

(2) 調査数量

調査数量は測線数 3 本、総測線長 865m である。その詳細を Table 7-17 に示す。

Table 7-17 Quantity of Seismic Prospecting

Line	Length	Location
PS-1	340m	Penstock Site
PS-2	370m	Penstock Site
PS-3	155m	Penstock and Power Plant Site
Total	865m	3 Lines

7.8.3 調査方法

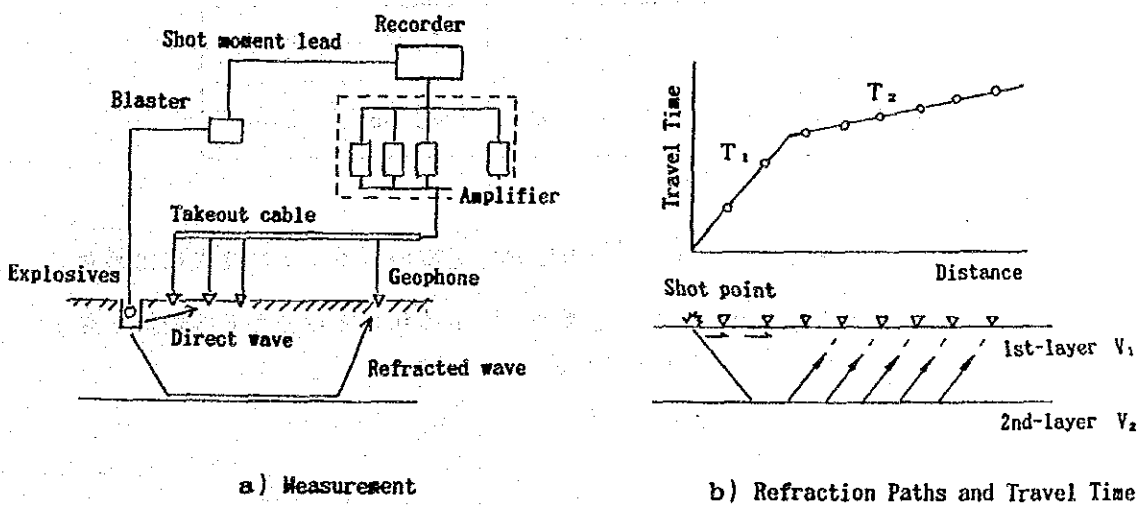
(1) 弾性波探査方法の概要

弾性波探査とは地表付近で人工的に弾性波を発生させ、その弾性波を地表で測定し、それを解析することにより地下の地質状態を解明する探査手法である。

本探査法は土木地質調査の有効な手法の 1 つとして頻繁に利用されている。

Fig. 7-15 に弾性波探査概念図を示す。

Fig. 7-15 Diagram of Seismic Prospecting Method



(2) 測定方法

○測定器機：測定はTable 7-18に示す測定器機を用いて行なった。

Table 7-18 List of Seismic Prospecting Instrument

Name	Specification	Note
Amplifier	No. of channels : 12 Frequency 5-200Hz	ELECTRO-TECHNICAL LABS. (PRA-2-12)
Recorder	No. of channels : 32	ELECTRO-TECHNICAL LABS. (BR64)
Geophone	Frequency 7.5Hz	—
Blaster	Capacitor discharge type Shot mark circuit	ELECTRO-TECHNICAL LABS. (BC2-3)
Takeout cable	12 take outs	

○受振点：受振器は風等の雑音を低減させるため地中に固定した。

受振点間隔は各測線で異なるが、1つの測線内では一定である。各測線の受振点間隔を下表に示す。

Line Name	PS-1	PS-2	PS-3
Geophone Interval	26m	28.5m	26m

○発破点：発破点は各測線とも2点で、その位置を測線の始点および終点に定めた。

起振にはダイナマイトを用い、これを深さ約1mの孔底で爆発させ弾性波を発生させた。

(3) 解析方法

弾性波探査の解析方法は種々あるが、本調査では土木地質調査で最も実績がある萩原の方法およびその拡張法を用いた。

しかし、地下に低速度層が存在する場合、地層を層構造として解析する上記の解析法ではその深度を解析することが不可能である。この場合、地層が層構造でなく、ミナージュ層であるとして走時曲線を解析した。

萩原の方法をAppendixに付す。

#### 7.8.4 調査の結果と評価

##### (1) 調査結果

解析結果の走時曲線図および解析断面図をFig. 7-16～Fig. 7-18に示す。

解析結果より調査地点の地下は2～4層の速度層に区分された。各測線の速度層区分とその速度値をTable 7-19に示す。

Table 7-19 Classification of Velocity Layer

Line	1st Layer	2nd Layer	3rd Layer	Basement
PS-1	0.75 Km/s	2.2 Km/s	—	3.7 Km/s
PS-2	0.85 Km/s	2.2 Km/s	2.0 Km/s	3.7 Km/s
PS-3	0.75 Km/s	—	—	3.7 Km/s

以下に各測線の速度層について述べる。

○PS-1測線： 本測線の地質構造は速度値より3層に区分される。

第1層の速度は0.75 Km/s である。その層厚は4～12mで測線の中央部で薄く、始点および終点付近で厚くなる。

第2層の速度は2.2 Km/s である。その層厚は20～45mで、測線の始点で最大となり、終点に行くにしたがい減少する。

第3層は本測線の基盤で、その速度は3.7 Km/s である。

○PS-2測線： 本測線は片走時であるため、速度および地層境界の決定には交差測線(PS-1)の解析結果を参考にした。また、片走時より測線全体を解析するにはかなりの推定と仮定を伴うため、解析範囲は片走時の発破点付近に留めた。

本測線の地質構造は速度値より4層に区分される。

第1層の速度は0.85 Km/s で、その層厚は7～11mである。

第2層の速度は 2.2 Km/s で、その層厚は42～49mである。

第3層は測定記録の波形から、上位層よりも低速度の層と判断した。

本層の分布は本測線にのみ認められ、他の測線には見られない。

本層の分布域は測線の始点からの距離で 200m～300m付近に認められる。低速度層の速度は走時曲線に現われないため、ここでは速度を2 Km/sと仮定した。深度は地層がミラー層であるとして解析したが、片走時のため、深度は1地点でしか求まらない。そのため速度層の境界はその深度を通り、ほぼ地表と平行するように描いてある。層厚は走時のギャップ(60ms)より、38mと推定した。

第4層は本測線の基盤で、その速度は 3.7 Km/s である。

○PS-3測線： 本測線の地質構造は速度値より表層および基盤の2層に区分された。

本測線では他測線に見られる中間速度層がない。

第1層の速度は0.75 Km/s である。その層厚は 2～11mと変化し、沢部で極めて薄くなる。

第2層は本測線の基盤で、その速度は 3.7 Km/s である。

## (2) 評 価

弾性波探査の解析結果はその精度を確認するため地表踏査、ボーリング資料等と対比、検討される。弾性波探査で求めた速度境界面は必ずしも、地質境界面と一致するとは限らない。これは速度境界面が物性の違いにより解析されるからである。このほか測定条件や地質構造が複雑である場合によっても異なることがある。

本調査の解析結果とボーリング資料とを対比したところ、弾性波探査の基盤層の探度はボーリングの新鮮岩盤の分布深度とほぼ一致した。しかし、第1層の分布はボーリングの地質境界面とかなりの相違が認められた。

この原因は第1層の層厚がボーリング資料に比べ厚く解析されていること、速度が乾燥状態の崖錐としてはやや大き過ぎることから判断して、本調査の受振点間隔がやや広過ぎたためと考えられる。

そこで受振点間隔が狭かったと仮定して、第1層の層厚がボーリング資料とほぼ一致するように、第1層の走時曲線を修正し再解析を試みた。

再解析断面図は調査地の地質構造をより正確に表わしていると考えられる。Fig. 7-19に各測線の再解析断面図を、Table 7-20~Table 7-22に各測線の解析結果とボーリング資料との対比を示す。

以下に各測線の再解析の結果に基づく速度層について述べる。

PS-1測線： 対比に用いたボーリングはPB-2で、その位置は測線の始点より31m離れている。

第1層の速度は0.35 Km/s である。その層厚は 1~4 mである。

第2層の速度は 2.2 Km/s である。その層厚は(1)で述べた解析結果と比べ若干厚くなり、23~48mである。

第3層は本測線の基盤で、その速度は 3.7 Km/s である。

PS-2測線： 対比に用いたボーリングはPB-2で、その位置は測線の終点より71m離れている。

第1層の速度は0.35 Km/s である。その層厚は 2~5 mである。

第2層の速度は 2.2 Km/s である。その層厚は47~50mである。

第3層は低速度層で、その速度は 2.0 Km/s と仮定した。その層厚は38mである。仮定速度を低くすると、層厚は薄くなる。

第4層は本測線の基盤で、その速度は 3.7 Km/s である。

PS-3測線： 対比に用いたボーリングはPB-1で、その位置は測線上にある。

本測線は走時曲線の解析からは、2層構造である。しかしボーリング資料によれば、崖錐、風化岩、基盤の3層構造である。そこで再解析結果とボーリング資料とが整合するよう、風化岩がブラインド層であると考え、再解析も3層構造にした。

第1層の速度は0.4Km/sである。その層厚は最大5mであるが、沢部では欠如する。

第2層はブラインド層であるため、速度の仮定が必要である。速度は、層厚がブラインド層として最大になるよう計算したとき、ボーリング資料と整合する値とし、0.8 Km/sとした。層厚は最大5mであるが、沢部では欠如する。

第3層は本測線の基盤で、その速度は3.7 Km/sである。

Table 7-20 PS-1 Seismic Analysis and Drilling Data

Drilling Data PB-2			Seismic Profile (Fig. 7-16)		Reanalysis Profile (Fig. 7-19)	
Layer	Thickness (m)	Geology	Thickness (m)	Velocity (Km/s)	Thickness (m)	Velocity (Km/s)
1st	2.25	Talus deposit	4~12	0.75	1~4	0.35
2nd	41.75	Slightly oxidized rock	20~45	2.20	23~48	2.20
Basement	—	Fresh rock	—	3.70	—	3.70

**Table 7-21 PS-2 Seismic Analysis and Drilling Data**

Drilling Data PB-2			Seismic Profile (Fig. 7-17)		Reanalysis Profile (Fig. 7-19)	
Layer	Thickness (m)	Geology	Thickness (m)	Velocity (Km/s)	Thickness (m)	Velocity (Km/s)
1st	2.25	Talus deposit	7~11	0.85	2~5	0.35
2nd	41.75	Slightly oxidized rock	42~49	2.20	47~50	2.20
3rd	—	—	38	2.00	38	2.00
Basement	—	Fresh rock	—	3.70	—	3.70

**Table 7-22 PS-3 Seismic Analysis and Drilling Data**

Drilling Data PB-1			Seismic Profile (Fig. 7-18)		Reanalysis Profile (Fig. 7-19)	
Layer	Thickness (m)	Geology	Thickness (m)	Velocity (Km/s)	Thickness (m)	Velocity (Km/s)
1st	4.00	Talus deposit	2~11	0.75	0~5	0.40
2nd	3.50	Weathered rock	—	—	0~5	0.80
Basement	—	Fresh rock	—	3.70	—	3.70

### (3) DSIの調査結果

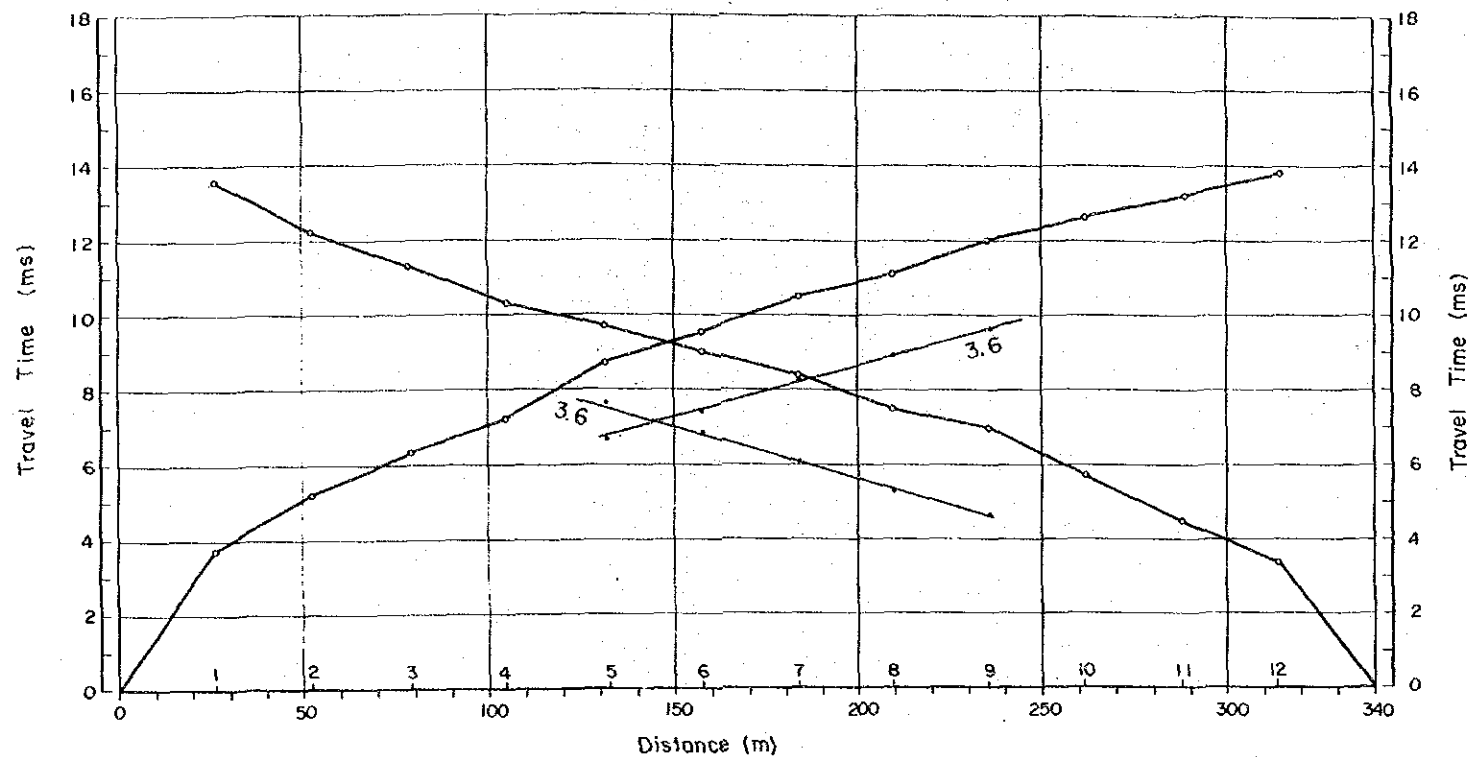
DSI は野外測定作業のほか、解析作業も行なった。解析にはDelay-time and ray-tracing 法を用いた。その手法はアメリカ合衆国内務省鉱山局が出版した、COMPUTER ANALYSIS OF SEISMIC REFRACTION DATAに掲載されている。(Report of Investigation 7595 US Dept. of the Interior, Bureau of Mines 1972)

DSI の解析結果とJICAチームの解析結果を比較すると、両者はかなり一致しているものの全く同一ではなかった。これは、それぞれが用いた解析方法や解析者の解釈の違いによると考えられる。

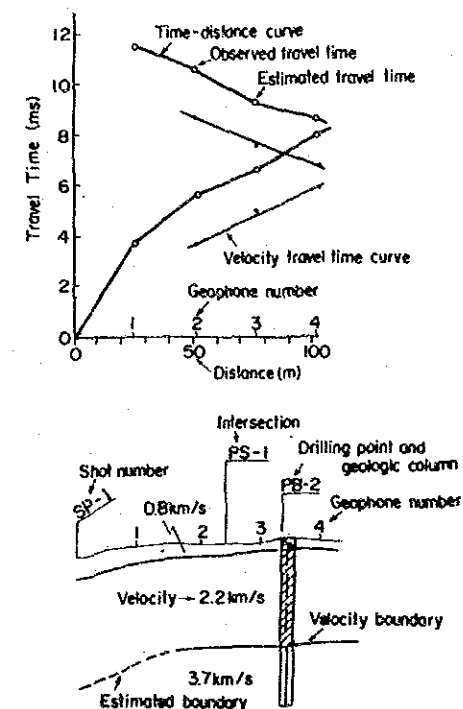
DSI の実施した解析結果をAppendixに掲載する。



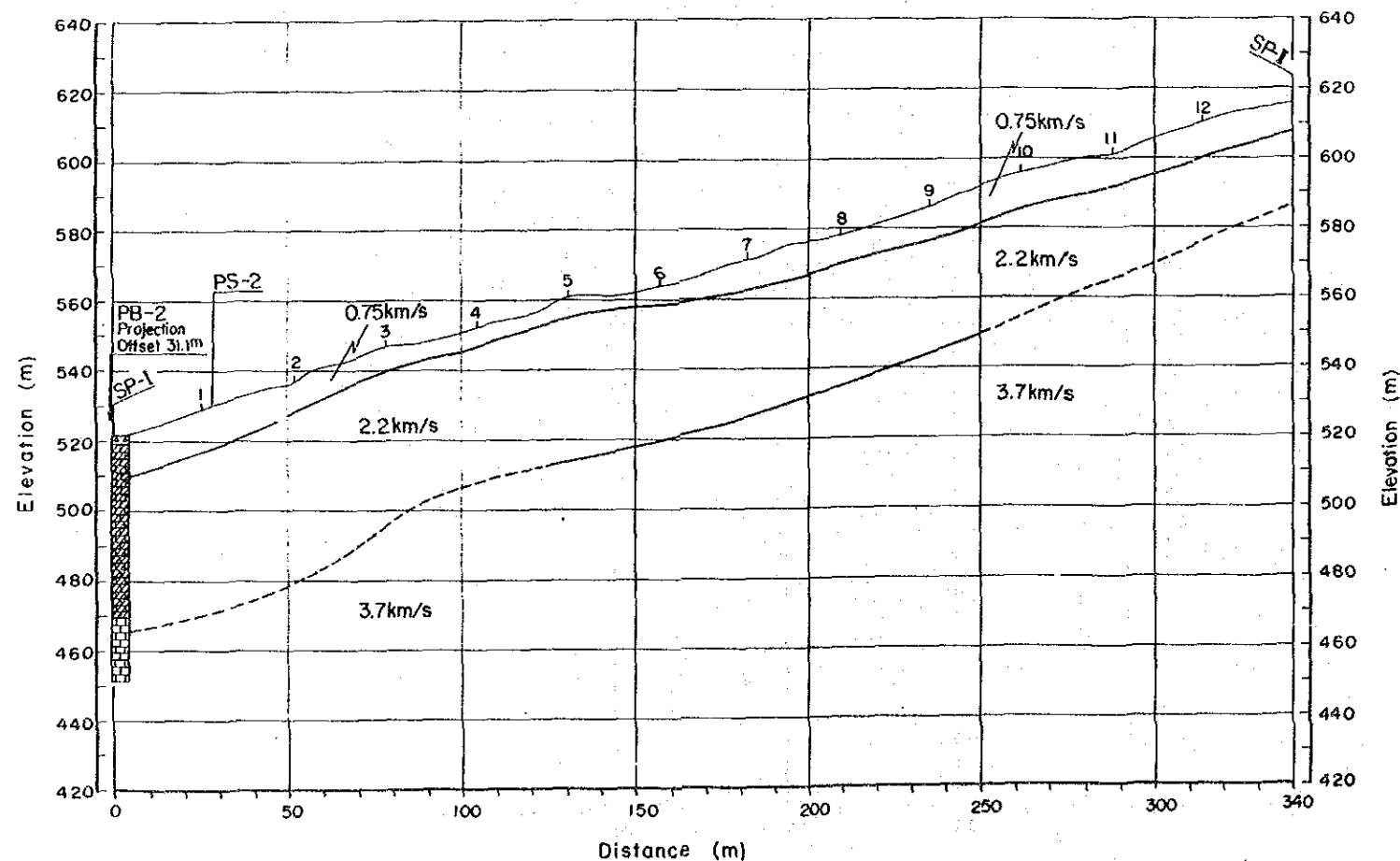
PS-1 TIME - DISTANCE PLOT



LEGEND



PS-1 SEISMIC PROFILE



- Talus deposit
  - Weathered zone
  - Limestone
  - Slate
  - Sandstone
- Drilling log

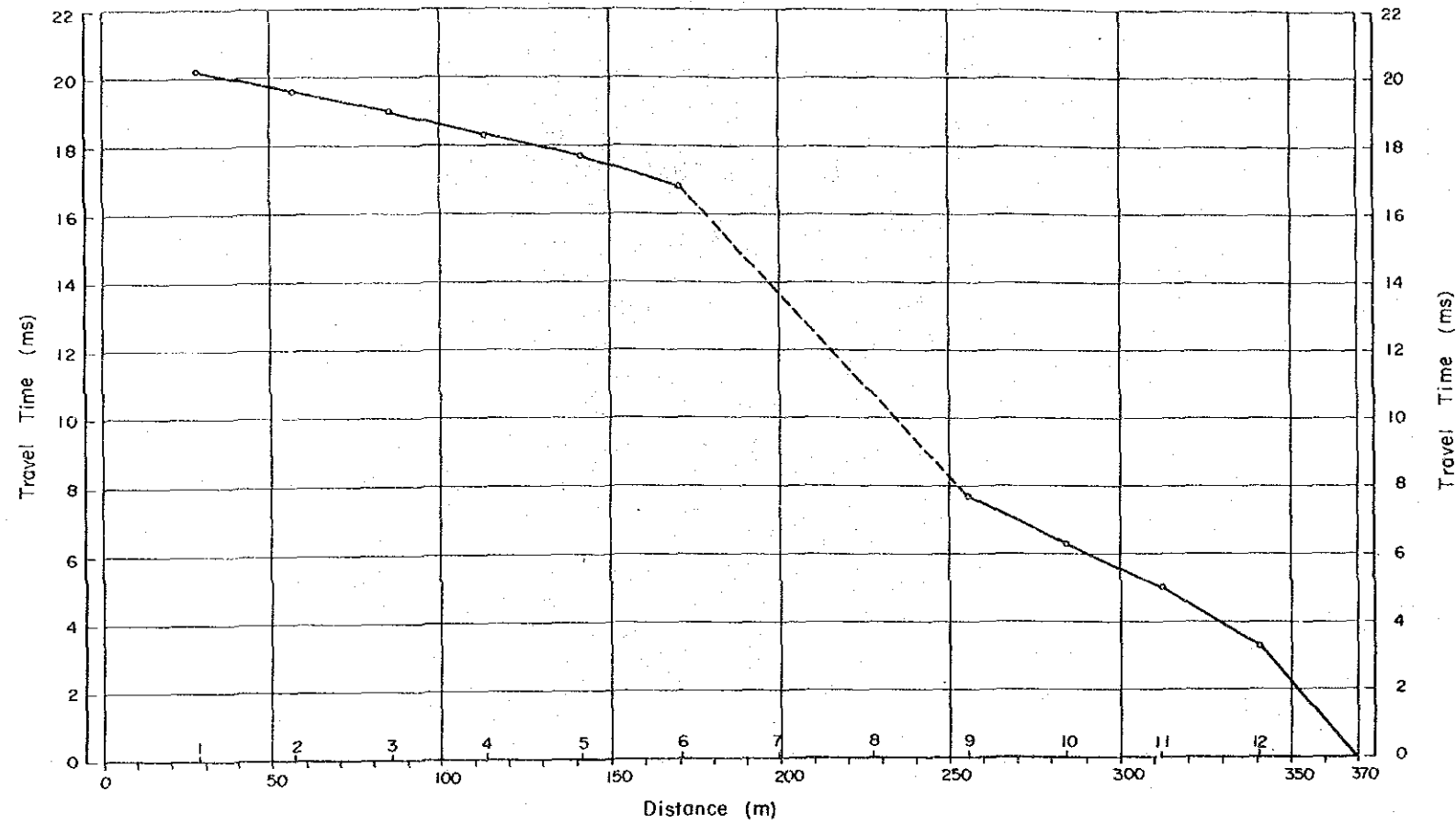
ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC  
POWER DEVELOPMENT PROJECT

PS-1 TIME-DISTANCE PLOT  
AND SEISMIC PROFILE

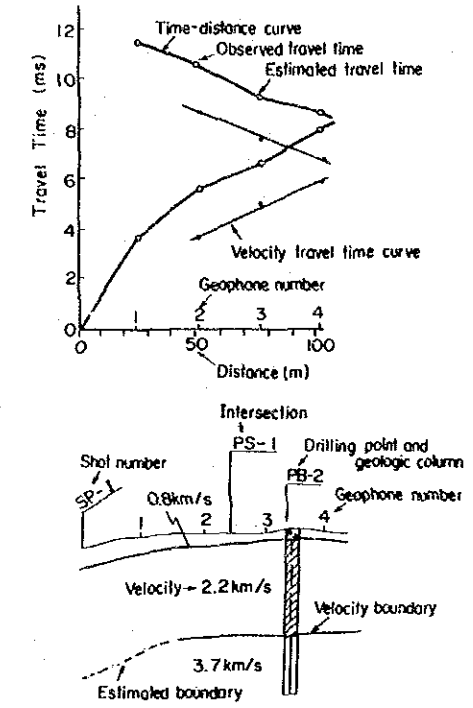
Fig. 7-16



PS-2 TIME - DISTANCE PLOT

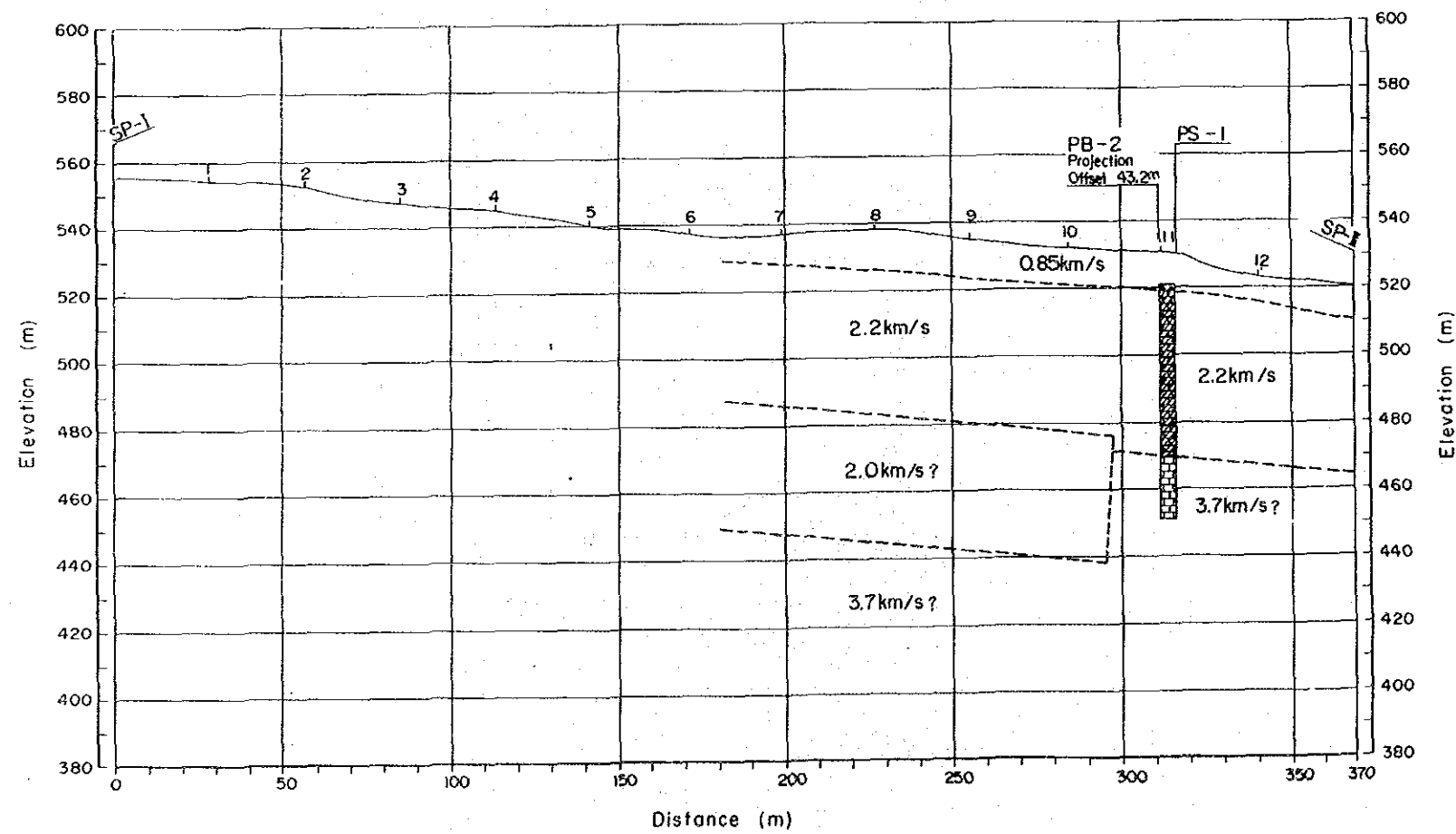


LEGEND



- Talus deposit
  - Weathered zone
  - Limestone
  - Shale
  - Sandstone
- Drilling log

PS-2 SEISMIC PROFILE



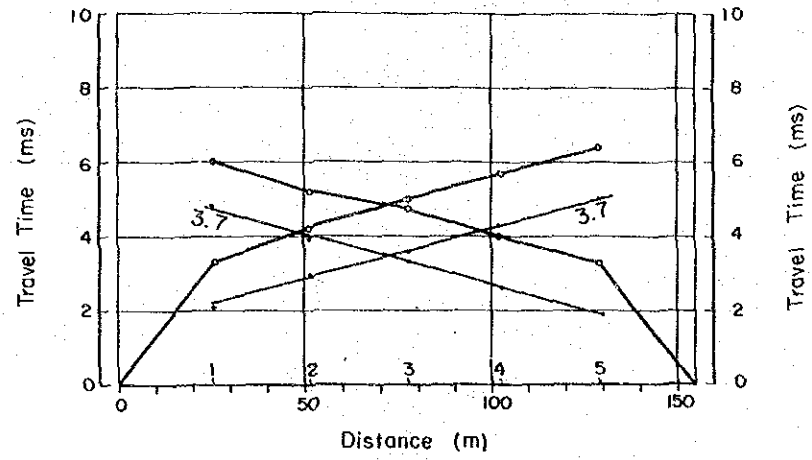
ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC  
POWER DEVELOPMENT PROJECT

