである可能性が高いと判断される。

従ってÇay計画のフィージビリティ調査時にこの点について検討を行うのが適当である。

(2) 有効貯水容量

マスタープランではÇay計画の貯水池利用水深を39mとし、有効貯水容量を 144×10^6 m³としている。上流Köprübaşı計画では貯水池による流量調整により、

流入量の約99%を発電に利用しており、またKöprübaşı計画とÇay計画の間の残流域からのÇay計画への年間流入量は、Köprübaşı計画の流入量の28.4%の $129 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。このためÇay計画では有効貯水容量が $46 \times 10^6 \text{ m}^3$ 程度あれば残流域からの流入量に対してKöprübaşı計画と同等の流量調整が可能となる。

Çay計画の貯水池満水位を EL 223mとした場合、利用水深が8 mあれば、 $46 \times 10^6 \text{ m}^3$ の有効貯水容量が確保される。この場合、マスタープランに提案された計画案よりも高水位運転が可能となり、出力、発生電力量が増大する。

従ってÇay計画はKöprübaşı計画の流量調整効果を考慮したうえで、有効貯水容量の最適化を行う必要がある。

9.3.2 発電所規模

Çay計画はDevrek川の最下流の発電計画であり、Filyos川合流後のFilyos川本流河口までも含めて、Çay計画の下流には貯水池計画がない。マスタープランではÇay計画の最大使用水量をKöprübaşı計画より約10%多い $46 \text{ m}^3/\text{s}$ としており、Çay計画をピーク運転を行う発電所として計画している。

しかしÇay計画の発電所地点からFilyos川合流点まで40km、また合流点からFilyos川河口まで50kmの河道距離がある。現時点では下流に水利用の施設が無いため水利用に対する配慮の必要はないものの、発電運用による下流河川水位の変動には十分配慮する必要がある。

Çay計画も、他の河川の最下流発電計画地点であるSuat Uğurlu計画やDerbent計画のように逆調整運転を行い、等価ピーク継続時間を12時間程度に設定すれば最大使用水量は $28 \text{ m}^3/\text{s}$ となるが、この場合でも貯水池流入量の89%程度の流量が発電に利用できる。

従ってÇay計画のフィージビリティ調査時には、逆調整運転について検討する事が適当である。

9.3.3 Çay計画の開発計画代替案

Çay計画の貯水池満水位、有効貯水容量、利用水深、最大使用水量について9.3.1、9.3.2に述べたレビューを行った結果、Table 9-21に示す開発計画案がÇay計画のフェージビリティ調査の際の代表的開発計画代替案になるものと考えられる。

この場合、Köprübaşı貯水池の流量調整効果によるÇay計画の年間発生電力量、年間保証電力量、保証出力の増加はそれぞれ12GWh、28GWh、6.6MWである。

Table 9-21 Alternative Development Plan of Çay Project

Item	Unit	Description
Catchment Area	km ²	2,422
Annual Inflow	10 ⁶ m ³	582.54
High Water Level	m	223.00
Normal Water Level	m	219.00
Low Water Level	m	215.00 (188.00)
Total Storage Capacity	10 ⁶ m ³	185
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	46 (145)
Tail Water Level	m	125.00
Effective Head	m	90.50 (82.80)
Maximum Discharge	m ³ /s	28 (25)
Installed Capacity	MW	22 (18)
Firm Peak Power	MW	21.4 (14.8)
Annual Energy Projection	GWh	116 (104)
Firm Energy Projection	GWh	94 (66)

Note: Figures in the () are the figures in case of without Köprübaşı Project

上記代替案では逆調整運転を考え出力を小さくしているため、便益・費用法で評価した場合、Çay計画単独の経済性はかろうじてフェイジブルとなる程度であると判断されるが、Çay計画はKöprübaşı計画の運用上からも必要であり、Köprübaşı計画と総合して評価した場合、十分に経済的であるため、Köprübaşı計画に引き続き早期に開発すべき計画であると判断される。

第10章 送電計画および系統解析

第10章 送電計画および系統解析

目 次

	頁
10.1 電力系統の概要	10-1
10.2 Köprübaşı発電所の送電計画	10-1
10.2.1 ルート調査	10-1
10.2.2 送電線計画	10-2
10.3 系統解析	10-3
10.3.1 系統計算の条件	10-3
10.3.2 系統計算の結果	10-4

List of Figures

- Figure 10-1 154 kV Transmission Line in Köprübaşı Project
- Figure 10-2 Impedance Map in 2001
- Figure 10-3 Power Flow Diagram in 2001 (Köprübaşı: Operation)
- Figure 10-4 Power Flow Diagram in 2001 (Köprübaşı: Stoppage)
- Figure 10-5 Dynamic Stability Swing Curve
- Figure 10-6 Dynamic Stability Swing Curve
- Figure 10-7 Bus Voltage Fluctuation Curve
- Figure 10-8 Bus Voltage Fluctuation Curve
- Figure 10-9 Short Circuit Current

List of Table

- Table 10-1 Summary of Transmission Lines

第10章 送電計画および系統解析

10.1 電力系統の概要

トルコの送電系統は一次系統が 380kV、二次系統が 154kV送電線で構成されている。さらに、66kVおよび34.5kVが下位の系統を構成している。1991年末の送電線の巨長は 380kVが 9,000km、154kVが22,000kmである。東西に国境を有するトルコは隣接諸国との間で電力系統を連系し、電力融通を行っている。

連系送電線の電圧は相手国の系統電圧によって異なるが、400kV、200kV、154kV と広範囲である。電力系統の国際連系は今後も拡大する方向にあり、いくつかのプロジェクトが計画されている。

10.2 Koprubasi 発電所の送電計画

10.2.1 ルート調査

計画送電線のルート調査はDSI作成のマスター・プランおよびTEKの長期計画をもとに下記の2ルートについて実施した。調査は地形図(1/25,000および1/25,000)をもとに、主要な道路および山岳道路の状況と送電線ルートの現地踏査を実施した。

- DSIのマスター・プランによるルート：
Koprubasi - Bolu (既設 154kV変電所) 巨長40km
- TEKの計画案：
Koprubasi - Devrek (計画変電所) 巨長30km

調査の結果、これらの2ルートはいずれも技術的な制約はなく建設は可能である。しかしながら、TEKとの再協議の結果、Koprubasi発電所の電力は近傍の電力需要を賄うためにBregliおよびKarabuk変電所へ送電することになった。このため、さらに下記の2ルートについても検討した。

- Koprubasi - Karabuk (既設 154kV変電所) 巨長80km
- Koprubasi - Bregli (既設 154kV変電所) 巨長50km

これらの2ルートについてはTEKが既に調査を実施しており、地形上からも建設は可能であると考えられる。本調査団の検討ではKoprubasi計画地点の地形上の面から判断して、KoprubasiからKarabukおよびBregliへの直接ルートは工事の困

難さから工事費の増加が予想される。したがって、TEKの送電計画とDSIのマスター・プランに計画されているCay発電所の位置とを考慮した送電ルートを検討すべきである。

Koprubasi発電所から引出す送電線はCay発電所の近くのCiplak地区を2回線鉄塔で経由させ、その後はそれぞれ1回線鉄塔でKarabukとBregli変電所へ延長してゆく方法が適切と考えられる。

10.2.2 送電線計画

(1) 引込変電所

Koprubasi発電所近傍の154kV系統の需要電力(2001年頃)は540MW程度と予想されており、同発電所の発生電力はこの154kV系統で消費されることになる。Koprubasi発電所から引出される154kV送電線は、需要分布から判断してKarabukおよびBregli変電所へ引込むこととする(Figure 10-1)。

(2) 送電線設備の概要

送電線設備の概要をTable 10-1に示す。

Table 10-1 送電線設備の概要

区 間	電圧 (kV)	電線サイズ (MCM)	巨長 (km)	回線数 (cct)
Koprubasi - Karabuk	154	ACSR1272	80	1
Koprubasi - Bregli	154	ACSR1272	50	1

a) 送電々圧

送電々圧は引込先の変電所の母線電圧である154kVを採用した。

b) 電線サイズ

電線サイズはTEKが使用している標準サイズの中からACSR1272MCMを採用した。

c) 回線数およびルート数

各送電線の回線数は1回線とする。Koprubasi変電所の出力およびその出力の全系統に占める割合が極めて低いことから、送電線は1ルートでもよい。しかしながら、154kV系統のループ化を図ることによる系統の信頼度の向上と、将来のCay発電所計画を考慮して2ルートとした。

