

結論と勧告

結 論 と 勧 告

本計画はトルコ共和国南東部に位置し、地中海に注ぐSeyhan河の支流である Zamanti川の最下流部に建設されるZamanti Göktas水力発電開発計画である。

現在までの入手資料に基づく検討結果によれば、本計画は技術的および経済的観点からフィージブルであると結論づけられる。以下に結論と勧告の内容につき、述べる。

結 論

- (1) 本計画はトルコ国内の資源の一つである水力資源を有効活用した大規模水力発電所を建設し、電力需要に対し豊富な安定した電力を供給することを目的とする。
また、本計画を実施することにより、当該地域の経済開発に寄与することができる。
- (2) トルコ共和国における電力需要の伸びは供給力不足のため、1980年から1983年頃にかけて行われた計画停電により低迷した。しかし、1984年には供給力の増加と外国からの電力輸入により、12%台の伸びを示した。
その後、電力需要は毎年着実に伸びており、1986年以後は2桁台の伸び率を記録した。ちなみに、1987年現在の電力設備は12,493MW(44,353GWh:輸入分は含まず)である。トルコ政府は電力需要をまかなうために、現在国内資源を活用した大規模発電所の建設を進めている。
トルコ政府TEKが実施したMAED法による需要想定によれば、1990年に10,370MW(64,910GWh)、2000年に26,955MW(166,830GWh)、2010年に52,730MW(323,850GWh)に達するものと想定される。
- (3) 本計画が全国電力系統に投入される時期は、追加調査、詳細設計および建設に必要とされる期間を考慮して、2000年頃運転を開始することが妥当であると判断される。
- (4) 本計画はSeyhan河上流域マスタープランで提案されている Zamanti川の最下流部に位置しており、この地域は、河川勾配が急であり、河川の両岸も急峻な地形をなしている。このため中規模の貯水池とトンネルを組合わせた、ダム・水路式計画に有利な地点特性を持っている。

Adana からダム地点までの輸送路として二つのルートが考えられる。一つはAdana よりImamoglu, 発電所地点を經由してZamanti 川沿いにダム地点に到達するルートである。もう一つのルートはAdana からCatalan, Karsantiを經由し、標高1,500mの峠を超えてダム地点に至るルートである。これら二つのルートについて比較検討した。経済性, 工事計画および将来のダム・発電所の維持管理を考慮すると発電所地点を經由する前者が適当である。

- (5) Göktasダム地点からKavsak貯水池末端までの有効落差の開発について1段、2段および3段開発(2案)とする4つの比較案を検討した結果、最も経済性で優れている1段開発が基本開発案として選定された。

- (6) ^{8290/ha} Göktas貯水池の満水位は、貯水池内の地質、堆砂量、有効貯水容量を考慮して、標高630m、620mおよび610mの3ケースについて比較検討した。また、貯水池の有効容量については利用水深40m、30m、20m、10mおよび0mの5ケースについて比較検討した。

これらの比較検討の結果、経済的および地形、地質等の条件を総合的に勘案して、貯水池満水位630m、利用水深10mが最適であると判断した。この場合の貯水池の総貯水容量および有効貯水容量はそれぞれ $109.33 \times 10^6 \text{ m}^3$ および $24.7 \times 10^6 \text{ m}^3$ となる。

- (7) Göktas発電所の最適規模についてはピーク継続時間6時間、8時間および10時間の3ケース、最大使用水量 $81 \text{ m}^3/\text{s}$ から $162 \text{ m}^3/\text{s}$ まで変化させた5ケースについて比較検討した。検討の結果、最大使用水量 $108 \text{ m}^3/\text{s}$ 、設備出力 270MW (年間発生電力量: 1,160GWh) が最も有利である。
- (8) 貯水池最上流部を除いて貯水池地域の大部分を占めるオフィオライト(かんらん岩)は、不透水性で地下水位も高いことから、貯水池の保水性に問題はないと考えられる。貯水池末端で河床標高610mより上流に石灰岩が分布している。貯水池の満水位標高630mに対し、水深にして最大20m、また長さにして約600mが石灰岩分布域に入ることとなる。地表地質調査によれば、この部分の石灰岩分布域からの漏水が発生する徴候は発見されていない。しかし安全を期するため、この貯水池最上流部の保水性を確認するための追加調査が必要であろう。

(9) Göktasダム地点の地質は堅硬なかんらん岩から構成されている。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ない。

ダム地点の地形は部分的には直立に近い急斜面が連続したV字谷で、また川幅も約40mと狭い。

(10) Göktasダムの型式については、地形、地質、気象、コンクリート用骨材、ロック・土質材料の賦存等を勘案し、総合的に検討した。検討の結果、コンクリート・重力式ダムとコンクリート・アーチ重力式ダムが適当と判断した。これらダム型式として有望と考えられ両型式についてフィージビリティ設計を行い比較検討した。検討の結果、ダム型式としては、経済的および技術的にもコンクリート・アーチ重力式が望ましいと判断した。選定されたダムの高さおよび体積はそれぞれ148mおよび800,000m³となる。

洪水吐はダム堤体のほぼ中央に位置し、幅14.0m、高さ13.0mのラジアルゲート3門を設置する。

(11) 取水口はダムより約100m上流の右岸にゲート・立坑型を設置する。導水路トンネルは十分な土かぶりと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選定した。導水路の延長および内径はそれぞれ15.7kmおよび6.8mである。調圧水槽は越流型を採用した。水圧管路は上部は明り鉄管とし、標高420m以下の下部は施工性、経済性を勘案して埋設型とした。本水圧鉄管は延長600mで、末端部において2条に分岐する。

(12) 発電所の形式は、地形、地質、施工性、および経済性を考慮して地上式と半地下式の比較検討を実施した。検討の結果、半地下式が選定された。電気主機台数は2台とし、水車型式および発電機はそれぞれ立軸フランス水車(137.5MW)および三相交流同期発電機(150MVA)とした。

(13) 開閉所は地形および地質を考慮して、発電所の対岸の段丘に設置することとした。発電所と開閉所は154kV×2cct連絡送電線にて連系される。

(14) Göktas発電所で発電する電力はGöktas開閉所からAkarca変電所を経由して154kVおよび380kV(延長約35km)送電線によりYedigoze変電所まで送電される。さらにYedigoze変電所よりAdana変電所まで送電される。

(15) 環境影響調査は、限られた現地調査と収集した資料に基づいて行ったものである。

検討結果からは、貯水池によって水没する農地に係る住民への影響を除き、自然環境や社会環境に大きな影響は無いと言える。

本計画の遂行に当たって不必要かつ目的外の環境変化を来したり、人々の基本的な生活権を侵すことのないよう、成功裡に計画が完了する必要がある。

従って、工事中の自然環境に対する侵害は、最小にすべきである。又、工事中および運転開始後には主に水質に関して、適切なモニタリングを実施することが望ましい。

(16) Göktas計画の開発に要する初期総投資額は1988年6月時点で 583.315×10^6 TL (US\$ 448.7×10^6) であり、その内訳は以下の通りである。

ダム、発電所および付属設備

内貨	320.872×10^6 TL	(US\$ 246.8×10^6)
外貨	241.916×10^6 TL	(US\$ 186.1×10^6)
計	562.788×10^6 TL	(US\$ 432.9×10^6)

送電線設備

内貨	8.586×10^6 TL	(US\$ 6.6×10^6)
外貨	11.941×10^6 TL	(US\$ 9.2×10^6)
計	20.527×10^6 TL	(US\$ 15.8×10^6)

合計	内貨	329.458×10^6 TL	(US\$ 253.4×10^6)
	外貨	253.857×10^6 TL	(US\$ 195.3×10^6)
	計	583.315×10^6 TL	(US\$ 448.7×10^6)

Göktas発電所のKWおよびKWh 当りの建設費は発電端でそれぞれ $2.084.4 \times 10^3$ TL (US\$ 1,603.4) および 485.3TL (US\$ 0.37) である。なお本計画の建設期間は約6ヶ年と想定した。

(17) 本計画の代替発電設備として輸入炭石炭火力発電所を想定し、本計画と比較した。

その結果、本計画の純現在価値額 (B - C) および便益費用比率 (B / C) はそれぞれ 227.476×10^6 TL (US\$ 174.98×10^6) および1.69である。

(18) 本計画の評価として、まず市場価格に基づく財務的内部収益率 (FIRR) と本計画で予想している借入利率との対比で財務的健全性を評価した。本計画の財務的内部収益率は 14.02% であり、この値は予想借入利率 9.5% に比べ有利である。次に財務的评价に用いた市場価格に対して価格修正により計算価格を算出し、この価格に基づいて本計画の経済的内部収益率 (EIRR) を求めた。この経済的内部収益率とトルコ共和国における資本の機会費用との比較で経済性評価を行った。

本計画の経済的内部収益率は14.38%であり、この値はトルコ国の資本の機会費用12%を超えている。従って、本計画は財務的および経済的見地からもフィージブルな計画であると結論づけられる。

- (19) 上述した本計画（以下、基本計画案と呼ぶ）は経済性の観点から最適案として選定された。一方、この基本計画案に次ぐ計画として代替案が“第17章代替開発計画の検討”に記述されている。この代替案はGöktas貯水池およびダム（基本計画案と同じ）と3つの発電所（合計出力264.5MW）を建設するものである。この代替案は基本計画案と比較して調達可能資金量に応じて、上流から1発電所ごとの開発が可能となるが、技術的および経済性に劣る。

勸告

Zamanti Göktas水力発電開発計画は技術的および経済的にフィージブルであるので、実施するよう勸告する。

本計画を遂行するためには、以下の事項を実施する必要がある。

- (1) 実施設計および入札書類の作成等建設に必要な諸準備を実施する必要がある。
- (2) 実施設計を行うためには本報告書第16章“今後の調査”に示すような項目について追加調査および試験を行い、その結果は詳細設計に十分反映されなければならない。
- (3) 本計画（基本計画案）に替えて代替案を採用することは経済的に望ましくないが、この計画で実施しようとする場合には、実施設計の前に現地調査および技術的検討がさらに必要である。

第 1 章 序 論

第1章 序 論

	頁
1.1 経 緯	1 - 1
1.2 業務内容および現地調査	1 - 3
1.3 資 料	1 - 14

第1章 序 論

トルコ共和国においては、農業を主体とする同国の産業構造を工業化して国の経済成長を図るべき努力が続けられている。そのためにはエネルギーの確保は不可欠の要素であり、石油資源の乏しいこの国では、設定された経済成長を達成するよう国内エネルギー資源の開発に極めて高い優先度を与えている。

第4次5ヶ年計画（1979～1983）では8%のGNPの伸び率達成を目指したが、結果的にはこれを大きく下廻った。続いて1985年に始まった第5次5ヶ年計画（1985～1989）では6.3%のGNPの伸び率達成を目指している。1979年から1987年のGNPの伸び率および供給電力量の伸び率はそれぞれ以下の通りであった。

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
GNPの伸び率 (%)	-0.4	-1.1	4.1	4.6	3.2	5.9	5.1	8.1	7.4
供給電力量伸び率 (%)	5.5	4.5	6.8	7.7	4.4	12.5	9.3	11.3	11.0

この低い供給電力量の伸び率は、1978年に発生した第2次石油ショック後の経済活動への投資資金の不足から、潜在需要があるにもかかわらず供給力の不足から生じたものであり、これは1980年から1983年頃にかけて行われた計画停電によって証される。

当面の電力不足の緊急対策として、トルコ政府は、1975年～1986年までブルガリヤから、1979年以来ソ連から、1988年以降イラクから電力を輸入しており、その量は年々増加し、1984年には2,653GWhで、総発生電力量30,614GWhの8.7%に達している。しかし、その輸入量も1985年以降減少し、1987年の電力輸入量は572GWhで、総発生電力量45,000GWhの約1.3%程度である。