PS-2 TIME-DISTANCE PLOT  
AND SEISMIC PROFILE

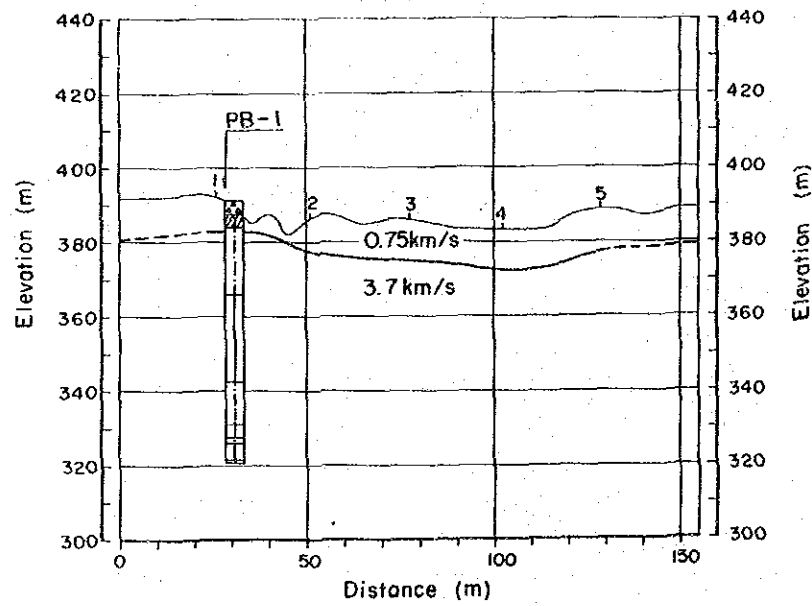
Fig. 7-17



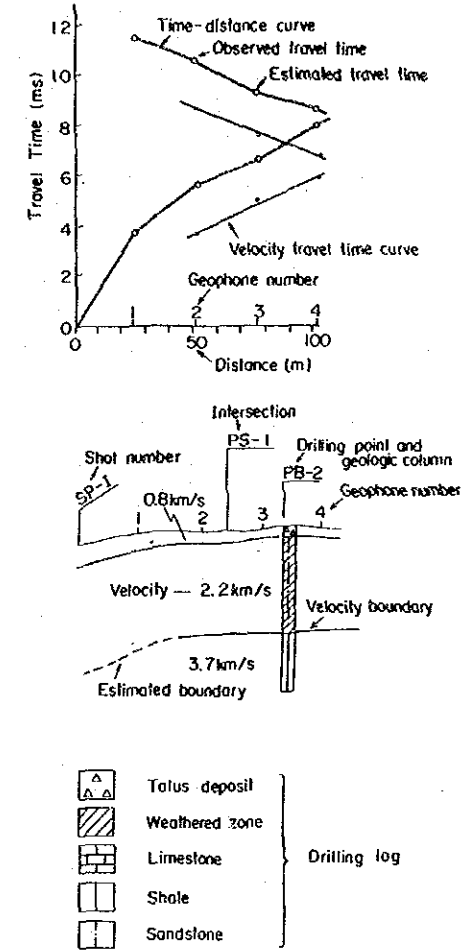
PS-3 TIME-DISTANCE PLOT



PS-3 SEISMIC PROFILE



LEGEND



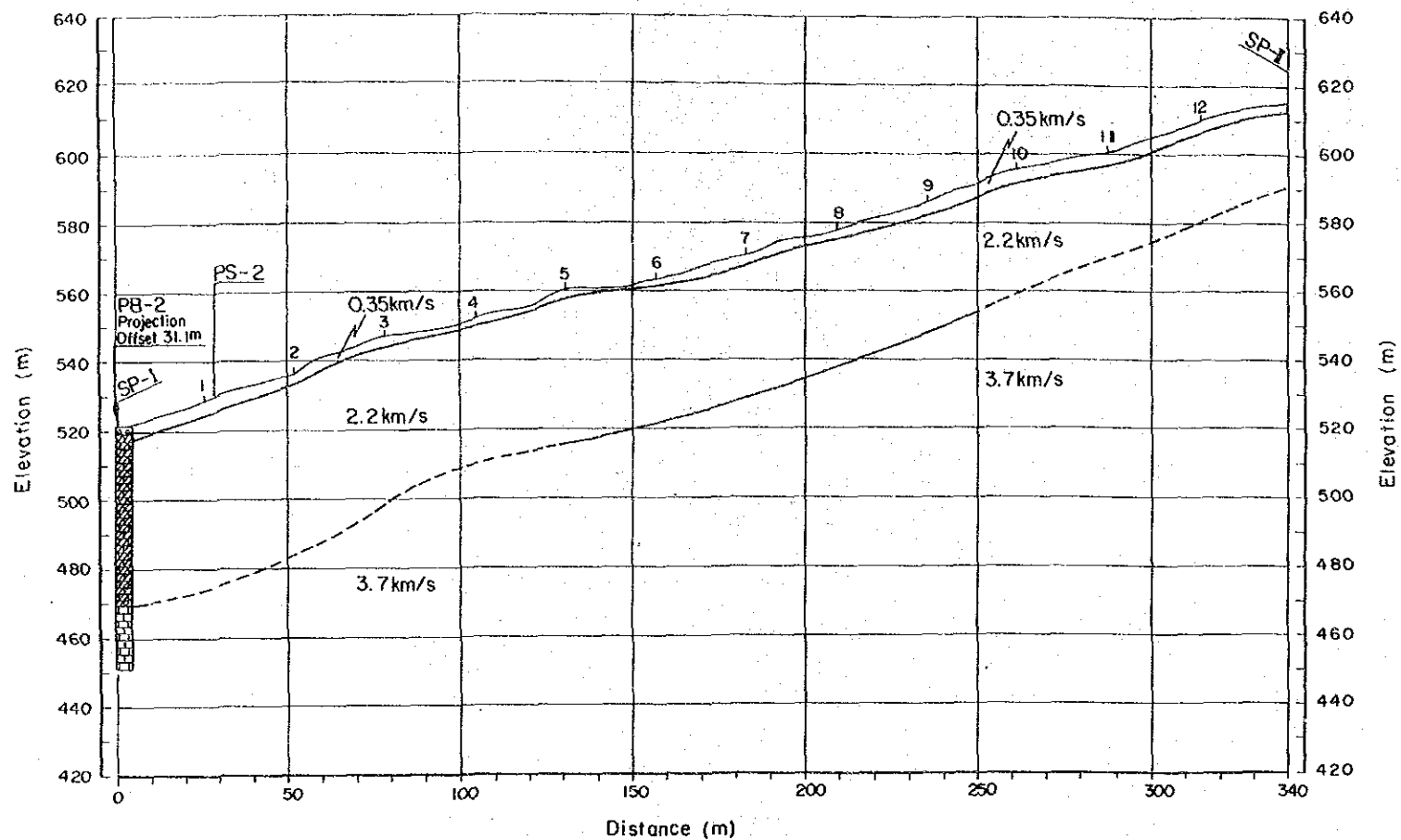
ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC  
POWER DEVELOPMENT PROJECT

PS-3 TIME-DISTANCE PLOT  
AND SEISMIC PROFILE

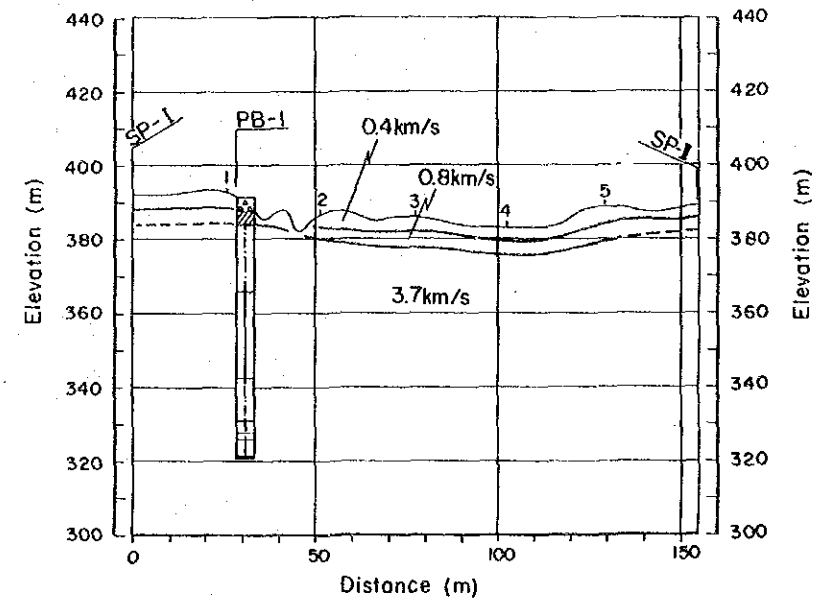
Fig. 7-18



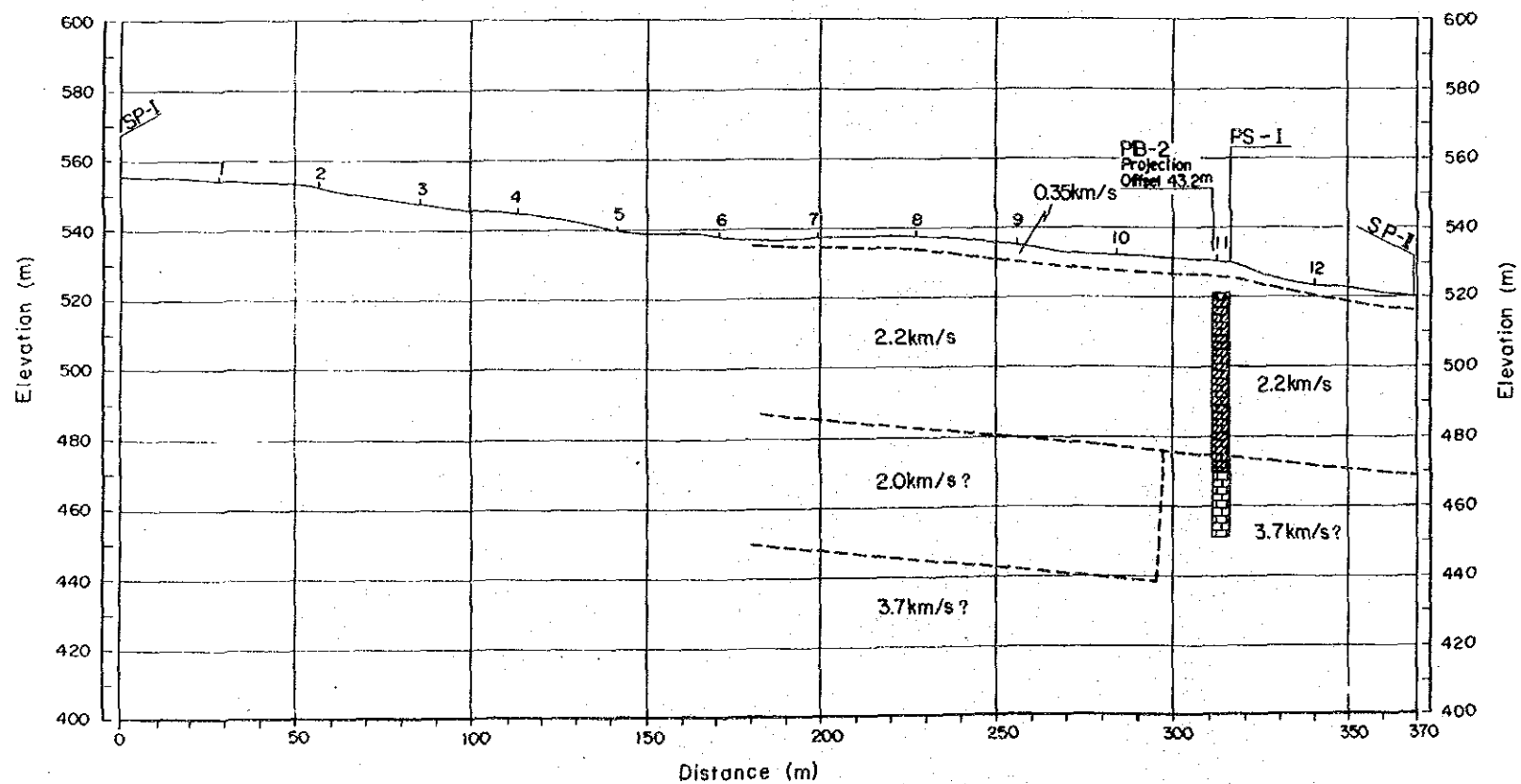
PS-1 REANALYSIS PROFILE



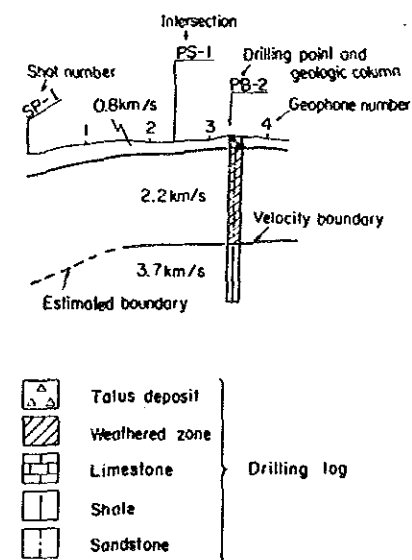
PS-3 REANALYSIS PROFILE



PS-2 REANALYSIS PROFILE



LEGEND



ZAMANTI GÜKTAŞ HYDROELECTRIC  
POWER DEVELOPMENT PROJECT

PS-1, PS-2, PS-3  
REANALYSIS PROFILES

Fig. 7-19





## 7.9 建設材料

### 7.9.1 調査および試験

建設材料の調査および試験については、採取可能地点の地表調査がJICA調査団およびDSIによって実施され、各地点より採取された試料の室内試験がDSIによって実施された。これまで実施された材料試験は、コンクリート骨材試験と土質材料試験に分けられる。このうち土質材料試験は、本プロジェクトのダムタイプにロックフィルタイプが選定される場合も考慮して実施されたものである。

コンクリート骨材および土質材料のための室内試験試料の採取位置図をFig. 7-20に示す。また採取された試料の試験数量および試験項目をTable 7-23に示す。

コンクリート骨材については、Fig. 7-20に示す通り、原石山より採取する砕石骨材候補地点がKAYA-1～KAYA-4の計4ヶ所、また河床堆積物より採取する天然骨材候補地点が1ヶ所(RD-C)、それぞれ挙げられる。これら以外にZamanti川河床に分布する河床堆積物もコンクリート骨材への適用が考えられるが、Zamanti川流域は地形が急峻で川幅も40m～60mと狭く、大量のコンクリート用骨材を採取するための条件は良好とは言えない。

また本プロジェクトのダムタイプにロックフィルタイプが選定された場合、大量の土質材料の採取可能な地点は、ダムサイト近傍になく、Fig. 7-20に示す通り、計画されるダムサイトから直線距離で約20km離れたRD-AおよびRD-B周辺に限られる。RD-AおよびRD-B地点で採取された試料の土質試験結果はAppendixに掲載する。

### 7.9.2 コンクリート骨材

コンクリート骨材試験は、前述の通りKAYA-1～KAYA-4の4ヶ所の原石山候補地点およびRD-C1ヶ所の河床堆積物候補地点から採取された試料について実施された。これらの試験結果をTable 7-24およびTable 7-25に示す。

Table 7-24に示す原石山候補地点から採取されたKAYA-1～KAYA-4の岩石は、それぞれ以下の通りである。

KAYA-1、-2、-3 地点： 石灰岩

KAYA-4 地点： かんらん岩

KAYA-1 ~ KAYA-4 の試料は、Table 7-24に併記する ASTM Standards (American Society for Testing and Materials Standards) および JIS (Japanese Industrial Standards) に定められる基準値からみて、いずれもコンクリート骨材として適用可能と判断される。

一方、Table 7-25に示す河床堆積物の試料は、「安定性試験」および「粘土塊試験」の結果に示される通り、ASTM Standards および JIS の基準値を超える試験値が得られており、コンクリート骨材への適用は不相当と判断される。

以上の試験結果から、Goktasプロジェクトのコンクリート骨材は、Zamanti川流域のKAYA-1 ~ KAYA-4 の原石山候補地点から採取することとなる。なおKAYA-1 ~ KAYA-4のうち、最も多量のコンクリートの使用が予想されるダムサイトへの安定したコンクリート骨材の供給という観点からは、KAYA-1 が最も優れた地点と考えられる。今後、本地点のより詳細な人工砕石に関する調査ならびに試験が必要と考えられる。

Table 7-23 Quantity of Laboratory Test for Construction Materials

[for Core Material]

Location	Item	Number of Sampling	Grading	Atterberg limits	Soil classification	Specific gravity	Compaction test	Triaxial shear Strength	Permeability test
RD - A (Doğan Cayı River)		44	44	41	44	44	44	15	8
RD - B (Doğan Cayı River)		21	21	21	21	21	21	5	2
Total		65	65	62	65	65	65	20	10

[for Concrete Aggregate]

Location	Item	Number of sampling	Grading	Specific gravity	Absorption	Soundness	Abrasion loss	Clay lumps (Under #200)	Clay lumps	Unit weight	Organic impurities	Alkali - Aggregate	Porosity	Unconfined compression
RD - C (Doğan Cayı River)		22	22 <sup>1)</sup>	22 <sup>1)</sup>	22 <sup>1)</sup>	22 <sup>1)</sup>	19	22 <sup>1)</sup>	22 <sup>1)</sup>	22 <sup>2)</sup>	22	22	—	—
KAYA - 1		4	—	4	4	4	4	—	—	—	—	—	4	12
KAYA - 2		1	—	1	1	1	1	—	—	1	—	—	1	—
KAYA - 3		1	—	1	1	1	1	—	—	1	—	—	1	3
KAYA - 4		2	—	2	1	1	1	—	—	1	—	—	—	3
Total		30	22	30	29	29	26	22	22	25	22	22	6	18

Notes: 1) Carried out "Sand" and "Gravel"  
 2) 22 tests for "Sand", 17 tests for "Gravel"  
 3) Carried out "Sand" and "Gravel"

Table 7-24(1) Laboratory Test Results for Concrete Aggregate (Quarry Site)

Name of Quarry Site	Sampling No.	Specific Gravity	Absorption (%)	Abrasion loss (%)		Unconfined Compression Strength (kgf/cm <sup>2</sup> )	Soundness (%)		Porosity (%)	Unit Weight (g/cm <sup>3</sup> )	Remarks
				100 cycle	500 cycle		Sand	Gravel			
KAYA-1	T1	2.69	0.29	6.1	25.6	1065, 1070, 1240	2.1	0.78	—		
	T2	2.67	0.38	10.6	28.7	1100, 1070, 1285	0.0	1.02	—		
	T3	2.69	0.28	6.2	26.5	805, 925, 1055	0.8	0.75	—		
	T4	2.65	0.29	4.9	21.7	1020, 1270, 1315	0.0	0.77	—		
KAYA-2	T1	2.72	0.36	4.6	17.9	—	1.0	0.97	2.69	Carried out flakiness, elongation tests	
KAYA-3	T1	2.73	0.24	4.5	19.9	595, 720, 724	8.7	1.7	0.65	2.69	
KAYA-4	T1	3.32	—	—	—	900, 935, 975	3.5	1.0	—	3.29	Carried out flakiness, elongation tests
	T2	2.87	0.62	5.8	20.2	—	—	—	—	—	
Maximum Allowance for Aggregate	ASTM			less than 50.0			less than 10.0	less than 18.0			
	JIS		less than 3.0	less than 40.0			less than 10.0	less than 12.0			

Table 7-24(2) Laboratory Test Results for Concrete Aggregate (Quarry Site)

— Flakiness, Elongation Test Results —

Sample No.	Aggregate Size-fraction	Mass of Sample (g)	Passing the gauges (g)	Remaining the gauges (g)	Flakiness index (%)	Elongation index (%)
KAYA - 2 T - 1	1" ~ 3/4"	4,000	941	651	23.5	16.0
	3/4" ~ 1/2"	2,000	721	632	36.1	31.6
	1/2" ~ 3/8"	500	232	230	46.4	46.0
	3/8" ~ 1/4"	200	86	107	43.0	53.5
KAYA - 4 T - 1	1" ~ 3/4"	4,000	681	1,163	17.2	29.1
	3/4" ~ 1/2"	2,000	750	1,002	37.5	50.1
	1/2" ~ 3/8"	500	205	245	41.0	49.6
	3/8" ~ 1/4"	200	90	105	45.0	52.5

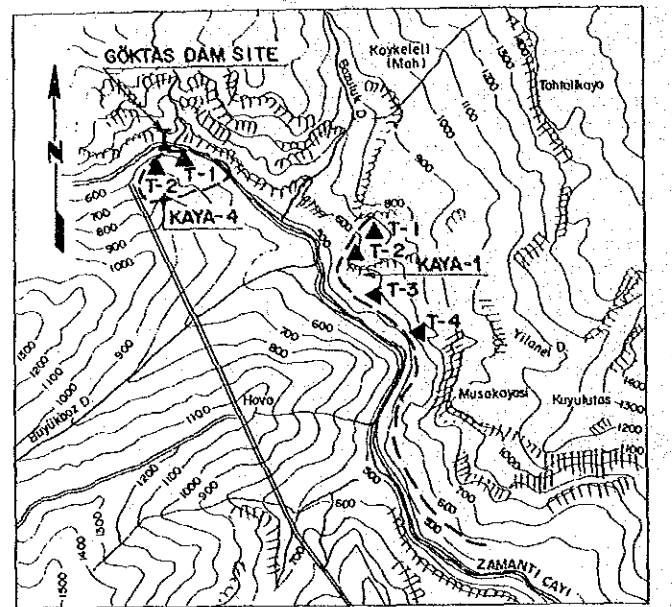
Note : BS 812/75 Standard.

Table 7-25 Laboratory Test Results for Concrete Aggregate (RD Site)

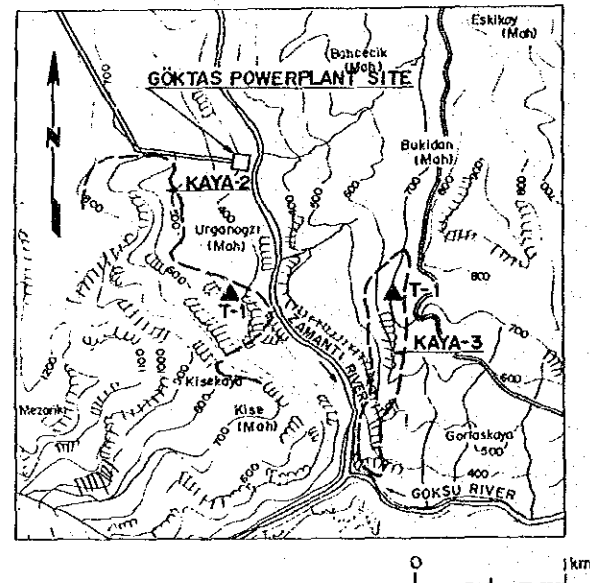
Item Sample No.	Grading (%)		Specific gravity		Absorption (%)		Unit Weight (kg/m <sup>3</sup> )		Soundness (%)		Clay lumps (Under #200)(%)		Clay lumps (%)		Abrasion (%)		Organic impurities	Alkali-Aggregate Reaction
	Sand	Gravel	Sand	Gravel	Sand	Gravel	Sand	Gravel	Sand	Gravel	Sand	Gravel	Sand	Gravel	100cycle	500cycle		
C-401	40	60	2.558	2.728	5.26	0.93	1.840	1.748	44.8	40.3	5.04	1.13	3.20	0.31	6.22	28.6	Innocuous	Innocuous
402	38	62	2.547	2.668	5.49	2.30	1.853	1.784	45.9	31.9	6.99	0.92	5.71	0.7	5.80	26.2	"	"
403	60	40	2.523	2.656	5.71	2.07	1.705	1.800	41.4	42.9	8.13	1.58	7.98	12.5	7.20	26.6	"	"
404	40	60	2.568	2.679	4.82	2.27	1.831	—	39.4	31.4	7.20	0.55	7.11	0.47	7.20	29.5	"	"
405	50	50	2.584	2.618	5.49	2.58	1.786	1.856	42.9	33.5	7.59	0.61	6.99	0.51	6.00	28.0	"	"
406	36	64	2.555	2.697	5.26	1.44	1.753	—	40.2	37.4	7.33	1.52	6.44	1.11	—	—	"	"
407	48	52	2.526	2.637	5.93	1.86	1.761	1.810	45.7	46.3	7.03	1.26	5.82	0.68	6.20	28.2	"	"
409	84	16	2.525	2.698	4.82	2.21	1.774	—	44.7	44.4	7.06	1.60	5.98	1.46	—	—	"	"
411	37	63	2.579	2.671	5.93	1.46	1.855	1.807	46.6	42.5	8.87	1.15	6.65	0.90	5.76	24.14	"	"
413	53	47	2.579	2.693	5.26	4.38	1.808	1.782	41.6	32.1	7.14	0.70	5.60	0.22	5.9	25.2	"	"
415	41	59	2.544	2.735	4.38	1.76	1.855	—	42.0	39.6	6.50	1.26	6.08	0.82	7.5	29.8	"	"
417	41	59	2.546	2.798	5.49	1.41	1.83	1.832	44.0	40.6	6.19	0.83	4.42	0.12	6.24	27.9	"	"
418	41	59	2.575	2.713	4.82	1.67	1.825	1.829	38.6	28.4	6.83	1.72	6.42	1.47	6.00	23.9	"	"
419	64	36	2.551	2.661	5.49	2.33	1.754	1.758	47.4	42.6	7.29	1.18	6.34	0.71	8.80	31.2	"	"
421	48	52	2.565	2.685	4.82	1.66	1.749	1.844	42.1	37.2	10.3	0.78	8.7	0.62	6.30	25.4	"	"
423	40	60	2.529	2.665	6.61	2.08	1.777	1.749	52.5	38.8	6.64	0.90	5.36	0.80	7.92	30.5	"	"
425	41	59	2.557	2.714	5.26	4.74	1.874	1.746	38.3	40.4	4.95	0.58	3.79	0.23	—	—	"	"
427	49	51	2.594	2.691	4.82	4.85	1.845	—	42.4	30.9	20	1.50	5.96	0.66	6.00	22.8	"	"
429	40	60	2.609	2.709	4.17	1.80	1.852	1.823	39.2	25.3	10.5	1.25	9.79	1.04	6.20	25.5	"	"
431	44	56	2.589	2.721	4.60	1.97	1.829	1.866	44.9	25.1	9.21	0.96	4.92	0.54	7.14	27.4	"	"
433	38	62	2.590	2.653	4.60	1.42	1.751	1.900	40.5	24.3	9.09	0.69	9.03	0.21	9.40	26.0	"	"
436	37	63	2.584	2.759	4.82	1.36	1.781	1.828	47.1	33.6	9.11	0.26	8.43	0.20	6.50	24.9	"	"
ASTM									less than	less than			less than	less than	less than	less than		
Maximum Allowable					more than	less than			10.0	18.0			3.0	2.0		50.0		
JIS					2.5	3.0			10.0	12.0			1.0	0.25		40.0		

Note: Sand is under 5mm, Gravel is over 5mm.

