



Table 9-18 Monthly Peak Power of Goktas Power Plant (Stage III)

(Unit: MW)

Year	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	AVERAGE
1940	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
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	270.0	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	270.0	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	269.8	269.8	265.2	265.1	269.2
1946	266.1	268.3	269.8	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	270.0	269.9	269.5
1947	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	268.6	227.3	269.9	270.0	261.3
1948	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	270.0	266.7	268.7
1949	206.3	220.3	268.8	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	268.2	223.7	226.6	236.1	250.0
1950	207.2	229.6	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.9	266.5	218.5	256.8
1951	262.3	226.9	268.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	268.8	263.7	262.0	268.6	264.2
1952	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
1953	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
1954	269.9	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.9	270.0	270.0
1955	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	269.1	265.8	263.8	269.0
1956	264.0	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	270.0	268.1	266.7	269.0
1957	267.6	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.8
1958	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.9	269.9	269.4	269.9
1959	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	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	269.8	269.9	265.3	225.3	241.6	263.5
1961	261.5	267.8	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	265.6	269.1	268.7
1962	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
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	269.9	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.9	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	270.0	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	270.0	270.0	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	269.9	269.9	269.8	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	269.8	270.0
1973	268.0	265.6	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	269.8	269.1	229.4	220.9	227.5	258.4
1974	182.2	222.4	269.9	270.0	270.0	270.0	269.8	268.5	217.8	263.2	261.1	267.9	252.7
1975	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
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	264.3	265.6	269.9	270.0	270.0	270.0	270.0	269.9	268.6	266.5	266.0	265.9	268.1
MINIMUM	182.2	220.3	268.0	270.0	269.8	270.0	269.8	268.5	217.8	223.7	220.9	218.5	250.0

Fig. 9-14 Monthly Energy Generation (Stage I)

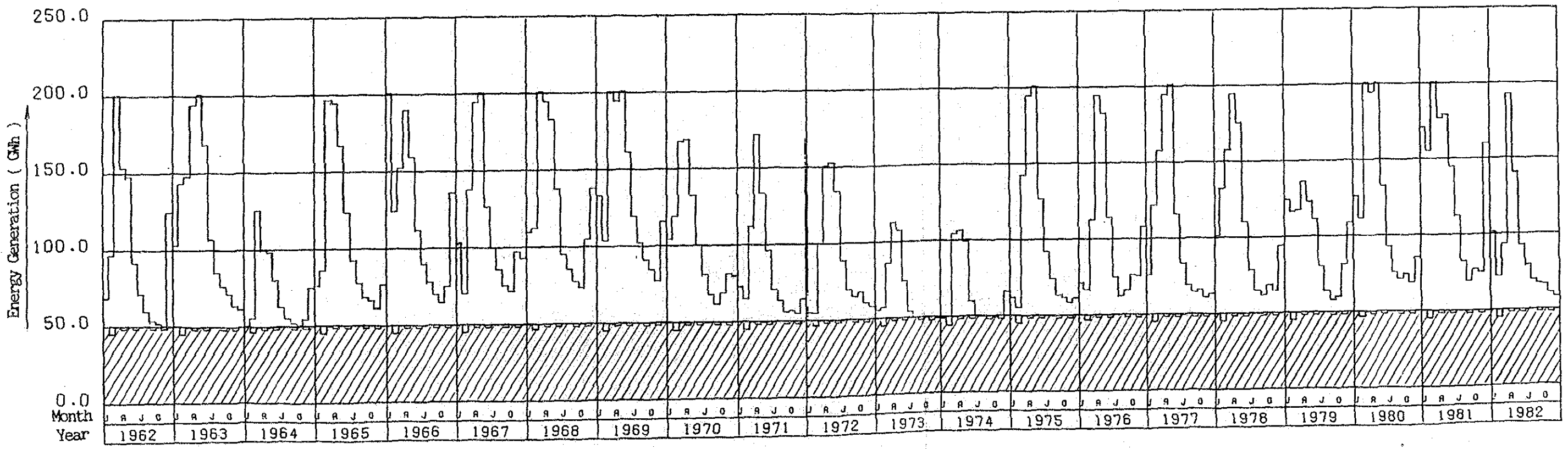
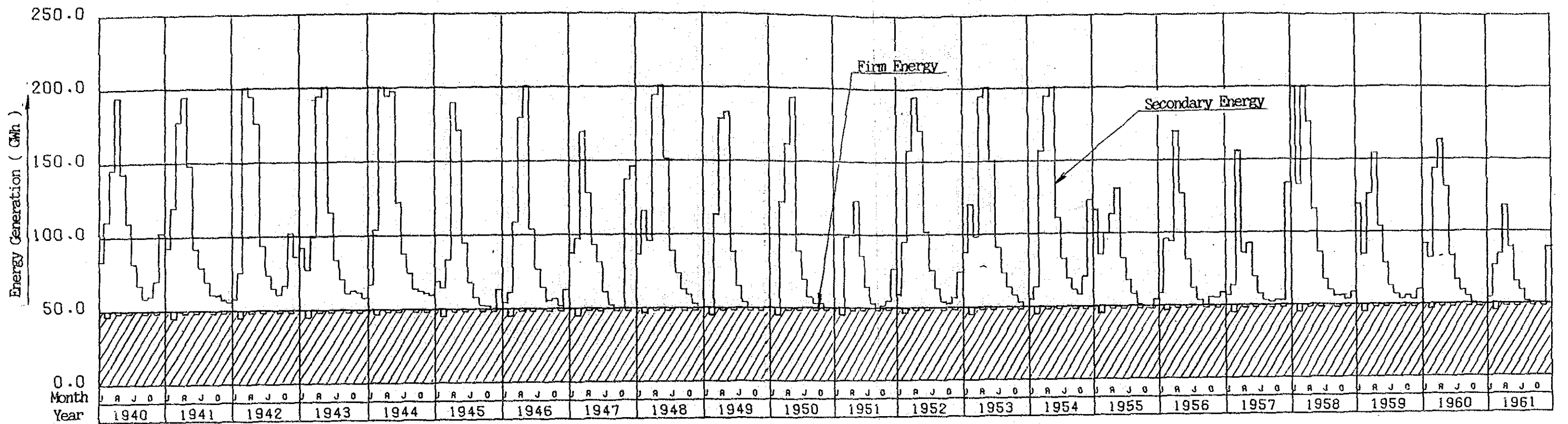




Fig. 9-15 Monthly Energy Generation (Stage II)

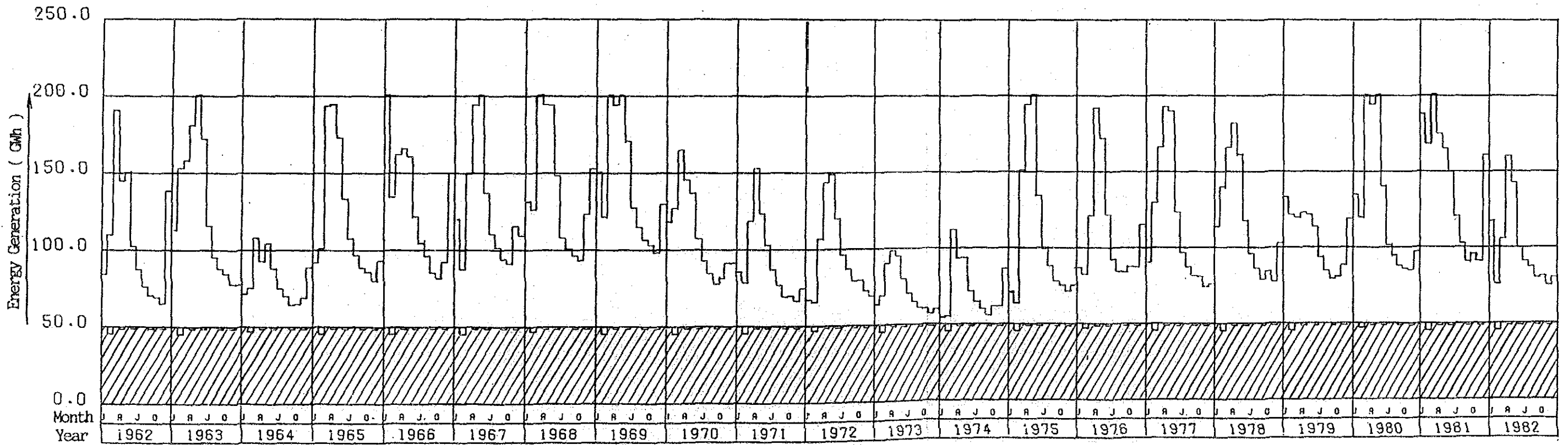
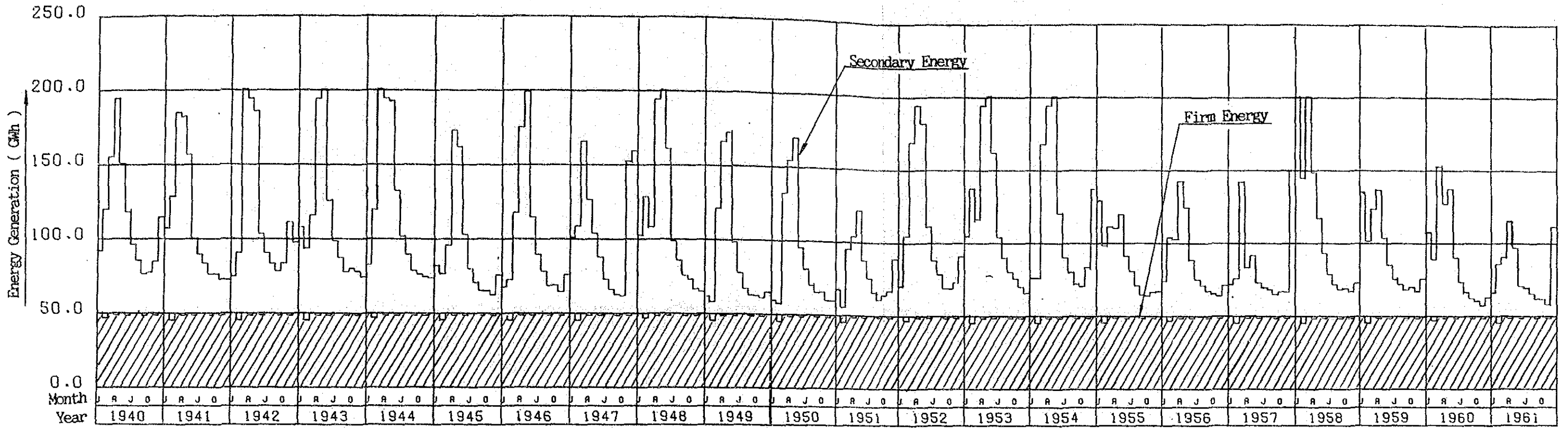




Fig. 9-16 Monthly Energy Generation (Stage III)

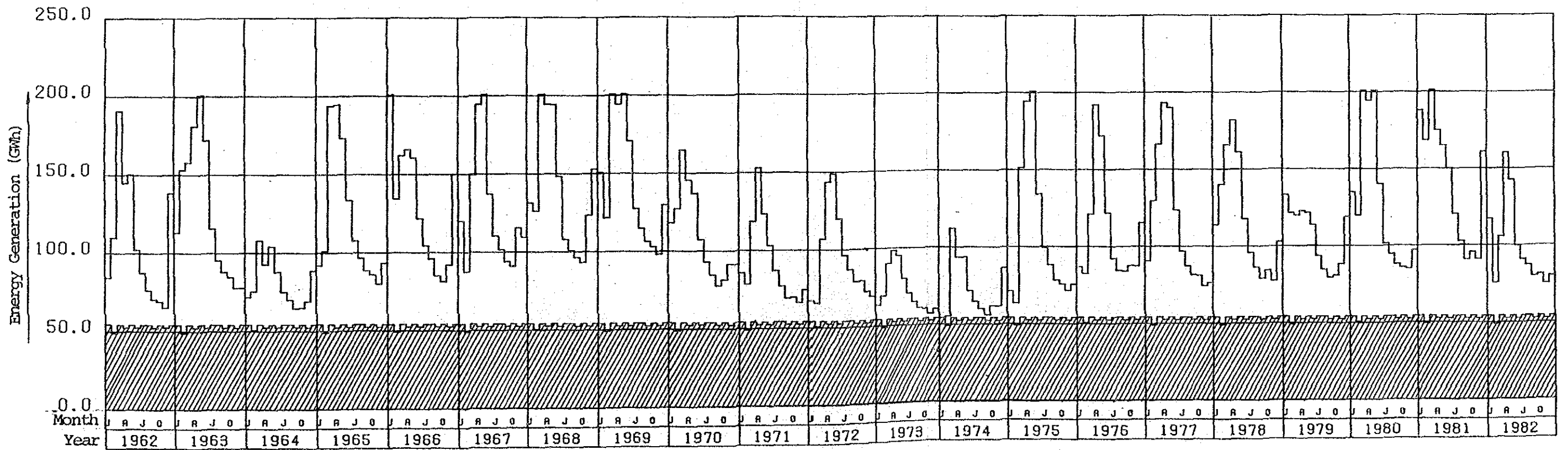
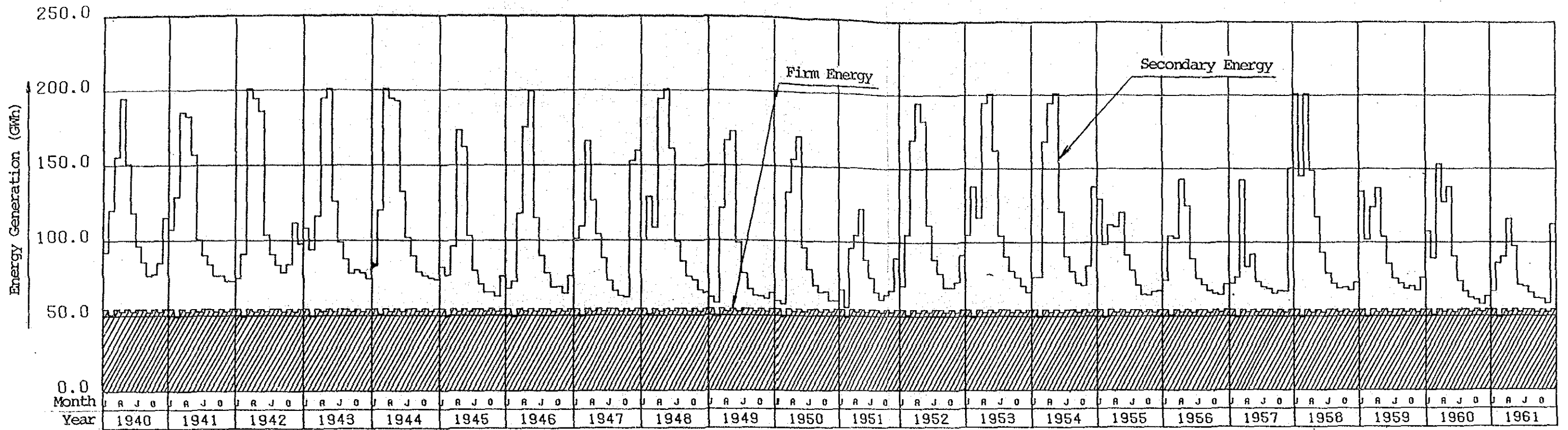






Table 9-19 Economic Condition at Each Stage

Item	Unit	Stage I	Stage II	Stage III
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	
Tunnel Length	m		15,600	
Tunnel Diameter	m		6.8	
Tunnel Type			Pressure	
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /s		108	
Gross Head	m		304.9	
Effective Head	m		284.4	
Installed Capacity	MW		270.0	
Annual Inflow	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	1,744.4	1,896.0	1,450.1
Annual Power Discharge	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	1,688.7	1,851.7	1,442.6
Firm Peak Power	MW	267.5	270.0	250.0
Annual Energy Production	GWh	1,159.7	1,272.1	989.8
Plant Factor	%	49.0	53.8	41.8
Investment Cost	10 <sup>6</sup> TL		523,030	
Annual Cost (C)	10 <sup>6</sup> TL		54,395	
Annual Benefit (B)	10 <sup>6</sup> TL	89,836	93,147	81,686
Benefit Cost Ratio (B/C)		1.65	1.71	1.50
Surplus Benefit (B-C)	10 <sup>6</sup> TL	35,451	38,758	27,291
Unit Cost of Energy	TL/kWh	47.7	43.5	55.9



## 第 10 章 送電計画および系統解析



## 第10章 送電計画および系統解析

	頁
10.1 送電系統の概要 .....	10-1
10.1.1 TEKの送電系統 .....	10-1
10.1.2 Çukurova電力の送電系統 .....	10-1
10.2 送電線ルート調査 .....	10-2
10.3 開閉所サイト調査 .....	10-2
10.4 Göktas計画の送電計画 .....	10-3
10.4.1 前提条件 .....	10-3
10.4.2 154 kV案 .....	10-3
10.4.3 380 kV案 パターン1 .....	10-4
10.4.4 380 kV案 パターン2 .....	10-4
10.4.5 380 kV案 パターン3 .....	10-5
10.5 Çukurova系統の系統解析 .....	10-6
10.5.1 電力潮流計算 .....	10-6
10.5.2 短絡容量 .....	10-7
10.5.3 安定度 .....	10-9
10.6 経済性の検討 .....	10-10
10.7 結 論 .....	10-11
10.8 380 KV基幹系統の系統解析 .....	10-12
10.8.1 給電区域毎の需給バランス .....	10-12
10.8.2 解析結果 .....	10-12



## List of Figures

Fig. 10-1	TEK 380kV SYSTEM
Fig. 10-2	Load Flow of 380kV System
Fig. 10-3	Çukurova Electric A.S. Transmission system
Fig. 10-4	Route map from Adana to Goktas P/S
Fig. 10-5	Location map of switchyard
Fig. 10-6 (1)	Transmission system all 154kV scheme (initial stage)
Fig. 10-6 (2)	Transmission system all 154kV scheme (final stage)
Fig. 10-7 (1)	Transmission system 380kV pattern-1 (initial stage)
Fig. 10-7 (2)	Transmission system 380kV pattern-1 (final stage)
Fig. 10-8	Transmission system 380kV pattern-2 (final stage)
Fig. 10-9	Transmission system 380kV pattern-3
Fig. 10-10	Regional Power Demand & Supply in Turkey
Fig. 10-11	The 380KV Turkish System in The year 2001
Fig. 10-12	Load Flow in 2001 All 380KV Lines are in service
Fig. 10-13	Load Flow in 2001 One 380KV Line is out of service
Fig. 10-14	Voltage Drop Versus Demand Increase

## List of Tables

Table 10-1	Loading Reactive Power Capacities Required
Table 10-2	Number of Circuits of Transmission Lines Requiring Strengthening
Table 10-3	Short Circuit Currents in Major Substations
Table 10-4	Results of Stability Calculation
Table 10-5(1), (2)	Results of Economic study for each transmission plan.