トルコ共和国の1987年における電力設備は、12,492MW（水力5,003MW、火力7,489MW）である。第2次石油ショック後の世界経済の回復により、トルコ国においては、基幹産業である電力への投資も増加しつつある。トルコ政府は増加する電力需要に対処するため、Elbistan火力発電所（4,200MW）、Karakaya水力発電所（1,800MW）、Altinkaya水力発電所（700MW）、Ataturk水力発電所（2,400MW）、Catalan水力発電所（153MW）等の大規模な水力・火力発電所の建設を進めており、これらは1987年から1990年頃にかけて順次、電力系統に投入される予定になっている。これらのうちAltinkaya水力発電所は1987年に175MW×1ユニット、1988年に175MW×2～4ユニットが運転を開始した。Karakaya

水力発電所については、1987年に 300MW×1～3 ユニット、1988年 300MW×4～5 ユニットが運転を開始した。1989年に 300MW×6 ユニットが運転を開始する予定である。これらのプロジェクトが予定通り順調に開発されるならば、慢性的電力不足は逐次解消されて行くものと思われる。

1.1 経 緯

長期的展望としてトルコ政府は1989年から2010年までの22年間の電力需要想定として設備出力は 64,400MW(年平均増加率8.0%) および電力量は 343,000GWh(年平均増加率8.6%) の開発が必要であると予測しており、そのうち水力はそれぞれ約27,000MWおよび約99,000GWh の開発を目論んでいる。

トルコ国のエネルギー資源は石油 57×10^8 ton、石炭 $12,900 \times 10^8$ ton、包蔵水力 30,800MWと1983年のアニュアルレポートに報告されている。石油の産出は国内需要の1～2割程度を満たすにすぎない。石炭の産出は年産 20×10^8 ton 程度であるが、ハードコールが少なく、石炭として品質があまり良くないリグナイト(褐炭)が大部分を占めており、燃料以外の使用がむづかしい。従ってハードコールは産業用に、リグナイトは暖房用ならびに火力発電所用に使用されている。

一方水力については乾燥地帯にありながら、トルコ国全体が高原状であるという特性から包蔵水力はかなり豊富であり純粋な国産エネルギーであるということからトルコ政府は積極的に開発を進めている。トルコ政府は国内エネルギーの有効利用という観点から今後も水力開発を積極的に行い水力、火力発電の比率は50:50ないしは45:55程度にしたいと計画しており先に述べた大規模水力以外にも Kayraktepe 水力発電所(420MW)、Ilisu 水力発電所(1,200MW)、Boyabat 水力発電所(510MW)、Birecik 水力発電所(670MW)、Yedigöje水力発電所(300MW)等を至近年に着工すべく準備中であり、またこれらの次の開発目標を計画中である。トルコ国の包蔵水力は東部に偏在しており、イスタンブールやトルコ西部の需要地に近い地点の水力開発は終了段階を迎えているので、開発は需要地に遠い東部地区に移りつつある。

このような状況の中にあってトルコ政府は次代の大規模開発河川として、1981年に Seyhan河下流域および1984年に Seyhan河上流域の河川一貫開発計画についてのマスター

プランを作成し、開発にそなえている。Seyhan河はトルコ国の包蔵水力の約6%(1,850 MW)を占める河川である。その流域は急峻な山岳地にかこまれ、河川流量もトルコ国内の他河川に比較して多い方であり、水力開発には絶好の河川である。

マスタープランによればSeyhan河開発計画の一環として、主要支流であるZamanti川に計画されているGöktas水力発電計画は有望な地点である。一方、本計画地点はAdana県Adana市の近距離に位置している。Adana市を中心とするトルコ国東南部では、近年電力の需要が増大してきており、1987年には1,700GWh/年だった需要が、2000年には約10倍の17,750GWh/年に増大することが予想される。

このような状況下にあつてGöktas水力発電開発計画を実現して行くため、トルコ政府は日本政府に対して本計画のフィージビリティ調査に関する技術協力を要請をして来た。日本政府はこの要請を受けて1987年8月に国際協力事業団に委託し、通商産業省資源エネルギー庁公益事業部北島正豪氏を団長とする事前調査団をトルコ国に派遣しトルコ政府と意見を交換するとともに現地の概括踏査を行った。

その結果に基づいて1987年8月、国際協力事業団(JICA)はトルコ国家水利庁(DSI)との間で“Scope of works for the Feasibility Study on the Zamanti Goktas Hydroelectric Power Development Project in the Republic of Turkey”を締結した。

1.2 業務内容および現地調査

本調査はトルコ国南東部の都市、Adana付近で地中海に注ぐSeyhan河支流Zamanti川下流域に位置するGöktas水力発電計画について、既存資料ならびに現地調査に基づいて検討を行い、本計画が技術的、経済的および財政的見地からフィージブルであるか否かを検討・評価し、その結果を報告書にまとめることを目的とする。

本調査は、予備調査、詳細調査、フィージビリティ設計の3段階より成る。第1段階の予備調査は国内事前準備、現地調査および国内解析作業に分けられる。トルコ国では現地踏査、資料収集および解析・評価を行う。国内では、解析作業を行い本計画の開発基本構想を策定する。この開発基本構想に基づいて調査工事計画および技術仕様書の作成を行う。第2段階の詳細調査は予備調査の結果に基づき、フィージビリティ設計を行うために実施されるもので現地調査、国内解析作業および現地調査工事よりなる。調査

工事は D S I によって実施されるもので、地形測量、地質調査工事および諸試験より成る。第 3 段階は、予備調査および詳細調査の結果に基づきフィージビリティ設計、積算、経済および財務評価等な行う。

1987年10月、JICAは上記“Scope of Works”に基づいてその業務を開始した。続いて、JICAは本プロジェクトの現地調査のため下記の調査団をトルコ国に派遣した。

1987年11月14日～12月28日	:	第1次予備調査
1988年3月14日～3月28日	:	第2次予備調査
1988年6月18日～7月17日	:	第1次詳細調査
1988年9月6日～11月4日	:	第2次詳細調査
1989年3月18日～3月31日	:	中間報告書協議
1989年8月19日～9月2日	:	最終報告書(案)協議

この間、調査団は、下記の報告書を D S I に提出した。

1987年11月	:	インセプション・レポート
1988年3月	:	第1回進捗報告書 詳細調査計画書および技術仕様書
1988年11月	:	第2回進捗報告書
1989年3月	:	中間報告書
1989年6月	:	第3回進捗報告書
1989年8月	:	最終報告書(案)

1988年4月から1988年12月にかけて、D S I は上記の詳細調査計画書に基づいて現地調査および調査工事を実施した。これら現地調査および調査工事の概要は Table 1-1 に示す通りである。

Table 1-1 Investigation Works

<u>Items</u>	<u>Description</u>
Topographic Survey	
Powerplant Site	: 1/1,000 (3.68 km ²)
Area A	" (1.24 km ²)
Area B	" (2.44 km ²)

Geological Investigation and Material Tests

Drilling Work and Permeability Tests

Dam Site	: 450 m
Powerplant Site	: 141 m
Tunnel Route	: 280 m

Exploratory Adits

Dam Site	: 100 m
----------	---------

In-Situ Tests

Dam Site	
Plate Bearing	: 7 Points
Rock Shear	: 8 Points

Seismic Prospecting

Powerplant Site	: 865 m
-----------------	---------

Field/Laboratory Test for Material

Quarry Site	: 8 Samples
River Deposit Sites	: 22 Samples

Social and Environmental Aspect

Investigation for Compensation

調査団の団員および調査に協力を得たトルコ政府関係者は次の通りである。

J I C A 調査団

<u>(氏 名)</u>	<u>(担 当)</u>	<u>(期 間)</u>	
		年 月 日	月 日
高市 守	総 括	1987	11.14 ~ 12.28
		1988	3.14 ~ 3.28
		1988	10.1 ~ 10.15
		1989	3.18 ~ 3.31
		1989	8.19 ~ 9.2
北村 邦雄	土木 (設計)	同 上	
浅野 潤一	土木 (計画)	1987	11.14 ~ 12.28
		1988	3.14 ~ 3.28
		1989	3.18 ~ 3.31
鷺沢 毅	土木 (積算)	1988	6.18 ~ 7.17
中村 滋	土木 (水文)	1987	11.14 ~ 12.28
伏見 和彦	土木 (岩盤)	1988	9.6 ~ 10.20
親見 健	地質 (一般)	1987	11.14 ~ 12.28
		1988	9.6 ~ 11.4
		1989	3.18 ~ 3.31
高智英二郎	地質 (物探)	1988	9.6 ~ 10.20
都 巧	電気 (電力)	1988	6.18 ~ 7.17
鈴木 昭男	電気 (系統・送電)	1988	6.18 ~ 7.17
日暮 孝	環 境	1988	10.1 ~ 10.15
北城戸孝信	経 済	1988	6.18 ~ 7.2

Turkish Government and Relevant Agency

First Stage Preliminary Investigation (Nov. 14 – Dec. 28, 1987)

DSI (Ankara)

Mr. EroI ENACAR	General Director
Mr. Ahmet F. UNVER	Assistant General Director
Mr. Ozden BILEN	Chairman: Dept. of Planning & Investigation
Mr. Yuksel SAYINER	Deputy Head: "
Mr. Savas. USKAY. CE	Deputy Head: "
Mr. Tuncay SOYSAL	Planning Manager: Dept. of Planning & Investigation
Mr. Hasan ERKE	Head of Energy Section "
Mr. Ramazan KOSDERE	Manager: (Survey Section)
Mr. Namik AKCANBAS	Deputy Director: Dept. Geotechnical Service & Underground Water
Mr. Yigit AYSALIOUGLU	Manager: "
Mr. Yildiray PAGDA	Geological Engineer: "
Mr. Mehmet AKPINAR	Geological Engineer: "
Mr. Serapettin CANAZ	Civil Engineer: Dept. of Planning & Investigation
Mrs. Zekiye KULGA	Meteorologist: "
Mrs. Lale CVLFU	Hydrologist: "
Mr. Yalcin SENCER	Meteorologist: "

DSI 6th (Adana)

Mr. Yilmaz YAPICI	Regional Director
Mr. Suleyman BOZKURT	Deputy Director
Mr. Hasan MERT	Manager: Planning Section
Mr. Adil AKYATAN	Civil Engineer: "
Mr. Cabbar YORDEM	Geological Engineer

Mr. Ugur Cemal OGUZBERK Geological Engineer

Mr. Halil ALTINOK Hydrologist

DSI 12th (Kayseri)

Mr. Naci BEKTAS Regional Director

Mr. Efhem GÖGER Geological Engineer

Mr. Yakup BASOĞLU Civil Engineer

Mr. Sahap YILMAZ Civil Engineer

EİE

Mr. Nezih SAYAN Head of Project Design Department

Mr. Sukru KARABİBER Section Manager of Project Design Department

Mr. Vildirim VARLIK Project Design Department

TEK

Mr. Faruk EREN Ast. Director of Planning and Coordination Division

Second Stage Preliminary Investigation (Mar. 14 – Mar. 28, 1988)

DSI (Ankara)

Mr. Ferruh ANIK General Director

Mr. Özden BİLEN Chairman : Dept. of Planning & Investigation

Mr. Savas USKAY, CE Deputy Head: "

Mr. Yuksel SAYINER Deputy Head: "

Mr. Tuncay SOYSAL Planning Manager : "

Mr. Hasan ERKE Head (Energy Section) : "

Mr. Sadat SAMSUNLU Planning Engineer: "

Mr. Ramazan KOSDERE Manager (Survey Section) : "

Mr. Zekiye KULGA Meteorologist : Dept. of Planning & Investigation

Mr. Turan AKLAN	Chairman	: Dept. of Geological Service & Underground Water
Mr. Muammer YARALIOGLU	Deputy Head	: "
Mr. Yigit AYASLIOGLU	Manager	: "
Mr. Yildiray PAGDA	Geological Engineer:	"
Mr. Mehmet AKPINAR	Geological Engineer:	"
Mr. Ayla ALTUG	Chief Engineer (Carst Investigation Section):	"
Mr. Mahmud SOZEN	Geological Engineer (Geophysical Investigation Section):	"
Mr. Museyin BDOGAN	Geological Engineer (Rocks and Soil Mechanics Section) :	"
Mr. Cetin HIZLI	Geological Engineer (Borrow Material Section):	"
Mr. Erden DEMIREL	Geological Engineer (Drilling Section) :	"
Mr. Ergun DEMIRDZ	Deputy Director :	Technical Research and Quality Control Dept.

