

EIB は電力開発計画とその調査を担当しており、将来の電力需給を考慮して、開発地点、開発規模、開発時期等の調査・検討を行う。

DSI は全国に25ヶ所の地方局を有し、洪水制御、灌漑、排水、水道、工業用水などのための設備の建設および運用、ならびに水力発電所の建設を担当している。なお、水力発電の開発については調査段階からDSIが単独で行う場合もある。

TEK は、火力、原子力発電所および送電線の建設・保守運営と、DSIが建設する水力発電所の保守運営を担当する。1992年現在トルコの全発電設備の89%がTEKにより運営されており、残りの11%が公営発電所または私企業によって運営されている。

需要家への配電事業は、TEKが直接行っている地域、TEKが供給した電力を地方公共事業体が行う地域、あるいは一部市町村の電力、ガス公社が行う地域の三形態がある。これら三形態の供給区域は、お互いに重複する部分もあり、供給の効率化の観点から配電事業の統合化に向け検討が進められている。

#### 4.3 電力供給設備の現状

##### (1) 火力発電設備

トルコにおける1992年の発電実績は 67.3billion kWhであり、このうち約62%が火力発電によるものである。トルコは1992年現在で8,993.9MW (10MW以上の設備)の火力発電設備を所有しており、Table 4-4 に概要を示す。

Table 4-4 Outline of Thermal Power Plants in Turkey (1992)

Power Plants	Commissioning Date	Installed Capacity (MW) End of 1992	Gross Generation (Million kWh)
			Capacity
Afşin-Elbistan (Lignite)	1984	1,360.0	8,840
Çayırhan (Lignite)	1987	300.0	1,950
Seyitömer (Lignite)	1973	600.0	3,900
Soma A (Lignite)	1957	44.0	290
Soma B I-VI (Lignite)	1981 ~ 92	990.0	6,435
Tunçbilek A+B (Lignite)	1956	429.0	2,790
Yatağan (Lignite)	1982	630.0	4,100
Yeniköy (Lignite)	1986	420.0	2,730
Ambarlı (Fuel-Oil)	1967	630.0	4,100
Hopa (Fuel-Oil)	1973	50.0	200
Aliaga GT+Com. Cycle (Diesel Oil)	1975	180.0	-
Hamitabat + Com. Cycle (Natural Gas)	1985	1,200.0	7,800
Ambarlı (Natural Gas)	1988 ~ 91	1,350.9	8,780
Kangal 1-2 (Lignite)	1989	300.0	1,950
Y. Çatalağzi B-1 (Hard Coal)	1989	300.0	1,950
Orhaneli (Lignite)	1992	210.0	1,365
Total		8,993.9	

cf: TEK table original, others

(2) 水力発電設備

トルコにおける10MW以上の水力発電所は、1992年末現在、7,762.3MWである。

Table 4-5 にトルコの水力発電所の概要を示す。

Table 4-5 Outline of Hydropower Plants in Turkey (1992)

Power Plants	Commissioning Date	Installed Capacity (MW) End of 1992	Generation Capacity (Million kWh) Average
Almus (Dam)	20.9. 1966	27.0	100
Altinkaya (Dam)	9.12. 1987	700.0	1,632
Aslantaş (Dam)	11.5. 1984	138.0	569
Atatürk I-IV	6-11. 1992	1,200.0	4,450
Demirköprü (Dam)	14.5. 1960	69.0	190
Dervent		56.4	257
Gökçekaya (Dam)	2.11. 1972	278.4	562
Hasan Uğurlu (Dam)	2.12. 1979	500.0	1,217
Hirfanlı (Dam)	8.1. 1959	128.0	400
Karakaya (Dam)	6.3. 1987	1,800.0	7,354
Keban (Dam)	25.2. 1975	1,330.0	6,000
Kemer (Dam)	25.10. 1958	48.0	135
Kesikköprü (Dam)	27.2. 1966	76.0	250
Kılıçkaya		120.0	332
Köklüce (Dam)	10.10. 1988	90.0	588
Menzelet I, II	10, 11. 1992	62.0	256
Oymapınar (Dam)	16.1. 1984	540.0	1,620
H. Polatkan Sarıyar (Dam)	24.10. 1956	160.0	400
Suat Uğurlu (Dam)	20.10. 1981	46.0	273
Çıldır (Natural lake)	14.11. 1975	15.4	30
Hazar 1 (Natural lake)	20.10. 1957	20.1	128
Hazar 2 (Natural lake)	20.10. 1957	10.0	64
Kovada 2 (Natural lake)	30.6. 1971	51.2	220
Tortum (Natural lake)	14.5. 1960	26.2	85
Karacaören		32.0	142
Çağ-Çağ (Rivers)	28.6. 1989	14.4	42
Doğankent A+B (Rivers)	24.4. 1971	70.8	314
Tercan		15.0	30
Göksu (Rivers)	1959	10.8	65
İkizder (Rivers)	11.5. 1961	15.1	100
Kapulukaya (Dam)	11.3. 1989	54.0	190
Diğerleri		58.5	214.5
Total		7,762.3	28,209.5

cf: TEK table original

## (3) 送配変電設備

トルコの送配変電設備の概要を Table 4-6 に示す。

Table 4-6 Outline of Transmission and Distribution System in Turkey (1992)

Voltage (kV)	Transformer Centers		Transmission and Distribution Lines	
	Substation Centers	Trans- formers	Capacity (MVA)	Power Line Length(km)
380 kV	20	62	9,660.0	9,483.9
220 kV	2	2	330.0	87.5
154 kV	284	559	20,481.0	21,661.1
66 kV	42	128	1,044.0	1,030.5
Transmission Line Total	348	751	31,515.0	32,263.0
Distribution line Total (34.5 kV and below)	-	-	-	513,500

Note: Village electrification power line and transformers inclusive.

cf: TEK table original

#### 4.4 電力需給の現状

1982年から1992年までのトルコ全体の電力需給バランス、発電設備利用率および年負荷率を Table 4-7 に示す。発電設備利用率は、1992年でも、58.2%と低く、発電設備容量にまだ余裕がある。年負荷率は、各年を通じて約70%と極めて高い数字を示している。

Table 4-8 に1990年および1991年のエネルギー、バランス・シートを示す。TEKの送電ロスは前年度から大幅に改善されて約3%となり満足すべきレベルとなった。配電ロスについては、約10%であり、まだ改善の余地がある。

また、1992年実績でトルコにおける総供給電力量は、67.3billion kWhに達している。1人当たりの年間の電力消費では、921kWhに相当する。電力消費は、54.0billion kWhであり、このかなりの部分が工業用である。1992年の電力消費の内訳を見ると、工業用が58.4%、家庭用が21.3%、商業用が6.1%、政府関連施設が3.7%、その他が10.2%である。

1992年のトルコにおける電力システムの最大電力は、12月に10,895MWが記録されている。今後も電力需要は増加していくと考えられ、1996年で14,610MW、2000年で20,095MW、2010年では42,485MWに達すると推定されている。

Table 4-7 Demand/Supply Balance, Plant Factor, Load Factor in Turkey's Power System

Year	Gross Energy Production (GWh)	Installed Capacity (MW)	Hourly Peak Load (MW)	Annual Plant Factor (%)	Annual Load Factor (%)
1982	26,551.5	6,638.6	4,308.2	64.9	70.1
1983	27,346.8	6,935.1	4,419.0	63.7	70.6
1984	30,613.5	8,459.1	5,108.3	60.4	68.2
1985	34,218.9	9,119.1	5,409.9	50.3	72.2
1986	39,694.8	10,112.7	6,340.5	62.7	71.5
1987	44,352.9	12,492.6	7,312.0	58.5	69.2
1988	48,048.8	14,518.1	7,613.0	52.4	72.0
1989	52,043.2	15,805.7	8,499.0	53.8	70.0
1990	57,543.0	16,315.1	9,180.4	58.1	71.6
1991	60,246.3	17,206.6	9,964.9	57.9	69.0
1992	67,342.7	18,713.6	10,895.0	58.2	70.0

cf: TEK table original

Table 4-8 TEK's Energy Balance - Sheet and Sales

Energy Balance - Sheet and Sales	1990 (MWh)	1991 (MWh)	Increase (%)
Gross Generation	52,854,235	55,460,687	4.9
Power Plant Internal Consumption	2,947,814	3,272,784	11.0
Net Generation	49,906,421	52,187,902	4.6
Compensator Consumption	49,235	44,316	-10.0
Purchased Energy	321,830	847,297	263.3
Power Supplied to the Network	50,179,016	52,990,883	5.6
Transmission Network Losses	1,787,241	1,437,823	-19.6
Power Sold by the Generation- Transmission Ent.	48,391,775	51,553,060	6.5
1. Sold Directly to the Customer	8,405,711	10,226,447	21.7
2. Sold to Power Distribution Enterprise	39,986,064	41,326,613	3.4
Power Purchased by Dist. Ent. from Non- TEK Utilities	1,897,566	2,145,530	13.1
Total Power Purchased by Distn. Enterprises	41,883,630	43,472,143	3.8
Distribution Network Losses	4,413,330	5,388,818	22.1
Power Sold by Distribution Enterprises	37,470,300	38,083,325	1.6
Net Consolidated Sales	44,620,603	46,933,550	5.2

\* when calculating net consolidated sales, road illumination consumption (1,174,696 MWh) and sales made free of charge were not taken into account.

cf: TEK original table

## 第5章 電力需要想定と電源開発計画

## 第 5 章 目 次

第 5 章 電力需要想定と電源開発計画 .....	5 - 1
5.1 電力需要想定 .....	5 - 1
5.1.1 電力需要の分析 .....	5 - 1
5.1.2 電力需要想定 .....	5 - 6
5.1.3 TEKによる電力需要想定 .....	5 - 14
5.2 電源計画と需給バランス .....	5 - 15
5.2.1 電源開発計画 .....	5 - 15
5.2.2 需給バランス .....	5 - 15
5.2.3 Köprübaşı 発電所の必要性と投入時期 .....	5 - 16



### List of Figures

- Figure 5-1 Daily Load Curve
- Figure 5-2 Energy Demand Forecast
- Figure 5-3 Peak Power Demand

### List of Tables

- Table 5-1 Trend of Energy Consumption
- Table 5-2 Evolution of Category-Wise Energy Consumption
- Table 5-3 Data for Regression Equation
- Table 5-4 Comparison of Power Demand Forecast
- Table 5-5 Power Demand Forecast
- Table 5-6 Peak Power Demand (1980 - 2010)
- Table 5-7 Power Demand Forecast and Demand Supply Balance (1995 to 2010)
- Table 5-8 Installed Capacity and Trend of Component Ratio of Power Resources
- Table 5-9 Power Development Plan



## 第5章 電力需要想定と電源開発計画

### 5.1 電力需要想定

#### 5.1.1 電力需要の分析

##### (1) 電力需要の推移

1980年から1992年までの電力需要の推移を Table 5-1 に示す。

1992年の電力需要状況（推定）では最大需要電力が10,895MW、発電電力量が67,342GWhである。1980年以降の年平均増加率は最大需要電力で9.7%、需要電力量で9.2%となっている。一人当たりの年間消費電力量は921kWhである。

近隣諸国との電力融通では1989年まで輸入だけであったが、1990年からは輸出も行っている。1990年は731GWhの輸出超過、1991年は253GWhの輸入超過となっている。これらの電力量はTBKの発電電力量に対して1.0%前後である。

##### (2) 負荷の特徴

###### a) 需要構造

1980年から1991年までの電力需要構造の推移を Table 5-2 に示す。

需要家の構成比率では家庭用が漸増であるほかは、1991年を除いて殆ど変化がない。1991年においては家庭用の増加が目立つが、工業用は需要電力量の減少とそれにより比率が低下している。主な構成比率（1991年）では工業用57.5%、家庭用22.3%、商業用6.2%となっている。

###### b) 負荷率

年負荷率は1980年以降70%前後で推移している（Table 5-1 参照）。これは需要構造が殆ど一定であり、際立った産業構造の変化が起きていないことを示している。

###### c) 損失率

損失電力量は発電所内用の電力量と送電損失電力量とに分けられる。所内用電力量の比率は発電電力量に対して6.0%前後、送電損失電力量は送電端電力量に対して13.0%前後で推移している。両者を合わせた総合損失率は発電電力量に対して約18%である。

d) 負荷曲線

1991年の最大および最少負荷日の負荷曲線を Figure 5-1 に示す。

最大負荷は12月に、最少負荷は4月に現れている。

最大負荷日における深夜負荷は最大電力に対して54%程度である。

(3) 経済成長率と電力需要

1980年から1991年における経済成長率の年平均は4.96%である。一方、この間の消費電力量の年平均増加率は8.34%であるから、電力需要の対GDP弾性値は1.68となる。至近5年間(1986~1991年)の同弾性値は2.08である。これは、経済成長率に比べ、極めて高い電力需要の増加率を示していることになる。

1980年から1991年における発電電力量の増加率を対GDP弾性値でみると1.82となっている。

Table 5-1 Trend of Energy Consumption

(GWh)

Years	Gross generation	Incr. (%)	Aux. loss	Incr. (%)	Net generation	Import	Supplied energy	Network loss	Incr. (%)	Export	Energy consumption	Incr. (%)	Peak load (MW)	Population (1,000)	Consumption (kWh/capita)	Load Factor (%)
1980	23,275.4	-	1,391.9	6.0	21,881.5	1,341.2	23,222.7	2,824.5	12.2	-	20,398.2	-	3,592	44,438	459	74
1981	24,672.8	6.0	1,327.8	5.4	23,345.0	1,616.1	24,961.1	2,931.7	11.7	-	22,030.0	8.0	3,873	45,540	484	73
1982	26,551.5	7.6	1,420.5	5.3	25,131.0	1,773.4	26,904.4	3,317.6	12.3	-	23,586.8	7.1	4,308	46,688	505	70
1983	27,346.8	3.0	1,680.2	6.1	25,666.6	2,220.8	27,887.4	3,422.3	12.3	-	24,465.1	3.7	4,419	47,864	511	71
1984	30,613.5	11.9	1,890.7	6.2	28,722.8	2,653.0	31,375.8	3,740.6	11.9	-	27,635.2	13.0	5,108	49,070	563	68
1985	34,118.9	11.8	2,306.8	6.7	31,912.1	2,142.4	34,054.5	4,345.9	12.8	-	29,708.6	7.5	5,410	50,306	591	72
1986	39,694.8	16.0	2,815.0	7.1	36,879.8	776.6	37,656.4	5,446.7	14.5	-	32,209.7	8.4	6,341	51,546	625	72
1987	44,352.9	11.7	2,607.7	5.9	41,745.2	572.1	42,317.3	5,620.0	13.3	-	36,697.3	13.6	7,312	52,845	694	69
1988	48,048.8	8.3	2,400.0	5.0	45,648.8	381.2	46,030.0	6,308.5	13.7	-	39,721.5	8.2	7,679	54,176	733	72
1989	52,043.2	8.3	3,234.5	6.2	48,808.7	558.5	49,367.2	6,247.2	12.7	-	43,120.0	8.6	8,556	55,541	776	70
1990	57,543.0	10.6	3,311.4	5.8	54,231.6	175.5	54,407.1	6,680.3	12.3	906.8	46,820.0	8.6	9,180	56,098	835	73
1991	60,246.3	4.7	3,655.2	6.1	56,591.1	759.4	57,350.5	7,561.2	13.2	506.4	49,282.9	5.3	9,965	57,326	860	69
1992	66,630.0	10.6	-	-	-	-	-	-	-	-	54,500*	-	10,895	58,584	930	70

Note : \* Estimated

Table 5-2 Evolution of Category-Wise Energy Consumption

Years	Household		Commercials		Officials		Industry		Lighting		Others		Total	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
1980	3,499.3	17.2	1,146.7	5.6	609.2	3.0	13,007.9	63.8	289.5	1.4	1,845.6	9.0	20,398.2	100.0
1981	3,665.1	16.6	1,256.9	5.7	638.1	2.9	14,206.1	64.5	298.4	1.4	1,965.4	9.0	22,030.0	100.0
1982	3,846.0	16.3	1,375.8	5.8	596.1	2.5	15,197.7	64.4	309.0	1.3	2,262.2	9.3	23,586.8	100.0
1983	4,024.4	16.4	1,399.5	5.7	687.0	2.8	15,575.7	63.7	296.3	1.2	2,482.2	10.2	24,465.1	100.0
1984	4,304.9	15.6	1,569.9	5.7	766.7	2.8	18,027.0	65.2	330.8	1.2	2,635.9	9.5	27,635.2	100.0
1985	4,978.9	16.7	1,620.5	5.4	891.5	3.0	19,607.7	65.9	450.3	1.5	2,202.7	7.5	29,751.6	100.0
1986	5,661.5	17.6	1,680.0	5.2	1,036.3	3.2	20,885.9	64.8	666.0	2.1	2,280.0	7.1	32,209.7	100.0
1987	6,506.3	17.7	1,747.8	4.8	1,168.7	3.2	23,872.9	65.1	786.3	2.1	2,615.3	7.1	36,697.3	100.0
1988	7,612.3	19.2	1,981.4	5.0	1,269.4	3.2	25,257.5	63.6	815.4	2.1	2,785.5	7.0	39,721.5	100.0
1989	8,264.5	19.3	2,300.2	5.4	1,278.3	3.0	27,602.7	64.3	715.7	1.7	2,758.6	6.4	42,920.0	100.0
1990	9,059.8	19.4	2,557.8	5.5	1,463.3	3.1	29,211.8	62.4	1,231.4	2.6	3,265.9	7.0	46,820.0	100.0
1991	10,993.3	22.3	3,054.1	6.2	1,864.3	3.8	28,351.8	57.5	1,417.9	2.9	3,001.5	7.3	49,282.9	100.0

### PEAK AND MINIMUM CONSUMPTION DAYS IN 1991

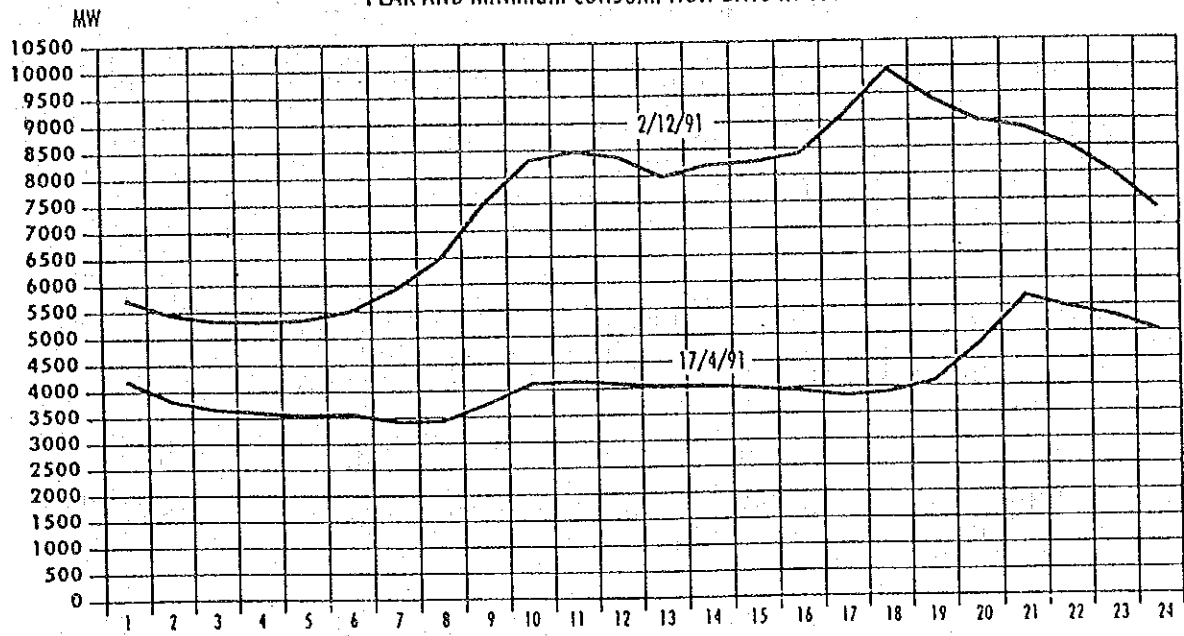


Figure 5-1 Daily Load Curve

## 5.1.2 電力需要想定

### (1) 予測手法

電力需要予測は全国需要を一括したマクロ予測の手法を用いる。これは過去の需要電力量の実績トレンドの中に一定の法則または傾向線を見出し、長期に亘る国全体の電力需要を推定する方法である。

トルコ国の需要電力量と経済的ポテンシャルの相関関係を見出す方法として、以下の3つの近似式を用いる。

- a) GNPと電力需要との間に直線的な関係が認められる場合に用いる一次回帰式
- b) GNPおよび人口と電力需要との間に直線的な関係が認められる場合に用いる重回帰式
- c) GNPと電力需要との間に曲線的な関係が認められた場合に用いる二次回帰式

これらの方法の中から最も当該国の電力需要パターンに適合している回帰式を用いる。

### (2) 想定条件

#### a) 回帰式と変数

電力需要実績とその説明変数であるGNPと人口の推移(1980~1991年)をTable 5-3に示す。これらのデータにおいて需要は電力量で、GNPは1987年価格で表されている。人口は5年毎の国勢調査結果を使用した。国勢調査のない中間年は5年間の平均増加率を国勢調査の数値に乗じた値を使用した。



Table 5-3 Data for Regression Equation

No.	Year	Energy Consumption (GWh)	GNP at 1987 price (M.TL)	Population (1000)
1	1980	20,398	50,678,685	*44,737
2	1981	22,030	53,377,284	45,864
3	1982	23,587	55,371,269	47,020
4	1983	24,465	57,900,634	48,204
5	1984	27,635	62,401,389	49,419
6	1985	29,709	65,189,062	*50,664
7	1986	32,210	70,092,365	51,776
8	1987	36,697	76,612,983	52,912
9	1988	39,722	77,799,910	54,073
10	1989	43,120	78,469,365	55,260
11	1990	46,820	86,050,138	*56,473
12	1991	49,283	86,347,877	57,712

Note: \*: Census

b) 需要想定期間

需要想定期間は1993年から2010年までの18年間とした。

c) 長期のGNPと人口の増加率

1993年から2010年までの間のGNPおよび人口の増加率は以下の値を使用した。

- GNPの年平均増加率 … 4%、5%、6%の各ケース

- 人口の年平均増加率 … 2.19%

GNPの過去11年間(1980~1991)の年平均増加率は4.96%、至近5年間(1986~1991)は4.26%、同3年間(1988~1991)は3.54%となっている。これらの実績により経済成長率を4~6%の範囲とした。人口の年平均増加率はトルコ国の予測値2.19%を用いた。

(3) 回帰式

得られた回帰式は以下の通りである。

a) 一次回帰式

$$Y = -18,109 + 0.00078 \cdot X_1$$

$$(R = 0.988)$$

b) 重回帰式

$$Y = -56,045 + 0.000363 \cdot X_1 + 1.25513 \cdot X_2$$

$$(R = 0.981)$$

c) 二次回帰式

$$Y = 19,554 - 0.000393 \cdot X_1 + 8.538 \times 10^{-12} \cdot X_1^2$$

$$(R = 0.986)$$

但し、

Y : 需要電力量 (GWh)

X<sub>1</sub> : GNP (M. TL)

X<sub>2</sub> : 人口 (1,000人)

R : 相関係数

これら3式の中で最も相関関係が大きいのは a)式で、次に c)式、b)式は最も小さい。但し、これらの差はいずれも僅少である。

(4) 需要想定の結果

回帰式によって得られた想定結果をTEKの想定値(5.1.3参照)との比較でTable 5-4に示す。同表はTEKの想定値に最も近似な値を各々の回帰式の経済成長率の中から選び、1995年から2010年までの5年毎の比較で示したものである。

3回帰式の中でTEKの想定値に最も近似した値を示す式は、二次回帰式の経済成長率4.0%のケースである。その他の回帰式はいずれもTEKの予想値を大幅に下回っている。二次回帰式で得られた需要電力量の年平均増加率(1993~2010年)は8.38%で、対GNP弾性値は2.10となる。

一方、TEKの予想値では需要電力量の増加率が8.12%、経済成長率を4.0%とすると対GNP弾性値は2.03となり高い増加率を予想している。しかしながら、これら

の指数は過去10年間の傾向を大きく乖離した値ではない。この結果、TEKの需要想定を妥当な値として、今後の電源開発計画を検証してゆく。

Table 5-4 Comparison of Power Demand Forecast

(GWh)

Regression equation	1995	2000	2005	2010	'93-2010 Ann. Av. increase rate (%)	Elasticity to GNP
Simple (6%)	83,332	118,519	165,608	228,624	7.09	1.18
Multi (6%)	80,476	107,874	142,064	185,063	5.84	0.97
Parabo.(4%)	83,587	124,222	187,146	283,663	8.38	2.10
TEK	87,205	130,350	189,630	271,450	8.12	-

(Note): ( ) indicates the economic growth rate.  
Energy demand (generation) in 1992: 66,630 GWh

それぞれの回帰式によって求めた2010年までの需要想定の結果を Table 5-5(1)~(3)とFigure 5-2(1)~(3)に示す。想定結果は消費電力量と発電電力量とで表した。発電電力量は発電所の所内率を6%、送電損失率を13%として回帰式で得られた消費電力量をもとに算定した値である。なお、所内率と送電損失率はTEKの1980~1991年における実績からの推定値である。最大需要電力の想定結果を一次回帰と二次回帰のケースについて Table 5-6とFigure 5-3(1)、(2)に示す。最大需要電力は負荷率を70%として発電電力量をもとに算定した値であり、発電所の出力合計を表す。

Table 5-5 Power Demand Forecast

(1) Simple Regression P=f(GNP)

Year	(a) Consumption			(b) Generation			(GWh)
	4.0%	5.0%	6.0%	4.0%	5.0%	6.0%	TEK
							Generation)
1993	57,306	58,032	58,789	70,073	70,973	71,887	72,883
1994	60,222	61,756	63,333	73,639	75,515	77,443	79,723
1995	63,254	65,657	68,149	77,346	80,285	83,332	87,205
1996	66,407	69,753	73,253	81,203	85,293	89,574	94,605
1997	69,687	74,053	78,665	85,213	90,552	96,190	102,500
1998	73,098	78,569	84,400	89,384	96,074	103,204	111,050
1999	76,645	83,310	90,480	93,721	101,871	110,639	120,310
2000	80,335	88,289	96,925	98,233	107,959	118,519	130,350
2001	84,171	93,516	103,756	102,924	114,351	126,873	140,850
2002	88,162	99,005	110,998	107,803	121,062	135,727	151,720
2003	92,311	104,768	118,673	112,878	128,110	145,113	163,430
2004	96,627	110,819	126,810	118,155	135,509	155,062	176,040
2005	101,116	117,173	135,434	123,644	143,278	165,608	189,630
2006	105,784	123,845	144,576	129,352	151,436	176,787	203,675
2007	110,639	130,850	154,267	135,288	160,002	188,636	218,835
2008	115,687	138,205	164,539	141,462	168,996	201,197	235,130
2009	120,938	145,928	175,427	147,883	178,440	214,511	252,635
2010	126,399	154,038	186,968	154,560	188,356	228,624	271,450

(2) Multiple Regression P=f(GNP,Popu.)