10.3 系統解析

10.3.1 系統計算の条件

(1) 計算の目的および計算内容

Koprubasi 発電所の運開に伴い、同発電所近傍の電力系統の特性を検証するために系統解析を行った。

計算の内容は下記のとおりである。

- 電力汐流計算
- 安定度計算
- 短絡電流計算

(2) 計算の対象年および模擬範囲

系統計算の対象年は Koprubasi 発電所が運開となる2001年頃の系統とする。この年の系統の最大需要電力は22,610MWと予想されている。

Koprubasi 発電所の出力は70MWで計画され、その発生電力は近傍の154kV系統内で消費されるので、系統計算の範囲は154kV系統とした。近傍の154kV系統はOsmanca 変電所で380kV系統と接続されており、Osmanca 変電所以遠の380kV系統は一機系として簡略化した。

一機系の簡略化は、380kV系統からOsmancaの380kV母線に流入する短絡電流を15kA（短絡容量9,870MVAに等価）とした。計算の対象とした系統の範囲と線路インピーダンスをFigure 10-2に示す。

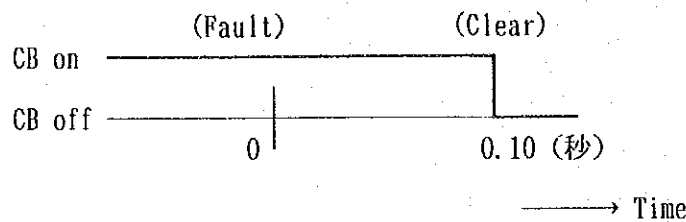
(3) 電力汐流計算

電力系統の運転条件を以下の値に設定して、電力汐流および電圧計算を行った。

- 系統の維持電圧 : 95~105%
- 発電機の運転電圧 : 100±5%
- 発電機の運転力率 : 0.85以上
- 変圧器のタップ比 : 1.00±0.10 P.U

(4) 安定度計算

Koprubasi発電所を対象とした系統の安定度計算においては、系統外乱として、Koprubasi ~ Eregli 間および Koprubasi ~ Karabuk 間の 154kV送電線にそれぞれ 3相地絡事故 (3 ϕ G-Fault)を適用し、その後の発電機の動揺を検証した。この場合、故障抵抗を零とした事故送電線の高速再閉路は行わない。送電線に適用する事故シーケンスは下図の通りである。事故除去時間は保護リレーが正常に動作するものとして0.10秒とした。



(5) 短絡電流計算

前項(2)で述べたように、Osmanca 380kV母線へ流入する短絡電流の値を15kAと仮定し、Koprubasi発電所とその近傍の 154kV系統の 3相短絡電流を求めた。計算においては発電機の定数は過渡リアクタンス (X_d')を使用した。

10.3.2 系統計算の結果

(1) 電力汐流計算

電力汐流計算は Koprubasi発電所を運転した場合と、停止した場合について行い、当発電所の運開による系統上の効果を検証した。

a) Koprubasi 運転の場合

2001年に Koprubasi発電所を運転した場合の電力汐流をFigure 10-3 に示す。Koprubasi 発電所近傍の 154kV系統の需要は約 540MW、関連の変電所では Erdemir、Yenicataおよび Karabukの負荷が比較的大きい。一方、主要な電源はYenicata火力発電所の約 300MWだけである。このため、154kV系統で不足する約 240MWの電力は主として 380kV系統からの受電と、Koprubasi 発電所からの供給によって賄わなければならない。

Koprubasi 発電所 (70MW) の運転によって他系統からの受電力は約 170MWへと減少する。この結果、近傍の変電所の電圧低下が改善され、154kV変電所の2次側の

電圧はいずれも 100%以上に維持することが容易となる。

b) Koprubasi 停止の場合

Koprubasi 発電所を停止した場合の電力汐流をFigure 10-4 に示す。この場合、380kV 系統またはYenicata発電所から遠距離にある 154kV変電所の電圧低下が大きくなる。特にKarabuk とIsmetpas変電所の2次電圧は 100%を維持するのが困難となる。また、380kV 系統からの受電々力が増加することにより送電損失電力が増大する。Koprubasi 発電所を停止した場合、154kV系統の送電損失電力は運転した場合に比べて 4.0MW増加する。この値は Koprubasi発電所の定格出力70MWに対して 5.7%に相当する。

c) 送電線新設の優先順位

TEKの送電計画では、Koprubasi発電所から Bregli と Karabuk変電所に各1回線を新設することになっている。汐流計算の結果、Koprubasi ~ Karabuk送電線の汐流は55MW、一方 Koprubasi ~ Eregli送電線は15MWと極めて軽汐流である (Figure 10-3)。このため、Koprubasi ~ Eregli送電線は Koprubasi発電所の運開には必ずしも必要ではなく、下流の開発(Cay発電所計画) までその建設を遅らせることが可能である。したがってKoprubasi ~ Karabuk送電線を優先して建設すべきである。

(2) 安定度計算

安定度計算の結果を発電機動揺曲線で、Figure 10-5 とFigure 10-6 に示す。Figure 10-5 はKoprubasi ~ Karabuk送電線を事故しゃ断した場合、Figure 10-6 は Koprubasi ~ Eregli送電線を事故しゃ断した場合である。いずれの事故ケースにおいても Koprubasiの発電機は安定な運転が維持される。

154kV母線電圧 (Koprubasi、Karabuk および Eregli変電所) の変化をFigure 10-7 とFigure 10-8 に示す。Figure 10-7 はKoprubasi ~ Karabuk送電線をしゃ断した場合、Figure 10-8 はKoprubasi ~ Eregli送電線をしゃ断した場合である。Figure 10-7 では事故除去後の Karabukの電圧低下がFigure 10-6 に比べ7~8%大きい。これはKoprubasi ~Karabuk送電線が電圧維持のために重要な機能を果たしていることを示している。

(3) 短絡電流計算

380kVおよび154kV母線の短絡電流をFigure 10-9に示す。これらの値は380kV系統からOsmanca変電所の380kV母線へ流入する短絡電流を15kAと仮定した場合であり、実際とは多少異なるが大略においては大差ないものと考えられる。

154kV母線の短絡電流を大きい順に上位の6変電所（又は発電所）を選んで以下に記す。

Osmanca	8.7 kA (2312 MVA)
Eregli	8.0 kA (2140 MVA)
Erdemil	7.6 kA (2026 MVA)
Yenicata	6.9 kA (1833 MVA)
Akcakoca	6.3 kA (1679 MVA)
Koprubasi	4.5 kA (1213 MVA)

(4) Koprubasi 発電所の開発効果

Koprubasi 発電所の開発は発電所近傍の電力系統の特性を改善する効果をもたらす。その主な点は以下のとおりである。

- a) この地域での需給バランスでは、需要の55%をYenicata火力発電所が賄い、残りを380kV系および154kV系から受電しているが、Koprubasi発電所の運開により70%近くを地域内で供給できることになる。
- b) 380kV系からの受電々力の減少により、154kV系統の送電損失電力の低減と系統電圧の改善をもたらす。
- c) 同じく380kV系からの受電々力の減少により、Osmanca およびEregli変電所の380/154kV 変圧器の増設を遅らせることができる。