DSI 6th (Adana)

Mr. Yulmaz YAPICI	Regional Director
Mr. Suleyman BOZKURT	Deputy Director
Mr. Hamit OZASLAN	Deputy Director
Mr. Hasan MERT	Manager
Mr. Cabbar YORDEM	Geological Engineer

First Stage Detailed Investigation (Jun. 18 – Jul. 17, 1988)

DSI (Ankara)

Mr. Ozden BILEN	Chirman	: Dept. of Planning & Investigation
Mr. Savas USKAY	Deputy Head :	" "
Mr. Tuncay SOYSAL	Planning Manager :	Dept. of Planning & Investigation

Mr. Hasan ERKE	Head of Energy Section:	Dept. of Planning & Investigation
Mr. A. Sedat SAMSUNLU	Civil Engineer	:
Mr. Mehmet AKPINAR	Geological Engineer	: Dept. of Geotechnical Survey & Underground Water
Mr. Mehmet SOYTURK	Geological Engineer	:
Mr. Suat PASIN	Deputy Director	: Dam and Hydroelectric Power Plants Dept.
Mr. Ismail H. ALTUN	Electrical Engineer	

DSI 6th (Adana)

Mr. Yilmaz YAPICI	Regional Director
Mr. Suleyman BOZKURT	Deputy Director
Mr. Hamit OZASLAN	Deputy Director
Mr. Mustafa KANALCT	Deputy Director
Mr. Hasan MERT	Manager: Planning Secion
Mr. Cabbar YORDEM	Geological Engineer
Mr. Ugur Cemal OGUZBERK	Geological Engineer
Mr. Ihsan CANGUVEN	Agricultural Economist
Mr. Cahit SUGUCUK	" "
Mr. Mahmut CETIN	Agricultural Engineer
Mr. Vedat TURAN	Electrical Engineer

DSI (Karakaya)

Mr. Ilker OZEL	Regional Director
Mr. Avni BUYUKKAYA	Electrical Engineer

DSI (Ataturk)

Mr. Erdogan BASMACT	Regional Director
---------------------	-------------------

MERSIN PORT

Mr. Unkur GURSES	Port Director
------------------	---------------

Mr. Ugur OZUS Ass. Port Manager (Technical)
Mr. Gurol TOYKAN Ass. Port Manager (Administer)

TEK (Ankara)

Mr. Faruk EREN Assistant Director of Planning and Coordination
Division
Mr. Suat KIZILYALLI Chief of Transmission Planning and Coordination
Mr. Metin GUNYOL Ass. Director of Follow up and Evaluation Section
Mr. Zehra SENBER Statistical Department
Mr. Teoman ALPTURK Director of Load Dispatching Department
Mr. Ilhami OZSAHIN Ass. Director of Load Dispatching Center

CUKUROVA ELEKTRIK A. S. (Adana)

Mr. Vakif ACUNSAL General Manager
Mr. Hikmet YANAR Ass. General Manager
Mr. Yaman AKAR Ass. General Manager
Mr. Akkan TANER Director of Load Dispatching Control Center
Mr. Ogur KANIBIR Ass. Director of Load Dispatching Center

Second Stage Detailed Investigation (Sep. 6 – Nov. 4, 1988)

DSI (Ankara)

Mr. Ozden BILEN Chairman of Planning & Investigation Dept.
Mr. Savas USKAY Deputy Head of "
Mr. Tuncay SOYSAL Manager of "
Mr. Yigit AYASLIOGLU Manager of
Geotechnic Services & Underground Water Dept.
Mr. Yildiray PAGDA Geotechnic Services & Underground Water Dept.
Mr. Bray OZGULER "
Mr. Mohment SOYTURK "
Mr. Ercin TURKBL "

Mr. Mufit GUVEN	Geotechnic Services & Underground Water Dept.
Mr. Umit ERDEM	"
Mr. Ertugrui ADA	"
Mr. Cengiz KAPTAN	"
Mr. Cetin HIZLI	Chief of Geotechnic Services & Underground Water Dept.
Mr. Serafettin CANAZ	Planning & Investigation Dept.
Mr. O. L. UZUN	Geotechnic Services & Underground Water Dept.

DSI 6th (Adana)

Mr. Yilmaz YAPICI	Regional Director
Mr. Suleyman BOZKURT	Deputy Director
Mr. Hasan MERT	Manager of Planning Section
Mr. Ugur Cemal OGUZBERK	Planning Section
Mr. Cabbar YORDEM	"
Mr. Hasan MULAYIN	"
Mr. Ilaun TOKSUK	"
Mr. Ihsan CANGUVEN	Chief of Planning Section
Mr. Orhan EMRE	Head of Drilling Section
Mr. Idris YARDIM	Deputy Head of Drilling Section
Mr. Erdem ERSOZLUOGLU	Drilling Section
Mr. Mehmet	Planning Section

First Stage Feasibility Design (Mar. 18 -- Mar. 31, 1989)

DSI (Ankara)

Mr. Ozden BILEN	Assistant General Director
Mr. Ahmet F. UNVER	Assistant General Director
Mr. Suleyman BOZKURT	Chairman : Dept. of Planning & Investigation
Mr. Savas USKAY, CE	Deputy Head: "
Mr. Huseyin YAVUZ	Deputy Head: "

Mr. Tuncay SOYSAL	Planning Manager:	Dept. of Planning & Investigation
Mr. Semavi AKAY	Planning Manager:	"
Ms. Sen SULUN	Planning Manager:	"
Mr. Hasan ERKE	Head (Energy Section):	"
Ms. Lale CULTU	Hydrologist :	"
Mr. Sadat SAMSUNLU	Civil Engineer :	"
Mr. Turhan AKLAN	Chairman :	Dept. of Geotechnical Service & Underground Water
Mr. Namik AKCANBAS	Deputy Director :	"
Mr. Yigit AYASLIOGLU	Manager :	"
Mr. Yildiray PAGDA	Geological Engineer:	"
Mr. Mufit GUVEN	Geological Engineer:	"
Mr. Brcin TURKEL	Geological Engineer:	"
Mr. Eray OZGULER	Geological Engineer:	"
Mr. Cetin HIZLI	Geological Engineer:	"
Mr. O. Lutfu UZUN	Geological Engineer:	"
Mr. Cengiz KAPTAN	Geological Engineer:	"
Mr. Huseyin ERDOGAN	Mining Engineer:	"
Ms. Ayla ALTUG	Geological Engineer: (Karst Investigation Section)	"

DSI 6th (Adana)

Mr. Yilmaz YAPICI	Regional Director
Mr. Hasan MERT	Manager : Planning Section
Mr. Ilgun TOKSUK	Civil Engineer: "
Mr. Cabbar YORDEM	Geological Engineer
Mr. Ugur Cemal OGUZBERK	Geological Engineer

1.3 資 料

本計画の検討は主としてDSIより入手した既存資料、現地調査ならびに調査工事結果から得られた資料に基づいて行なわれた。

地形図、水文資料、地質資料、工事費積算資料、電力需要資料、経済関連資料等これら資料の詳細は Appendix A-7 に記述されている通りである。

第 2 章 トルコ共和国の一般事情

第2章 トルコ共和国の一般事情

	頁
2.1 地 理	2-1
2.2 気 候	2-2
2.2.1 気 温	2-2
2.2.2 降 雨	2-2
2.3 人 口	2-3
2.4 経 済	2-3
2.5 エネルギー資源	2-8
2.6 運 輸 ・ 通 信	2-10

List of Tables

Table 2-1	Climate in the Main Cities
Table 2-2	Growth Rates during Planned Development by Sectors
Table 2-3	Economic Activity
Table 2-4	Foreign Trade
Table 2-5	Emigration and Tourism
Table 2-6	Electric Energy Production by Resources

第2章 トルコ共和国の一般事情

2.1 地 理

トルコ共和国は緯度 $42^{\circ} 06' \sim 35^{\circ} 51'$ 、経度 $44^{\circ} 48' \sim 25^{\circ} 40'$ に囲まれ、ヨーロッパ大陸とアジア大陸の接合部に位置している。

国土は幅 650km、長さ 1,560kmの長方形をしており、その面積は、779,452 km²であり、その97%は小アジアと呼ばれるアジア大陸の最先端のAnatolia半島に属し、残り3%はヨーロッパ大陸の東端に位置するBalkan半島南部のThrace地方である。

国土の周囲は南は地中海、西側はエーゲ海とブルガリア、ギリシャ国境に、北側は黒海に面し、東側はソ連、イラン、イラク、シリアの国々と国境を接している。

国土を地理的に大別すると、エーゲ海・地中海地方、黒海沿岸地方、東部・中央アナトリア地方及び南部アナトリア地方に区分される。国土の96%はアナトリア高原と称するステップ気候地帯で、耕地面積は30%に過ぎない。

国土の平均標高は、1,132mで500m以下の標高を有する地域は20%に過ぎず、首都アンカラの平均標高は902mである。

代表的な河川（河長）としては、トルコ共和国第一位のKizilirmak河(1,355km)や、Sakarya河(825km)、Seyhan河(560km)、Yesilirmak河(520km)などがあり、この他に有名なTigris、Euphrates河の国際河川はトルコ共和国内にその源を発している。

自然湖としては東部アナトリアにあるVan湖(3,700km²)、中央アナトリアにあるTuz湖(1,500km²)が代表的であり、いずれも塩水湖である。人造湖としてはEuphrates河にあるKeban湖(675km²)およびKizilirmak河にあるHirfanli湖(263km²)が有名で、共に水力発電用の貯水池、即ち、水力エネルギー源として大きな役割を果たしている。

山岳地帯はソ連やイランと国境を接する東部アナトリア地方に多く、Ararat山(5,165m)は最も有名で、この他、Suphan山(4,434m)、Kackar山(3,392m)、Brciyes山(3,916m)などがあり、同国最大の包蔵水力地帯を形成している。

植生群は気候および地形的条件により異なるが、大別すると下記の通りである。

黒海沿岸地方：海岸線に面した山岳斜面に森林地帯が分布し、樺、榆、ふな等が多い。

エーゲ海・地中海沿岸地方：山稜部に沿ってオリーブ、柑橘、松が多い。

アナトリア高原地方：自然牧草と点在する森からなっている。

2.2 気 候

トルコ共和国の南、北、西側の三方は海（エーゲ海、地中海、および黒海）に囲まれているにもかかわらず、国土の平均標高が1,132mと高く、海岸線(8,400km)に平行して走る山岳地帯の影響で地域的に気候は大きく異なる。

2.2.1 気 温

黒海沿岸地方の平均的気温は14℃～15℃と穏和で、7・8月の盛夏でも22℃～24℃と比較的凌ぎ易く、1・2月の冬期においても5℃～7℃と寒さもあまり厳しくない。

エーゲ海・地中海沿岸地方の年平均気温は18℃～20℃と温暖で、所謂地中海性気候を呈し、夏は27℃以上に達するが、冬期は8℃～12℃と温和である。

一方、内陸部の年平均気温は、海拔の差異により4℃～18℃と大きく異なり、寒暖の差が著しい大陸性気候で特徴づけられ、盛夏には灼熱の状態となり、極寒期には海岸線に沿った山岳地帯によって温暖な風が遮蔽され、0℃～-10℃の寒波に見まわれる地域が多い。

2.2.2 降 雨

国土は、年間を通じて微雨の大陸性気候と乾夏の亜熱帯性気候とに大別される。一般に海岸地帯に沿った山岳部では降雨が多く、内陸地帯に向かうに従って降雨量が少なくなるが、地域によって降雨量は大きく変わっている。