Year	(a) Consumption			(b) Generation			(GWh)
	4.0%	5.0%	6.0%	4.0%	5.0%	6.0%	TEK
							Generation)
1993	57,427	57,768	58,116	70,221	70,638	71,063	72,883
1994	60,438	61,150	61,883	73,903	74,774	75,670	79,723
1995	63,539	64,656	65,813	77,695	79,060	80,476	87,205
1996	66,734	68,288	69,915	81,602	83,502	85,491	94,605
1997	70,026	72,054	74,196	85,627	88,107	90,727	102,500
1998	73,417	75,958	78,668	89,774	92,881	96,194	111,050
1999	76,911	80,007	83,338	94,046	97,832	101,906	120,310
2000	80,512	84,207	88,219	98,449	102,967	107,874	130,350
2001	84,222	88,563	93,321	102,986	108,294	114,112	140,850
2002	88,046	93,083	98,655	107,662	113,821	120,634	151,720
2003	91,987	97,774	104,234	112,481	119,557	127,457	163,430
2004	96,049	102,642	110,071	117,448	125,510	134,594	176,040
2005	100,237	107,696	116,180	122,569	131,690	142,064	189,630
2006	104,554	112,944	122,576	127,848	138,108	149,885	203,675
2007	109,005	118,394	129,273	133,290	144,772	158,075	218,835
2008	113,594	124,055	136,289	138,902	151,693	166,653	235,130
2009	118,326	129,936	143,640	144,688	158,884	175,642	252,635
2010	123,206	136,046	151,345	150,655	166,356	185,063	271,450

(3) Parabolic Regression P=f(GNP)

Year	(a) Consumption			(b) Generation			(GWh)
	4.0%	5.0%	6.0%	4.0%	5.0%	6.0%	TEK
							Generation)
1993	58,706	59,914	61,183	71,785	73,262	74,814	72,883
1994	63,313	65,973	68,827	77,419	80,671	84,161	79,723
1995	68,358	72,751	77,561	83,587	88,959	94,841	87,205
1996	73,878	80,327	87,529	90,337	98,224	107,030	94,605
1997	79,914	88,788	98,893	97,718	108,570	120,925	102,500
1998	86,512	98,231	111,834	105,786	120,116	136,750	111,050
1999	93,719	108,760	128,559	114,599	132,991	154,756	120,310
2000	101,589	120,494	143,299	124,222	147,340	175,225	130,350
2001	110,178	133,563	162,315	134,725	163,320	198,477	140,850
2002	119,549	148,109	183,899	146,184	181,107	224,871	151,720
2003	129,768	164,292	208,384	158,680	200,895	254,810	163,430
2004	140,908	182,286	236,140	172,302	222,898	288,751	176,040
2005	153,048	202,284	267,589	187,146	247,352	327,206	189,630
2006	166,272	224,500	303,200	203,316	274,517	370,751	203,675
2007	180,673	249,170	343,507	220,926	304,683	420,037	218,835
2008	196,351	276,554	389,105	240,097	338,168	475,795	235,130
2009	213,414	306,939	440,669	260,961	375,323	538,847	252,635
2010	231,980	340,643	498,955	283,663	416,536	610,119	271,450

Note. (b)=(a)/(1-0.06)(1-0.13)  
 0.06: Aux. loss ratio of power plant  
 0.13: Transmission loss ratio

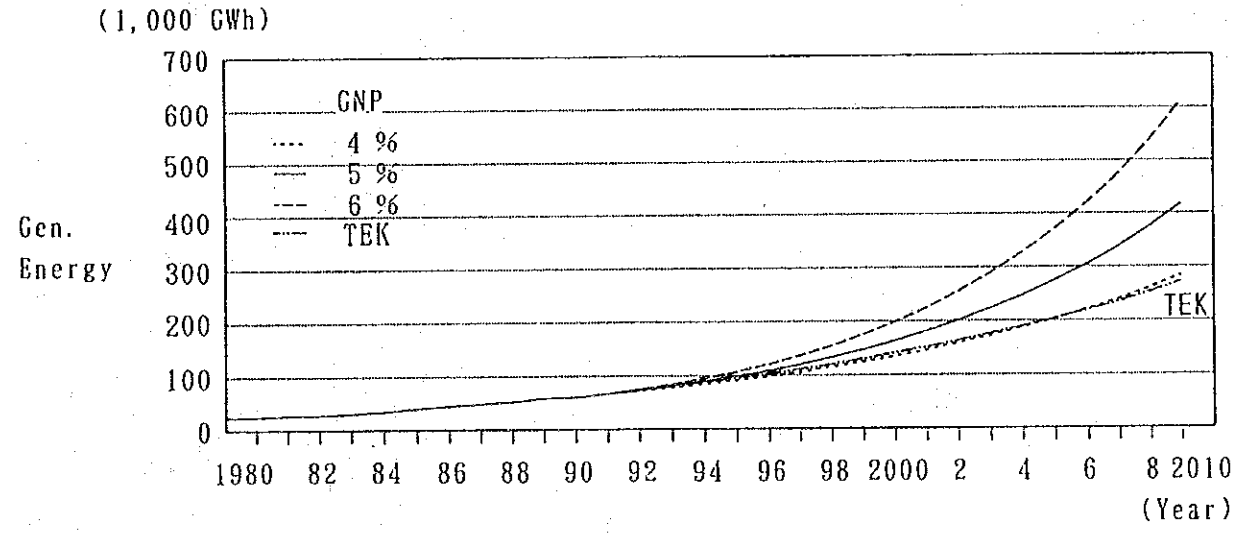
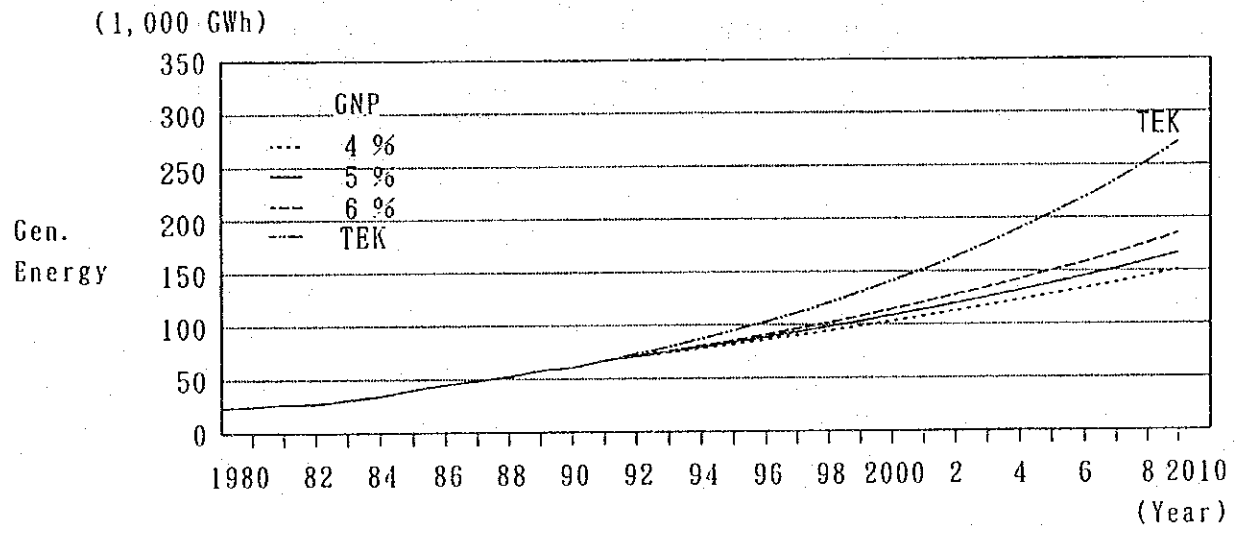
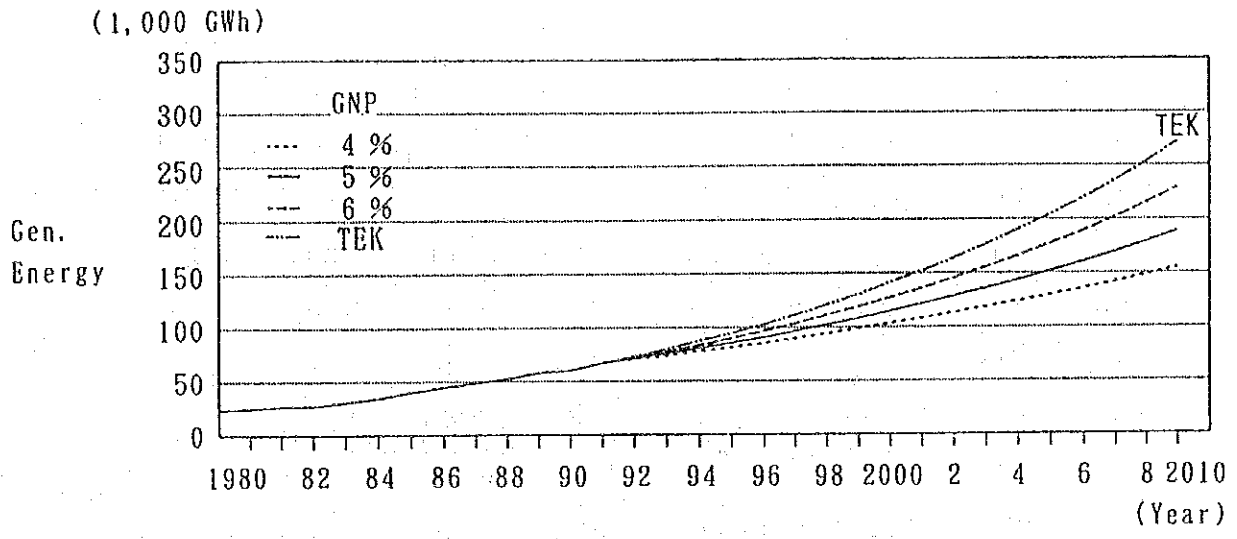
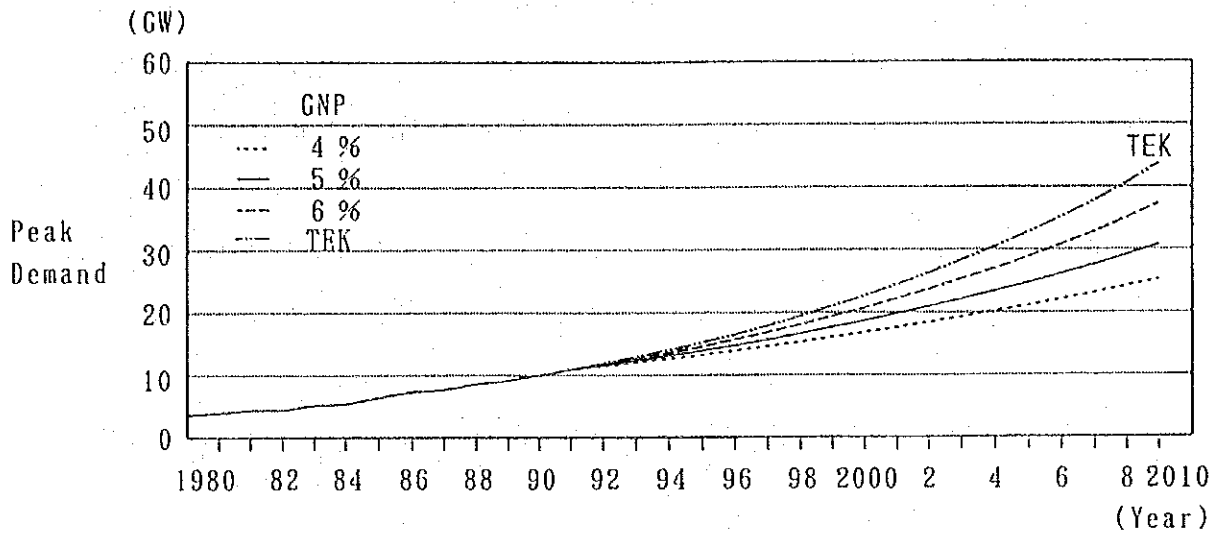


Figure 5-2 Energy Demand Forecast

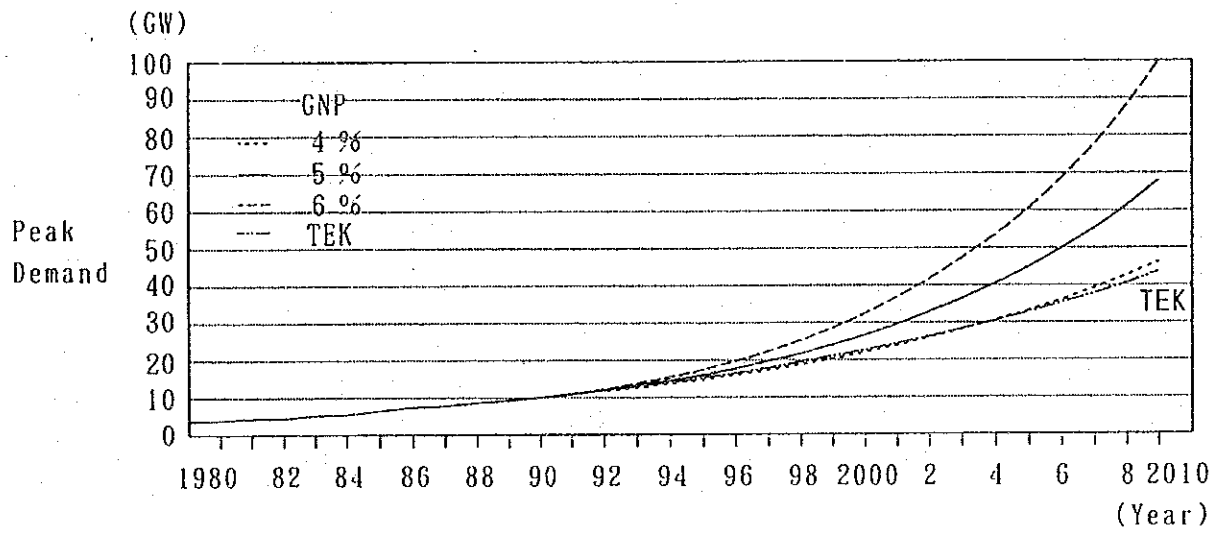
Table 5-6 Peak Power Demand (1980 - 2010)

(MW)

Year	(1) Simple Regression			(2) Parabolic Regression			(3) T E K
	4.0%	5.0%	6.0%	4.0%	5.0%	6.0%	
1992	10,895	10,895	10,895	10,895	10,895	10,895	11,255
1993	11,427	11,574	11,723	11,707	11,948	12,201	12,390
1994	12,009	12,315	12,629	12,626	13,156	13,725	13,635
1995	12,614	13,093	13,590	13,632	14,507	15,467	15,005
1996	13,242	13,910	14,608	14,733	16,018	17,454	16,335
1997	13,896	14,767	15,687	15,936	17,705	19,720	17,600
1998	14,577	15,668	16,830	17,252	19,588	22,301	19,080
1999	15,284	16,613	18,043	18,689	21,688	25,237	20,685
2000	16,020	17,606	19,328	20,259	24,028	28,576	22,435
2001	16,785	18,648	20,690	21,971	26,634	32,367	24,765
2002	17,580	19,743	22,134	23,840	29,535	36,672	26,315
2003	18,408	20,892	23,665	25,878	32,762	41,554	29,030
2004	19,269	22,099	25,287	28,099	36,350	47,089	31,430
2005	20,164	23,366	27,007	30,520	40,338	53,360	34,025
2006	21,095	24,696	28,830	33,157	44,768	60,462	36,340
2007	22,063	26,093	30,763	36,029	49,687	68,499	39,380
2008	23,069	27,560	32,811	39,155	55,148	77,592	43,175
2009	24,117	29,100	34,982	42,558	61,207	87,875	46,745
2010	25,206	30,717	37,284	46,260	67,928	99,497	50,600



(1) Simple regression  $P=f(\text{GNP})$



(2) Parabolic regression  $P=f(\text{GNP})$

Figure 5-3 Peak Power Demand

### 5.1.3 TEKによる電力需要想定

1993年にTEKによって作成された2010年までの電力需要想定によると、2010年の最大需要電力は43,590MW、発電電力量は271,450GWhである。これらは1992年に比較して約4倍の需要規模であり、年平均増加率は8.0%である。負荷率は71%と想定しており、電力需要構造は現状を維持することが前提とされている。

2010年までの経済成長率を4.0～5.0%と仮定した場合、発電電力量の対GNP弾性値は2.0～1.6となる。これは1980～1991年の実績（発電電力量の弾性値1.82）とほぼ同じである。

TEKの電力需要想定の結果は電力需給バランスと併せてTable 5-7に詳述されている。



## 5.2 電源計画と需給バランス

### 5.2.1 電源開発計画

#### (1) 開発規模

TEKが作成した電源開発計画（1995～2010年）は需要想定と併せてTable 5-7に示されている。1993年以降の電源開発規模は41,216MWとなっており、その内訳は火力が26,575MW(64.5%)、水力が14,641MW(35.5%)である。この結果、2010年の設備出力の合計は60,056MWとなり、その内訳は火力および原子力が36,970MW(61.6%)、水力が23,086MW(38.4%)である。

これらの設備出力は1992年末に比べて火力が3.4倍、水力が2.7倍に達し、それぞれの年平均増加率は7.3%、5.7%で両者の平均は6.6%となる。

#### (2) 電源構成

1995年から2010年の間に開発される電源の種別による推移をTable 5-8に示す。石炭火力についてはリグナイト炭火力発電所の開発に加えて、2005年からは輸入炭火力が計画されている。さらに、2005年以降は原子力発電所の開発が計画されている。

電源の構成比率は水力が漸減してゆくのに対し、石炭火力は漸増してゆく。天然ガスの比率は1999年に20%台に達し、その後はほぼ同じ比率で推移する。重油火力の新規開発は計画されていない。

#### (3) 開発スケジュール

Table 5-9は1993年から2010年までの各プロジェクトの開発スケジュールを示したものである。Koprubasi プロジェクトは当初案の出力60MWで2001年に運開されることになっている。

### 5.2.2 需給バランス

需要想定と電源開発計画をもとにTEKが作成した2010年までの需給バランスはTable 5-7に示されている。最大需要電力からみた需給バランスにおいては、供給予備力が36～48%となっている。一方、年間の需要電力量においては供給予備力は4～7%で、ややタイトといえる。

最大需要電力と需要電力量とで予備力の差が大きくなっているのは、電源構成において水力の割合が40%前後で比較的高いことおよび負荷率（70%）が高いことが挙げられる。このため、稼働率の高い電源設備が要求される。

### 5.2.3 Koprubasi 発電所の必要性と投入時期

Koprubasi 発電所の出力は70MW、その運開は2001年で計画されている。TEKの需要電力は1991年のピーク時で 9,965MWと記録されている。需給バランスにおいてKoprubasi 発電所の占める割合は小さいが、本プロジェクト固有の利点として以下のことが挙げられる。

- a) Koprubasi 発電所近傍の 154kV系統の需要電力 540MW（2001年）の一部を賄う水力電源として適正な規模である。
- b) 同上需要電力 540MWを賄う電源はYenicata火力発電所の 300MWだけであり、適正規模の水力電源を開発することにより、電源設備の柔軟な運用が可能となる。
- c) TEKの電源構成においては火力発電所の割合が高まる傾向にあるので、電源の多様化を考慮した一定割合の水力発電所の開発が規模の大小にかかわらず必要である。
- d) 電力系統の面では、送電損失の低減と系統電圧の改善が顕著である（詳細は10.3.2を参照）。

以上のことから、TEKの電源開発計画に沿って2001年頃にKoprubasi 発電所を開発すべきである。

Table 5-7 Power Demand Forecast and Demand Supply Balance (1995 to 2010)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Power Balance (MW)</b>																
<b>Installed Capacity</b>																
Thermal	10,339	11,580	12,260	14,070	15,730	16,710	18,070	19,030	20,450	21,620	23,770	26,130	28,640	31,770	34,690	36,970
Hydroelectric	10,297	10,969	11,488	11,498	11,498	12,537	13,841	15,421	16,508	18,111	18,677	19,127	19,579	19,773	21,631	23,086
<b>Total</b>	20,636	22,549	23,758	25,568	27,228	29,247	31,911	34,511	36,958	39,731	42,447	45,257	48,219	51,543	55,721	60,055
<b>Peak Power Demand</b>	14,065	15,235	16,505	17,890	19,375	20,990	22,610	24,380	26,240	28,260	30,445	32,710	35,145	37,760	40,570	43,590
<b>Reserve capacity</b>	6,631	7,314	7,253	7,688	7,853	8,257	9,301	10,151	10,718	11,471	12,002	12,547	13,074	13,783	15,151	16,466
<b>Reserve ratio (%)</b>	47	48	44	43	41	39	41	42	41	41	39	38	37	36	37	38
<b>Energy Balance (GWh)</b>																
<b>Energy Generation</b>																
Thermal	63,348	71,023	75,443	87,208	97,938	104,368	113,208	119,838	128,078	136,283	150,758	166,068	182,413	202,758	217,838	236,558
Hydroelectric (Dependable)	28,958	29,798	30,767	30,767	30,767	33,453	35,619	38,291	40,756	43,745	44,631	45,385	45,994	46,134	49,938	52,219
<b>Total</b>	92,306	100,821	106,210	117,975	128,705	137,821	148,827	158,129	168,834	180,028	195,389	211,453	228,407	248,892	267,776	288,777
<b>Energy Demand</b>	87,205	94,605	102,500	111,650	120,310	130,350	140,850	151,720	163,430	176,040	189,630	203,675	218,835	235,130	252,535	271,450
<b>Reserve capacity</b>	5,101	6,216	3,710	6,925	8,455	7,471	7,977	6,409	6,043	3,988	5,759	7,908	9,572	13,762	15,141	17,327
<b>Reserve ratio (%)</b>	6	7	4	6	7	6	6	4	4	2	3	4	4	6	6	6

Table 5-8 Installed Capacity and Trend of Component Ratio of Power Resources

(MW, %)

Year	Coal			Gas	Oil	Thermal Total	Nuclear	Hydroelectric	Grand Total
	Lignite/coal	Imported coal	Total						
1995	5,803 (28.0)		5,803 (28.0)	2,671 (12.9)	1,925 (9.3)	10,399 (50.2)		10,297 (49.8)	20,696 (100)
1996	6,304 (28.0)		6,304 (28.0)	3,351 (14.9)	1,925 (8.5)	11,580 (51.4)		10,969 (48.6)	22,549 (100)
1997	6,304 (26.5)		6,304 (26.5)	4,031 (17.0)	1,925 (8.1)	12,260 (51.6)		11,498 (48.4)	23,758 (100)
1998	7,434 (29.1)		7,434 (29.1)	4,711 (18.4)	1,925 (7.5)	14,070 (55.0)		11,498 (45.0)	25,568 (100)
1999	7,734 (28.4)		7,734 (28.4)	6,071 (22.3)	1,925 (7.1)	15,730 (57.8)		11,498 (42.2)	27,228 (100)
2000	8,714 (29.8)		8,714 (29.8)	6,071 (20.7)	1,925 (6.0)	16,710 (57.1)		12,537 (42.9)	29,247 (100)
2001	9,394 (29.4)		9,394 (29.4)	6,751 (21.2)	1,925 (6.0)	18,070 (56.6)		13,841 (43.4)	31,911 (100)
2002	9,734 (28.2)		9,734 (28.2)	7,431 (21.5)	1,925 (5.6)	19,090 (55.3)		15,421 (44.7)	34,511 (100)
2003	10,414 (28.2)		10,414 (28.2)	8,111 (21.3)	1,925 (5.2)	20,450 (55.3)		16,508 (44.7)	36,958 (100)
2004	10,904 (27.4)		10,904 (27.4)	8,791 (22.1)	1,925 (4.9)	21,620 (54.4)		18,111 (45.6)	39,731 (100)
2005	11,054 (26.0)	1,000 (2.4)	12,054 (28.4)	8,791 (20.7)	1,925 (4.5)	22,770 (53.6)	1,000 (2.4)	18,677 (44.0)	42,447 (100)
2006	11,734 (25.9)	2,000 (4.4)	13,734 (30.3)	9,471 (20.9)	1,925 (4.3)	25,130 (55.5)	1,000 (2.2)	19,127 (42.3)	45,257 (100)
2007	12,564 (26.1)	3,000 (6.2)	15,564 (32.3)	10,151 (21.0)	1,925 (4.0)	27,640 (57.3)	1,000 (2.1)	19,579 (40.6)	48,219 (100)
2008	13,014 (25.2)	4,000 (7.8)	17,014 (33.0)	10,831 (21.0)	1,925 (3.7)	29,770 (57.7)	2,000 (3.9)	19,773 (38.4)	51,543 (100)
2009	13,654 (24.5)	5,000 (9.0)	18,654 (33.5)	11,511 (20.7)	1,925 (3.4)	32,090 (57.6)	2,000 (3.6)	21,631 (38.8)	55,721 (100)
2010	14,854 (24.7)	6,000 (10.0)	20,854 (34.7)	12,191 (20.3)	1,925 (3.2)	34,970 (58.2)	2,000 (3.3)	23,086 (38.5)	60,056 (100)

Table 5-9 Power Development Plan (1/7)

Year	Project Name	Type	Unit	Installed Capacity (MW)	Projected Energy (GWh)	Dependable Energy (GWh)	
1995		Ligni.	1	5,450	34,484	34,484	
		Coal	1	353	2,082	2,082	
		N. Gas	1	2,671	17,281	17,281	
		Oil	1	1531	8,394	8,394	
		Dies.	1	394	1,017	1,017	
		GT	1	15	90	90	
		Thermal Total			10,414	63,348	63,348
		Hydro	1	5,141	18,765	14,479	
		Hydro	1	5,141	18,765	14,479	
		Hydro Total			10,282	37,530	28,958
	Ann. Total			20,696	100,878	92,306	
1996	TUNÇBİLEK A	Ligni.	1	129	840	840	
	KEMERKÖY	Ligni.	3	210	1,365	1,365	
	DOĞAL GAZ	N. Gas	1	680	4,420	4,420	
	Thermal Total			1,161	7,675	7,675	
	KRALKIZI	Hydro	1	94	146	111	
	ÇAMLIGÖZE	Hydro	1	32	88	77	
	SUAT UĞURLU 3	Hydro	1	30	78	0	
	KÜRTÜN	Hydro	1	85	198	95	
	BATMAN	Hydro	1	198	483	251	
	ÖZLUCE-PERİ	Hydro	1	170	413	290	
	ŞANLIURFA	Hydro	1	50	124	0	
	MANSURLAR	Hydro	1	13	48	16	
	Hydro Total			672	1,578	840	
	Ann. Total			1,853	9,253	8,515	

Table 5-9 Power Development Plan (2/7)

Year	Project Name	Type	Unit	Installed Capacity (MW)	Projected Energy (GWh)	Dependable Energy (GWh)
1997	DOĞAL GAZ	N. Gas	1	680	4,420	4,420
	Thermal Total			680	4,420	4,420
	MERCAN	Hydro	1	19	78	48
	BBRKE	Hydro	1	510	1,668	921
	Hydro Total			529	1,746	969
	Ann. Total			1,209	6,166	5,389
1998	ELBİSTAN A 5,6	Ligni.	2	340	2,210	2,210
	KANGAL 3	Ligni.	1	150	975	975
	ÇAYIRHAN 3,4	Ligni.	2	150	975	975
	DOĞAL GAZ	N. Gas	1	680	4,420	4,420
	Thermal Total			1,810	11,765	11,765
	Ann. Total			1,810	11,765	11,765
1999	TUFANBEYLİ 1	Ligni.	1	300	1,950	1,950
	DOĞAL GAZ	N. Gas	2	680	4,420	4,420
	Thermal Total			1,660	10,790	10,790
	Ann. Total			1,660	10,790	10,790
2000	ELBİSTAN B 1,2	Ligni.	2	340	2,210	2,210
	TUFANBEYLİ 2	Ligni.	1	300	1,950	1,950
	Thermal Total			980	6,370	6,370
	BİRECİK	Hydro	1	672	2,516	1,801
	KARKAMIŞ	Hydro	1	180	652	462
	ALPASLAN 1	Hydro	1	160	488	418
	CİNDERE	Hydro	1	27	88	5
	Hydro Total			1,039	3,744	2,686
	Ann. Total			2,019	10,114	9,056

Table 5-9 Power Development Plan (3/7)

Year	Project Name	Type	Unit	Installed Capacity (MW)	Projected Energy (GWh)	Dependable Energy (GWh)
2001	ELBISTAN B 3, 4	Ligni.	2	340	2, 210	2, 210
	DOGAL GAZ	N. Gas	1	680	4, 420	4, 420
	Thermal Total			1, 360	8, 840	8, 840
	KAYRAKTEPE	Hydro	1	421	991	639
	BOYABAT-KEPEZ	Hydro	1	513	1, 468	925
	YEDIGOZE	Hydro	1	300	969	459
	KÖPRÜBAŞI	Hydro	1	70	212	152
	Hydro Total			1, 304	3, 640	2, 175
	Ann. Total			2, 674	12, 480	11, 015
2002	ELBISTAN C 1	Ligni.	1	340	2, 210	2, 210
	DOGAL GAZ	N. Gas	1	680	4, 420	4, 420
	Thermal Total			1, 020	6, 630	6, 630
	UZUNGÖL-ÖF-SOLAKLI	Hydro	1	380	1, 000	213
	ILISU	Hydro	1	1, 200	3, 833	2, 459
	Hydro Total			1, 580	4, 833	2, 672
Ann. Total			2, 600	11, 463	9, 302	
2003	ELBISTAN C 2, 3	Ligni.	2	340	2, 210	2, 210
	DOGAL GAZ	N. Gas	1	680	4, 420	4, 420
	Thermal Total			1, 360	8, 840	8, 840
	TORUL	Hydro	1	103	322	131
	UZUNÇAYIR	Hydro	1	74	317	214
	CIZRE	Hydro	1	240	1, 208	947
	DERİNER	Hydro	1	670	2, 118	1, 212
	Hydro Total			1, 087	3, 965	2, 504
	Ann. Total			2, 447	12, 805	11, 344

Table 5-9 Power Development Plan (4/7)

Year	Project Name	Type	Unit	Installed Capacity (MW)	Projected Energy (GWh)	Dependable Energy (GWh)
2004	ELBİSTAN C 4	Ligni.	1	340	2,210	2,210
	ÇAN 1	Ligni.	1	150	975	975
	DOĞAL GAZ	N. Gas	1	680	4,420	4,420
	Thermal Total			1,170	7,605	7,605
	ÇAMLICA 1	Hydro	1	140	227	0
	ASLANCIK	Hydro	1	90	349	179
	YUSUFELİ	Hydro	1	540	1,705	1,129
	BEŞKONAK	Hydro	1	201	660	380
	ARTVIN	Hydro	1	332	1,028	662
	BORÇKA	Hydro	1	300	1,039	600
	Hydro Total			1,603	5,006	2,950
	Ann. Total			2,773	12,611	10,555
2005	CAN 2	Ligni.	1	150	975	975
	İTHAL KÖMÜR	Coal	2	500	3,250	3,250
	NÜKLEER	Nucle.	1	1,000	7,000	7,000
	Thermal Total			2,150	14,475	14,475
	ÖZKÖY	Hydro	1	156	182	124
	MURATLI	Hydro	1	115	444	253
	SAMI SOYDAN	Hydro	1	175	515	272
	AKSU	Hydro	1	120	344	237
	Hydro Total			566	1,485	886
Ann. Total			2,716	15,960	15,361	



Table 5-9 Power Development Plan (5/7)

Year	Project Name	Type	Unit	Installed Capacity (MW)	Projected Energy (GWh)	Dependable Energy (GWh)
2006	ELBİSTAN D 1,2	Ligni.	2	340	2,210	2,210
	DOĞAL GAZ	N. Gas	1	680	4,420	4,420
	İTHAL MÖMÜR	Coal	2	500	3,250	3,250
	Thermal Total			2,360	15,340	15,340
	DİLEK-GÜROLUK	Hydro	1	180	593	168
	GÖKTAŞ	Hydro	1	270	1,160	586
	Hydro Total			450	1,753	754
	Ann. Total			2810	17,093	16,094
2007	ELBİSTAN C 3,4	Ligni.	2	340	2,210	2,210
	BURSA-KELES	Ligni.	1	150	975	975
	DOĞAL GAZ	N. Gas	1	680	4,420	4,220
	İTHAL MÖMÜR	Coal	2	500	3,250	3,250
	Thermal Total			2,510	16,315	16,315
	GÜRSÖGÜT	Hydro	1	242	278	159
	KONAKTEPE	Hydro	1	210	730	450
	Hydro Total			452	1,006	609
Ann. Total			2,962	17,321	16,924	
2008	ÇAYIRHAN 8	Ligni.	1	300	1,950	1,950
	SEYİTÖMER 5	Ligni.	1	150	975	975
	DOĞAL GAZ	N. Gas	1	680	4,420	4,420
	İTHAL KOMUR	Coal	2	500	3,250	3,250
	NÜKLEER	Nucle.	1	1,000	6,500	6,500
	Thermal Total			3,130	20,345	20,345
	KARGI	Hydro	1	194	245	140
	Hydro Total			194	245	140
Ann. Total			3,324	20,590	20,485	

Table 5-9 Power Development Plan (6/7)

Year	Project Name	Type	Unit	Installed Capacity (MW)	Projected Energy (GWh)	Dependable Energy (GWh)
2009	BEYŞEHİR	Ligni.	1	340	2,210	2,210
	AMASRA 1	Coal	1	300	1,950	1,950
	DOĞAL GAZ	N. Gas	1	680	4,420	4,420
	İTHAL KÖMÜR	Coal	2	500	3,250	3,250
	Thermal Total			2,320	15,080	15,080
	OBRUK	Hydro	1	180	473	337
	KLAVUZLU	Hydro	1	54	100	7
	ULUBAT-ÇINARCIK	Hydro	1	120	548	422
	ALPASLAN 2	Hydro	1	140	430	120
	ERMENEK	Hydro	1	320	1,022	925
	HAKKARI	Hydro	1	322	1,043	582
	ALKUMRU	Hydro	1	222	812	350
	ÇETİN	Hydro	1	350	1,237	730
	PEMBELİK	Hydro	1	100	313	220
	DALAMAN-BEZKESE	Hydro	1	50	205	111
	Hydro Total			1,858	6,183	3,804
Ann. Total			4,178	21,263	18,884	