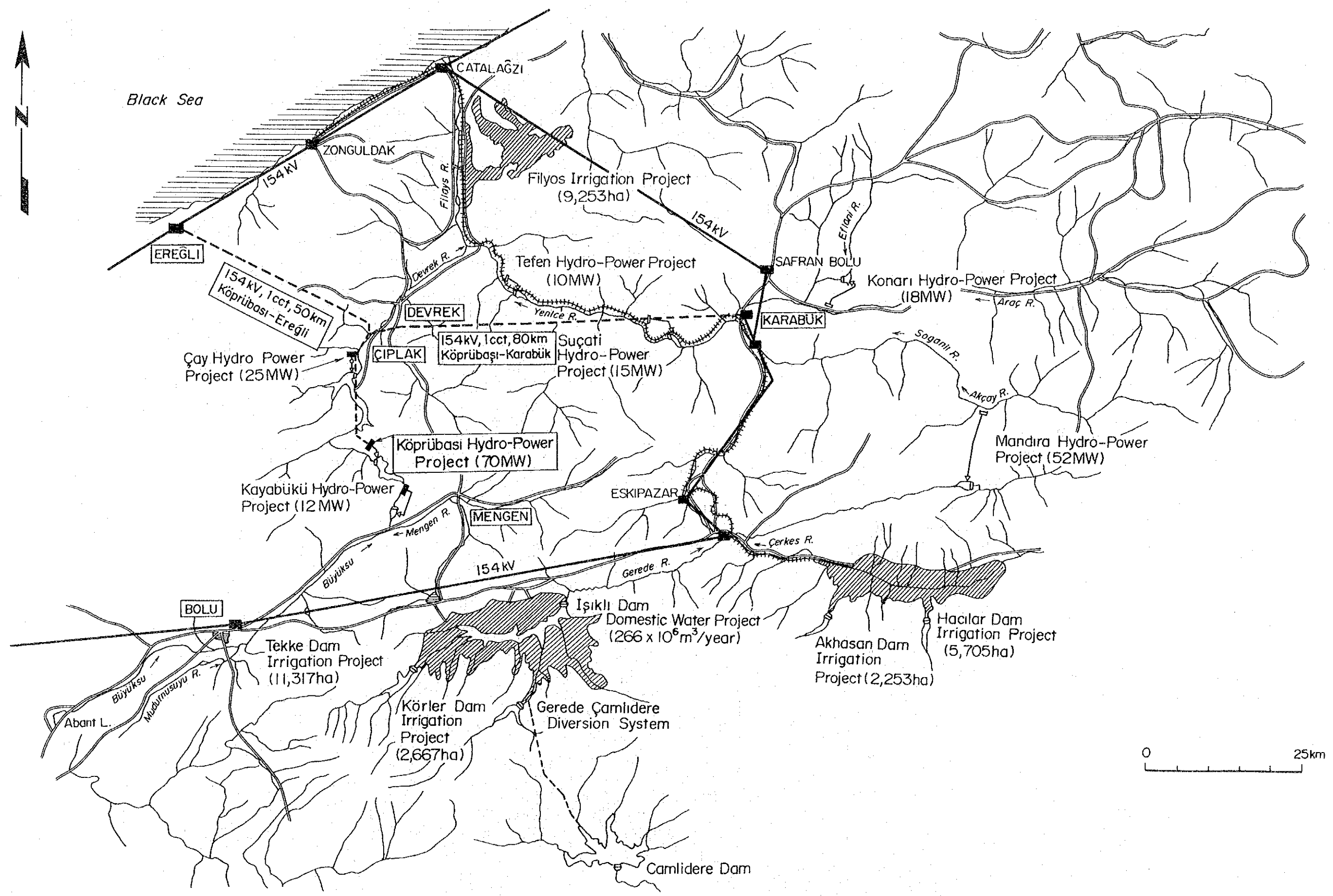
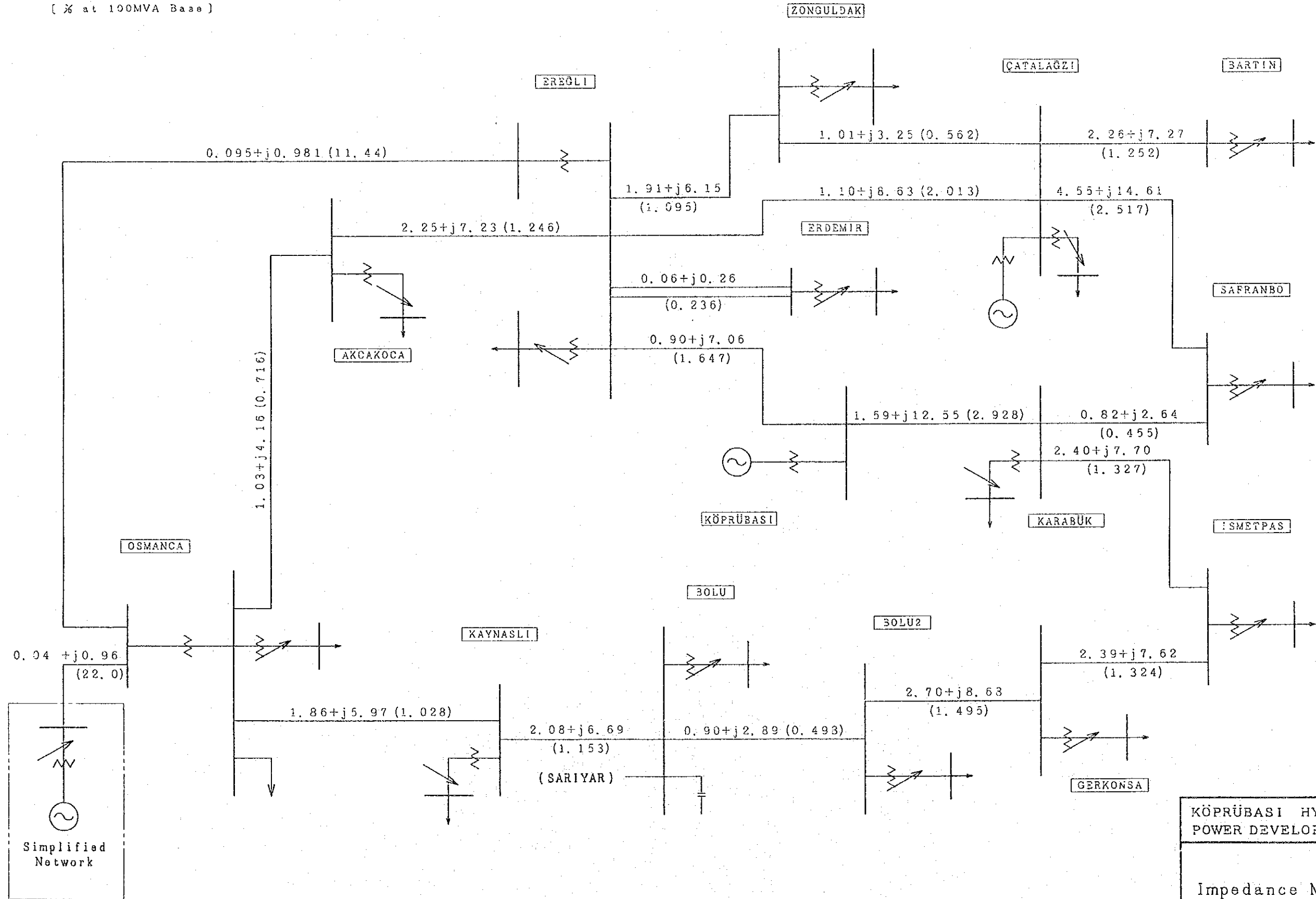


Figure 10-1 154 kV Transmission Line in Köprübaşı Project

LEGEND :

$R + j X (Y/2)$
 [% at 100MVA Base]

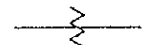
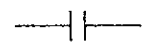