エーゲ海・地中海沿岸地方では秋から晩春にかけてが雨期であるが、黒海沿岸地方では、年間を通じて降雨がある。

内陸地方の降雨は冬期の降雪とこれに続く早春の降雨が主で、これ以外の期間ではほとんど降雨はないTable 2-1 に主要都市の気候を示す。

Table 2-1 Climate in the Main Cities

Selected Cities	Regions	Altitude above Sea (m)	Temperature (°C)			Average Humidity (%)	Average e Precipitation (mm)
			Average	Lowest	Highest		
Istanbul	Mar.	39	14.0	-16.1	40.5	75	673.4
Ankara	Cent. A.	902	11.7	-24.9	40.0	60	367.0
Izmir	Aegean	25	17.6	-8.2	42.7	65	700.2
Adana	Medet.	20	18.7	-8.4	45.6	66	646.8
Edirne	Thrace	48	13.5	-22.2	41.5	70	599.3
Bursa	Mar.	100	14.4	-25.7	42.6	69	713.1
Antalya	Madit.	42	18.6	-4.6	44.6	69	1,067.2
Urfa	A. East A.	547	18.1	-12.4	46.5	48	473.1
Zonguldak	W. Black S.	136	13.5	-8.0	40.5	73	1,242.9
Rize	E. Black S.	4	14.1	-7.0	38.2	77	2,357.0
Van	East A.	1,725	6.6	-28.7	37.5	60	384.0
Agri	N. East A.	1,632	6.1	-43.2	38.0	67	528.5
Mugla	Aegean	646	14.9	-12.6	41.2	61	1,220.9

Source : General Directorate of Meteorology

STATISTICAL YEAR Book of Turkey 1987

2.3 人 口

1987年末現在の総人口は51,350,000人で、都市部と地方の比率は53:47である。

2.4 経 済

トルコ共和国の経済の特色は、国家資本により設立された公的企業を中心として、民間企業が共存する混合経済体制（1930年代初期に形成された）をとっていることであり、今日においても工業生産の約55%は公共部門によるものである。

1960年に国家計画庁(State Planning Organization)が設立され、1963年から始まる長期15ヶ年経済開発計画の策定を行ない、1963年以降は計画経済を実施している。その

目標とするところは、農業を主とする産業構造を、工業部門のシェア拡大により年平均経済成長率7%台を達成し、農業部門からの余剰労働力を工業部門で吸収しようとするものである。

現在は第5次5ヶ年計画(1985~1989)を実施中である。第4次5ヶ年計画(1979~1983)では $10,595 \times 10^9 \text{T} \cdot \text{L}$ (1983年価格)の投資を行い年率8.0%の経済成長を計画していたが、実績はTable 2-2に示すとおり、計画値を大幅に下廻り約2.0%にとどまった。

Table 2-2 Growth Rates during Planned Development Periods by Sectors

	% Increase (at 1968 Factor Prices)				
	I st Plan Average (1963-1967)	II nd Plan Average (1968-1972)	III rd Plan Average (1973-1977)	1978 Average	IV th Plan Average (1979-1983)
1. Agriculture					
a. Tatget	4.2	4.1	4.6	4.1	5.3
b. Realisation	3.1	3.5	3.5	2.4	2.2
2. Industry					
a. Tatget	12.3	12.0	11.2	8.0	9.9
b. Realisation	10.8	7.8	9.8	3.7	1.7
3. Services					
b. Realisation	7.3	7.9	7.9	4.1	2.5
4. Gross Domestic Product					
b. Realisation	6.4	6.8	7.3	3.6	2.3
5. Gross National Product					
a. Tatget	7.0	7.0	7.9	6.1	8.0
b. Realisation	6.6	7.1	6.5	3.0	2.0

Source : Economic Report (Turkey) 1984
Publication No1984/13

第5次5ヶ年計画では、総額 $14,413 \times 10^9 \text{ TL}$ (1983年各) の投資を予定し、その内訳は公共部門が57%、民間部門が43%である業種別では製造工業 27.04%、運輸通信 18.57%、住宅 15.20%、農業、11.37%、エネルギー14.89%、その他12.93%に投資することによって年平均GNPの伸び率6.3%を達成しようとする計画である。

1983~1987の5年間における主要経済指標はTable 2-3 に示す通りである。

Table 2-3 Economic Activity

Item	Unit	1983	1984	1985	1986	1987
GNP (Current Price)	10^9 TL	11,551.9	18,374.8	27,789.4	39,177.2	55,757.2
Foreign Deficit	10^9 TL	409.5	513.3	525.0	1,023.0	818.9
Total Resources	10^9 TL	11,961.4	18,888.2	28,314.0	40,200.2	56,596.1
Growth Rate <u>1/</u>	%	3.3	5.9	5.1	8.1	7.4
Total Investment	10^9 TL	2,311.0	3,549.9	5,795.7	9,654.8	13,947.4
Fixed Capital Investment	10^9 TL	2,182.0	3,285.7	5,554.1	9,120.7	13,886.2
Stock Changes	10^9 TL	128.9	263.2	241.7	534.2	61.2
Total Consumption	10^9 TL	9,650.4	15,339.3	22,512.7	30,545.4	42,628.7
GNP by Origin						
Agriculture	%	21.4	21.0	18.8	18.2	17.9
Industry	%	26.4	27.1	31.6	32.0	32.1
Services	%	52.2	51.9	49.6	49.8	50.0
Per Capita GNP <u>2/</u>	TL	241,347	374,462	550,407	762,612	1,094,845

1/ : Producers' VALUES at 1968 prices

2/ : Current Producers' Prices

Source : The Turkish Economy 88 (TUSIAD)
Economic Report 88

最近の5ヶ年について一般の卸売物価指数（対前年度年平均増加率）の上昇率と失業者率を見ると以下の通りである。

	卸売物価指数 (対前年度年平均増加率 %)	失業者率 (%)
1983	30.6	16.1
1984	50.3	16.5
1985	38.2	16.3
1986	24.6	15.8
1987	48.9	15.2

米ドルとトルコ・リラとの交換レートは必要に応じて年々、又は月々改定されて来たが1981年5月より、交換レートは、毎日調節されることとなった。最近の記録を示すと以下の通りである。

TL/\$ (年末)	TL/\$ (年末)
1976 - 16.50	1982 - 184.90
1977 - 19.25	1983 - 280.00
1978 - 25.00	1984 - 443.30
1979 - 35.00	1985 - 574.00
1980 - 89.25	1986 - 757.79
1981 - 132.30	1987 - 1,020.90

トルコ共和国の最近の貿易状況を見ると Table 2-4の通りである。

Table 2-4 Foreign Trade

Unit : US\$ Million, (%)

	1983	1984	1985	1986	1987
Exports : Total (FOB)	5,728	7,134	7,958	7,457	10,190
Agricultural Products	1,881 (32.84)	1,749 (24.52)	1,719 (21.60)	1,886 (25.29)	1,853 (18.18)
Processed and Manufactured Products	3,658 (63.86)	5,145 (72.12)	5,995 (75.33)	5,324 (71.40)	8,065 (79.15)
Mining and Quarrying Products	189 (3.30)	240 (3.36)	244 (3.07)	247 (3.31)	272 (2.67)
Imports : Total (CIF)	9,235	10,757	11,613	11,105	14,163
Agriculture and Live- stock	138 (1.49)	417 (3.88)	375 (3.23)	457 (4.12)	782 (5.52)
Mining and Quarrying	3,864 (41.84)	3,908 (36.33)	3,626 (31.22)	2,146 (19.32)	3,034 (21.42)
Industrial Products	5,177 (56.06)	6,338 (58.92)	7,342 (63.22)	8,502 (76.56)	10,347 (73.06)

Source : The Turkish Economy '88 (TUSIAD)

1987年における輸出の状況を見ると、主なものは繊維、加工食品、穀物、葉たばこ、ナッツ等の農産物、皮革製品、金属製品々である。一方輸入の状況を見ると、主なものは原油、機械、化学製品、鉄鋼などである。輸入額のうち原油の占める割合は19%で、次いで機械類の占める割合が15%である。

1987年における主要な貿易相手国は以下の通りである。

輸出 —— 西独、イラク、イラン、イタリア、サウディアラビア

輸入 —— イラン、西独、米国、イラク、リビア

輸出および輸入共に、その約63%をOECD諸国、残りはそのほとんどを2国間協定に基づき、ソ連、西ヨーロッパ諸国およびOECD諸国との交易である。

貿易収支を見ると恒常的な赤字を示しており、1987年においては輸出 $10,190 \times 10^6$ \$、

輸入 $14,163 \times 10^6$ \$で約 $3,973 \times 10^6$ \$の赤字であった。赤字の主因をなすものは原油、石油を輸入に依存せざるを得ないことにあり、その輸入額は、 $2,771 \times 10^6$ \$であり、全輸入額の約19%を占めている。

トルコ政府は貿易外収支を増額するため、産油国等への国内労働者の出稼ぎの奨励や観光客の誘致に尽力している。最近の出稼ぎおよび観光収入は以下の通りである。

Table 2-5 Emigration and Tourism

	送金額 (10 ⁶ \$)	観光収入 (10 ⁶ \$)
1982	2,186.7	370.3
1983	1,553.6	411.1
1984	1,881.3	726.2
1985	1,774.2	1,481.6
1986	1,696.0	1,215.1
1987	2,102.0	1,721.1

1987年の国際収支として、経常収支および総合収支はそれぞれ $(-)984 \times 10^6$ \$および 571×10^6 \$であった。

2.5 エネルギー資源

長期に亘る経済開発計画を推進することによって、農業主体から工業化へと国の産業構造を転換しようと策しているトルコ国にとって、エネルギーの確保は極めて重要な課題である。しかしながら、トルコ国の電力の需給バランスは常に供給力に不足をきたしており、ソ連やイラクからの電力の供給をうけて、この急場を凌いでいる。したがって、電力の開発は同国にとって緊急な問題となっている。現在の電力エネルギーの生産は、Table 2-6 に示す通りである。

Table 2-6 Electric Energy Production by Energy Resources

	Unit : GWh				
	1983	1984	1985	1986	1987
Coal	787	706	710	773	632
Lignite	7,790	9,413	14,318	18,664	17,053
Fuel	7,427	7,047	7,082	7,000	5,496
Geo-Thermal and Natural Gas	—	22	64	1,385	2,586
Thermal	16,004	17,188	22,174	27,822	25,767
Hydranlic	11,343	13,426	12,045	11,872	18,600
Total	27,347	30,614	34,219	39,694	44,367

Source : SPO
Economic Report (Turkey) 1988

1987年現在の電力供給設備は12,493MW(44,353Gwh) で水力発電設備(5,003MW) と火力発電設備(7,489MW) との比率は40 : 60である。

トルコ国の経済的に開発可能な包蔵水力は30,800MWと見積もられており、1987年現在までにその16%が開発されたに過ぎず、今後開発が期待される資源である。その他国産エネルギー資源として石油(推定埋蔵量 57×10^6 ton)、硬質炭、軟質炭、泥炭等(推定埋蔵量 12.9×10^9 ton)、天然ウラン等がある。1984年には小規模ながら地熱発電(15MW)を行っており、太陽エネルギーの利用研究に着手している。TEKの長期電源開発計画によれば原子力発電所は2006年に1,000MWの第1号機が運転開始される予定になっている。

2.6 運輸・通信

トルコ国内の輸送手段は、道路、鉄道、海運、航空、パイプラインがある。道路は国道と県道を併せて総延長約58,915km(1987)で、内92%が舗装されている。

輸送システムの中で最も重要な役割を果たしているのは道路であり、1987年には旅客輸送の88%、貨物の72%を占めている。車両登録台数は、全車種合計で約1,973,670台(1987)であり、その63%が乗用車となっている。

鉄道の総延長は10,186kmで内本線が8,439km(内電化479km)、支線1,747km(内電化72km)である。

トルコは黒海、エーゲ海および地中海に囲まれた半島にあるため港湾は古くから発達しており国際貿易10港の他に65港がある。このうちイスタンブールは、2つの大陸にまたがる重要港湾である。