Table 5-9 Power Development Plan (7/7)

Year	Project Name	Type	Unit	Installed Capacity (MW)	Projected Energy (GWh)	Dependable Energy (GWh)
2010	BEYPAZARI	Ligni.	1	300	1.950	1.950
	AMASRA 2	Coal	1	300	1.950	1.950
	ÇATALAĞZI C	Coal	2	300	1.950	1.950
	DOGAL GAZ	N. Gas	1	680	4.420	4.420
	İTHAL MÖMÜR	Coal	2	500	3.250	3.250
	Thermal Total			2.880	18.720	18.720
	KUPLU	Hydro	1	18	31	25
	ADIGÜZEL 2	Hydro	1	22	36	3
	GÜZELCE	Hydro	1	27	62	0
	İKİSU	Hydro	1	60	127	81
	TİREDOLU	Hydro	1	60	114	59
	LALELİ	Hydro	1	69	245	204
	TOKMAKKAYA	Hydro	1	11	24	0
	ÇAMLICA 2	Hydro	1	30	80	23
	ÇAMLICA 3	Hydro	1	25	79	25
	GÜZELDERE	Hydro	1	73	168	37
	FEKE	Hydro	1	170	426	223
	KIZKAYASI	Hydro	1	114	261	200
	DOĞANLI	Hydro	1	462	1.327	850
	AKKÖPRÜ	Hydro	1	115	343	176
	TOHMA	Hydro	1	14	67	0
	MANYAS	Hydro	1	20	66	52
	DOĞANCAY	Hydro	1	19	148	94
	SÖYLEMEZ	Hydro	1	46	250	142
	DİM	Hydro	1	36	126	72
	ÇİNE	Hydro	1	36	111	18
	Hydro Total			1.455	4.098	2.281
	Ann. Total			4.335	22.818	21.001

## 第 6 章 気象および水文

## 第6章 気象および水文

### 目次

	頁
6.1 気象および水文の概要 .....	6-1
6.1.1 一般 .....	6-1
6.1.2 気象及び水文観測資料 .....	6-1
6.1.3 計画地点流域の気象及び水文 .....	6-2
6.2 計画地点の流量 .....	6-10
6.2.1 代表測水所 .....	6-10
6.2.2 ダム地点の流域面積 .....	6-10
6.2.3 流量資料の補完 .....	6-10
6.2.4 流量資料の検証 .....	6-11
6.2.5 算出結果 .....	6-12
6.3 蒸発量 .....	6-25
6.3.1 算定に用いる資料 .....	6-25
6.3.2 算出式 .....	6-25
6.3.3 気温 .....	6-25
6.3.4 貯水池面からの蒸発量 .....	6-25
6.4 堆砂 .....	6-32
6.4.1 算定に用いる資料 .....	6-32
6.4.2 浮遊砂量 .....	6-32
6.4.3 掃流砂量 .....	6-35
6.4.4 捕捉率 .....	6-36
6.4.5 貯水池に流入する土砂量(重量)の算定 .....	6-36
6.4.6 堆砂密度 .....	6-36
6.4.7 貯水池の計画堆砂量 .....	6-37
6.5 確率洪水量 .....	6-41
6.5.1 算定に用いる資料 .....	6-41
6.5.2 算出結果 .....	6-41

6.6	可能最大洪水量	6-47
6.6.1	可能最大降雨 (PMP)	6-47
6.6.2	单位图	6-48
6.6.3	可能最大洪水量	6-48

## List of Figures

- Figure 6-1 Location Map of Gauging Stations and Meteorological Stations in Filyos River Basin
- Figure 6-2 Correlation between Sum of Runoffs at No. 1319 & No. 1334 G.Ss and Runoff at No. 1318 G.S.
- Figure 6-3 Correlation between Runoff at No. 1311 G.S. and Runoff at No. 1318 G.S.
- Figure 6-4 Correlation between Runoff at No. 1306 G.S. and Runoff at No. 1311 G.S.
- Figure 6-5 Correlation between Runoff at No.13-44 G.S. and Sum of Runoffs at No. 1319 & No. 1334 G.Ss
- Figure 6-6 Double Mass Curve of Precipitations at Bolu & Pazarköy M.Ss and Runoff at No. 1318 G.S.
- Figure 6-7 Double Mass Curve of Precipitation at Pazarköy M.S. and Runoff at No. 1319 G.S.
- Figure 6-8 Double Mass Curve of Precipitation at Bolu M.S. and Runoff at No. 1334 G.S.
- Figure 6-9 Double Mass Curve of Precipitation at Devrek M.S. and Runoff at No. 13-44 G.S.
- Figure 6-10 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at Bolu & Pazarköy M.Ss and Runoff at No. 1311 G.S.
- Figure 6-11 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at Bolu & Pazarköy M.Ss and Runoff at No. 1306 G.S.
- Figure 6-12 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at Bolu & Pazarköy M.Ss and precipitation at Zonguldak M.S.
- Figure 6-13 Spectral Analysis on Precipitation at Bolu M.S. and Pazarköy M.S.
- Figure 6-14 Spectral Analysis on Natural Inflow at Master Plan Damsite
- Figure 6-15 Correlation between Temperature and Evaporation at Bolu M.S.
- Figure 6-16 Correlation between Runoff and Suspended Load at No. 1334 G.S.
- Figure 6-17 Correlation between Catchment Area and Yearly Suspended Load Amount.
- Figure 6-18 Flood Frequency at No. 1319 G.S.
- Figure 6-19 Flood Frequency at No. 1334 G.S.
- Figure 6-20 Depth-Duration Curve of Maximized Precipitation
- Figure 6-21 Variation of Vapor Pressure with Temperature at Percentage of Saturation
- Figure 6-22 Psedo-adiabatic Diagram for Dew-point Reduction to 1000 mb at Height Zero
- Figure 6-23 Depths of Precipitable Water in a Column of Air
- Figure 6-24 Unit Hydrographs of Büyüksu-Devrek River and Mengen River
- Figure 6-25 Hydrograph of PMF
- Figure 6-26 Probable Maximum Floods in Turkey

## List of Tables

Table 6-1	List of Meteorological Stations in the Project Area and Vicinity
Table 6-2	List of Gauging Stations in the Project Area and Vicinity
Table 6-3	Monthly Average Precipitation in the Project Area and Vicinity
Table 6-4	Monthly Mean Temperature in the Project Area and Vicinity
Table 6-5	Monthly Average Humidity in the Project Area and Vicinity
Table 6-6	Monthly Maximum Wind Velocity and Direction in the Project Area and Vicinity
Table 6-7	Number of Snowing Days in the Project Area and Vicinity
Table 6-8	Highest Snow Depth in the Project Area and Vicinity
Table 6-9	Comparison of Specific Discharge
Table 6-10	Relational Expressions for Estimation on Runoff at Project Site
Table 6-11	Monthly Natural Inflow at Master Plan Damsite
Table 6-12	Monthly Natural Inflow at Upstream Damsite
Table 6-13	Monthly Total Evaporation at Bolu Meteorological Station
Table 6-14	Monthly Mean Temperature at Bolu Meteorological Station
Table 6-15	Estimated Monthly Mean Temperature on Reservoir Surface (EL.437 m)
Table 6-16	Estimated Monthly Total Evaporation from Reservoir Surface
Table 6-17	List of Gauging Stations Observing Suspended Load in Filyos River Basin
Table 6-18	Yearly Peak Discharge at Gauging Stations in the Project Area and Vicinity
Table 6-19	Probable Flood at No. 1319 and No. 1334 G.Ss
Table 6-20	Probable Flood at Damsite
Table 6-21	Maximization of Precipitation
Table 6-22	Process of PMP Estimation during the Storm on May 1, 1975



## 第6章 気象および水文

### 6.1 気象および水文

#### 6.1.1 一般

Köprübaşı計画地点は、トルコ国北西部を流れるFilyos川の支流のDevrek川の中流部に位置する。Filyos川は、Ankaraの北西約100kmに位置するKöroğlu山（標高2,378m）に源を発し、上流からGerede川、Soganlı川、Yenice川と名称が変わる。Yenice川は、河口から約30km上流で、支流のDevrek川と合流して、Filyos川となり黒海に注いでいる。Filyos川の延長は約350km、流域面積は約13,300km<sup>2</sup>で、年間平均流量は、河口近くのDerecikviran（No.1335測水所）で104.6m<sup>3</sup>/sとなっている。

本計画地点の位置するDevrek川は、Boluの南西約30kmにあるAbant湖にその源を発している。流れは、Abant湖を出てからBüyüksu川となり、Gökçesu付近でMengen川と合流して、Devrek川と名称が変わる。

Devrek川は、Filyos川流域の最大の支流で、全長は約150km、流域面積は約3,130km<sup>2</sup>、年間平均流量はDevrek付近で22.9m<sup>3</sup>/s（合流点より約20km上流のNo.13-44測水所）となっている。

Filyos川流域の北部は、一般に降雨が多く温和な黒海性気候の支配を受ける。北から南へ向かうにつれ降水量が減少し、冬と夏の気温の差が増大し、流域南部では中部Anatoriaの大陸性気候の支配を受ける。これは、黒海に面したZonguldakで年間平均降水量が1,220mm、年間平均気温が13.5℃に対し、流域南東部のÇerkeşでは、それぞれ386mm及び7.8℃となっていることから理解できる。Devrek川流域での年間平均降水量は、Devrekで775mm、Boluで537mm、Pazarköyで640mmである。また、年間平均気温はDevrekで13.5℃、Boluで10.2℃、Pazarköyで9.5℃である。計画地域には冬期に降雪があり、年間平均降雪日数はDevrekで8.3日、Boluで25.3日、Pazarköyで27.4日である。

#### 6.1.2 気象及び水文観測資料

本計画の流域内及びその周辺には Figure 6-1 に示す気象観測所と測水所がある。このうち、気象観測所は DMIが所有し観測を行っている。一方、測水所は DSIもしくは BIEが所有し観測を実施している。Table 6-1 に主な気象観測所の観測期間を、Table 6-2に主な測水所の観測期間をそれぞれ示した。

流域内の気象観測所のうち、Yeniçaga、及び計画地点に最も近いGökçesu観測所は近年閉鎖された。

### 6.1.3 計画地点流域の気象及び水文

本計画の流域内には、Figure 6-1 に示したように、Bolu、Yeniçaga、Pazarköy及びGökçesuの4観測所がある。流域内の年間平均降水量は500～680mmで、下流へ向かうほどその量は増加する。降水量は、年間のうち11月から6月までに多く、この間に月当たり約50～60mmあり、雨期の雨量は平準化して降る。7月から9月にかけての降水量は少ない。Table 6-3 に、Table 6-1 の各気象観測所の月別平均降水量を示した。

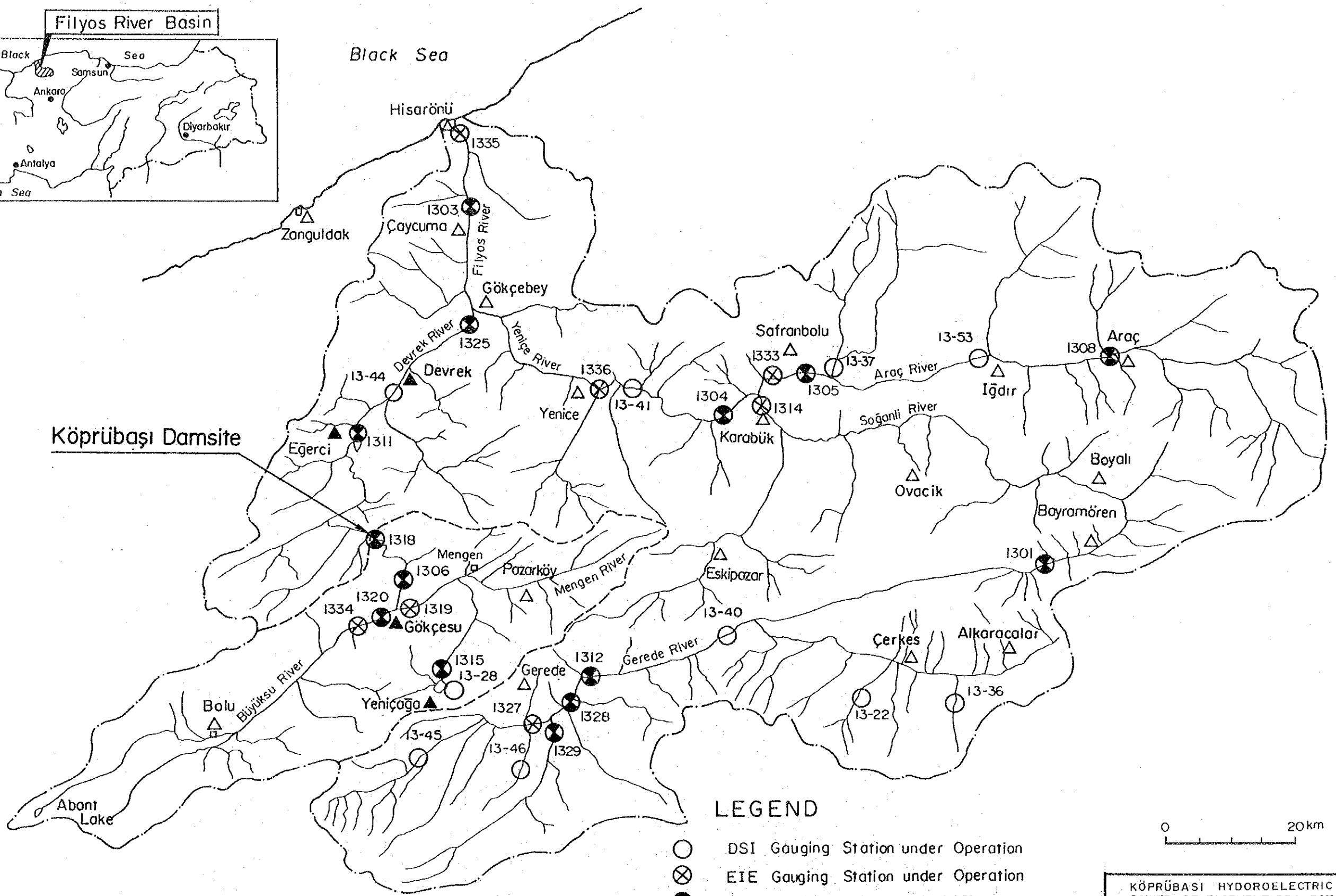
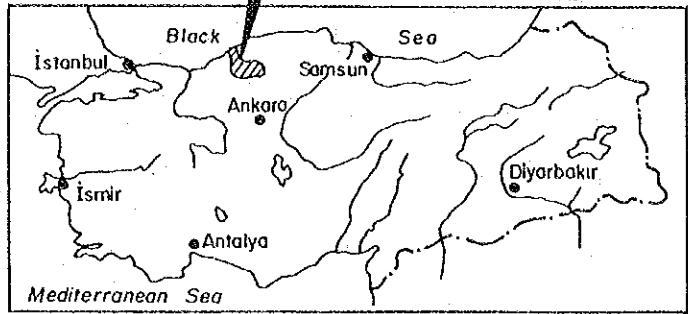
本計画の流域内で気温及び湿度の継続的な観測が実施されているのは、BoluとPazarköy気象観測所である。流域内及びその周辺の月平均気温と月平均湿度をTable 6-4 と 6-5 に示した。

また、月最大風速及び風向を Table 6-6 に、月平均降雪日数を Table 6-7 に、月最大積雪深を Table 6-8 にそれぞれ示した。

一方、計画地域の流量はほぼ  $6.5\sim 8\ell/s/km^2$  ( $100km^2$ 当たり $0.65\sim 0.8m^3/s$ ) であり、月別では2月から5月の間に多く、8月から10月にかけて最も少なくなる。月平均流量で最大と最小の比は、1 : 8程度となっている。



Filyos River Basin



LEGEND

- DSI Gauging Station under Operation
- ⊗ EIE Gauging Station under Operation
- ⊗ EIE Gauging Station out of Operation
- △ DMI Meteorological Station under Operation
- ▲ DMI Meteorological Station out of Operation
- Basin Boundary of Filyos River
- - - Catchment Area Boundary of Köprübaşı Dam



KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC  
POWER DEVELOPMENT PROJECT

LOCATION MAP OF  
GAUGING STATIONS AND  
METEOROLOGICAL STATIONS  
IN FILYOS RIVER BASIN

Fig. 6 - 1





Table 6-1 List of Meteorological Stations in the Project Area and Vicinity

Station	Elevation (m)	Observation Period (Year)										Closed in 1992 Closed in 1991 Closed in 1992 for Removement			
		1930	40	50	60	70	80	90							
Bolu	742	1929													
Yeniçaga	950				1964										
Pazarköy	740		1943												
Gökçesu	500				1965										
Gerede	1.270			1957											
Devrek	100	1950													
Zonguldak	130	1931													

Table 6-2 List of Gauging Stations in the Project Area and Vicinity

Station		River	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Observation Period (Water Year)							Remarks
No.	Name			1950	60	70	80	90			
1306	Gökçesu (EIE)	Devrek	1,895.6	1954	62					Out of operation	
1311	Gurdese (EIE)	Devrek	2,420.0	1958		71				Out of operation	
1318	Köprübaşı (EIE)	Devrek	1,944.0			1965	71			Out of operation	
1319	Gökçesu (Mengen, EIE)	Mengen	766.4			1965			89		
1320	Bolu (EIE)	Büyüksu	1,102.8			1965	66			Out of operation	
1334	Besedeğirmenler (EIE)	Büyüksu	1,102.0			1967			89		
13-44	Devrek (DSI)	Devrek	2,640.0						1983	91	



Table 6-3 Monthly Average Precipitation in the Project Area and Vicinity

Unit: mm

Station	Period	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
Bolu	1929-90	58.5	47.8	48.1	48.7	58.4	52.0	26.5	20.4	28.8	37.1	49.1	61.7	537.1
Yeniçaga	1964-87	46.2	36.4	44.0	49.0	69.7	56.7	27.5	27.9	26.1	34.5	40.0	53.6	511.4
Pazarköy	1943-90	62.2	52.3	57.0	65.4	78.0	66.3	32.8	26.8	34.9	49.3	53.1	62.2	640.3
Gökçesu	1965-90	71.1	47.5	52.8	62.1	74.4	59.9	35.1	43.0	30.1	57.0	64.8	85.7	683.5
Serede	1957-90	64.7	51.2	58.0	65.8	87.5	71.4	35.9	25.3	34.9	39.0	52.0	72.6	658.3
Devrek	1950-91	80.0	63.6	57.6	53.0	63.5	60.5	48.0	49.6	52.2	75.1	84.8	87.1	775.0
Zonguldak	1931-90	141.3	102.5	92.1	69.2	53.8	69.9	72.8	86.5	95.2	144.7	146.4	145.7	1220.1

Table 6-4 Monthly Mean Temperature in the Project Area and Vicinity

Unit: °C

Station	Period	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
Bolu	1929-90	0.4	1.6	4.5	9.5	13.8	17.0	19.4	19.5	15.7	11.5	6.9	2.7	10.2
Pazarköy	1965-91	0.3	1.7	4.6	9.1	13.0	16.2	18.4	18.1	14.7	10.5	5.9	2.1	9.5
Serede	1963-86	-2.5	-1.0	2.3	6.9	11.0	14.3	16.7	16.5	13.3	9.1	4.5	-0.1	7.6
Devrek	1965-90	4.7	5.6	7.6	12.6	16.6	20.1	22.5	22.2	18.8	14.0	10.1	6.5	13.5
Zonguldak	1937-90	6.0	6.2	7.2	11.0	15.2	19.4	21.6	21.4	18.4	14.9	11.7	8.5	13.5

**Table 6-5 Monthly Average Humidity in the Project Area and Vicinity**

Station	Period	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
Boġu	1930-90	77	75	72	69	72	71	68	67	70	74	76	78	72
	1964-90	80	77	74	70	73	72	72	71	75	78	79	81	75
Gerede	1964-90	77	73	69	61	62	64	61	61	62	63	68	76	66
Devrek	1964-90	72	71	67	63	65	64	64	65	66	68	69	72	67
Zonguldak	1937-90	70	70	71	72	74	73	73	73	73	74	70	69	72

Unit: %

**Table 6-6 Monthly Maximum Wind Velocity and Direction in the Project Area and Vicinity**

Station	Period	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Max.
Boġu	1937-90	24.5	23.6	28.5	26.9	21.6	21.0	20.9	28.9	18.1	20.5	24.0	23.5	28.9
		S	S	SW	SSE	S	W	W	W	W	W	WSW	NW	W
Zonguldak	1937-90	36.4	31.8	29.5	31.5	27.8	28.2	23.8	31.5	28.4	25.2	32.0	29.2	36.4
		N	SSE	SSW	SW	W	SSE	WSW	WNW	NW	NNE	SSE	SSW	N

Unit: m/s

Table 6-7 Number of Snowing Days in the Project Area and Vicinity

Period	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
Bolu	7.5	7.2	4.5	0.5	-	-	-	-	-	0.1	1.3	4.3	25.4
Yeniçaga	6.6	6.0	4.4	1.5	0.0	-	-	-	-	0.1	1.7	4.6	24.9
Pazarköy	8.0	7.7	4.9	0.7	-	-	-	-	-	-	1.5	4.5	27.4
Gökçesu	5.8	4.8	3.2	-	-	-	-	-	-	-	1.3	2.8	17.9
Gerede	12.4	11.0	8.1	3.3	0.2	-	-	-	-	0.7	2.4	8.6	46.7
Devrek	3.4	2.8	1.0	-	-	-	-	-	-	-	0.3	0.9	8.4

Unit: day

Table 6-8 Highest Snow Depth in the Project Area and Vicinity

Station	Period	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Max.
Bolu	1929-90	66	72	57	13	-	-	-	-	-	-	53	66	72
Yeniçaga	1964-90	65	50	45	22	2	-	-	-	-	6	35	65	65
Pazarköy	1943-90	72	88	87	15	7	-	-	-	-	6	87	73	88
Gökçesu	1965-89	50	54	40	7	-	-	-	-	-	1	44	57	57
Gerede	1957-90	90	120	148	22	2	-	-	-	-	16	60	76	148
Devrek	1950-90	55	83	55	-	-	-	-	-	-	-	20	27	83
Zangulidak	1936-85	105	96	61	-	-	-	-	-	-	-	25	17	105

Unit: cm

## 6.2 計画地点の流量

### 6.2.1 代表測水所

Köprübasiダム地点（マスタープランダム地点）にNo.1318測水所が1964年に設置されたが、1972年に撤去された。そこで、計画地点の流量算定にあたっては、この測水所の流量資料がある1965水文年（1964年10月～1965年9月）から1971水文年までは、この流量資料を使用する。1972水文年以降については、ダム地点の上流の2つの大きな支流にあり、現在も観測が継続されているNo.1319とNo.1334測水所の流量資料を基準とする。

### 6.2.2 ダム地点の流域面積

第9章に述べる理由により、ダム地点の流域面積は次のようになり、計画地点の流量計算にもこれらを使用した。

ダム地点	流域面積 (km <sup>2</sup> )
マスタープランダム 地点	1,994
上流ダム地点	1,959

### 6.2.3 流量資料の補完

流量資料の補完は、月別流量（単位:MCM）について行った。

まず、マスタープランダム地点の流量そのものであるNo.1318測水所の流量資料と、No.1318測水所が閉鎖された以降、計画地点の流量を補完させるNo.1319とNo.1334測水所の流量資料との相関を求める。3つの測水所の観測期間の重なる1967-1971水文年でNo.1319とNo.1334測水所の流量の和をX、No.1318測水所の流量をYとした時、

$$Y=1.0401 \cdot X + 0.5720$$

$$\text{相関係数 (以下 Rで示す)} = 0.997$$

となる(Figure 6-2 参照)。

次に、No.1318測水所設置以前の期間についての流量資料の補完のため、以下の相関を算定した。XをNo.1311測水所の流量、YをNo.1318測水所の流量、期間を1965-1971水文年とした時、次のようになる(Figure 6-3 参照)。

$$Y=0.7962X - 0.3793$$

$$R=0.991$$

同様に、XをNo.1306測水所の流量、YをNo.1318測水所の流量、期間を1958-1962水文年とした時、

$$Y=1.2652X - 3.0440$$

$$R=0.974$$

となる(Figure 6-4 参照)。

また、No.1319とNo.1334測水所の流量資料の評価が終了していない1990水文年以降について、補完をするため、XをNo.13-44測水所の流量、YをNo.1319とNo.1334測水所の流量の和、期間を1983-1990 水文年とした時、結果は次のとおりである (Figure 6-5 参照)。

$$Y=0.5052X - 3.4867$$

$$R=0.938$$

以上の結果により、各々の測水所の流量資料に対する相関性は認められた。

#### 6.2.4 流量資料の検証

まず、Table 6-9 に示すように、複数の測水所で流量観測がされている期間を選び、測水所毎に比流量を算出した。各期間で著しい比流量の差は認められず、観測期間全体にわたる誤りはないと考えられる。

次に、測水所毎に流量と近傍の気象観測所の降水量を用いて、ダブルマスカーブを作成した。測水所と気象観測所の組合せ及び対象期間を以下に示す。

測水所	気象観測所	対象期間 (水文年)
No.1318	Bolu & Pazarköy	1965-1971
No.1319	Pazarköy	1965-1988
No.1334	Bolu	1967-1989
No.13-44	Devrek	1986-1991
No.1311	Bolu & Pazarköy	1958-1971
No.1306	Bolu & Pazarköy	1954-1962

上記6つのダブルマスカーブを Figure 6-6 ~ 6-11 に示す。

このうち、No.1306測水所のダブルマスカーブの一部に急な勾配変化 (1955水文年に相当)

が見られる。一方、BoluとPazarköy気象観測所の降水量の和とZonguldak 気象観測所の降水量とのダブルマスカーブ（期間:1954-1962水文年、Figure 6-12 参照）からは、この期間の降水量のデータに異常は認められない。よって、No.1306測水所の1954～1955水文年の流量資料は棄却される。

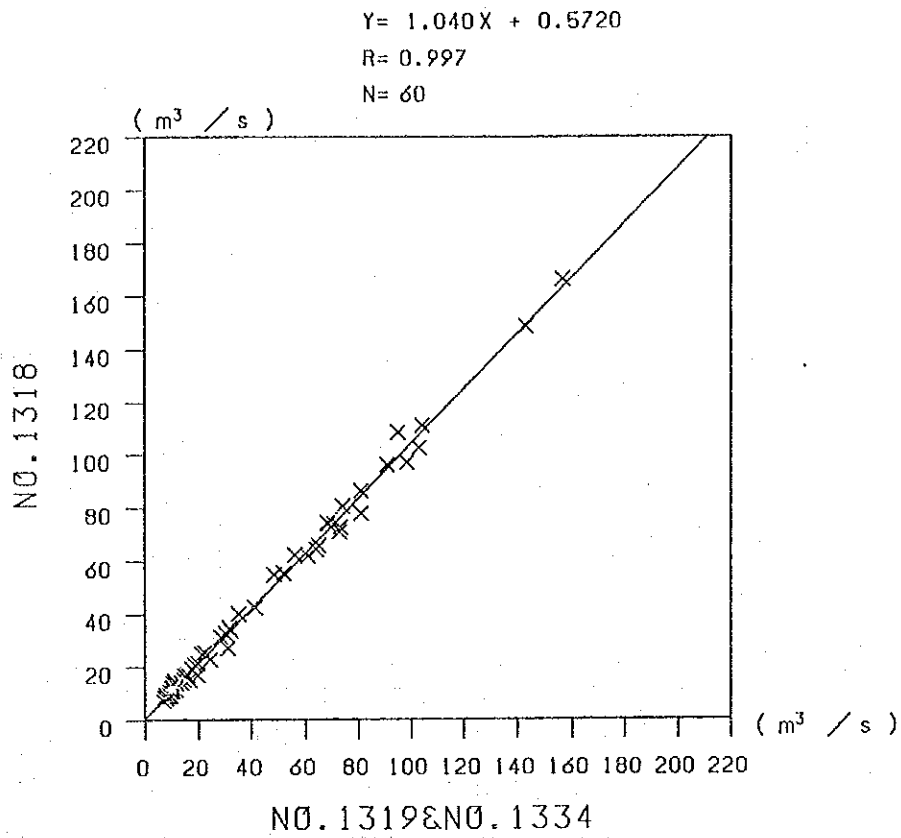
その他には、流量と降水量のダブルマスカーブに急な勾配変化はなく、流量資料は妥当と考えられる。

#### 6.2.5 算出結果

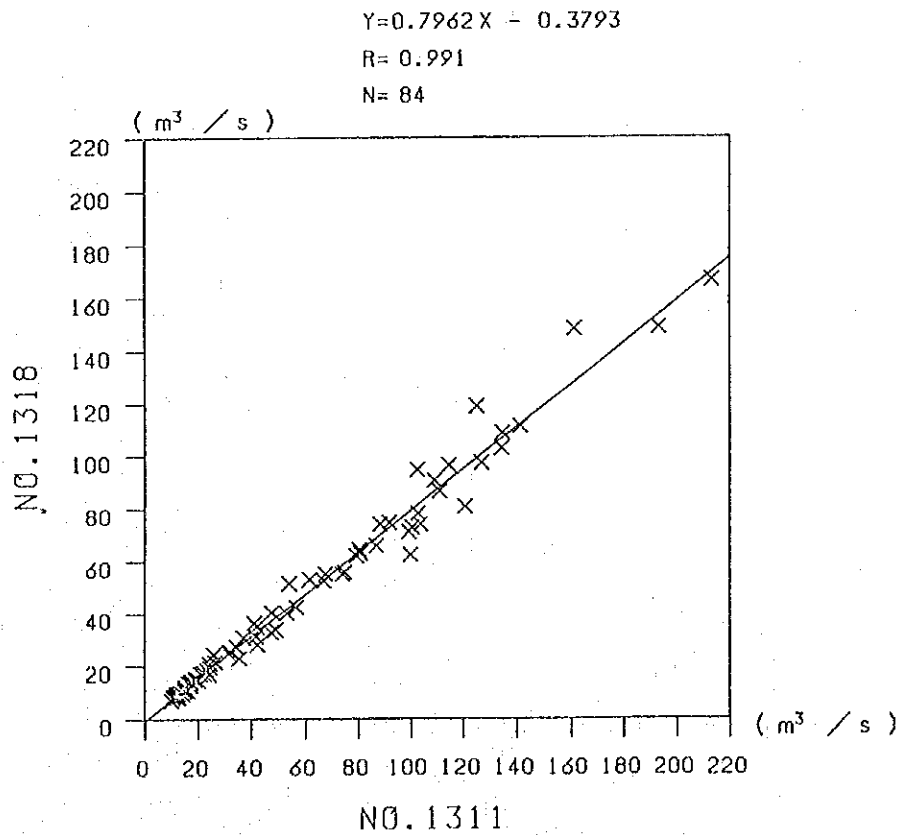
以上の検討より、Table 6-10 に示すように、回帰式及び流域面積の換算によってNo.1318測水所の流量を算定して、これを基にマスタープランダム地点及び上流ダム地点の自然流入量を求めた。これらの結果を Table 6-11 と 6-12 に示した。マスタープランダム地点の自然流入量は年平均 $14.4 \text{ m}^3/\text{s}$ 、比流量は $7.2 \text{ l/s/km}^2$ （ $100 \text{ km}^2$ 当たり $0.72 \text{ m}^3/\text{s}$ ）となる。

また、Bolu及びPazarköy気象観測所の降水量のスペクトル解析結果を Figure 6-13 に、マスタープランダム地点の自然流入量のスペクトル解析結果を Figure 6-14 に掲載した。

Bolu気象観測所の降水量は約12年と4年の周期性を、Pazarköyでは約10年及び4年の周期性をそれぞれ有している。また、ダム地点の自然流入量は、約12年と4年の周期を持っている。一般に周期解析は解析期間の1/5程度以下から解析精度があるといわれている。ダム地点の自然流入量の解析期間は36年であり、約12年の周期は、自然流入量の解析結果だけでは信頼性に欠けるが、ダム上流の2気象観測所の降水量が約10～12年の周期を有するので、自然流入量もこの程度の周期を有すると考えられる。



**Figure 6-2** Correlation between Sum of Runoffs at No.1319 & No.1334 G.S.s and Runoff at No.1318 G.S.



**Figure 6-3** Correlation between Runoff at No.1311 G.S. and Runoff at No.1318 G.S.

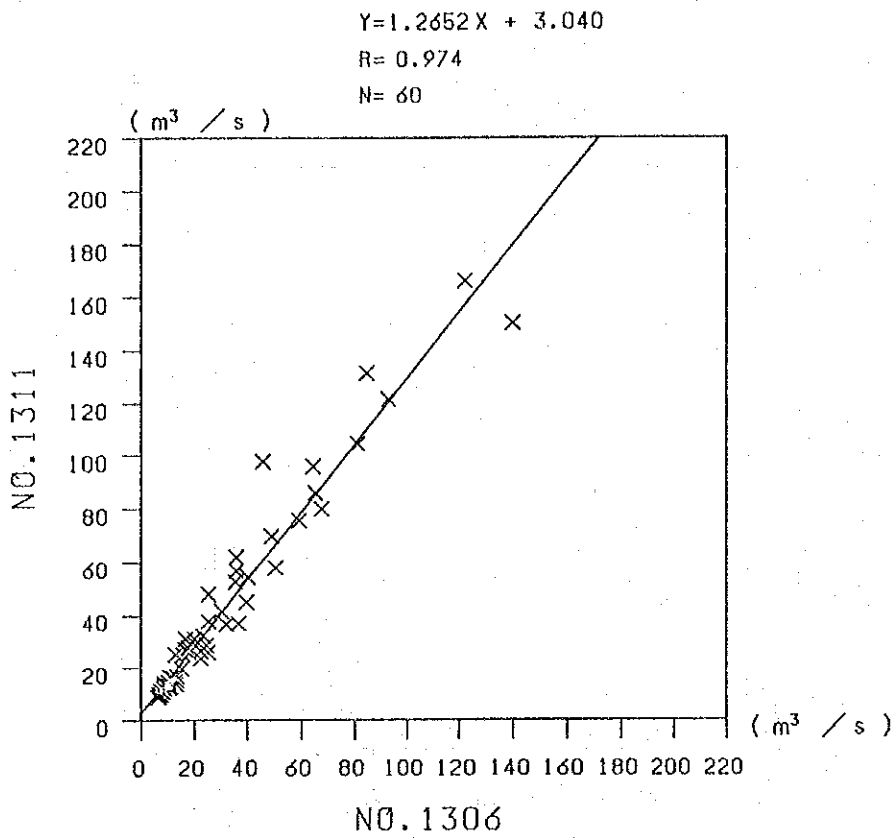


Figure 6-4 Correlation between Runoff at No.1306 G.S. and Runoff at No.1311 G.S.