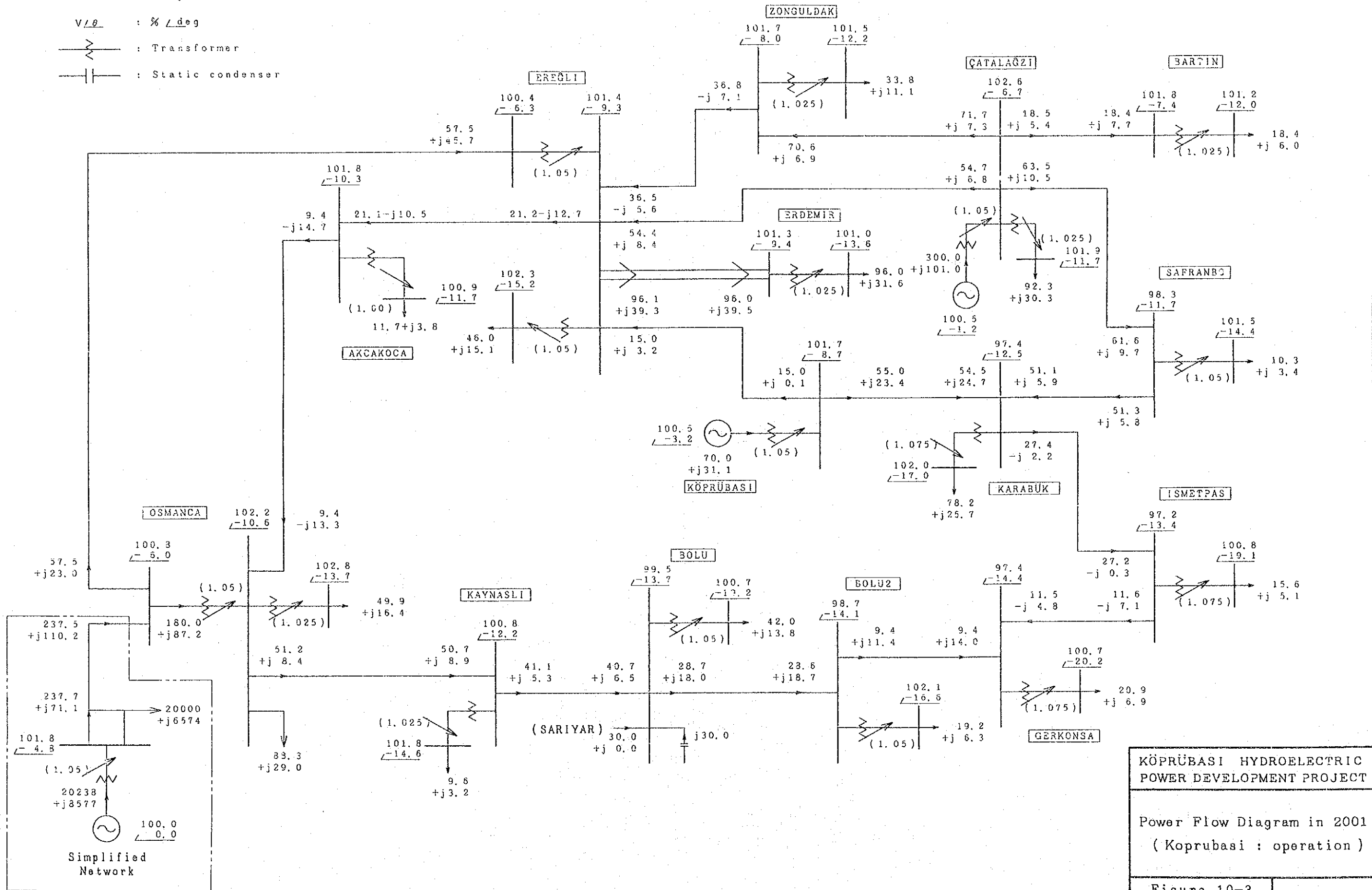
KÖPRÜBASI HYDROELECTRIC
 POWER DEVELOPMENT PROJECT

Impedance Map in 2001

Figure 10-2

LEGEND :

- $P+jQ$: MW+jMVar
- V/θ : % \angle deg
-  : Transformer
-  : Static condenser

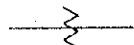
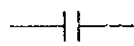


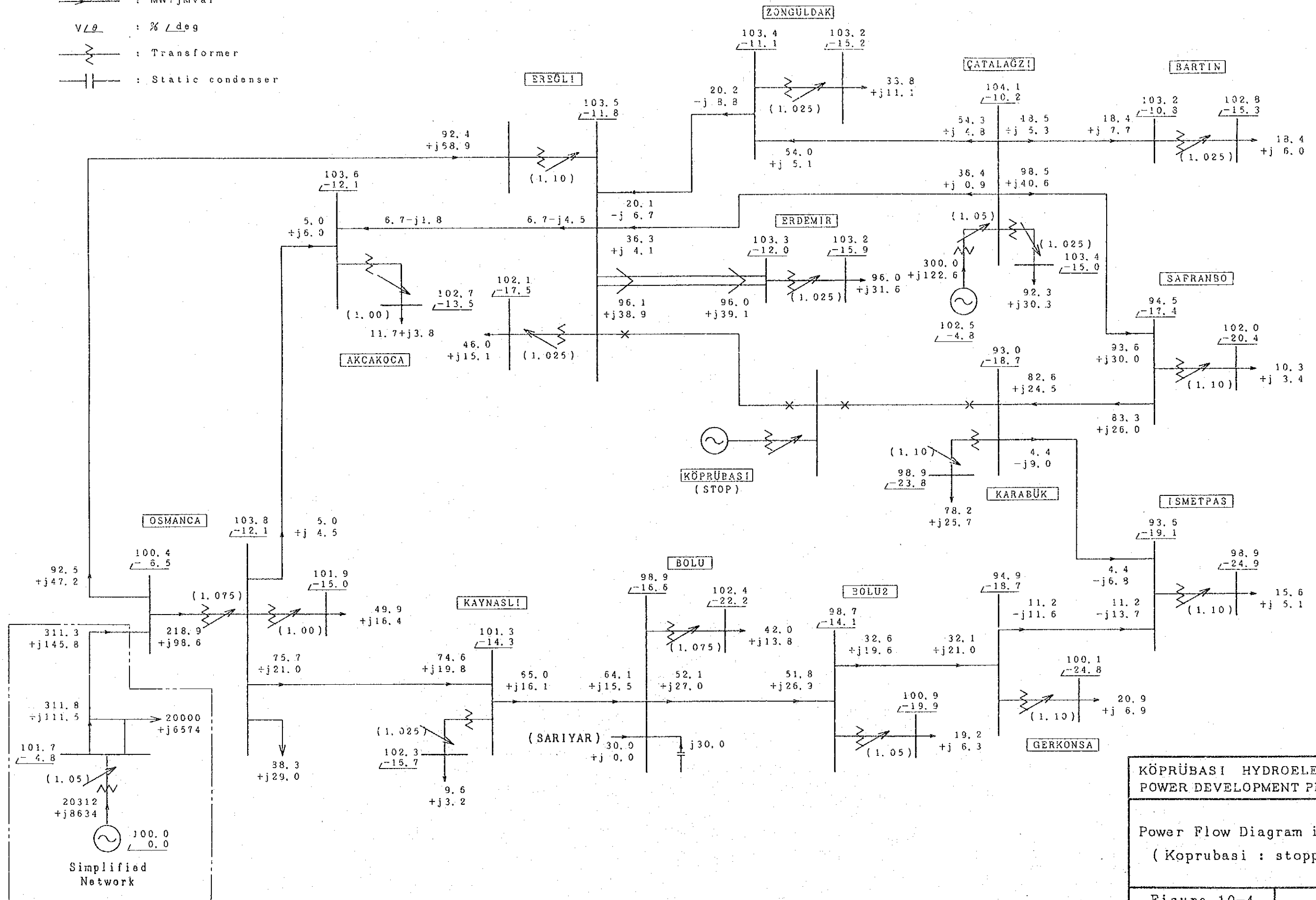
KÖPRÜBASİ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

Power Flow Diagram in 2001
(Koprubasi : operation)

Figure 10-3

LEGEND :

- $\rightarrow P+jQ$: MW+jMVar
- V/θ : % /deg
-  : Transformer
-  : Static condenser



KÖPRÜBASİ HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

Power Flow Diagram in 2001
(Koprubasi : stoppage)