## 第10章 送電計画および系統解析

### 10.1 送電系統の概要

#### 10.1.1 TEKの送電系統

1973年に始めて 380kV送電線が導入されてから、トルコの 380kV系統は初期の放射状系統からグリッド系統へと発展をとげてきた。1988年現在 380kV送電線の全長は約 8,000kmに達し、トルコの基幹系統を構成している (Fig. 10-1 参照)。2次系統としては 154kV送電線が使われており、トルコ全土の系統はすべて連系され、一体運用されている。この他、ソ連との連系線の一部には 220kV送電線も用いられている。トルコでは Istanbul, Ankara, Izmir などの主要な電力消費地が西部にあるのに対し、Karakaya、Keban などの大容量水力発電所および Elbistan 火力などの大電源地帯は東部に偏在しているため電気は通常、東から西へ向かって流れている。最近の 380kV 系統の電力潮流図を Fig. 10-2 に示す。このように、東西 2,000km 近くに亘る大系統の安定度維持のため、東西を連系する主要な 380kV送電線には直列コンデンサーが設置されている。また、Adana 地区の系統増強について、TEK は1990年頃、Adana 市北部に 380kV の変電所を新設し、将来、Seyhan河の水力電源および Yumurtalik の石炭火力の一部をこの地域の需要に当てると共に、余剰電力をここから西部の需要地へ送電する計画でいる。

#### 10.1.2 Çukurova 電力の送電系統

Adana を中心とする周辺 3 県の電力需要は Çukurova 電力 (ÇEAS) という私営電力会社の送電系統から供給されている。系統図を Fig. 10-3 に示す。Çukurova 電力管内の需要は 1987年で約 3,679GWh (ピーク電力 570MW) で全トルコの電力需要の 8% を占めている。一方供給力はエネルギー需要の約 4 割、設備出力で約 5 割 (298MW) しかなく、不足分は TEK より買電している。Çukurova 電力の基幹送電線である 154kV送電線の全長は約 760km である。Çukurova 系統と TEK との主要な連系点は東部の Erzin 変電所と北西部の Toroslar 変電所で、それぞれの連系線の出入口には取引用電力計が設置され、電力の計量が行なわれている。このように、Çukurova 系統は TEK の大系統とループを成しており、東部の Erzin から北西部の Bor に向けて TEK の電力の一部が通り貫ける形となっている。

## 10.2 送電線ルート調査

Seyhan河上流域のマスタープランによればGöktas水力発電所を始めとし、支流のZamanti川、Göksu川流域の各発電所の電力はKozan市附近を經由して、Adana方面へ送電される計画となっている。Göktas発電所と周辺のKavsak発電所や、Köprü発電所の開発と整合をとるため、AdanaからGöktas発電所サイトまでに至る約80kmの区間につき送電線のルート調査を実施した。調査途上のルート地図をFig. 10-4に示す。

AdanaからImamogluを經由してAkdamまでの60kmの区間は途中、TEKの380kV 1回線送電線を横断する外は平野ないし緩やかな丘陵地帯で、送電ルート上の障害となるものは何もない。AkdamからÇömlükまでの10kmは標高500~700mの低い山間部が続くが、154kV送電線2~3回線の布設に特段問題はない。

Çömlükから発電所サイトの間には標高約1,000mの急峻な山があり、Göktas水力発電所からの送電線はこの山裾を迂回する形となる。なお、Akdamから発電所サイト近くのBaladan村まで34kVの発電線が来ているが、容量が少ないため、発電所工事用動力線を別途Kozanあたりから布設する必要がある。

## 10.3 開閉所サイト調査

Göktas発電所の予定地はZamanti川とGöksu川の合流点より約2km上流のZamanti川右岸側に計画されている。発生した電力は前述のとおり、下流南部のAdanaへ送られる予定である。

発電所サイトの右岸下流側は、急峻な岩場で、送電線の建設が非常に困難である上、発電所地点も40~45度の急勾配の地形で開閉所を配置するスペースがない。一方、左岸側は地形と勾配が右岸と比較すると、緩やかで、開閉所スペースを造成出来る地点が3ヶ所ある。Fig. 10-5にこれらのサイト候補地Sy-1、Sy-2、Sy-3を示す。この中で、Sy-3は地滑りの跡がある。Sy-2は、掘削量が多く、コスト面で不利である。これらに対して、Sy-1は造成コストの面でも、また最下流に位置しているためAdanaへ通り貫ける距離も比較的短かく送電線を設置する面でも有利である。

従って、このSy-1の地点が、Göktas発電所の開閉所地点として適当と考えられる。

## 10.4 Göktas 計画の送電計画

### 10.4.1 前提条件

Seyhan河、Göksu 川水系の電力は Göktas 発電所も含めて、Adana 方面へ送電するが、Çamulica 発電所等の Zamanti 川水系の電力は主として Kayseri 方面へ送電されるものとして計画した。理由は次に述べる通りである。

(1) Çamulica 発電所等の Zamanti 川水系は Kayseri 県の自治下であり、しかも Çamulica 発電所の方が Göktas 発電所より 2～5 年早く開発され Anatolia 中部高原地域の需要に当てられる可能性の高い事。

(2) Çamulica 発電所 以北は地勢的に中部アナトリア高原に位置し、Göktas 発電所までの地形が急峻な山岳地帯となり、この間を送電線で連系するのに困難が伴うと予想されること。

尚、Göktas 発電所以南の送電プランの策定に当っては、いずれの送電線 1 回線やトランス 1 バンクが事故でトリップしても送電熱容量、安定度面で支障のない事を基準にした。

### 10.4.2 154 kV 案

本案は Göksu 川水系ならびに Seyhan 河中流域に開発が予定されている水力発電所をすべて 154kV で連系して TEK および ÇEAS の 3 ヶ所の変電所へ分散送電するものである。最終形態を Fig. 10-6 (2) に示す。すなわち、Yamanli I、II、III と Feke の発電々力約 340MW は主として Kozan を経由して 154kV 2 回線で Ceyhan 変電所へ、Köprü, Göktas および Kavsak の電力、計 580MW は下流の Yedigöze 発電所を經由して 2 回線ずつ Adana 変電所と Misis 変電所へ送電する。これらの電源の間に位置する Menge 発電所は 154kV 1 回線で、それぞれの系統へ連系し、これらの系統で事故が発生して、送電線 1 回線が永久に断された場合、互いに相手の送電線の過負荷を補えるように計画した。また本案は、Köprü 発電所より上流の Feke、Yamanli 発電所が先行開発されても Ceyhan 変電所へ単独送電出来るよう無駄のない柔軟な送電計画となっている。本案での Göktas 発電所の連系先は Köprü、Kavsak および Yedigöze 発電所へそれぞれ 1 回線ずつ、計 3 回線となる。線種は新しく TEK が計画している ACSR 1,272 MCM(1b) (Pheasant 電流容量 1,000A) とした。

### 10.4.3 380 kV 案 パターン 1

本案は Seyhan 河中域と Göksus川水系の全電力約 1,250MWを主として 380kV送電線 1ルート 2回線により新設されるTEK の Adana変電所へ送電するプランである。Fig. 10-7(2)にファイナルステージの系統図を載せる。マスタープランでは、Göktas発電所の引き込み先として Göksu川と Zamanti河合流点北側のElgenusagi村(標高約 900m)を 380kV送電案に於ける変電所候補地としているが、ここでは、以下の理由から合流点より南東 6~7 kmにある Akarca 付近の方が 380kVの変電所サイトとして好ましいと判断して送電計画を立案した。

- ・ Akarca には既存の幅 6 mの道路が通っており変電機器の輸送上、有利である。
- ・ Elgenusagi 南側には 1,000m 級の岩山があり、送電ルートおよび雷撃頻度の面から不利である。
- ・ Akarca の方が地形が緩やかで変電所のスペースを確保し易い上、Köpura発電所からの送電線引き込みもスムーズである。
- ・ Akarca は Adana方面へ貫ける送電線の経過地にある。

尚、380kV 送電線の線種は以下のようである。

Akarca ~ Yedigöze	ACSR 954 MCM (2b)
	電流容量 2 × 850 A
Yedigöze ~ Adana	ACSR 954 MCM (3b)
	電流容量 3 × 850 A

### 10.4.4 380 kV 案 パターン 2

Göktas発電所運開時は、パターン 1 と同じであるが、Yedigöze 発電所から Adana 変電所に至る 380kV 2回線のうち 1回線を Adanaの代わりに Dikili 変電所へ引き込む案である。これにより、里側の Adana~ Catalan~Dikili間の 154kV 送電線の西向き汐流が軽減され送電ロスの低下と信頼度の向上が計れる。ただし、本案は、Çukurova 電力の 154kV 変電所を 380kVに昇圧、増強する事が条件となる。ファイナルステージでの送電系統図を Fig. 10-8に示す。

尚、熱容量的にはファイナルステージに於ても Akarca~Yedigöze間は 380kV 954MCM (2b) 1回線でも足りるが、信頼度の面から 2回線とした。

#### 10.4.5 380 kV案 パターン 3

本案は、Göktas発電所の主変圧器を 380kV設計とし、対岸の開閉所から 380kV送電線 1回戦によりYedigöze発電所へ引き込むものである。

ファイナルステージにおいてはGöktas開閉所からKavsak発電所を経由してYedigöze発電所まで 380kV送電線（1回線増設すると共にもう1回線をKöprü発電所経由でFeke変電所まで引き込む計画とした。

Feke変電所以北と、Yedigöze発電所以南はパターン2と同じである。

また、送電パターン2と3の検討構成に大きな差のない事から次節の系統解析ではパターン3の解析は省略した。

なお、本案ではAkarca変電所が不要となる反面、Göktas開閉所が380kV 3回線引き出しとなるため、ファイナルステージで比較すると 154kVの開閉所（90×120m）に対し面積で約4倍（200×105m）となる。当該地点の地形から判断して、200m×200mの規模の開閉所は難点がある。

本案の送電系統図をFig. 10-9に示す。

## 10.5 Çukurova 系統の系統解析

前述の 154kV、380kV の各送電案に対し、送電線の熱容量、電圧、しゃ断電流容量、および安定度のチェックを行なった。検討断面は Göktas 発電所運開時点の2001年および Göksu川流域の水力開発がすべて終了すると思われる2006年以後の2断面とした。但し、需要は2006年相当で計算した。

### 10.5.1 電力汐流計算

#### (1) 検討条件

Çukurova 系統の総需要	}	2001年	: 1.940 MW
		2006年	: 2.960 MW

TEK との連系点は、Andirin、Ergin および Adana の各380kV 変電所とし、154kV の連系線は無視した。

負荷力率 : 変電所端で、99% (遅れ) とした。

発電機出力 : Yumurtalk 以外の発電機は全てフル出力とし、Yumurtalk で過不足分を調整した。

電圧調整目標 : 各発・変電所で 95% ~ 105% の範囲とする。

#### (2) 検討結果

電力汐流図を Ap. 4-1 (1)~(5) に示す。各ケースで共通して云える事は Antakya と Tarsus、Dikili 変電所の電圧を維持するため、無効電力調相設備の設置が望まれる点である。

Table 10-1 Leading Reactive Power Capacities Required (MVA)

変電所 \ ケース	2001年		2006年		
	154 kV	380 kV	154 kV	380 kV	
				パターン 1	パターン 2
Antakya 2	40 MVA	40	90	90	90
Tarsus 2	150 MVA	150	150	150	120
Dikili	0 MVA	40	200	270	120
Total	190 MVA	230	440	510	330

また、Seyhan河水系の電力の送電に伴って里側系統の増強が必要となる箇所は Table 10-2 のとおりである。

Table 10-2 Number of Circuits of Transmission Lines Requiring Strengthening

154 kV 送電線	ケース	2001年		2006年	
		154 kV	380 kV	154 kV	380 kV
				パターン 1	パターン 2
Adana ~ Çatalan (20km)		0	0	1	0
Çatalan ~ Dikili (25km)		1	1*	1	0

注) 380kV 送電パターン 2 では、当面、Çatalan ~ Dikili間の送電線は380kV 設計で 154kV 運用とする方が得策である。

以上のように 380kV (パターン 2) の送電ケースは、無効電力調相設備および、送電線の増強を一番少なく出来る上、Çukurova電力の東西系統を結ぶ 154kV送電線の西向き汐流が減少するため、システム全体の送電ロスが一番少なくなるメリットがある。

## 10.5.2 短絡容量

### (1) 検討条件

断面 : 最過酷となるファイナルステージ

発電機 : 全台数系統へ併列し、リアクタンスは、 $X'd$  (過渡リアクタンス) を使用した。

負荷からの流れ込み電流は無視するが、TEK の系統からの流入電流は考慮した (Ap. 4-2(1)~(3)参照)。

(2) 検討結果

主要な地点の3相短絡電流を以下に示す。

Table 10-3 Short Circuit Currents in Major Substations (KA)

	154 kV 案	380 kV 案	
		パターン 1	パターン 2
(154kV系)			
Göktas S/Y	16.4	13.9	13.8
Yedigöze S/Y	21.5	—	—
Çatalan S/Y	18.6	14.8	14.1
Dikili S/S	14.2	12.3	17.2
Seyhan S/S	11.2	9.4	11.9
Adana S/S	24.0	19.9	17.4
Misis S/S	17.3	12.7	12.0
Ceyhan S/S	12.9	9.4	9.3
Akarca S/S	—	16.2	16.0
(380kV系)			
Adana S/S	11.3	13.1	12.7
Erzin S/S	11.0	11.5	11.4
Dikili S/S	—	—	7.9
Akarca S/S	—	10.8	10.4
Yedigöze S/S	—	11.6	11.2

当然ながら 154kV系統の短絡電流は 154kV送電のケースが一番大きくなるが、IEC 規格の 31.5 kA以内に納まっているので新設変電所については特に問題ない。380kV 送電のパターン1とパターン2の差は少ない。



### 10.5.3 安定度

#### (1) 事故条件

154kV 案では Göktas 開閉所の 154kV母線での 1 回線 3 相短絡 (3LG) しゃ断時間は 6 サイクル (120ms) とした。

380kV 送電案では上記の他、Yedigöze開閉所の 380kV母線での 1 回線 3LG、5 サイクル (100ms) 後に Yedigoze~Adana 間の 380kV 送電線 1 回線をしゃ断するケースも検討した。

#### (2) 検討結果

シミュレーション結果を Ap. 4-3(1)~(9) に示す。

2001年、2006年共、全ケース安定で問題ない。

Table 10-4 Results of Stability Calculations

ケース 事故点	2001年		2006年		
	154 kV 案	380 kV案	154 kV案	380 kV案	
				パターン 1	パターン 2
Göktas母線	Ap. 4-3 (1) 安定	Ap. 4-3 (3) 安定	Ap. 4-3 (4) 安定	Ap. 4-3 (6) 安定	Ap. 4-3 (8) 安定
Yedigöze母線	Ap. 4-3 (2) 安定	—	Ap. 4-3 (5) 安定	Ap. 4-3 (7) 安定	Ap. 4-3 (9) 安定

## 10.6 経済性の検討

送電設備の経済評価は Göktas 発電所と Yedigöze 発電所のみを送電するイニシャルケース (2001年) と Göksu 川水系全部の水力発電所も合わせて送電するファイナルケース (2006年以後) について検討した。結果を Table 10-5 (1) (2) に示す。

### (1) 検討条件

送電ロス単価 : 第9章 (開発計画) における代替火力の発電単価を用いた。

$$\text{単 価} \begin{cases} 242,000 \text{ TL/kW} \\ 24.7 \text{ TL/kWh} \end{cases}$$

送電ロス対象線路 : 154kV と 380kV 案との整合性をとるため、Göktas 開閉所から Dikili、Adana、Misis、Ceyhan の各受電側変電所までに至る流通設備を対象とした。

送変電設備の年経費率 : 一率 11.4 %

Göksu 河水系の水力発電所の

平均プラントファクター Pf : 40 %

送電線ロス率 Lf : 23 %

\* Buller - Woodrow の式

$$Lf = 0.3 \times Pf + 0.7 \times (Pf)^2 \text{ より求めた。}$$

### (2) 検討結果

Table 10-5 (1)(2) より判るように、建設費は Göktas 運開時のイニシャルステージおよびファイナルステージ共 154kV 案が安い。送電損失を含めた年経費ではいずれも、380kV 案が有利となる。380kV 案の中では、イニシャルステージではパターン 3 が一番経済的であるが、ファイナルステージでは電力を Adana と需要地の Dikili へ振り分ける案 (パターン 2) が最も経済的となる。