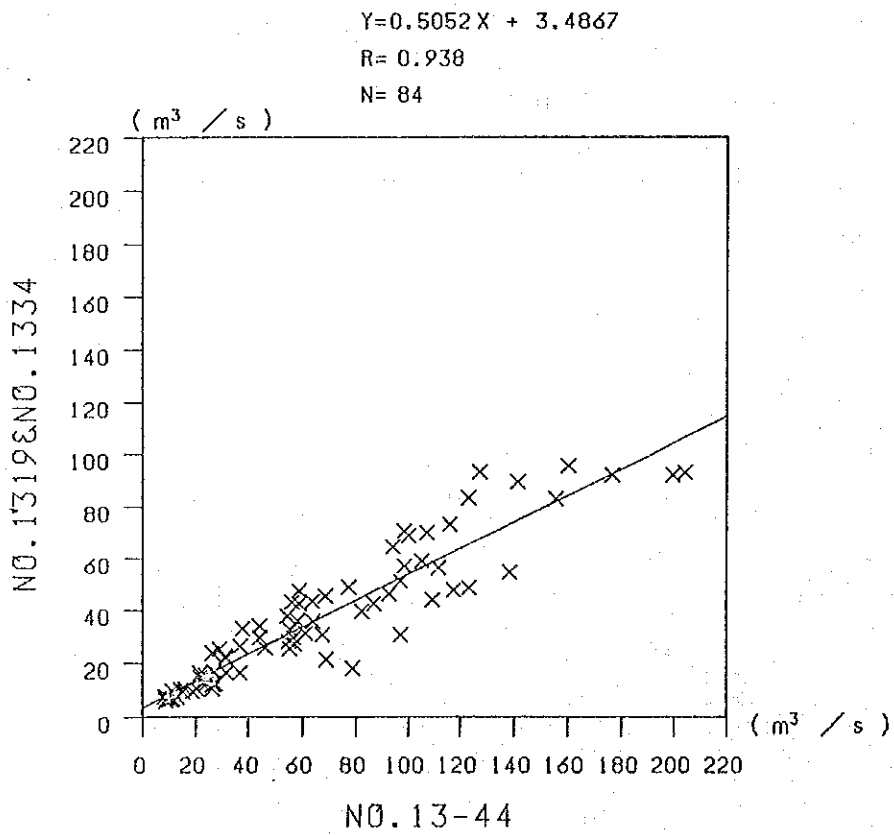


Figure 6-5 Correlation between Runoff at No.13-44 G.S. and Sum of Runoffs at No.1319 & No.1334 G.S.s



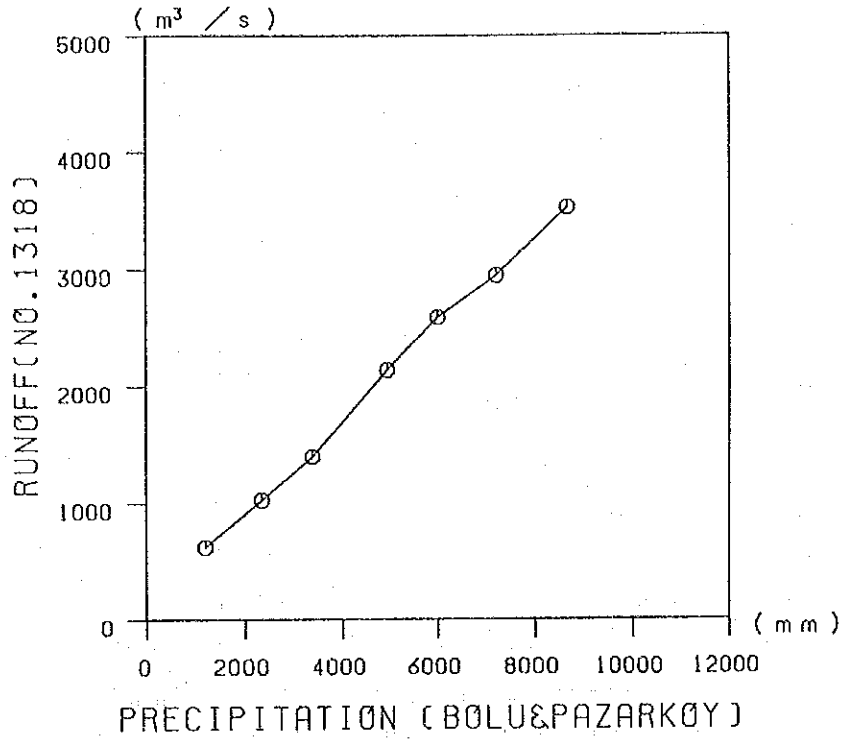


Figure 6-6 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at Bolu & Pazarköy M.S.s and Runoff at No.1318 G.S.

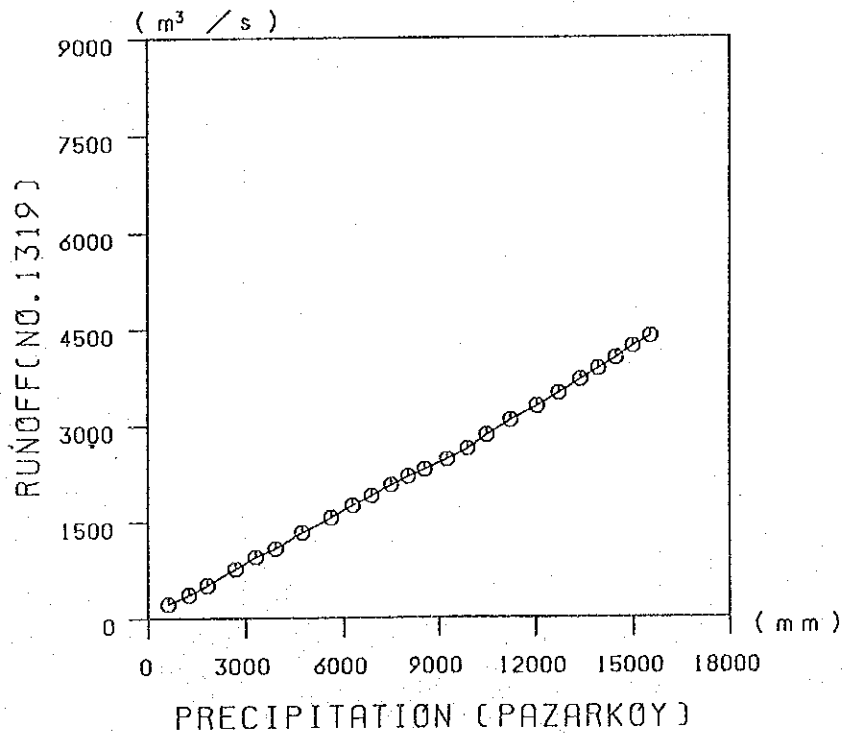


Figure 6-7 Double Mass Curve of Precipitation at Pazarköy M.S. and Runoff at No.1319 G.S.

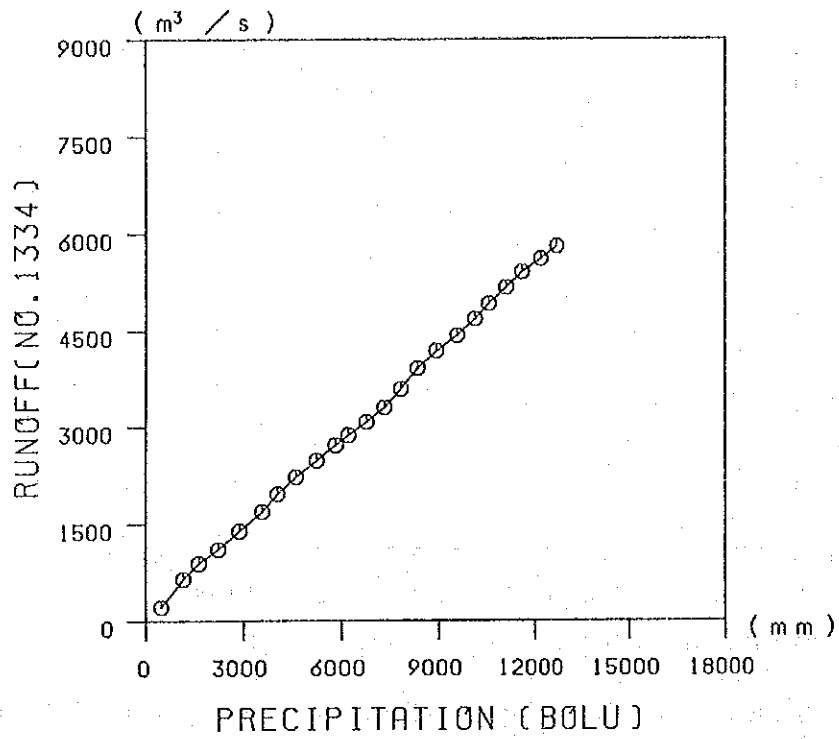


Figure 6-8 Double Mass Curve of Precipitation at Bolu M.S. and Runoff at No.1334 G.S.

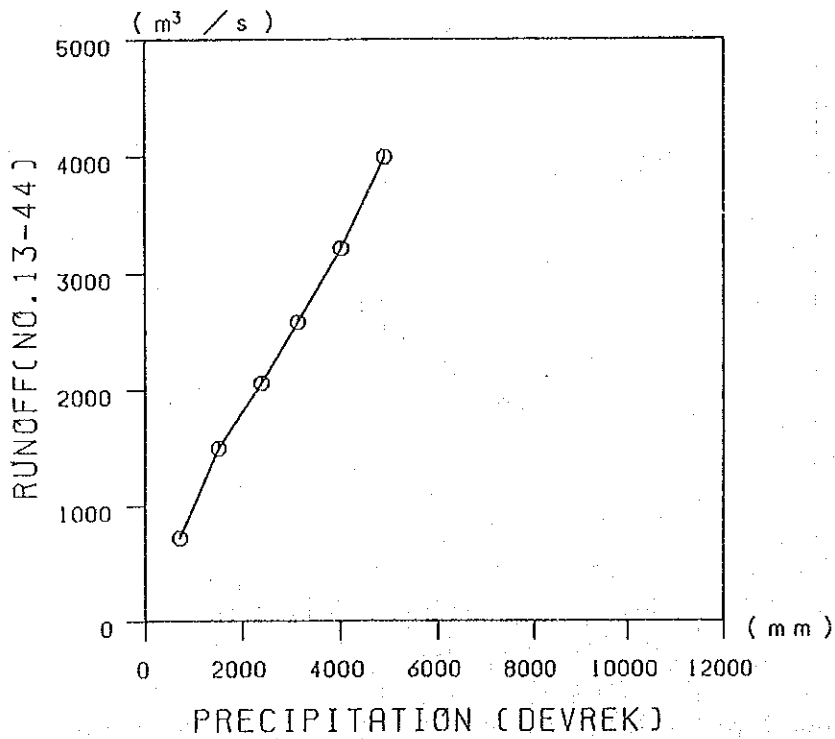


Figure 6-9 Double Mass Curve of Precipitation at Devrek M.S. and Runoff at No.13-44 G.S.

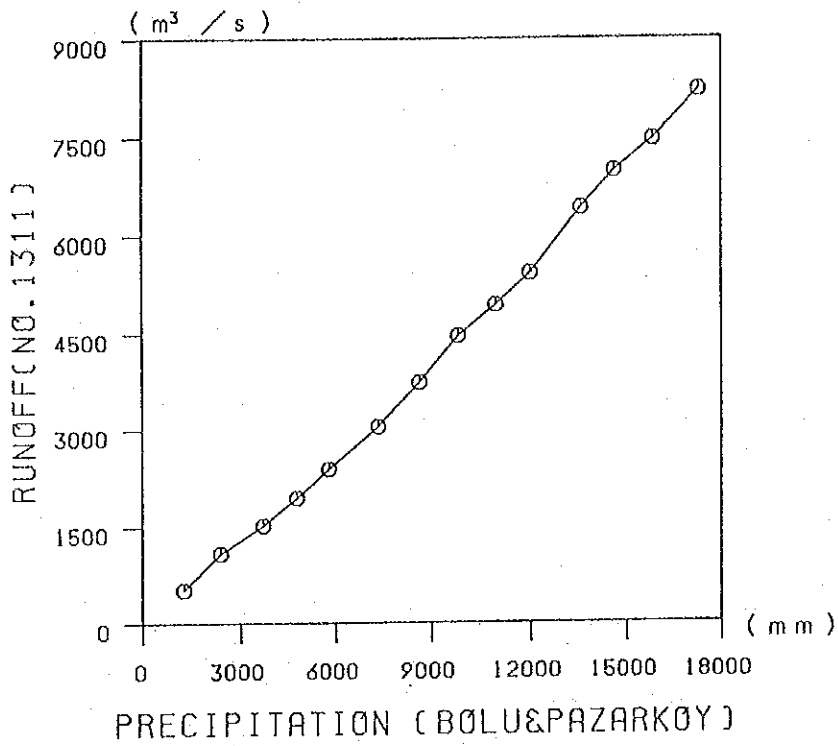


Figure 6-10 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at Bolu & Pazarköy M.Ss and Runoff at No. 1311 G.S.

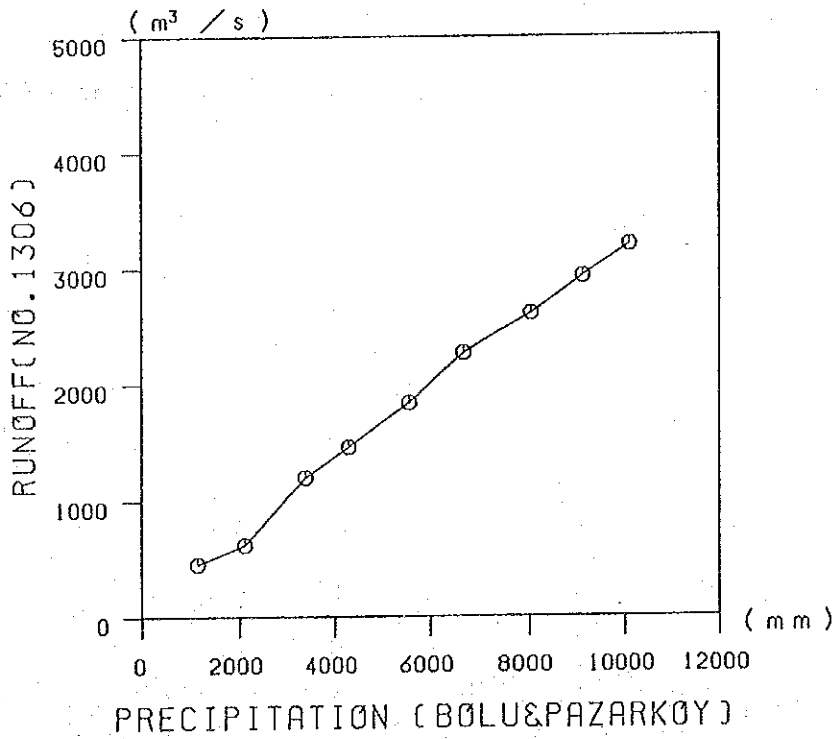


Figure 6-11 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at Bolu & Pazarköy M.Ss and Runoff at No. 1306 G.S.

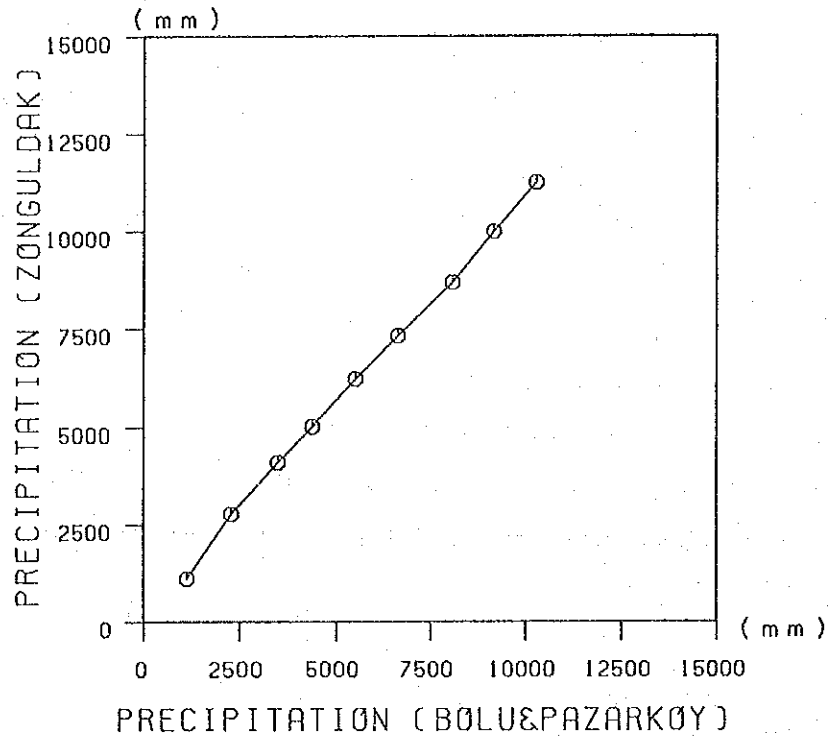
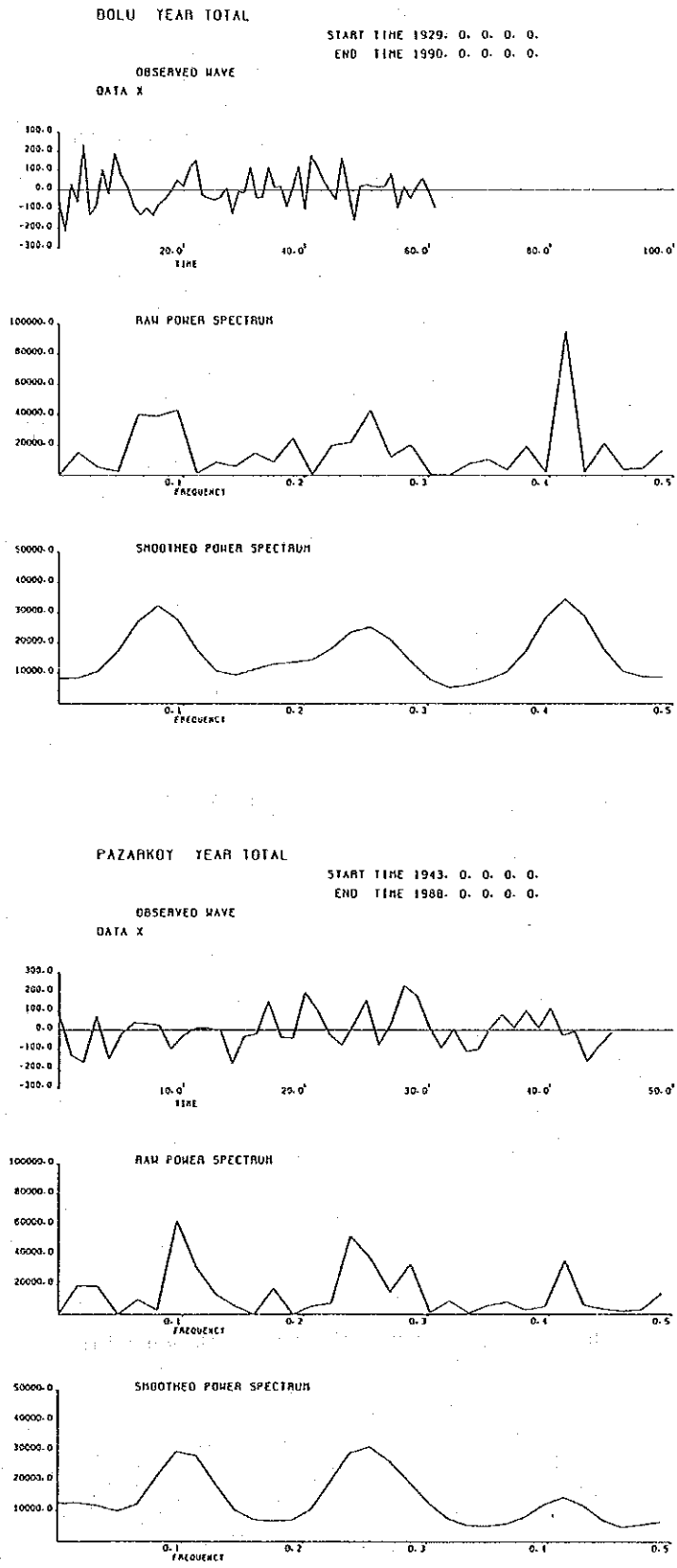


Figure 6-12 Double Mass Curve of Sum of Precipitations at Bolu & Pazarköy M.Ss and precipitation at Zonguldak M.S.



**Figure 6-13 Spectral Analysis on Precipitation at Bolu M.S. and Pazarköy M.S.**

START TIME 1956. 0. 0. 0. 0.

END TIME 1991. 0. 0. 0. 0.

OBSERVED WAVE  
DATA X

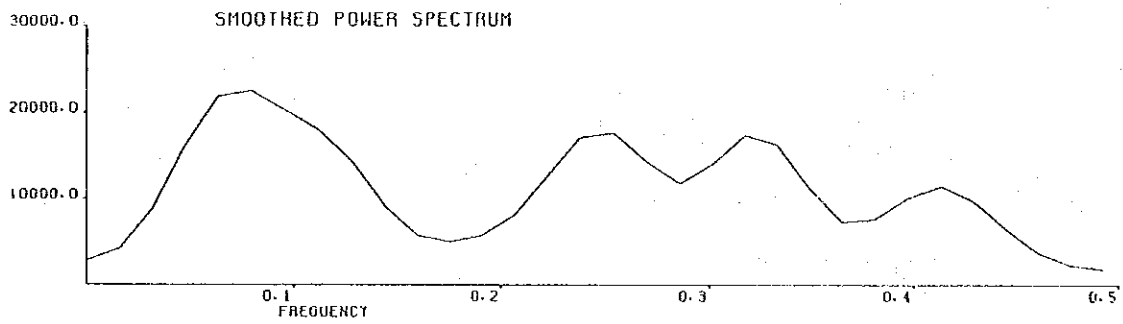
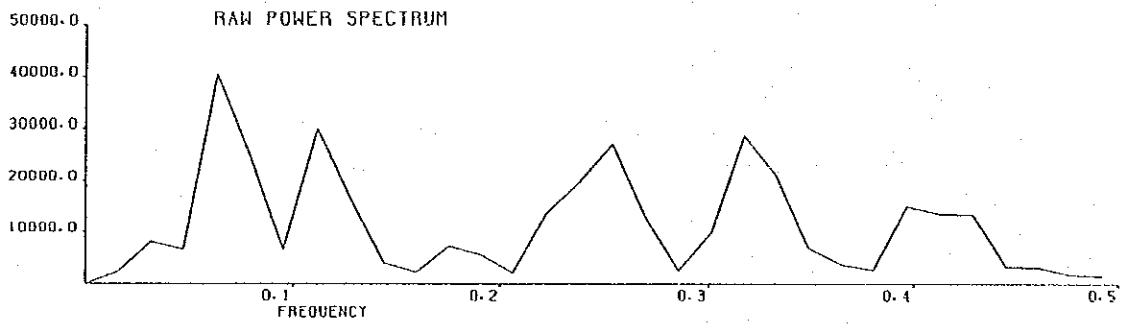
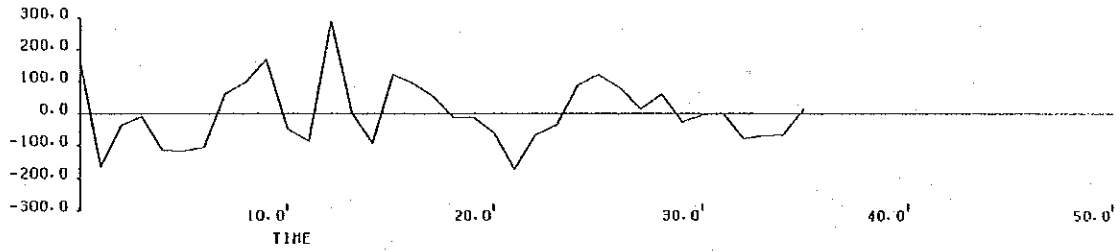


Figure 6-14 Spectral Analysis on Natural Inflow at Master Plan Damsite

**Table 6-9 Comparison of Specific Discharge**

Period (Water Year)	No. of Station	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Specific Discharge ( $\ell/s/km^2$ )
1958-1962	No.1306	1,895.6	5.86
	No.1311	2,420.0	6.28
1965-1971	No.1311	2,420.0	8.37
	No.1318	1,994.0	8.01
	No.1319	766.4	7.90
	No.1334	1,102.0	(8.05)
1967-1989	No.1319	766.4	7.52
	No.1334	1,102.0	7.25
1983-1989	No.1319	766.4	7.40
	No.1334	1,102.0	6.65
	No.1344	2,640.0	8.75

Note: Figure in the parenthesis shows specific discharge in the period 1967-1971.