空港はイスタンブール、アンカラ、イズミルの三つの国際空港の他に国内の主要都市の10空港で定期便が運行されている。

トルコ国内の通信手段は郵便、電信、電話である。1986年現在のPTT数は本局986、支局2,670、代理店24,427である。

ラジオ、テレビによる放送は、普及率は低いだが、国土の全域をカバーしている。

第 3 章 計画地域および周辺的一般概況

第3章 計画地域および周辺的一般概況

	頁
3.1 計画地域周辺的一般概況	3 - 1
3.1.1 一般概況	3 - 1
3.1.2 水資源開発計画とその現況	3 - 3
3.2 計画地域内的一般概況	3 - 5
3.2.1 地勢および自然概況	3 - 5
3.2.2 自然および社会環境	3 - 6

第3章 計画地域および周辺的一般概況

3.1 計画地域周辺的一般概況

3.1.1 一般概況

本計画地域にあるSeyhan河流域は、北緯 $36^{\circ} 30'$ ～ $39^{\circ} 15'$ 、東経 $34^{\circ} 45'$ ～ $37^{\circ} 00'$ に囲まれ、トルコ国東南部に位置している。

Seyhan河流域は地形的に大きく上・下流域に分けられる。上流域は北西側に Toros 山脈および Kulmaç 山脈、東南側に Dibek 山脈および Tahtali 山脈に囲まれ高地を形成している。下流域は主として Cukroba 平野と呼ばれる平地を形成している。

Seyhan 河川は、Zamanti 川支流、Göksu 川支流および Seyhan 河本流より成っている。

Zamanti 川は Kulmaç 山脈の Karakaş 山 (標高 2,079m) に、Göksu 川は Tahtali 山脈の Sandikdereli 山 (標高 2,601m) に源を発している。それぞれ両川は、おおむね並行して南々西に向かって流れ、Adana 市の北々東約 70km の地点で合流して、Seyhan 河となり、Seyhan ダムを経て、Adana の市街地の近くを通過して、約 50km 下流で地中海に注いでいる。

Seyhan 河は流域面積約 20,730km²、延長約 506km、年間流量約 $7,100 \times 10^6$ m³ で、トルコ有数の河川である。

Seyhan 河流域は一般に上流域が中央アナトリアン気候で、下流域が地中海性気候である。年間降雨量は上流域で 400mm～1,000mm、下流域では 800mm～1,000mm であり、流域平均雨量は年間約 590mm である。流域の年間平均気温は上流域で 8℃、下流域で 18℃ である。Seyhan 河流域は Sivas, Kayseri, K. Maras, Nigde, および Adana の各県にまたがっているが、主として Kayseri 県 (面積 16,917.49km²) と Adana 県 (面積 17,252.67 km²) 内を占めている。Kayseri 県の中心 Kayseri 市は当流域外にある。同県内の当流域面積は Seyhan 河支流 Zamanti 川の中・上流域約 9,000km² である。この流域内の住民は主として農業と家畜の飼育を行っている。農産物は主として小麦、大麦、ライムギ、トモロコシ、ヒラ豆、シガービート等である。当流域外ではあるが Develi および Yahyali ではリンゴ、サクランボ、ブドウの栽培が行なわれている。

地下資源としては、クローム、鉄、亜鉛、リグナイト等が小規模ながら発掘されている。

Adana 県内のSeyhan河流域は本計画の位置している Zamanti川 下流域、Goksu 河流域、Seyhan河 本流域よりなり、その流域面積は約11,700km²である。

Adana 県はトルコ共和国の東南部に位置し、南側が地中海に面している。気候は温暖な地中海性気候帯に属し、古くから農耕が栄え、今日においても工業と並び県の主要産業の地位を占めている。また古代の遺跡や地中海沿岸の風光明媚な自然環境に恵まれている。

Adana 県の面積は 17,257.67km² (トルコ国全土の約2.2%に相当)、総人口は1,725,940人(1985年現在)で1km²当りの人口密度は94である。都市部と農村部の人口はほぼ2:1の割合である。県都 Adana市は地中海に臨み、首都、Ankaraより489km(道路長)の距離にあり、また、Ankaraおよび Istanbul,等より定期航空路によって連系されている。鉄道は Adana市からMersin市およびGazintep市へ連系されている。県内の主要な交通と交易の役割を果しているのは定期長距離バスやトラックである。本県の主要道路は Adana市を中心にして地中海沿岸に沿って国道が東西に延びている。一方 Adana市から本県内の KozanおよびPeke, Kayseri 県のPinarbasi 経由 Kayseri 市やMalatya市に至る国道が通じている。Adana市の東南には、Hatay 県にIskenderun 港、また西方には、Içel県にMersin港があり、外航貨物船の荷役設備を備え域内、外および外国との交易を行っている。Adana 市は人口777,554人(1985年現在)でトルコ第4の都市で、観光、農業、商業、産業、文化等の中心であり、また居住センターでもある。市内には諸官公署庁、各種銀行、病院、学校、図書館、博物館、劇場、ホテル、通信・運輸、商店等が整っており、商業活動や日常生活に不可欠な諸設備が完備されている。

Adana 市および周辺の産業としては、小麦粉、米、コットン、ゴマ油、石ケン、マカロニ等の一次産物があり、織物、レンガ、セメント、鋳物工場等の二次産物がある。県内の主要農産物は、綿、こく類、ピーナツ、オリーブ、ブドー、オレンジ等である。

地下資源としては、Peke, Saimbeyli, Tufanbeyli, Koyan, Karsanti地方にクローム、銅、アルミニウム、アスベスト、鉄、石炭、鉛、金、銀、等の存在が知られている。

3.1.2 水資源開発計画とその現況

Seyhan河上流域には、Pinarbasi に小規模発電設備がある。Zamanti川上流部には小規模かんがいの目的でD S Iおよび R. D. A (Rural Development Agency) によって建設された小規模な開水路と堤防がある。Seyhan河下流域には、本格的なSeyhan河の開発として1956年完成した発電 (54MW)、かんがい (186,000ha) および洪水調節を目的とするSeyhan多目的ダムがある。

またSeyhanダムの上流には発電 (156MW) 、かんがいおよび洪水調節を目的とするÇatalan ダムが1989年完成予定で建設中である。Çatalan ダムの上流にはYedigozeダムの建設計画があり、既でに詳細調査が終っており、現在、着工準備中である。

D S I は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。Seyhan河上下流域マスタープランによれば、水力発電開発計画はSeyhan河に20ヶ所の開発地点 (合計出力1,849.5MW 既設 Seyhan 54MW、建設中Çatalan 156MW を含む) を階段状に開発する河川一貫開発計画である。これらの内訳は下記に示す通りである。

Table 3-1 Hydroelectric Power Development on Seyhan River Basin

Project	設備出力 (MW)	年間発生電力量 (10 ⁶ kWh)	備 考
<u>Seyhan川上流域</u>			
<u>Göksu 川</u>			
Yamanli-I	22.0	100.6	
Yamanli-II	120.0	393.0	
Yamanli-III	30.0	175.3	
Feke	170.0	426.3	
<u>Zamanti川</u>			
Gümüşoren	5.0	23.8	
Gıcık	1.0	4.8	
Çamlıca-I	140.0	521.1	
Çamlıca-II	50.0	132.1	
Çamlıca-III	25.0	121.2	
Tatlar	60.0	280.6	
İndere	62.0	236.5	
Topaktas	7.0	34.4	
<u>Seyhan河下流域</u>			
<u>Zamanti川</u>			
Göktas	263.5	1,281.2	
<u>Göksu 川</u>			
Menge	33.0	113.5	
Köprü	189.0	480.9	
<u>Seyhan川</u>			
Kavsak	120.0	563.8	
Yedigoze	300.0	968.8	着工準備中
Tmamoglu	62.0	196.0	
Çatalan	156.0	491.1	建設中 (かんがい、発電)
Seyhan	54.0	268.5	既 設 (かんがい、発電、 洪水調節、)
合 計	1,849.5	6,813.3	

3.2 計画地域内の一般概況

3.2.1 地勢および自然概況

(1) 地 勢

本計画地域は、Seyhan河支流Zamanti川の下流域に位置している。Zamanti川は流域面積 8,967km²、全長 306km、年間流量 $2,143 \times 10^6$ m³を有する河川で、その源をKaraka Tepe(標高 2,079m)に発し、途中で Göksu川と合流した後、Seyhan河本流を形成して地中海に注いでいる。

Zamanti川には18の主要支流があり、本計画地域内には、右岸にTopaktas、Küçükdre、左岸にInderesiの3支流がある。

計画地域は、一般に急峻な山岳部よりなっている。地域内の主要な山岳はDemirkazik(標高3,756m)、Tahtafirlatan(標高2,496m)、等その他 標高2,000m級の山岳がある。従って平野部は極めて少なく、Göktas貯水池内やその周辺に限って言えば平野部は見当たらない。

(2) 自 然 概 況

(a) 地 質

本計画地点のある Zamanti川流域では、主として、古生代および中生代の石灰質の地層が広く分布し、これらの中にオフィオライトの岩体が介在している。オフィオライトとはカンラン岩、斑レイ岩、輝緑岩、玄武岩、チャートなどの主として超塩基性～塩基性岩類の複合体の総称である。

本計画地域は大別して、上流より石灰岩地域、オフィオライト地域、再び石灰岩地域および砂岩、頁岩地域からなっている。貯水池末端付近(標高610m)から上流にかけて石灰岩が分布している。大部分の貯水池内およびダム地点はオフィオライトである。貯水池からダム地点にかけて分布するオフィオライトは、上記、岩類のうち超塩基性岩に当るカンラン岩からなっている。

導水路トンネルの内、上流部はオフィオライト、中下流部は石灰岩および珪岩、頁岩、砂岩を挟在する石灰岩である。水圧管路および発電所地点は主として石灰岩、砂岩、頁岩が分布している。

(b) 地震

トルコはアルプス・ヒマラヤ造山帯のほぼ中央に位置し、太古から地殻変動の激しい地域である。国土の北部を東西に走る北アナトリア断層と、東部地区を北東-南西に走る東アナトリア断層の二つの顕著な断層がある。これらの断層は、いわゆるプレート境界をなす断層である。地震断層は、必ずしも活断層と一致しないが、活断層による破砕帯内ないしは、その近傍に生じることが多い。トルコにおけるM7以上の地震の大部分が上記両断層に沿って発生している。本計画地域は、両断層が交差する地点より約500~600km南西部に位置し、かついわゆる活断層に沿った地域ではない。本計画域においてはM>7のような大きな地震の記録はなく、いわゆる地震帯の縁辺部に位置している。

“the Map of Earthquake Regions by the Ministry of Civil Works dated 1972”によれば、本計画地域は4th degree zoneに属している。

(c) 気象

Zamanti川流域は、一般に大陸性気候と地中海性気候に分けられる。計画地域は地中海性気候の地域にある。しかし計画地域は山岳地帯に入っているため、気温はむしろ中部または東部アナトリア地方に近い。一方、雨量は地中海性に近い状況下において年間平均約900mmである。したがってこの地域の年平均気温は、標高によって異なるが、15℃前後であり、また冬期の寒さはきびしく1~3月には降雪もある。

3.2.2 自然および社会環境

自然および社会環境については“第13章環境に対する影響”で詳述するので、ここではその概要を述べる。

(1) 自然環境

(a) 景観

計画地域内には特に景勝の地と言われる所は見当らない。ただし、Göktas貯水池末端の右岸支流Topaktas川のKapuzbasi付近にある泉が滝を形成している。

(b) 植生

計画地域内において、植物の貴重種は現在まで特に報告されていない。貯水地域の森林は赤マツの木であり、河床の近くにはプラタナスがある。

標高 900~1,300mの植生は黒マツの原始林であり、標高 1,300~2,000mの植生はビャクシン、Ladin、chion、テレピンである。標高 2,000m 以上に植生はない。ダム地点は兩岸とも切立った山腹斜面であり、裸岩が露出し草木は少ない。発電所地点は稀れに低木が生えている程度である。