尚、Table 10-5 に於てギョクタシュ開閉所の土木工事費については 154kV 案と 380kV 案パターン 1、パターン 2 では共通なので除外している。パターン 3 についてはスペースが約 4 倍増えるため、この分を見込んでおく必要があるが、Table 10-5 のコストは純設備費だけで比較したものである。

## 10.7 結 論

ファイナルステージでの経済性及び開閉所の省スペース制の面から、Göktas水力発電所の送電方法として送電パターン2 (380kV)を推奨する。本案の送変電設備は次の通りである。

### (1) イニシャルステージ

Akarca変電所新設 : 380kV/154kV、150MVA 変圧器3台

154kV フィーダー線 3回線

380kV フィーダー線 1回線

Göktas開閉所～Akarca変電所 :

154kV ACSR 1,272MCM 3回線10kmを布設し、この内1回線は将来運開するKöprü 発電所を経由させる。

Akarca～Yedigöze開閉所 : 380kV ACSR 954MCM(2b) 1回線 25km

Yedigöze開閉所 : 380kV 954MCM(2b) フィーダー線1回線増設

Adana 変電所増強 : 150MVA トランス2台増設

さらに、里側系統の増強として、Çatalan 発電所～Dikili発電所

380kV 設計 ACSR 954MCM(3b) 1回線25kmを布設し当面 154kVで運用する。

### (2) ファイナルステージ

Akarca 変電所以南の主要な系統増強ヶ所を示す。

- ・ Akarca～Yedigöze : 380kV、954MCM(2b)送電線1回線増設
- ・ Yedigöze～Çatalan : 380kV、954MCM(3b)送電線1回線布設
- ・ Dikili 380kV変電所新設 : 150MVAトランス8台設置
- ・ Yedigöze～Dikili 380kV送電線の昇圧

この送電パターンの得失は、

- ・ 初期投資は高いが、長い目でみて最も経済的な送電パターンである事。
- ・ 里側380kV系を2回線としているため、信頼度の高い事。
- ・ 154kV系統の短絡電流を低く抑えられる事。
- ・ 里側変電所の電圧低下が少ない事。

・反面、Çukurova電力の経験していない380kV系統の導入を伴なう事。  
等である。

## 10.8 380 kV 基幹系統の系統解析

### 10.8.1 給電区域毎の需給バランス

トルコにはFig. 10-10 に示すように、現在6つの給電区域があり、それぞれ380kV送電線で連系されている。

各給電システムの内イスタンブールが位置している北-西アナトリア地方が供給力不足である、一方ユーフラテス河上流の南-東アナトリアは供給過剰となっている。この東-西の需給アンバランスは、将来拡大する傾向にある。このため、東-西1,000km以上に亘る送電線の増強が必要になり、経済性の面からTEKでは2,000年頃まで直列コンデンサ補償した380kV送電線の増強で対応する予定でいる。(Fig. 10-11)これにより、現在5回線の東西連系線は2,000年に合計15回線へと拡充される。なお、ほとんどすべての380kV連系線には、安定度と電圧対策の面から補償度20~30%の直列コンデンサが用いられている。

### 10.8.2 解析結果

今回はギョクタクシュ発電所が運開する2,001年の380kV基幹系統のピーク時につき、主として電圧面から検討を行なった。

#### (1) 前提条件

##### (a) 送電線

380kV系統に使われている線種はTEKで使っている以下の4タイプとした。

Reil	(2b)	954MCM	電流容量	2×850A
Cardinal	(2b)	954MCM	"	2×850A
"	(3b)	954MCM	"	3×850A
Pheasant	(3b)	1,272MCM	"	3×1,000A

(b) 力 率

負 荷 ; 98% (遅れ)

発電機 ; 90~100% (遅れ)

尚、スタティックコンデンサは投入しないものとした。

(2) 電圧・汐流結果

2,001年のピーク予想汐流図(総需要約28,000MW)をFig.10-12に載せる。

各送電線を流れる電力は1,000MW以下で熱容量的には問題ないが、中-西部の需要地での電圧低下が大きくなっている。

Fig.10-13は同じ条件でELBISTAN~ANKARA間の380kV,422km送電線が1回線停止した場合の汐流図を示したもので西部の電圧が90%近くまで低下する。

一方、Fig.10-4は系統の需要増加(横軸)に対してイスタンブール地区の電圧低下(縦軸)、及び電圧位相角(縦軸)の拡がりを示したものである。

図中、破線は汐流計算で解が求まらなかった領域で実際この領域ではシステムが不安定となり、運転出来ないことを示唆している。

(3) 結 論

TEKで計画している直列コンデンサ補償による380kV系の拡充は、今の需要のままですと、2,000年初頭に送電線ルート数、安定度、電圧面で限界を迎えるものと予想される。

このための対策として以下のような案が考えられる。

(a) イスタンブール近郊の大容量電源開発等による需要の均衡化

(b) 交流750kV又はHVDCシステムの導入による東西連系の強化



Table 10-5 (1) Results of Economic study for each transmission plan. (Initial stage)

Plan	All 154kv Plan	380 kv pattern - 1	380 kv pattern - 2	380 kv pattern
Transmission system (Initial stage) 2001 Year  Economic evaluation items (10 <sup>6</sup> TL)			Same as Pattern-1 except for The line between CATALAN and DIKILI designed in 500kv	Year 2001 
Total construction cost	9.222	15.438	16.319	12.147
Annual cost annual factor=11.4%	(1) 1.051	1.760	1.860	1.385
Total transmission losses	peak power loss(MW) 13.5 energy loss(GWH) 27.2	peak power loss(MW) 10.0 energy loss(GWH) 20.1	peak power loss(MW) 10.0 energy loss(GWH) 20.1	peak power loss(MW) 9.8 energy 1
Loss cost	(2) 3.267	(3) 2.420	2.420	2.372
Total annual cost	(1)+(2)+(3) 4.990	4.676	4.776	4.244

Table 10-5 (1) Results of Economic study for each transmission plan. (initial stage)

All 154kv Plan		380 kv pattern - 1		380 kv pattern - 2		380 kv pattern - 3	
				<p>Same as Pattern-1 except for The line between CATALAN and DIKILI designed in 500kv</p>		<p>Year 2001</p>	
9, 222		15, 438		16, 319		12, 147	
1, 051		1, 760		1, 860		1, 385	
power loss(MW)	energy loss(GWH)	peak power loss(MW)	energy loss(GWH)	peak power loss(MW)	energy loss(GWH)	peak power loss(MW)	energy loss(GWH)
13.5	27.2	10.0	20.1	10.0	20.1	9.8	19.7
3.267	(3) 672	2, 420	496	2, 420	496	2, 372	487
(2)+(3)	4, 990	4, 676		4, 776		4, 244	





Table 10-5 (2) Results of Economic study for each transmission plan. (final stage)

Plan	All 154kv Plan	380 kv pattern - 1	380 kv pattern - 2	380 kv pattern - 3				
Transmission system (final stage)								
Economic evaluation items (10^6 TL)								
Total construction cost	20,734	35,177	37,880	( Incremental cost from the year 2006 ) 43,520				
Annual cost annual factor=11.4%	(1) 2,364	4,010	4,318	4,961				
Total transmission losses	peak power loss(MW)	energy loss(GWH)	peak power loss(MW)	energy loss(GWH)	peak power loss(MW)	energy loss(GWH)		
	34.0 MW	68.5 GWH	25.7 MW	51.8 GWH	12.5 MW	25.2 GWH	12.3 MW	24.6 GWH
Loss cost	(2) 8,228	(3) 1,692	6,219	1,279	3,025	622	2,977	611
Total annual cost	(1)+(2)+(3) 12,284	11,508	7,965	8,551				

Table 10-5 (2) Results of Economic study for each transmission plan. (final stage)

	All 154kv Plan	380kv pattern - 1	380kv pattern - 2	380kv pattern - 3				
Diagram								
Investment	20,734	35,177	37,880	( Incremental cost from the year 2001 ) 43,520				
1.4%	(1) 2,364	4,010	4,318	4,961				
Loss	peak power loss(MW) 34.0	energy loss(GWH) 68.5	peak power loss(MW) 25.7	energy loss(GWH) 51.8	peak power loss(MW) 12.3	energy loss(GWH) 24.8		
	(2) 8.228	(3) 1.692	6.219	1.279	3.025	622	2.977	613
Cost	(1)+(2)+(3) 12,284	11,508	7,965	8,551				



Fig. 10-1

T.E.K  
380 kV. SİSTEM

24-5-1988

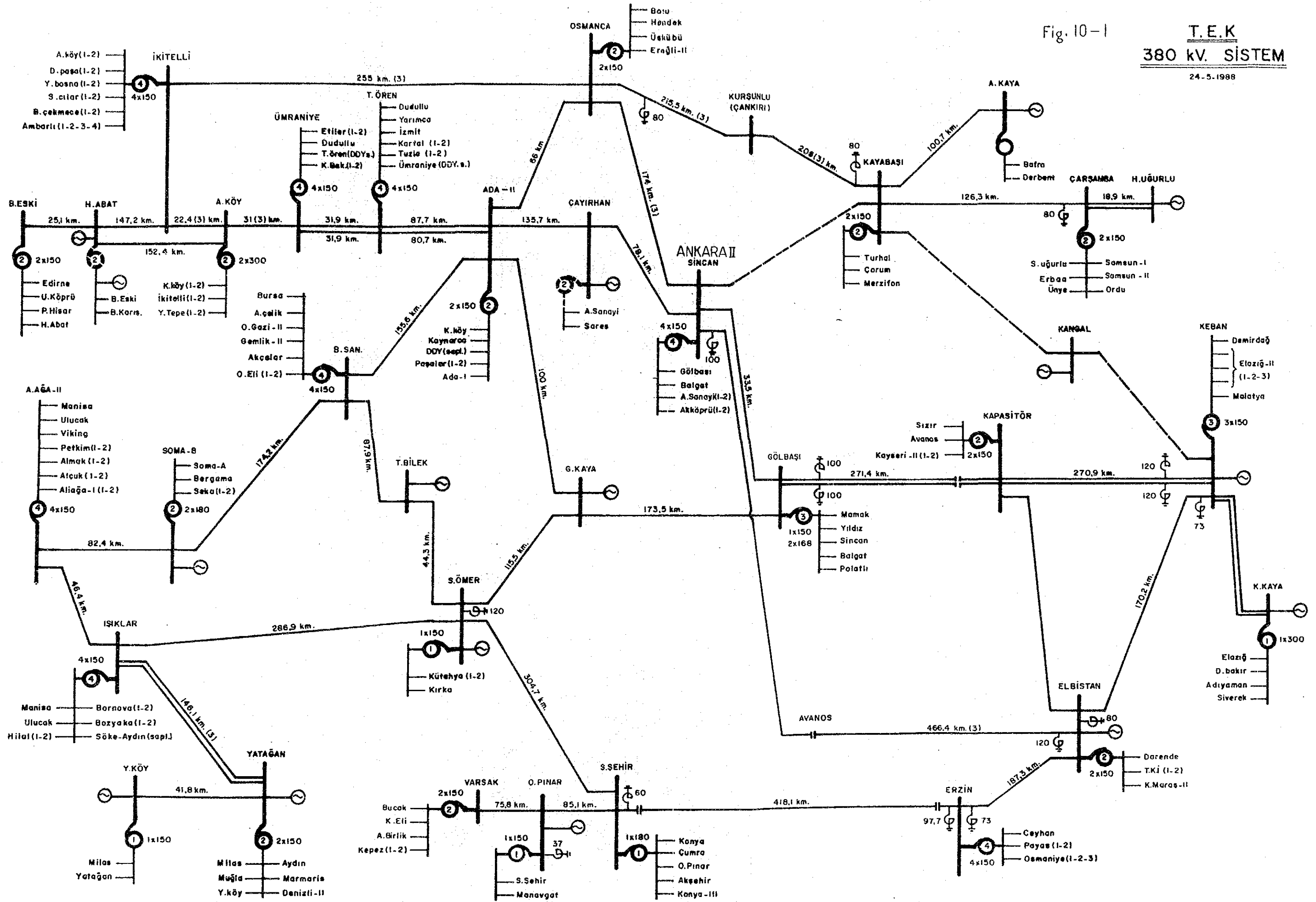
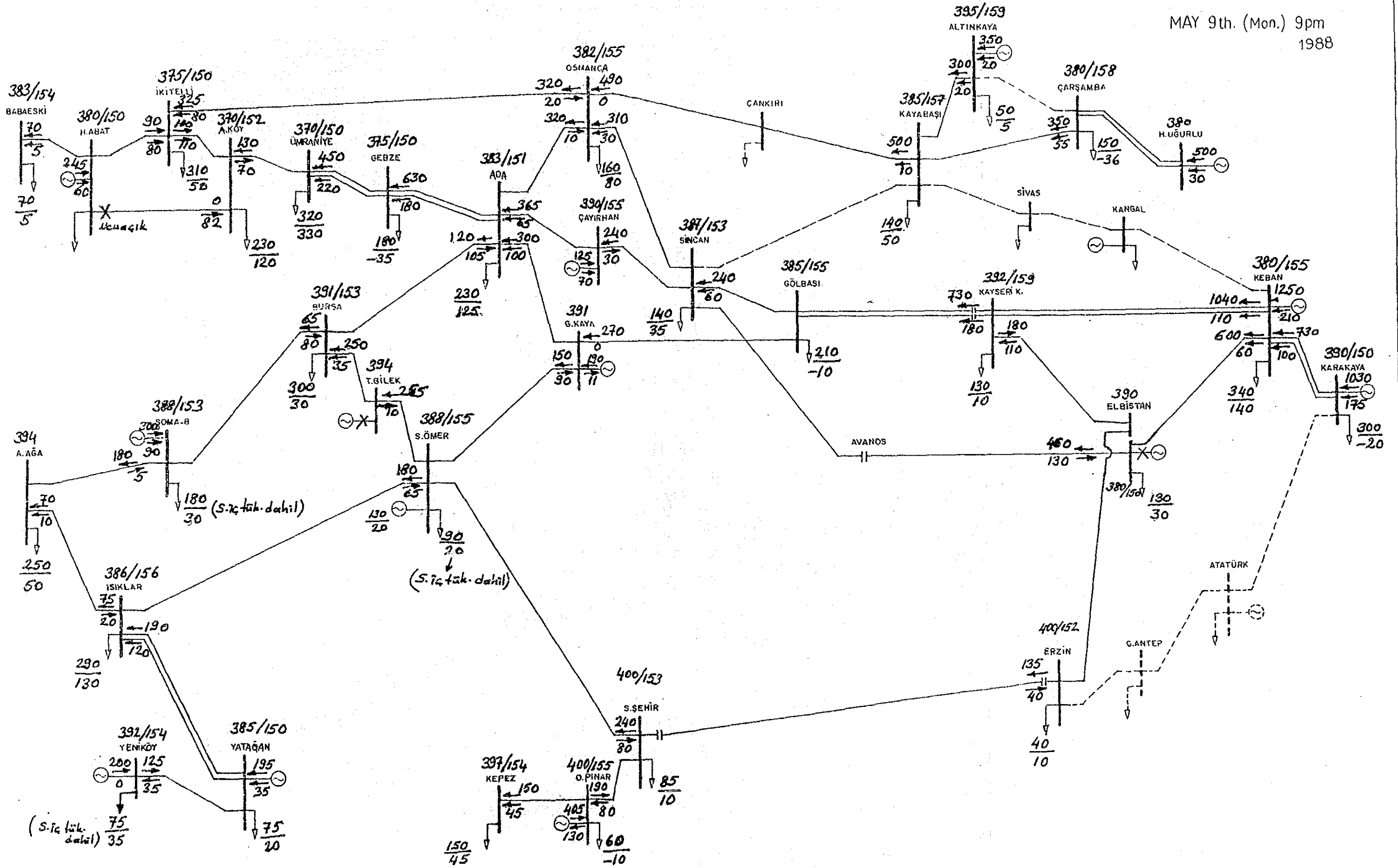