Figure 10-4

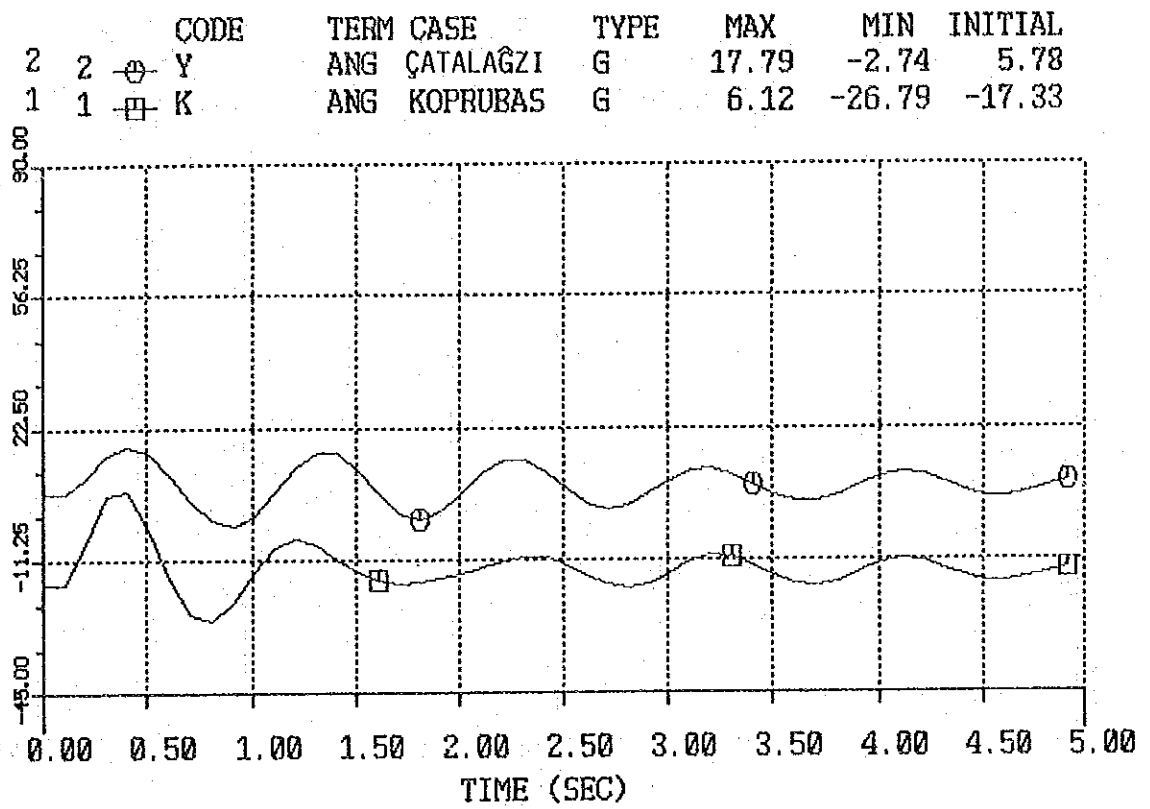


Figure 10-5 Dynamic Stability Swing Curve

Koprubasi-Karabuk Line opened after 3 ϕ G-fault at Koprubasi P.S

	CODE	TERM CASE	TYPE	MAX	MIN	INITIAL
2	2 ⊕ Y	ANG ÇATALAĞZI	G	17.76	-2.28	5.78
1	1 ⊠ K	ANG KOPRUBAS	G	11.58	-32.12	-17.33

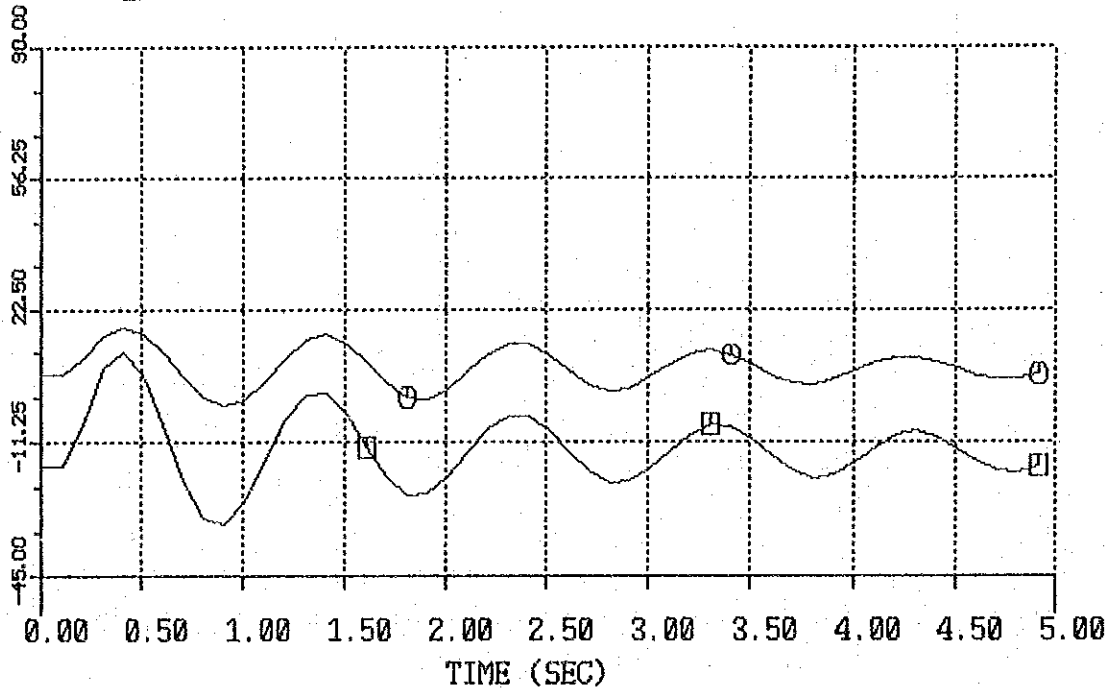


Figure 10-6 Dynamic Stability Swing Curve