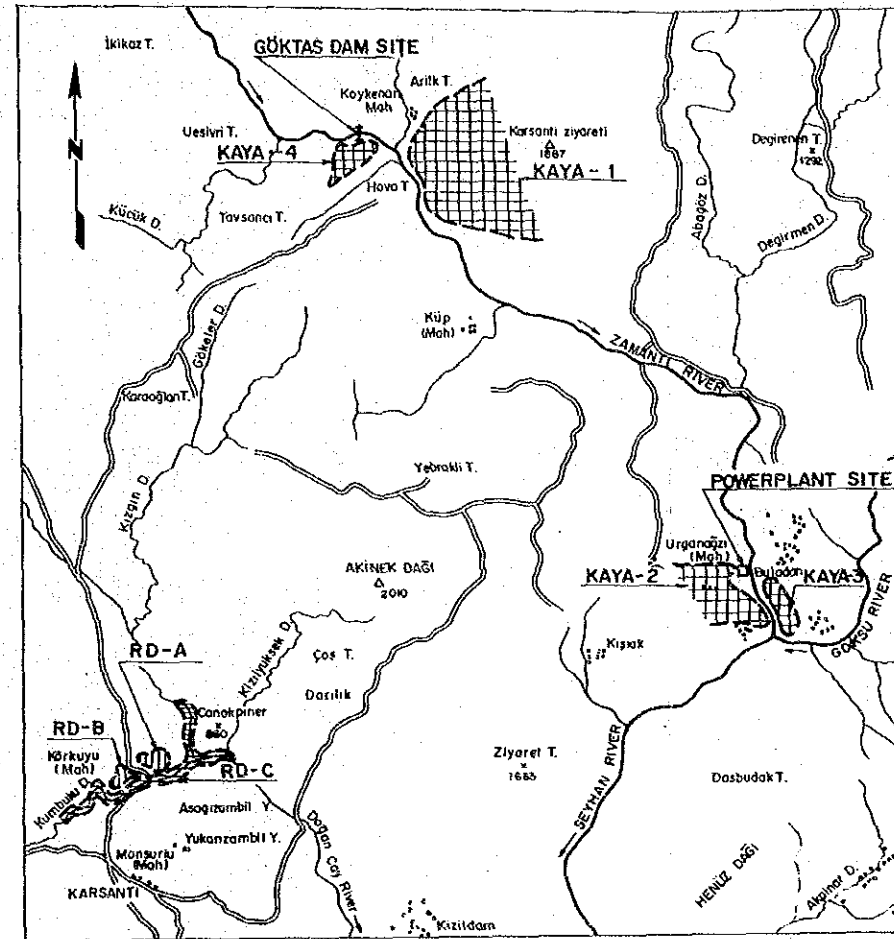
KAYA-1 AND KAYA-4







KAYA-2 AND KAYA-3



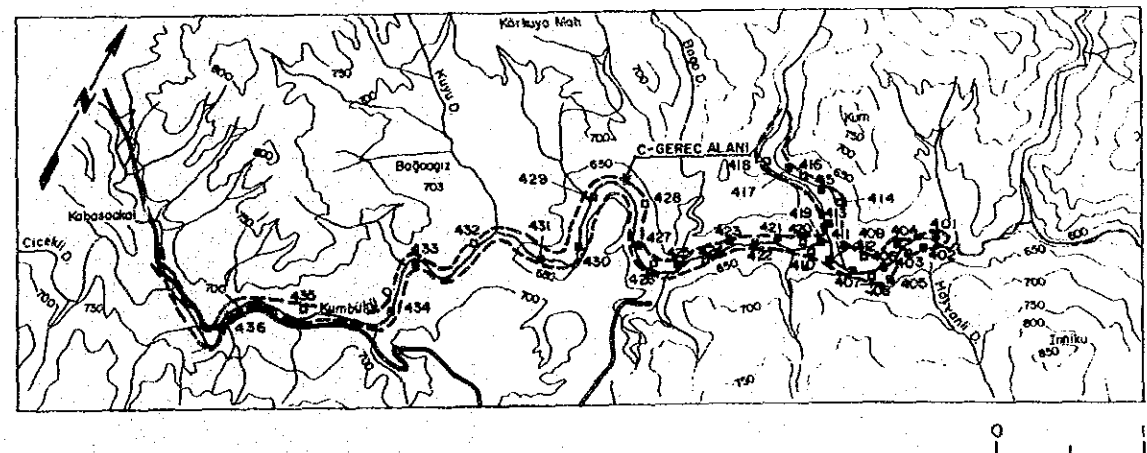
GENERAL LOCATION MAP



LEGEND

-  Core Material (RD-A and RD-B)
-  Concrete Aggregate (RD-C)
-  Concrete Aggregate (KAYA-1, 2, 3 and 4)
-  Sampling Point

RD - C



ZAMANTI GÖKTAS HYDROELECTRIC  
POWER DEVELOPMENT PROJECT

LOCATION MAP OF  
QUARRY AND BORROW AREA

Fig. 7 - 20





## 第 8 章 地 震



## 第 8 章 地 震

	頁
8.1 トルコの地質概説 .....	8-1
8.1.1 概要 .....	8-1
8.1.2 トルコのネオテクトニクス .....	8-2
8.1.3 北アナトリア断層と東アナトリア断層 .....	8-2
8.2 トルコの地震概説 .....	8-4
8.2.1 地震発生の背景 .....	8-4
8.2.2 地震活動度 .....	8-6
8.3 設計震度 .....	8-9
8.3.1 既設ダムの設計震度 .....	8-9
8.3.2 Göktas地点における最大加速度の推定 .....	8-11
8.3.3 採用設計震度 .....	8-15



## List of Figures

- Fig. 8-1 Tectonic Zone of Turkey (after Hirano, 1981)
- Fig. 8-2 Typical Plate Tectonics Model
- Fig. 8-3 Major Fault Systems in Turkey
- Fig. 8-4 Seismicity of All Data in 1901-1985
- Fig. 8-5 Location of the Larger Earthquakes ( $M_s \geq 6$ ) of the Period  
1899-1983
- Fig. 8-6 Seismic Risk Map for Turkey (1972)
- Fig. 8-7 Design Seismic Coefficient used for Dams in Turkey

## List of Tables

- Table 8-1 Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of  
the Seismicity Data
- Table 8-2 Maximum Accelerations during a Year form 1901 to 1985
- Table 8-3 Maximum Accelerations for Six Return Periods (gal)



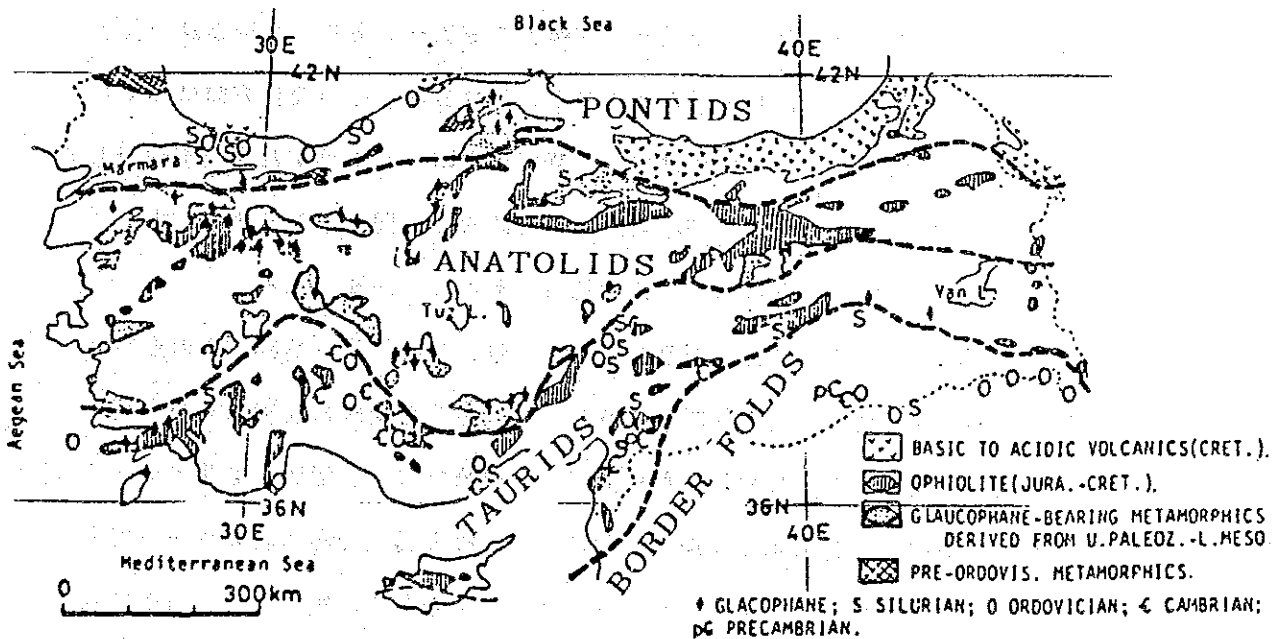
## 第8章 地 震

### 8.1 トルコの地質概説

#### 8.1.1 概 要

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

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



### 8.1.2 トルコのネオテクトニクス

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

### 8.1.3 北アナトリア断層と東アナトリア断層

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

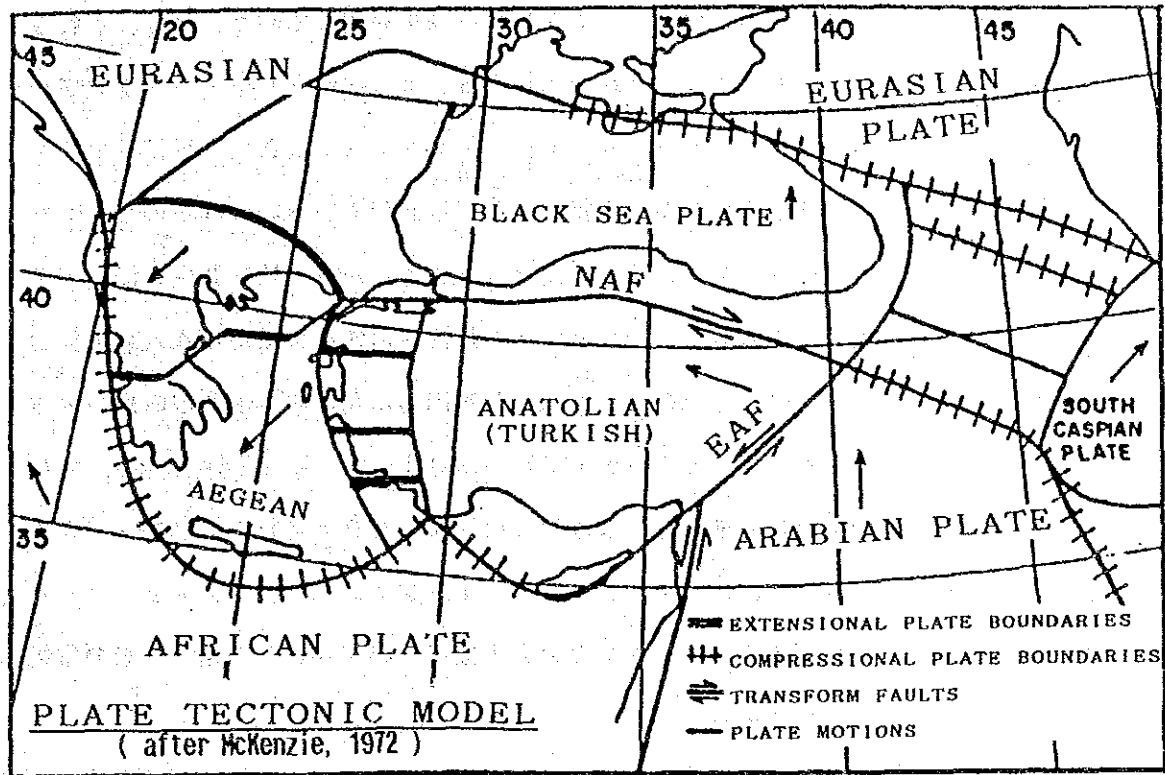
北アナトリア断層は、トルコ北部を北に張り出した緩い弧を描いて東西にのび、総延長は約 1,000km以上に達する。少なくとも現在は右水平ずれを示し、その総水平変位量は従来70~80kmといわれたが、最近20~30kmとする意見もあり、今後検討を要する。北アナトリア断層の発生は10~12百万年前といわれるが、その変位方向は必ずしも一貫して右水平ずれを示したわけではなく、鮮新世中頃に左水平ずれを示す時期もあったらしい。本断層に沿って多くの活断層、地震断層、山間盆地が分布し、また、火山活動も知られ、第四紀における第一級の構造であることが知られる。

東アナトリア断層はタウルス区を切り、陸上部では、 $N 60^{\circ} E \sim S 60^{\circ} W$ の走向で約 560kmほどの長さを持つ。南西部ではスラスト性であるが全般に左横ずれが卓越する。第四紀火山岩類におおわれ変位地形は必ずしも明瞭でなく、活動度も北アナトリア断層に比べやや劣るが、やはり本地域における第一級の構造である。カローバ東方で北アナトリア断層と交差し、トリプルジャンクションをなす。従って、両断層にはさまれるアナトリアプレートは、見かけ上西方に移動することになる。



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

Fig. 8-2 Typical Plate Tectonics Model



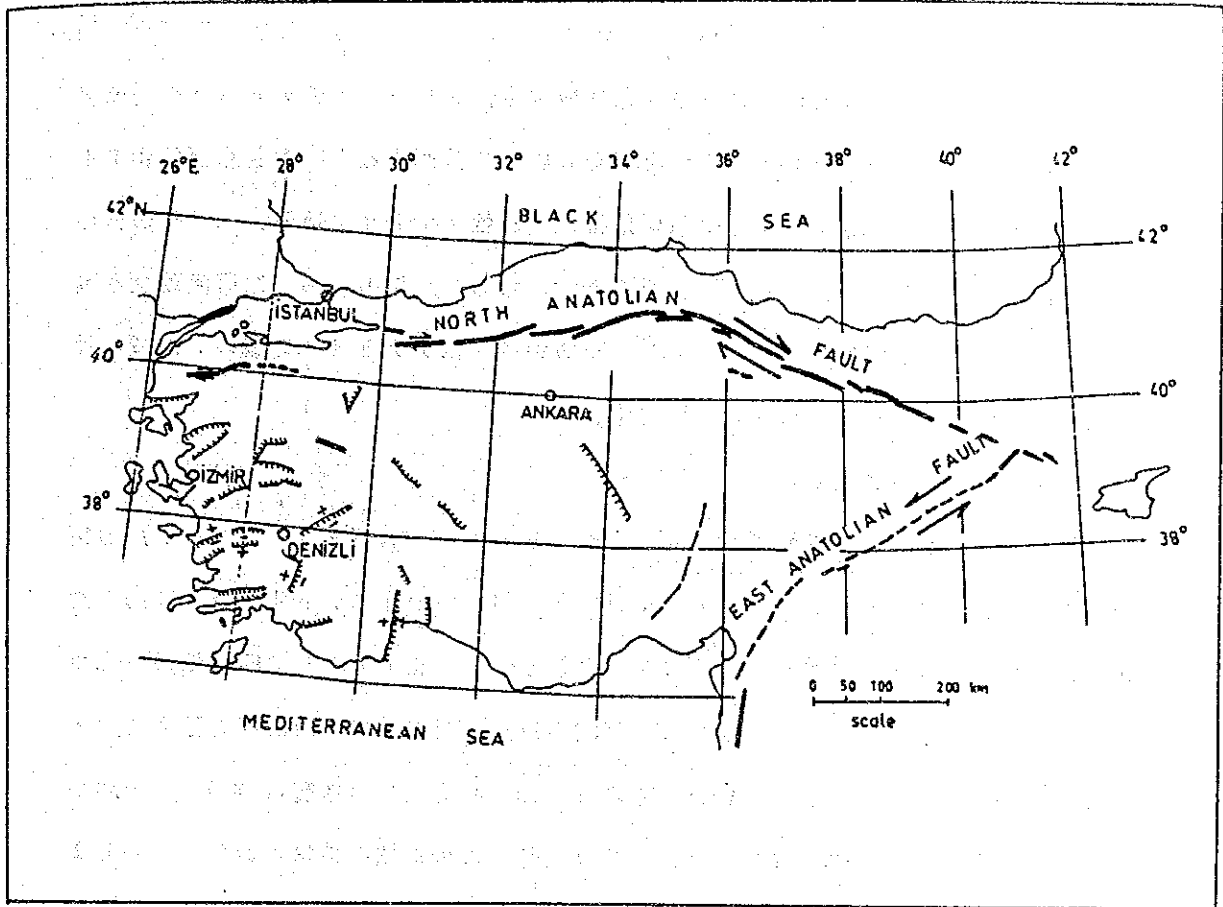
## 8.2 トルコの地震概説

### 8.2.1 地震発生の背景

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

既に述べたようにトルコ共和国の周辺ではユーラシアプレート、アフリカプレート、アラビアプレートの3つの大規模プレートが相対運動を展開しており、更に、これらの大規模プレートに囲まれたトルコ共和国国内では、エーゲ海プレート、イランプレート、アナトリアプレート（トルコプレート）、黒海プレートなどの小規模なマイクロプレートが相互に影響し合いながら複雑な挙動を展開している。これらのマイクロプレートは規模は小さいものの相対移動速度が大きいことから、地震発生に関しては極めて重要な存在となっており、トルコ共和国の地震活動性を特徴づける大きな要因となっている。Fig. 8-3 に示したのは、トルコ共和国内に存在する主要な断層の分布状況であるが、マイクロプレートの境界域に断層が分布していることが分かる。すなわち、トルコ共和国における地震は、基本的には、ユーラシアプレート、アフリカプレート、アラビアプレート、エーゲ海プレート、イランプレート、アナトリアプレート（トルコプレート）、黒海プレートなどの大小数多くのプレートの相対挙動の結果として発生しているものである。

Fig. 8-3 Major Fault Systems in Turkey



## 8.2.2 地震活動度

トルコ共和国において、1901年から1985年までの期間に発生した5980回の地震の震央を Fig. 8-4に示す。また、1899年から1983年までの期間に発生したマグニチュード (Ms) 6.0 以上の地震の震央を Fig. 8-5に示す。

ところで、トルコ共和国における地震発生地域を、プレート・テクトニック・モデル、活断層の分布、歴史地震の発生状況等を考慮して分類すると、大きく (1)北アナトリア断層地帯、(2)東アナトリア断層地帯、(3)西アナトリア地域、(4)その他の4つの地域に分類することができる。そこで、これらの地域のうち、地震活動度が高い、北アナトリア断層地帯、東アナトリア断層地帯、西アナトリア地域の3地域の地震活動度について、その概略を以下に記す。

### (1) 北アナトリア断層地帯

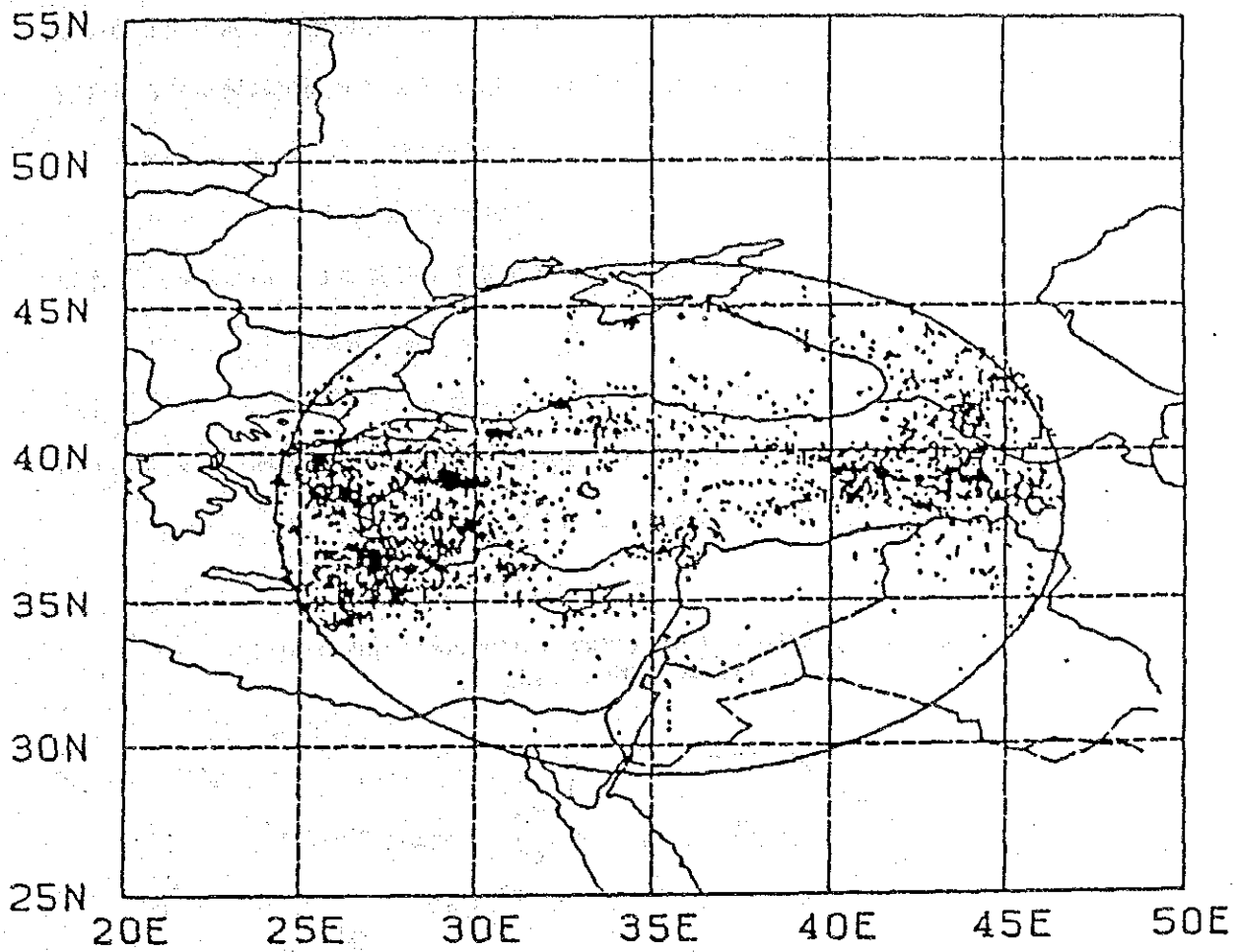
北アナトリア断層は、黒海プレートとアナトリアプレート (トルコプレート) の接触境界に形成されたトランスフォーム断層であるが、この北アナトリア断層に沿う地域では、右横ずれ断層に伴う浅発地震が多発している。北アナトリア断層地帯で発生したマグニチュード 5.5以上の地震は、1900年以降、現在までに約60回を数えている。

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

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

**Fig. 8-4 Seismicity of All Data in 1901 – 1985**

Total Number of Plots in the Area of  $\Delta \leq 1000.0$  (km) is 5980.



(2) 東アナトリア断層地帯

東アナトリア断層は、アナトリアプレート（トルコプレート）とアラビアプレートの接触境界に形成されたトランスフォーム断層であり、この東アナトリア断層に沿う地域では、左横ずれ断層に伴う浅発地震が多発している。この地域で発生する地震の震源深さは、概ね25km以浅であることが多く、マグニチュード 5.5の地震は、ほぼ12年に一度発生すると考えられている。

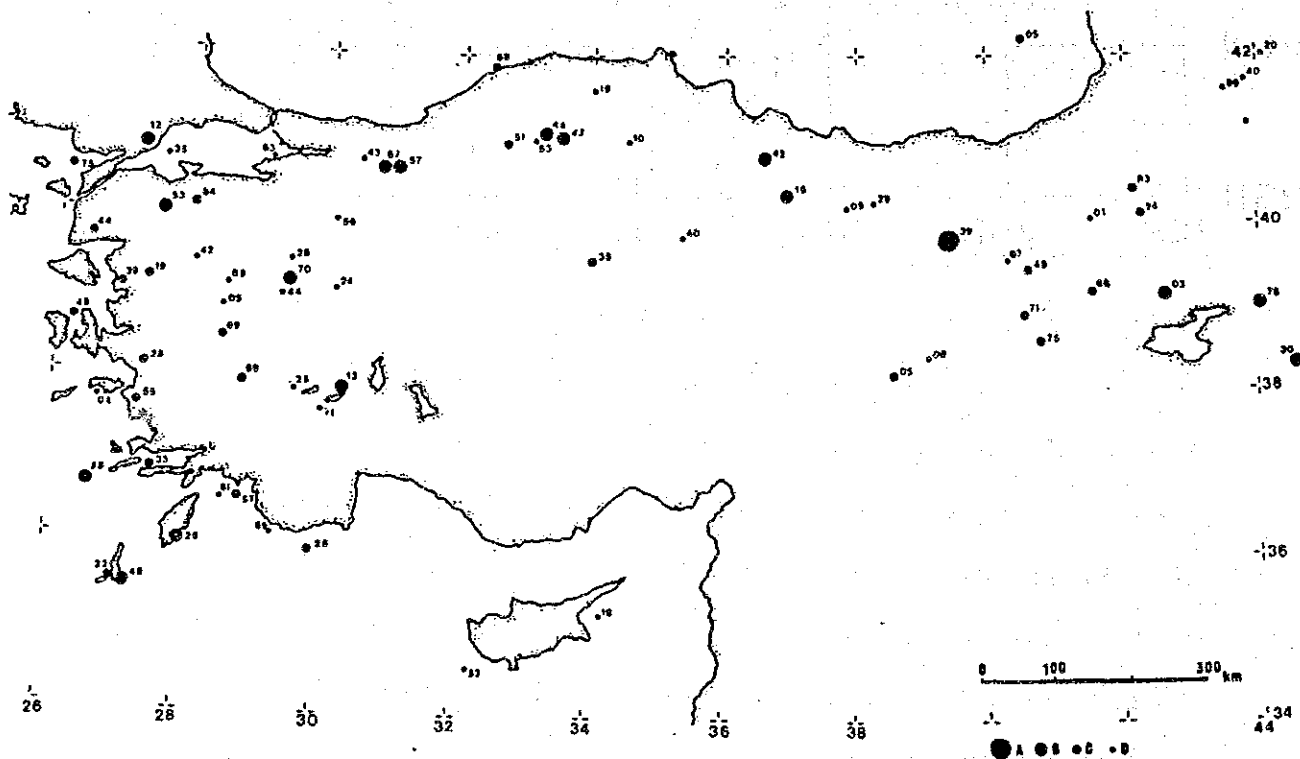
(3) 西アナトリア地域

アナトリア半島西部の地域では、東西性地溝地帯の正断層群に対応した、やや深い地震の発生が多い。

(4) その他の地震

北アナトリア断層地帯、東アナトリア断層地帯、西アナトリア地域以外の地域であり、地震活動度は、比較的低い地域と考えられている。

Fig. 8-5 Location of the Larger Earthquakes ( $M_s \geq 6$ ) of the Period 1899 - 1983



Map of the northeast Mediterranean region under study ( $34^{\circ}$  N to  $42^{\circ}$  N and  $26^{\circ}$  E to  $44^{\circ}$  E), i.e. Turkey, Cyprus, northern Syria, Lebanon, Iraq, frontiers of Iran and the USSR. The map shows the location of the larger earthquakes ( $M_s \geq 6$ ) of the period 1899-1983. Numbers refer to the last two figures of the year in which a particular earthquake occurred. A implies  $8.0 > M_s \geq 7.5$ ; B:  $7.5 > M_s \geq 7.0$ ; C:  $7.0 > M_s \geq 6.5$ ; D:  $6.5 > M_s \geq 6.0$ .

## 8.3 設計震度

### 8.3.1 既設ダムの設計震度

Göktas地点の設計震度を設定する際の参考とするために、トルコ共和国内に建設・計画されたダムの設計震度と地震危険度との相関性について調査検討を実施した。

トルコ共和国内に建設された、あるいは建設中のダムは、74地点(ICOLD World Register of Dams, 1982より)を数えるが、これらの内、45地点に関しては、耐震設計における設計震度(水平地盤震度)を知ることができた。また、トルコ共和国の地震危険度マップとしては、1972年にトルコ共和国政府(İMAR ve İSKÂN BAKANLIĞI)が作成した地震危険度マップが公表されている。そこで、耐震設計における設計震度が既知である45ヵ所のダム地点が、この地震危険度マップに示された地震危険度区域(IからVまでの5分類)のどの区域に属するかに基づき、トルコ共和国のダムの設計震度と地震危険度との関連性について簡単な検討を実施した。

トルコ共和国政府が作成した地震危険度マップは、Fig. 8-6に示すとおりであるが、これと今回対象とした45地点のダム建設位置を比較してトルコ共和国のダムの設計震度と地震危険度との相関性に関して検討した結果をFig. 8-7に示す。この結果から指摘・考察できる事項は以下のとおりである。

- ・採用された設計水平地盤震度の最大値は0.18である。
- ・採用された設計水平地盤震度の最小値は0.05である。
- ・45地点の内、設計水平地盤震度として0.18が採用された地点は1地点、設計水平地盤震度0.15が採用された地点は18地点、設計水平地盤震度0.12が採用された地点は4地点、設計水平地盤震度0.10が採用された地点は16地点、設計水平地盤震度0.05が採用された地点は6地点となっている。
- ・地震危険度区域【I】に属する地点の設計水平地盤震度は0.15が多い。
- ・地震危険度区域【II】に属する地点の設計水平地盤震度は0.12、0.10が多い。
- ・地震危険度区域【III】に属する地点の設計水平地盤震度は0.15、0.10が多い。
- ・地震危険度区域【IV】に属する地点の設計水平地盤震度は0.05が多い。
- ・今回は既存の設計事例をもとに、トルコ共和国のダムの設計震度と地震危険度との相関性に関して検討したが、地震危険度の高い区域の設計水平地盤震度は大きく、地震危険度の低い区域の設計水平地盤震度は小さいという、合理的な傾向が全体的

に認められた。

この傾向から、トルコ共和国のダムの耐震設計に際して採用すべき設計水平地盤震度について考察して見ると、地震危険度区域【Ⅰ】については設計水平地盤震度0.15、地震危険度区域【Ⅱ】については設計水平地盤震度0.15~0.12、地震危険度区域【Ⅲ】については設計水平地盤震度0.12~0.10、地震危険度区域【Ⅳ】については設計水平地盤震度0.10~0.05が、ほぼ標準的な数値と判断することが可能である。

Fig. 8-6 Seismic Risk Map for Turkey (1972)

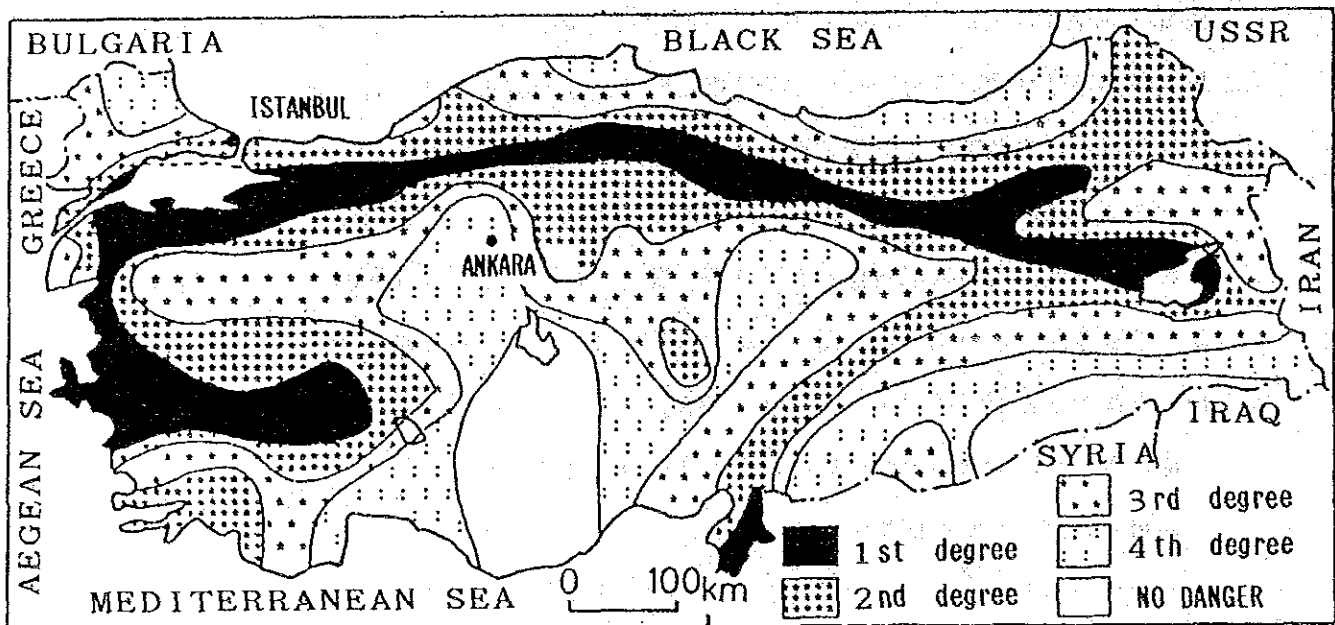



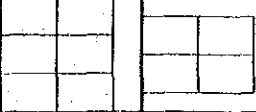
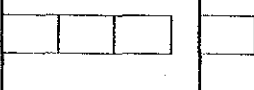
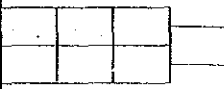
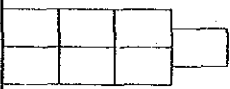







Fig. 8-7 Design Seismic Coefficient used for Dams in Turkey

Seismic Risk Zone	Design Horizontal Ground Seismic Coefficient		
	0.05	0.10	0.15
I			
II			
III			
IV			
V			

### 8.3.2 Göktas 地点における最大加速度の推定

設計震度を決定するために、統計解析により、Göktas地点における地表面の最大加速度の予測評価を実施した。この予測評価に使用した地震データは、米国のNOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration Environmental Data Service) によって収集されたものであり、地震データ数は1901年から1985年までの期間に、5980を数えている。最大加速度の予測評価に適用した距離減衰式は、すでに提案されているものの中から、下記の5つの式を用いた。なお、式中の“A”は最大加速度 (gal)、“M”は地震のマグニチュード、“R”は震源距離 (km)、“D”は震央距離 (km)を示す。

$$\log A = 3.090 + 1.842M - 2 \log (R+25) \quad (1)$$

proposed by C. Oliveira.