Fig. 10-2 LOAD FLOW of 380 KV SYSTEM

MAY 9th. (Mon.) 9pm  
1988

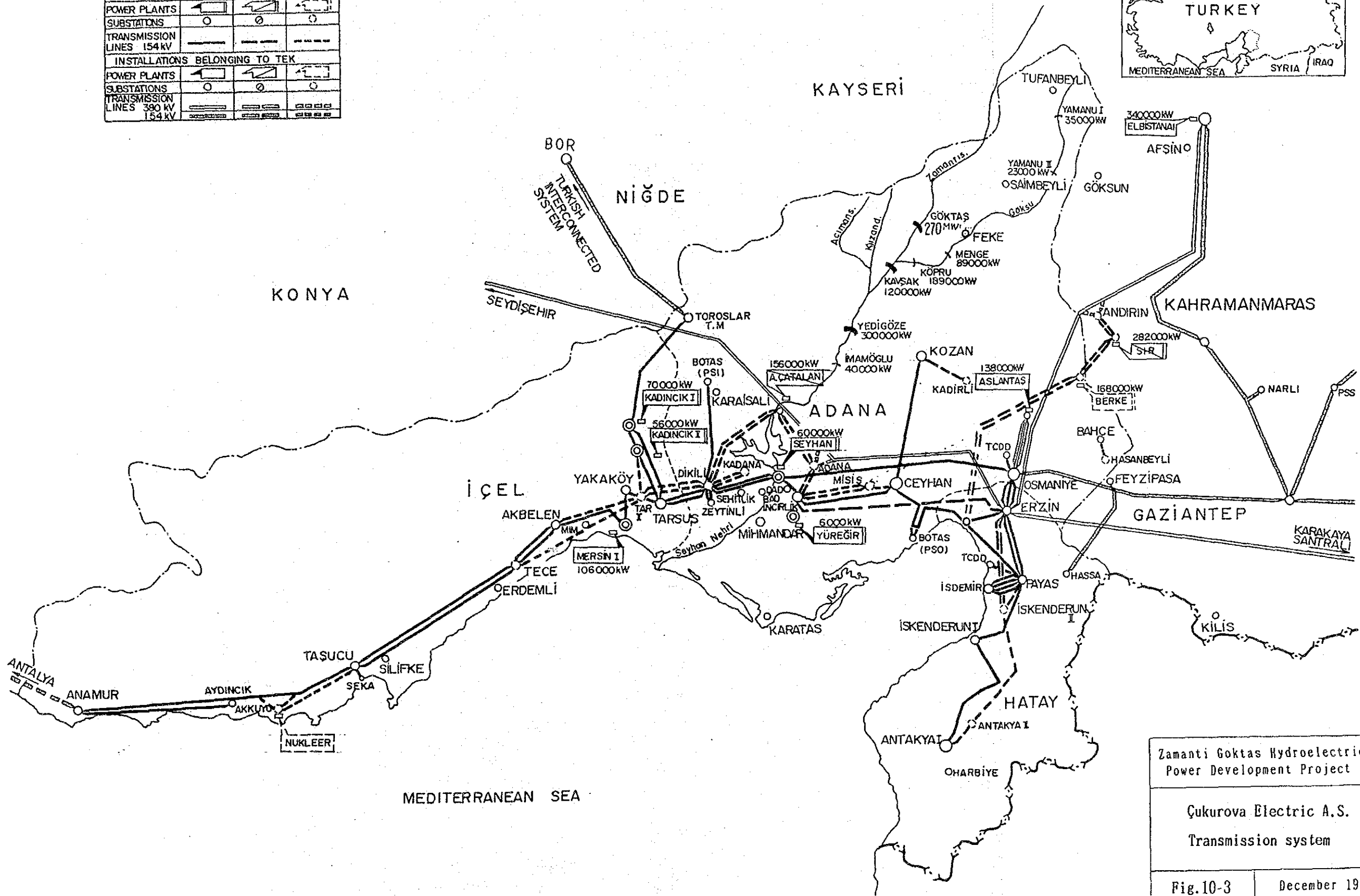
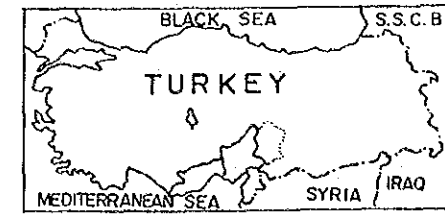






FEASIBLE POWER PLANTS WITH THEIR CAPACITIES

NAME	IN OPERATION	UNDER CONSTR.	PLANNED
INSTALLATIONS BELONGING TO ÇUKUROVA ELEKTRİK A.Ş.			
POWER PLANTS			
SUBSTATIONS			
TRANSMISSION LINES 154 KV			
INSTALLATIONS BELONGING TO TEK			
POWER PLANTS			
SUBSTATIONS			
TRANSMISSION LINES 390 KV			
TRANSMISSION LINES 154 KV			



Zamanti Goktas Hydroelectric Power Development Project

Çukurova Electric A.S. Transmission system

Fig.10-3 December 1988



Fig. 10-4 Route map from Adana to Goktas P/S

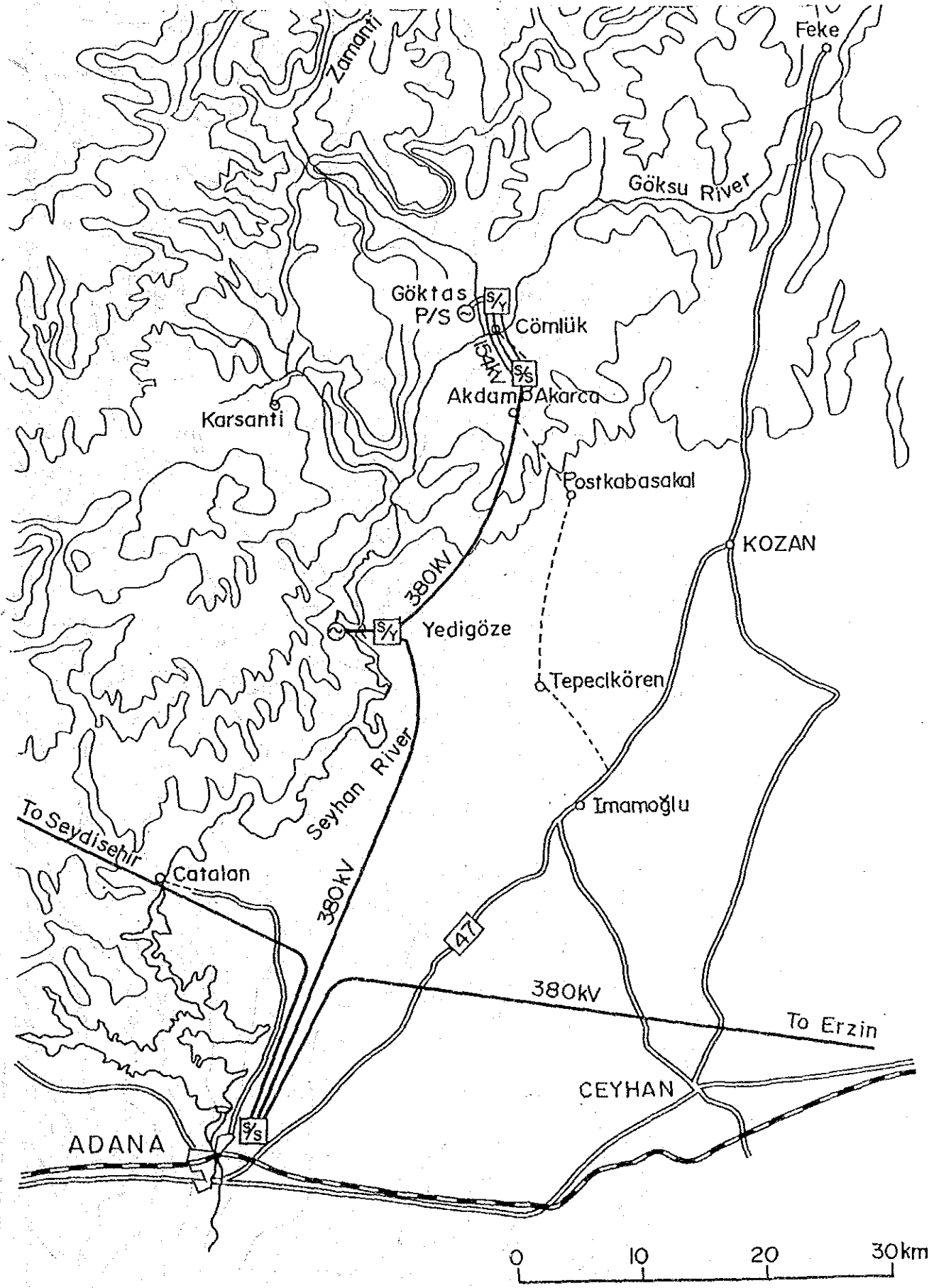
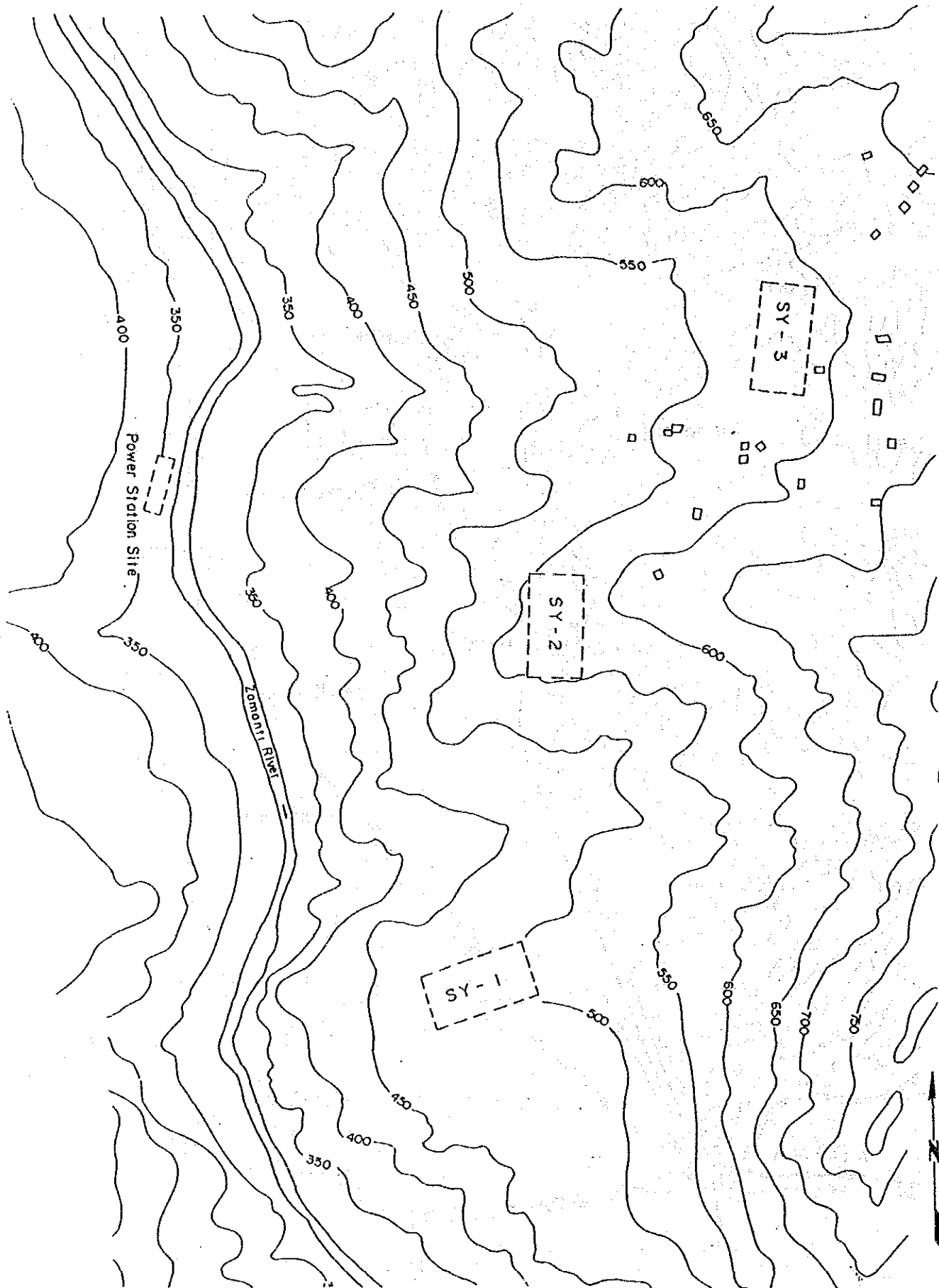
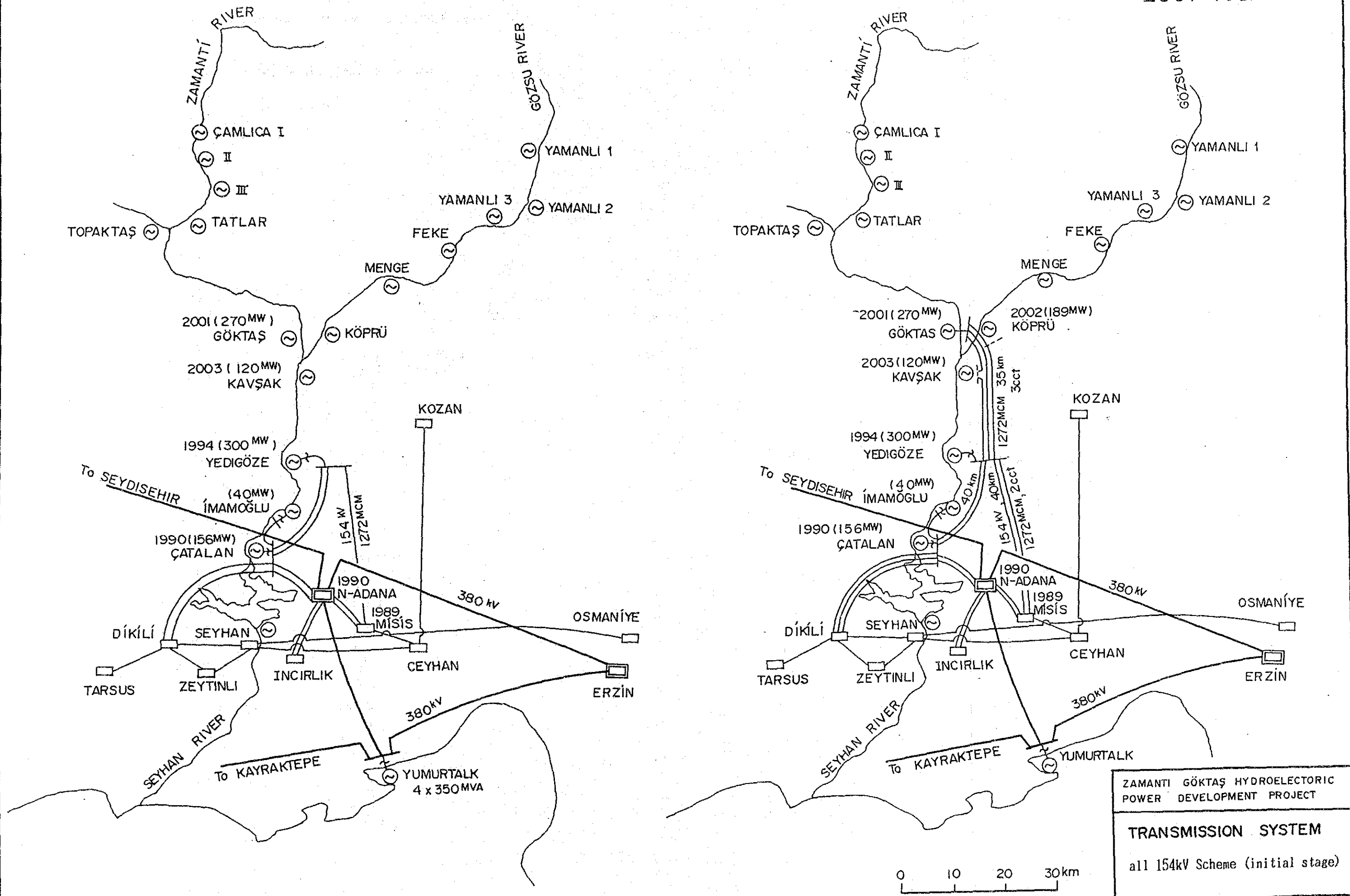


Fig. 10.5 Location map of Switchyard



1994 Year

2001 Year



ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTORIC  
POWER DEVELOPMENT PROJECT

**TRANSMISSION SYSTEM**  
all 154kV Scheme (initial stage)

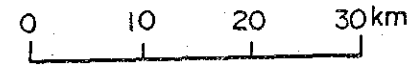
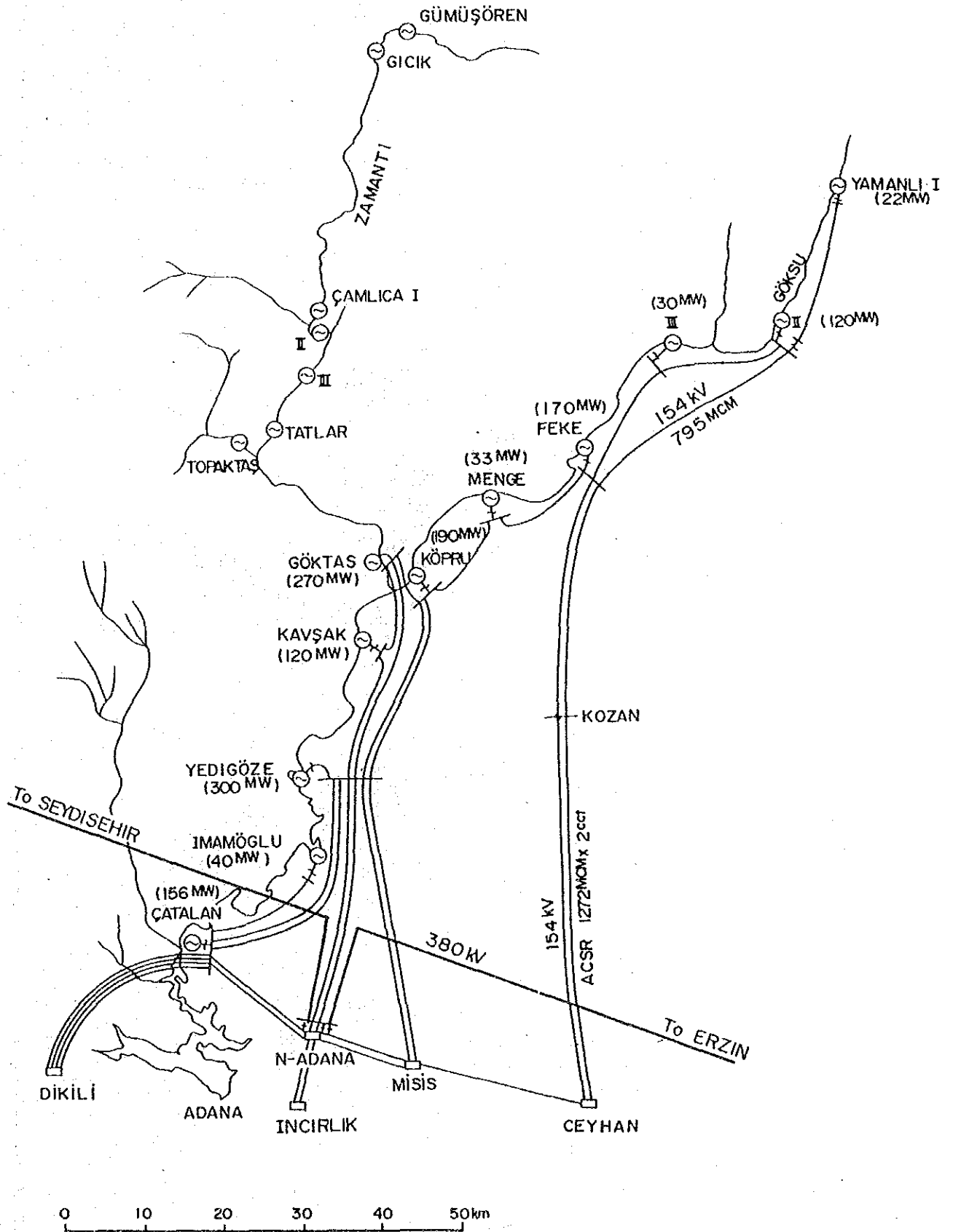