Table 6-10 Relational Expressions for Estimation on Runoff at Project Site

Calculation by JICA			Calculation in Master Plan Report		
Period (Water Year)	Applied Station	Relational Expression (Unit: MCM)	Period (Water Year)	Applied Station	Relational Expression (Unit: MCM)
1956-1957	No.1306 & No.1311	$Y(\text{No.1311}) = 1.2652 * X(\text{No.1306}) + 3.0440$ $Y(\text{No.1318}) = 0.7962 * X(\text{No.1311}) - 0.3793$			
1958-1964	No.1311	$Y(\text{No.1318}) = 0.7962 * X(\text{No.1311}) - 0.3793$	1963-1964	No.1311	$Y(\text{No.1318}) = 0.7623 * X(\text{No.1311})^{1.0072}$
1965-1971	No.1318		1965-1971	No.1318	
1972-1989	No.1319 & No.1334	$Y(\text{No.1318}) = X(\text{No.1319} + \text{No.1334}) * \frac{A(\text{No.1318})}{[A(\text{No.1319}) + A(\text{No.1334})]}$ where, $A(\text{No.1318}) = 1,994.0 \text{ km}^2$ $A(\text{No.1319}) = 766.4 \text{ km}^2$ $A(\text{No.1334}) = 1,102.0 \text{ km}^2$	1972-1983	No.1319 & No.1334	$Y(\text{No.1318}) = 1.0410 * X(\text{No.1319} + \text{No.1334}) + 0.5177$
1990-1991	No.1319, No.1334 & No.13-44	$Y(\text{No.1319} + \text{No.1334}) = 0.5052 * X(\text{No.13-44}) + 3.4867$ $Y(\text{No.1318}) = X(\text{No.1319} + \text{No.1334}) * \frac{A(\text{No.1318})}{[A(\text{No.1319}) + A(\text{No.1334})]}$			
Runoff at Damsites			Runoff at Damsite		
Master Plan Damsite $Q_{\text{MD}} = Y(\text{No.1318})$ Upstream Damsite $Q_{\text{UD}} = A_{\text{UD}}/A_{\text{MD}} * Y(\text{No.1318})$ where, $A_{\text{UD}} = 1,959.0 \text{ km}^2$ $A_{\text{MD}} = A(\text{No.1318}) = 1,994.0 \text{ km}^2$			$Q_{\text{Dam}} = Y(\text{No.1318}) * A_{\text{Dam}}/A(\text{No.1318})$ where, $A_{\text{Dam}} = 2,034.37 \text{ km}^2$ $A(\text{No.1318}) = 1994.0 \text{ km}^2$		



Table 6-11 Monthly Natural Inflow at Master Plan Damsite

Year	Period: 1955-91												1994 km <sup>2</sup>		Total
	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Unit:MCM	Unit:MCM	
1956	18.41	27.04	48.07	66.16	97.72	104.70	121.16	64.19	31.23	12.95	8.09	9.13		608.84	
1957	10.57	17.09	19.48	22.43	48.31	50.21	27.41	44.82	21.86	7.83	8.21	8.89		285.12	
1958	7.75	8.73	20.44	24.39	41.57	82.73	96.42	42.96	48.97	22.49	10.68	10.63		417.76	
1959	10.89	11.32	12.81	21.52	19.79	131.95	119.34	45.82	32.78	19.86	9.52	8.51		444.11	
1960	10.29	11.81	10.81	25.45	55.15	59.98	63.36	35.65	29.06	15.33	12.77	9.36		339.03	
1961	10.10	9.54	18.53	20.49	44.76	76.17	68.13	28.84	20.77	24.33	7.49	7.58		336.72	
1962	7.61	12.62	22.52	21.78	37.82	104.41	77.48	29.64	13.18	7.83	6.72	6.76		348.39	
1963	9.85	8.85	33.01	59.98	67.38	79.35	62.02	89.06	58.66	21.97	11.23	12.37		513.62	
1964	13.88	17.01	54.60	25.70	68.89	127.10	71.82	69.49	51.80	20.50	11.99	15.09		549.87	
1965	13.75	18.60	55.11	40.44	52.29	118.81	148.26	94.56	30.79	28.36	10.77	9.53		621.27	
1966	10.12	14.87	34.96	53.12	35.30	62.82	90.45	51.55	24.56	9.96	8.43	8.05		406.19	
1967	9.49	8.26	12.25	17.17	16.94	74.00	97.19	71.04	31.47	13.84	7.36	8.55		367.66	
1968	10.69	12.80	62.24	80.65	111.17	166.48	148.87	84.29	35.03	15.36	14.21	20.95		742.74	
1969	17.74	15.33	25.68	32.75	54.95	74.45	96.32	74.09	27.46	17.13	9.04	9.08		454.02	
1970	9.10	11.50	19.44	21.47	55.51	65.75	72.80	42.48	83.72	11.15	8.44	8.35		359.71	
1971	9.75	10.71	22.93	62.03	40.08	86.36	102.67	102.74	77.99	24.97	14.93	13.84		575.20	
1972	13.51	13.67	38.15	40.38	46.07	91.72	82.46	57.51	67.31	46.27	25.15	22.56		544.79	
1973	45.94	46.30	31.08	32.34	63.51	83.85	73.82	48.35	65.34	21.84	13.39	8.84		504.58	
1974	12.33	26.74	42.17	19.79	46.53	65.53	58.85	39.17	35.06	17.77	14.63	13.32		441.86	
1975	11.09	11.64	17.55	19.01	29.64	66.85	51.10	141.62	41.91	20.07	18.04	11.44		439.95	
1976	14.52	14.44	51.86	32.44	39.54	64.67	78.79	37.36	27.55	10.69	11.36	10.53		393.76	
1977	11.97	11.46	28.21	20.11	28.79	59.89	47.17	30.10	18.67	9.00	6.14	6.68		277.98	
1978	8.70	10.79	11.69	30.02	65.77	53.13	89.99	54.16	17.85	23.37	10.47	9.74		385.68	
1979	11.66	12.07	22.65	61.06	74.93	37.78	42.84	43.62	62.67	27.61	11.14	10.13		418.15	
1980	13.54	18.68	40.53	50.87	48.61	110.14	112.81	81.87	31.88	11.01	10.52	9.73		540.20	
1981	12.67	23.01	58.73	66.14	59.29	136.75	59.99	73.54	31.59	22.80	10.42	10.01		574.43	
1982	11.25	16.88	55.32	77.49	38.00	82.88	100.14	55.46	41.21	18.39	20.65	15.93		533.61	
1983	13.51	13.00	13.41	23.16	58.38	99.27	89.06	40.44	33.59	38.14	30.06	14.32		466.34	
1984	19.49	47.05	49.48	42.17	45.29	60.83	98.43	74.83	31.55	17.33	15.90	10.48		512.83	
1985	10.00	17.67	18.10	27.49	51.82	98.46	95.62	50.60	25.98	13.47	8.46	8.11		426.79	
1986	12.75	13.23	32.90	88.84	78.25	75.37	45.22	48.35	28.26	10.20	7.43	7.03		447.83	
1987	7.88	11.27	17.56	51.03	54.53	60.37	102.11	73.47	38.64	17.87	10.03	7.27		452.13	
1988	10.77	16.76	32.95	31.68	27.79	63.06	68.83	36.33	46.03	24.19	8.39	7.07		373.84	
1989	11.21	34.88	45.41	29.04	52.22	99.86	35.41	25.33	23.30	11.27	7.36	6.55		382.86	
1990	14.70	32.68	57.53	29.90	29.30	41.42	55.01	67.92	22.20	14.60	10.13	9.69		385.08	
1991	14.54	18.54	23.13	22.34	55.04	63.44	45.09	41.39	79.29	65.32	19.45	17.57		466.14	
Average	12.89	17.44	32.29	38.63	51.17	82.79	80.88	58.96	36.40	19.86	11.86	10.59		453.86	

Daily Ave. Runoff 14.392 m<sup>3</sup>/s  
 Specific Discharge 7.218 l/s/km<sup>2</sup>

Table 6-12 Monthly Natural Inflow at Upstream Damsite

Year	Period: 1956-91												C. A. =	1959 km <sup>2</sup>			Total
	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.		Unit:MCM	Aug.	Sept.	
1956	18.09	26.56	47.23	65.00	95.01	102.86	119.03	63.06	30.68	12.73	7.95	8.97	598.16				
1957	10.38	16.79	19.14	22.04	47.46	49.33	26.93	44.03	21.47	7.69	6.11	8.74	280.11				
1958	7.62	8.58	20.08	23.96	40.84	81.27	94.73	42.20	48.11	22.09	10.49	10.45	410.42				
1959	10.70	11.13	12.58	21.15	19.44	129.63	117.25	45.02	32.21	19.51	9.35	8.36	436.32				
1960	10.11	11.60	10.63	25.00	54.19	58.93	62.25	35.02	28.55	15.06	12.55	9.19	333.08				
1961	9.92	9.37	18.20	29.13	43.97	74.84	66.94	28.33	20.40	23.90	7.36	7.45	330.81				
1962	7.48	12.40	22.12	21.40	37.16	102.58	76.12	29.12	12.95	7.69	6.80	6.64	342.27				
1963	9.58	8.59	32.43	58.93	66.20	77.86	60.93	87.50	57.63	21.53	11.03	12.15	504.61				
1964	15.60	16.71	53.65	25.25	67.68	124.87	70.55	68.27	50.89	20.14	11.78	14.83	540.22				
1965	13.31	18.27	34.14	39.73	51.37	116.72	145.66	92.90	30.25	27.86	10.58	9.36	610.37				
1966	9.94	14.61	34.35	52.19	35.66	61.72	88.86	50.65	24.13	9.79	8.28	8.89	399.06				
1967	9.32	8.12	12.03	16.87	16.64	72.70	95.48	69.79	30.92	13.60	7.23	8.50	381.21				
1968	10.50	12.58	61.15	79.23	109.22	163.56	146.26	63.16	34.42	15.09	13.96	20.38	729.70				
1969	17.43	15.06	25.23	32.18	53.99	73.14	94.63	72.79	26.98	16.83	8.88	8.92	445.05				
1970	8.94	11.30	19.10	21.09	54.54	64.60	71.52	41.78	33.13	10.95	8.23	8.20	353.40				
1971	9.58	10.52	22.53	60.94	39.38	85.04	106.76	100.94	76.52	24.53	14.67	13.60	585.10				
1972	13.27	13.43	37.48	39.67	45.26	90.11	81.02	56.50	66.13	45.46	24.71	22.17	535.22				
1973	45.14	45.48	30.53	31.77	62.40	82.38	72.52	47.50	34.72	21.45	13.16	8.88	493.73				
1974	12.11	26.28	41.43	19.44	45.71	64.38	57.81	87.60	34.43	17.46	14.37	13.09	434.11				
1975	10.89	11.44	17.24	18.67	29.12	65.68	50.20	139.13	41.17	19.72	17.72	11.24	432.23				
1976	14.27	14.19	50.95	31.87	38.85	63.54	77.41	36.71	27.06	10.51	11.16	10.35	386.85				
1977	11.76	11.26	27.71	19.75	28.29	58.64	46.34	29.57	18.34	8.84	6.03	6.56	273.10				
1978	8.55	10.60	11.48	29.49	64.62	52.19	88.41	53.21	17.54	22.96	10.29	9.57	378.91				
1979	11.46	11.86	22.25	59.98	73.51	37.12	42.09	42.85	61.57	27.12	10.95	9.95	410.81				
1980	13.31	18.35	39.82	49.98	47.76	108.20	110.83	80.43	31.32	10.82	10.34	9.58	530.71				
1981	12.45	22.61	57.70	54.97	58.25	134.35	58.17	72.25	31.13	22.40	10.23	9.83	584.35				
1982	11.05	16.59	54.35	76.13	67.34	81.43	98.38	54.49	40.48	18.07	20.29	15.65	524.25				
1983	13.27	12.77	13.18	22.75	57.35	97.53	87.50	39.73	33.00	37.47	28.54	14.07	458.16				
1984	19.15	46.23	48.61	41.43	44.50	59.76	96.70	73.52	30.99	17.03	15.52	10.30	503.83				
1985	9.82	17.36	17.78	27.01	50.91	96.73	93.94	49.71	26.51	13.23	8.31	7.97	419.30				
1986	12.53	13.00	32.32	87.28	76.88	74.04	44.42	47.50	27.76	10.02	7.30	6.91	439.97				
1987	7.74	11.07	17.25	50.14	53.67	59.31	100.32	72.18	37.97	17.55	9.86	7.14	444.19				
1988	10.58	16.46	32.38	31.12	27.30	61.96	57.62	35.69	45.22	23.77	8.24	6.94	367.28				
1989	11.01	34.26	45.60	28.53	51.30	98.11	34.79	24.90	22.89	11.07	7.23	6.44	375.14				
1990	14.44	32.11	56.52	29.38	28.79	40.69	54.05	66.73	21.81	14.34	9.96	9.52	378.32				
1991	14.28	19.20	22.73	21.95	54.07	62.33	44.30	40.66	77.90	64.17	19.11	17.26	457.95				
Average	12.66	17.13	31.72	37.96	50.27	81.34	79.46	57.93	35.76	19.51	11.55	10.50	445.90				

Daily Ave. Runoff 14.139 m<sup>3</sup>/s  
 Specific Discharge 7.091 l/s/km<sup>2</sup>

## 6.3 蒸発量

### 6.3.1 算定に用いる資料

計画地点の流域内では、Bolu気象観測所（標高742m）で蒸発量が観測されているので、この観測資料を使用して貯水池面の蒸発量を算出する。月別蒸発量を Table 6-13 に示す。

### 6.3.2 算出式

一般に、蒸発量と気温との間には高い相関関係があり、蒸発量の観測資料が直接利用できない場合には、通常、気温との相関関係を用いて蒸発量を算定する。そこで、Bolu気象観測所での気温（Table 6-14 参照）と蒸発量との回帰式を算出した。結果は、次のとおりである（Figure 6-15 参照）。

X=月平均気温（℃）、Y=蒸発量（mm）、期間:1961-1990年

$$Y=9.5724 \cdot X - 25.3270$$

$$R=0.885$$

この式を使用して、気温から蒸発量を算定することとする。

### 6.3.3 気温

ダム地点での気温の推定には、標高と気温差の関係を使用する。トルコでは標高差100mに対し、気温差0.5℃が広く用いられているので、この関係を用いBolu気象観測所（BL 742m）の気温から貯水池面（BL 437m）の気温を算出する。

$$\begin{aligned} T_{(Reser)} &= T_{(Bolu)} + (742-437) \times 0.5/100 \\ &= T_{(Bolu)} + 1.5 \end{aligned}$$

ここに、 $T_{(Reser)}$  : 貯水池面の月平均気温（℃）

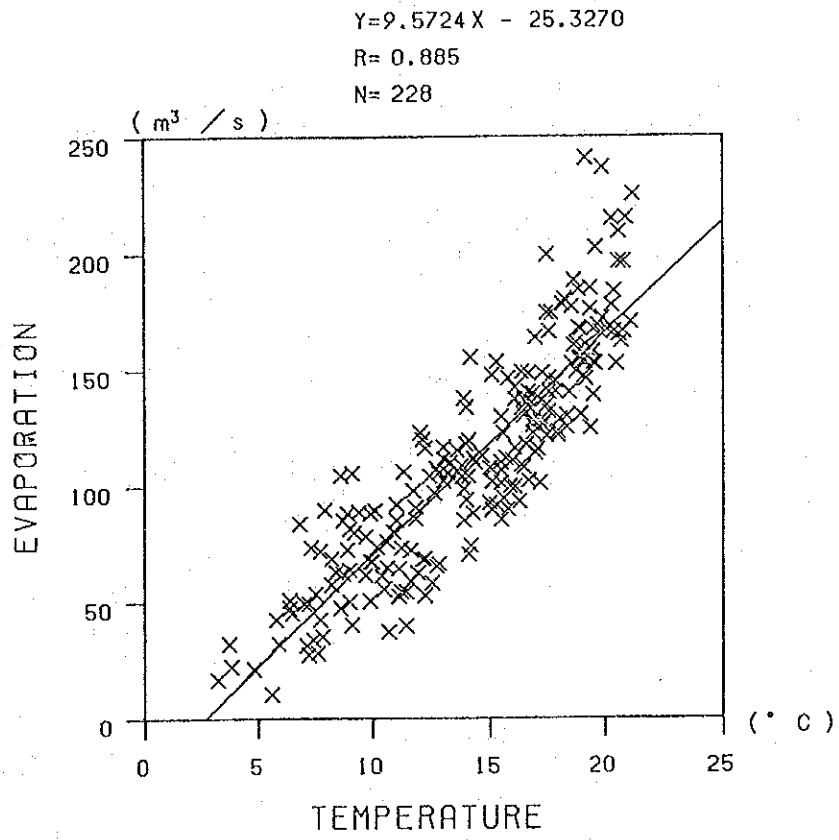
$T_{(Bolu)}$  : Bolu気象観測所の月平均気温（℃）

Bolu気象観測所の1956年から1990年の月別平均気温をもとに求めた貯水池面の気温を Table 6-15 に示す。

### 6.3.4 貯水池面からの蒸発量

6.3.2 で算出した気温と蒸発量の相関式と、Table 6-15 で計算した気温から、貯水池面での年間蒸発量を算定できる。蒸発量の観測には Class-A-Pan を用いているので、

得られた蒸発量に補正係数0.7を乗じた値が貯水池面からの蒸発量となる。その結果、年間蒸発量は 717mmとなった (Table 6-16参照)。



**Figure 6-15** Correlation between Temperature and Evaporation at Bolu M.S.

Table 6-13 Monthly Total Evaporation at Bolu Meteorological Station

Year	Jan.	Feb.	March	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1961	-	-	-	-	-	136.9	176.3	202.7	119.6	64.1	31.3	-	730.9
1962	-	-	-	88.1	147.9	174.7	215.3	225.6	149.1	57.8	39.6	-	1098.1
1963	-	-	-	89.8	105.4	199.9	237.3	215.8	128.0	62.3	33.6	-	1072.1
1964	-	-	-	104.6	116.5	128.1	241.2	174.7	89.4	72.1	-	-	926.6
1965	-	-	-	57.2	108.7	180.7	184.9	178.2	133.7	68.6	-	-	912.0
1966	-	-	-	92.0	116.6	148.5	166.7	178.0	101.2	70.5	36.9	17.0	927.4
1967	-	-	-	88.5	105.5	146.6	167.8	158.2	122.6	68.2	21.5	-	878.9
1968	-	-	-	106.1	142.5	130.7	185.6	130.3	85.2	60.8	42.2	32.0	915.4
1969	-	-	-	83.8	153.4	188.7	166.6	196.7	140.7	73.5	49.3	32.0	1084.7
1970	22.5	-	-	120.0	96.8	137.2	209.6	168.0	107.3	67.1	35.1	-	963.6
1971	-	-	-	63.5	104.3	137.3	161.1	155.2	93.4	81.3	49.4	-	845.5
1972	-	-	-	104.1	155.5	132.4	166.5	139.2	111.2	73.2	47.2	-	929.3
1973	-	-	-	105.4	138.0	137.7	169.4	122.2	118.3	85.5	-	-	876.5
1974	-	-	50.7	71.9	110.1	140.7	161.8	140.6	89.9	92.5	44.9	-	903.1
1975	-	-	-	90.7	85.0	129.1	152.8	125.0	89.9	52.4	42.5	-	767.4
1976	-	-	-	78.2	111.7	112.2	149.6	114.5	87.9	66	28.2	-	748.3
1977	-	-	-	79.6	118.2	126.2	158.4	160.7	106.7	47.2	39.9	-	836.9
1978	-	-	-	62.0	134.1	164.0	154.0	126.2	101.7	58.5	-	-	800.5
1979	-	-	-	72.5	98.6	140.8	145.2	146.2	99.5	54.2	27.3	-	784.3
1980	-	-	-	62.6	112.0	146.5	184.2	152.8	94.1	65.1	-	-	817.3
1981	-	-	-	85.1	97.8	152.8	153.0	147.6	108.1	74.2	-	-	818.6
1982	-	-	-	67.0	102.2	149.0	127.8	125.4	101.2	54.3	-	-	726.9
1983	-	-	-	85.0	110.1	116.4	130.9	128.0	100.0	50.3	10.5	-	731.2
1984	-	-	-	53.2	107.9	109.1	123.6	102.1	121.6	68.6	-	-	686.1
1985	-	-	-	89.3	110.1	131.6	134.9	165.5	113.2	50.1	-	-	794.7
1986	-	-	-	123.0	80.0	123.0	167.7	170.7	116.0	64.5	-	-	844.9
1987	-	-	-	73.5	106.0	128.4	196.9	177.2	132.7	75.8	-	-	890.5
1988	-	-	-	87.9	103.7	117.9	166.7	172.3	130.0	50.2	-	-	828.7
1989	-	-	-	-	115.5	133.3	154.8	162.3	94.5	55.2	-	-	715.6
1990	-	-	-	61.1	107.4	139.9	167.6	154.7	91.5	52.5	-	-	774.7
1991	-	-	-	63.8	90.5	195.1	148.5	132.6	73.7	57.7	-	-	761.9
Average	0.7	-	1.6	77.7	109.4	143.1	168.6	156.4	108.1	64.3	18.7	2.6	851.4

Unit: mm

Table 6-14 Monthly Mean Temperature at Bolu Meteorological Station

Year	Unit:° C												
	Jan.	Feb.	March	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
1956	2.4	1.0	0.7	10.5	12.1	17.0	19.1	20.8	13.8	9.9	3.2	-2.5	9.0
1957	-2.2	3.3	4.1	9.8	12.9	18.1	20.9	21.3	18.2	13.3	7.2	2.4	10.8
1958	1.4	5.7	5.6	8.9	15.8	17.2	18.9	19.8	14.6	11.0	6.0	4.2	10.8
1959	2.3	-6.1	1.7	9.2	13.1	16.2	19.8	19.1	12.9	8.6	6.2	5.6	9.1
1960	1.2	1.0	4.2	9.0	15.0	16.4	18.9	18.4	15.6	13.5	8.9	6.2	10.7
1961	-0.7	1.1	4.0	11.7	14.2	17.3	19.4	19.6	14.1	11.1	7.1	3.4	10.2
1962	2.6	1.5	7.6	8.9	15.1	17.5	20.3	21.2	16.4	12.5	11.4	4.5	11.6
1963	1.4	5.7	3.2	7.9	12.8	17.5	19.9	20.9	16.9	11.9	7.4	3.1	10.7
1964	0.0	-1.1	5.1	8.6	12.2	17.2	19.2	17.7	15.1	11.6	6.2	4.5	9.7
1965	1.5	-0.9	5.4	8.2	13.8	18.3	18.9	18.2	16.4	8.2	7.3	5.7	10.1
1966	2.9	6.4	5.5	11.0	13.0	16.7	20.8	20.3	15.5	14.1	10.7	3.2	11.7
1967	-0.8	-2.2	3.2	9.4	13.2	15.8	19.0	19.5	15.6	12.1	4.8	3.6	9.4
1968	-0.6	0.1	3.4	11.3	16.1	16.5	19.4	18.4	15.5	10.4	7.7	3.7	10.2
1969	0.0	2.5	4.3	6.8	15.3	18.7	17.6	20.6	16.7	10.2	7.2	5.9	10.5
1970	3.8	4.8	7.3	12.1	12.6	16.7	20.6	18.9	15.1	10.0	7.8	-0.3	10.8
1971	5.4	2.2	6.1	9.0	14.1	16.5	19.2	19.0	16.3	9.0	7.0	0.1	10.3
1972	-4.5	-0.3	4.1	12.4	14.2	17.6	19.8	19.5	16.0	11.2	6.4	-0.5	9.7
1973	-1.9	4.8	3.7	9.1	13.9	16.1	19.7	18.0	16.6	11.8	2.5	2.0	9.7
1974	-3.6	2.5	6.4	7.7	13.3	17.6	18.8	18.5	15.1	15.0	6.5	1.7	10.0
1975	1.0	0.7	7.3	11.8	13.9	18.1	20.5	19.4	15.8	11.1	5.8	-1.3	10.3
1976	-1.2	-1.1	3.8	9.7	13.0	15.7	18.8	17.0	14.3	12.8	7.6	2.7	9.4
1977	1.0	6.5	4.8	9.2	14.0	16.9	19.3	18.7	15.5	8.6	9.1	0.9	10.4
1978	-0.2	5.6	6.4	8.7	14.0	17.0	19.1	17.3	15.1	11.6	4.6	3.1	10.2
1979	2.0	4.4	7.0	8.9	13.9	17.9	17.9	19.2	16.1	11.2	7.2	3.0	10.7
1980	-0.9	0.2	4.0	8.4	14.3	17.6	20.4	19.6	14.0	12.7	7.8	4.1	10.2
1981	3.0	2.2	6.3	8.7	11.7	18.6	19.5	19.1	16.5	14.2	5.1	7.0	11.0
1982	1.3	-1.0	3.4	9.9	13.0	17.3	17.0	18.4	17.2	11.4	4.4	4.3	9.7
1983	-2.0	0.9	5.5	11.0	14.4	16.1	19.0	17.4	15.9	9.9	5.6	3.8	9.8
1984	2.9	3.4	5.3	7.5	15.0	16.4	18.0	16.7	17.5	12.2	6.9	0.4	10.2
1985	3.3	-3.7	3.3	10.1	15.5	16.6	17.5	20.6	14.7	9.0	9.3	2.2	9.9
1986	4.0	3.7	5.2	12.0	10.9	16.9	19.5	21.1	17.1	10.6	3.2	1.6	10.5
1987	1.5	3.8	0.8	7.3	13.6	16.9	20.8	18.6	16.5	10.6	6.7	2.7	10.0
1988	2.2	2.7	4.8	9.9	13.8	16.6	20.4	19.9	15.5	9.9	3.8	3.2	10.2
1989	-2.9	0.7	7.5	14.4	13.6	16.8	19.3	20.7	15.6	10.5	5.8	1.4	10.3
1990	-2.8	2.2	5.8	9.7	12.7	16.9	20.1	18.9	15.3	12.2	8.8	3.2	10.3
Average	0.7	1.8	4.8	9.7	13.7	17.1	19.4	19.2	15.7	11.3	6.7	2.8	10.2

Table 6-15 Estimated Monthly Mean Temperature on Reservoir Surface (EL. 437m)

Unit: mm

Year	Jan.	Feb.	March	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
1956	3.9	2.5	2.2	12.0	13.6	18.5	20.6	22.3	15.3	11.4	4.7	-1.0	10.5
1957	-0.7	4.8	5.6	11.3	14.4	19.6	22.4	22.8	19.7	14.8	8.7	3.9	12.3
1958	2.9	7.2	7.1	10.4	17.3	18.7	20.4	21.3	16.1	12.5	7.5	5.7	12.3
1959	3.8	-4.6	3.2	10.7	14.6	17.7	21.3	20.6	14.4	10.1	7.7	7.1	10.6
1960	2.7	2.5	5.7	10.5	16.5	17.9	20.4	19.9	17.1	15.0	10.4	7.7	12.2
1961	0.8	2.6	5.5	13.2	15.7	18.8	20.9	21.1	15.6	12.6	8.6	4.9	11.7
1962	4.1	3.0	9.1	10.4	16.6	19.0	21.8	22.7	17.9	14.0	12.9	6.0	13.2
1963	2.9	7.2	4.7	9.4	14.3	19.0	21.4	22.4	18.4	13.4	8.9	4.6	12.2
1964	1.5	0.4	6.5	10.1	13.7	18.7	20.7	19.2	16.6	13.1	7.7	6.0	11.2
1965	3.0	0.6	6.9	9.7	15.3	19.8	20.4	19.7	17.9	9.7	8.8	7.2	11.6
1966	4.4	7.9	7.0	12.5	14.5	18.2	22.3	21.8	17.0	15.6	12.2	4.7	13.2
1967	0.7	-0.7	4.7	10.9	14.7	17.3	20.5	21.0	17.1	13.6	6.3	5.1	11.0
1968	0.9	1.6	4.9	12.8	17.6	18.0	20.9	19.9	17.0	11.9	9.2	5.2	11.7
1969	1.5	4.0	5.8	8.3	16.8	20.2	19.1	22.1	18.2	11.7	8.7	7.4	12.0
1970	5.3	6.3	8.8	13.6	14.1	18.2	22.1	20.4	16.6	11.5	9.3	1.2	12.3
1971	6.9	3.7	7.6	10.5	15.6	18.0	20.7	20.5	17.8	10.5	8.5	1.6	11.9
1972	-3.0	1.2	5.6	13.9	15.7	19.1	21.3	21.0	17.5	12.7	7.9	1.0	11.2
1973	-0.4	6.3	5.2	10.6	15.4	17.6	21.2	19.5	18.1	13.3	4.0	3.5	11.2
1974	-2.1	4.0	7.9	9.2	14.8	19.1	20.3	20.0	16.6	16.5	8.0	3.2	11.5
1975	2.5	2.2	8.8	13.3	15.4	19.6	22.0	20.9	17.3	12.6	7.3	0.2	11.9
1976	0.3	0.4	5.3	11.2	14.5	17.2	20.3	18.5	15.8	14.3	9.1	4.2	11.0
1977	2.5	8.0	6.3	10.7	15.5	18.4	20.8	20.2	17.0	10.1	10.6	2.4	11.9
1978	1.3	7.1	7.9	10.2	15.5	18.5	20.6	18.8	16.6	13.1	6.1	4.6	11.7
1979	3.5	5.9	8.5	10.4	15.4	19.4	19.4	20.7	17.6	12.7	8.7	4.5	12.3
1980	0.6	1.7	5.5	9.9	15.8	19.1	21.9	21.1	15.5	14.2	9.3	5.6	11.7
1981	4.5	3.7	7.8	10.2	13.2	20.1	21.0	20.6	18.0	15.7	6.6	8.5	12.5
1982	2.8	0.5	4.9	11.4	14.5	18.8	18.5	19.9	18.7	12.9	5.9	5.8	11.2
1983	-0.5	2.4	7.0	12.5	15.9	17.6	20.5	18.9	17.4	11.4	7.1	5.3	11.3
1984	4.4	4.9	6.8	9.0	16.5	17.9	19.5	18.2	19.0	13.7	8.4	1.9	11.7
1985	4.8	-2.2	4.8	11.6	17.0	18.1	19.0	22.1	16.2	10.5	10.8	3.7	11.4
1986	5.5	5.2	6.7	13.5	12.4	18.4	21.0	22.6	18.6	12.1	4.7	3.1	12.0
1987	3.0	5.3	2.3	8.8	15.1	18.4	22.3	20.1	18.0	12.1	8.2	4.2	11.5
1988	3.7	4.2	6.3	11.4	15.3	18.1	21.9	21.4	17.0	11.4	5.3	4.7	11.8
1989	-1.4	2.2	9.0	15.9	15.1	18.3	20.8	22.2	17.1	12.0	7.3	2.9	11.8
1990	-1.3	3.7	7.3	11.2	14.2	18.4	21.6	20.4	16.8	13.7	10.3	4.7	11.8
Average	2.2	3.3	6.3	11.2	15.2	18.6	20.9	20.7	17.2	12.8	8.2	4.3	11.7