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

proposed by R. K. McGuire.

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

proposed by L. Esteva and E. Rosenblueth.

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

proposed by T. Katayama.

$$\log (A/640) = (D+40) (-7.6+1.724M-0.1036M^2)/100 \quad (5)$$

proposed by S. Okamoto.

【備考】(1)：堅硬な地盤 (Firm Ground)

(2)：堅硬な地盤 (Firm Ground)

(3)：硬質地盤上のものを岩盤表面上に修正した式

(4)：地盤特性を考慮せず、地表面での最大加速度を与える。

(1)式と(2)式の平均的な値となる。

(5)：鬼怒川発電所の豎坑を利用した観測データに基づく。

任意の再来周期に対する最大加速度は、極値統計理論に基づき、ガンベル (Gumbel, 1958) の第3漸近分布を適用して算出した。地震危険度解析に使用した地震データの分布は前出の Fig. 8-4に示したとおりであり、また、最大加速度の算出結果は Table 8-1, Table 8-2およびTable 8-3 に示すとおりである。

なお、解析時の単位期間 (等時間間隔) は1年とし、単位期間の個数は85とした。

Table 8-1 Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of the Seismicity Data

M	$\Delta$										Total
	$0 \leq \Delta < 50$	<100	<200	<300	<400	<500	<600	<700	<800	$\leq 1000$	
$2.5 \leq M < 4.0$	0	0	0	1	3	15	28	17	56	167	297
$4.0 \leq M < 4.5$	0	7	12	11	30	79	125	85	159	306	813
$4.5 \leq M < 5.0$	2	6	16	20	41	143	257	147	224	465	1321
$5.0 \leq M < 5.5$	3	9	27	27	71	247	335	259	370	427	1775
$5.5 \leq M < 6.0$	0	13	26	34	94	163	189	191	282	315	1307
$6.0 \leq M < 6.5$	3	3	10	14	30	37	44	58	71	67	340
$6.5 \leq M < 7.0$	0	0	0	4	9	9	11	17	29	17	93
$7.0 \leq M < 7.5$	0	0	0	0	3	5	2	1	14	6	31
$7.5 \leq M < 8.0$	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2
$8.0 \leq M < 8.5$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Total	8	38	90	111	282	699	994	785	1205	1768	5980

$\Delta$  : Epicentral Distance (km)  
M : Magnitude

Table 8-2 Maximum Accelerations during a year from 1901 to 1985

Year	Oliveira, C. Eq. (1)	McGuire, R. K. Eq. (2)	Esteva, L. & Rosenblueth, E. Eq. (3)	Katayama, T. Eq. (4)	Okamoto, S. Eq. (5)
1901	.8	8.2	.9	2.7	.0
1902	.6	6.3	.6	2.0	.0
1903	2.9	17.2	2.7	6.3	1.9
1904	.6	7.5	.8	2.7	.0
1905	.9	8.7	.9	3.3	.0
1906	.4	4.9	.5	1.4	.0
1907	4.8	27.4	4.5	13.4	10.4
1908	2.6	16.9	2.5	6.6	1.7
1909	.7	7.7	.8	2.6	.0
1910	3.3	19.6	3.1	7.8	3.1
1911	1.7	14.0	2.2	5.7	1.4
1912	1.1	10.5	1.2	4.7	.1
1913	.3	4.7	.4	1.6	.0
1914	6.3	35.4	6.6	20.1	24.7
1915	2.0	14.7	2.0	5.8	.9
1916	1.0	10.9	1.3	4.7	.2
1917	.4	5.0	.5	1.4	.0
1918	3.9	24.6	3.8	12.1	7.6
1919	2.2	15.8	2.2	6.3	1.3
1920	2.0	14.5	2.0	5.5	.8
1921	2.7	17.9	2.6	7.4	2.2
1922	7.3	33.0	7.0	14.7	17.0
1923	1.1	9.9	1.2	3.3	.1
1924	8.3	36.9	8.0	17.5	23.2
1925	2.3	16.7	2.3	6.9	1.6
1926	3.0	19.9	2.9	9.8	3.4
1927	3.8	22.5	4.4	10.4	10.0
1928	2.0	13.3	1.9	5.1	.6
1929	2.7	17.2	2.6	6.6	1.8
1930	4.2	24.8	4.0	11.5	7.6
1931	3.3	21.1	3.2	9.5	4.3
1932	2.6	17.0	2.7	6.5	2.1
1933	1.6	12.5	1.6	4.6	.4
1934	3.1	19.5	3.0	7.9	3.0
1935	.7	8.3	.9	3.3	.0
1936	2.7	17.4	5.3	6.8	10.7
1937	2.3	15.6	2.7	5.9	2.3
1938	2.1	16.7	2.2	7.6	1.7
1939	2.5	16.9	2.4	7.8	1.7
1940	5.7	29.4	5.5	13.6	13.1
1941	4.1	25.8	4.7	12.9	12.5
1942	1.1	11.8	1.4	5.2	.3

unit: gal

Table 8-2 (continued)

Year	Oliveira, C.	McGuire, R. K.	Esteva, L. & Rosenblueth, E.	Katayama, T.	Okamoto, S.
	Eq. (1)	Eq. (2)	Eq. (3)	Eq. (4)	Eq. (5)
1943	2.5	20.0	2.8	10.4	3.3
1944	16.7	57.5	20.1	29.5	62.2
1945	27.5	84.7	35.3	51.3	114.1
1946	1.5	12.2	1.5	4.6	.3
1947	8.1	37.2	7.7	18.3	23.7
1948	.8	7.6	.8	2.7	.0
1949	12.3	46.1	13.7	21.9	40.0
1950	3.0	18.0	2.8	6.8	2.3
1951	9.2	38.3	9.4	17.5	25.7
1952	11.7	46.7	21.2	24.0	72.7
1953	3.8	22.1	3.5	9.3	4.6
1954	.8	8.3	.9	3.0	.0
1955	.5	7.2	.7	2.7	.0
1956	1.1	9.6	1.3	3.4	.1
1957	1.1	11.7	1.4	5.1	.3
1958	.6	6.6	.7	2.0	.0
1959	4.3	22.0	4.3	8.3	5.5
1960	4.0	21.6	4.4	8.4	6.6
1961	5.5	27.6	5.8	11.9	11.4
1962	2.3	14.7	2.1	5.1	.8
1963	1.1	9.3	1.1	3.1	.1
1964	5.4	26.6	4.8	10.9	7.9
1965	5.7	27.3	6.4	11.2	13.0
1966	4.7	24.4	5.1	10.1	9.4
1967	8.6	36.1	9.4	16.2	23.6
1968	2.3	14.8	2.2	5.2	1.1
1969	10.0	37.7	65.6	15.5	82.8
1970	3.1	18.5	2.9	7.0	2.5
1971	9.8	38.4	10.7	16.7	25.9
1972	1.3	10.2	1.2	3.3	.1
1973	1.2	10.1	1.2	3.3	.1
1974	8.2	33.9	8.5	14.1	18.8
1975	3.0	18.5	2.8	7.2	2.4
1976	6.9	28.5	8.2	10.5	13.9
1977	4.8	22.4	4.9	7.9	6.1
1978	1.8	12.4	1.7	5.9	.4
1979	10.0	38.1	15.3	16.0	34.9
1980	4.6	20.7	5.5	6.5	5.9
1981	1.2	8.7	1.1	2.4	.0
1982	3.9	18.9	3.6	6.0	2.7
1983	3.6	18.6	3.3	6.3	2.7
1984	2.6	14.6	2.9	4.4	1.4
1985	1.3	9.2	1.1	2.6	.1

unit : gal

Table 8-3 Maximum Accelerations for Six Return Periods (gal)

Model (Eq. No.)	Proposer (s)	Return Period (Year)					
		50	100	200	500	1000	10000
(1)	C. Oliveira	22	27	32	38	43	54
(2)	R. K. McGuire	73	84	94	105	112	129
(3)	L. Esteva & E. Rosenblueth	51	63	74	86	93	108
(4)	T. Katayama	43	51	58	67	72	86
(5)	S. Okamoto	84	110	133	160	176	208

### 8.3.3 採用設計震度

Göktas地点は、前出のトルコ共和国政府 (İMAR ve İSKÂN BAKANLIĞI, 1972)が作成した地震危険度マップにおいて、地震危険度区域【Ⅲ】に近接するが地震危険度区域【Ⅳ】に位置する。従って、「8.3.1」で考察した結果から評価するならば、Göktas地点の設計水平地盤震度は0.10を採用することも可能であると判断される。

一方、地震発生に関する不確定要素に対する余裕度を考えると統計確率解析の結果 (Table 8-3) に於いて再来周期が非常に長期の場合を適用することも必要である。

そこで、ここでは、統計確率解析による結果も考慮し、Göktas地点の設計水平地盤震度を0.12と設定することとした。しかし設計震度0.10の採用も可能かどうかについて、今後もStudyは継続するものと思われる。



## 第 9 章 開 発 計 画





## 第9章 開発計画

	頁
9.1 開発計画の比較検討	9 - 1
9.1.1 既存マスター・プランの再検討	9 - 1
9.1.2 検討にあたっての基本的な考え方	9 - 8
9.1.3 検討の基本条件	9 - 9
9.1.4 貯水池運用計画	9 - 17
9.1.5 開発計画の比較検討	9 - 23
9.2 開発規模の検討	9 - 30
9.2.1 貯水池規模の検討	9 - 30
9.2.2 最大使用水量の検討	9 - 35
9.2.3 主機台数の検討	9 - 35
9.2.4 最適開発計画	9 - 40



## List of Figures

- Fig. 9-1 Development Plan in the Seyhan River Basin
- Fig. 9-2 Mass Curve at Goktas Dam Site
- Fig. 9-3 Firm Discharge and Effective Storage Capacity
- Fig. 9-4 Flow Chart of Power and Energy Calculation
- Fig. 9-5 Alternative Layout
- Fig. 9-6 Alternative Plan
- Fig. 9-7 Area - Capacity Curve of Goktas Reservoir
- Fig. 9-8 Study on High Water Level and Effective Storage Capacity of Reservoir
- Fig. 9-9 Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration (B/C) (1)
- Fig. 9-10 Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration (B-C) (2)
- Fig. 9-11 Goktas Reservoir Operation ( Stage I )
- Fig. 9-12 Goktas Reservoir Operation ( Stage II )
- Fig. 9-13 Goktas Reservoir Operation ( Stage III )
- Fig. 9-14 Monthly Energy Generation ( Stage I )
- Fig. 9-15 Monthly Energy Generation ( Stage II )
- Fig. 9-16 Monthly Energy Generation ( Stage III )

## List of Tables

- Table 9-1 Projects Planned in the Lower Seyhan Basin Master Plan
- Table 9-2 Projects Planned in the Upper Seyhan Basin Master Plan
- Table 9-3 Development Scale of Goktas Project in the Upper Seyhan Basin Master Plan
- Table 9-4 Regulated Monthly Outflow from the Gumusoren Reservoir (Stage II)

Table 9-5	Monthly Inflow to the Gumusoren Reservoir (Stage III)
Table 9-6	Regulated Monthly Outflow from the Gumusoren Reservoir (Stage III)
Table 9-7	Monthly Power Discharge from the Inder Powerhouse (Stage II, III)
Table 9-8	Alternative Thermal Power Plant for Optimization Study
Table 9-9	Alternative Study
Table 9-10	Study on High Water Level and Effective Storage Capacity of Reservoir
Table 9-11	Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration
Table 9-12	Summary of Operation Study of Goktas Reservoir
Table 9-13	Energy Generation of Goktas Power Plant ( Stage I )
Table 9-14	Energy Generation of Goktas Power Plant ( Stage II )
Table 9-15	Energy Generation of Goktas Power Plant ( Stage III )
Table 9-16	Monthly Peak Power of Goktas Power Plant ( Stage I )
Table 9-17	Monthly Peak Power of Goktas Power Plant ( Stage II )
Table 9-18	Monthly Peak Power of Goktas Power Plant ( Stage III )
Table 9-19	Economic Condition at Each Stage

## 第9章 開 発 計 画

### 9.1 開発計画の比較検討

#### 9.1.1 既存マスター・プランの再検討

##### (1) Seyhan河流域の水力発電開発計画の概要

トルコ南東部に位置する東 Toros 山脈に源を発した Zamanti川とGöksu川は、おおむね並行して南々西に流下し、Adana 市の北々東約70km地点で合流してSeyhan河となり、Adana市付近で地中海に注ぐ。Seyhan河は流域面積 約20,730km<sup>2</sup> 延長約506km、年間流量約 $7,100 \times 10^6$  m<sup>3</sup>のトルコ第三の河川である。

DSIはこのSeyhan河水系の開発を進めるため、1981年にSeyhan河下流域マスター・プランを策定し、また1984年には Seyhan 河上流域マスタープランを策定した。各計画の位置を Fig. 9-1 に、下流域マスター・プランの概要をTable 9-1 に、また上流域マスター・プランの概要をTable 9-2 に示す。

Seyhan河上流域マスター・プランによれば、その水力発電開発計画は20ヶ所の開発地点（合計出力1,849.5MW）を階段状に開発する河川一貫開発計画となっている。

その内容は、Seyhan河支流Zamanti川に9ヶ地点 合計出力593.5MW、Göksu川に6ヶ地点 合計出力564.0MW、Seyhan川本流に5ヶ地点 合計出力 692MW（既設Seyhan発電所54MW、建設中Catalan 発電所 156MWを含む）の発電所を建設する計画となっている。

これ等 発電計画の他に、Zamanti川最上流部には灌漑のみを目的としたBahcelik 計画が計画されている。

Zamanti川上流部に於いて河川勾配は 約1/700 ～ 1/1000 と緩やかであるのに対し、Camlica I取水ダム地点より下流部で河床勾配は急激に変化し、1/40～1/100の急流となる。Zamanti川はGöksu川と合流してSeyhan河となった後、再び河床勾配は1/500 ～ 1/1000と緩やかになる。

Göktas 計画が計画されている地域は Zamanti川下流部で、河川勾配は急であり、河川の両岸も急峻な地形をなしている。このため、大貯水池の建設には地形的に適さず、中規模の貯水池と、トンネルを組合せた、ダム水路式計画に有利な地点特性を持っていると言える。

## (2) マスター・プランの再検討

本Göktas計画は Zamanti川下流部にダムを建設し、Zamanti川と Göksu川合流点の直下流に計画されている Kavsak 貯水池の満水位との間の落差を有効開発する計画である。

Göktas計画は Seyhan 河下流域マスター・プランおよび Seyhan 河上流域マスター・プランの双方で立案されている。下流域マスター・プランではGöktasダムの満水位は650mである。

一方、上流域マスター・プランでは貯水池背水末端付近にある漏水の可能性を考慮して、満水位を630mに変更している。

Seyhan河上流域マスター・プランで提案されているGöktas計画の概要は、満水位630m、高さ139mのコンクリート重力式ダムを建設し、これより最大使用水量125.5 m<sup>3</sup>/sを取水し、延長約16.4km (トンネル径 5.5m) の導水路トンネルで導水し、最大出力263.5MWの発電所を建設するものである。Table 9-3 に上流域マスター・プランで決定された計画諸元を示す。

この計画について現地調査に基づき、再検討を行った。主要な変更点は次の通りである。

- ダム軸候補地点としては、マスター・プランで提案されたダム軸Ⅰ (下流側)、ダム軸Ⅱ (上流側) の他に、DSI によってその2つのダム軸の間にA軸およびB軸の2つのダム軸候補地点が提案されている。地表踏査、航空写真による地質判読および1/1,000地形図による検討を加え、土木地質的及び経済的観点からA軸付近 (A軸より若干上流地点) をダム軸として選定した (7.5.3 土木地質的考察 参照)。
- マスター・プランで提案されている発電所地点では鉄管路設置斜面に地滑りが予想されることから、発電所地点は地形・地質条件を考慮し、マスター・プランで選定された地点より500m上流側へ変更した。
- 発電所地点周辺1/1,000地形図を作成した結果、発電所前面の河床標高はKavsak調整池満水位318.0mより高くなるため、水位-流量曲線より求められる放水位を用いることとした。
- マスター・プランにおいては、総落差312.00mに対し有効落差が231.54mで水頭損失が約80mもあり、トンネル径について見直しを行った。

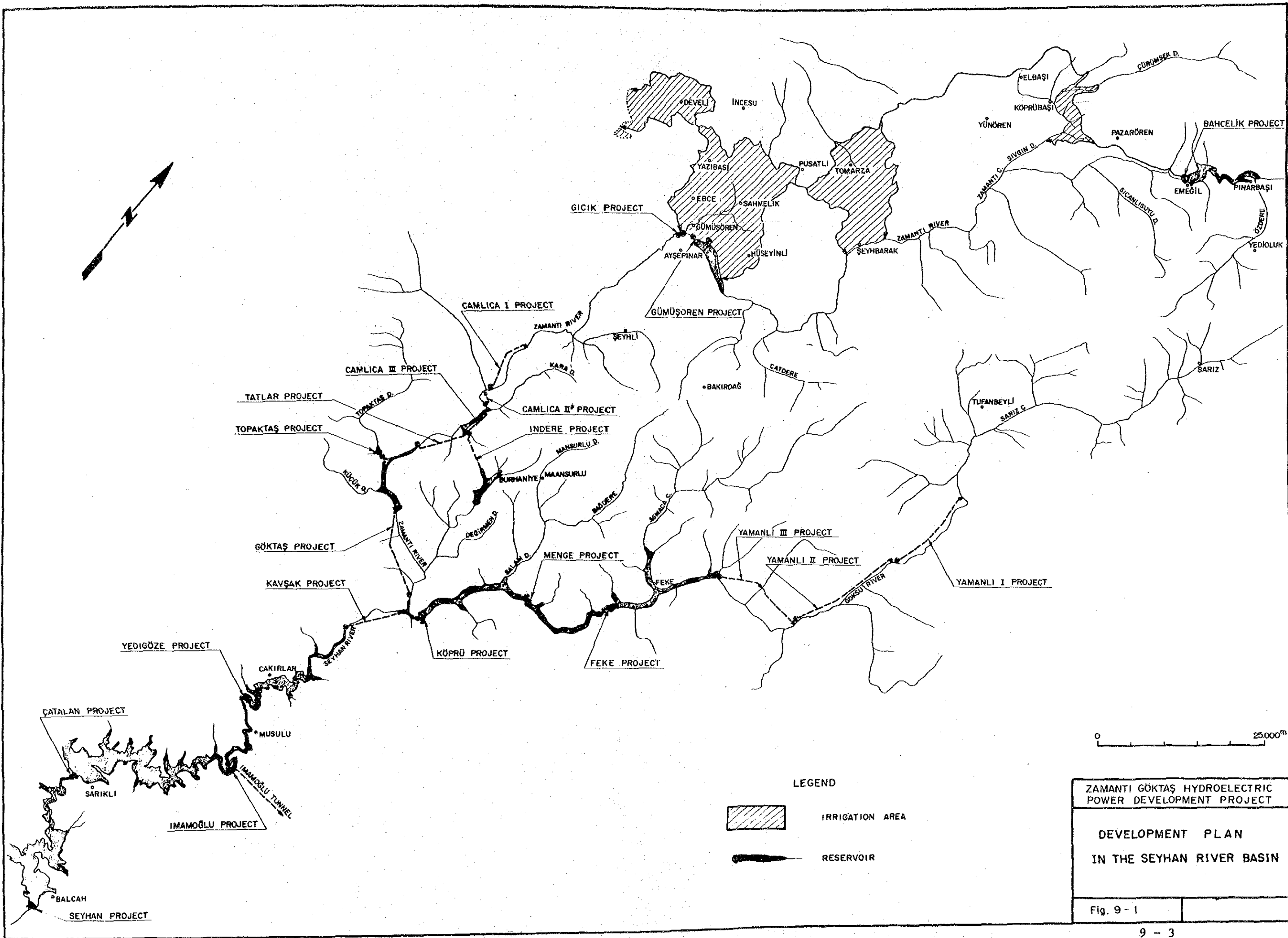






Table 9-1 Projects Planned in the Lower Seyhan Basin Master Plan

Project	River	Purpose	Catchment Area (Km <sup>2</sup> )	Reservoir		Dam		Power Plant				Note
				H.W.L. (m)	Gross Volume (x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Type	Height (m)	Maximum Discharge (m <sup>2</sup> /s)	Effective Head (m)	Installed Capacity (MW)	Energy (GWh)	
GOKTAS	ZAMANTI	Energy	8,400	650	211.0	C.G	170.0	116.0	263.0	244.0	1,108.0	
MENGE	GOKSU	"	3,600	525	304.0	R	98.0	166.0	74.4	89.0	247.0	
KOPRU	"	"	4,300	445	260.0	R	135.0	186.0	118.1	189.0	480.9	
KAVSAK	SEYHAN	"	13,000	318	7.4	C.G	36.0	272.8	55.3	120.0	563.8	
YEDIGOZE	"	"	13,830	235	655.0	R	121.0	221.0	93.0	315.0 (300.0)	950.5 (968.8)	
IMAMOGLU	"	Irrigation & Energy	13,922	135	80.0	C.G	43.0	385.0	13.0	40.0 (62.0)	148.0 (196.0)	
CATALAN	"	Flood Control & Energy	15,387	125	2,100.0	R	75.0	310.0	57.4	155.0 (156.0)	508.8 (491.1)	

Note) Dam Type R : Rockfill Dam  
CG: Concrete Gravity Dam

Numbers in the parentheses show the value given in the Upper Seyhan Basin Master Plan Report.

Table 9-2 Projects Planned in the Upper Seyhan Basin Master Plan

Project	River	Purpose	Catchment Area (Km <sup>2</sup> )	Reservoir		Dam		Power Plant			Note	
				H.W.L. (m)	Gross Volume (x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Type	Height (m)	Maximum Discharge (m <sup>2</sup> /s)	Effective Head (m)	Installed Capacity (MW)		Energy (GWh)
BARCELİK	ZAMANTI	Irrigation	2,732	1,500	218.0	R	63.0	-	-	-	-	-
GUMUSOREN	"	Irrigation & Energy	6,325	1,292	138.9	R	34.0	30.0	20.0	20.0	5.0	23.8
GICİK	"	Energy	6,325	1,270	-	C.G	9.7	30.0	4.0	4.0	1.0	-
CAMLICA I	"	"	7,399	1,190	-	C.G	29.5	58.0	289.2	289.2	140.0	524.6
CAMLICA II	"	"	7,663	860	-	C.G	28.0	67.4	53.4	53.4	30.0	132.9
CAMLICA III	"	"	7,769	795	-	C.G	30.0	62.5	48.0	48.0	25.0	123.0
TATLAR	"	"	7,796	740	-	C.G	39.5	80.1	89.83	89.83	60.0	290.8
INDERE	"	"	146	1,410	60.3	R	47.0	11.2	663.15	663.15	62.0	236.3
TOFAKTAS	"	"	374	670	-	C.G	49.0	22.1	38.0	38.0	7.0	344.0
GOKTAS	"	"	8,400	630	133.3	C.G	139.0	125.5	231.5	231.5	263.5	1,186.5
YAMANLI I	GOKSU	"	602	1,330	-	C.G	23.0	25.0	105.37	105.37	22.0	100.6
YAMANLI II	"	"	1,696	1,170	-	C.G	28.5	43.7	329.31	329.31	120.0	393.0
YAMANLI III	"	"	2,055	760	-	C.G	25.5	29.3	122.66	122.66	30.0	175.3
FEKE	"	"	3,530	610	507.9	R	144.0	159.3	128.0	128.0	170.0	426.3
MENGE	"	"	3,743	480	41.3	C.G	45.0	51.6	33.0	33.0	33.0	113.4

Note) Dam Type R : Rockfill Dam  
CG: Concrete Gravity Dam

**Table 9-3 Development Scale of Goktas Project in the  
Upper Seyhan Basin Master Plan**

Item	Unit	Development Scale
Catchment Area	km <sup>2</sup>	8,400
<b>Reservoir</b>		
High-Water level	m	630
Gross Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	133.34
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	48.81
Available Drowdown	m	17.69
<b>Power Generating</b>		
Gross Head	m	312.00
Effective Head	m	231.54
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /s	125.5
Installed Capacity	MW	263.5
Annual Energy Production	GWh	1,186.5
<b>Dam</b>		
Type	-	Concrete Gravity
Height x Width	m x m	139 x 262
Volume	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	914
<b>Waterway</b>		
Tunnel (D x L x n)	m x m x n	5.5 x 16,400 x 1
Penstock (D x L x n)	m x m x n	(4.5~4.0) x 480.0 x 1
<b>Spillway</b>		
Design Flood Discharge	m <sup>3</sup> /s	4,078
<b>Powerhouse</b>		
Type	-	Vertical Shaft, Francis
No. of Unit	unit	3

Note: The characteristics above reflect the condition  
with natural flows

### 9.1.2 検討にあたっての基本的な考え方

Göktas計画の上流の Zamanti川には9つの発電および灌漑計画が計画されている。これ等計画のうち、Bahcelik計画および Gumusoren計画は調整能力のある比較的大きな貯水池を有するとともに、灌漑用水を取水することから、完成後はGöktas計画に影響を与えることになる。また、Indre計画はGöktasダム下流で Zamanti川に合流する Indere川で取水し、Göktas貯水池上流に発電後放流する計画であるので、Göktas計画に影響を与えることになる。他の計画は池容量の小さな流れ込み式の計画であるため、完成後Göktas計画に影響を与えることはない。

Seyhan 河上流域マスター・プランでは、開発段階を次の3段階に分けて考えている。

#### (1) 第1段階

上流域計画のない自然流況状態における開発段階。

#### (2) 第2段階

Gumusoren計画及びIndere計画が完成し、その下流計画が影響を受ける開発段階。

但し、Gumusoren貯水池からの灌漑取水は考慮しない。

#### (3) 第3段階

Bahcelik計画が完成し、Bahcelikおよび Gumusoren貯水池からの灌漑取水を考慮する開発段階。

Göktas計画に影響を与えるBahcelik、Gumusoren およびIndere計画については現在フィージビリティ・スタディーを実施中あるいは準備中であり、また、開発時期も不確定であることから開発計画の比較検討および開発規模の検討に際しては、上流域計画のない自然流況状態（第1段階）で検討することとする。

さらに、決定された最適計画については、第2段階、第3段階でどの様に経済性が変化するか検討することとする。この際、上流計画の貯水容量、満水位、最大使用水量、灌漑取水量等の基本諸元はSeyhan河上流域マスター・プランで決定されたものを使用することとする。

Table 9-4 に第2段階に於ける Gumusoren貯水池からの調整後流量を、Table 9-5 に第3段階に於ける Gumusoren貯水池への流入量を、Table 9-6 に同貯水池からの放流量を、Table 9-7 に第2段階（第3段階も同じ）Indere発電所からの放流量を示す。

検討は 1/5,000 地形図の精度でおこない、選定された最適計画について 1/1,000 地形図でさらに詳細に検討した。

### 9.1.3 検討の基本条件

#### (1) 基本的な考え方

本計画の比較案の検討および規模の検討に際しては、本計画が無い場合に建設されるであろう標準的な火力発電所を代替施設に考え、その費用をもって便益とみなす手法を用いる。

代替施設は将来トルコの主力電源になるであろうと想定される輸入石炭火力発電所とし、その設備出力は300MW、設置場所は電力需要の中心地 Adana 市南東約40kmに位置するYumurtalikとした。

検討にあたっては市場価格を用い、水力設備の耐用年数（50年）の均等化年経費(C)と代替火力の均等化経費(B)から求まる年間超過便益（B - C）および便益・費用比率（B / C）を指標とした。

Table 9-8 に採用された代替火力発電所の諸元を示す。

建設費、燃料費については、国際的な標準値よりトルコの状況を勘案して算定した。

なお、Göktas発電所および代替発電所からAdana市までの送電線費用は、計画の評価に与える影響が小さいことから省略した。

#### (2) 年 経 費

水力設備の均等化年経費は減価償却、金利および運転維持費からなり、建設費に年経費率を乗ずることによって得られる。

$$\begin{aligned} \text{年 経 費} &= \text{年経費率} \times \text{建設費} \\ &= \text{減価償却費} + \text{金利} + \text{運転維持費} \\ \text{減価償却費} + \text{金利} &= \text{建設費} \times \text{資本回収係数} \end{aligned}$$

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

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

土木設備 9.6%

水力機器設備 9.9%

電気機械設備 9.9%

運転維持費（建設費に対する比率）

土木設備 0.5%

水力機器設備 1.5%

電気機械設備 1.5%

なお、Göktasダムはアーチ重力式ダムとして検討した。

### (3) 便益の考え方

計画の便益は代替火力発電所の総工事費、維持管理費及び燃料費の合計とする。便益計算に用いる本計画の出力及び電力量は以下に示す条件で求め、各々有効出力、有効電力量と定義する。

(a) 有効出力は、保証尖頭出力から所内率 0.3%、事故率 0.3%、補修率 2.0%および送電ロス率 2.1%を差し引いたものとする。なお、保証尖頭出力は、月別の検討した年間の最低尖頭出力12個の平均値とする。これは、トルコ共和国他河川との出水不等時性を考慮して、一河川の濁水流量を基準するのは適切でなく、融通電力により相互に補うことが出来ると考えた方が適切だからである。

$$\text{有効出力} = (1 - 0.003) \times (1 - 0.003) \times (1 - 0.02) \times (1 - 0.021) \\ \times \text{保証尖頭出力}$$

(b) 有効電力量は、年間可能発生電力量から所内率 0.3%及び送電ロス率 1.4%を差し引いたものとする。

年間可能発生電力量は検討年間の電力量の平均値とする。

$$\text{有効電力量} = (1 - 0.003) \times (1 - 0.014) \times \text{年間可能発生電力量}$$

Table 9-4 Regulated Monthly Outflow from the Gumusoren Reservoir (Stage II)

(Unit:  $10^6 \text{ m}^3$ )