Fig.10-6 (1)



Fig. 10-6 (2) Transmission plan all 154kV Scheme (final stage)

All 154kV Plan Year of 2006

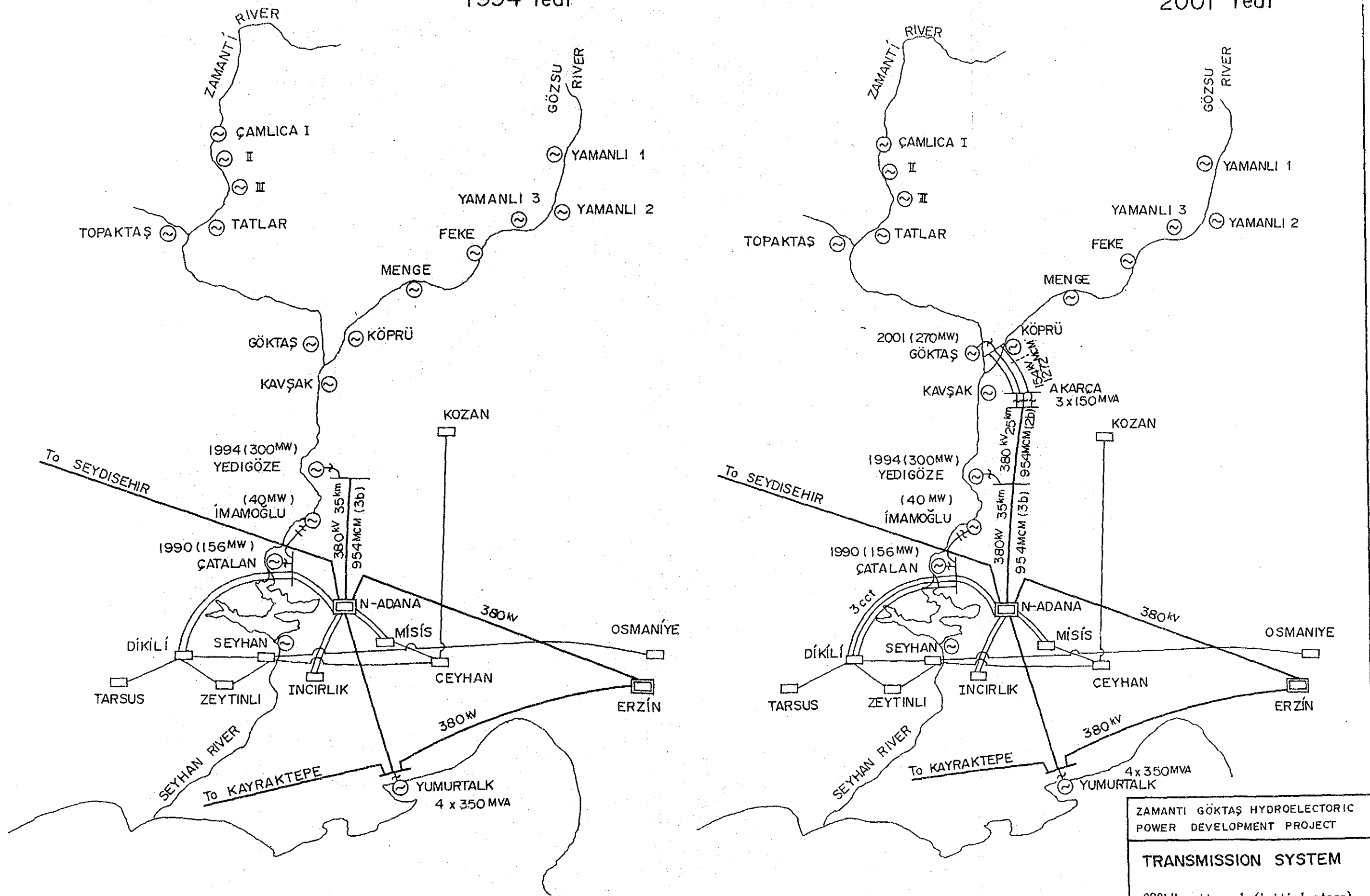






1994 Year

2001 Year



ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

TRANSMISSION SYSTEM

380kV pattern-1 (initial stage)

Fig.10-7 (1)



Fig. 10-7 (2) Transmission plan 380kV pattern-1 (final stage)

380KV Pattern-1 Year of 2006

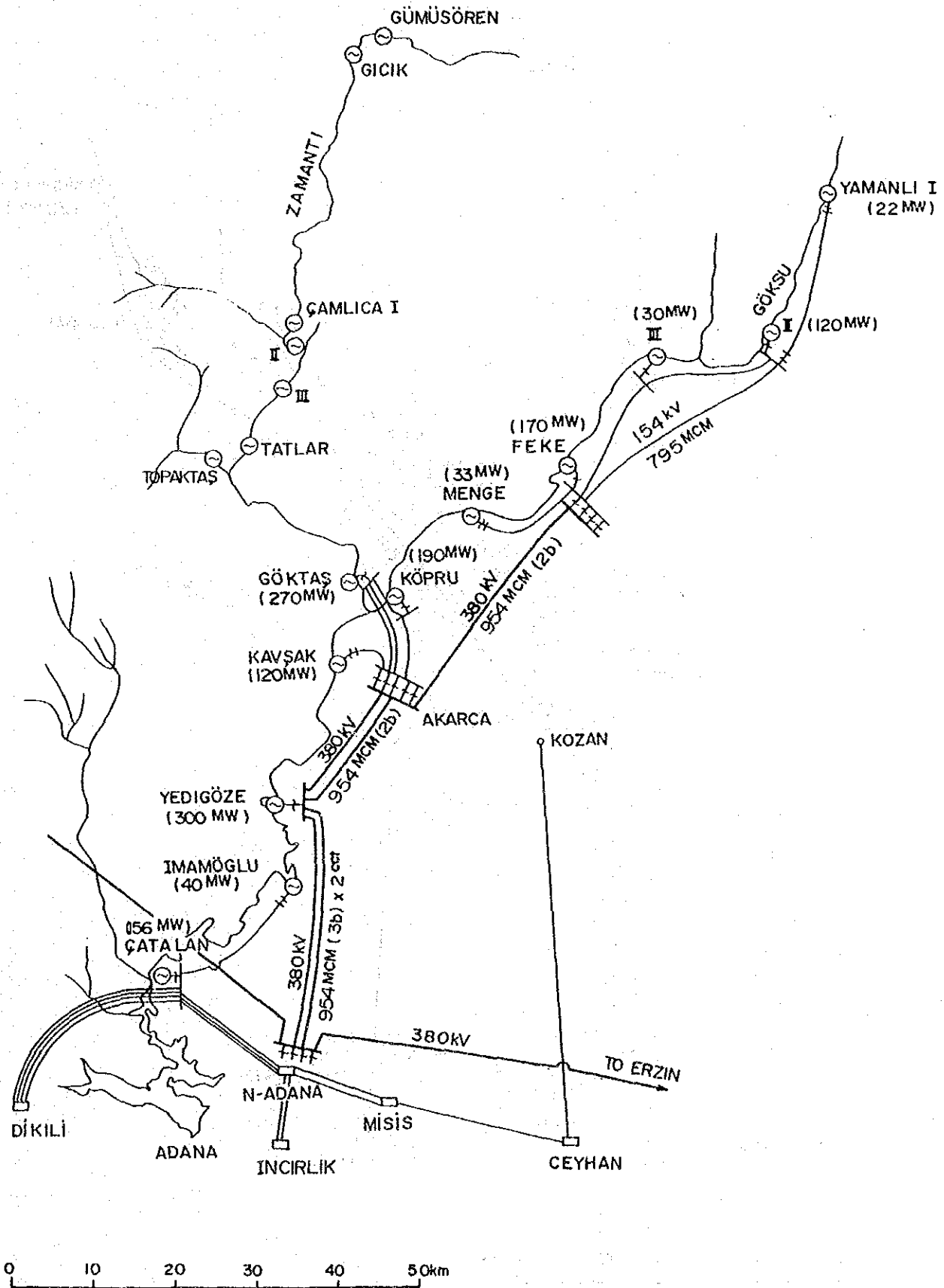
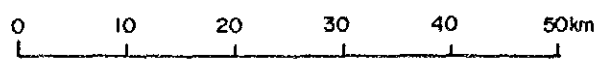
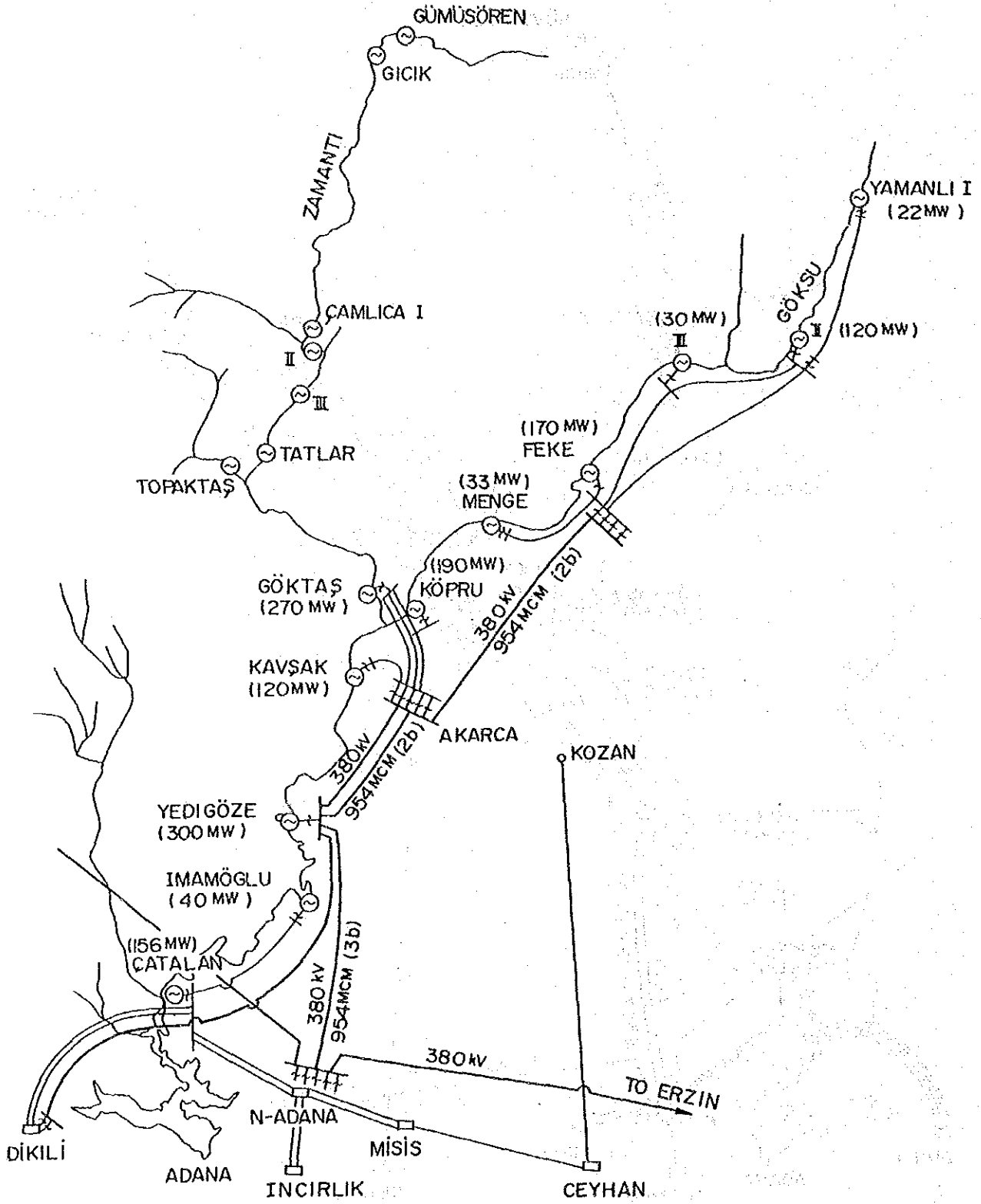


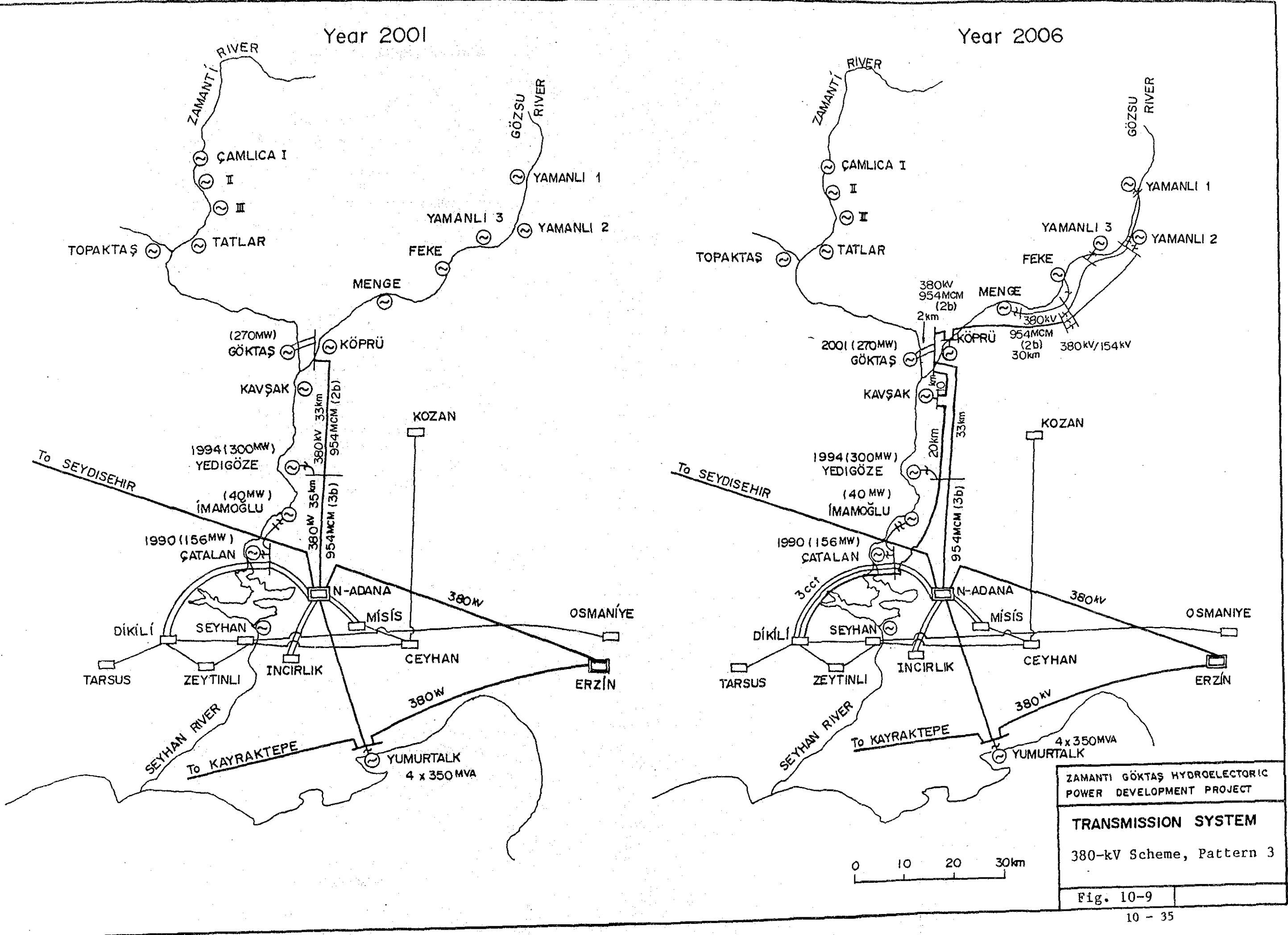
Fig. 10-8 Transmission plan 380kV pattern-2 (final stage)