(c) 動物

計画地域内において、陸棲動物および水棲動物については現在までのところ、貴重種の存在は報告されていない。

陸棲動物としてはイノシシ、キツネ、ウサギ、ワシ、クカ、ヘビ、カエル、カニ等が生息している。水棲動物としてはマス、ウグイ、コイ等が生息している。

(d) 水質

1988年6月~9月にわたってダム地点において水質調査が実施されている。この結果によれば8.1~8.4のPH値を示している。また、分析結果によればC₂S₁クラスの水質である。

(2) 社会環境

(a) 住民

本計画地域には市や町はなく以下にのべる村落が点在している。Zamanti川左岸にはBalçiçakir、Çubukharmani、Koykeieri、Tetir、Bozkoy、Govurkoy、Buladan等の村落がある。Zamanti川右岸にはBüyükçakir、Kopuzbasi、Kup、Kirazh、Menkez、Daricukuru、Urgana等の村落がある。

本計画が実施された場合にも、上記村落の住居が直接、影響を受けることはない。これらの内、貯水池周辺には、4つの村落があり、1985年の人口調査によれば、それぞれ下記の通りである。

Büyükçakir 村 ; 910 人

Kopuzbasi 村 ; 366 人

Balçiçakir 村 ; 531 人

Çubukharmani村 ; 668 人

Göktasダム建設後、貯水池により影響を受ける農耕地はBüyükçakir村に属しており、他の3村の農耕地は貯水池域の外に位置している。

(b) 文化・公共施設

計画地域内の大きな村落には小学校、モスクがある以外特に公共施設はない。計画地域近隣にあるKozan(50,324人 1985年現在)、Karsanti(5,659人、1985年現在)、Yahyali(17,875人 1985年現在)には文化・公共施設がある。

(c) 交通と通信

ダム地点への交通は Adana-Karsanti (約 105km) まで国道、Karsanti-ダム地点 (約40km) までは森林道が通じている。発電所地点への交通は Adana-Imamaglu-Kozan まで国道、Kozan-Comlukまで地方道、Comlukから発電所地点対岸までは森林道が通じている。計画地域内の各村落は森林道が通じているが、冬期降雪時または雨期には交通閉鎖される場合がある。通信設備としては、PTT によりKarsantiにも電話局がある。加えて計画地域内の村落のいくつかに電話がある。

(d) 農業と産業

計画地域内の住民は主として農業と家畜の飼育を行っている。農産物としては、ブドー、イチジク、トマト、キュウリ、カボチャ、豆類である。家畜としては羊、ヤギ、牛等である。計画地域内には特に産業活動はない。住民が各家庭でジェータンを人力により織っている程度である。

(e) 商業と観光

計画地域内には特に商業活動はない。住民は、生活必需品等の必要な物は、Yahyali、Karsanti、Kozan から買っている。

計画地域内にはKopuzbasi 泉が観光地となっている以外に重要な観光用の史跡や施設はない。

第 4 章 電 気 事 業 の 現 状

第4章 電気事業の現状

	頁
4.1 電力の現状	4-1
4.2 電気事業者	4-3
4.3 電力供給設備の現状	4-4
4.4 電力需要供給の現状	4-9

List of Figures

- Fig. 4-1 Installed Capacity and Energy Generated
- Fig. 4-2 Percentage of Hydraulic Power Plants in Total Installed Capacity
- Fig. 4-3 Percentage of Hydraulic Energy in Gross Energy Generated
- Fig. 4-4 Typical Daily Demand Curve

List of Tables

- Table 4-1 Installed Generating Capacity
- Table 4-2 Major Power Plants in Operation
- Table 4-3 Major Transmission Line in Operation
- Table 4-4 Transmission and Distribution Lines
- Table 4-5 Gross Energy Generated
- Table 4-6 Monthly Maximum Demand
- Table 4-7 TEK's Energy Balance
- Table 4-8 Meeting of the Peak
- Table 4-9 Distribution of Electrical Energy Generated

第4章 電気事業の現状

4.1 電力の現状

第一次オイルショック以来低迷状態にあったトルコ国経済は、国際的支援とトルコ国自身の積極的な再建策により1980年以降徐々に好転しつつある。

経済再建の重要な柱としての電源開発には多大な力が注がれており、特に水力開発を中心として発電設備は着実な増加をみている。

トルコ共和国における発電設備容量および総発生電力量の推移を Fig. 4-1に示す。1987年現在の設備容量は12,492MWで、その構成比率は火力が60%、水力40%である。また、年間の総発生電力量は44,353GWh(輸入含まず)で、このうち42%が水力発電によるものである。

国民一人当りの発生電力量は840KWhであり、先進国の5,000～7,000KWhに比べれば低水準にあるが、総発生電力量の伸び率は大きく、第一次オイルショック以前は10%を超える値であった。その後の経済情勢の悪化により、4～5%と低迷していたが、経済の回復基調を反映し、1980年以後は年率5～9%の高い伸びを記録した。

このような需要の急激な伸びは供給力の不足をきたし、1979年にソ連から、1988年にはイラクから電力輸入が始まり、今日まで続いている。なお、1975年より始まったブルガリアからの電力輸入は1986年で終了した。

この電力輸入は1984年に2,653GWhのピークを記録した後、一たん減少しているがトルコ政府は今後1996年まで年間1,600GWhの電力輸入を計画している。1987年の電力輸入は572GWhであった。

潜在的な電力需要は根強いものがあり、今後暫らくは10%以上の伸び率になるものと想定されており、これに対処するために電力開発が積極的に推進されている。

計画によれば、Anbari火力(1,073MW)、Kayraktepe水力(420MW)、Ataturk水力(2,400MW)等の大規模な水力・火力発電所が、1989年～1993年頃にかけて順次電力系統に投入される予定となっている。なお、Elbistan A火力(2×340MW)の開発は1995年へ引き延ばされた。

また、長期的な電力開発として輸入石炭火力に期待がかけられ、1992年に最初の輸入炭火力発電所(1,400MW)の運転が予定され、その後2005年までに計14発電所(8,170MW)

が順次稼働する計画がある。

1987年における消費電力量のセクター別の比率は鉱工業用62%、農業・商業および一般家庭用に36%、運輸用に2%となっており、この割合は過去10年間顕著な変化はない。

トルコ共和国の電力系統はほぼ全国的に連系されている。

主要送電線は380KV(6,606Km), 154KV(17,057Km), および66KV(1,793Km)の各送電線で構成されている。ローカル送電線は66KV, 34.5KVが採用されており、年間3,000戸の村が新たに電化されている。

この住居電化率は現在94%程度である。

1988年8月1日現在のトルコ共和国における電力料金は次の a), b) の二種類の料金制があり、需要家はこの何れかを任意に選択することが可能である。

a) 二段料金

i) KW 料金 ; 月額 3,100TL (電力設備 1 KWにつき)

ii) KWh料金 ; 1 KWh当り 79.00TL

iii) 時間帯料金 (これは、契約容量 700KWを超える需要家に適用される。)

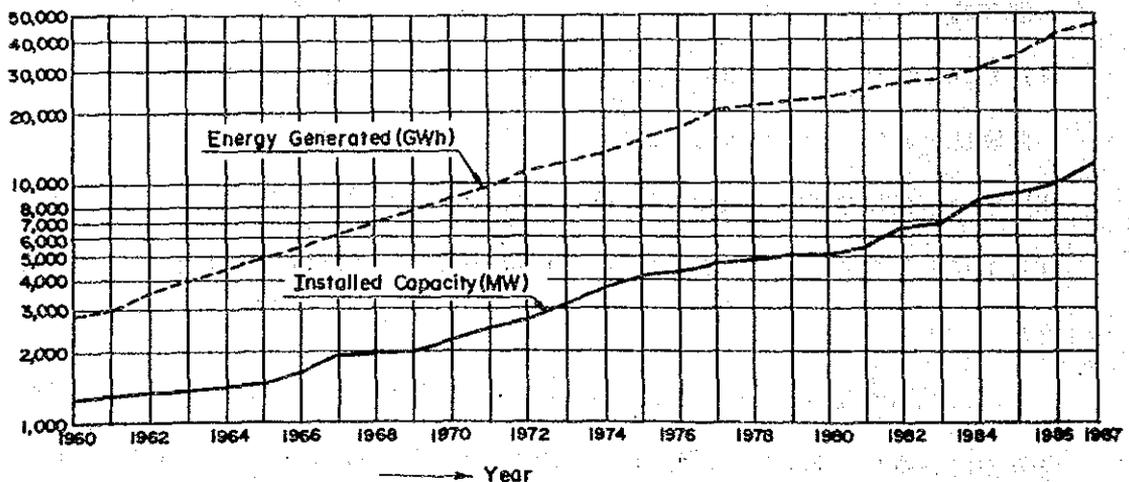
昼 間 ; 79.00 / KWh : 6~17hrs

ピーク時間 ; 115.00 / KWh : 17~22hrs

夜 間 ; 54.00 / KWh : 22~ 6hrs

b) 均一契約料金 : 87.00 / KWh

Fig. 4-1 Installed Capacity and Energy Generated



4.2 電気事業者

トルコ共和国の電力供給は、以下の3つの政府機関によって行われている。

電力開発計画と調査；電力調査庁 (General Directorate of Electrical Power Resources Survey and Development Administration = EIE)

水力発電所の調査、計画、建設；水利庁 (General Directorate of Hydraulic Works = DSI)

水力発電所の運転・保守；トルコ電力庁 (Turkish Electricity Authority = TEK)

火力・原子力発電所の建設、運転・保守

送配電線の建設、保守

なお、EIEとTEKはどちらもエネルギー天然資源省 (MENR: Ministry of Energy and Natural Resources)の管轄下にあるが、DSIは公共住宅事業省 (Ministry of Public Works and Resettlement)の所轄である。

電力事業は一部私営もあるが、大部分は国営の形態であり、トルコ電力庁 (TEK)により運営されている。

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

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

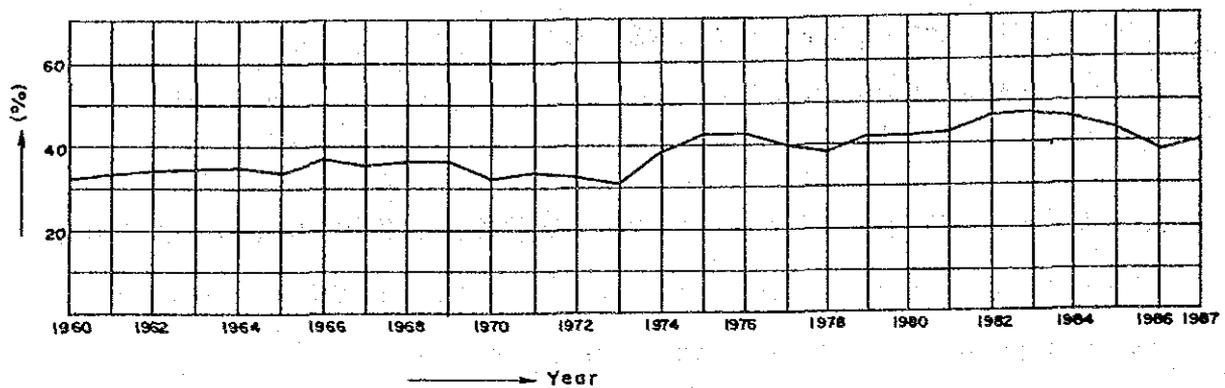
トルコ電力庁 (TEK)は、火力、原子力発電所および送電線の建設・保守運営と、DSIが建設する水力発電所の保守運営を担当する。1987年現在トルコ共和国の全発電設備の88%がTEKにより運営されており、残りの12%が公営発電所または私企業によって運営されている。

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

4.3 電力供給設備の現状

トルコ共和国の各年毎の発電設備容量の推移を Table 4-1に、また設備容量のうち水力の占める割合の変化を Fig. 4-2に示す。その比率は1987年で全設備の40% (5,003MW) を占めており特に1987年以降に運転を開始した Karakaya (1,800MW), Altinkaya (700MW) などの新鋭水力発電所を中心として電力供給に大きな役割を果たしている。