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
1940	35.84	36.16	55.99	74.68	77.17	52.41	40.40	40.40	39.10	40.40	39.10	40.40	572.05
1941	40.40	47.40	90.87	87.93	87.97	44.30	39.62	39.62	36.34	39.62	38.34	39.62	634.05
1942	39.62	35.79	67.47	90.59	93.61	43.50	37.99	37.99	36.77	37.99	36.77	37.99	594.09
1943	37.99	36.32	37.99	75.98	78.52	45.16	33.69	33.69	32.61	33.69	32.61	33.69	509.94
1944	33.69	31.52	41.35	40.01	41.35	38.93	31.79	31.79	30.77	31.79	30.77	31.79	413.54
1945	31.79	28.72	31.79	30.77	31.79	30.66	28.51	28.51	27.59	28.51	27.59	28.51	354.73
1946	28.51	25.75	28.51	27.59	28.51	27.59	28.51	28.51	27.59	28.51	27.59	28.51	335.66
1947	28.51	25.75	28.51	27.59	28.51	27.59	28.51	28.51	27.59	28.51	27.59	28.51	335.66
1948	28.51	26.67	28.51	55.47	57.32	50.61	33.09	33.09	32.02	33.09	32.02	33.09	443.70
1949	33.09	29.89	33.09	32.02	33.09	29.09	30.06	30.06	29.09	30.06	29.09	30.06	368.08
1950	30.06	27.15	31.12	35.14	36.31	26.52	27.40	27.40	26.52	27.40	26.52	27.40	348.95
1951	27.40	24.75	27.40	26.52	27.40	26.52	27.40	27.40	26.52	27.40	26.52	27.40	322.64
1952	27.40	31.23	57.44	69.29	69.40	37.04	31.79	31.79	30.76	31.79	30.76	31.79	480.47
1953	31.79	28.71	31.79	64.42	66.57	48.37	35.20	35.20	34.07	35.20	34.07	35.20	480.47
1954	35.20	31.80	76.84	125.34	129.52	71.31	52.04	48.27	46.71	48.27	46.71	48.27	760.27
1955	48.27	43.60	40.27	46.71	48.27	33.32	34.43	34.43	33.32	34.43	33.32	34.43	472.78
1956	34.43	32.21	43.56	58.13	60.06	41.14	34.29	34.29	33.18	34.29	33.18	34.29	473.03
1957	34.29	30.97	37.09	35.90	37.09	35.90	28.76	28.76	27.83	28.76	27.83	28.76	381.94
1958	28.76	25.98	30.44	56.90	58.80	53.90	36.75	36.75	35.56	36.75	35.56	36.75	483.90
1959	36.75	33.19	45.29	43.83	45.29	43.83	34.53	34.53	33.42	34.53	33.42	34.53	453.15
1960	34.53	39.51	42.23	75.78	78.31	44.69	33.88	32.06	29.63	29.81	28.84	29.81	497.08
1961	29.81	28.92	29.81	28.84	29.81	28.84	24.97	24.97	24.17	24.97	24.17	24.97	322.26
1962	24.97	22.56	45.29	43.83	45.29	33.06	34.16	34.16	33.06	34.16	33.06	34.16	417.76
1963	40.61	36.60	59.11	79.63	82.08	79.43	57.36	47.99	46.44	47.99	46.44	47.99	671.56
1964	47.99	44.89	57.02	55.18	57.02	43.53	33.64	33.64	32.56	33.64	32.56	33.64	505.52
1965	33.64	30.39	83.09	80.41	83.09	51.96	46.25	46.25	44.76	46.25	44.76	46.25	637.10
1966	49.91	51.09	73.09	70.73	73.09	47.49	45.67	45.67	44.20	45.67	44.20	45.67	636.46
1967	45.67	41.25	54.58	128.16	132.43	66.44	55.49	55.49	53.27	55.49	53.27	55.49	795.67
1968	55.04	51.49	137.15	210.73	147.35	93.20	62.01	62.01	60.01	62.01	60.01	62.01	1063.01
1969	62.01	56.01	157.59	158.88	164.18	101.13	66.79	60.76	58.80	60.76	58.80	60.76	1066.49
1970	60.76	62.94	64.73	81.99	84.73	58.10	44.16	44.16	42.73	44.16	42.73	44.16	695.36
1971	44.16	39.89	48.72	47.15	48.72	44.21	34.72	34.72	33.60	34.72	33.60	34.72	478.96
1972	34.72	32.48	49.51	60.94	62.97	60.94	39.66	39.66	38.38	39.66	38.38	39.66	536.96
1973	39.66	35.82	39.66	38.38	39.66	38.38	28.16	28.16	27.26	28.16	27.26	28.16	390.55
1974	30.70	28.07	39.56	38.28	39.56	26.17	27.04	27.04	26.17	27.04	26.17	27.04	362.83
1975	27.04	24.42	69.41	126.77	133.06	70.04	39.59	37.48	36.27	37.48	36.27	37.48	677.33
1976	37.48	35.07	58.66	111.03	114.73	68.80	40.87	40.87	39.56	40.87	39.56	40.87	666.38
1977	40.87	54.92	92.04	109.67	113.33	61.65	40.71	40.71	39.40	40.71	39.40	40.71	714.13
1978	40.71	51.63	77.28	88.11	91.04	60.33	43.78	43.78	42.37	43.78	42.37	43.78	669.19
1979	54.59	59.46	65.83	63.71	65.83	63.71	43.44	43.44	42.04	43.44	42.04	43.44	630.95
1980	44.76	43.27	96.66	178.14	184.07	96.34	54.18	54.18	52.43	54.18	52.43	54.18	964.81
1981	54.18	48.93	113.18	109.53	113.18	109.53	53.35	53.35	51.63	53.35	51.63	53.35	874.82
1982	62.98	50.03	64.25	122.56	124.65	67.37	44.32	44.32	42.89	44.32	42.89	44.32	764.91
TOTAL	1669.10	1607.26	2519.77	3215.06	3246.73	2211.03	1669.00	1645.44	1590.96	1643.18	1590.18	1653.02	24260.74
MEAN	38.82	37.38	58.60	74.77	75.51	51.42	38.81	38.27	37.00	38.21	36.98	38.44	564.20
MAX	62.98	62.94	157.59	210.73	184.07	109.53	66.79	62.01	60.01	62.01	60.01	62.90	1066.49
MIN	24.97	22.56	27.40	26.52	27.40	26.17	24.97	24.97	24.17	24.97	24.17	24.97	322.26

Table 9-5 Monthly Inflow to the Gumusoren Reservoir (Stage III)

(Unit:  $10^6 \text{ m}^3$ )

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
1940	14.93	15.54	26.97	75.71	41.65	25.84	13.79	10.51	9.88	7.97	11.36	13.01	267.16
1941	11.13	10.96	45.75	84.10	46.01	17.09	12.42	10.01	9.60	10.16	9.77	6.93	283.53
1942	4.36	6.05	26.06	81.27	50.75	14.91	7.92	6.76	6.72	0.38	16.50	13.87	246.44
1943	8.99	5.07	6.16	60.58	56.69	19.57	5.80	4.59	4.71	4.84	5.33	5.39	100.05
1944	6.43	4.06	16.65	32.98	34.60	10.18	2.09	3.03	3.30	5.39	5.33	5.39	130.23
1945	5.94	3.36	6.59	30.65	24.59	9.63	5.15	4.23	3.86	4.01	3.96	4.44	106.22
1946	3.90	4.04	7.66	18.03	18.40	5.54	4.34	3.69	3.62	4.82	3.86	3.96	81.85
1947	3.93	4.09	10.01	15.86	6.07	9.11	5.29	3.61	3.88	3.88	5.14	5.69	54.56
1948	5.94	4.87	6.10	40.18	47.34	21.45	9.08	6.54	5.46	5.15	4.72	5.04	161.87
1949	5.23	5.04	12.39	26.54	25.67	5.77	3.65	3.63	3.62	3.00	3.80	4.26	103.61
1950	4.69	4.53	8.70	24.16	38.58	6.99	3.66	2.69	2.47	2.69	2.55	2.82	104.09
1951	2.77	2.53	16.73	8.87	14.22	10.87	3.88	2.66	2.55	2.77	2.55	2.82	73.21
1952	4.23	9.37	24.25	71.90	32.01	13.20	7.93	5.53	5.14	4.50	4.07	4.36	184.49
1953	4.72	4.60	5.58	60.65	30.26	20.58	9.60	6.70	5.93	5.75	5.56	5.45	173.47
1954	5.39	8.05	35.99	104.66	71.75	33.86	22.17	17.14	16.54	17.08	17.61	17.62	368.67
1955	19.22	17.19	19.20	31.51	38.95	13.96	10.67	10.97	9.03	9.45	9.07	11.31	201.34
1956	9.00	13.39	19.96	49.41	34.05	18.22	10.93	7.94	6.45	14.13	13.67	10.97	208.14
1957	9.37	9.37	34.60	24.64	23.87	19.50	8.63	6.10	7.02	7.10	6.52	6.51	163.33
1958	6.40	0.20	17.18	58.01	35.90	28.88	13.65	13.57	12.13	12.31	11.19	11.31	228.81
1959	10.82	6.99	30.44	41.40	28.10	21.19	11.49	9.63	9.18	10.23	9.97	8.93	196.30
1960	9.04	9.04	18.63	74.70	41.66	20.40	15.43	14.28	12.88	10.99	10.33	9.11	255.82
1961	9.15	9.27	14.02	20.18	12.24	14.00	7.63	4.43	4.29	4.13	4.29	5.88	109.51
1962	3.69	4.74	38.73	34.82	26.73	13.21	9.41	9.00	8.10	8.33	7.81	12.46	177.03
1963	18.66	16.12	28.88	61.43	54.74	45.79	28.84	21.78	19.54	19.26	17.63	16.69	349.37
1964	13.02	12.00	49.47	40.28	30.22	20.87	11.60	9.78	10.91	10.12	8.96	10.34	227.57
1965	8.89	7.46	54.22	63.08	46.79	25.68	18.11	15.24	13.31	14.91	14.72	17.29	299.71
1966	23.61	24.78	38.25	64.09	44.93	23.17	18.44	15.54	17.02	16.69	15.62	18.96	321.09
1967	16.84	13.43	26.28	96.49	80.68	33.88	27.62	23.31	19.68	20.30	20.15	22.60	401.26
1968	18.63	22.71	73.62	153.23	80.05	49.24	29.88	27.84	23.74	24.35	23.89	29.43	556.61
1969	26.75	22.53	78.40	88.13	134.49	54.78	33.50	25.63	21.62	18.03	13.55	23.33	540.74
1970	22.31	31.24	54.52	72.57	54.75	33.96	16.93	11.80	11.15	17.34	18.12	17.49	362.19
1971	17.69	11.51	24.77	46.35	47.22	21.58	6.53	6.97	7.54	8.53	9.96	13.62	222.28
1972	10.47	10.63	24.17	41.19	38.61	14.13	2.85	4.25	8.80	13.09	12.54	17.12	228.87
1973	22.56	12.06	22.54	41.00	38.11	11.43	1.61	1.92	4.98	7.88	5.51	9.48	175.07
1974	17.49	15.78	26.00	20.98	27.49	3.70	1.61	1.92	4.98	7.88	8.10	8.07	144.60
1975	10.95	9.61	39.54	57.79	50.55	35.62	11.63	7.73	11.07	6.09	9.80	10.24	262.62
1976	10.90	8.71	37.58	74.49	80.56	32.27	5.11	3.01	6.29	11.56	17.12	22.46	310.08
1977	16.74	22.07	49.96	78.14	80.22	32.33	12.52	8.79	8.30	6.44	12.60	15.33	343.44
1978	18.14	19.65	30.60	59.73	78.19	34.75	11.08	8.00	11.66	10.66	14.88	21.28	318.63
1979	31.07	26.84	34.88	52.33	46.93	40.58	3.15	6.25	6.25	5.20	23.47	20.96	303.10
1980	27.70	24.68	46.38	94.85	139.63	59.80	25.14	12.39	15.70	25.05	16.93	21.41	509.65
1981	16.03	17.29	75.49	80.78	87.13	69.65	22.50	11.02	7.00	12.06	16.17	42.83	457.80
1982	23.89	40.72	23.61	88.38	88.25	35.21	11.93	6.11	15.02	12.24	14.83	4.06	364.27
TOTAL	541.64	560.60	1295.55	2446.99	2118.58	1071.89	526.58	394.07	399.78	434.17	469.12	541.15	10800.15
MEAN	12.60	13.04	30.13	56.91	49.27	24.93	12.25	9.16	9.30	10.10	10.91	12.58	251.17
MAX	31.07	40.72	78.40	153.23	139.63	69.65	33.50	27.84	23.74	25.05	23.89	42.83	556.61
MIN	2.77	2.53	5.58	8.87	6.07	3.70	1.61	1.75	2.47	2.69	2.55	2.69	73.21



Table 9-6 Regulated Monthly Outflow from the Gumusoren Reservoir (Stage III)

(Unit:  $10^6 \text{ m}^3$ )

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
1940	12.68	11.86	12.68	12.27	12.68	12.27	12.68	12.68	12.27	12.68	12.27	12.68	149.72
1941	12.68	16.04	18.65	18.05	18.65	9.40	9.71	9.71	9.40	9.71	9.40	9.71	151.91
1942	7.40	8.77	11.76	11.38	11.76	7.40	7.40	7.40	7.16	7.40	7.16	7.40	104.45
1943	7.40	6.60	7.40	7.16	7.40	1.60	1.65	1.65	1.60	1.65	1.60	1.65	47.41
1944	1.65	1.54	1.65	1.60	1.65	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.09
1945	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1946	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1947	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1948	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1949	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1950	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1951	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1952	4.23	4.22	4.51	4.36	4.51	4.36	4.51	4.51	4.36	4.51	4.36	4.51	52.97
1953	4.51	4.07	4.51	4.36	4.51	4.36	4.51	4.51	4.36	4.51	4.36	4.51	55.11
1954	5.53	8.05	30.14	29.16	30.14	11.81	12.20	12.20	11.81	12.20	11.81	12.20	187.24
1955	12.20	11.02	12.20	10.93	11.29	6.11	6.31	6.31	6.11	6.31	6.11	6.31	101.21
1956	6.31	5.90	6.31	6.11	6.31	6.11	6.31	6.18	6.18	6.18	6.18	6.18	73.82
1957	6.18	5.50	6.18	5.98	6.18	5.98	6.18	6.18	5.98	6.18	5.98	6.18	72.78
1958	6.18	5.58	6.18	5.98	6.18	5.98	6.18	6.18	5.98	6.18	5.98	6.18	72.78
1959	6.18	5.50	6.18	5.90	6.18	5.90	6.18	6.18	5.90	6.18	5.90	6.18	72.78
1960	9.36	8.76	9.36	9.06	9.36	4.70	4.85	4.85	4.70	4.85	4.70	4.85	79.41
1961	4.85	4.30	4.85	2.22	2.29	2.22	2.29	2.22	2.22	2.29	2.22	2.29	30.43
1962	3.31	2.99	3.31	3.20	3.31	3.20	3.31	3.31	3.20	3.31	3.20	3.31	53.02
1963	15.38	13.89	15.38	14.88	15.38	14.88	15.38	15.38	14.88	15.38	14.88	15.38	181.07
1964	15.38	14.39	15.38	14.88	15.38	14.88	15.38	15.38	14.88	15.38	14.88	15.38	181.07
1965	10.27	9.28	10.27	10.27	10.27	9.94	10.27	10.27	9.94	10.27	9.94	10.27	141.23
1966	16.39	14.01	16.39	15.66	16.39	15.66	16.39	16.39	15.66	16.39	15.66	16.39	177.15
1967	16.96	15.32	16.96	16.74	16.96	16.39	16.96	16.96	16.39	16.96	16.39	16.96	193.56
1968	23.34	22.71	23.34	22.71	23.34	22.71	23.34	23.34	22.71	23.34	22.71	23.34	274.04
1969	29.03	26.22	29.03	28.09	29.03	28.09	29.03	29.03	28.09	29.03	28.09	29.03	340.15
1970	25.04	22.62	25.04	24.23	25.04	24.23	25.04	25.04	24.23	25.04	24.23	25.04	412.11
1971	12.69	11.46	12.69	12.20	12.69	12.20	12.69	12.69	12.20	12.69	12.20	12.69	209.59
1972	0.09	7.56	8.09	7.83	8.09	7.83	8.09	8.09	7.83	8.09	7.83	8.09	117.65
1973	8.09	7.50	8.09	7.83	8.09	7.83	8.09	8.09	7.83	8.09	7.83	8.09	95.48
1974	2.23	2.01	2.23	2.16	2.23	2.16	2.23	2.23	2.16	2.23	2.16	2.23	54.77
1975	10.80	9.76	11.57	11.19	11.57	11.19	11.57	11.57	11.19	11.57	11.19	11.57	134.72
1976	11.57	10.82	11.57	11.19	11.57	11.19	11.57	11.57	11.19	11.57	11.19	11.57	134.72
1977	19.60	22.07	20.80	22.79	23.55	22.79	23.55	23.55	22.79	23.55	22.79	23.55	221.41
1978	17.08	15.43	17.08	16.53	17.08	16.53	17.08	17.08	16.53	17.08	16.53	17.08	187.42
1979	15.51	14.01	15.51	15.01	15.51	15.01	15.51	15.51	15.01	15.51	15.01	15.51	183.00
1980	27.06	25.32	27.06	26.79	27.06	26.79	27.06	27.06	26.79	27.06	26.79	27.06	375.72
1981	21.98	19.05	21.98	21.98	21.98	21.98	21.98	21.98	21.98	21.98	21.98	21.98	329.71
1982	31.45	28.41	31.45	30.44	31.45	30.44	31.45	31.45	30.44	31.45	30.44	31.45	430.15
TOTAL	450.90	425.00	633.72	621.20	628.22	415.74	382.59	382.59	370.25	384.59	400.73	437.54	5333.16
MEAN	10.49	9.89	14.74	14.45	14.61	9.67	8.90	8.90	8.61	8.94	9.32	10.18	128.68
MAX	31.45	28.41	65.87	63.74	60.08	40.72	29.03	29.03	28.09	29.03	28.09	31.45	430.15
MIN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Table 9-7 Monthly Power Discharge from the Indere Powerhouse (Stage II, III)

(Unit:  $10^6 \text{ m}^3$ )

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
1940	11.88	13.22	14.13	13.68	14.13	13.68	14.13	14.13	13.68	14.13	13.68	14.13	164.61
1941	14.13	12.77	14.13	13.68	14.13	13.68	14.13	14.13	13.68	14.13	13.68	14.13	166.41
1942	14.13	12.77	15.96	15.44	15.96	15.44	15.96	15.96	15.44	15.96	15.44	15.96	184.43
1943	15.96	14.41	15.96	15.44	15.96	15.44	15.96	15.96	15.44	15.96	15.44	15.96	187.90
1944	15.96	16.35	17.48	16.92	17.48	17.05	17.48	17.48	17.05	17.48	17.05	17.48	179.97
1945	13.48	12.10	13.48	13.05	13.48	13.05	13.48	13.48	13.05	13.48	13.05	13.48	158.77
1946	13.48	12.10	13.48	13.05	13.48	13.05	13.48	13.48	13.05	13.48	13.05	13.48	158.77
1947	13.48	12.10	13.48	13.05	13.48	13.05	13.48	13.48	13.05	13.48	13.05	13.48	164.04
1948	16.17	15.12	16.17	15.64	16.17	15.64	16.17	16.17	15.64	16.17	15.64	16.17	166.15
1949	11.86	10.71	11.86	11.47	11.86	11.47	11.86	11.86	11.47	11.86	11.47	11.86	136.13
1950	11.31	10.21	11.31	10.94	11.31	10.94	11.31	11.31	10.94	11.31	10.94	11.31	133.14
1951	11.31	10.21	11.31	10.94	11.31	10.94	11.31	11.31	10.94	11.31	10.94	11.31	133.14
1952	11.31	13.52	15.81	15.30	15.81	15.30	15.81	15.81	15.30	15.81	15.30	15.81	180.91
1953	16.92	17.95	19.07	19.23	19.87	19.23	19.87	19.87	19.23	19.87	19.23	19.87	208.36
1954	16.06	14.50	16.06	15.54	16.06	15.54	16.06	16.06	15.54	16.06	15.54	16.06	170.35
1955	12.97	11.72	12.97	12.55	12.97	12.55	12.97	12.97	12.55	12.97	12.55	12.97	145.92
1956	11.98	11.21	11.98	11.60	11.98	11.60	11.98	11.98	11.60	11.98	11.60	11.98	141.47
1957	11.98	10.02	11.98	11.60	11.98	11.60	11.98	11.98	11.60	11.98	11.60	11.98	143.69
1958	14.58	13.17	14.58	14.11	14.58	14.01	14.58	14.58	14.11	14.58	14.01	14.58	155.37
1959	12.19	11.01	12.19	11.79	12.19	11.79	12.19	12.19	11.79	12.19	11.79	12.19	143.48
1960	12.19	11.40	12.19	11.79	12.19	11.79	12.19	12.19	11.79	12.19	11.79	12.19	142.06
1961	11.91	10.75	11.91	11.52	11.91	11.52	11.91	11.91	11.52	11.91	11.52	11.91	140.18
1962	11.91	12.45	13.78	13.34	13.78	13.34	13.78	13.78	13.34	13.78	13.34	13.78	161.40
1963	14.78	13.35	14.78	14.30	14.78	14.30	14.78	14.78	14.30	14.78	14.30	14.78	164.62
1964	12.91	12.08	12.91	12.49	12.91	12.49	12.91	12.91	12.49	12.91	12.49	12.91	152.43
1965	12.91	11.91	12.91	12.49	12.91	12.49	12.91	12.91	12.49	12.91	12.49	12.91	181.53
1966	16.18	14.61	16.18	15.64	16.18	15.64	16.18	16.18	15.64	16.18	15.64	16.18	190.51
1967	16.18	14.61	16.18	15.64	16.18	15.64	16.18	16.18	15.64	16.18	15.64	16.18	196.33
1968	16.77	15.69	16.77	16.23	16.77	16.23	16.77	16.77	16.23	16.77	16.23	16.77	200.83
1969	17.06	15.41	17.06	16.51	17.06	16.51	17.06	17.06	16.51	17.06	16.51	17.06	172.62
1970	12.58	11.36	12.58	11.06	11.43	11.06	11.43	11.43	11.06	11.43	11.06	11.43	137.91
1971	11.43	10.32	11.43	11.06	11.43	11.06	11.43	11.43	11.06	11.43	11.06	11.43	130.16
1972	10.54	9.06	10.54	10.20	10.54	10.20	10.54	10.54	10.20	10.54	10.20	10.54	122.52
1973	20.06	9.09	10.06	9.73	10.06	9.73	10.06	10.06	9.73	10.06	9.73	10.06	118.43
1974	10.06	9.09	10.06	9.73	10.06	9.73	10.06	10.06	9.73	10.06	9.73	10.06	118.80
1975	10.43	9.42	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	141.81
1976	12.36	11.56	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	145.80
1977	12.36	11.16	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	145.48
1978	12.36	11.16	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	145.48
1979	12.36	11.16	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	12.36	11.96	12.36	11.96	12.36	145.89
1980	12.77	11.94	12.77	12.36	12.77	12.36	12.77	12.77	12.36	12.77	12.36	12.77	150.74
1981	13.09	12.55	13.09	12.96	11.97	11.58	11.97	11.97	11.58	11.97	11.58	11.97	147.90
1982	11.97	10.81	11.97	11.58	11.97	11.58	11.97	11.97	11.58	11.97	11.58	11.97	140.94
TOTAL	567.07	527.95	567.78	567.21	586.70	559.02	561.72	558.05	539.59	557.57	542.18	566.63	6717.49
MEAN	13.19	12.28	13.67	13.19	13.60	13.00	13.06	12.98	12.55	12.97	12.61	13.13	156.22
MAX	17.06	17.95	19.87	19.23	19.87	19.23	17.06	17.06	16.51	17.06	16.51	17.06	208.36
MIN	10.06	9.09	10.06	9.73	10.06	9.73	10.06	10.06	9.73	10.06	9.73	10.06	118.43

**Table 9-8 Alternative Thermal Power Plant for Optimization Study**

Interest Rate = 9.5%

Item	Unit	Description
Type		Coal Fired Power Plant
Installed Capacity	MW	300
Annual Plant Factor	%	70
Thermal Efficiency	%	38.3
Annual Energy Production	GWh	1,839.6
Investment Cost	10 <sup>6</sup> TL	429,000
Service Life	Years	25
Construction Period	Years	4
Capital Recovery Factor		0.10596
Coal Calorific Value	Kcal/kg	6,500
Coal Surface Moisture	%	7
Oil Calorific Value	Kcal/kg	10,500
Fuel Consumption Rate (Coal 95%)	kg/kWh	0.353
Fuel Consumption Rate (Oil 5%)	kg/kWh	0.011
O & M Cost, Administration Cost	%	3.0
Unit Fuel Cost (Coal)	TL/kg	58.5
Unit Fuel Cost (Oil)	TL/kg	139.1

Annual Cost		Fixed Cost	Variable Cost
Capital Recovery	10 <sup>6</sup> TL	45,456.8	-
O & M Cost, Administration Cost	10 <sup>6</sup> TL	11,583.0	1,287.0
Fuel Cost	10 <sup>6</sup> TL	-	40,803.4
<hr/> Total	<hr/> 10 <sup>6</sup> TL	<hr/> 57,039.8	<hr/> 42,090.4
Annual Cost at Receiving End		1)	
kW Cost	TL/kW	241,850	2)
kWh Cost	TL/kWh		24.69

$$1) \frac{57,039.8 \times 10^6 \text{ TL}}{300,000 \text{ kW}} \times 1.272 = 241,850 \quad 3)$$

$$2) \frac{42,090.4 \times 10^6 \text{ TL}}{1,839.6 \times 10^6 \text{ kWh}} \times 1.079 = 24.69 \quad 3)$$

3) Adjustment Factor for kW & kWh

Item	kW	kWh
Transmission Loss Rate (%)	1.4	1.1
Station Service Rate (%)	5.6	6.3
Forced Outage Rate (%)	4.0	-
Scheduled Outage Rate (%)	12.0	-

$$\text{kW Adjustment Factor} = \frac{1}{(1 - 0.014) \times (1 - 0.056) \times (1 - 0.04) \times (1 - 0.12)}$$

$$= 1.272$$

$$\text{kWh Adjustment Factor} = \frac{1}{(1 - 0.011) \times (1 - 0.063)} = 1.079$$

#### 9.1.4 貯水池運用計画

Göktasダム地点の年平均流入量は $54\text{m}^3/\text{s}$ で、3月～5月の融雪期が豊水期にあたり、この時期に年間流入量の42%が流入する。渇水期に当る8月～10月の流入量は年間流入量の15%はあり、流入量の季節変動巾は小さい。本計画地点周辺の地形は急峻で谷幅が狭く、大きな貯水池を設けることは出来ない。しかし、流況が良好なことから、比較的小さな貯水容量でも大きな調整効果を得ることが期待できる。

検討に当たっての電力量計算は電子計算機により、1940年1月から1982年12月までの43年間の月平均流入量を用いて行った。

保証使用水量は43年間を通じて常に発電に使用出来る流量と定義し、流入量のマス・カーブを用いて使用水量が最も大きくなる様決定した。

Fig. 9-2 に貯水池流入量のマス・カーブを、Fig. 9-3 に貯水池有効容量と保証使用水量の関係を示す。

電力量の計算に当たっては、水車・発電機の取水水位及び使用水量の変化による効率の変化を考慮した。水車・発電機の設計の基準となる基準取水水位は、平均的な運用水位である（満水位 $-1/3 \times$ 水位変動幅）で与えた。

Fig. 9-4 に電力量計算の手順を示す。開発計画の比較、規模検討にあたってのルールはマス・カーブ・ルールを用い、溢水が少なくなるよう最も理想的な運用を行って電力量を計算した。又、貯水池からの蒸発量は無視した。



Fig.9-2 MASS CURVE AT GOKTAS DAM SITE

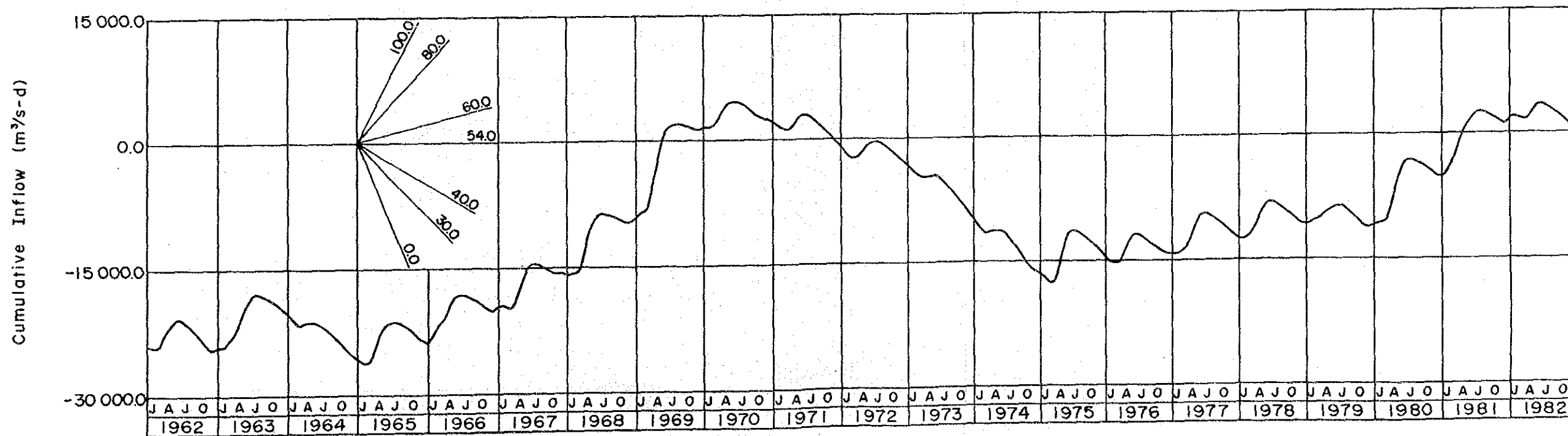
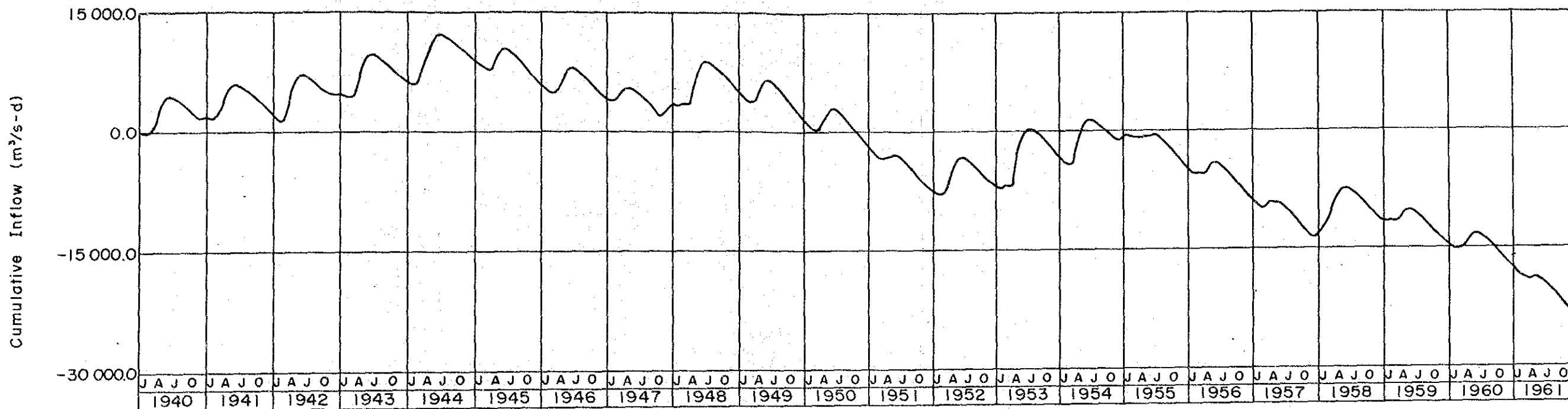