Koprubasi-Eregli Line opened after 3φG-fault at Koprubasi P.S

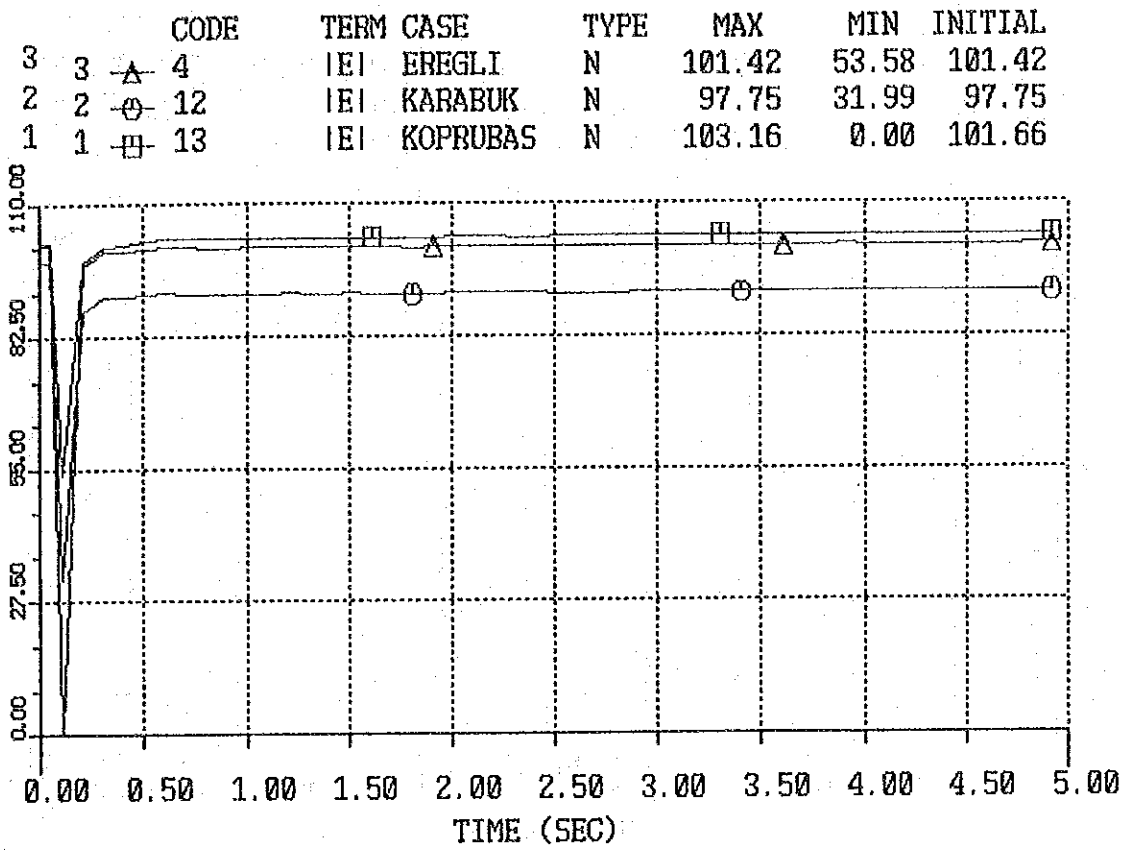


Figure 10-7 Bus Voltage Fluctuation Curve

Koprubasi-Karabuk Line opened after 3φG-fault at Koprubasi P.S

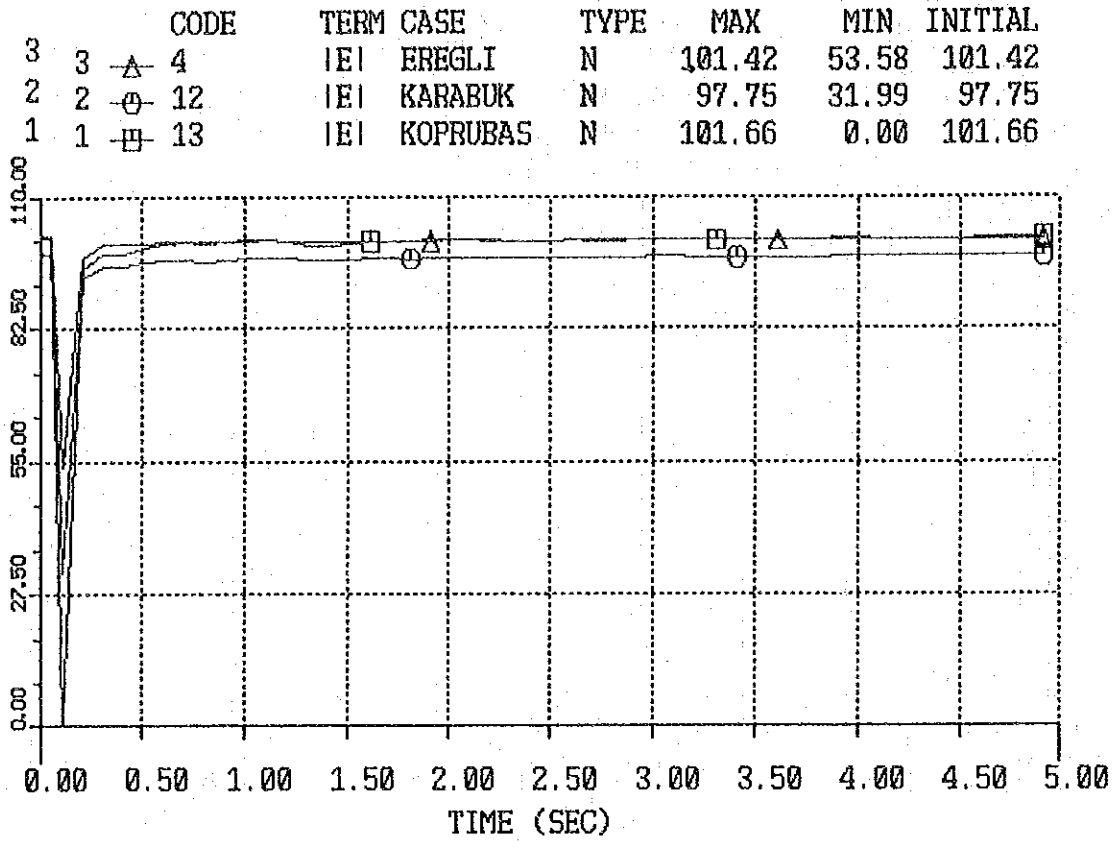
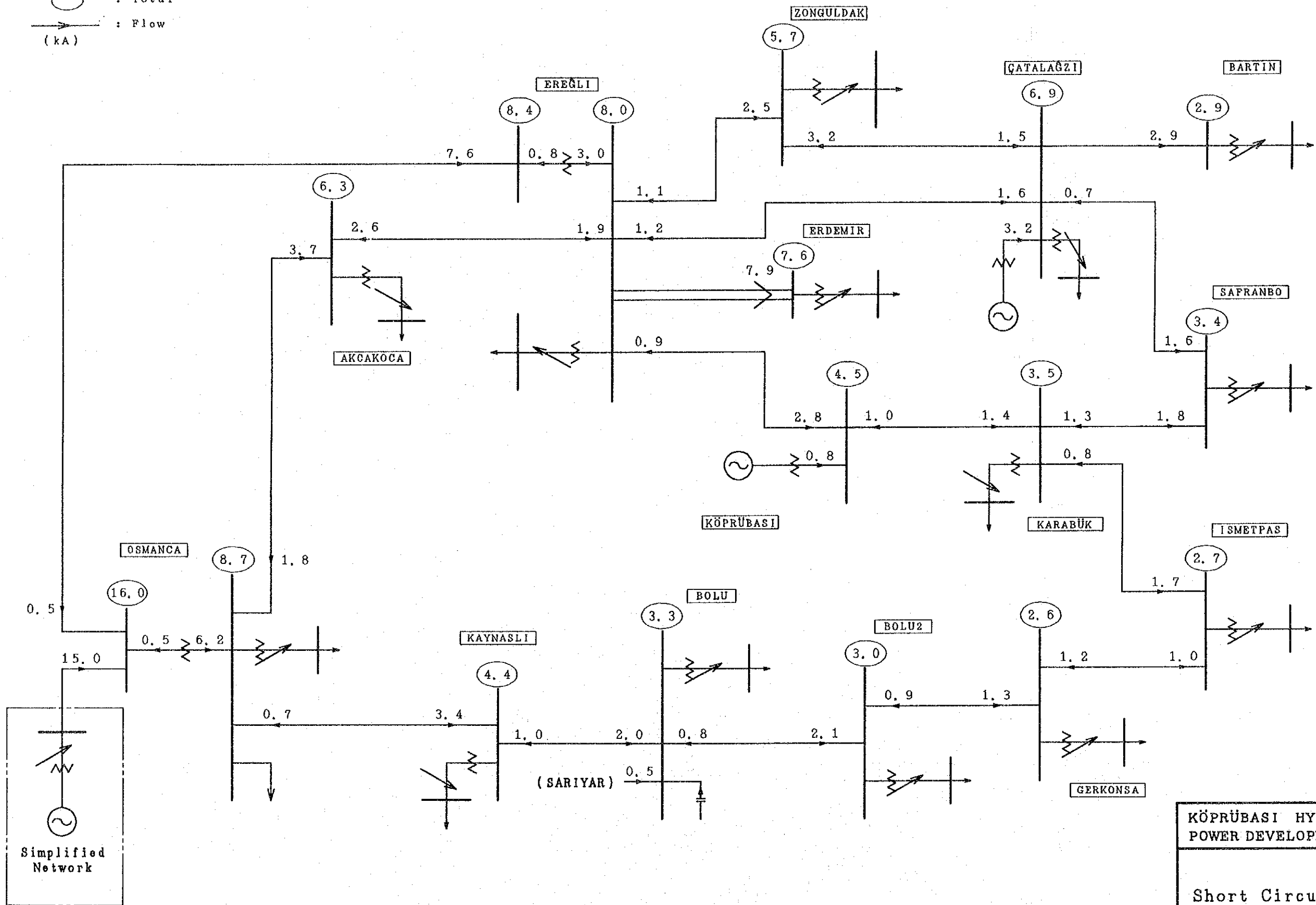
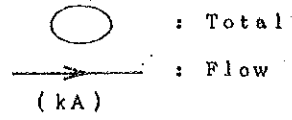