380kV Pattern-2 Year of 2006



Year 2001

Year 2006



ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

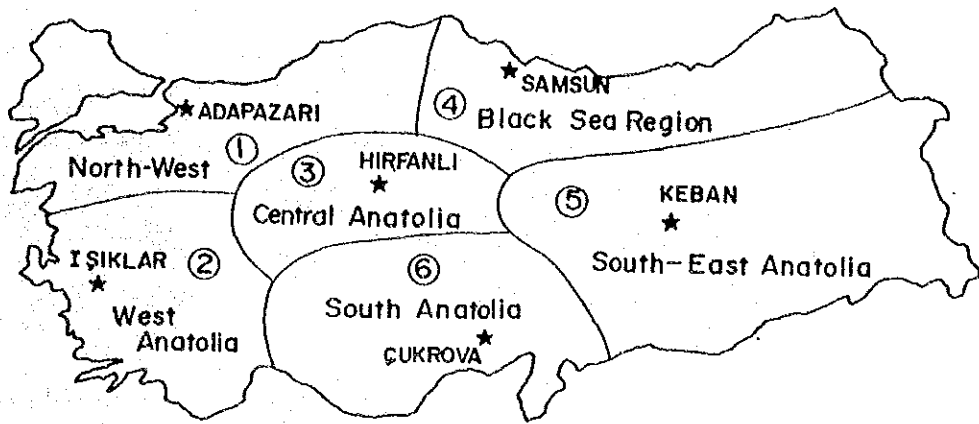
**TRANSMISSION SYSTEM**

380-kV Scheme, Pattern 3

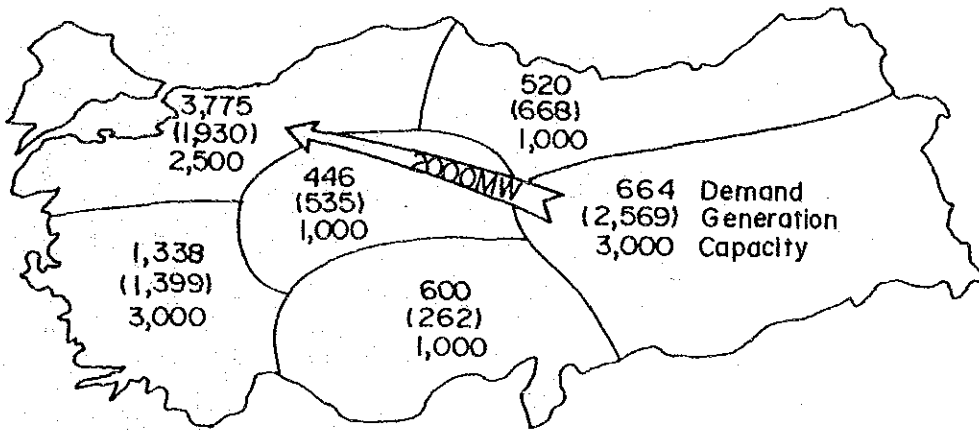
Fig. 10-9



Fig.10-10 Regional Power Demand & Supply in Turkey

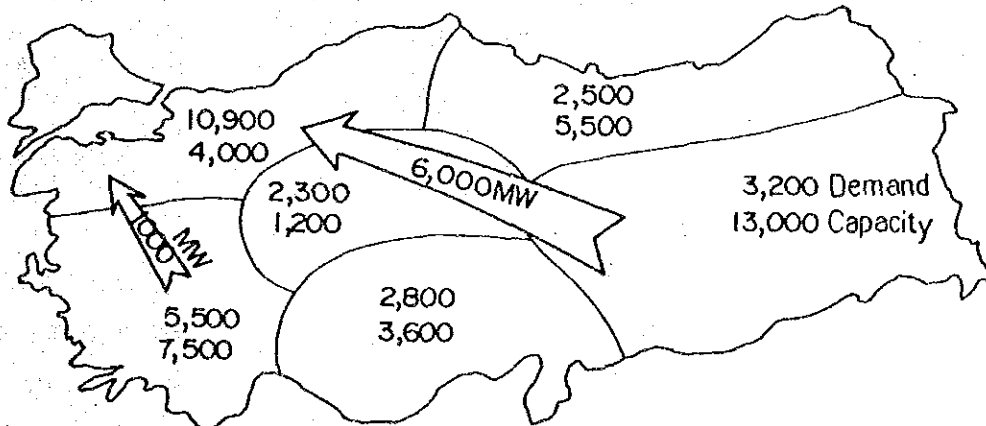


Dec. Peak in the Year 1987



Total Demand = 7,343MW  
Total Installed Capacity = 11,500MW

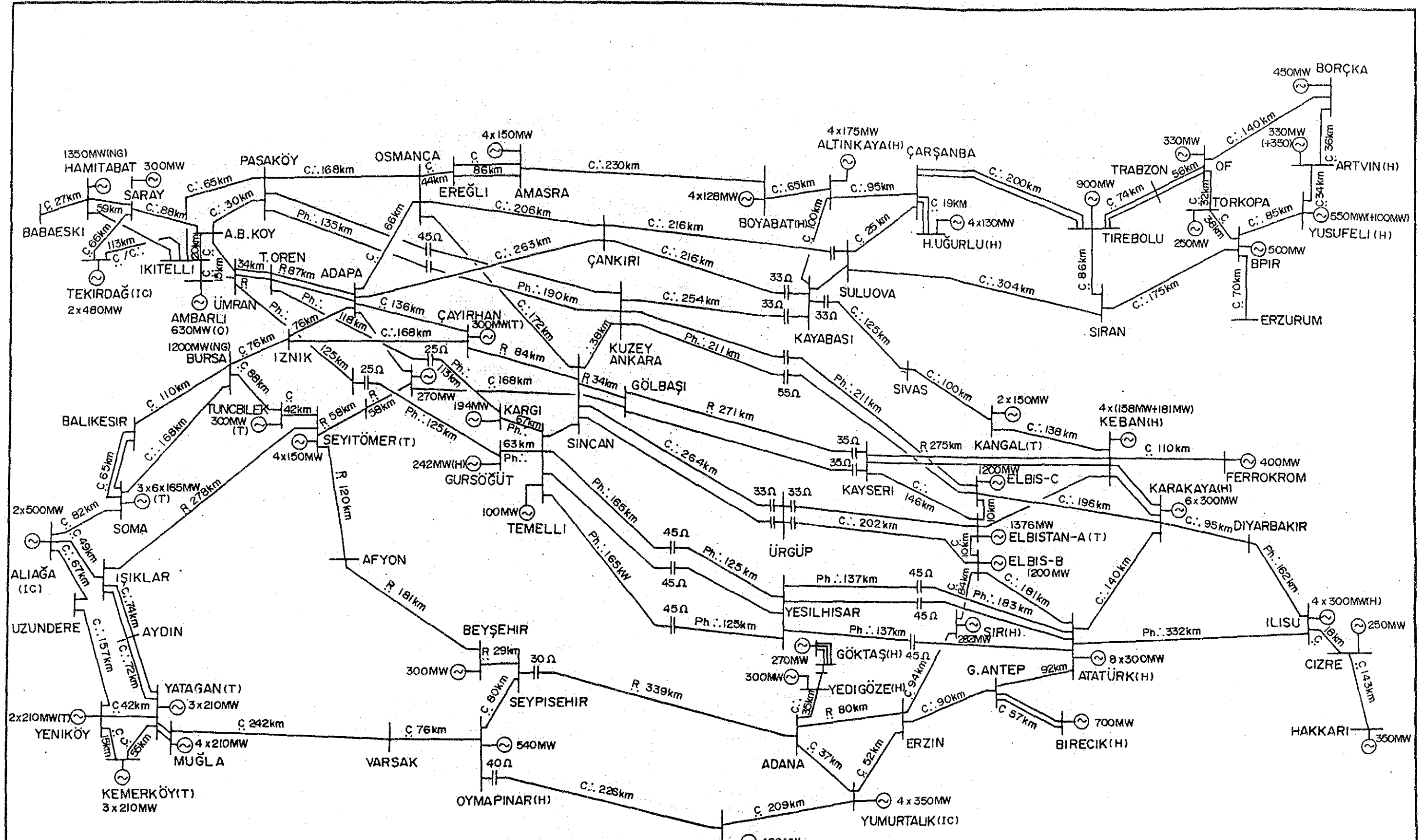
Peak Time in the Year 2000



Total Demand = 27,200MW  
Total Installed Capacity = 34,800MW







- ||— : Series Capacitor
- ⊖ : Generator with Capacity in MW
- (T) : Lignite-fired P. Plant
- (O) : Oil-fired "
- (IC) : Imported Coal "
- (NG) : Natural gas "
- (H) : Hydro "

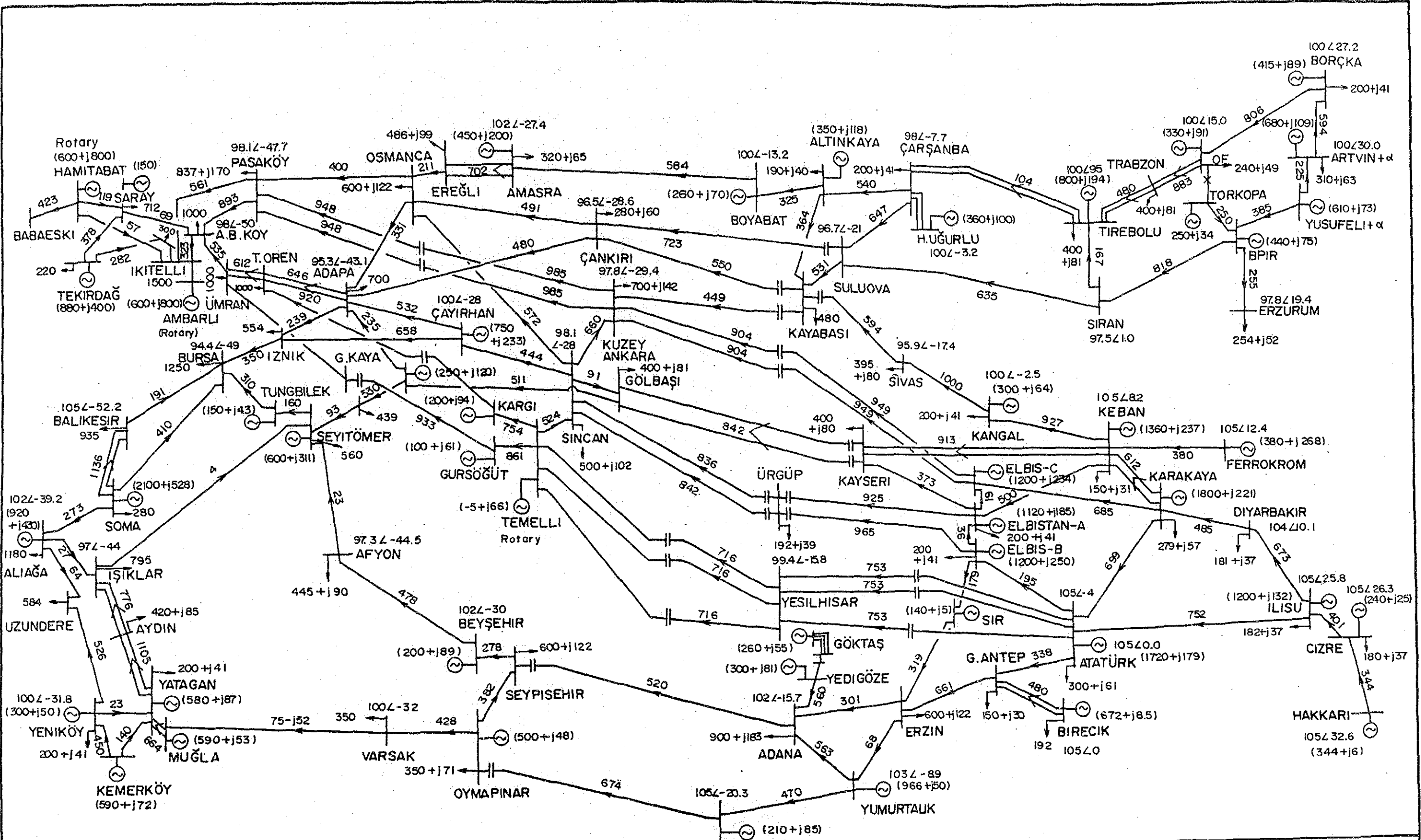
- LINE CONDUCTOR
- R : RAIL(2b) ACSR 954MCM
  - C : CARDINAL(2b) " "
  - C. : CARDINAL(3b) " "
  - Ph. : PHEASANT(3b) " 1272MCM

ZAMANTI, GÖKTAŞ HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

The 380kV Turkish System in the year 2001

Fig. 10-11



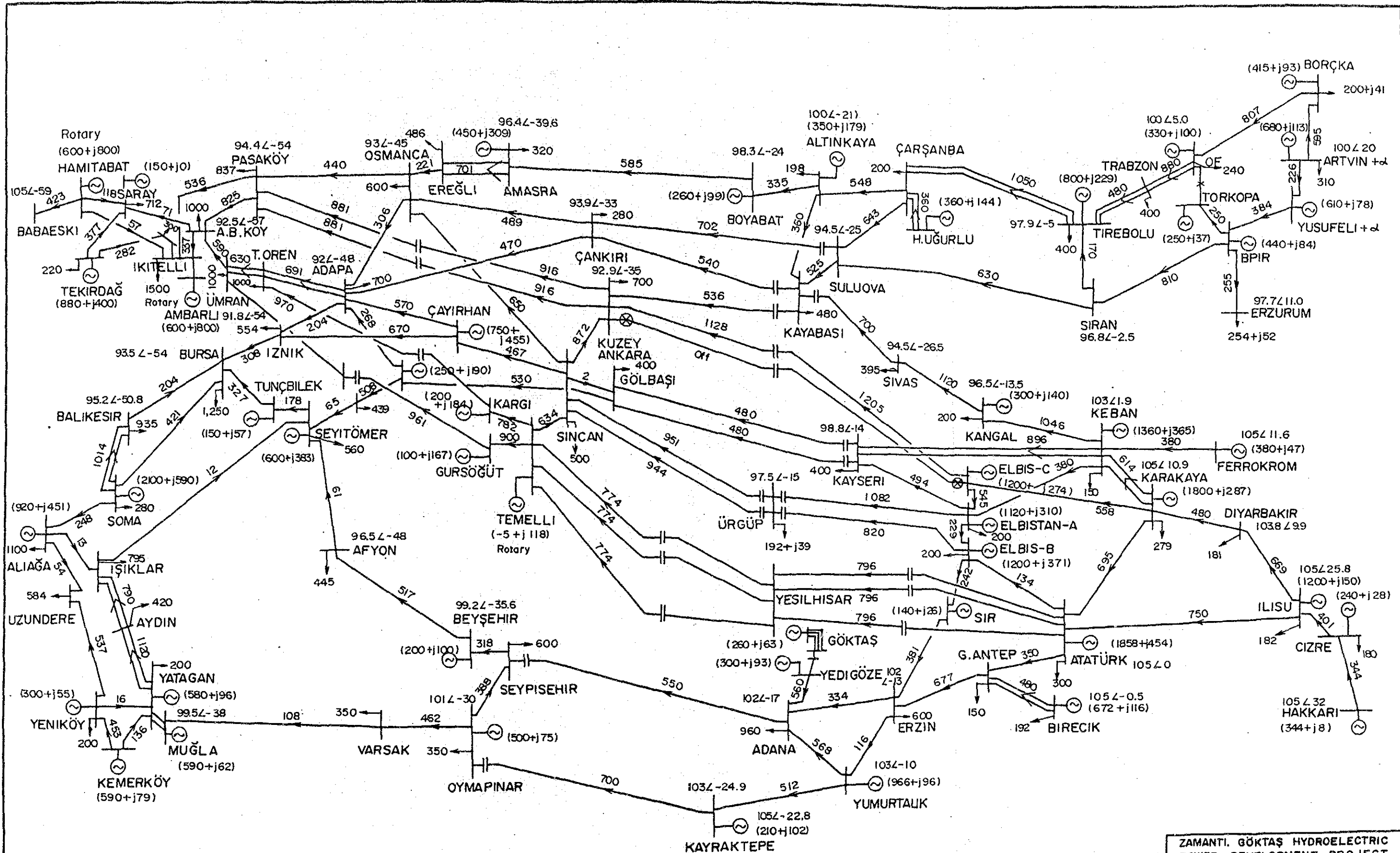


Total Demand  $\approx$  28,000MW  
 Total Ploss  $\approx$  974MW  
 Total Q loss  $\approx$  1,551MVAR

MW MVAR  
 (PG + jQg)  
 VB%  $\angle$   $\theta_{deg}$   
 $\rightarrow$  PlineMW  
 $\dashv$  PloadMW

ZAMANTI. GÖKTAŞ HYDROELECTRIC  
 POWER DEVELOPMENT PROJECT  
 Load Flow in 2,001  
 All 380kV Lines are  
 in service  
 Fig. 10-12