Fig.9-3 Firm Discharge and Effective Storage Capacity

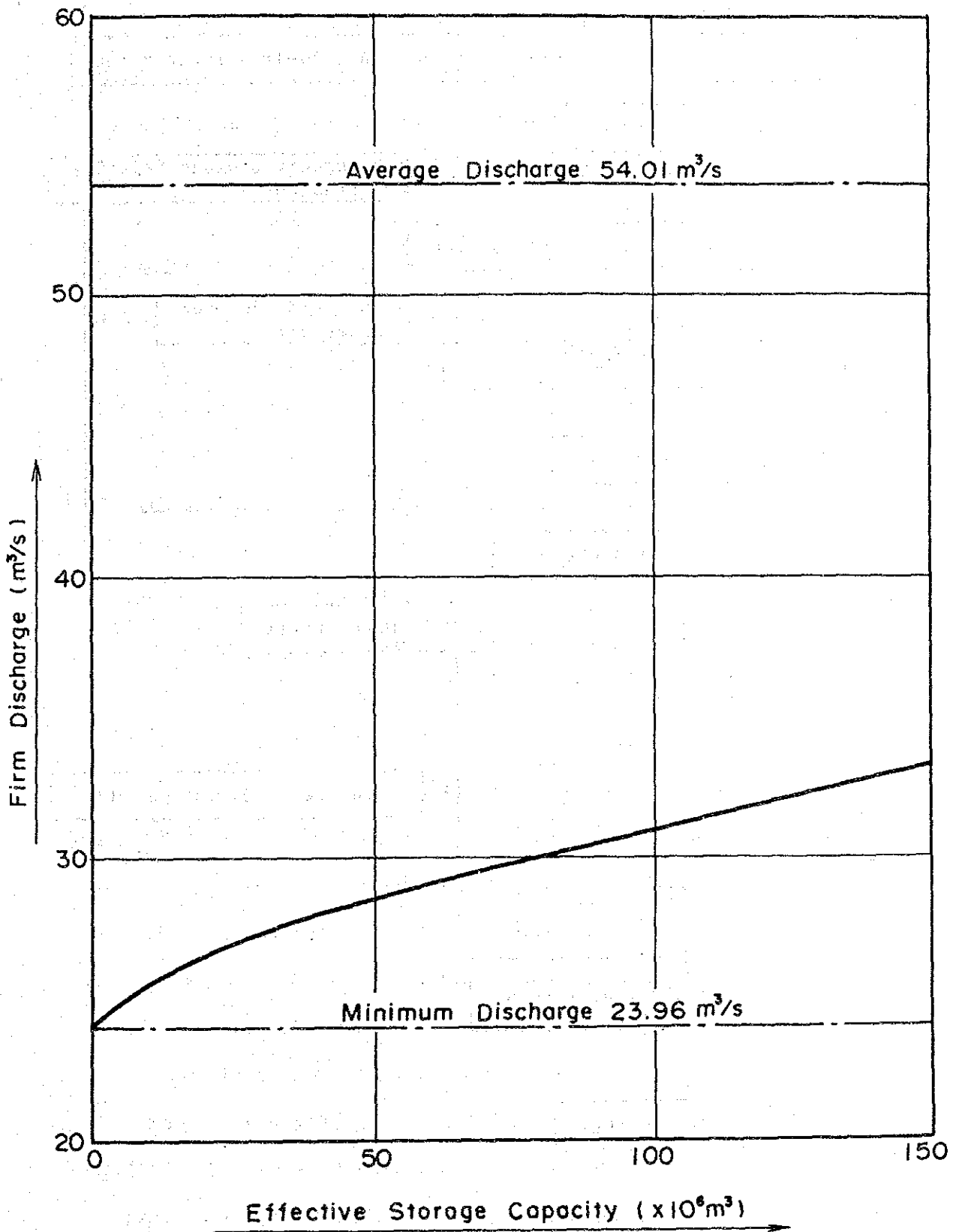
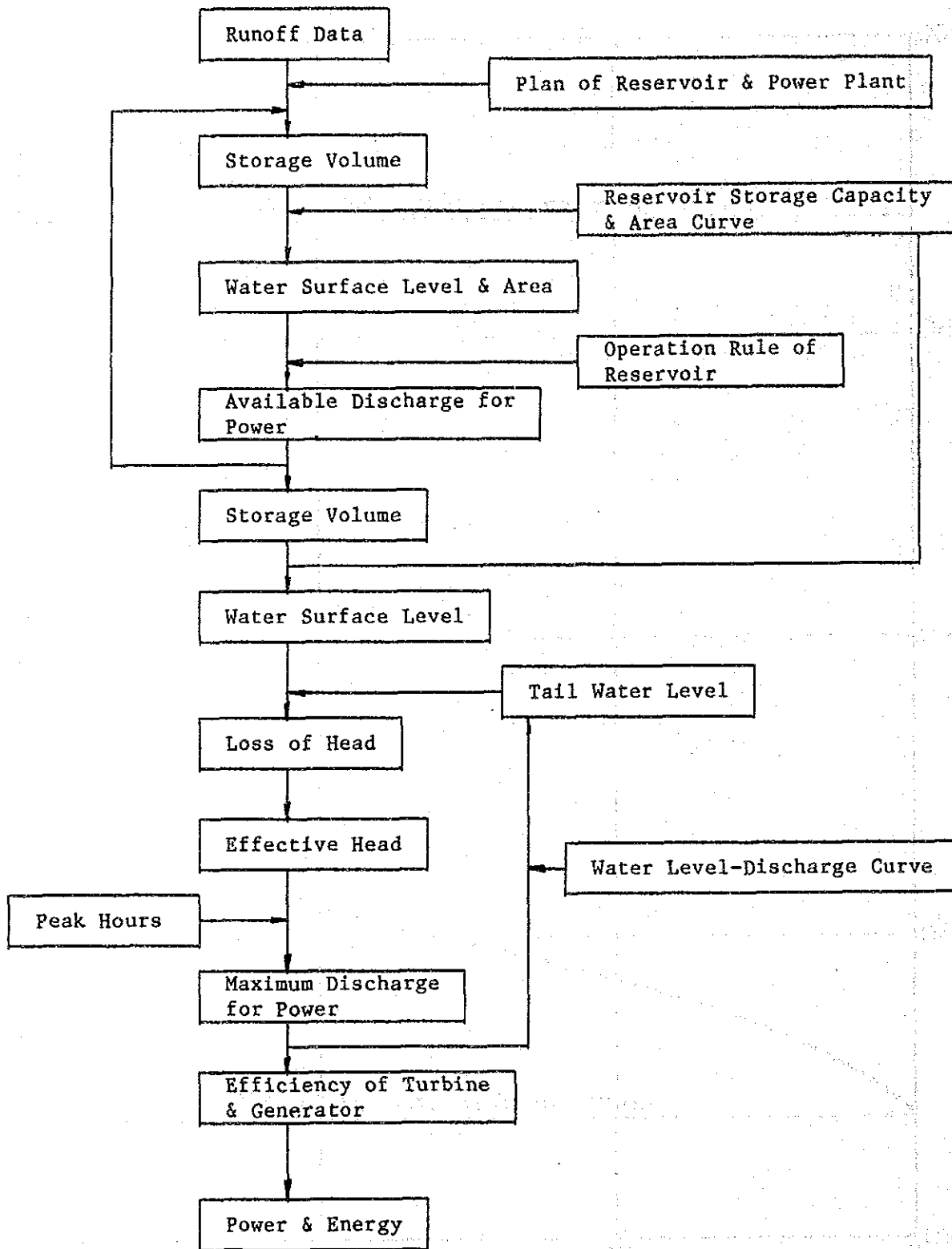


Fig. 9-4 Flow Chart of Power and Energy Calculation



### 9.1.5 開発計画の比較検討

#### (1) 比較案の検討

Göktasダム地点からKavsak貯水池末端までの有効落差開発について、現地調査に基づき、地質および地形を考慮して検討すると、Fig. 9-5, 6 に示す様にSeyhan河上流域マスター・プランで提案されている1段開発を含め、4つの比較案が考えられる。

Plan IはSeyhan河上流域マスター・プラン及び下流域マスター・プランで提案されている計画であり、GöktasダムからKavsak貯水池末端までを1本の圧力導水路トンネルで結び、得られる落差を一気に開発する計画である。発電所が1ヶ所で済むことから、発電所に係る費用は最も少なくなる。しかし、導水路トンネル延長が15.7kmと長大になることから、経済性を考慮した施工法、工期の検討が問題となる。

Plan IIは、GöktasダムとKavsak貯水池末端間の落差を2段に分けて開発する計画である。No 1発電所をBozkoy村下流約1.0km地点に設け、GöktasダムとNo 1発電所を延長11.9kmの圧力トンネルで結び落差を得る。さらに、No 1発電所下流に取水ダムを設け、No 1発電所の放流水と、残流を取水して、延長5.4kmの無圧導水路トンネルでNo 2発電所まで導水する。

この案では、計画を2つの発電計画に分けることにより個々の発電計画のプロジェクト・コストは小さく出来、段階開発が可能となるものの、全体としてのプロジェクト・コストは大きくならざるを得ない。

Plan IIIは、GöktasダムとKavsak貯水池末端間の落差を3段に分けて開発する計画である。No 1発電所はダムと延長950mの短い圧力トンネルで結ばれる。No 1発電所で放流された水は、そのまま取水され、延長10.8kmの長い無圧導水路トンネルでNo 2発電所へと導水される。No 2発電所の放流水と残流はNo 2発電所下流に設けられる取水ダムで取水され、無圧導水路トンネルでNo 3発電所へと導水される。個々の発電計画のプロジェクト・コストはPlan IIよりさらに小さなものになるが、全体のコストはさらに大きくならざるを得ない。

Plan IVは、Plan IIIと同じく、落差を3段に分けて開発する案である。但し、No 3発電所の取水ダムは比較的大きな集水面積(CA = 146km<sup>2</sup>)をもつInderre川の流量を有効利用すべく、Zamanti川とInderre川合流点下流に設けられる。このInderre川の流量を調整するため、No 3発電所の取水ダムによって得られる池は、調整池として計画さ

れる。但し、このダムは下記の理由により大きなものとする事は出来ない。

- ダム・調整池周辺の基盤は石灰岩からなり、その遮水性に問題がある。
- ダム上流右岸部斜面に広い範囲で崖錐が分布しており、水位が高くなると安定上の問題がある。
- Indere川から大量の土砂が供給されており、大きな容量を取っても直ちに容量を失う可能性が大である。

検討は、Göktas貯水池の満水位 630m、有効容量  $24.70 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、最大使用水量  $108 \text{ m}^3/\text{s}$  のケースについて行った。

但し、Plan II の No 2 発電所、Plan III の No 3 発電所の最大使用水量は残流の利用を考慮して  $111 \text{ m}^3/\text{s}$  とした。又、Plan IV の No 3 発電所の発電所の最大使用水量は Indere 川の流量を調整して使用する事を考え、 $132 \text{ m}^3/\text{s}$  とした。

## (2) 開発基本構想の選定

Table 9-9 に各比較案の諸元と経済性の比較検討結果を示す。

この結果から、最も経済性で優れている Plan I が基本開発案として選定された。この選定された基本案について以後検討を進めることにする。

尚経済性及び開発の柔軟性を考慮して、Plan III を代替案として選定し、これについては、「第17章 代替開発計画の検討」で詳述する。

PLAN I

Göktaş Dam

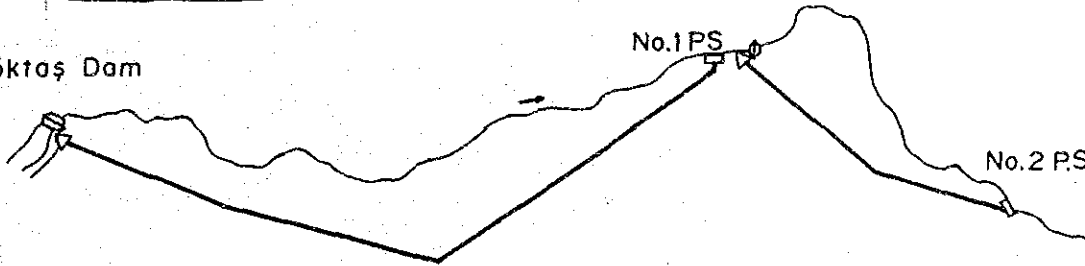


PLAN II

Göktaş Dam

No.1 P.S.

No.2 P.S.



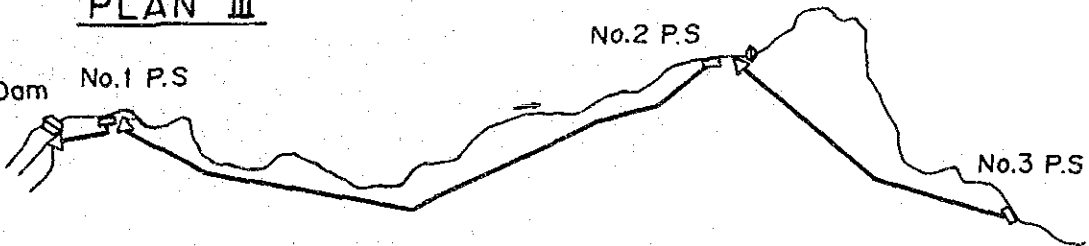
PLAN III

Göktaş Dam

No.1 P.S.

No.2 P.S.

No.3 P.S.



PLAN IV

Göktaş Dam

No.1 P.S.

No.2 P.S.

No.3 P.S.



ZAMATI GÖKTAŞ  
HYDROELECTRIC POWER  
DEVELOPMENT PROJECT

ALTERNATIVE LAYOUT

Fig. 9-5



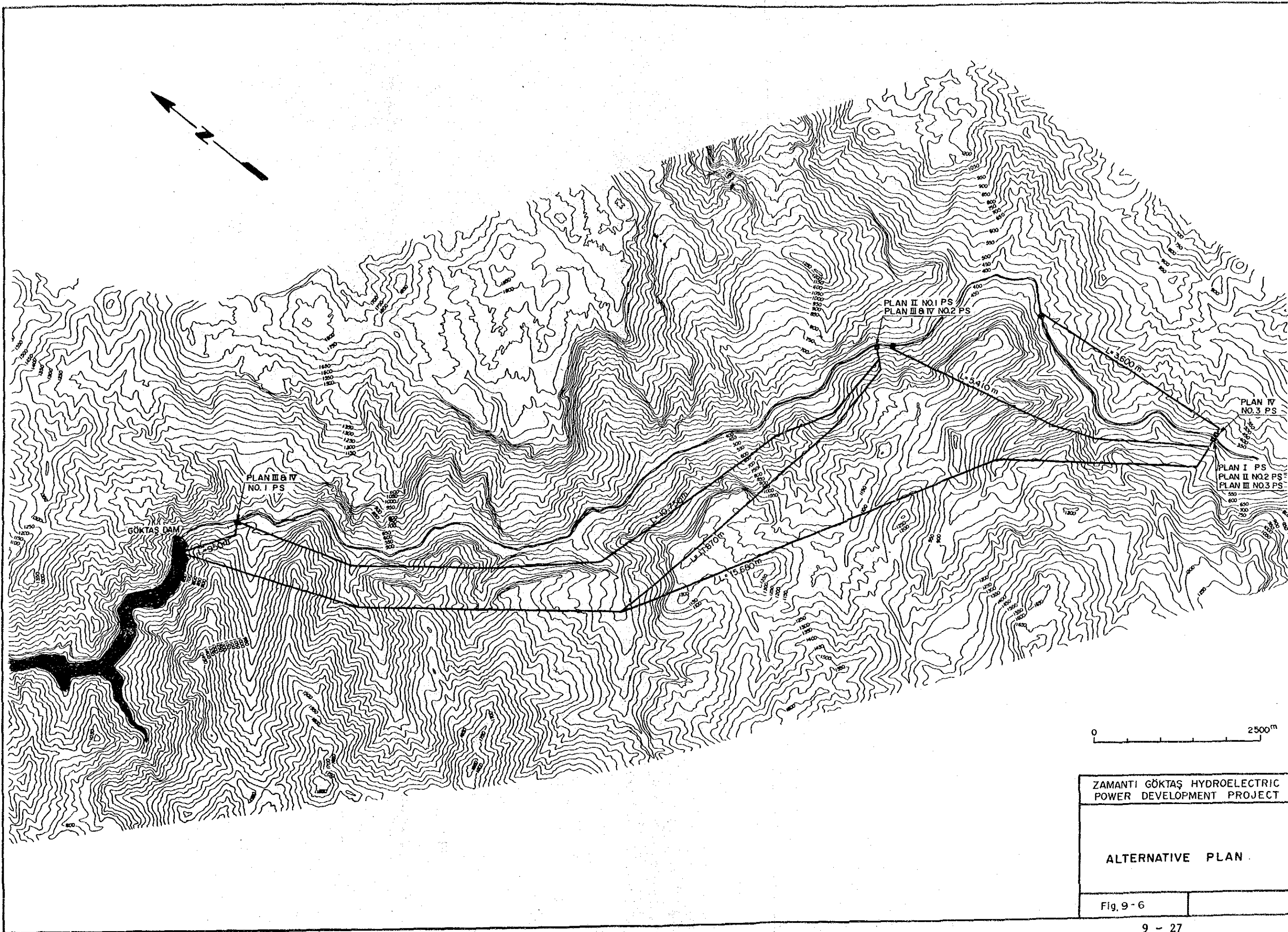






Table 9-9 Alternative Study

Item	Unit	Plan I	PLAN II			PLAN III			PLAN IV			
			No. 1 PS	No. 2 PS	Total	No. 1 PS	No. 2 PS	No. 3 PS	Total	No. 1 PS	No. 2 PS	No. 3 PS
High Water Level	m	630.0	378.0		630.0	496.0	378.0	630.0	496.0	358.0		
Low Water Level	m	620.0			620.0			620.0		351.0		
Available Drawdown	m	10.0			10.0			10.0		7.0		
Grass Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	109.3			109.3			109.3				
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	24.7			24.7			24.7				
Tunnel Length	m	15,600	5,410		950	10,750	5,410	950	10,750	3,600		
Tunnel Diameter	m	6.8	6.9		6.8	6.8	6.9	6.8	6.8	7.5		
Tunnel Type		Pressure	Pressure-less		Pressure	Pressure-less	Pressure-less	Pressure	Pressure-less	Pressure		
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /s	108	111		108	108	111	108	108	132		
Standard Intake Water Level	m	626.7	374.3		626.7	488.7	374.3	626.7	488.7	354.5		
Tail Water Level	m	321.8	321.8		496.0	378.0	321.8	496.0	378.0	321.9		
Gross Head	m	304.9	52.5		130.7	110.7	52.5	130.7	110.7	32.6		
Effective Head	m	284.4	48.2		124.9	105.9	48.2	124.9	105.9	25.7		
Installed Capacity	MW	270.0	45.0		119.0	100.5	45.0	119.0	100.5	28.5		
Firm Peak Power	MW	265.2	44.7		114.1	99.3	44.6	114.1	99.3	28.0		
Annual Energy Production	Gwh	1,147.0	193.1		499.8	430.7	193.5	499.8	430.7	124.3		
Plant Factor	%	48.5	49.0		47.9	48.9	49.1	47.9	48.9	49.8		
Investment Cost	10 <sup>6</sup> TL	523,030	133,380		260,260	201,870	133,390	261,570	204,100	121,200		
Annual Cost (C)	10 <sup>6</sup> TL	54,395	13,872		27,067	20,994	13,873	27,203	21,226	12,605		
Annual Benefit (B)		89,007	14,997		38,440	33,367	14,974	38,440	33,367	9,479		
Benefit Cost Ratio (B/C)		1.64	1.08		1.42	1.59	1.08	1.41	1.57	0.75		
Surplus Benefit (B-C)	10 <sup>6</sup> TL	34,612	1,125		11,373	12,373	1,101	11,237	12,141	3,126		
Unit Cost of Energy	TL/kWh	48.2	73.1		55.1	49.6	72.9	55.4	50.1	103.2		

## 9.2 開発規模の検討

### 9.2.1 貯水池規模の検討

“9.1.5 開発計画の比較検討”で選定された基本開発案について貯水池規模を検討したGöktas貯水池の43ヶ年の月別平均流入量の季節変化及び経年変化はFig. 9-2のマス・カーブに示される。季節的には1月～6月の半年に流入量が多く、7月～12月が少ない傾向がある。

43ヶ年の平均年間総流入量は  $1.704 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $54 \text{ m}^3/\text{s}$ )、1月～6月の流入量は  $1.119 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $71 \text{ m}^3/\text{s}$ ) で、7月～12月の流入量  $585 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $37 \text{ m}^3/\text{s}$ )の約2倍である。また各年の流入量を経年的にみると、43年間の最豊水年(1969年)の流入量は  $2.616 \times 10^6 \text{ m}^3$ で最渇水年(1973年)の流入量  $1.114 \times 10^6 \text{ m}^3$ の約2.4倍である。このように貯水池への流入量の変動巾は季節的に見ても、経年的に見てもさほど大きなものではない。

貯水池の有効容量を大きくして、調整能力の増大を図ると、河水利用率の向上、常時使用水量の増加を図れるが、半面、水位変動巾が大きくなり、平均有効落差は低下する。一方、有効容量を小さくすると、水位変動巾は低下し、平均有効落差は増加するものの、調整能力が低下し、溢水量が増加することとなる。このことから、流況及び貯水池の特性を考慮して最適の貯水池容量を決定する必要がある。Göktas計画の貯水池内の地質はオフィオライトが基盤となっている。しかし貯水池上流末端付近から上流にかけて石灰岩質地帯があり、そこからの他流域への漏水の可能性の問題から、貯水池満水位はSeyhan河上流域マスター・プランで提案されているE L 630mを限度とする。

“第6章 気象および水文”で解析した結果によれば、50年間の堆砂量は、Gumusorenダムがない場合で  $57.8 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、Gumusorenダムがある場合で  $22.0 \times 10^6 \text{ m}^3$ となる。この堆砂による貯水池内の堆砂位は各々、E L 607m、E L 580mとなる。満水位の検討は満水位標高E L 630m、620m、610mの3ケースについて行った。また貯水池の有効容量の検討は、上記の各満水位について、利用水深が40m、30m、20m、10m、0mの5ケースについて行った。各検討ケースの有効容量は以下の通りである。

なお、1/5,000地形図により作成されたGöktas貯水池の湛水面積-容量曲線をFig. 9-7に示す。

(unit :  $10^6 \text{ m}^3$ )

High Water Level (m)	Available Drawdown (m)				
	40	30	20	10	0
630	76.39	62.85	45.59	24.70	2.30
620	—	51.69	38.15	20.89	2.30
610	—	—	30.80	17.26	2.30

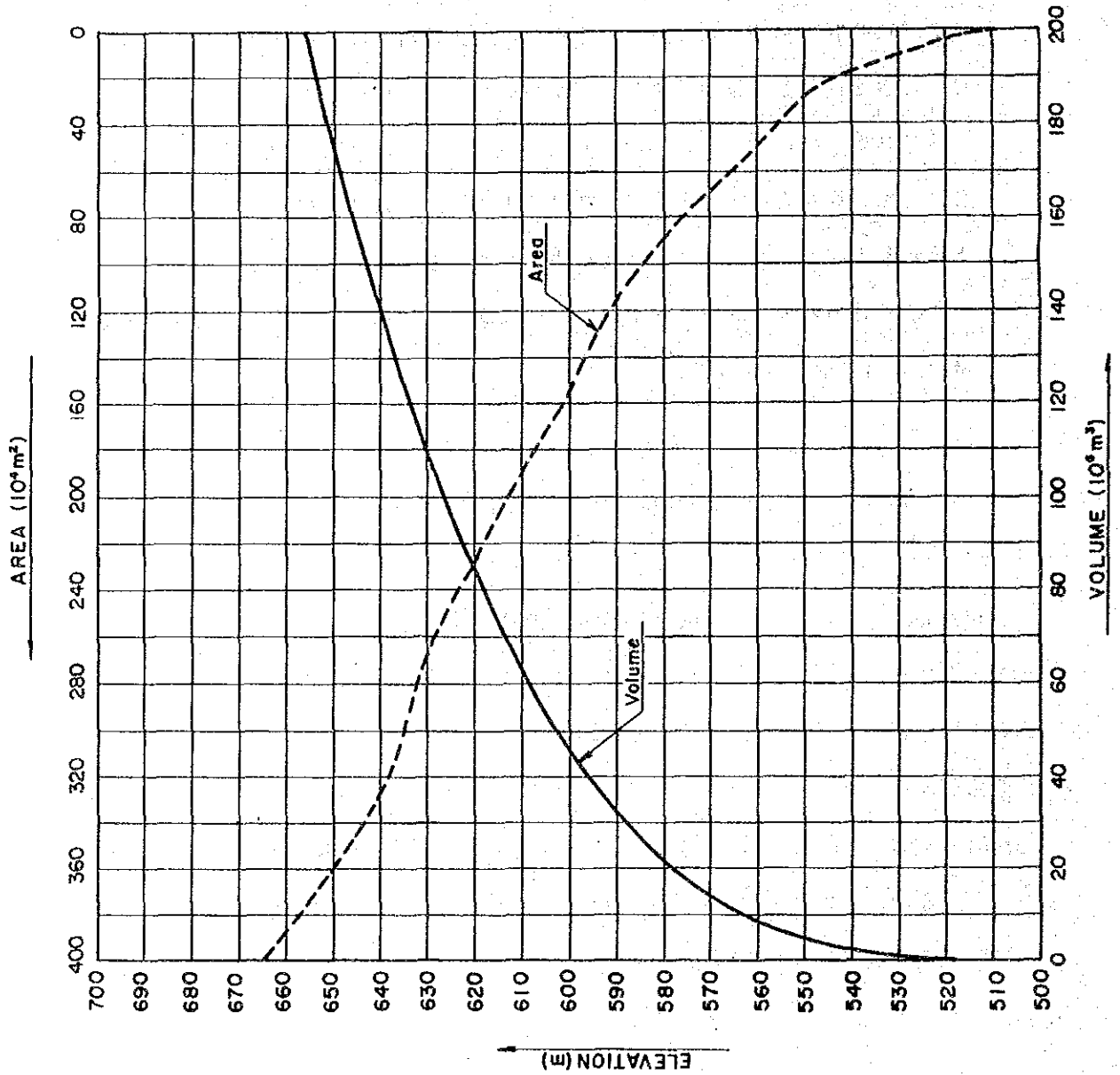
比較検討にあたって考慮した条件は下記の通りである。

- (1) “5.2 供給計画”に於ける検討に基づき、Goktas発電所の最小ピーク継続時間を6時間とする。
- (2) 流入量と貯水池の有効容量の関係から求められる保証流量に対し、6時間のピーク継続時間に見合うようGoktas発電所の最大使用水量を定めた。
- (3) 貯水池堆砂量の推定により、低水位はE L 590mを下限とした。

検討結果をFig. 9-8、Table 9-10に示す。満水位は高い方が経済性は良いが、有効貯水容量が大きすぎると経済性は低下する。これは、有効容量を大きくとると、水位変動巾が大きくなって、落差を失うためである。

この検討の結果、Goktas貯水池の規模は満水位 630m、利用水深10m、有効貯水容量 $24.7 \times 10^6 \text{ m}^3$ と決定する。

Fig. 9-7 Area-Capacity Curve of Goktas Reservoir

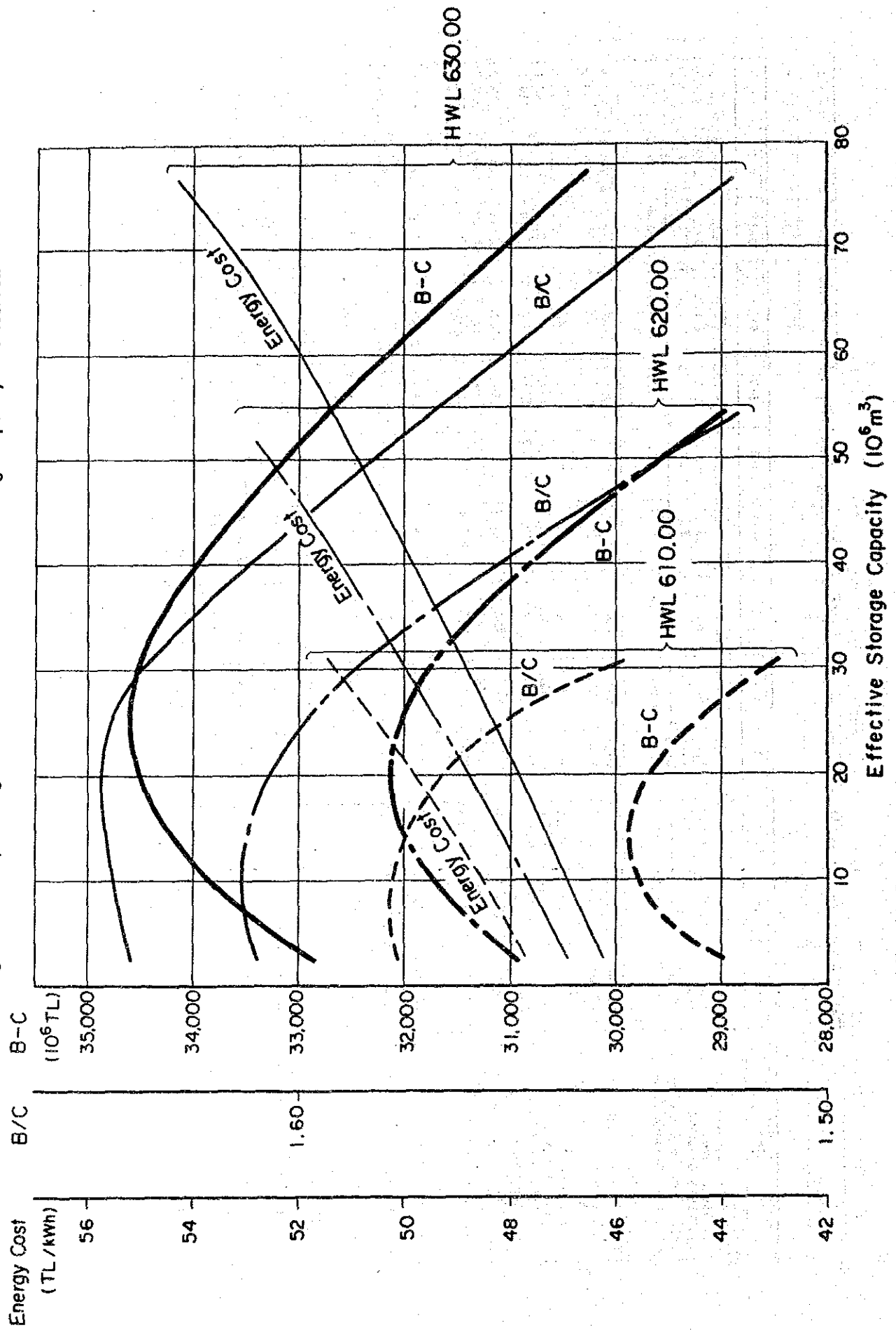


ELEVATION (m)	AREA (10 <sup>4</sup> m <sup>2</sup> )	VOLUME (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
500	0.00	0.00
510	1.82	0.09
520	4.67	0.41
530	11.69	1.23
540	17.86	2.71
550	28.35	5.02
560	49.94	8.93
570	68.30	14.84
580	88.63	22.69
590	116.38	32.94
600	154.46	46.48
610	190.64	63.74
620	227.11	84.63
630	266.98	109.33
640	328.21	139.09
650	360.47	173.52