Figure 10-8 Bus Voltage Fluctuation Curve

Koprubasi-Karabuk Line opened after 3φG-fault
at Koprubasi P.S

LEGEND :



KÖPRÜBASİ HYDROELECTRIC
 POWER DEVELOPMENT PROJECT

Short Circuit Current

Figure 10-9

第11章 フィージビリティ設計

第11章 フィージビリティ設計

目 次

	頁
11.1 土木構造物	11-1
11.1.1 ダム	11-1
11.1.2 洪水吐	11-3
11.1.3 河流処理	11-3
11.1.4 放流設備	11-4
11.1.5 取水口	11-4
11.1.6 水圧管路	11-4
11.1.7 地下発電所	11-5
11.1.8 放水路	11-6
11.2 発電機器	11-6
11.2.1 主機台数の決定	11-6
11.2.2 主要機器の選定	11-6
11.2.3 主回路	11-8
11.2.4 通信設備	11-8
11.3 送電線	11-8
11.3.1 送電線ルート	11-8
11.3.2 電線・碍子および架空地線	11-9
11.3.3 支持物	11-9

List of Figure

- Figure 11-1 Optimization Study on Tailrace Tunnel
- Figure 11-2 Rating Curve of Tailrace Tunnel
- Figure 11-3 Waterway Plan and Profile
- Figure 11-4 Dam General Plan
- Figure 11-5 Dam Profile and Section
- Figure 11-6 Spillway Plan and Profile
- Figure 11-7 Outlet Works Plan and Profile
- Figure 11-8 Penstock and Powerhouse Plan
- Figure 11-9 Penstock and Powerhouse Profile
- Figure 11-10 Powerhouse Transverse and Longitudinal Sections
- Figure 11-11 Powerhouse Plans
- Figure 11-12 Cable Tunnel and Switchyard Plan and Profile
- Figure 11-13 Tailrace Channel Plan and Section
- Figure 11-14 Single Line Diagram
- Figure 11-15 Plan of Switchyard
- Figure 11-16 Standard Suspension Tower
- Figure 11-17 Standard Suspension Tower

11.1 土木構造物

11.1.1 ダム

(1) 位置および概要

Devrek川は、ダム地点を含むKöprübaşı計画区域において地質構造に起因する蛇行を繰り返しながら、全体としてはほぼ北向きに流れてYenice川に合流し黒海に至る。ダム地点を含む約2 km～3 km区間でDevrek川は、南向きに方向を転じ再び北向きに流れを変えるヘアピン形状を2カ所で示し、ダム地点として有利な地形を提供している。

本計画で提案するダム地点は下流側のヘアピン状の蛇行地点であり、マスタープランで提案している地点である。

ダム地点の左岸側は約30°の一様な勾配で比較的マッシブなアバットを提供するが、下流側に近づくると谷形状が下流に向かって開ける地形となっている。一方右岸側は比較的痩せ尾根状地形であり河床付近では約40°、LWL付近より高標高では緩やかな斜面となっており、全体として非対象な縦断形状を提供している。

提案するダム地点での谷幅は河床付近で約50m、ダム頂標高付近では約540mとなっている。

ダム地点における河床堆積物の厚さは約10m前後であり、比較的薄く堆積した砂層とその下位の砂礫層によって構成されている。河床堆積物の下位は花崗閃緑岩が分布するが、高いダム基礎としての適性は、RQD表示による岩級区分、透水性などからとくに問題はないと考えられる。

(2) ダム形式の選定

本計画で提案されたダム地点での前述の地形的特徴、地質的な条件を考慮すると、ロックフィルダムおよびコンクリート重力ダムの2つのダム形式が技術面から建設可能と判断される。両ダムの利点・決定を以下に示す。

ロックフィルダム

- ・基礎地盤のせん断強度が低い場合でもとくに問題なく建設できるので、基礎掘削を経済的に設計できる。
- ・ダム地点が大きく湾曲した部分に位置するためにロックフィルダムで工事費の高騰要素となりがちな洪水吐および排水路トンネルの経済的レイアウトが可能である。
- ・遮水壁材、フィルター材、ロック材など盛立材料がダム地点の上流数km範囲以内から採取運搬が可能であり経済的である。
- ・ダムおよび洪水吐工事で発生する掘削土砂は盛立材料として流用できる。

コンクリート重力ダム

- ・ロックフィルダムの場合に比べ高いせん断強度の基礎地盤に位置させる必要があるため、基礎掘削線はロックフィルダムにくらべ深くなり、堤体数量、掘削数量とも増大する。
- ・洪水吐は堤体に付属させた形で建設できるのでロックフィルダムの場合に比べ有利となる。
- ・建設中の河流処理も半川締切方式、堤内バイパス方式あるいはこれらの組み合わせ方式によって経済的な計画が可能となる。

2つのダム形式の経済比較は、堤体、洪水吐および仮排水トンネルと仮締切ダムを含めた工事費で行った。

ロックフィルダムの場合の建設工事費は 315×10^9 TL

コンクリート重力ダムの場合には 403×10^9 TL

したがって、工事費が低廉なロックフィルダムを選定する。

(3) ダム軸の選定

ダム軸の検討のため、上流軸、中流軸（マスタープランのダム軸）および下流ダム軸案の三つの案を70mの区域で準備した。この区域外に代替ダム軸を設けることは地形から妥当でない。

3案中最小の体積となる下流ダム軸を選定した。

(4) ダム堤体

ロックフィルダムは中央に遮水ゾーン、その上下流域に細・粗フィルターゾーンとロックフィルゾーンで構成する。

上流法面勾配は 1:2.5、下流法面勾配は 1:2.0である。遮水壁の天端における厚さは 8 mとし、基礎部の厚さは作用水圧のおおよそ50%に相当する形状とした。円弧すべり法によってダムの安定解析を行った結果、ダムは当地点で予想される地震に対し安全である。

ダムの盛立数量は、5,025,000 m³である。盛立材料のうちロック材料は 3,067,000 m³であり、ダム上流右岸側 1.5kmの原石山から採取する材料が主体となり、掘削ズリのうち粗粒材料が流用される。フィルタ材料は 735,000 m³であり、ダム上流側の河床体積物、掘削ズリなどを自然のまま、または粒度調整して使用する。遮水壁材料は 757,000 m³であり、ダム上流の又は下流のコア採取地から採取、運搬される。コア採取地の選定は本F/S以降の追加調査により選定される。

11.1.2 洪水吐

洪水吐はダム地点の地形的特徴を生かし、湾曲部をショートカットするように右岸側に配置する。

設計洪水量は可能最大洪水量の 2,500 m³/secであり、これを貯水池満水位以下で安全に下流へ放流できる構造とする。このために呑口部は、幅 13.00m、高さ 14.50mのラジアルゲート 2門を備えた全幅29mの構造とする。水路は幅26mのシュート式とし、シュート末端でフリップバケットにより空中放流の後、プランジプールで減勢される。

11.1.3 河流処理

河床部におけるダム基礎掘削に先立って上流と下流に仮締切りダムおよび仮排水トンネルを設け、河川の切替えを行う。

工事中の設計洪水量は25年確率洪水量に相当する 350 m³/secとし、これを安全に下流に放流できる仮締切りダムおよび仮排水路トンネルの規模とする。河流処理の検討は、仮締切りダム高さを数ケースかえて仮排水路との最適な組み合わせ求めた。

検討結果によれば、仮締切りダム頂の標高は 365m、仮排水路トンネルの直径は 6.