Table 6-16 Estimated Monthly Total Evaporation from Reservoir Surface

Year	Jan.	Feb.	March	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1956	8.6	0.0	0.0	62.8	73.6	106.4	120.5	131.9	85.0	58.8	13.9	0.0	661.4
1957	0.0	14.6	20.0	58.2	78.9	113.8	132.5	135.2	114.4	81.6	40.7	8.6	798.5
1958	1.9	30.7	30.0	52.1	98.4	107.7	119.1	125.2	90.3	66.2	32.7	20.6	774.9
1959	7.9	0.0	3.9	54.1	80.3	101.0	125.2	120.5	78.9	50.1	34.0	30.0	686.0
1960	0.5	0.0	20.6	52.8	93.0	102.4	119.1	115.8	97.0	82.9	52.1	34.0	770.4
1961	0.0	0.0	19.3	70.9	87.6	108.4	122.5	123.8	87.0	66.9	40.1	15.3	741.7
1962	9.9	2.5	43.4	52.1	93.7	109.8	128.5	134.5	102.4	76.2	68.9	22.6	844.6
1963	1.9	30.7	13.9	45.4	78.3	109.8	125.8	132.5	105.7	72.2	42.1	13.3	771.6
1964	0.0	0.0	26.7	50.1	74.2	107.7	121.1	111.1	93.7	70.2	34.0	22.6	711.6
1965	2.5	0.0	28.7	47.4	85.0	115.1	119.1	114.4	102.4	47.4	41.4	30.7	734.2
1966	11.9	35.4	29.3	66.2	79.6	104.4	131.9	128.5	96.4	87.0	64.2	13.9	848.6
1967	0.0	0.0	13.9	55.5	80.9	98.4	119.8	123.2	97.0	73.6	24.7	16.6	703.5
1968	0.0	0.0	15.3	68.2	100.4	103.1	122.5	115.8	96.4	62.2	44.1	17.3	745.1
1969	0.0	9.2	21.3	38.1	95.0	117.8	110.4	130.5	104.4	60.8	40.7	32.0	760.3
1970	18.0	24.7	41.4	73.6	76.9	104.4	130.5	119.1	93.7	59.5	44.8	0.0	786.5
1971	28.7	7.2	33.4	52.8	87.0	103.1	121.1	119.8	101.7	52.8	39.4	0.0	746.9
1972	0.0	0.0	20.0	75.6	87.6	110.4	125.2	123.2	99.7	67.5	35.4	0.0	744.5
1973	0.0	24.7	17.3	53.5	85.6	100.4	124.5	113.1	103.7	71.6	9.2	5.9	709.4
1974	0.0	9.2	35.4	44.1	81.6	110.4	118.5	116.5	93.7	93.0	36.0	3.9	742.2
1975	0.0	0.0	41.4	71.6	85.6	113.8	129.9	122.5	98.4	66.9	31.4	0.0	761.3
1976	0.0	0.0	18.0	57.5	79.6	97.7	118.5	106.4	88.3	78.3	43.4	10.6	638.2
1977	0.0	36.0	24.7	54.1	86.3	105.7	121.8	117.8	96.4	50.1	53.5	0.0	746.4
1978	0.0	30.0	35.4	50.8	86.3	106.4	120.5	108.4	93.7	70.2	23.3	13.3	738.2
1979	5.9	22.0	39.4	52.1	85.6	112.4	112.4	121.1	100.4	67.5	40.7	12.6	772.3
1980	0.0	0.0	19.3	48.8	88.3	110.4	129.2	123.8	86.3	77.6	44.8	20.0	748.4
1981	12.6	7.2	34.7	50.8	70.9	117.1	123.2	120.5	103.1	87.6	26.7	39.4	793.7
1982	1.2	0.0	15.3	58.8	79.6	108.4	106.4	115.8	107.7	68.9	22.0	21.3	705.4
1983	0.0	0.0	29.3	66.2	89.0	100.4	119.8	109.1	99.0	58.8	30.0	18.0	719.6
1984	11.9	15.3	28.0	42.7	93.0	102.4	113.1	104.4	109.8	74.2	38.7	0.0	733.5
1985	14.6	0.0	14.6	60.2	96.4	103.7	109.8	130.5	91.0	52.8	54.8	7.2	735.5
1986	19.3	17.3	27.3	72.9	65.5	105.7	128.2	133.9	107.1	63.5	13.9	3.2	752.8
1987	2.5	18.0	0.0	41.4	83.6	105.7	131.9	117.1	103.1	63.5	37.4	10.6	714.8
1988	7.2	10.6	24.7	58.8	85.0	103.7	129.2	123.8	96.4	58.8	18.0	13.9	732.0
1989	0.0	0.0	42.7	89.0	77.6	105.1	121.8	131.2	97.0	62.8	31.4	1.9	766.5
1990	0.0	7.2	31.4	57.5	77.6	105.7	127.2	119.1	95.0	74.2	51.5	13.9	760.3
Average	4.8	10.1	24.6	57.3	84.4	106.8	122.2	121.2	97.6	67.9	37.1	13.5	747.5

Unit: mm

## 6.4 堆砂

### 6.4.1 算定に用いる資料

河川を流下する土砂はその流下形態によって浮遊砂と掃流砂に分けられる。トルコ国内では EIB が河川の浮遊砂量の観測を継続的に実施している。一方、掃流砂量については、河川での測定が困難で、その量を推定せざるをえない。

貯水池の計画堆砂量は、計画地点と同じ流域の既設貯水池の堆砂資料、あるいは計画地点近傍での浮遊砂量の観測資料を使用して算定される。

Devrek川流域にはBoluの近くにGölköyダムがあるが、貯水池には取水堰から水路で導水されているので、この貯水池の堆砂量は、計画堆砂量の算出のための資料とはならない。そこで、浮遊砂の観測資料を用いて貯水池の計画堆砂量を推定する。

Filyos川流域では、EIBがFilyos川のNo.1335測水所、Soganli川のNo.1314測水所、及び本計画地点の位置するDevrek川の支流Büyüksu川のNo.1334測水所で浮遊砂量を測定している (Table 6-17)。さらに、EIBはトルコ全土の測水所での測定値を解析し、河川流量と日浮遊砂量の相関式、 $\text{km}^2$ 当たりの年間浮遊砂量を算出し、5年ごとにその結果を 'Sediment Data and Sediment Transport Amount for Surface Waters in Turkey' として発行している。

本計画地点の貯水池の計画堆砂量の算定には、これらの EIBの実施している浮遊砂量の観測資料を用いる。

### 6.4.2 浮遊砂量

ここでは現存の浮遊砂の量の資料をレビューし、第1案から第4案までの4つの方法によって、Köprübasiダム地点での堆砂量を推定し、考察ののち採用値を決める。

#### (1) 観測データ

EIBが1987年に発行した 'Sediment Data and Sediment Transport Amount for Surface Waters in Turkey' によると、上記3つの測水所で $\text{km}^2$ 当たりの年浮遊砂量は1984年までのデータをもとに下記の値となっている。

Station	Catchment Area ( $\text{km}^2$ )	Period	Amount (ton/year/ $\text{km}^2$ )
No. 1 3 1 4	5,086.8	1973-84	182
No. 1 3 3 4	1,102.0	1978-84	33
No. 1 3 3 5	13,300.4	1967-84	286

このうち、観測時間の比較的短いNo.1334測水所について、EIBの観測データをもとに $\text{km}^2$ 当たりの年浮遊砂量を見直した。Xを流量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )、Yを日浮遊砂量 ( $\text{ton}/\text{day}$ )、観測期間を1977年11月から1990年12月にとると、XとYの関係式は、

$$\log Y = 0.4907 \times (\log X)^2 + 0.8583 \times \log X + 0.6081$$

$$R = 0.877$$

となる (Figure 6-16 参照)。この関係式と、1967~1989水文年までの日流量からNo.1334測水所での $\text{km}^2$ 当たりの年浮遊砂量を算出すると、 $39\text{ton}/\text{year}/\text{km}^2$ となる。

## (2) 第1案：マスタープランレポートの方法

計画地点の下流のNo.1311測水所での $\text{km}^2$ 当たりの年浮遊砂量をSoganli川のNo.1314測水所と同じ $182\text{ton}/\text{year}/\text{km}^2$ と想定する。この場合、No.1334測水所より下流のBüyüksu川、Mengen川及びDevrek川の $\text{km}^2$ 当たりの年浮遊砂量  $Q_{S(\text{Rest})}$  は、

$$Q_{S(\text{Rest})} = \frac{[182 \times A_{(\text{No. 1311})} - 39 \times A_{(\text{No. 1334})}]}{[A_{(\text{No. 1311})} - A_{(\text{No. 1334})}]}$$

ここで、 $A_{(\text{No. 1311})}$  : No.1311測水所の流域面積、 $2,420.0 \text{ km}^2$

$A_{(\text{No. 1334})}$  : No.1334測水所の流域面積、 $1,102.0 \text{ km}^2$

となり、 $Q_{S(\text{Rest})} = 302\text{ton}/\text{year}/\text{km}^2$ となる。よって、年浮遊砂量は上流及びマスタープランダム地点において、それぞれ次のようになる。

上流ダム地点 :  $Q_{\text{SUD}} = 301,790\text{ton}/\text{year}$  ( $154\text{ton}/\text{year}/\text{km}^2$ )

マスタープランダム地点 :  $Q_{\text{SMD}} = 312,360\text{ton}/\text{year}$  ( $157\text{ton}/\text{year}/\text{km}^2$ )

## (3) 第2案： $\text{km}^2$ 当たりの年浮遊砂量の加重平均による算定

No.1334測水所とNo.1314測水所の $\text{km}^2$ 当たりの年浮遊砂量と流域面積を用いて、Soganli川とDevrek川流域の平均的な $\text{km}^2$ 当たりの年浮遊砂量を推定する。

ここでは、 $\text{km}^2$ 当たりの年浮遊砂量を流域面積で加重平均をする方法を用いる。

$$Q_{S(\text{AV})} = \frac{[182 \times A_{(\text{No. 1314})} + 39 \times A_{(\text{No. 1334})}]}{[A_{(\text{No. 1314})} + A_{(\text{No. 1334})}]}$$

ここで、 $Q_{S(\text{AV})}$  : 加重平均の年浮遊砂量 ( $\text{ton}/\text{year}/\text{km}^2$ )

$A_{(\text{No. 1314})}$  : No.1314測水所の流域面積 ( $\text{km}^2$ )

$A_{(\text{No. 1334})}$  : No.1334測水所の流域面積 ( $\text{km}^2$ )

よって、 $Q_s (AV) = 157 \text{ ton/year/km}^2$ となり、上流ダム地点及びマスタープランダム地点における年浮遊砂量は次のようになる。

$$\text{上流ダム地点} : Q_{SUD} = 307,560 \text{ ton/year} \quad (157 \text{ ton/year/km}^2)$$

$$\text{マスタープランダム地点} : Q_{SMD} = 313,060 \text{ ton/year} \quad (157 \text{ ton/year/km}^2)$$

(4) 第3案：流域面積と年浮遊砂量の関係式からの算定

EIEは、Filyos川流域が含まれる第13地域では、上記Filyos川流域の3測水所を入れて5測水所で浮遊砂の観測を実施している。これらの5測水所での流域面積と年浮遊砂量は次の関係式で表わせる (Figure 6-17 参照)。

$$\log Y = 1.2208 \times \log X + 1.2693$$

ここで、Y：測水所での年浮遊砂量 (ton/year)

X：測水所の流域面積 (km<sup>2</sup>)

相関係数は $R = 0.953$ となった。この式により、上流及びマスタープランダム地点での年浮遊砂量は以下のように得られる。

$$\text{上流ダム地点} : Q_{SUD} = 194,180 \text{ ton/year} \quad (99 \text{ ton/year/km}^2)$$

$$\text{マスタープランダム地点} : Q_{SMD} = 198,430 \text{ ton/year} \quad (100 \text{ ton/year/km}^2)$$

(5) 第4案：経験式からの算定

多くの河川の浮遊砂量の観測値から求められた経験式がいくつか提案されており、計画地点近傍の河川での浮遊砂量の観測値がない時、浮遊砂量の推定に用いられている。Flemingは、年平均流量と年浮遊砂量の間を次の式で表わしている。

$$Q_s = a Q^n$$

ここで、Q：年平均流量 (Cubic feet per second)

$Q_s$ ：年平均浮遊砂量 (ton/year)

a, n：流域の植生による係数

広葉樹と針葉樹の混合地域： $n = 1.02$ 、 $a = 106$

針葉樹と背たけの高い草地： $n = 0.82$ 、 $a = 3,196$

Devrek川流域の植生を考慮して、上流及びマスタープランダム地点での年浮遊砂量は以下のように推定される。

上流ダム地点 :  $Q_{SUD} = 305,520 \text{ ton/year}$  (156ton/year/km<sup>2</sup>)

マスタープランダム地点 :  $Q_{SMD} = 307,150 \text{ ton/year}$  (154ton/year/km<sup>2</sup>)

(6) 採用する浮遊砂量

以上の結果をとりまとめると、次の表のようになる。

単位 : ton/year/km<sup>2</sup>

方 法	上流ダム地点	マスタープランダム地点
第1案 : マスタープランレポートの方法	154	157
第2案 : km <sup>2</sup> 当りの年浮遊砂の加重平均	157	157
第3案 : 年浮遊砂量と流域面積との相関	99	100
第4案 : 経験式	156	154

第1案と第2案の2つの方法の値がほぼ同じとなり、これらの値は経験式を用いた第4案の結果とも、ほぼ一致した。よって、km<sup>2</sup>当りの年浮遊砂量は、上流及びマスタープランダム地点において、157ton/year/km<sup>2</sup>を採用する。そこでダム地点の年浮遊砂量は次のようになる。

上流ダム地点 :  $Q_{SUD} = 307,560 \text{ ton/year}$

マスタープランダム地点 :  $Q_{SMD} = 313,060 \text{ ton/year}$

なお、DSIによるとDevrek川とSoganli川の植生を考慮すれば、No.1334とNo.1314測水所で得られたkm<sup>2</sup>当りの浮遊砂量は妥当と考えられるが、貯水池堆砂量の安全側な推定のため、掃流砂を含め、182ton/year/km<sup>2</sup>を採用することが妥当としている。また、掃流砂については河川勾配を考慮して浮遊砂量の20%を見込んでいる。この場合、浮遊砂量は $182 \text{ ton/year/km}^2 \times 1/1.2 = 152 \text{ ton/year/km}^2$ となり、これは上記で求めた値(157ton/year/km<sup>2</sup>)とほぼ等しい。

6.4.3 掃流砂量

掃流砂量については、測定方法が確立されていないため、一般に浮遊砂量の比率で表わされる。ここでは掃流砂量を浮遊砂量の20%と仮定する。

#### 6.4.4 捕捉率

Bruneは、'総貯水容量/年間流入量'と捕捉率との関係を与えている。上流及びマスタープランダム地点での総貯水容量を $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ とすると、'総貯水容量/年間流入量'は以下のようなになる。

$$\text{上流ダム地点} : 200 \times 10^6 / (445.90 \times 10^6) = 44.8\%$$

$$\text{マスタープランダム地点} : 200 \times 10^6 / (453.86 \times 10^6) = 44.1\%$$

この値を用いてBruneの図から捕捉率を求めると、100%となる。

#### 6.4.5 貯水池に流入する土砂量(重量)の算定

以上の浮遊砂量、掃流砂量(%)、捕捉率を用い、堆砂算定期間を50年間とすると、上流及びマスタープランダムの貯水池の堆砂量は以下のようなになる。

$$S_w = Q_s \times (1 + E_b/100) \times E_t/100 \times T$$

ここに、 $S_w$  : T年後の貯水池堆砂量 (ton)

$Q_s$  : 年浮遊砂量 (ton/year)

$E_b$  : 掃流砂率 = 20 %

$E_t$  : 捕捉率 = 100 %

$T$  : 期間 = 50 年

上流ダム地点 :  $307,560 \text{ ton/year} \times 1.2 \times 50 \text{ year} = 18.45 \times 10^6 \text{ ton}$

マスタープランダム地点 :  $313,060 \text{ ton/year} \times 1.2 \times 50 \text{ year} = 18.78 \times 10^6 \text{ ton}$

#### 6.4.6 堆砂密度

貯水池内に堆積した土砂のt年経過後の平均堆砂密度 $W_t$ は、LoneとKoelzerによって次式で算定できる。

$$W_t = W_1 + K \times \log t$$

よって、T年後の堆積物の貯水池内の堆積物の密度 $W_T$ は上式を積分した、次式により算出できる。

$$W_T = W_1 + 0.4343 \times K \times T / (T-1) \times (\ln T - 1)$$

ここに、 $W_1$  : 初期密度 (ton/m<sup>3</sup>)

$K$  : 密度増加係数 (ton/m<sup>3</sup>)

T : 計算期間 (year)

初期密度 $W_i$ と密度増加係数 $K$ は、堆砂成分と貯水池の運用条件を考慮して、下記の値を用いる。

	Sand	Silt	Clay
比率 (%)	40	30	30
$W_i$ (ton/m <sup>3</sup> )	1.490	1.041	0.48
$K$ (ton/m <sup>3</sup> )	0	0.0913	0.256

これによって、 $W_{50}=1.19\text{ton/m}^3$ となる。

#### 6.4.7 貯水池の計画堆砂量

50年後の堆砂量 $S_w$  (ton)と50年後の堆砂密度 $W_{50}$  (ton/m<sup>3</sup>)を使用して、50年後の堆砂量 $S_v$  (m<sup>3</sup>)を求めると次のようになる。

$$\text{上流ダム地点} : S_{vu}=18.45 \times 10^6 \text{ ton}/(1.19\text{ton/m}^3)=15.50 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$\text{マターランダム地点} : S_{vm}=18.78 \times 10^6 \text{ ton}/(1.19\text{ton/m}^3)=15.78 \times 10^6 \text{ m}^3$$

よって、50年後の貯水池の堆砂面が水平と仮定すると、その標高は貯水池の容量曲線から次のように求められる。

$$\text{上流ダム地点} : \text{EL. } 388.40 \text{ m}$$

$$\text{マターランダム地点} : \text{EL. } 380.40 \text{ m}$$

Köprübaşıダム築造によるFilyos川河口での浮遊砂量の減少量( $\Delta Q_s$ )は、河口付近のNo.1335測水所のkm<sup>2</sup>当たりの年間堆砂量(6.4.2(1)参照)と6.4.2(6)で求めた年間堆砂量によって求められる。

$$\Delta Q_s = 313,060 \text{ ton/year/km}^2 (286 \text{ ton/year/km}^2 \times 13,300\text{km}^2)$$

減水量は約8%であり、その量は小さいと考えられる。

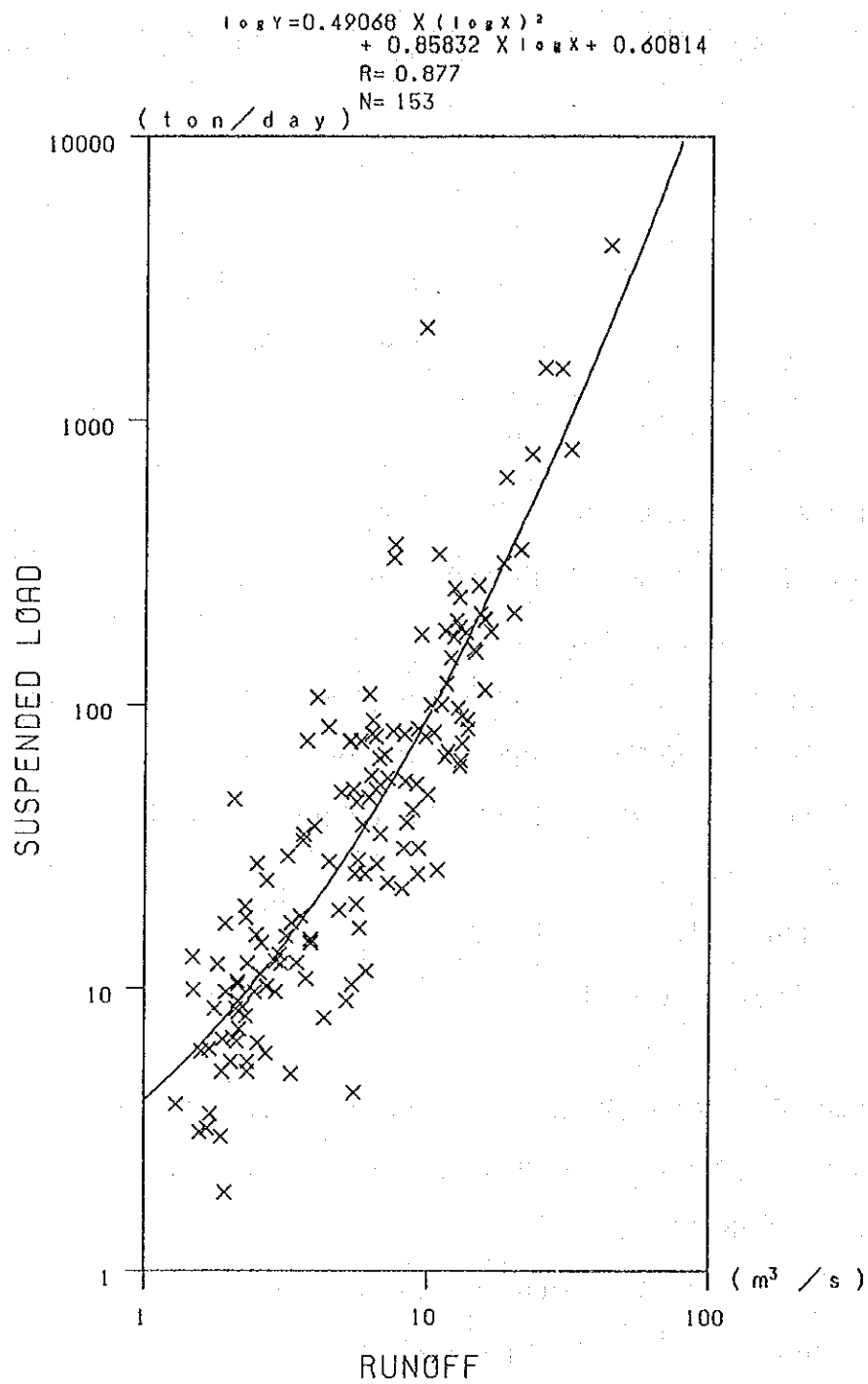


Figure 6-16 Correlation between Runoff and Suspended Load at No.1334 G.S.



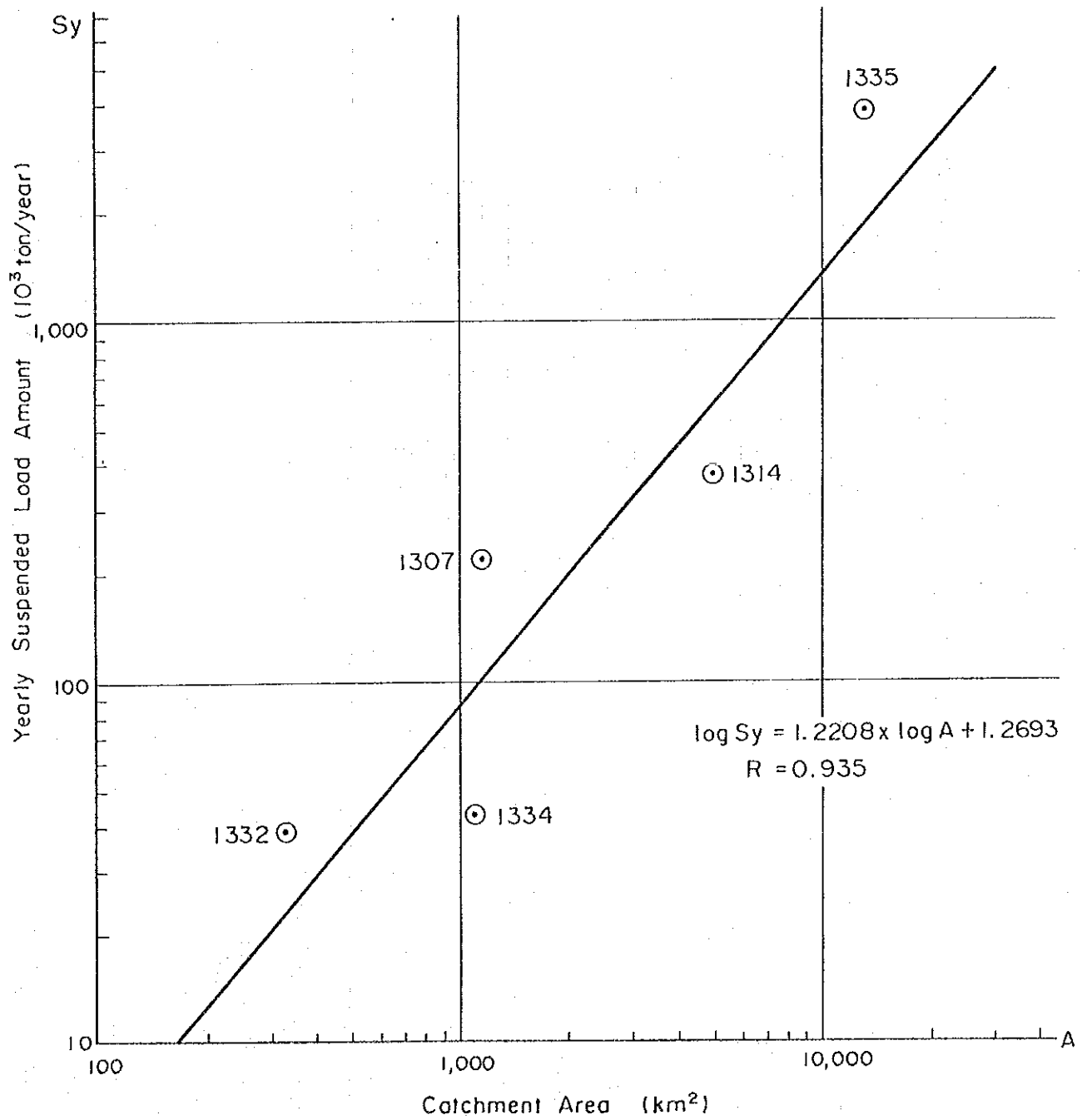


Figure 6-17 Correlation between Catchment Area and Yearly Suspended Load Amount

Table 6-17 List of Gauging Stations Observing Suspended Load in Filyos River Basin

Station		River	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Observation Period (Water Year)				Remarks
No.	Name			1960	70	80	90	
1 3 1 4	Karabük	Soganli	5, 086. 8	1963	1973			
1 3 3 4	Besedegirmenler	Büyüksu	1, 120. 0	1967	1978			
1 3 3 5	Derecikviran	Filyos	13, 300. 4	1967				
				1964				

Note : ===== Measurement for Suspended Load

----- Measurement for Runoff

## 6.5 確率洪水量

### 6.5.1 算定に用いる資料

計画地点の流域内及び周辺の6ヵ所の測水所のうち、No.13-44測水所を除く5測水所では洪水時のピーク流量が観測されている。No.13-44測水所の年最大日流量及び5ヵ所の測水所の年最大流量をTable 6-18に示した。確率洪水量の計算は比較的観測期間の長いNo.1319及びNo.1334測水所の年最大流量を使用して行った。この2つの測水所の流量の歪度(skewness)及び尖度(kurtosis)をそれぞれ計算したのち、確率分布関数として対数正規分布、Gumbel分布及び対数PearsonⅢ型分布を選定した。

### 6.5.2 算出結果

前述の3つの分布を使用した確率洪水量の算定結果をFigure 6-18、6-19及びTable 6-19に示した。

ダム地点の確率洪水量は、2つの測水所の確率洪水量と残流域の洪水量の和として求めた。残流域の洪水量は $\text{km}^2$ 当りの洪水量が大きいNo.1319測水所の $\text{km}^2$ 当りの洪水量に残流域面積を乗じて算出した。その結果をTable 6-20に示した。

上記3つの確率分布関数のうち、Gumbel分布が最も適すると判断し、仮排路の容量計算にはこの分布の値を使用することとした。

Figure 6-18 Flood Frequency at No.1319 G.S.

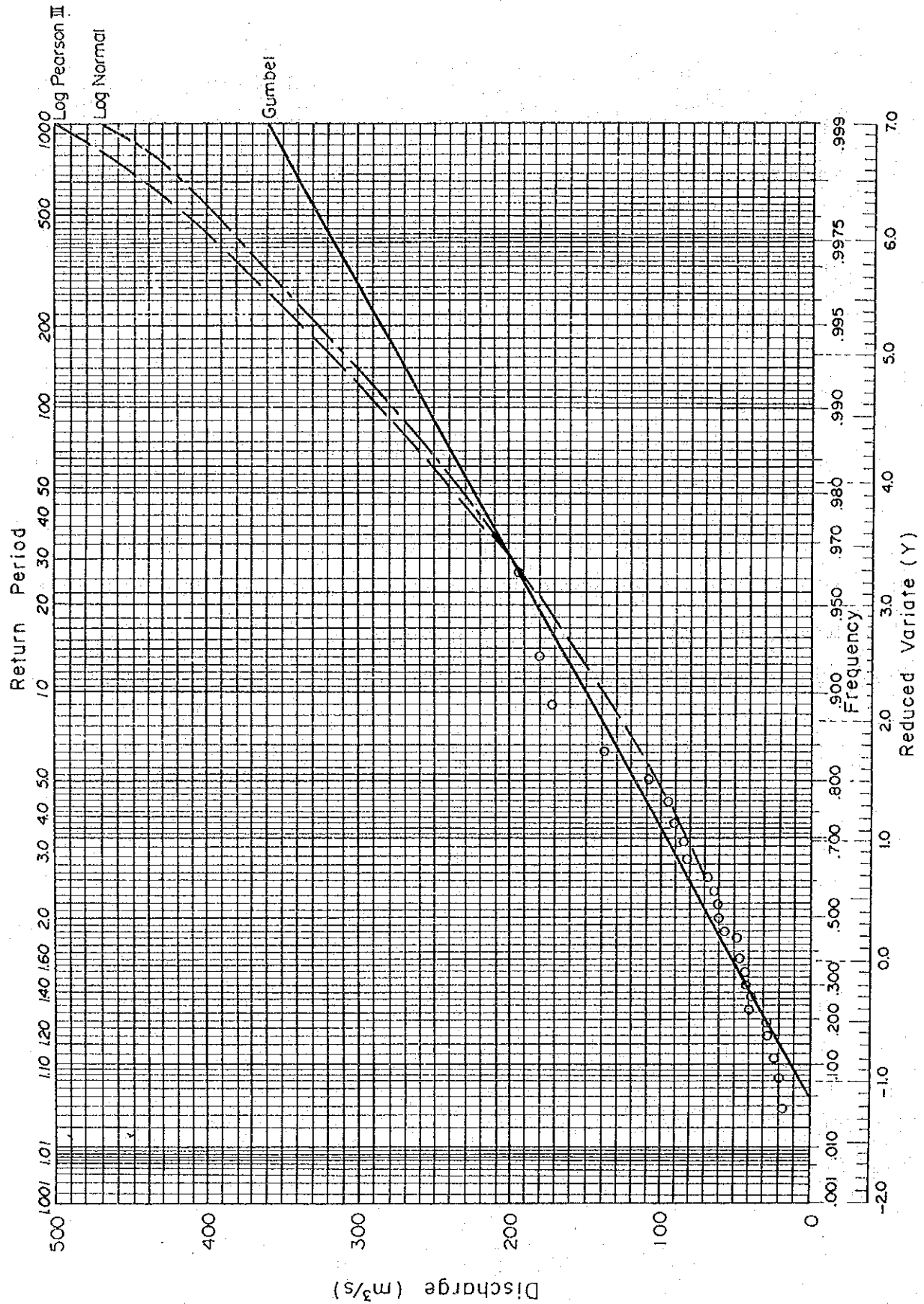


Figure 6-19 Flood Frequency at No. 1334 G.S.