Table 9-10 Study on High Water Level and Effective Storage Capacity of Reservoir

Item	Unit	A-1	A-2	A-3	A-4	A-5	B-1	B-2	B-3	B-4	C-1	C-2	C-3
High Water Level	m	590.0	600.0	630.0	620.0	630.0	590.0	600.0	620.0	610.0	590.0	610.0	610.0
Low Water Level	m	40.0	30.0	20.0	30.0	0.0	30.0	20.0	10.0	0.0	20.0	10.0	0.0
Available Drawdown	m	76.4	62.9	45.6	24.7	2.3	51.7	38.2	20.9	2.3	30.8	17.3	2.3
Gross Storage Capacity	106 m <sup>3</sup>	1,734.6	1,729.1	1,719.7	1,705.2	1,669.6	1,723.7	1,715.7	1,701.8	1,669.6	1,710.1	1,698.0	1,669.5
Effective Storage Capacity	106 m <sup>3</sup>	9.8	15.3	24.7	39.2	74.8	20.7	28.7	42.6	74.8	34.3	46.4	74.9
Annual Inflow	106 m <sup>3</sup>	29.9	29.2	28.3	27.0	24.5	28.7	27.9	26.7	24.5	27.4	26.4	24.5
Annual Power Discharge	m <sup>3</sup> /s	120.0	117.0	113.0	108.0	98.0	115.0	112.0	107.0	98.0	110.0	106.0	98.0
Annual Spill	m <sup>3</sup> /s	616.7	620.0	623.3	626.7	630.0	610.0	613.3	616.7	620.0	603.3	606.7	610.0
Firm Discharge	m	294.9	298.2	301.5	304.9	308.2	288.2	291.5	294.9	298.2	281.5	284.9	288.2
Maximum Discharge	m	274.4	277.7	281.0	284.4	287.7	267.7	271.0	274.4	277.7	261.0	264.4	267.7
Standard Intake Water Level	m	289.5	285.6	279.1	270.0	247.8	270.6	266.8	258.1	239.2	252.4	246.4	230.6
Tail Water Level	m	270.5	271.0	269.2	265.2	247.1	256.0	256.9	253.4	238.5	242.8	241.7	229.7
Gross head	m	1,100.3	1,118.2	1,133.8	1,147.0	1,143.1	1,072.8	1,090.6	1,104.2	1,103.1	1,046.6	1,061.5	1,063.0
Effective Head	MW	43.4	44.7	46.4	48.5	52.7	45.3	46.7	48.8	52.6	47.3	49.2	52.6
Installed Capacity	MW	564,560	554,330	539,880	523,030	449,140	536,240	525,780	510,620	489,090	508,840	496,930	479,120
Firm Peak Power	MW	58,714	57,650	56,148	54,395	51,911	55,769	54,681	53,104	50,865	52,919	51,681	49,828
Annual Energy Production	GWh	89,096	89,646	89,609	89,007	84,738	85,108	85,724	85,247	81,783	81,404	81,512	78,780
Plant Factor	%	1.52	1.56	1.60	1.64	1.63	1.53	1.57	1.61	1.61	1.54	1.58	1.58
Investment Cost	106 TL	30,382	31,996	33,461	34,612	32,827	29,399	31,043	32,143	30,918	28,485	29,831	28,952
Annual Cost (C)	106 TL	54.3	52.4	50.4	48.2	46.2	52.8	51.0	48.9	46.9	51.4	48.5	47.7
Annual Benefit (B)	106 TL												
Benefit Cost Ratio (B/C)													
Surplus Benefit (B-C)	106 TL												
Unit Cost of Energy	TL/kWh												

Fig. 9-8 Study on High Water Level and Effective Storage Capacity of Reservoir



### 9.2.2 最大使用水量の検討

Göktas発電所の最大使用水量および設備出力は、地点特性、ピーク継続時間を考慮し、最も経済的となる様決定する必要がある。設備出力を大きくしすぎると、設備が保証尖頭出力に比較して過大となり、出力が潜在化して経済性が悪くなる。また設備出力が小さすぎると、保証尖頭出力が設備出力により制限され、ピーク継続時間が長すぎることになる。

電力需給バランスを考慮して最小ピーク継続時間を6時間とし、最大使用水量 $81\text{m}^3/\text{s}$ から $162\text{m}^3/\text{s}$ まで変化させ、5ケースについて検討を行った。またピーク継続時間を8時間、10時間にした場合についても検討を行った。

検討結果をTable 9-11、Fig. 9-9, 10に示す。この結果、Göktas発電所の規模は最大使用水量 $108\text{m}^3/\text{s}$ 、設備出力270MWと決定する。

### 9.2.3 主機台数の検討

Göktas発電所の設備出力270MWに対して主機台数は、1台、2台および3台の3案が考えられる。

#### (1) 主機出力

系統運用上から見た主機1台当りの最大出力は電力系統の容量によって決まる、つまり主機の故障脱落時、電力系統に大きな影響を与えないことが必要である。

本設備の投入時点、2001年における需要想定値から見ても、270MWはピーク時で1%程度しかないので、3案共、系統運用上は問題とならない。

#### (2) 建設費

設計・製作および輸送・据付けの点から見た主機出力270MW(1台案)はフランシス形水車としては大型化し、製作限界に近くなり、技術的な問題が伴うが、機器代にスケールメリットが期待できる。しかし、大容量機の場合には、輸送制限があるため主要機器、部品が分割構造となり、性能および据付け工程上のデメリットとなる。

90MW×3台案では機器代が他の案に比較して割高となるだけでなく、据付け工程も長く必要となる。又、3台案の場合、水圧鉄管の分岐管の製作・据付けに技術的な問題がある。

### (3) 運転・保守

オーバーホールなど長期間の主機停止を伴う点検・補修作業及びトラブルによる発電支障に対応するために、主機は2台以上の設備が必要である。

1台案(270MW)の場合大容量機となり、電力系統への速応性に不利である。また水車の効率低下の著しいハーフロード以下での発電、特に振動やキャビテーションの恐れのある最低出力(25~30%)の値が大きくなるので低出力発電に対する運転の自由度が低下する。

従って、開発規模からみて、経済的で運転上の自由度から最も妥当な計画となる2台案を採用する。



Table 9-11 Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration

Item	Unit	D-1	D-2	D-3	E-1	E-2	E-3	F-1	F-2	F-3	G-1	G-2	G-3	H-1	H-2	H-3
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /s	6	162	10	6	130	10	6	108	10	6	93	10	6	81	10
Minimum Peak Hour	hr		8			8			8			8			8	
Annual Inflow	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>								1,744.4							
Annual Power Discharge	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		1,743.2			1,733.3			1,705.2			1,668.3			1,618.5	
Annual Spill	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		0.9			11.1			39.2			76.1			125.9	
High Water Level	m								630.0							
Low Water Level	m								620.0							
Available Drawdown	m								10.0							
Gross Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>								109.3							
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>								24.7							
Gross Head	m								304.9							
Effective Head	m								284.4							
Installed Capacity	MW		405.0			325.0			270.0			232.5			202.5	
Firm Peak Power	MW	319.8	253.6	202.2	298.7	243.0	202.9	265.2	233.3	195.8	228.4	218.5	190.0	198.9	198.9	182.3
Annual Energy Production	GWh	1,181.2	1,174.2	1,158.1	1,168.5	1,174.5	1,167.1	1,147.0	1,152.0	1,154.7	1,121.5	1,122.6	1,128.6	1,087.2	1,087.2	1,090.4
Plant Factor	%	33.3	33.1	32.6	41.0	41.3	41.0	48.5	48.7	48.8	55.1	55.1	55.4	61.3	61.3	61.5
Investment Cost	10 <sup>6</sup> TL	739,900	739,900	739,900	608,790	608,790	608,790	523,030	523,030	523,030	487,630	487,630	487,630	464,310	464,310	464,310
Annual Cost (C)	10 <sup>6</sup> TL	76,950	76,950	76,950	63,314	63,314	63,314	54,395	54,395	54,395	50,714	50,714	50,714	48,288	48,288	48,288
Annual Benefit (B)	10 <sup>6</sup> TL	102,431	86,992	74,745	97,256	84,554	75,471	89,007	81,771	73,187	79,900	77,643	71,215	72,263	72,263	68,512
Benefit Cost Ratio (B/C)		1.33	1.13	0.97	1.54	1.34	1.19	1.64	1.50	1.35	1.58	1.53	1.40	1.50	1.50	1.42
Surplus Benefit (B-C)	10 <sup>6</sup> TL	25,481	10,042	-2,205	33,942	21,240	12,157	34,612	27,376	18,792	29,186	26,929	20,501	23,975	23,975	20,224
Unit Cost of Energy	TL/kWh	66.3	66.7	67.6	55.1	54.8	55.2	48.2	48.0	47.9	46.0	46.0	45.7	45.2	45.2	45.4

FIG.9-9 STUDY ON OPTIMUM MAXIMUM DISCHARGE AND PEAK DURATION (B/C) (I)

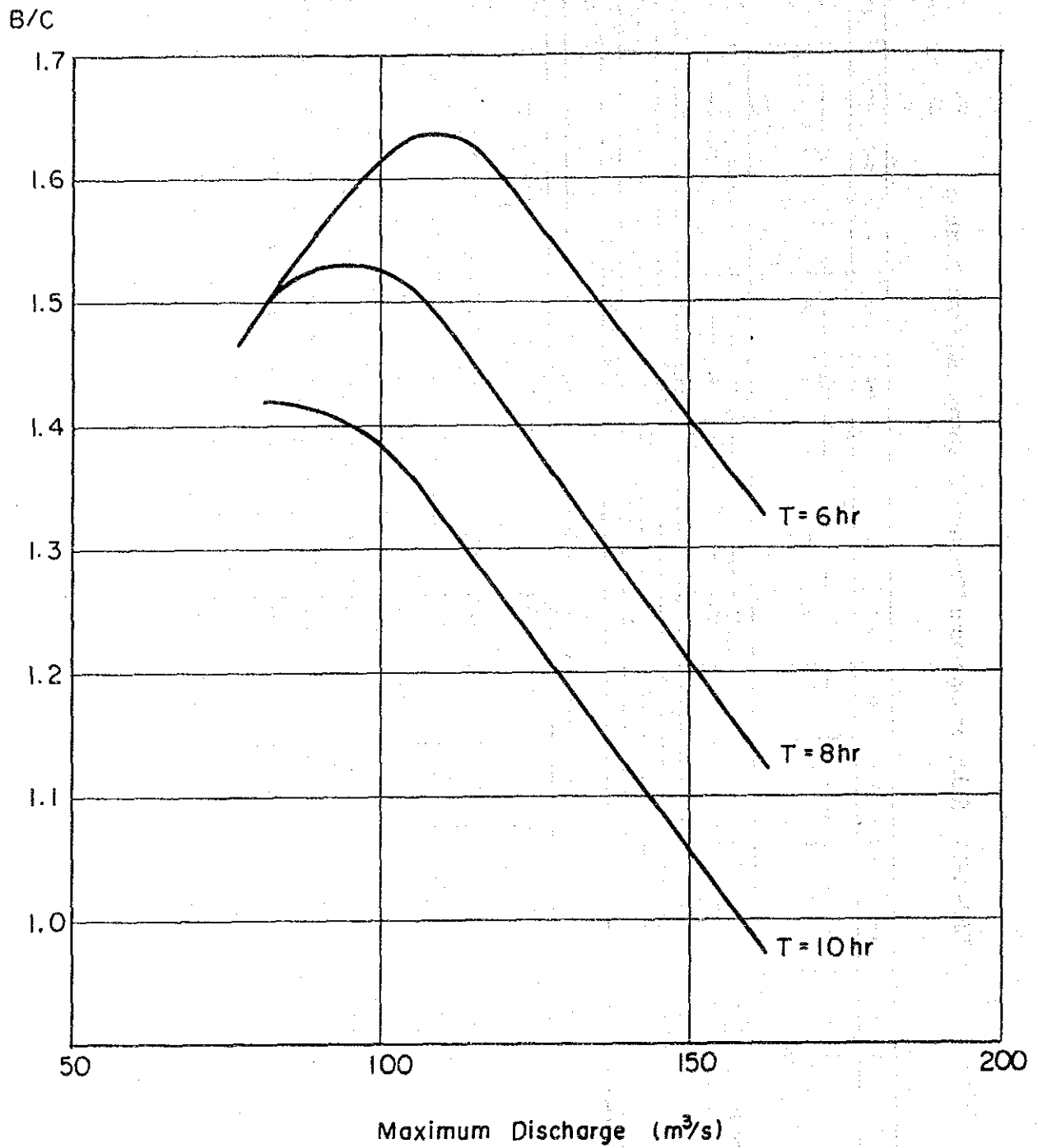
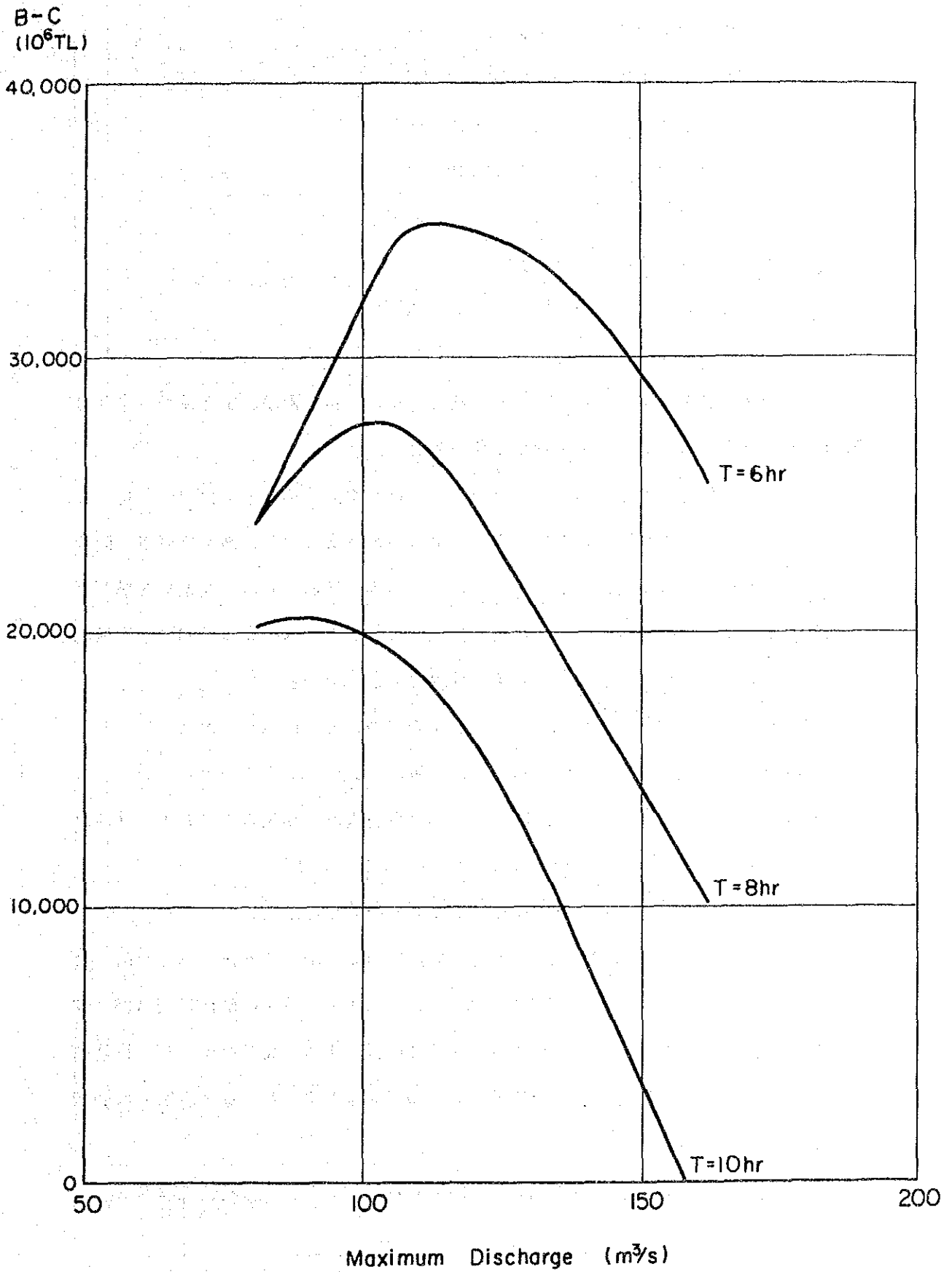


FIG.9-10 STUDY ON OPTIMUM MAXIMUM DISCHARGE AND PEAK DURATION (B-C) (2)



#### 9.2.4 最適開発計画

これまでの検討により決定された最適発電計画の諸元は以下の通りとなる。

貯水池満水位	630.00	m
貯水池低水位	610.00	m
総貯水池容量	$109.3 \times 10^6$	m <sup>3</sup>
有効貯水容量	$24.7 \times 10^6$	m <sup>3</sup>
最大使用水量	108	m <sup>3</sup> /s
基準有効落差	284.4	m
設備出力	270	MW
主機台数	2	台

この最適開発計画についてさらに詳細な検討を加え、第1段階、第2段階、第3段階の各々の開発段階に於ける経済性の変化を検討した。

貯水池規模の検討により、本地点では出来るだけ貯水池水位を高く保つ様運用した方が有利であることが判明したので、ある程度の溢水は犠牲にし、高水位運用を図る様ルールを作成し、再度電力量計算を行った。この際、湖面よりの蒸発量を考慮した。

基準放水水位はGöktas発電所の最大使用水量 108m<sup>3</sup>/s とダム～発電所間の平均残流量 14m<sup>3</sup>/s の和 122m<sup>3</sup>/s の流量に対する放水水位 321.80m をとった。

Table 9-12に1940年から1982年までの43年間について、Göktas貯水池を運用した時の、各々の開発段階に於ける流入量、使用水量、蒸発量、溢水量を示す。また、各月の貯水量、補給量はFig. 9-11, 12, 13に、Göktas発電所の発生電力量および月別出力をTable 9-13, 14, 15, 16, 17, 18、Fig. 9-14, 15, 16に示す。

又、Table 9-19に各々の開発段階に於ける経済性の変化を示す。

B/Cは第1段階の1.65から、第2段階には1.71まで増加するが、第3段階では1.50に低下する。B-Cは第1段階の $35.451 \times 10^6$  TLから、第2段階には $38.758 \times 10^6$  TLまで増加するが、第3段階では $27.291 \times 10^6$  TLに低下する。発電原価は第1段階の47.7TL/kWh から、第2段階の43.5TL/kWhへ9.7%減少するが、第3段階では55.9TL/kWhへ17.2%増加する。

第3段階でプロジェクトの経済性は最も低下するが、なお、十分経済性はある。

Table 9-12 Summary of Operation Study of Goktas Reservoir

Unit: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

Year	Stage I				Stage II				Stage III			
	Inflow	Evaporation	Power Discharge	Spill	Inflow	Evaporation	Power Discharge	Spill	Inflow	Evaporation	Power Discharge	Spill
1940	1,857.8	1.9	1,744.8	111.1	2,007.5	1.9	1,943.4	62.2	1,585.2	1.9	1,583.2	0.0
1941	1,748.9	2.0	1,716.8	30.1	1,894.9	2.0	1,892.9	0.0	1,412.8	2.0	1,410.8	0.0
1942	1,900.1	2.0	1,780.8	117.3	2,070.9	2.0	1,883.8	85.1	1,581.3	2.0	1,579.3	0.0
1943	1,844.8	2.0	1,674.6	168.3	2,035.1	2.0	1,899.2	134.0	1,572.6	2.0	1,536.5	34.2
1944	1,934.9	1.9	1,844.0	88.9	2,102.3	1.9	2,015.4	85.0	1,696.9	1.9	1,677.4	17.5
1945	1,444.5	2.0	1,442.5	0.0	1,583.2	2.0	1,581.2	0.0	1,228.5	2.0	1,239.4	0.0
1946	1,534.3	2.0	1,529.3	2.9	1,698.4	2.0	1,696.3	0.0	1,362.7	2.0	1,347.7	0.0
1947	1,642.8	2.1	1,640.6	0.0	1,807.4	2.1	1,805.2	0.0	1,471.7	2.1	1,469.6	0.0
1948	1,868.8	2.1	1,751.6	115.2	2,013.7	2.1	1,930.4	81.2	1,570.0	2.1	1,588.3	0.0
1949	1,391.8	1.8	1,390.0	0.0	1,529.7	1.8	1,527.8	0.0	1,161.0	1.8	1,154.7	0.0
1950	1,409.4	2.0	1,413.5	0.0	1,524.6	2.0	1,522.6	0.0	1,175.7	2.0	1,177.5	0.0
1951	1,219.3	2.0	1,211.1	0.0	1,359.7	2.0	1,357.7	0.0	1,042.3	2.0	1,020.5	0.0
1952	1,734.8	2.0	1,643.7	89.0	1,891.2	2.0	1,849.9	39.3	1,463.8	2.0	1,461.7	0.0
1953	2,027.5	1.9	1,764.4	264.9	2,234.4	1.9	1,994.3	238.2	1,807.9	1.9	1,697.4	116.5
1954	1,907.2	2.0	1,772.3	129.3	2,044.9	2.0	1,947.7	95.1	1,471.8	2.0	1,461.9	0.0
1955	1,366.6	2.1	1,364.5	0.0	1,529.1	2.1	1,527.0	0.0	1,157.5	2.1	1,176.7	0.0
1956	1,366.8	2.0	1,364.8	0.0	1,495.1	2.0	1,493.1	0.0	1,095.7	2.0	1,085.6	0.0
1957	1,320.1	2.1	1,318.0	0.0	1,458.0	2.1	1,455.9	0.0	1,148.8	2.1	1,133.4	0.0
1958	1,825.8	2.0	1,794.1	29.7	1,963.1	2.0	1,896.3	64.8	1,552.0	2.0	1,547.1	11.7
1959	1,437.2	1.9	1,435.3	0.0	1,584.9	1.9	1,583.1	0.0	1,229.7	1.9	1,219.0	0.0
1960	1,457.9	2.2	1,455.8	0.0	1,547.7	2.2	1,545.5	0.0	1,130.1	2.2	1,149.5	0.0
1961	1,190.1	2.0	1,188.0	0.0	1,358.7	2.0	1,356.7	0.0	1,072.9	2.0	1,049.2	0.0
1962	1,666.3	2.2	1,661.6	2.5	1,833.9	2.2	1,831.7	0.0	1,469.1	2.2	1,466.9	0.0
1963	2,038.3	2.0	2,021.6	14.6	2,162.2	2.0	2,155.6	4.6	1,671.7	2.0	1,669.7	0.0
1964	1,223.4	2.0	1,223.4	0.0	1,383.1	2.0	1,381.1	0.0	1,019.0	2.0	1,017.0	0.0
1965	1,869.2	2.0	1,829.8	37.5	2,062.2	2.0	2,045.5	14.8	1,602.3	2.0	1,600.3	0.0
1966	2,071.4	2.3	2,062.1	7.0	2,235.4	2.3	2,210.0	23.2	1,792.5	2.3	1,790.3	0.0
1967	2,010.5	1.9	1,925.6	83.0	2,197.7	1.9	2,147.5	50.3	1,678.1	1.9	1,676.2	0.0
1968	2,298.5	2.1	2,149.8	146.6	2,490.6	2.1	2,373.4	115.2	1,857.8	2.1	1,855.7	0.0
1969	2,616.1	2.0	2,252.0	362.0	2,792.8	2.0	2,443.6	347.1	2,138.4	2.0	2,086.6	49.7
1970	1,754.8	2.1	1,752.7	0.0	1,876.2	2.1	1,874.0	0.0	1,390.4	2.1	1,388.3	0.0
1971	1,447.8	2.0	1,445.8	0.0	1,573.7	2.0	1,571.7	0.0	1,212.4	2.0	1,210.4	0.0
1972	1,503.5	1.9	1,501.6	0.0	1,617.2	1.9	1,615.3	0.0	1,175.7	1.9	1,178.6	0.0
1973	1,114.4	2.0	1,130.9	0.0	1,239.1	2.0	1,237.1	0.0	903.3	2.0	909.8	0.0
1974	1,133.4	2.0	1,112.9	0.0	1,239.1	2.0	1,237.1	0.0	915.4	2.0	900.1	0.0
1975	1,892.2	2.1	1,694.8	195.3	2,010.0	2.1	1,854.1	153.8	1,467.4	2.1	1,465.3	0.0
1976	1,735.7	2.0	1,711.1	22.6	1,887.6	2.0	1,885.6	0.0	1,406.4	2.0	1,404.5	0.0
1977	1,835.9	2.2	1,810.3	23.4	1,976.6	2.2	1,974.4	0.0	1,483.9	2.2	1,481.6	0.0
1978	1,857.4	2.2	1,851.6	3.6	2,000.3	2.2	1,998.1	0.0	1,518.5	2.2	1,516.3	0.0
1979	1,680.5	2.2	1,678.3	0.0	1,818.0	2.2	1,815.8	0.0	1,370.0	2.2	1,367.8	0.0
1980	2,193.1	2.2	2,038.7	152.2	2,319.7	2.2	2,193.1	124.4	1,730.6	2.2	1,728.4	0.0
1981	2,337.8	2.3	2,279.1	56.4	2,483.5	2.3	2,427.6	53.7	1,938.4	2.3	1,936.1	0.0
1982	1,554.7	2.0	1,552.7	0.0	1,698.9	2.0	1,696.9	0.0	1,174.8	2.0	1,172.7	0.0
Average	1,703.9	2.1	1,649.4	52.4	1,852.0	2.1	1,808.7	41.2	1,416.4	2.1	1,409.0	5.3



Fig. 9-11 Goktas Reservoir Operation ( Stage I )

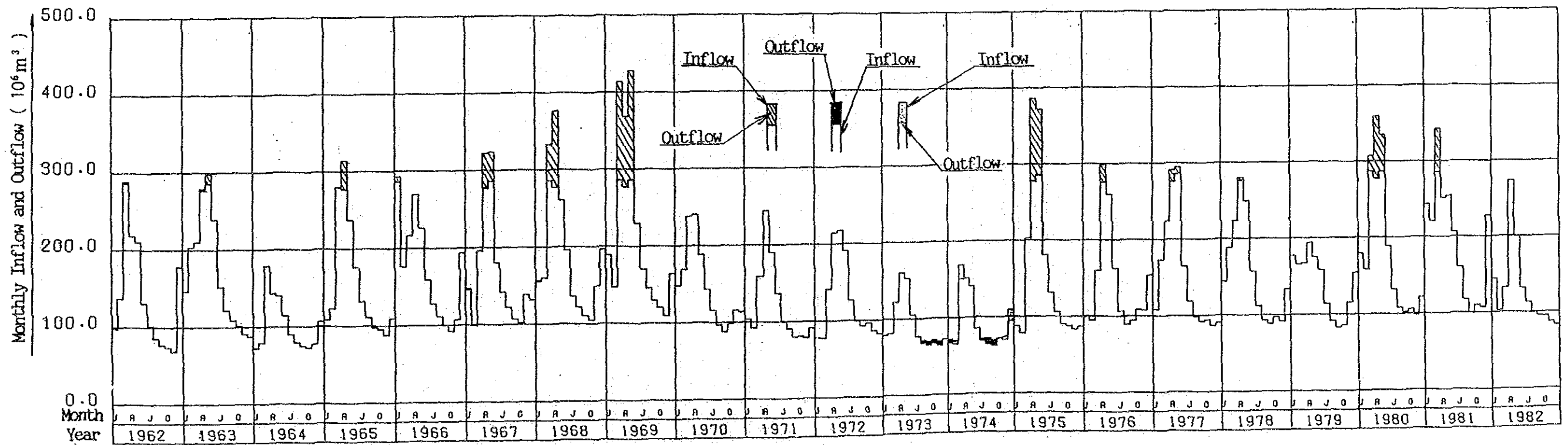
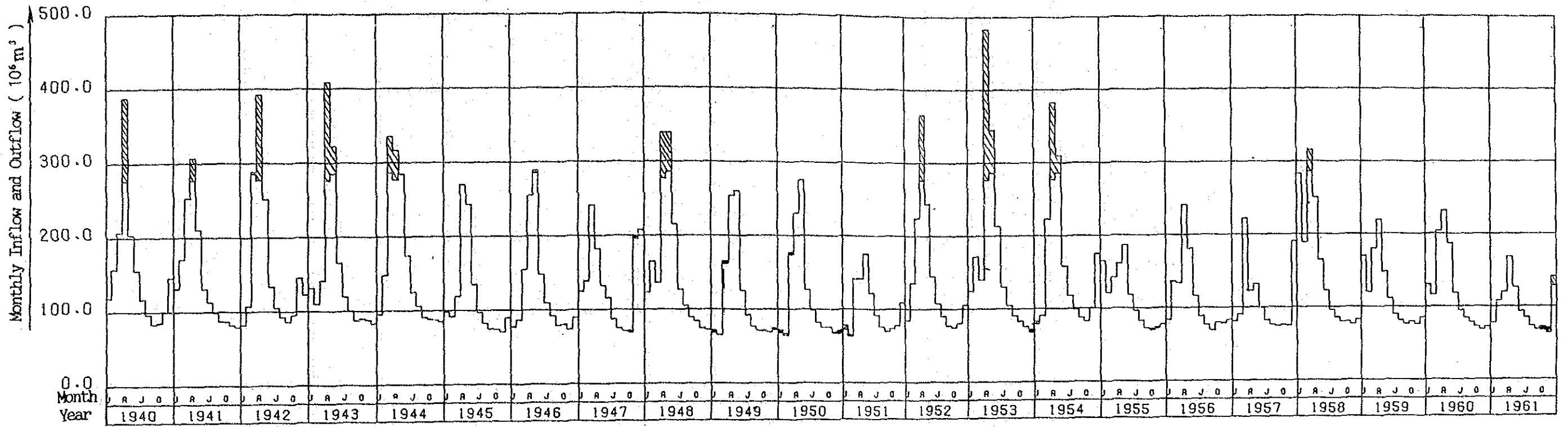