Fig. 4-2 Percentage of Hydraulic Power Plants in Total Installed Capacity



トルコ共和国においては、今後も国際収支改善のために国産エネルギー重視の基本的な政策は不変であるが、水力の他輸入石炭火力発電所の開発にも最近力を入れている。

Table 4-2に運転中の主要発電所を示す。

トルコ共和国の主要送電線電圧は前述のように 380KVおよび 154KVであるが、一部ソ連との連系線に 220KVの電圧が採用されている。

Table 4-3に主要送電線の概要を示す。

Keban-Golbasi および Golbasi-Umraniya 送電線の合計は亘長 900kmにも達し、トルコ中央部を横断する主幹送電線で、東部の大電源地帯と西部の需要地とを連系している。

送電線および配電線の亘長の年度別推移を Table 4-4に示す。

Table 4-2 Major Power Plants in Operation

Hydro-Power Plants			Thermal Power Plants		
Site Name	Commission Date	Inatalled Cap. (MW)	Site Name	Commission Date	Inatalled Cap. (MW)
Sariyar	10/1956	160.0	Catalagzi	8/1948	129.0
Hazar-1	10/1957	20.1	Tuncbilek	4/1956	429.0
Kemer	10/1958	48.0	Anbarli	1/1967	630.0
Hilfanli	1/1960	128.0	Seydisehir	2/1972	105.0
Demirkopru	5/1960	69.0	Seyitomer	3/1973	450.0
Tortum	5/1960	26.2	Aliaga G. T	9/1975	120.0
Kesikkopru	2/1967	76.0	Soma-B	9/1981	660.0
Dogankent	4/1971	70.8	Yatagan	10/1982	630.0
Kovada2	6/1971	51.2	Elbistan	7/1984	1020.0
Gokcekaya	11/1973	278.4	Hamitabad	11/1985	400.0
Keban	2/1974	1330.0	Yenikoyl, 2	1986, 87	420.0
Has. Ugurlu	12/1979	500.0	Cayirhan	1987	300.0
Sua. Ugurlu	10/1982	46.0	Kangal	1987	300.0
Oymapinar	1/1984	540.0	Hamitabat	1987	200.0
Aslantas	5/1984	138.0	Catalagzi	1987	150.0
Almus	9/1985	27.0			
Altinkaya	7/1988	700.0			
Karakaya	11/1988	1800.0			

Note : H. P. Plants greater than 20MW are listed
 Note : T. P. plants greater than 100MW are listed

Table 4-3 Major Transmission Lines on Operation

Location From-To	Nominal Volt. (KV)	Length (KM)	Conductor MCM(wire)	Name
Sincan-Urgup	380	266	954(3b)	Cardinal
Urgup-Elbistan	380	202	954(3b)	Cardinal
Se. tomer-Se. disehir	380	305	954(2b)	Rail
Erzin-Seydisehir	380	418	954(2b)	Rail
Ataturk-Yesilhisar	380	320	1272(3b)	Phesant
Karakaya-Keban	380	87	954(2b)	Cardinal
Hopa-USSR	220	15.7	954(1b)	Rail

Table 4-4 Transmission and Distribution Lines

Year	Transmission Lines				Total (KM)	Dist. lines Under 34kv
	380kv	220kv	154kv	66kv		
1979	2870	93	11,393	2,436	16,792	161,678
1980	2870	93	12,937	2,447	18,347	188,781
1981	2918	93	12,818	2,418	18,247	198,869
1982	3679	93	13,388	2,279	19,439	213,473
1983	4068	93	14,247	2,301	20,709	228,039
1984	4485	15.7	15,184	2,302	21,987	250,743
1985	4995	15.7	16,472	2,179	23,662	279,014
1986	5767	15.7	17,458	2,006	25,247	310,481
1987	6606	87.5	17,975	1,919	26,588	345,509

Table 4-5 Gross Energy Generated

(1) TURKEY'S DEVELOPMENT OF GENERATION (*) (Million kWh)							
Year	Thermal	Hydraulic	Total	Supplied from		Total	Increase (%) (**)
				Bulgaria	U.S.S.R.		
1970	5 590	3 033	8 623	—	—	8 623	10.0
1971	7 171	2 610	9 781	—	—	9 781	13.4
1973	9 822	2 603	12 425	—	—	12 425	27.0
1975	9 719	5 904	15 623	096	—	15 719	26.0
1977	11 792	8 592	20 564	492	—	21 056	33.9
1979	12 218	10 304	22 522	653	391	23 566	11.9
1981	12 057	12 616	24 673	971	645	26 289	11.5
1983	18 004	11 343	27 347	1 520	701	29 568	12.4
1985	22 174	12 045	34 219	1 477	665	36 361	23.0
1986	27 822	11 873	39 695	58	718	40 471	11.3

(*) TEK's input to the generation is 89.4 % in 1986

(**) Increase rates have been represented over the years in tabulation order.

(2) TEK'S DEVELOPMENT OF GENERATION (*) (Million kWh)				
Years	Thermal	Hydraulic	Total	Increase (%)
1970	3 915	2 358	6 273	19.0
1971	5 890	1 912	7 802	24.4
1973	8 223	2 036	10 259	31.5
1975	8 201	4 644	12 845	25.2
1977	9 802	7 428	17 230	34.1
1979	9 800	9 134	18 934	9.9
1981	9 463	11 125	20 588	8.7
1983	13 542	10 147	23 689	15.1
1985	19 257	10 992	30 249	27.7
1986	24 511	10 959	35 470	17.3

(*) Pre-commissioning generations included.

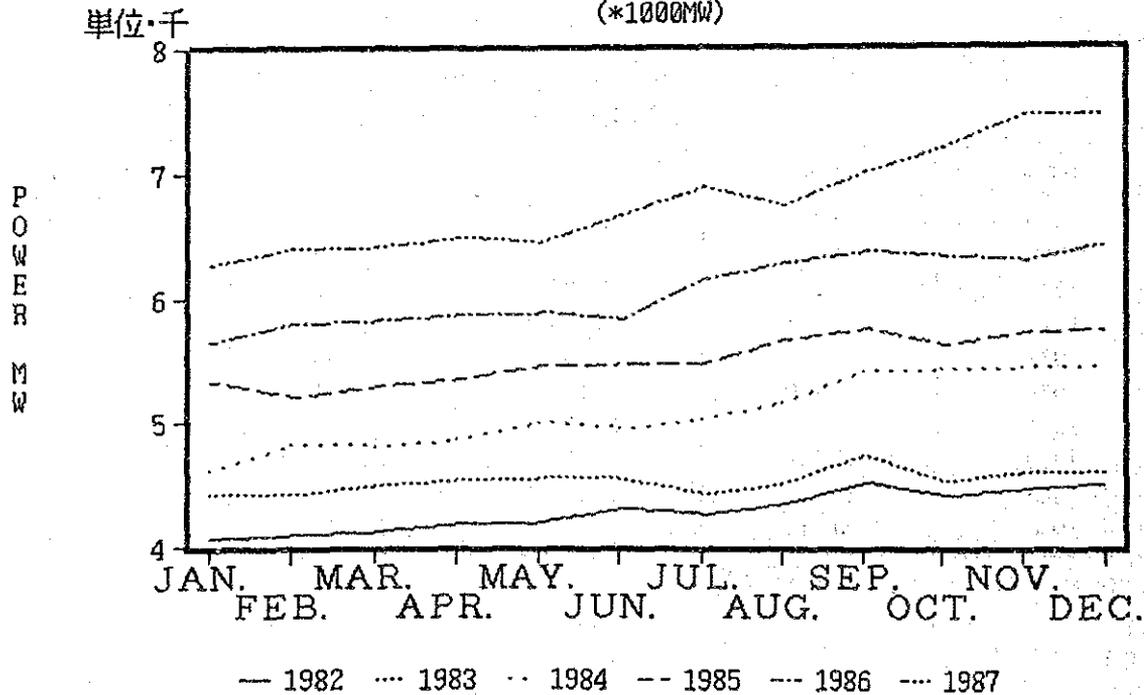
Table 4-5 Monthly Maximum Demand

YEAR	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY.	JUN.
1987	6,272	6,409	6,418	6,499	6,455	6,671
1986	5,660	5,794	5,823	5,872	5,896	5,833
1985	5,328	5,208	5,296	5,364	5,455	5,470
1984	4,615	4,831	4,818	4,872	5,000	4,954
1983	4,434	4,423	4,501	4,545	4,564	4,542
1982	4,080	4,097	4,132	4,196	4,210	4,307
1981	3,634	3,732	3,839	3,847	3,851	3,861

YEAR	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.
1987	6,888	6,740	7,013	7,206	7,467	7,447
1986	6,154	6,281	6,380	6,330	6,305	6,434
1985	5,479	5,675	5,755	5,620	5,732	5,758
1984	5,029	5,161	5,412	5,436	5,450	5,457
1983	4,423	4,511	4,731	4,529	4,608	4,601
1982	4,264	4,347	4,510	4,412	4,477	4,513
1981	3,863	3,751	3,780	3,739	3,839	4,087

Monthly Maximum Demand

(*1000MW)

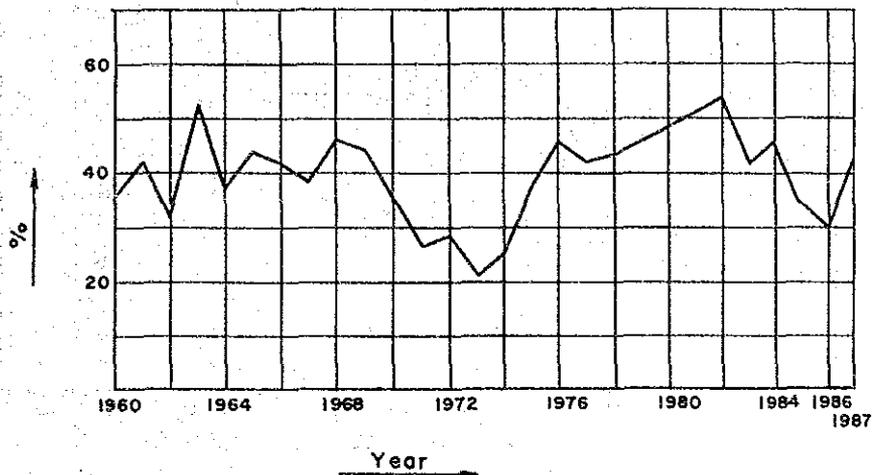


4.4 電力需給供給の現状

トルコ共和国の発生電力量は1987年現在44,353GWhで、10年前の約2.2倍に増加し、平均伸び率は8.3%となっている。総発生電力量の推移をTable 4-5に示す。

総発生電力量に占める水力の割合の推移はFig. 4-3に示すとおりで、おおむね40%前後を推移しており1987年現在は42%となっている。

Fig. 4.3 Percentage of Hydraulic Energy in Gross Energy Generated



各月の最大負荷の推移をTable 4-6に示す。最大負荷は通常12月に発生しているが、1978年以降は、1978年と1980年及び1987年が11月、1983年は9月に発生している。この要因の1つとして1978年以降に供給不足が深刻化し、供給制限が行われたため12月の需要が抑えられたことが挙げられる。

年度毎の最大負荷の伸び率は10年間平均で8.4%で電力量の伸び率とほぼ同水準の値を示している。

代表的な日負荷曲線をFig. 4-4に、TEKの電力系統の需要供給バランスの年度毎の推移をTable 4-7に示す。また、Table 4-8にピーク負荷のエネルギー別分担と供給支障電力の状況を、Table 4-9に1970年～1986年の総発生電力量をエネルギー別に分類したものを示す。

1987年のTEKの需要供給バランスシートは供給電力中、輸入電力の占める割合は1.2%で、すべてソ連からの輸入となっている。また、他社からの供給は10.4%である。TEKの送電ロス約4%で、ほぼ標準的レベルであるが、配電ロスは12%と大きい値となっている。