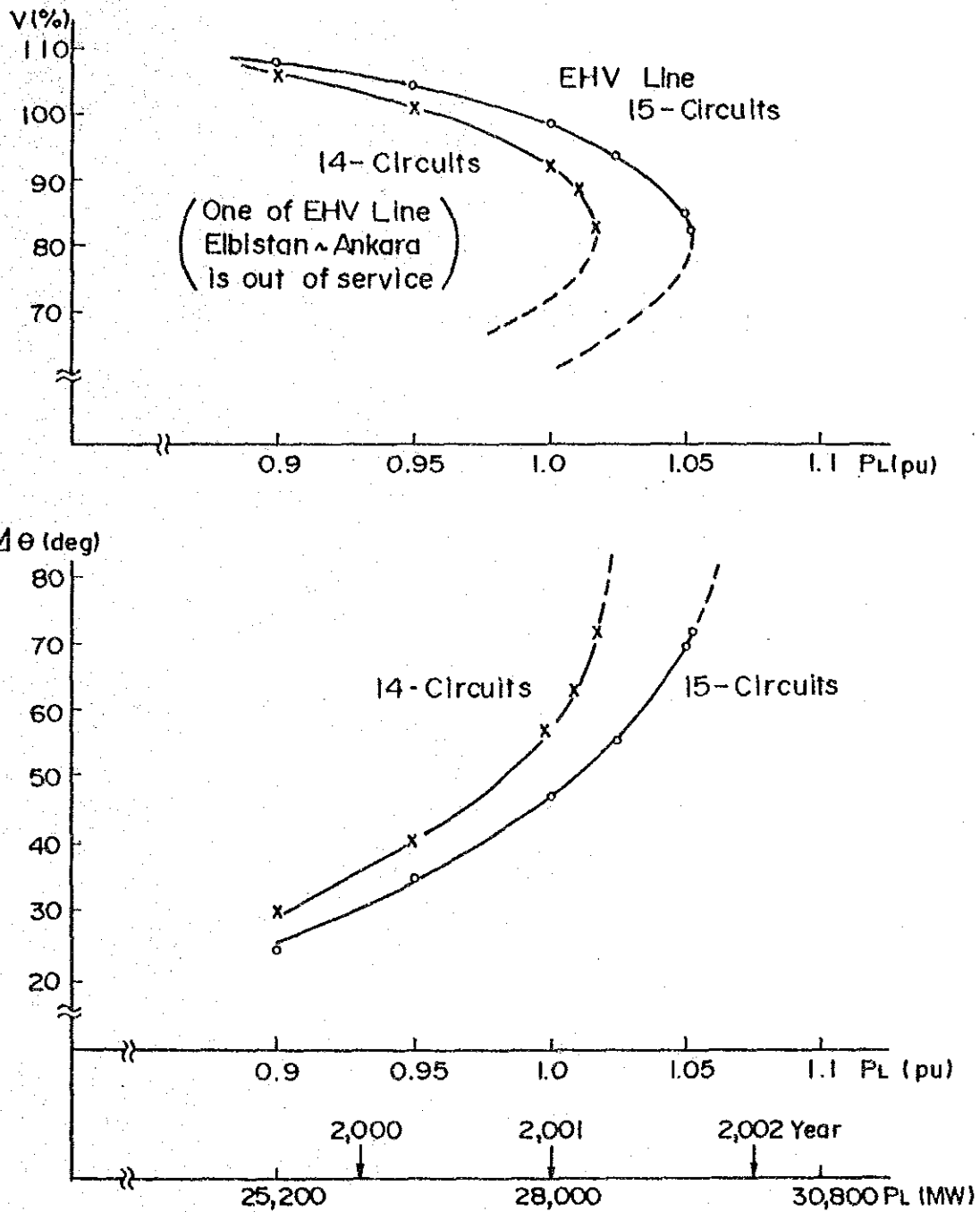
Total Demand  $\approx 28,000\text{MW}$   
 Total Ploss  $\approx 1,098\text{MW}$   
 Total Qloss  $\approx 3,305\text{MVAR}$

(MW MVAR)  
 $(P_G + jQ_G)$   
 $V_B\% \angle \theta_{deg}$   
 $\rightarrow$  Pline MW  
 $\dashv$  Pload MW

ZAMANTI, GÖKTAŞ HYDROELECTRIC  
 POWER DEVELOPMENT PROJECT  
 Load Flow in 2,001  
 One 380kV Line (ELBISTAN-  
 KUZEY) is out of service  
 Fig. 10-13



Fig. 10 - 14 Voltage Drop Versus Demand Increase



V ; 380kV Bus Voltage (%) at Allbeyköy S/S (Istanbul)

$\Delta\theta$  ; Phase angle between Allbeyköy and Atatürk 380kV Bus

PL ; Total demand in pu

1 pu is 28,000 MW, corresponding to the demand in the year 2001





## 第 11 章 フィージビリティ設計



## 第11章 フィージビリティ設計

	頁
11.1 概 要 .....	11-1
11.2 ダム及び附属構造物 .....	11-1
11.2.1 Göktasダム .....	11-1
11.2.2 洪水吐 .....	11-3
11.2.3 河流処理 .....	11-5
11.3 水路及び発電所 .....	11-7
11.3.1 取水口 .....	11-7
11.3.2 導水路トンネル .....	11-9
11.3.3 調圧水槽 .....	11-10
11.3.4 水圧管路 .....	11-13
11.3.5 発電所 .....	11-15
11.3.6 屋外開閉所 .....	11-18
11.4 電気機器 .....	11-29
11.4.1 主要機器の選定 .....	11-29
11.4.2 主回路 .....	11-30
11.4.3 連絡送電線 .....	11-31
11.4.4 発電所の電気機器 .....	11-31
11.4.5 開閉所の電気機器 .....	11-31
11.4.6 通信設備 .....	11-31
11.5 送電線 .....	11-45
11.5.1 送電線ルート .....	11-45
11.5.2 送電線々種と鉄塔の仕様 .....	11-45



## List of Figures

- Fig. 11-1 Comparison of Stilling Basin Type
- Fig. 11-2 Estimation of Optimum Diameter of Diversion Tunnel
- Fig. 11-3 Estimation of Optimum Diameter of Headrace Tunnel
- Fig. 11-4 Care of River Scheme
- Fig. 11-5 Single Line Diagram
- Fig. 11-6 Location of Powerhouse and Switchyard
- Fig. 11-7 Plan of Powerhouse (1-2)
- Fig. 11-8 Plan of Powerhouse (2-2)
- Fig. 11-9 Plan of Switchyard (1-2)
- Fig. 11-10 Plan of Switchyard (2-2)
- Fig. 11-11 Structural Design for Steel Tower

### List of Tables

Table 11-1	Comparison of Dam Type	11-1
Table 11-2	Comparison of Power Intake Type	11-2
Table 11-3	Comparison of Up-Surging Handling	11-3
Table 11-4	Comparison of Shaft Layout	11-4
Table 11-5	Comparison of Penstock Layout	11-5
Table 11-6	Comparison of Powerhouse Type	11-6

### List of Drawings

DWG. 11-1	General Plan and Profile and Typical Section	11-1
DWG. 11-2	Care of River                      Cofferdam and Diversion Tunnel	11-2
DWG. 11-3	Dam ( Arch Gravity Type ) Plan	11-3
DWG. 11-4	Dam ( Arch Gravity Type ) Elevation and Section	11-4
DWG. 11-5	Penstock and Surge Tank      Plan, Profile and Typical Section	11-5

## 第11章 フィージビリティ設計

### 11.1 概 要

本章では、仮設構造物と共に永久土木構造物、水門機器、電気機器および送電線のフィージビリティ設計について述べる。仮設構造物の範疇には、仮締切ダムおよび仮排水路トンネルが含まれる。またダム、洪水吐、取水口、導水路トンネル、調圧水槽、水圧管路、発電所、屋外開閉所およびそれらに付随する水門・電気機器は永久構造物に分類される。

なお発電所地点よりダム地点に至る取付道路に関しては第12章で述べる。

### 11.2 ダム及び付属構造物

#### 11.2.1 Göktasダム

##### (1) 位置および概要

ダム計画地点は Göksu川と Zamanti川との合流点から川沿いに約22km、また発電所計画地点より約20km上流に位置している。

ダム付近の地形は 7.5.1に記載した通り、部分的には直立に近い急斜面が連続したV字谷地形で、地表は崖錐部を除き岩盤が露頭している。河床部は標高 510m、川幅 40mであり、ボーリング調査によって得られた河床堆積物の最大厚さは推定約23mである。

ダム付近の基礎地質は 7.5.2の通り堅硬なかんらん岩から構成される。表層には、小規模な断層が介在し、また節理が発達して部分的には節理面に蛇紋岩化が見られるが、いずれも不連続なもので深層まで達するものではない。

##### (2) ダム形式の選定

ダム形式としては種々の型式が考えられるが、一般には、材料別にフィルダムとコンクリートダムが挙げられる。ダム設計上の主要なる要素は、基礎も含めてダム堤体が安全であることと建設費が経済的であることの2つの点にある。

まず、フィルダムに関しては、大量のコア材料を必要とする内部コアフィルダムが考えられるが、コア材料がダムサイト周辺には見当たらない。コア材料はダムサイトから標高 1,500mの峠を越えたKarsanti近くのDogan Cayの松林に存在する。輸送距

離も約20kmと非常に長い。その上、ダムサイトが急峻で谷幅も狭い為に、山腹上に大規模な明かり掘削を施すか、又は地山中に斜坑を掘ることにより大容量洪水吐を設置しなければならず、また盛立作業のトラフィカビリティーも悪いために経済性が悪い。

また、表面遮水型のフィルダムにおいては、盛立作業のトラフィカビリティーの悪さは内部コア型フィルダムの場合と同様であるが、それ以外にダムサイトの左右岸とも大小多くの沢が切り込んでいることから、遮水ラインの確保に全幅の信頼を置くことができないという難点がある。

それに対し、7.5、7.7で述べた通り、基礎岩盤の力学的・水理的安定性上コンクリートダムでも何ら支障がない上、充分量のコンクリート材料を近傍から調達できる。

従って本Göktasダムはコンクリートダムが適当と考えられる。

然しながら、微細な蛇紋岩を挟在した節理が存在している上に、深く複雑に切れ込んだ谷を有する地形のため、コンクリートダムの中でも薄いアーチダムを採用するには難点がある。従って、ここでは、重力式ダムおよびアーチ重力式ダムを、経済性に主眼を移して比較検討する。重力式案・アーチ重力式案のダム設計図をDW6.11-3および11-4, 11-5に示す。Table 11-1に示す通り比較を行った結果、より経済的に優れているアーチ重力式をGöktasダムに採用することに決定した。

Table 11-1 Comparison of Dam Type

Item	Gravity Type	Arch Gravity Type
Stability	Good	Good
Layout	Good	Good
Slope	1 : 0.8	1 : 0.6
Concrete Volume	$1.1 \times 10^6 \text{ m}^3$	$0.8 \times 10^6 \text{ m}^3$
Excavation Volume	$4.4 \times 10^5 \text{ m}^3$	$2.9 \times 10^5 \text{ m}^3$
Ratio of Construction Cost	1.28	1.00



DWG. 11-3 および 11-4, 11-5 に示す通り、仮締切ダムと仮排水路トンネルは両ダムタイプ共変わらない。その理由は、仮締切ダムの位置が単に本ダムの施工スペースのみで決定されているわけではなく、仮締切ダムの体積が小さくなる様河川の狭隘な箇所を選んでいるからである。(11.2.3参照) 従ってTable 11-1の工事費比較は、河流処理工事費を除いてダム工事費のみでおこなった。

### (3) ダム形状の選定

ダム天端高は、11.2.2に述べる通りPMF洪水位に風波浪高を加え標高 635mと決定した。従ってダム高さは標高 487mの基礎岩盤から天端まで最大 148mである。

ダム計画地点近傍には、ダム基礎として特に地質上不適当な箇所は見出せないで、ダムの位置は地形を詳細に検討した上で、沢や窪みを極力避けてダム体積が最小になるように、また水平アーチ形状のアバットメントの力学的安定が地形上最良になるよう種々トライした。

また、第8章で検討した地震力も考慮の上、推奨するアーチ重力式ダムの形状はダム下流面勾配並びにアーチ半径がそれぞれ  $1:0.6$ 、 $R = 220\text{m}$ と決定した。

## 11.2.2 洪水吐

洪水吐はダム堤体のほぼ中央に位置し、その向きは、下流側の河心方向にほぼ一致している。ゲートの寸法・個数は、満水位630.00においても 6.6に述べたPMF流量  $3,900\text{m}^3/\text{s}$ を流下させる能力を有する様に、トルコ国内のゲート製作実績も考慮して、幅14.0m設計水頭13.0mのラジアルゲート3門と決定した。

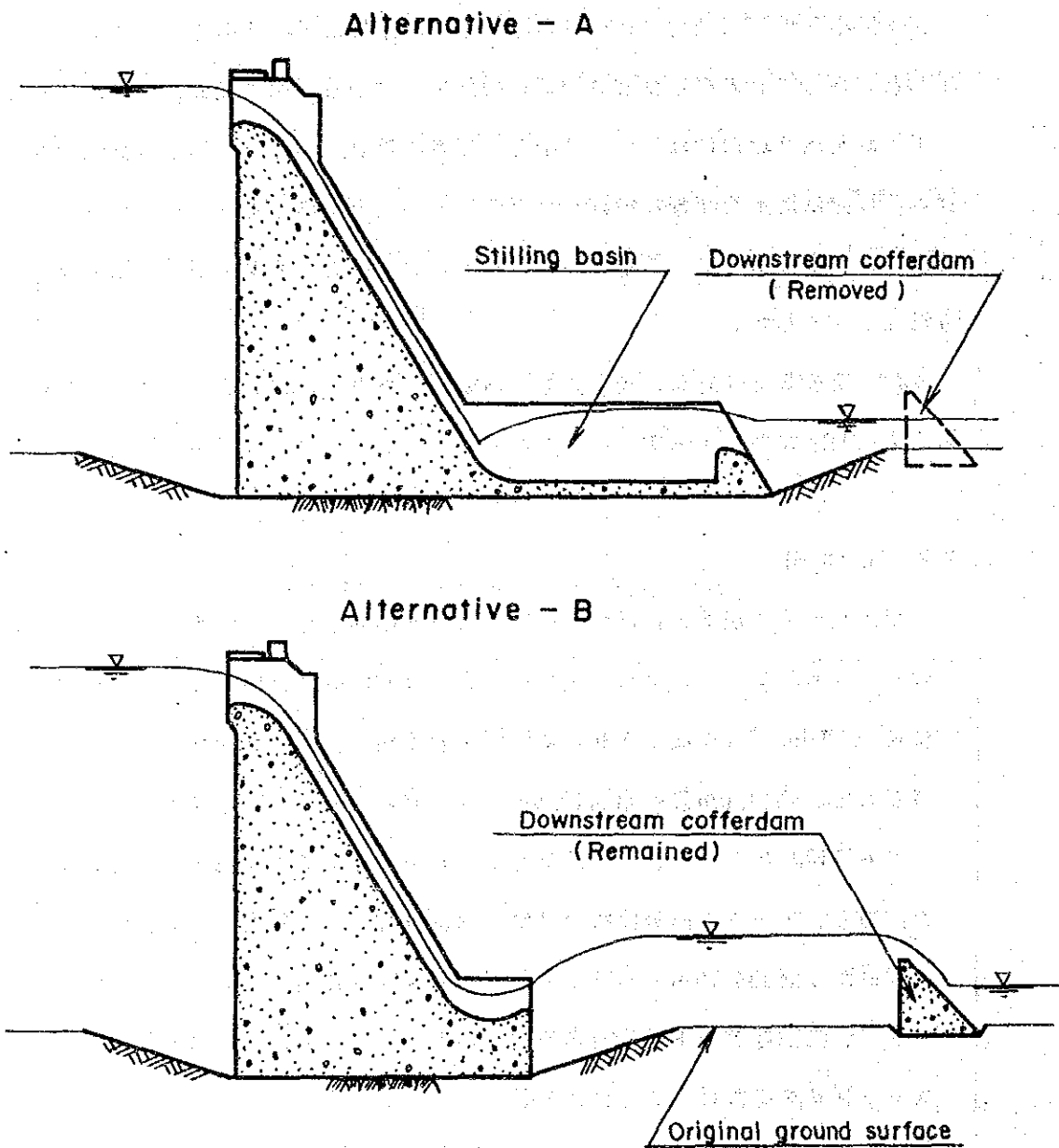
ダム天端高はゲート1門が故障してもPMF時にダムが越流されないように定めた。即ち、ゲート1門故障時のPMF水位 633.90に風波浪高0.80mを加えた波浪面標高が表面634.70mであるので、ダム天端高を標高635.00mと定めたのである。

また、洪水吐ゲート補修時の便宜を考えて、ゲート前面には非常用ゲートとしてストップログを設けることにする。

洪水吐の減勢方式についてはFig. 11-1に示す通り2通りの方法が考えられる。ダムから発電所の間には重要構造物並びに民家等が存在しないので十分な減勢を期さなくてもよいこと、A案のコンクリート製減勢池は工事量が増えることが自明であ

ることから、B案のように、仮設構造物を永久構造物に転用して経済性を図る意味で、下流側仮締切ダムを残置してダムとの間の河床にプールをつくり、そこで洪水流をある程度減勢させる方式を選択した。

Fig. 11-1 Comparison of Stilling Basin Type



### 11.2.3 河流処理

#### (1) 一般

工事中の河流処理の対象流量はコンクリートダムである事を考慮して10年確率洪水量  $530\text{m}^3/\text{s}$  (6.5 参照) とする。河幅が狭く、また基礎掘削が深いという条件を考慮に入れると、半川締切方式ではダムの施工が困難である。従って施工スペースを広く確保でき排水作業も比較的容易な仮排水路トンネル方式を採用することにした。

河流処理の設計図を DWG. 11-2 に示す。

#### (2) 仮締切ダム

仮締切ダムは上下流とも1次および2次締切を採用する。1次仮締切ダムは、2次仮締切ダムを建設するために1次的に河水を仮排水路に転流させるためのものである。

2次仮締切ダムの位置は、ダム工事の施工スペースを確保でき、しかも河幅が狭隘で仮締切ダムの堤長を短くできるように定めた。2次仮締切ダムにはフィルタイプとコンクリートタイプが考えられるが、以下の事由によりコンクリートタイプを選定した。

- 近傍でコア材料を入手することができない。
- フィルタイプでは仮締切ダムの占有面積が大きくなるので、同じ施工スペースを確保するために、仮排水路トンネルを長くする必要がある。
- コンクリートタイプであれば、下流側仮締切ダムに洪水吐の副ダムの役割を持たせることができる。