Fig. 9-12 Goktas Reservoir Operation ( Stage II )

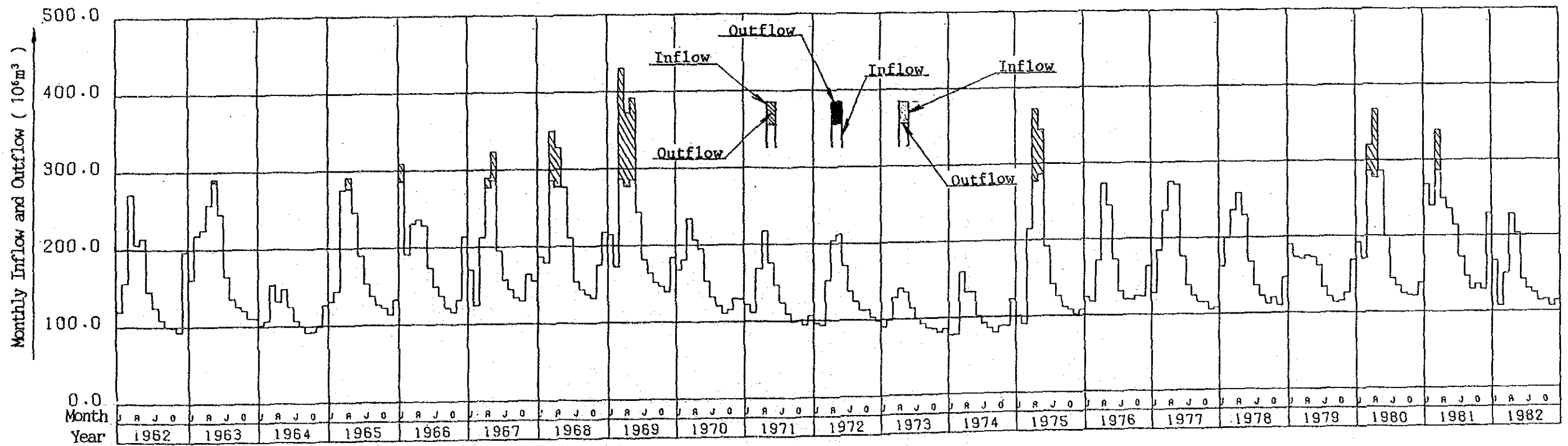
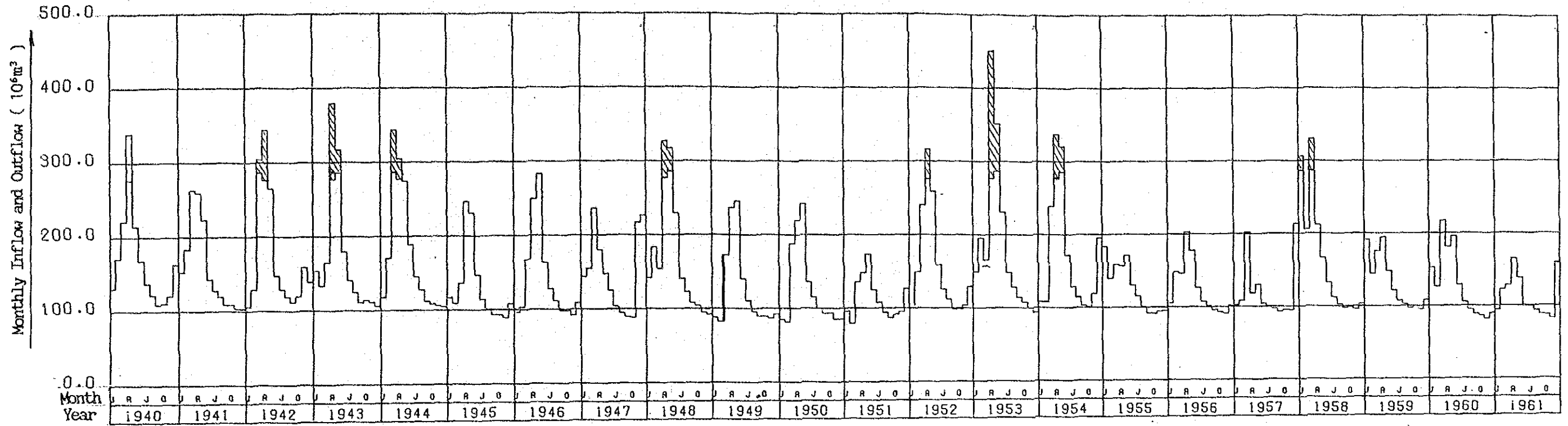




Fig. 9-13 Goktas Reservoir Operation ( Stage III )

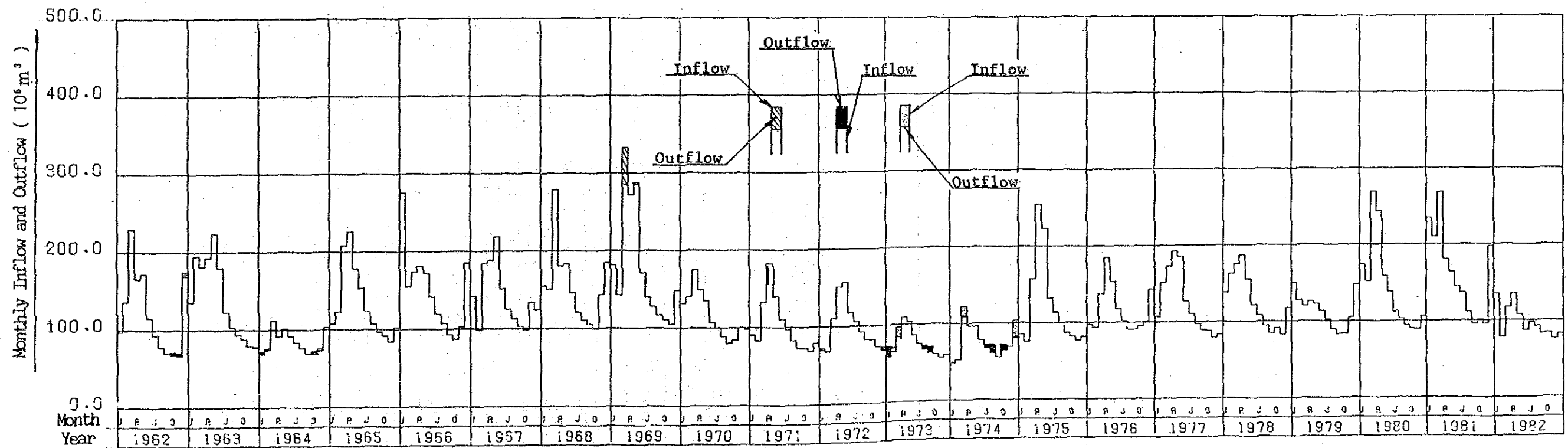
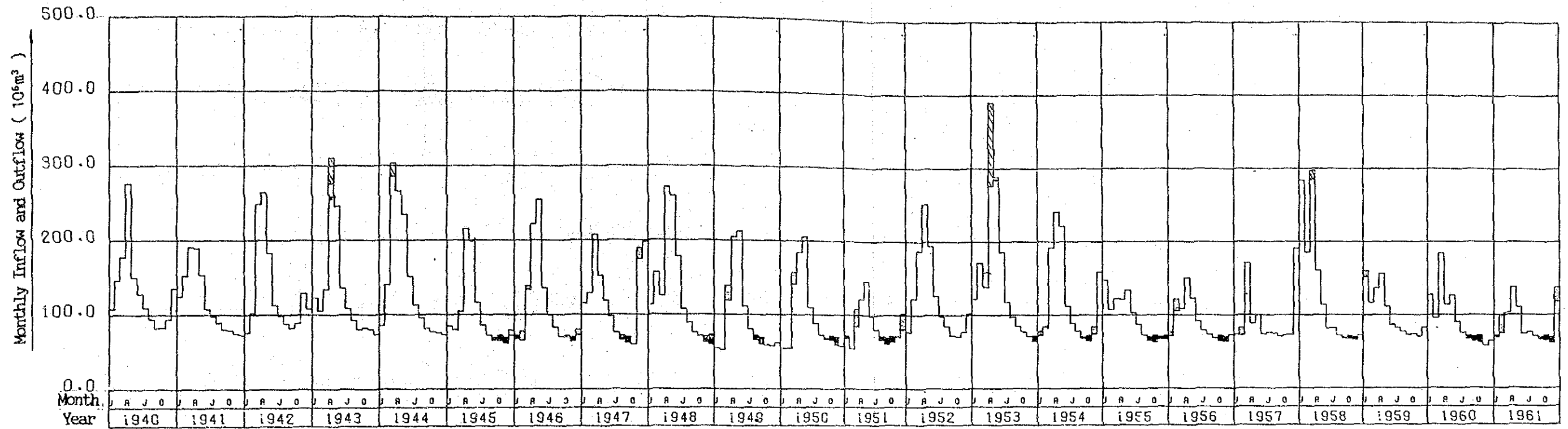




Table 9-13 Energy Generation of Goktas Power Plant (Stage I)

(Unit: GWh)

Month Year	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
1940	83.7	110.8	145.5	194.4	143.0	109.5	81.8	67.2	58.4	59.8	70.1	102.5	1,226.9
1941	92.8	119.8	177.9	194.4	147.7	91.6	79.0	69.3	61.0	60.8	57.5	55.7	1,207.5
1942	57.8	75.7	200.9	194.4	176.1	93.6	73.6	64.7	60.4	66.7	102.2	86.1	1,252.1
1943	92.1	77.2	99.2	194.4	200.7	115.9	83.6	70.4	61.1	63.0	61.6	58.1	1,177.4
1944	66.8	103.9	200.9	194.4	199.4	122.4	87.4	74.3	63.8	62.2	61.1	59.7	1,296.8
1945	68.8	64.4	83.4	189.9	171.0	94.7	67.9	57.7	52.2	51.8	49.7	63.1	1,014.6
1946	54.3	61.1	108.8	179.3	200.9	103.8	76.6	64.3	53.4	56.6	51.6	62.7	1,075.5
1947	87.6	97.5	169.5	128.0	92.9	81.2	61.1	52.3	49.8	50.2	137.3	146.3	1,153.6
1948	86.7	115.9	95.6	194.4	200.9	150.9	88.8	73.5	62.6	59.1	52.7	50.7	1,231.7
1949	50.2	45.4	113.4	178.7	183.2	88.0	64.6	53.7	50.0	50.2	48.6	50.9	976.8
1950	50.2	45.3	122.5	162.0	193.6	69.1	64.1	57.3	52.9	53.1	48.6	50.2	993.4
1951	50.3	45.3	98.5	123.2	123.2	85.5	64.3	53.1	48.7	51.6	54.6	76.6	851.5
1952	59.4	95.5	158.0	194.4	171.3	101.5	75.6	63.2	53.9	52.4	56.5	74.1	1,155.8
1953	87.6	120.7	193.3	194.4	200.8	149.5	90.9	73.3	63.4	58.0	53.0	50.2	1,240.1
1954	55.1	63.5	156.6	194.4	200.8	110.9	82.5	68.9	61.3	58.0	70.8	123.1	1,246.0
1955	116.0	85.3	99.9	113.3	130.9	82.8	67.5	57.8	50.9	50.2	50.5	54.4	959.6
1956	58.6	95.8	169.6	169.6	127.2	81.5	61.9	53.4	48.6	55.6	55.2	58.3	959.9
1957	56.8	63.6	156.2	86.0	92.5	69.3	57.5	53.1	51.9	53.2	52.9	133.9	927.0
1958	199.2	132.9	200.9	175.9	155.8	86.0	67.3	60.1	55.9	56.0	53.6	58.2	1,261.9
1959	119.5	84.7	126.7	154.3	103.9	78.1	62.6	56.9	53.6	55.9	53.4	60.0	1,009.6
1960	91.6	81.7	143.5	163.2	131.1	83.1	63.2	59.2	52.0	50.7	48.6	55.0	1,024.0
1961	54.3	76.2	84.2	118.0	88.8	65.3	59.2	51.1	48.6	50.2	48.4	89.3	833.6
1962	68.8	96.6	200.9	153.3	147.8	91.7	71.3	59.6	53.6	51.8	48.6	124.6	1,168.5
1963	103.1	143.2	147.6	194.4	200.9	168.1	106.5	85.2	76.3	71.4	63.8	61.3	1,421.8
1964	50.9	55.7	125.6	100.4	98.2	80.0	62.5	55.3	52.0	50.7	54.3	74.8	860.4
1965	76.1	86.1	196.7	194.4	166.9	123.5	92.2	77.6	68.4	66.5	61.7	76.9	1,286.9
1966	200.9	124.1	152.2	189.7	159.1	111.7	89.7	77.7	69.7	64.5	75.2	136.1	1,450.5
1967	103.2	70.2	137.6	194.4	200.9	126.5	99.5	85.7	75.0	71.4	97.2	92.6	1,354.2
1968	109.8	112.4	200.9	194.4	182.7	137.4	95.1	85.4	77.5	73.5	104.7	137.9	1,511.7
1969	132.8	103.6	200.9	194.3	200.9	161.1	119.4	102.2	90.9	84.5	77.1	115.8	1,583.3
1970	104.2	119.2	167.6	169.0	132.4	100.3	81.0	67.9	61.4	68.9	81.4	79.9	1,233.1
1971	72.8	64.7	112.0	171.9	133.5	96.1	70.6	63.4	55.8	56.8	55.1	64.4	1,017.0
1972	54.9	54.7	99.6	150.9	152.8	134.0	88.6	69.4	64.9	67.9	60.7	57.9	1,056.3
1973	55.4	57.1	85.8	112.4	107.4	73.9	53.9	50.2	48.6	49.9	47.7	49.1	791.3
1974	48.9	44.1	104.3	108.5	98.9	59.5	50.2	50.2	47.9	49.1	47.7	65.8	773.1
1975	61.7	55.3	142.5	194.4	200.8	126.6	91.8	74.1	63.2	61.5	58.4	61.3	1,191.7
1976	70.8	66.6	112.5	194.4	182.5	114.1	74.7	62.3	66.0	76.3	75.6	108.1	1,203.8
1977	76.1	121.7	157.4	194.4	200.9	115.8	83.5	68.9	64.6	65.9	60.9	63.4	1,273.6
1978	101.3	132.2	157.2	194.4	175.2	110.2	78.4	64.9	61.9	68.3	64.6	94.1	1,302.6
1979	124.5	116.5	117.8	136.2	122.9	111.2	80.0	63.9	58.0	60.0	81.2	108.6	1,180.7
1980	125.9	111.4	200.9	194.4	200.9	132.4	92.6	75.8	71.3	74.2	68.8	85.2	1,433.7
1981	170.9	155.2	200.9	176.5	178.7	144.5	112.3	82.4	69.6	77.1	75.3	160.0	1,603.3
1982	101.2	72.1	93.0	192.4	140.1	92.4	79.3	69.5	66.9	66.4	61.0	58.2	1,092.5
TOTAL	3,753.5	3,824.8	6,048.4	7,270.3	6,780.4	4,544.6	3,362.1	2,846.3	2,582.9	2,601.8	2,759.3	3,490.6	49,865.0
AVERAGE	87.3	88.9	140.7	169.1	157.7	105.7	78.2	66.2	60.1	60.5	64.2	81.2	1,159.7

Table 9-14 Energy Generation of Goktas Power Plant (Stage II)

(Unit: GWh)

Year	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
1940	92.1	120.1	155.5	194.4	150.8	118.1	96.3	85.6	76.6	77.5	85.0	114.9	1,366.8
1941	107.2	128.8	185.0	182.4	156.8	100.2	89.7	83.6	76.2	76.4	72.7	72.4	1,331.6
1942	74.6	90.7	200.9	194.4	185.9	103.3	90.4	83.4	78.4	83.9	111.6	97.6	1,395.1
1943	108.0	116.1	108.0	194.4	200.8	125.8	98.6	87.3	77.8	80.2	78.3	74.4	1,335.5
1944	82.7	119.8	200.9	194.4	192.8	132.5	101.8	89.4	78.6	76.1	74.5	73.7	1,417.3
1945	82.1	76.4	95.9	173.2	162.1	103.0	101.8	103.0	65.2	65.2	62.5	75.9	1,112.2
1946	67.7	72.6	117.8	175.2	199.1	114.7	89.6	78.2	68.6	68.9	64.5	76.2	1,193.2
1947	101.1	109.0	166.0	126.5	103.8	87.8	72.8	66.1	62.7	61.9	152.7	159.5	1,269.8
1948	99.5	128.8	108.3	194.4	200.9	161.0	98.6	85.8	75.6	73.1	66.6	64.8	1,357.6
1949	61.8	58.0	121.4	166.6	172.7	98.4	77.7	67.1	62.8	62.4	60.9	64.9	1,074.7
1950	59.5	57.4	132.3	154.5	170.0	95.5	80.9	70.0	65.3	65.8	60.0	59.8	1,071.0
1951	67.3	55.7	95.4	104.2	121.9	87.7	75.6	65.8	61.0	64.2	67.0	89.1	954.9
1952	70.2	105.0	169.1	194.4	181.9	111.4	88.1	78.6	69.1	69.1	73.0	91.0	1,301.0
1953	104.8	137.6	116.5	194.4	200.8	162.0	104.0	89.9	80.2	75.8	70.2	65.9	1,402.1
1954	76.0	76.1	167.9	194.4	200.9	120.5	90.2	80.0	72.1	70.6	83.6	137.3	1,369.7
1955	129.0	98.3	111.4	110.4	120.0	91.3	80.9	70.9	64.5	63.9	66.4	67.0	1,074.0
1956	74.0	104.2	102.7	142.6	124.5	88.6	75.1	71.1	67.2	65.0	63.9	71.2	1,050.2
1957	71.7	75.9	142.1	83.2	91.6	72.8	69.4	68.2	65.1	67.0	66.7	150.3	1,024.0
1958	200.9	144.8	200.9	148.6	117.2	93.1	78.8	71.7	68.4	69.2	67.3	72.6	1,333.5
1959	134.5	101.6	123.6	136.7	103.7	85.2	75.3	71.8	68.2	70.0	67.0	75.8	1,113.5
1960	107.3	89.0	152.8	127.1	137.5	90.3	73.5	66.3	62.2	60.6	57.6	63.0	1,087.0
1961	66.4	85.8	90.2	115.7	96.9	70.6	69.6	65.5	61.5	61.5	58.2	111.9	954.2
1962	84.1	109.8	190.7	144.9	150.4	102.2	87.3	76.2	70.4	69.2	65.1	138.3	1,288.4
1963	113.0	153.1	158.0	181.0	200.9	171.9	115.6	95.2	87.8	84.5	77.7	77.5	1,516.2
1964	71.6	75.3	107.9	92.6	107.9	87.8	74.9	69.9	64.4	64.9	69.0	88.8	971.3
1965	91.8	101.1	193.6	194.4	173.0	133.4	107.5	96.5	88.5	85.8	79.9	93.3	1,438.7
1966	200.9	134.4	162.0	165.8	160.6	121.8	104.5	96.0	85.0	81.4	92.2	150.2	1,554.4
1967	119.9	87.4	149.4	194.4	200.9	137.1	110.3	101.5	93.8	90.9	115.4	109.3	1,510.3
1968	131.3	126.1	200.9	194.4	194.2	148.2	107.9	100.7	96.3	93.1	123.3	152.9	1,669.2
1969	150.8	121.5	200.9	194.3	200.8	170.6	127.4	114.9	106.4	103.0	98.1	129.7	1,718.3
1970	118.1	127.2	164.8	145.4	136.9	107.2	92.8	84.5	77.6	81.4	91.4	91.2	1,318.4
1971	85.5	78.4	118.6	153.0	123.4	103.1	86.9	76.7	69.1	69.8	66.3	74.6	1,105.6
1972	67.3	65.7	107.0	143.6	148.9	119.8	96.3	87.0	79.1	79.7	72.6	69.2	1,136.2
1973	63.4	69.3	90.0	98.4	94.9	80.0	70.6	65.0	61.1	60.4	57.0	60.1	870.1
1974	54.2	55.2	112.2	93.3	93.4	71.5	64.5	59.9	55.8	61.9	61.7	86.3	870.1
1975	71.1	63.4	151.2	194.4	200.8	134.2	99.3	88.1	78.2	75.7	71.6	75.7	1,303.8
1976	86.8	82.5	121.2	192.0	171.8	121.7	92.2	84.3	83.9	87.6	87.2	115.4	1,326.6
1977	90.4	129.6	166.1	192.9	189.8	123.4	96.7	87.2	81.4	80.9	74.3	76.3	1,389.1
1978	113.8	140.0	165.9	181.8	161.1	117.7	95.8	86.2	78.9	84.3	88.2	102.8	1,495.7
1979	133.2	121.5	119.8	122.8	121.5	113.6	93.3	84.6	79.3	80.8	88.2	118.8	1,277.3
1980	134.8	119.8	200.9	194.4	200.9	140.2	101.4	94.6	87.8	85.8	84.9	97.0	1,542.4
1981	187.8	168.2	200.9	174.9	165.0	150.2	120.4	102.5	90.5	95.5	90.8	160.9	1,707.7
1982	117.1	75.7	105.5	160.2	142.4	99.6	90.7	86.9	79.7	81.0	74.9	80.0	1,193.8
TOTAL	4,325.5	4,334.4	6,259.9	6,910.7	6,728.2	4,869.3	3,893.2	3,505.5	3,222.7	3,226.0	3,349.2	4,077.5	54,702.2
AVERAGE	100.6	100.8	145.6	160.7	156.5	113.2	90.5	81.5	75.0	75.0	77.9	94.8	1,272.1

Table 9-15 Energy Generation of Goktas Power Plant (Stage III)

(Unit: GWh)

Year	Month	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
1960		75.8	103.0	125.0	194.3	105.5	89.9	76.8	66.1	57.7	58.0	66.1	95.3	1,113.5
1961		87.7	107.2	134.2	133.2	108.0	75.6	68.7	62.6	55.9	55.4	52.4	51.4	992.2
1962		53.6	71.7	174.8	185.7	128.4	79.2	68.9	61.9	57.6	62.3	90.8	76.1	1,110.8
1963		86.5	74.3	94.5	172.6	172.6	94.5	74.3	64.8	56.0	57.7	56.5	51.8	1,080.4
1964		60.2	98.7	200.9	187.0	164.9	106.5	79.4	67.1	57.0	53.8	52.9	51.3	1,179.7
1965		59.7	56.2	73.5	151.5	139.7	81.5	59.8	50.7	48.6	50.2	47.7	49.3	868.4
1966		49.5	45.1	93.9	155.8	179.0	95.3	69.5	58.7	49.2	50.2	48.6	50.6	944.9
1967		81.0	90.8	145.9	107.0	83.7	68.4	52.8	50.2	48.4	42.3	50.2	139.4	1,031.5
1968		79.5	110.1	88.3	190.8	182.5	125.3	75.4	62.5	53.1	50.2	48.6	49.6	1,115.8
1969		38.4	37.0	82.5	144.0	149.4	77.9	56.5	50.2	48.3	41.6	40.8	43.9	810.5
1970		38.5	38.6	97.9	129.7	144.4	76.8	61.6	50.7	48.6	50.2	48.0	40.6	825.8
1971		48.8	38.1	58.9	85.5	102.6	69.0	56.3	50.2	48.4	49.1	47.2	56.1	710.0
1972		53.9	86.0	131.9	176.5	136.3	88.4	68.9	59.4	50.5	50.2	54.1	71.8	1,028.0
1973		85.7	120.2	97.3	194.4	200.7	130.4	82.4	68.3	59.3	54.2	50.0	50.2	1,193.1
1974		50.2	58.4	135.0	169.4	155.4	78.7	62.2	54.6	48.6	50.2	52.2	112.0	1,026.9
1975		103.6	75.3	86.1	85.2	94.0	72.2	61.2	51.1	48.6	50.1	47.8	49.1	824.1
1976		49.1	73.5	76.5	106.0	86.6	63.9	55.3	51.3	48.6	50.2	48.3	49.6	758.9
1977		49.8	49.5	120.3	62.2	69.9	51.8	53.5	52.3	49.7	51.1	51.3	134.4	795.8
1978		199.8	130.5	200.9	112.9	80.1	57.3	57.3	50.2	48.6	50.2	48.6	50.1	1,086.4
1979		106.0	82.2	96.1	110.1	78.4	60.8	57.5	54.1	51.0	52.3	49.9	58.1	856.5
1980		89.5	67.3	129.6	80.2	88.9	63.6	53.1	50.2	48.6	49.3	40.5	44.9	805.9
1981		48.6	52.2	72.6	96.9	77.6	51.9	53.7	50.2	48.6	50.2	47.8	81.6	732.0
1982		68.8	96.1	161.1	116.2	120.8	81.2	65.6	54.5	49.6	50.2	48.6	118.2	1,030.7
1983		95.3	137.0	127.2	135.5	157.3	126.5	86.1	72.3	65.6	61.5	55.5	54.6	1,174.4
1984		50.2	52.1	78.6	64.3	71.3	64.3	58.5	53.4	48.6	50.2	51.1	72.3	714.8
1985		75.3	86.3	146.3	159.1	125.7	107.6	86.2	75.1	67.8	64.5	59.3	72.2	1,125.5
1986		193.8	108.8	122.0	127.2	120.7	99.5	83.9	73.4	65.0	60.8	72.2	129.9	1,259.2
1987		99.7	69.2	129.5	132.2	153.6	106.3	87.6	79.2	72.2	68.6	93.8	87.0	1,178.9
1988		109.0	105.8	196.1	126.9	128.6	102.4	84.7	77.5	73.8	69.9	100.9	129.7	1,305.2
1989		127.6	100.5	200.9	191.2	200.9	120.7	98.0	89.7	82.0	77.9	73.7	104.6	1,467.7
1990		92.9	98.8	122.8	104.7	94.8	74.9	70.6	62.4	56.1	59.3	70.0	69.1	976.5
1991		63.4	58.4	93.3	128.4	98.1	77.5	68.2	58.0	51.0	51.1	48.6	55.4	851.2
1992		50.2	47.0	77.1	106.2	110.2	82.5	74.1	64.8	51.7	57.5	51.1	50.2	828.5
1993		49.9	44.6	57.8	76.9	72.7	60.3	52.3	50.2	48.4	42.7	39.8	42.3	637.8
1994		33.9	37.4	67.9	67.9	67.1	54.6	50.2	49.9	39.2	48.9	47.0	52.5	627.4
1995		59.7	53.1	110.4	178.9	156.6	92.9	79.6	69.9	60.5	57.5	54.0	57.4	1,030.6
1996		68.6	65.4	96.4	129.8	107.6	82.5	71.5	63.6	63.9	66.8	71.3	100.4	987.8
1997		75.5	106.5	121.6	135.3	130.2	89.1	77.5	68.0	62.8	61.7	55.7	58.4	1,042.2
1998		97.2	114.5	123.5	131.4	109.0	85.4	75.5	65.9	59.3	64.1	58.1	82.8	1,066.5
1999		105.6	89.5	84.4	88.5	86.0	79.3	71.3	65.9	58.0	58.8	73.9	104.1	962.1
2000		122.4	107.1	189.6	171.4	111.5	97.0	78.7	71.9	65.8	63.1	63.0	74.4	1,215.9
2001		165.2	147.8	188.8	126.5	114.9	101.7	95.8	77.9	66.7	70.9	67.0	138.7	1,561.9
2002		94.9	54.8	82.5	95.3	75.4	60.9	68.5	64.7	58.2	58.7	53.4	57.8	824.8
TOTAL		3,494.2	3,446.9	5,102.0	5,646.3	5,141.9	3,606.4	2,991.3	2,643.7	2,402.9	2,393.5	2,519.3	3,172.3	42,560.7
AVERAGE		81.3	80.2	118.7	131.3	119.6	83.9	69.6	61.5	55.9	55.7	58.6	73.8	989.8

Table 9-16 Monthly Peak Power of Goktas Power Plant (Stage I)

(Unit: MW)

Year	Month	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	AVERAGE
1940		270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1941		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1942		270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1943		270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1944		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1945		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1946		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1947		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.8	270.0	270.0
1948		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1949		269.9	270.0	269.8	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.9	269.9	270.0
1950		269.8	269.9	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.9	270.0
1951		270.0	269.9	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1952		270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1953		270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	270.0
1954		269.8	270.0	270.0	270.0	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1955		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.9	270.0	270.0
1956		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.9	270.0	270.0	270.0
1957		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1958		270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1959		270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1960		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1961		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	270.0	269.1	269.9	269.8
1962		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	269.8	270.0
1963		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1964		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1965		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1966		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1967		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1968		270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1969		270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.8	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1970		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1971		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1972		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1973		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	269.9	268.1	265.2	263.9	268.9
1974		262.7	262.7	269.4	270.0	269.9	270.0	269.9	269.9	266.0	263.9	265.1	269.9	267.5
1975		270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1976		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1977		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1978		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1979		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1980		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1981		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
1982		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0
AVERAGE		269.8	269.8	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.8	269.7	269.8	269.9
MINIMUM		262.7	262.7	269.4	269.9	269.8	269.9	269.8	269.8	266.0	263.9	265.1	263.9	267.5