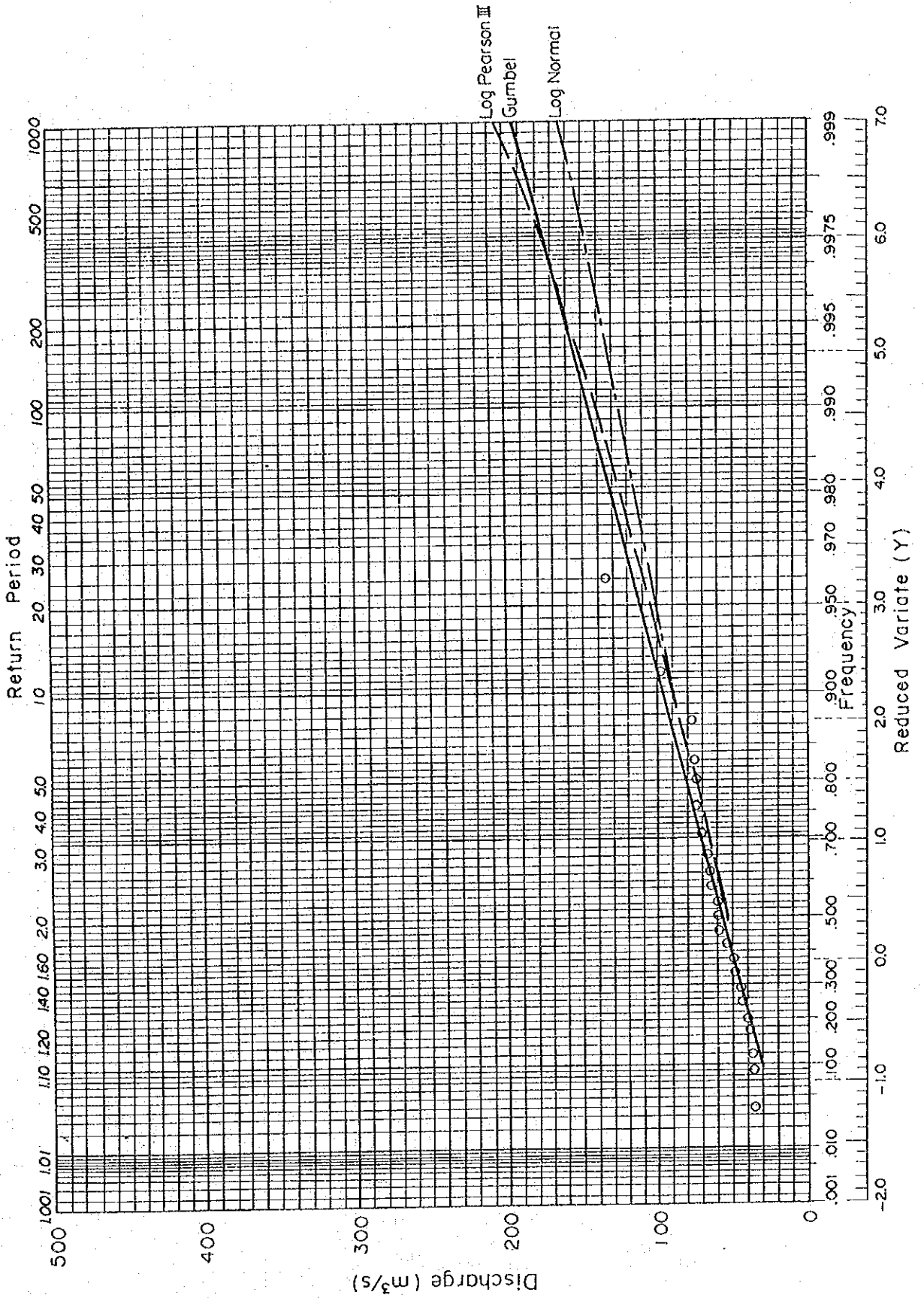


Table 6-18 Yearly Peak Discharge at Gauging Stations in the Project Area and Vicinity

Water Year	No. 1306		No. 1311		No. 1318		No. 1319		No. 1334		No. 1344	
	Date	Peak Run-off	Date	Peak Run-off	Date	Peak Run-off	Date	Peak Run-off	Date	Peak Run-off	Date	Max. Daily Run-off
1954	Mar. 1954	57.0										
1955	Aug. 1955	25.5										
1956	Feb. 1956	83.5										
1957	May 1957	55.0										
1958	Mar. 1958	73.8	Mar. 1958	119.8								
1959	Mar. 1959	92.2	16 Mar. 1959	183.6								
1960	2 Feb. 1960	65.2	21 Feb. 1960	81.2								
1961	29 Dec. 1960	55.3	24 Mar. 1961	83.6								
1962	7 Mar. 1962	47.5	3 Apr. 1962	184								
1963			24 May 1963	327								
1964			14 Dec. 1964	130								
1965			14 July 1965	166	12 Apr. 1965	185	14 Apr. 1965	41.9				
1966			13 Apr. 1966	76.2	13 Apr. 1966	59.5	13 Apr. 1966	19.5				
1967			3 Apr. 1967	94.0	16 Mar. 1967	72.1	5 May 1967	42.8	24 Apr. 1967	37.2		
1968			13 Mar. 1968	231	13 Mar. 1968	215	18 Feb. 1968	62.1	12 Mar. 1968	71.0		
1969			27 Apr. 1969	155	27 Apr. 1969	149	28 Apr. 1969	61.1	27 Apr. 1969	65.5		
1970			13 Feb. 1970	144	13 Feb. 1970	137	31 Mar. 1970	18.2	12 Feb. 1970	76.5		
1971			11 June 1971	162	18 May 1971	136	18 May 1971	68.3	10 June 1971	60.0		
1972							22 June 1972	171.0	23 June 1972	135.0		
1973							26 Oct. 1973	28.7	26 Oct. 1973	44.0		
1974							12 May 1974	38.8	18 Mar. 1974	68.0		
1975							1 May 1975	182.0	1 May 1975	98.0		
1976							27 Mar. 1976	28.7	20 Dec. 1975	75.0		
1977							25 Mar. 1977	21.2	13 Dec. 1976	49.3		
1978							9 Apr. 1978	95.9	9 Apr. 1978	45.2		
1979							2 June 1979	192.0	2 June 1979	56.7		
1980							27 Mar. 1980	60.7	28 Mar. 1980	74.2		
1981							14 Mar. 1981	108.0	15 Mar. 1981	77.2		
1982							13 Jan. 1982	91.2	13 Jan. 1982	60.4		
1983							28 July 1983	82.4	29 July 1983	36.0	28 July 1983	220
1984							16 Apr. 1984	139.0	16 Apr. 1984	50.0	17 Apr. 1984	260
1985							18 Mar. 1985	57.2	16 Mar. 1985	37.4	13 Feb. 1985	175
1986							15 May 1986	49.1	17 Jan. 1986	40.0	28 Dec. 1985	180
1987							30 Jan. 1987	39.5	30 Jan. 1987	64.4	31 Jan. 1987	260
1988							10 Dec. 1987	47.3	10 Dec. 1987	38.9	10 Dec. 1987	120
1989							28 Feb. 1989	86.4	27 Feb. 1989	59.8	1 Mar. 1989	200
1990											7 May 1990	130
1991											7 July 1991	420
1992											29 Mar. 1992	240

Table 6-19 Probable Flood at No. 1319 and No. 1334 G.Ss

(1) No. 1319 Gauging Station

Return Period (Years)	Log Normal Distribution		Gumbel Distribution		Log Pearson Type III Distribution	
	Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Discharge per km <sup>2</sup> (m <sup>3</sup> /s/km <sup>2</sup> )	Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Discharge per km <sup>2</sup> (m <sup>3</sup> /s/km <sup>2</sup> )	Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Discharge per km <sup>2</sup> (m <sup>3</sup> /s/km <sup>2</sup> )
2	59	0.08	66	0.09	59	0.09
5	104	0.14	117	0.15	104	0.14
10	140	0.18	151	0.20	141	0.18
25	194	0.25	194	0.25	195	0.25
50	235	0.31	226	0.29	241	0.31
100	282	0.37	257	0.34	291	0.38
1,000	470	0.61	361	0.47	502	0.66
10,000	716	0.93	465	0.61	810	1.06

(2) No. 1334 Gauging Station

Return Period (Years)	Log Normal Distribution		Gumbel Distribution		Log Pearson Type III Distribution	
	Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Discharge per km <sup>2</sup> (m <sup>3</sup> /s/km <sup>2</sup> )	Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Discharge per km <sup>2</sup> (m <sup>3</sup> /s/km <sup>2</sup> )	Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Discharge per km <sup>2</sup> (m <sup>3</sup> /s/km <sup>2</sup> )
2	58	0.05	58	0.05	57	0.05
5	77	0.07	82	0.07	77	0.07
10	90	0.08	97	0.09	91	0.08
25	105	0.10	117	0.11	110	0.10
50	116	0.11	131	0.12	126	0.11
100	127	0.12	146	0.13	143	0.13
1,000	164	0.14	193	0.18	206	0.19
10,000	203	0.18	240	0.22	265	0.24

Table 6-20 Probable Flood at Damsite

(1) Master Plan Damsite

Unit: m<sup>3</sup>/S

Return Period (Years)	Log Normal Distribution	Gumbel Distribution	Log Pearson Type III Distribution
2	127	135	125
5	198	218	198
10	253	273	255
25	331	342	337
50	390	394	406
100	455	445	482
1,000	711	613	791
10,000	1,036	782	1,208

(2) Upstream Damsite

Unit: m<sup>3</sup>/S

Return Period (Years)	Log Normal Distribution	Gumbel Distribution	Log Pearson Type III Distribution
2	124	132	123
5	193	213	193
10	247	266	248
25	322	333	328
50	379	383	395
100	442	433	468
1,000	690	597	768
10,000	1,004	761	1,171

Note:  $Q_P = Q_{P(1319)} + Q_{P(1334)} + [Q_{P(1319)} / A_{(1319)}] [A_{DAM} - A_{(1319)} - A_{(1334)}]$

where,  $Q_P$  : Discharge of probable flood at damsite

$Q_{P(1319)}$  : Discharge of probable flood at No. 1319 gauging station

$Q_{P(1334)}$  : Discharge of probable flood at No. 1334 gauging station

$A_{DAM}$  : Catchment area of damsite  
 Master Plan damsite  $A_{DAM} = 1,994 \text{ km}^2$   
 Upstream damsite  $A_{DAM} = 1,959 \text{ km}^2$

$A_{(1319)}$  : Catchment area of No. 1319 gauging station,  
 $A_{(1319)} = 766.4 \text{ km}^2$

$A_{(1334)}$  : Catchment area of No. 1334 gauging station,  
 $A_{(1334)} = 1,102 \text{ km}^2$



## 6.6 可能最大洪水量

### 6.6.1 可能最大降雨 (PMP)

可能最大洪水量 (PMP) は、水文気象学的手法で物理的上限值まで最大化された可能最大降雨 (PMP) によって計算される。

PMPは豪雨時の実測降水量に、その時の可能降水量 ( $W_s$ ) に対する最大可能降水量 ( $W_m$ ) の比 (最大化率:  $r_m = W_m / W_s$ ) を乗じて求められる。標高 0 m で 1,000mbを底面とした種々の高度までの可能降水量は、露点温度の関数として表わされている。トルコ国内では露点温度にかわり蒸気圧の観測が実施されており、蒸気圧を露点温度に換算して解析に使用した。計画地点の流域内ではBolu気象観測所 (BL. 742m) で蒸気圧が観測されているので、その観測値を用いた。

地形的な障害物となる流域の南部にある山脈の平均標高 1,500mを気柱の底面として可能降水量が算出される。すなわち、計算に用いる可能降水量の値は標高 0 m で 1,000mbを底面にもち、200mbを頂部とした気柱の可能降水量から、同じく1,000mbを底面にもち標高 1,500mを頂部とする気柱の可能降水量を差引いた値となる。

豪雨中の可能降水量  $W_s$  はBolu気象観測所での12時間持続蒸気圧から求めた12時間持続1,000mb露点温度を用いて算出した。他方、最大可能降水量を算出するための、12時間持続 1,000mb露点は次のようにして選定した。

- i) Bolu気象観測所での月最大12時間持続蒸気圧から月最大12時間持続露点を計算した。
- ii) 上記を月最大12時間持続 1,000mb露点に変換した。
- iii) 月別に最大12時間持続 1,000mb露点の50年確率値を計算した。
- iv) 豪雨発生日の前後15日は季節的に同じとみなし、iii) の包絡線上での最大値を  $W_m$  の算定に用いた。

このようにして求めた  $W_s$  及び  $W_m$  を用いて、観測された豪雨を最大化した。Table 6-21 に流域内で観測された豪雨の流域内平均雨量と、最大化の結果を、また、Figure 6-20 に最大化降水量の期間別変化を示す。このうち最大日降水量を与えるのは、1975年5月1日の豪雨を最大化したものであったので、これをPMPとした。その最大化の過程を Table 6-22 に記した (Figure 6-21~6-23 をも参照)。

PMPは日単位であるので、後述する単位図の6時間単位に変換する必要がある。ここでは、'Maximum Precipitation Frequency in Turkey', (1990年, DSI)に収録された同

豪雨のBolu気象観測所の6時間毎の継続降水量にPMP解析で求められた最大率を乗じて日当りのPMPを配分した。この6時間毎のPMPの増分量が最大流出量を生起させるような時間分布に配列した。時間損失を2 mm/hrで一様と仮定して、PMPの有効降雨を算出した。その結果を下表に示す。

期 間	PMPの増分	損 失	単 位 (mm)
			有効降雨量
0- 6 hr	35.9	12	23.9
12-24 hr	39.0	12	27.0
12-18 hr	96.4	12	84.4
18-24 hr	13.5	12	1.5
Total	184.8	48	136.8

### 6.6.2 単位図

Snyderの‘Synthetic Unit Hydrograph’の概念を用いて、Büyüksu-Devrek川及びMengen川の単位図を以下の条件で作成した。

降雨継続時間：6時間

降雨強度：10mm

作成された単位図を Figure-6-24 に示す。

### 6.6.3 可能最大洪水量

6.6.1に示した時間分布のPMPによる可能最大洪水量は、Figure-6-24に示した単位図の流出量に各時間の有効降水量を乗じることによって求められる。このときの基底流量はダム地点の年平均流量(14.39 m<sup>3</sup>/s)をもとに20 m<sup>3</sup>/sとした。PMPによる洪水量と基底流量を重ねあわせて可能最大洪水量とする。ピーク流量は2,485 m<sup>3</sup>/secを切り上げて2,500 m<sup>3</sup>/secとした。そのときの洪水波形を Figure 6-25 に示した。

トルコ国内の既設及び計画中のダムのPMPを Figure 6-26 に示した。

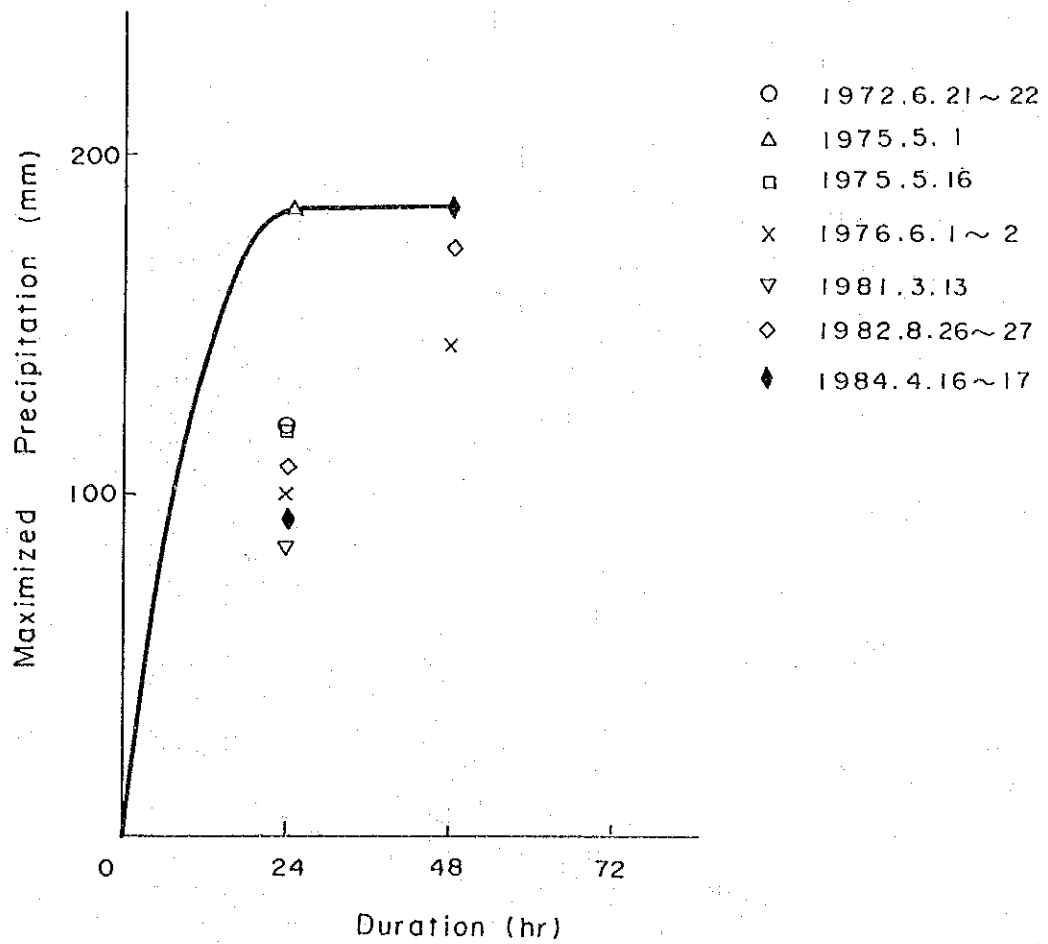


Figure 6-20 Depth-Duration Curve of Maximized Precipitation

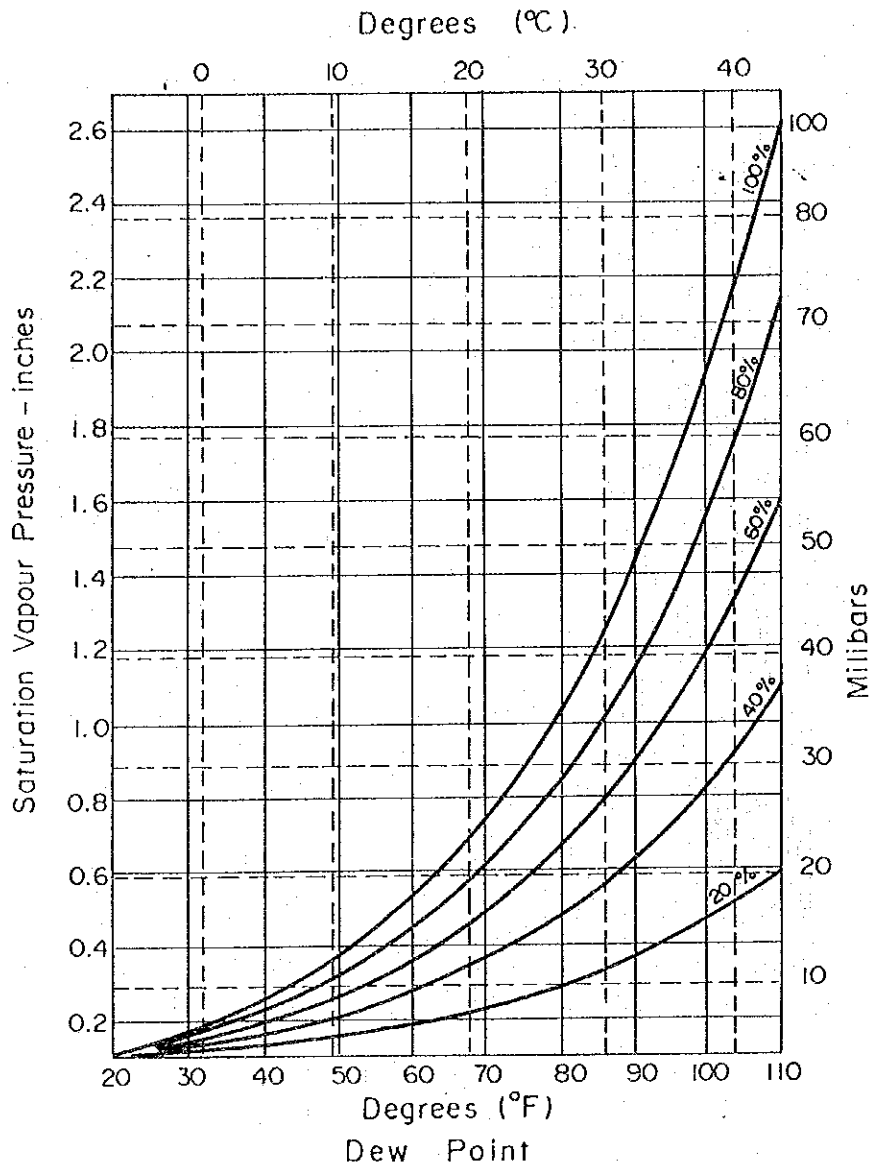


Figure 6-21 Variation of vapour pressure with temperature at percentages of saturation

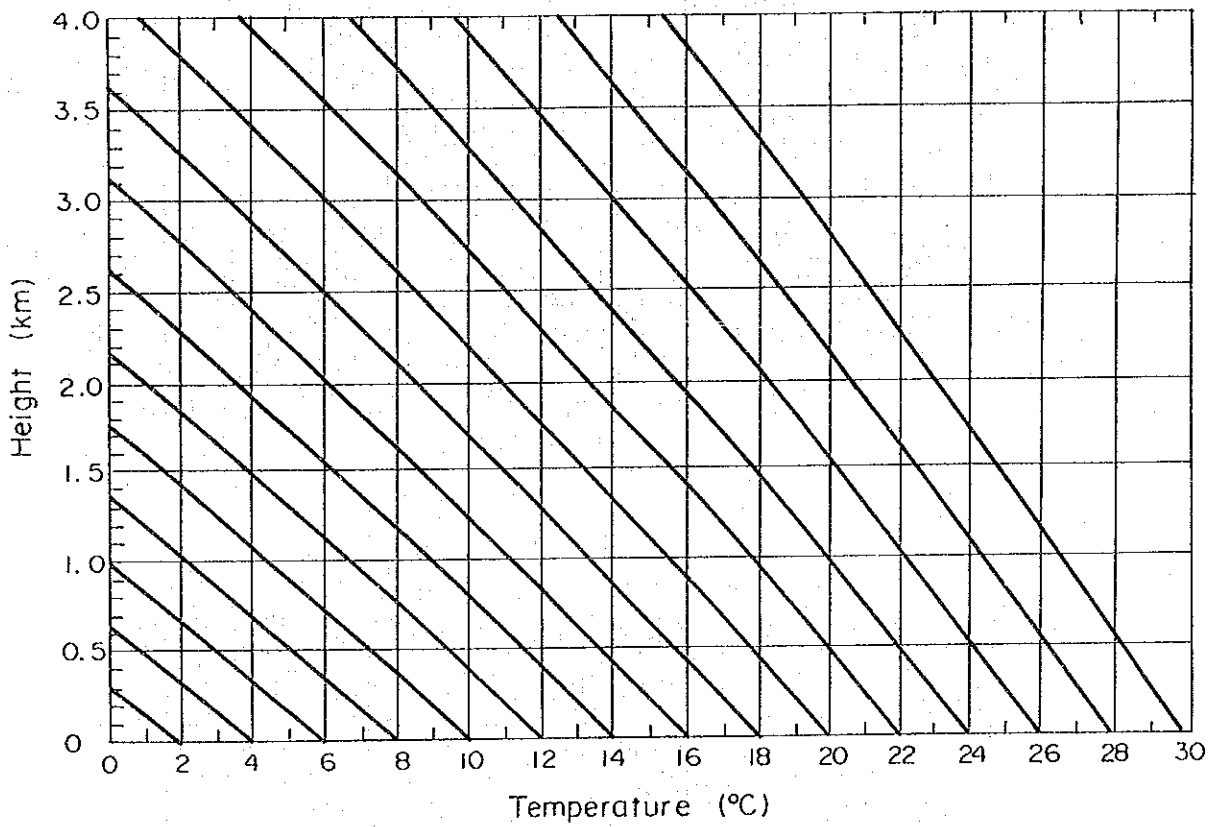
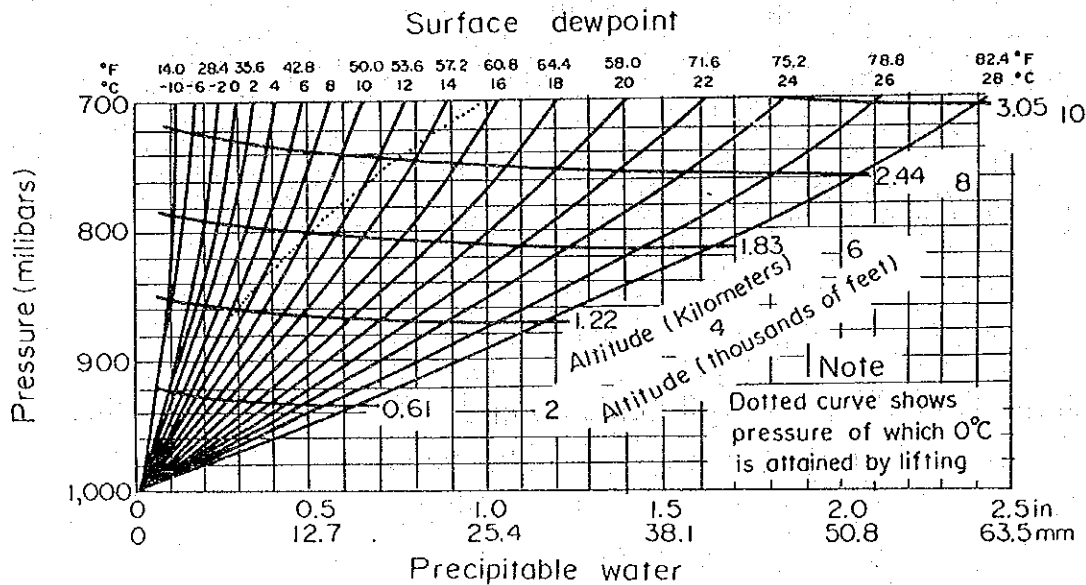
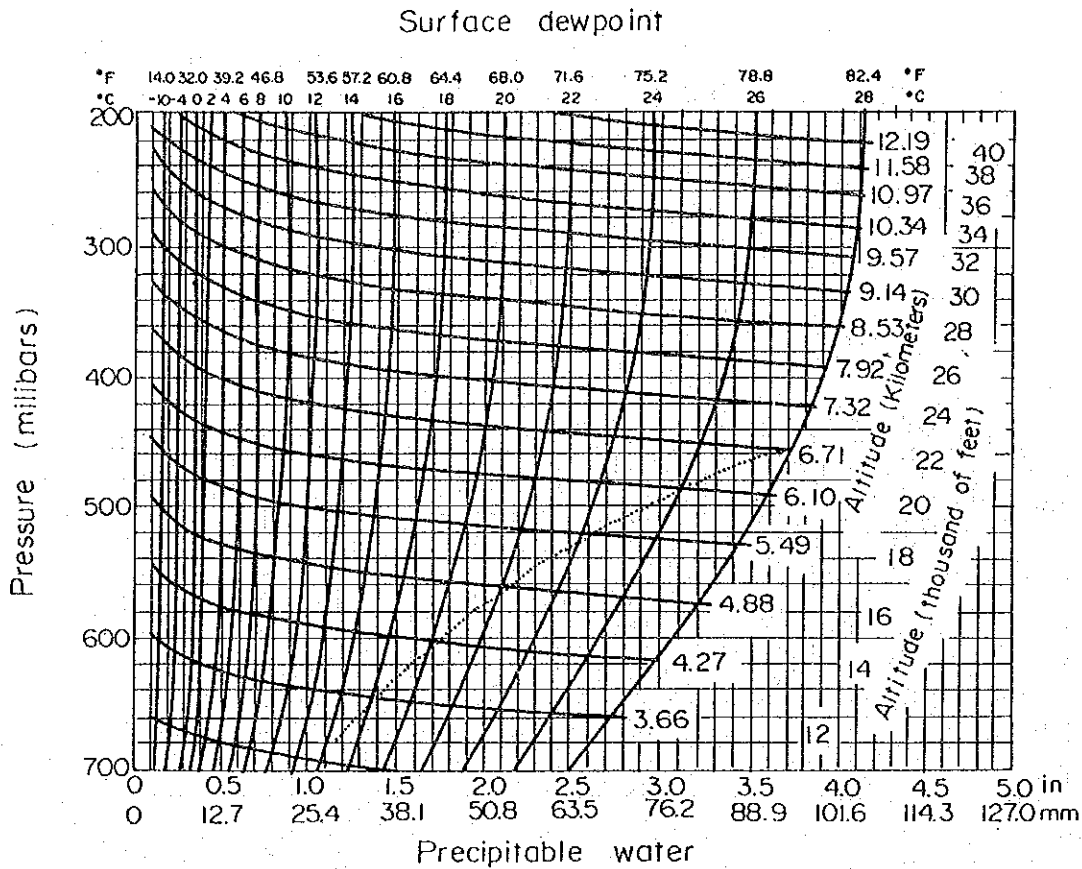


Figure 6-22 Pseudo-adiabatic diagram for dew-point reduction to 1000 mb at height zero



Depths of precipitable water in a column of air of any height above the 1000-milibar level as a function of the 1000-milibar dewpoint, assuming saturation and pseudo-adiabatic lapse rate.  
(U.S National Weather Service.)