00mである。河床からダム頂までの高さは約20m、標準馬蹄形のトンネル全長は390mである。

上流側の仮締切りダムは、地形的な条件、取付道路の配置、ダム基礎掘削の施工条件などを考慮して、主ダム断面から離れて配置し、主ダムと仮締切りダムの間の区域は土捨盛立とする。

下流側仮締切りダムは主ダムの下流端に配置する。

11.1.4 放流設備

貯水池の初期湛水、ダム緊急放流などに対応するために、ダム右岸部に設ける仮排水路トンネルを利用して放流設備を設ける。

放流設備として新たに取水口、接続立坑、仮排水路トンネル閉塞工から下流側の放流管路、非常用ゲート、放流バルブ室を設置する。放流設備の規模は一般的には、貯水池容量、流入量、水位低下に許容される日数、建設費などの比較検討によってきめられる。ここでは、トルコにおける類似計画での実績、初期湛水方法の実態などを考慮して直径1.50mの放流バルブを採用することとする。満水位時の放流量はバルブ全開状態で $33.1\text{ m}^3/\text{sec}$ である。

11.1.5 取水口

取水口の位置は、

- ・取水口構造物が取付けやすい地形
- ・工事用道路の延長を短くすること

などの諸条件を考慮してダム右岸（洪水吐）から約500m上流側の位置に設けるとする。急峻な地形条件での掘削法面を最小とするために、取水口とゲート立坑を分離した。

取水口底部標高は、底水位時に渦などの混入が生じないように、貯水池底水位より12m深い標高380mとした。

11.1.6 水圧管路

取水口ゲート立坑下流側から水車・入口弁の間にトンネル式水圧管路を設ける。

水圧管路は斜坑部勾配1:1、内径3.40mの鉄管1条、下部水平部でY分岐し2条と

し内径2.20mである。

水圧鉄管の最大設計水頭は、水車負荷遮断時の圧力上昇率を30%と見込み、水車中心で275.90mとした。この設計水頭は全部を水圧鉄管で負担する設計とした。ただし、将来周辺岩盤の強度特性が合理的に決定できれば設計水頭の幾らかの部分周辺岩盤で負担させることにより、水圧鉄管の厚さを小さくすることが可能となる。

11.1.7 地下発電所

第9章で述べたように、水路系全体の技術的および経済的理由から地下式発電所を採用する。発電所空洞は、水車・発電機2台を配置した主機室、主変圧器室、配電盤室などを含み、掘削幅16.00m、長さ62.00m、高さ35.30mの規模である。発電所空洞周辺には換気トンネル、周辺通廊がある。これらは搬入トンネル、ケーブルトンネルによって地表と連絡されている。

選定した地下発電所の位置は、ダム右岸アバットの尾根状地形の北側斜面の地下約150mの深部である。この区域で実施した地形調査、地表踏査および主空洞予定地点での調査ボーリングの解析結果から、地下発電所に要求される次の条件が満たされるものと想定される。

- ・発電所空洞、周辺通廊が配置できる堅硬で顕著な断層、破碎帯が無いマッシブな岩盤があること。
- ・搬入トンネル、ケーブルトンネルが建設しやすいこと。

発電所空洞の断面形状はマッシュルーム型とし、天井アーチおよび側壁はコンクリートで巻立てる。空洞周辺岩盤の力学特性、水理地質学的特性に関する情報は少ないので、標準的な設計（PCアンカー、ロックボルト、排水トンネル）により周辺岩盤の安定化を計ることとした。

地下発電所の主変圧機室と開閉所予定地間に延長約423.4m、勾配1:3.23の斜坑を掘削する。この斜坑は工事中に発電所の掘削作業坑として使用する。コンクリートを巻立てた後に母線を設置する。

地下発電所アーチ部の掘削作業坑として、発電所本体の掘削作業坑（ケーブルトンネル）の途中からアーチ部にむけて延長約130mの連絡トンネルを掘削する。その後このトンネルをコンクリートで巻立し、換気トンネルとして利用する。

搬入路トンネルは、発電所の約1km下流側の既設道路付近に標高358mで坑口を設

け、発電所組立室（標高 233m）に至る 1,100m区間を、内径5.00m、勾配 1 : 8.8 で結ぶ。

11.1.8 放水路

放水路は、無圧トンネルと台形開水路で構成され、最大使用水量43.0m³/secを Devrek川に放流する。

2台の水車・発電機で発電放流後、内径3.30m、延長約20mの2条のドラフトトンネルは調圧水室で合流の後、内径4.60m、延長 4,899mの1条の標準馬蹄形無圧トンネルとなる。放水路トンネルの勾配は 1 : 1,200である。放水路の最下流部は、延長 200mの台形開水路を開削する。最適経済断面と流量特性の結果を Figure 11-1, 11-2 に示す。

ドラフトトンネル終端部にドラフトゲート 2 門、開水路と接続する放水路トンネル終端部に放水口ゲート 1 門を設置する。

11.2 発電機器

11.2.1 主機台数の決定

Köprübasiプロジェクトの発電所出力は、70,000kWである。

この出力を満たす主機台数の組み合わせは幾つか考え得るが、台数を少なくするほど、スケールリットによる経済性の追求が可能となる。経済的には1台案が最適であるが、事故による停止、修理部品の国際調達などトルコ国における実際の運用上の問題を考慮して、DSIからの強い要望により2台案を採用する。この水力発電プラントの主機台数を複数にするのは、DSIの標準的な考え方である。

11.2.2 主要機器の選定

使用水量、有効落差より水車は立軸フランス水車が適当である。発電機は、これに直結する立軸3相交流同期発電機とし、発電機電圧から送電電圧に昇圧するため主要変圧器に接続する。

主要変圧器は、油入三相変圧器とする。

Köprübasi発電所の電力は、154kV送電線により送られる予定であり、送電線に接続するための屋外開閉所を設置する。開閉所方式は、現行のTEK標準である、アルミパイプス方式とする。

パイプス方式とする。

下記に、主要機器の定格事項を示す。

水 車		
形 式		立軸フランス水車
台 数		2 台
基準有効落差		190 m
使用水量		43.00 m ³ /s
基準出力		36,200 kW
回 転 速 度		429 rpm
発 電 機		
形 式		三相交流同期発電機
台 数		2 台
出 力		38,900 kVA
力 率		0.9 lag
電 圧		11 kV
周 波 数		50 Hz
回 転 速 度		429 rpm
主要変圧器		
形 式		屋内形水冷三相変圧器
台 数		2 台
容 量		38,900 kVA
電 圧		
	1次	11.0 kV
	2次	154 kV
結 線		
	1次	デルタ
	2次	スター中性点直接接地
屋外開閉所		
母 線 構 成		単母線+点検母線
母 線		7ルミナ
接 続 回 線 数		
	154 kV	2 回線

11.2.3 主回路

主要変圧器は、発電機により近い位置である、地下発電所内に設置して、屋外開閉所へ接続するための母線コストの低減を図る。

送電線への同期並列方式は、主要変圧器低圧側の遮断器でおこなう低圧同期方式を採用するが、遮断器の代わりに負荷開閉器を使用して、コスト低減を行う。尚、この区間の電気事故に際しては、主要変圧器高圧側の開閉所設置の遮断器動作により対応することとする。

主要変圧器－屋外開閉所間は154kV XLPE電力ケーブルにより接続する。

開閉所の母線構成は、TBK標準の単母線と点検母線の組合せとし、154kV 2回線がこれに接続される。

所内電源確保のため、非常用電源として、ディーゼル発電機を設置する。

Figure 11-14 に単線結線図を、Figure 11-15 に屋外開閉所平面図を示す。

11.2.4 通信設備

電力線搬送方式（大地帰路）により、給電回線を構成する。

11.3 送電線

11.3.1 送電線ルート

送電線はKöprübaşı発電所を起点として、154kV・2回線鉄塔でÇay発電所の計画地点近傍のCiplak地区を經由し、この地点で各々1回線に分かれKarabukおよびBregli変電所へ至る。送電線ルートは送電線の建設コストの低減および設備保全の易容性を考慮して、既設道路に沿って計画した。本送電線ルートで既設道路が利用出来ない区間は、技術的に許容される範囲で最短距離を選定し、送電線の建設費の抑制を図った。

Köprübaşı発電所からCiplak地区に至る送電線ルートの15km区間のうち、Köprübaşıからの5km区間は、比較的急峻な山岳地帯（最大標高750m）を経過する。残りの区間では比較的緩やかな丘陵地帯を通して、KarabakおよびBregliに至る。選定された送電線ルートはFigure 10-1に示されている。送電線ルートの各区間の巨長は以下のとおりである。