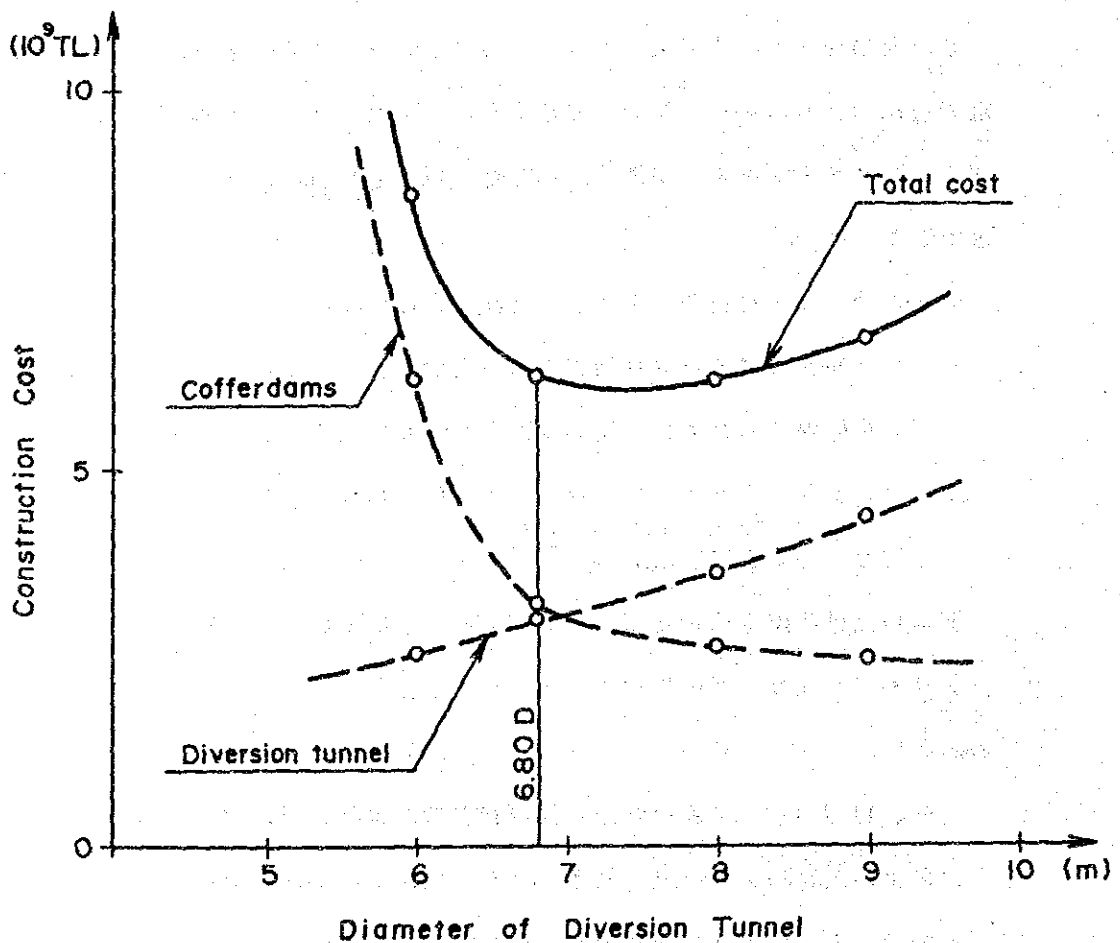
ダム地点は河床堆積物が河床に厚く分布しているので、仮締切ダムはフローティングタイプとなり、河床堆積物にグラウトを施して動水勾配を低減させる構造となる。

尚、11.2.1(2) で述べた通り仮締切ダムの位置は単に施工スペースだけでなく、地形上の仮締切ダムの取付易さや副ダムによる減勢池の機構をも考慮して決めているので、ダムタイプの比較の際は重力式ダムに置いても同じ位置となる。

### (3) 仮排水路トンネル

仮排水路トンネルの線形は、前項で定めた仮締切ダムの間を30m以上の地山かぶりを持つように1条にて最短距離で結んだものである。Fig. 11-2 は様々なトンネル径における仮締切ダムと仮排水路トンネルの合計工事費を比較してトンネルの最適径を検討したものである。それによると経済上の最適径は7.50D程度である。しかしながら導水路トンネルと同じ内空形状にした方が型枠も転用できて施工上の便益があること、また Fig. 11-2 によると  $D=6.80\text{m}$  にても最適径の場合と経済比較の上で大差がないことから判断して、トンネル内空形状は、導水路トンネルと同じ  $6.80\text{D}$  の円型断面とする。

Fig. 11-2 Estimation of Optimum Diameter of Diversion Tunnel



### 11.3 水路及び発電所

#### 11.3.1 取水口

取水口はダムより約 100m 上流の右岸の沢部に設置する。

この地点の地形地質は 7.6.1 で述べた通りである。取水口構造物の基礎として地質上は特に問題はない。然し地形は約 65° 勾配の急斜面であるので、この取水口構造物の明かり掘削を過大にすると、経済的にもまた施工中の斜面安定の面でも不利になると考えられる。取水口の構造形式は Table. 11-2 に示す 3 通りを比較検討した結果、ゲート立坑型が経済面・施工面で最良と判断された。

Table 11-2 Comparison of Power Intake Type

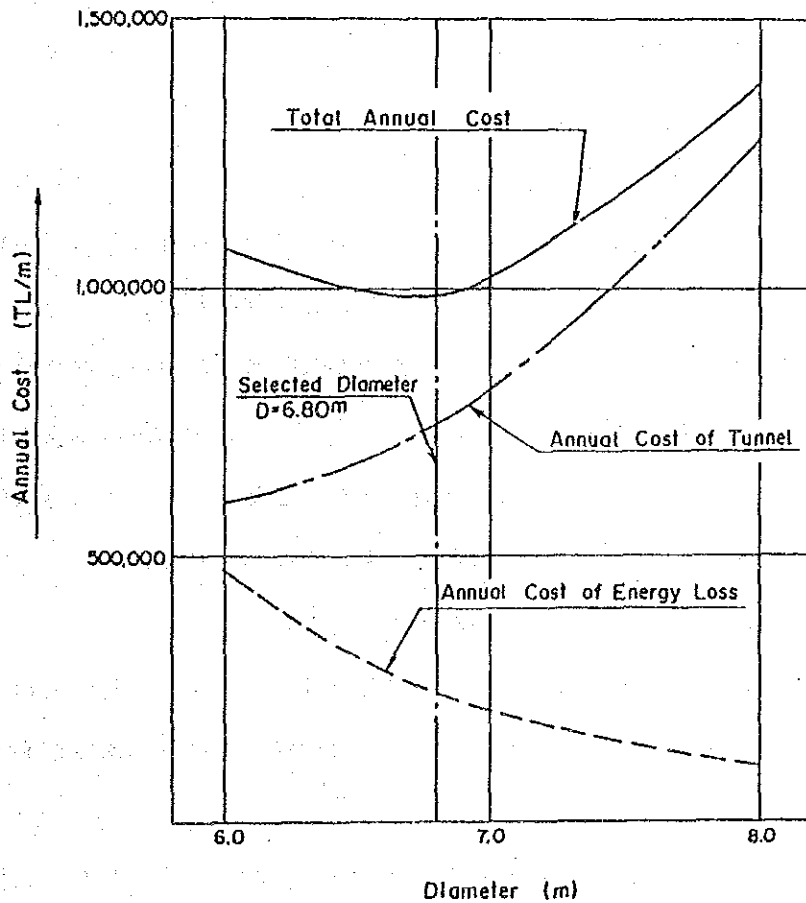
Item	Inclined Type	Intake Tower	Gate Shaft
Typical Section			
Excavation Volume	Open $9.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ Tunnel 0.4 Total $9.6 \times 10^4 \text{ m}^3$	Open $6.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ Tunnel 0.4 Total $6.7 \times 10^4 \text{ m}^3$	Open $3.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ Tunnel 0.6 Shaft 0.4 Total $4.2 \times 10^4 \text{ m}^3$
Concrete Volume	$1.1 \times 10^4 \text{ m}^3$	$1.3 \times 10^4 \text{ m}^3$	$0.9 \times 10^4 \text{ m}^3$
Construction	Fair	Good	Good
Ratio of Construction Cost	1.23	1.18	1.00

### 11.3.2 導水路トンネル

導水路トンネル経過地の地形・地質は7.6.2 に記述される通り、トンネルの施工中も完成後も重大な問題が起こる事は予想されない。トンネルの設計最大内圧は約90tf/m<sup>2</sup>である。トンネルの線型はこの最大内圧に対して充分安全な土かぶりを有し、かつ作業横坑が取付け易いという条件を満たす範囲で、取水口地点と調圧水槽地点を最短距離で結ぶように決定された。また、Fig. 11-3に示す経済比較の結果、トンネルの内径は6.80mと定められた。

トンネルの地質状況が概して良好であることを考慮すると、巻厚0.70mにて予想される内外圧に対しては十分に安全であると考えられる。

Fig. 11-3 Estimation of Optimum Diameter of Headrace Tunnel



### 11.3.3 調圧水槽

#### (1) 地形および地質

調圧水槽は Zamanti川と Göksu川の合流点より約2 km上流右岸の尾根上方に設けられる。7.6.3 に記される通り地形は上下流の沢に挟まれてやや瘦せているが、表層堆積物もあまり厚くなく傾斜も緩やかである。また地質の見地からも特に問題は指摘されない。従って調圧水槽の位置は、水圧鉄管並びに発電所の位置も考慮して決定した。

#### (2) 水理特性

サージングの水理特性から言えば、導水路トンネルの延長が15.7 kmもあるために、負荷変動時の水位上昇・水位降下が極めて大きくなること、またサージングが7分以上の長周期であることの2つの特徴が指摘される。水位変動を低減させるためにも、またサージングの減衰を速めるためにも、制水口を水槽基部に設けて抵抗を与えることは極めて有効である。

#### (3) 形式・形状の選定

調圧水槽の形式としてTable 11-3に示す2通りを比較検討した。その結果経済的には上部水室型より越流型の方が優れていることが判明した。ここで越流型とは、水位上昇を上部水室で貯留せずに、地形を生かして直下流の沢に越流させる形式を言う。この形式においては、突発的な越流によって Zamanti川の下流水位が急上昇することになるが、直下流には重要構造物が存在しないこと。また将来的に下流ダムの建設が予定されていることから考えても、下流への影響は小さいと考えられる。これらを総合的に考えて、越流型の調圧水槽を選択した。

下部水室の内径は施工上の便宜を考えて導水路トンネルと同じ6.80 mとする。負荷急増時の水位下降を吸収するためには、この内径断面の下部水室の必要長さは180 mとなる。

立坑の内径は水面の静的・動的安定条件より12.00 mと決定した。立坑は導水路トンネルの直上に設置せず、Table 11-4に示す通り180 mの下部水室を利用して上流側沢近くへ移動させて、越流させ易くと同時に水圧鉄管の長さを減じるレイアウトとした。



Table 11-3 Comparison of Up-Surging Handling

	Upper Chamber Type	Overflow Type
Section		
Excavation Volume	<p>Open <math>10.5 \times 10^4 \text{ m}^3</math></p> <p>Shaft 4.4</p> <p>Total <math>14.9 \times 10^4 \text{ m}^3</math></p>	<p>Open <math>1.9 \times 10^4 \text{ m}^3</math></p> <p>Shaft 1.5</p> <p>Total <math>3.4 \times 10^4 \text{ m}^3</math></p>
Concrete Volume	$1.3 \times 10^4 \text{ m}^3$	$0.6 \times 10^4 \text{ m}^3$
Ratio of Construction Cost	2.74	1.00

Table 11-4 Comparison of Shaft Layout

	Immediately above Headrace Tunnel	Moved Close to Gully
Plan		
Length of Spillway	300 m	250 m
Length of Penstock	700 m	600 m

### 11.3.4 水圧管路

#### (1) 形式の選定

水圧管路は、尾根のほぼ中央に位置し、調圧水槽より発電所まで一直線で結ぶ平面線形をもつ。この地点の地形・地質は7.6.3に示す通り良好で、明り型・埋設型いずれの水圧管路の形式を採用しようとも、重大な支障を来す問題点は見当たらない。

水圧管路の縦断線形についてはTable 11-5に示す3通りの形式を比較検討した。その結果、経済性・水理特性で優れる明かり案を選択した。

#### (2) 水圧鉄管

本水圧鉄管は延長610m、最大静水頭310mという大規模で高圧なものである。加えて分岐管を含めた鉄管を全てトルコ国内で調達できる様に、十分に現行のトルコ国内技術と実績を踏まえて設計する必要がある。

上部曲がりの鉄管径は5.20mであり、明かり鉄管としてはかなり大きな径のもので外圧による座屈の懸念があった。従ってダム水位が低下した時に水車が負荷変動しても、上部曲がりでも負圧を生じない様に中心標高を検討して539mとした。尚、詳細設計に当たっては、座屈に対する鉄管の安全性を、必要に応じて補剛材等で高めることが推奨される。

標高420m以下は地形上の要因から、明かりでなく埋設型を探らざるを得なくなるが、これは水圧鉄管の構造上も大きな利点がある。即ち、特に設計水頭の大きくなる鉄管の末端部や複雑な荷重を負担する分岐管部に、岩盤負担を期待できるので、鉄管の安全性を高めることができるのである。

Table 11-5 Comparison of Penstock Layout

	Vertical Shaft Type	Inclined Shaft Type	Partially Exposed Type
Profile			
length of Penstock	Shaft 220 m Tunnel 460 Total 680 m	Shaft 240 m Tunnel 320 Total 560 m	Shaft 100 m Tunnel 210 Exposed 290 Total 600 m
Ratio of Construction Cost	1.32	1.09	1.00
Construction	Fair	Fair	Good

### 11.3.5 発電所

#### (1) 自然条件

発電所は Zamanti川と Göksu川の合流点より約2 km上流の右岸に位置している。

この地形・地質は 7.6.3に記述した通りである。標高 520m以下では平均40°の急傾斜となるが、殊に標高 340m付近以下はブロック状の砂岩・頁岩の岩塊が露頭して川際で急崖を形成している。河川の横断地形がV字溪谷を成していることから、河床堆積物は相当厚いと考えられる。地質としては、表層こそ亀裂が発達して風化変色しているものの、深層部は健全であり発電所基礎としては特に問題がないと思われる。

発電所付近の Zamanti川は、南南西から南南東に緩やかに蛇行しており、発電所地点の上下流には射流が見られる。河の兩岸に側方侵食や砂洲が発達しているのは、荒天時の浸食運搬作用の苛烈さを物語るものである。

以上の自然条件を充分考慮に入れた上で、Göktas発電所の設計は経済性・施工性・保守性において最適であるようにした。

#### (2) 発電所形式の選定

発電所形式には、地上式・半地下式・地下式の3通りが考えられる。当発電所の水車の押し込み水頭が小さくて済むことや、その他自然条件から考えても、一般に経済性で他の2つの形式に劣る地下式を選定しなければならない理由は見当たらない。従ってTable 11-6に示す通り地上式と半地下式の比較検討を行った。その結果多大な明り掘削を要する地上式よりも半地下式の方が、経済性のみならず、施工中の河流処理の面でも、また洪水時における安全性でも優れている事が判明した。

発電所は内径22m、深さ31mの立坑、放水路トンネルおよびドラフトゲート立坑が2ユニット備わった構造である。トンネル・立坑が近傍に交錯しているが、地質条件や施工技術から考えて十分に施工可能と判断される。明り部の掘削高さは最大約70mであるが、地質状況から考えて地山が崩落する可能性はないと言える。

発電所の地上面の標高は機器配置の関係から標高 339mと定められる。一方発電所地点のPMF流量は 6.6に示す通り4400m<sup>3</sup>/sと算定され、この場合の水位は標高 333mである。従ってこの発電所はPMFに対しても妥当な余裕高を持ち、冠水する可能性はないと言える。

Table 11-6 Comparison of Powerhouse Type

	Exposed Type	Semi-underground Type
Section		
Excavation Volume	Open 468,000 m <sup>3</sup> Total 468,000 m <sup>3</sup>	Open 176,000 m <sup>3</sup> Shaft 29,800 Tunnel 7,200 Total 213,000 m <sup>3</sup>
Concrete Volume	33,900 m <sup>3</sup>	30,700 m <sup>3</sup>
Ratio of Construction Cost	1.12	1.00
Care of River	Fair	good
Safety during Floods	Fair	Good

### (3) 放水路

発電所が半地下式になったのに伴い、放水路はトンネルとなる。放水路の平面線形は、水車中心から下流河川の河心方向へ振って、下流の流況が悪化することや、旋回流のために2台の発電機の出力が相違することなどの支障がないようにした。

放水口地点は洪水流の水衝部に当たる。従って土砂で放水路が埋没する可能性は小さいという利点はあるが、放水口地点には護岸を施して洪水流の衝撃に備える必要がある。

更に、発電所上流に潜り堤を築いて、洪水流の水勢を減殺すると共に掃流砂の放水口地点への流入を抑制して、河川的作用に対して万全の対策をとることとする。

### (4) 河流処理

放水路の施工中は河川に仮締切を施す必要がある。

河流処理の対象流量を定めるに当たっては、工事工程と構造物の重要度とを考慮する必要がある。ここでは構造物の重要度を鑑みて、ダムと同じく10年確率の通年洪水を対象とするものである。6.5によると河流処理の対象洪水量は  $590\text{m}^3/\text{s}$  である。

更に異常出水が起こって発電所が施工中に水没するのを防ぐために、ドラフトゲートは2ユニット分備えるものとする。

仮締切の方式では、ダムの河流処理におけるものと同じく、適切な規模のコンクリート擁壁を河川堆積物上に構築し、河川堆積物にはグラウトを施して動水勾配を減じるものを選択する。

河川処理の計画を Fig. 11-4 に示す。