Figure 6-23 Depths of Precipitable Water in a Column of Air

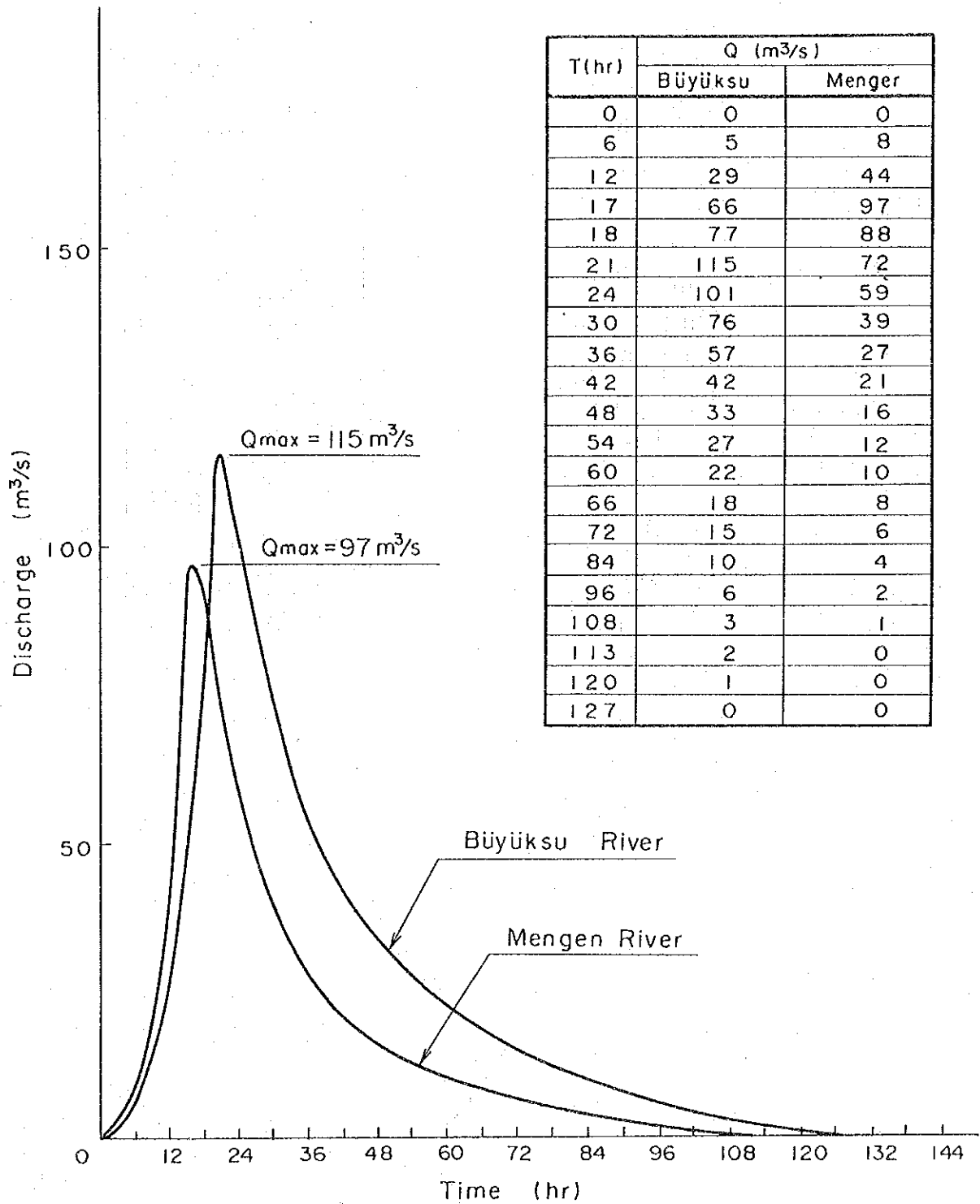


Figure 6-24 Unit Hydrographs of Büyüksu-Devrek River and Mengen River

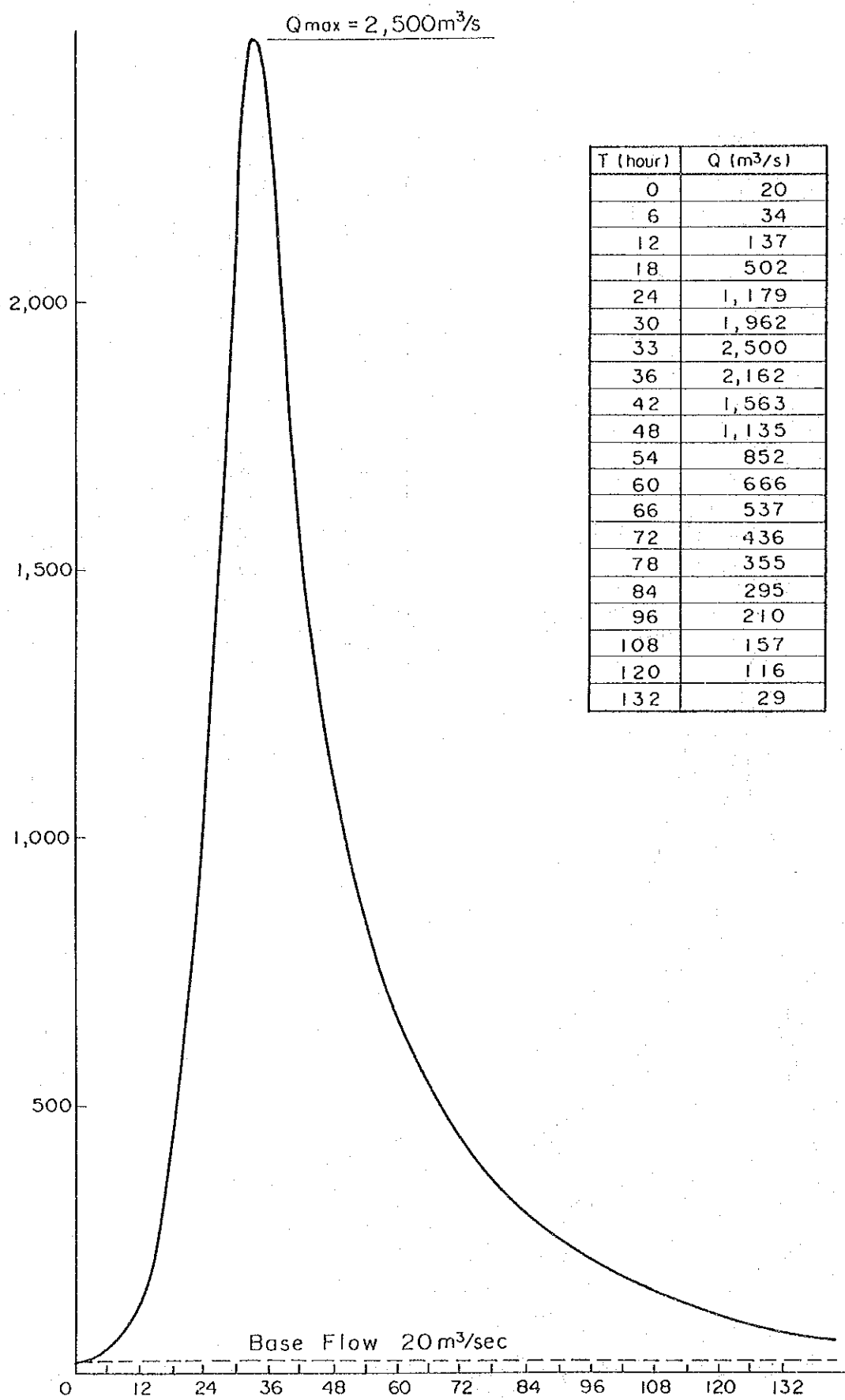
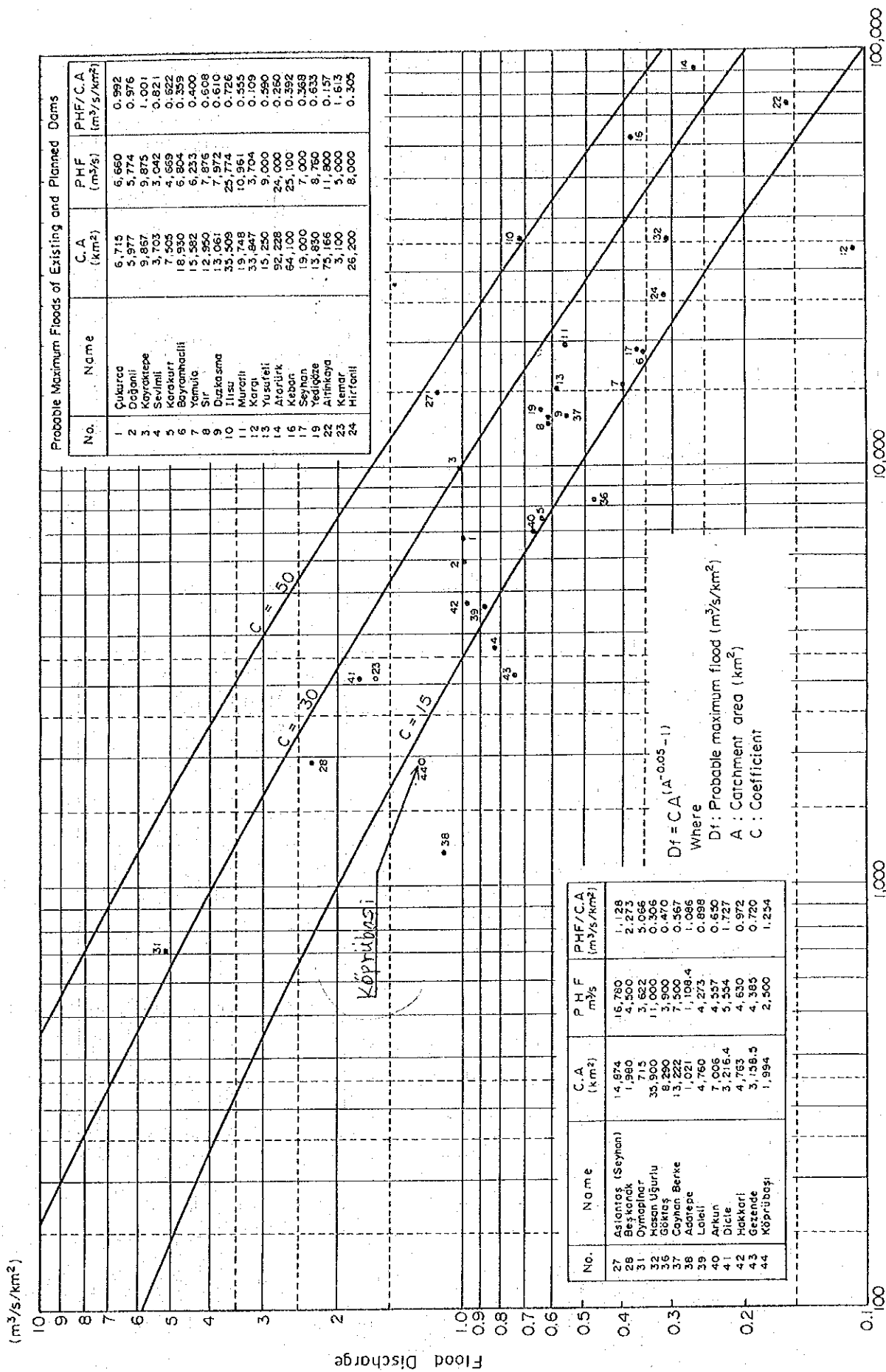


Figure 6-25 Hydrograph of PMF





Probable Maximum Floods of Existing and Planned Dams

No.	Name	C.A (km <sup>2</sup> )	PHF (m <sup>3</sup> /s)	PHF/C.A (m <sup>3</sup> /s/km <sup>2</sup> )
1	Çukurova	6,715	6,660	0.992
2	Dağönü	5,977	5,774	0.976
3	Kayraktepe	9,857	9,875	1.001
4	Sevindi	3,703	3,042	0.821
5	Karakurt	7,505	4,665	0.622
6	Bayranchalili	18,950	6,904	0.365
7	Yamula	15,382	9,233	0.601
8	Sir	12,950	7,876	0.608
9	Duzkasma	13,061	7,972	0.610
10	Ilisu	33,509	25,774	0.772
11	Muradi	19,748	10,961	0.555
12	Karpi	33,847	3,704	0.109
13	Yusufoeli	15,250	9,000	0.590
14	Ararlık	92,228	24,000	0.260
16	Keban	64,100	25,100	0.392
17	Seyhan	19,000	7,000	0.369
19	Yedigöze	13,830	8,760	0.633
22	Ahirkaya	75,166	11,900	0.157
23	Kemar	3,100	5,000	1.613
24	Hirfanli	26,200	8,000	0.305

No.	Name	C.A (km <sup>2</sup> )	PHF m <sup>3</sup> /s	PHF/C.A (m <sup>3</sup> /s/km <sup>2</sup> )
27	Astanoş (Seyhan)	14,874	16,780	1.128
28	Beşkonak	1,980	4,500	2.273
31	Oymapinar	715	3,622	5.066
32	Hasan Uğurlu	35,900	11,000	0.306
36	Göktaş	8,290	3,900	0.470
37	Çayhan Berke	13,222	7,500	0.567
38	Adarpe	1,021	1,109.4	1.086
39	Laleli	4,760	4,273	0.898
40	Arkun	7,005	4,557	0.650
41	Dicle	3,216.4	5,554	1.727
42	Hakkari	4,763	4,630	0.972
43	Gezende	3,158.5	4,385	0.720
44	Köprübaşı	1,994	2,500	1.254

$Df = CA(A^{0.05} - 1)$   
 Where  
 Df: Probable maximum flood (m<sup>3</sup>/s/km<sup>2</sup>)  
 A: Catchment area (km<sup>2</sup>)  
 C: Coefficient

Figure 6-26 Probable Maximum Floods in Turkey

**Table 6-21 Maximization of Precipitation**

Storm Date (Year, Month & Day)	Storm Duration (hr)	Average Precipitation (mm)	Maximization Factor	Maximum Precipitation (mm)
1972.6.21-22	48	60.3	2.815	169.74
1975.5.1	24	42.6	4.339	184.84
1975.5.16	24	36.2	3.310	119.82
1979.6.1-2	48	53.6	2.315	124.08
1981.3.13	24	30.6	2.750	84.15
1982.8.27-28	48	75.8	2.286	173.25
1984.4.16-17	48	34.6	5.352	185.19

**Table 6-22 Process of PMP Estimation during the Storm on May 1, 1975**

Item	Observed or Calculated Figure
(1) Representative Dew Point observed at Bolu during the Storm (°C)	4.0°C <sup>*1</sup>
(2) Reduction of (1) to 1,000 mb at EL.0 m (°C)	8.2°C <sup>*2</sup>
(3) Precipitable Water (mm)	12.0 <sup>*3</sup> - 7.0 <sup>*4</sup> = 5.0
(4) Probable Analysis on 1,000 mb Dew-Point after conversion of Monthly Maximum Vapor Pressure at Bolu to 1,000 mb Dew-Point at EL.0 m	-
(5) Maximum 1,000 mb Dew-Point of Return Period of 50 Years at that time	16.1°C
(6) Precipitable Water (mm)	37.7 <sup>*3</sup> - 16.0 <sup>*4</sup> = 21.7
(7) Maximization Factor (6)/(3)	4.339
(8) Average Precipitation observed in the Project Area (mm)	42.6
(9) Maximization of (8) (7) x (8) (mm)	184.84

Note: \*1 Vapor Pressure is converted to dew-point by using a curve of saturation of 100% in Figure 6-21

\*2 See Figure 6-22

\*3 Precipitable Water between 1,000 mb at EL.0 m and 200 mb (See Figure 6-23)

\*4 Precipitable Water under topographic barrier of EL.1,500 m (See Figure 6-23)

## 第 7 章 地質および材料

## 第7章 地質および材料

### 目 次

	頁
7.1 地 質 .....	7-1
7.1.1 概 要 .....	7-1
7.1.2 調査概要 .....	7-1
7.1.3 広域地質 .....	7-5
7.1.4 計画地点の地質 .....	7-8
7.2 材 料 .....	7-28
7.2.1 不透水材料 (コア材) .....	7-28
7.2.2 半透水性材料 .....	7-32
7.2.3 透水性材料 (コンクリート骨材) .....	7-32
7.2.4 ロック材 .....	7-34

## List of Figures

- Figure 7-1 Map of Additional Investigations
- Figure 7-2 Location and Lineament Map
- Figure 7-3 Regional Geological Plan
- Figure 7-4 Geologic Plan of Reservoir Area
- Figure 7-5 Geologic Plan of Dam Site
- Figure 7-6 Geologic Section of Dam Site
- Figure 7-7 Geologic Cross-Section of Dam Site
- Figure 7-8 Geologic Section of Diversion Tunnel
- Figure 7-9 Geologic Section of Spillway
- Figure 7-10 Geologic Log of Drillholes at Dam Site
- Figure 7-11 Geologic Log of Drillholes at Diversion Tunnel and Spillway
- Figure 7-12 Geologic Plan of Waterway and Powerhouse
- Figure 7-13 Geologic Section of Waterway and Powerhouse
- Figure 7-14 Geologic Section of Underground Powerhouse
- Figure 7-15 Geologic Log of Drillholes at D Layout and Quarry Sites
- Figure 7-16 Geologic Log of Drillholes at A Layout
- Figure 7-17 Location of DSI's Investigation Areas for Construction Materials
- Figure 7-18 Location of Construction Material Borrow Area
- Figure 7-19 Location of Additional Investigation Area of A<sub>1</sub>, A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub>, C, F and G
- Figure 7-20 Test Pit Section of Borrow Area A<sub>1</sub>, A<sub>2</sub>, A<sub>3</sub>, 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

## List of Tables

Table 7-1	List of Existing Geological Data
Table 7-2	Outline of Additional Geological Mapping
Table 7-3	List of Additional Core-drilling Investigations
Table 7-4	Seismic Prospecting (Refraction Method) Planning
Table 7-5	Geologic Sequence
Table 7-6	Standard of Rock Classification for Drilling Core
Table 7-7	Grouping of Rock Classification
Table 7-8	Unconfined Compression Test at Dam Site
Table 7-9	Unconfined Compression Test at Underground Powerhouse
Table 7-10	Relation Between Geological Layer and Vp
Table 7-11	Investigation Areas for Construction Material
Table 7-12	Volume of Dam Embankment and Concrete
Table 7-13	Existing test Result of Construction Material
Table 7-14	Additional Test result of Impervious Core Material
Table 7-15	Additional Test Result on Concrete Aggregates
Table 7-16	Suitability of Aggregate
Table 7-17	Test Results of Core Samples number DQ-1 and DQ-2

## 第7章 地質および材料

### 7.1 地質

#### 7.1.1 概要

Köprübaşı発電計画のフィージビリティ・スタディにおける主要土木構造物のレイアウトについては、マスタープランの段階で提案された案を含め5案が提案され、1992年10月にDSIと本調査団によって実施された第1回の現地調査結果と既存資料の解析結果に基づいて比較検討がなされた。その結果、既述の通り、A Layout (Headrace Tunnel-Open Air Power House Type) と D Layout (Underground Power House-Tailrace Tunnel Type) に優位性があることが判明したので、両者について追加調査を実施し、それら両者の比較検討を行うこととなった。本追加地質調査は調査対象地の雪解けを待って、1993年4月中旬から開始され同年10月末まで実施された。

本章では、Köprübaşıプロジェクトのフィージビリティ・スタディのうち地質および地形に関して、JICA調査団がDSIと協力して、1992年10月から1993年10月までの期間に実施した資料収集、現地調査、地質調査工事などを通じて得たデータの整理、解析および評価作業とそれらの結果を7.1.2から7.1.4までに記述している。

地質に関連する主要なデータは Table 7-1 から Table 7-7 および Figure 7-1 から Figure 7-16 として、またこれら図面類の作成に際して用いた基礎資料は、Appendix A-3-1 から Appendix A-3-6 までにおのおの取りまとめられている。

#### 7.1.2 調査概要

##### (1) 既存地質資料および既往地質調査工事

本報告書を取りまとめるに当たり参考とした既存資料は、Table 7-1 に示す通りである。今回のDSIと本調査団による調査以前には、EIBとDSIにより地質調査が実施されている。

Table 7-1 List of Existing Geological Data

No.	Title	Description	Publishing Organization
①	Geology of Köprübaşı Dam	Report and Drawings of Geological Plans and Sections	DSI
②	Bolu-Mengen; Köprübaşı Project, 1991	Report and Drawings concerning Construction Materials	DSI
③	Köprübaşı, Doğanözü, Peçenek Baraj Yeleri Deprem Risk Analizi, 1992	Seismic Risk Analysis Report	DSI
④	Geological Report of Filyos-Köprübaşı Damsite, Vol. I, II & III, 1964	Report and Drawing of Geological conditions	EIE

(2) 追加調査工事

本計画地域では、既に1964年にはEIEにより、また1992年にはDSIにより、各種の地質調査と材料調査が実施され、それらの結果は前述の通り報告書としてまとめられている。これら既往の報告書をレビューした結果、本計画のフィージビリティ・スタディの遂行には計画地域および主要土木構造物地点を対象に夫々の地質ならびに地質工学的特性をもう少し詳しく説明する必要があることが判明した。それで、追加調査として地質調査と物理探査が計画され、それら調査（現位置試験および室内試験を含む）は下記の通り実施された。

a) 地質調査

i) 空中写真判読 (Aero-photo Interpretation)

本計画地域の地形、地質特性を全域的に解明する基礎資料を得る為に空中写真判読が実施された。

空中写真判読の対象範囲は、計画地域のうち発電所地点、水路ルート、ダム地点、貯水池地域および建設材料地点などをカバーする地域が含まれ、それはDevrek川沿いNW-SE方向に約15km、中はDevrek川をほぼ中心として約8kmの範囲であり、使用した写真の縮尺は 1/15,000 および 1/35,000 である。判読の



対象とした項目の主要なものとしては、植生、土地利用形態、地質境界、線状模様、水系パターン、斜面の遷移点、基盤岩の露頭（例えば崖など）、カルスト地形、扇状地、段丘、地回り地形、崩壊地形、地表水露頭などである。

#### ii) 地質踏査 (Geological Mapping)

本計画地域、本計画のダム地点、貯水池地域、材料地点などについては既にEIBとDSIにより地質踏査が行われ、それらは各種の地質図面としてとりまとめられていた。これらの資料は本計画のマスタープランをとりまとめるには十分な精度を持っているが、今後本計画をフィージビリティのステージまで引き上げるには、主要な土木構造物地点および貯水池地域の土木地質的性状を評価することを目的とした追加地質踏査が必要であった。

本計画地域に於いて、追加地質踏査を実施した地点および調査の概略仕様は章末のTable 7-2 に示す通りである。

#### iii) コア・ボーリング調査

本計画のフィージビリティ・スタディでは、これまでの諸調査資料および現地踏査の結果から発電計画構造物のレイアウトとして、A LayoutとD Layoutの2案について比較検討された。従って、本計画のフィージビリティ・スタディの為には Table 7-3 および Figure 7-1 に示すようなコア・ボーリング調査（計12孔、総延長 765m）およびそれらのボーリング孔を利用した水理地質調査（全孔内での孔内水位測定と一部孔内でのルジオンテスト）が実施された。

ダム軸沿いには、十分の本数のコア・ボーリング調査が実施されているので、今回はコアの見直しだけを行った。

#### iv) 室内試験

本計画の発電計画構造物D Layoutの発電所タイプは地下式となるが、この場合には地下発電所地点の周囲岩盤の物理的、力学的性質を知る必要がある。

そのためにボーリング・コア（DDV-1）の地質的、地質工学的な観察・記録以外に、同コアによる室内試験、即ち岩石顕微鏡鑑定、密度測定および一軸圧縮試験も実施された。

また、ダム地点の一般的な強度特性を把握するために既存ボーリング孔（SK-2およびTSK-3）の5 コアサンプルで一軸圧縮試験を実施した。

b) 物理探査

本計画の発電計画構造物A Layoutの水圧管路は、Devrek川右岸側の比較的丸みを帯びた尾根沿いに、その発電所はその尾根の山裾に、また放水路はDevrekの右岸沿いに形成されている段丘部を通過するように、夫々計画されている。またD Layoutの放水路トンネルは上記A Layoutの水圧管路が通る尾根より下流側の尾根の下と放水路最終区間は、上記と同一の段丘部を通ることになる。これらの構造物通過部分は基盤岩の露頭が少なく地質状態が不明の為、ボーリング調査と並行して弾性波探査を実施して、それら構造物周囲もしくは基礎地盤の地質工学的性状を把握する必要がある。そのために Table 7-4 および Figure 7-1 に示す弾性波探査（屈折法）が実施された。

Table 7-4 Seismic Prospecting (Refraction Method) Planning

Line No. (Temporary)	Location	Length	Remarks
SA-1	Surgetank site/penstock route - A Layout	800	
SA-3	Penstock route/Powerhouse site - A Layout	300	Intersecting with SA-4
SA-4	Penstock route - A Layout	150	Intersecting with SA-3
SA-5	Powerhouse site/tailrace canal route - A Layout	300	
SD-1	Tailrace tunnel route - D Layout	350	2 lines
SD-2	Tailrace tunnel route - D Layout	100	Intersecting with SD-1
SD-3	Tailrace canal route - D Layout	300	
	7 Lines:	2,300	in total length

### 7.1.3 広域地質

#### (1) 地形

トルコの国土は、地理的にはその一部は東ヨーロッパのバルカン半島東端 (Trakya) と、その大部分はアジア大陸の西端の黒海と地中海に囲まれたAnatolia半島 (小アジア半島) を占めており、その形状は東西約1,600km、南北約550kmの範囲にはほぼ収まり、全体としては長方形をなしている。

トルコ国の地形は全体としてその地質構造を反映して、ほぼ東西性の構造地形で特徴づけられ、大きく3つの地帯、黒海沿岸沿いに大きくうねりながら東西に延びるPontos褶曲山脈地帯、その南側のAnatolia半島の主骨格をなすAnatolia高原地帯、Anatolia高原の南側で地中海沿いに局部的な湾曲を伴いながらも東西に延びるTaurus褶曲山脈地帯に区分できる。

本計画の対象であるDevrek川はトルコ全土の西側半分の区域のほぼ中央部で、黒海に流入するFilyos川の支流であり、上記Pontos褶曲山脈中の河川の1つである。IstanbulとAnkaraを結ぶ幹線ルート的主要中継都市Boluの南西郊外を源頭として北東方向に流下するBüyüksu川 (河川長約50km) と山間の町Mengenを経て南西方向に流下するMengen川 (河川長約50km) が、小集落Gökçesu付近で合流してその名をDevrek川と変えるが、Devrek川はその合流点より下流では北東方向、時には北西方向へと激しく曲流しつつも、全体としては北東方向に約75km流下してYenice川 (河川長約280km) と合流して最下流区間では上記のFilyos川 (河川長30km) となる。本計画のダム地点は上述のBüyüksu川とMengen川の合流点よりDevrek川の流路沿い約20km下流に位置する。

本計画地域内のDevrek川は、地質構造に対して平行して流れる区間と、それと交差して流れる区間とが各所で繰返されるが、概して後者の部分ではV字谷をなしている所が多い。また、本計画地域内のDevrek川の両側には、標高1,000m前後から2,000m前後の山頂をもつ山々が全体としては南西～北東方向の配列を示しているが、山容は比較的丸みを帯びている。斜面の傾斜度についてみれば、Devrek川の下刻作用により、Devrek川に面する斜面が一般的に最も急峻となっている。

本計画地域内の大規模な地回り・崩壊地などについては、現地の地質踏査結果、既存の地形図と本計画の地形、地質解析の為に入手した航空写真を見るかぎり、そのような不安定地形は見当たらない。

他方、ランドサット画像は、Figure 7-2 に示すように、本計画地域に南方、BoluとGeredeなどを通るほぼ東北東-西南西のリニアメントの存在を明示している。このリニアメントが北Anatolia断層（NAF）に相当していることは明白であり、この断層に関しては、本プロジェクト地域内に於ける分岐断層の有無、NAF自体が本プロジェクトの諸構造物に与える影響の評価を本レポートでも言及している。

## (2) 地 質

トルコの国土は、大局的な地質構造上ではAlpine - Himalayan - Indonesian 造山帯の一部を占めている。トルコは造構造上ほぼ東西性の地質構造を示し、一般にAnatolia地塊をほぼ東西に延びる地帯、即ち黒海沿いのPontides帯、その南側でAnatolia半島の中心部を占めるAnatolides、それに地中海沿いの地帯は、西方のTauridesと東方の境界褶曲帯に夫々区分される。本計画地域は上記地質構造帯のうちPontides帯の西部に位置する。

Pontides帯の西部地域は、最近の関連資料によると、地質特性上更に、Istanbul帯とSakaria帯に区分される。Istanbul帯は先カンブリア紀の変成岩基盤を伴う大陸縁辺帯（大陸段丘）をなしており、比較的静穏な環境下での古生代堆積岩類（カンブリア紀-二畳紀）によって特徴づけられる。これに対してSakaria帯は初生地層としての古生層を含まない。Pontides帯の北西部を占めるIstanbul帯はその南部を占めるSakaria帯を造構造的に被覆している。

本計画地域は、上記の区分に従えばIstanbul帯に属している。

本計画地域の地質に関しては、既にEİBによってまとめられたレポート（1964年）とDSİによってまとめられたレポート（1987年）がある。

本計画地域の地質概要に関する上記両者の見解は、大局的には同一であるが、一部の地層について地質時代の認識に差がある。ここでは、DSİと本調査団が共同で実施した地質踏査の結果について以下説明する。

Figure 7-3 に示すように、本計画地域のあるDevrek川の中～上流域には地質時代的には、先カンブリア紀、古生代（デボン紀-シルル紀）、中生代（白亜紀）、新生代（第三紀および第四紀）に属する各種の岩石が分布するが、これらは地質構造的には北アナトリア断層に平行するほぼ SW-NB の方向性を示している。

Figure 7-4 に当計画地域の地質図を、Table 7-5 には層序区分を示す。

Table 7-5 Geologic Sequence of the Project Area

Geologic Age	Lithologic Characters	Remarks
Quaternary	Alluvium: Silt, sand, gravel Terrace: Slightly cemented gravel, sand and gravel Slope Wash: Boulder, cobble, pebble, with some fine-grained materials	Reservoir Area  Damsite Waterway route and powerhouse site
Upper Paleocene	Flysch: Claystone, marl, sandstone	Reservoir Area
Upper Cretaceous	Limestone	
Lower-Middle Jurassic	Granitoid: Granite, granodiorite	Damsite, waterway route, powerhouse site and reservoir area
Paleozoic-Pre-Cambrian	Metamorphic Series  Green Schist; Sericite, chlorite, aktinolite schist Crystalline limestone Gneiss, amphibolite Altered Gyanodiorite	Reservoir area
Age Unknown	Porphyry	Waterway route

これら色々な地質時代に属する岩体は、NE-SW 性の断層（推定断層を含む）もしくは不整合で接しており、当計画地域内のDevrek川は全体としては、上記各岩体を横断している。

本計画の主要土木構造物は全て中生代（中部-下部ジュラ紀）の花崗岩類の分布地域中に設けられ、また貯水池地域には中生代（中部-下部ジュラ紀）の花崗岩類および古生代-先カンブリア紀の変成岩類および新生代（上部暁新世）のフリッシュの岩体が分布する。