一方、1986年におけるピーク負荷の分担についてみると、水力の占める割合は38.1%であり、特にダム式水力発電所の貢献度は高い。また、輸入電力はピーク負荷の1.6%を分担している。

Fig. 4-4 Typical Daily Demand Curve
(*1000MW) Peak Day

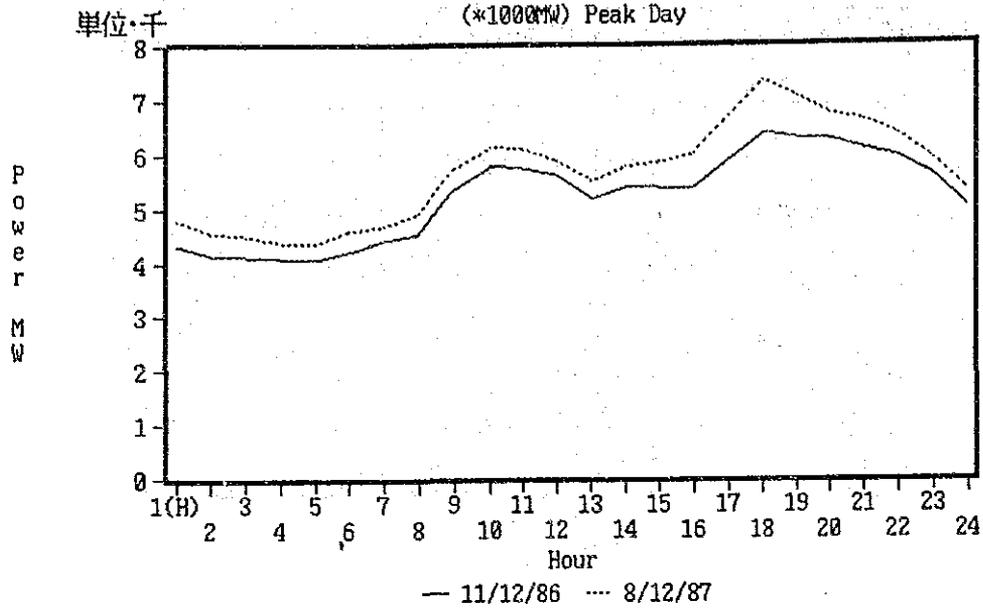


Table 4-7 TEKs Energy Balance

YEAR	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Gross Generation (GWH)	17,968	19,934	19,415	20,588	23,243	23,689	26,686	30,249	35,470	39,679
Power Plant Internal Consumption (GWH)	1,060	1,117	1,074	1,099	1,212	1,463	1,632	2,110	2,607	2,387
Net Generation (GWH)	16,908	17,817	18,341	19,489	22,031	22,226	25,054	28,139	32,863	37,292
Energy Purchased (GWH)	912	1,172	1,484	1,752	1,895	2,484	2,948	3,627	2,446	2,367
Energy Supplied to the Network (GWH)	17,820	18,989	19,824	21,241	23,926	24,710	28,002	31,766	35,309	39,659
Network Loss (GWH)	923	1,033	1,200	1,160	1,410	1,556	1,577	1,612	1,344	1,627
(%)	(5.2)	(5.4)	(6.1)	(5.6)	(6.1)	(6.6)	(5.9)	(5.1)	(3.8)	(4.1)
Energy Sold (GWH)	16,897	17,956	18,624	20,081	22,516	23,154	26,425	30,154	33,965	38,032

Table 4-8 Meeting of the Peak

	TEK Power Plants (MW)	Non-TEK Power Plants (MW)	Total (MW)	Input of Sources to the Peak (%)
Power Plants with Dam	2 268.0	18.0	2 286.0	35.5
Rivers	96.8	68.3	165.1	2.6
Fuel-oil	639.0	353.7	992.7	15.4
Hard coal	82.6	9.8	92.4	1.5
Lignite	2 597.0	2.8	2 599.8	40.4
Diesel-oil	—	2.4		
Supplied from U.S.S.R.	—	100.0	100.0	1.6
Others (*)	195.7	—	195.7	3.0
TOTAL	5 879.1	555	6 434.1	100.0
Input %	91.4	8.6	—	—
Power cuts & Restriction	—	—	—	—

(*) TEK Geothermal and natural gas power plants 5 879.1 MW at 17.40 hours on 11 December 1986.

Table 4-9 Distribution of Electrical Energy Generated

Years	Hard coal (%)	Lignite (%)	Oil Products (%)	Other Fuels (%)	Hydraulic (%)	(Million kWh)
1970	16.0	16.7	32.1	—	35.2	8 623
1971	14.9	15.6	42.8	—	26.7	9 781
1973	12.1	14.0	52.9	—	21.0	12 425
1975	9.1	17.2	35.9	—	35.8	15 623
1977	6.2	17.5	34.5	—	41.8	20 565
1979	4.7	23.8	25.8	—	45.7	22 522
1981	3.6	21.3	24.0	—	51.1	24 673
1983	2.9	28.5	27.1	—	41.5	27 347
1985	2.1	41.8	20.7	0.2 (*)	35.2	34 219
1986	2.0	47.0	17.6	3.5 (*)	29.9	39 695

(*) TEK Geothermal & Natural Power Plants

第 5 章 電力需要想定および供給計画

第5章 電力需要想定および供給計画

	頁
5.1 電力需要想定	5-1
5.1.1 電力需要と経済成長の足どり	5-1
5.1.2 TEKが実施した電力需要想定	5-1
5.1.3 マクロ手法による電力需要想定	5-3
5.1.4 Cukurova電力の需要	5-5
5.1.5 将来の負荷パターンの予測	5-5
5.2 需要供給計画	5-6
5.2.1 電源開発計画	5-6
5.2.2 需要供給バランス	5-6
5.2.3 Cukurova電力の供給計画	5-10

List of Figures

- Fig. 5-1 The MAED Model
- Fig. 5-2 Demand Pass Chart
- Fig. 5-3 GNP/Capita and its Growth Rate
- Fig. 5-4(1) Demand Forecast of Turkey
- Fig. 5-4(2) Peak Power Forecast
- Fig. 5-5 Energy Demand TEK & CEAS
- Fig. 5-6(1) Typical Daily Load Curve in Peak Day
- Fig. 5-6(2) Daily Load Duration Curve
- Fig. 5-7 Ratio of Hydro-power Plant in Total Installed Capacity
- Fig. 5-8 Utilization of Hydroelectric Potential of Turkey
- Fig. 5-9(1)~(4) MW Power Balance
- Fig. 5-9(5)~(8) Ave./Firm Energy Balance in Turkey
- Fig. 5-10 Power Balance in CEAS
- Fig. 5-11 Daily Load Curve, Cukurova Power Co.

List of Tables

- Table 5-1 Basic Data for Demand Forecast
- Table 5-2 Energy Demand Forecast by TEK
- Table 5-3 Demand Forecast by Macro Method
- Table 5-4 Cukurova Power Co. Demand Forecast
- Table 5-5(1), (2) Construction Schedule of Power Plants in Turkey
- Table 5-6 Imported Coal Fired Power Plant during 1992 ~ '93
- Table 5-7(1), (2) Available Power Balance in Turkey
- Table 5-7(3), (4) Available Energy Balance in Turkey
- Table 5-8 MW Power Balance of Cukurova Po. Co.

第5章 電力需要想定および供給計画

5.1 電力需要想定

5.1.1 電力需要と経済成長の足どり

Table 5-1 に1965年から1987年までのトルコのGDPと電力需要及び人口の統計値を載せる。1979～1980年は第二次オイルショックによる経済の低迷期で、一時的にマイナス成長となっているものの、1984年以後、トルコ経済は急速に活発化してきている。

'84年以後経済成長率は5%台以上を継続しており、特に'86年は8.2%、'87年は6.8%と政府目標を上回っている。

一方人口増加率は'70年代後半に、それまでの2.5%台から2.0%台へ落ち込んだが'80年代に入り、元のレベルへ回復している。

そんな中で、電力需要は毎年着実に伸びており'86年以後は2桁台の伸び率を記録した。

5.1.2 TEKが実施した電力需要想定

TEKで実施している需要想定はMAED (Model of Analysis of The Energy Demand) と呼ばれるシナリオによる産業別の積上げ手法に基づいている。MAEDモデルの一般的構成図を Fig. 5-1に示す。このうちモジュールIが国又は地域で消費される全エネルギー需要を求めるメインパッケージである。後のWASPモデルとは国際原子力委員会 (IAEA) で開発された長期電源開発計画策定の為のプログラムパッケージでMAEDで求めた電力需要を受け継いで計算される。以下にモジュールIについて概説する。

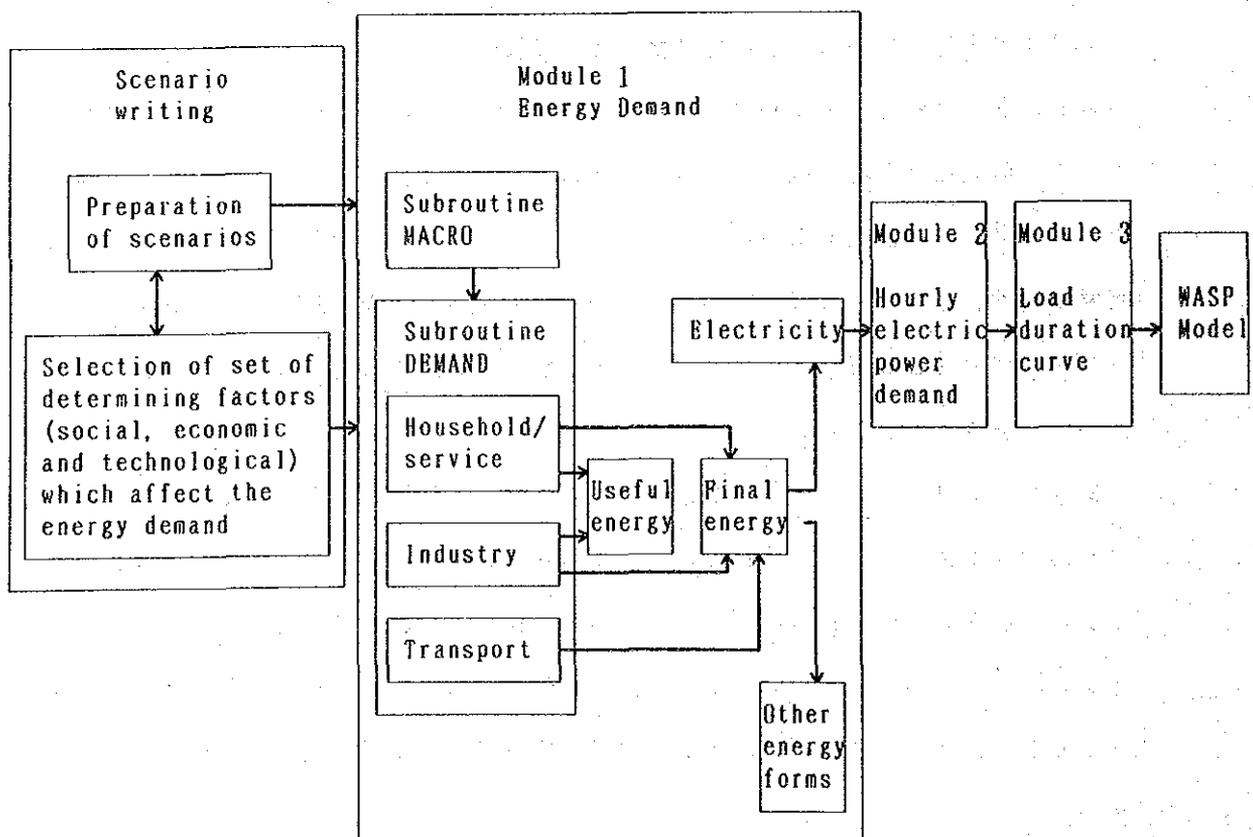
MAEDでは、エネルギー需要はシナリオに従って計算される。このシナリオは、二つのサブシステムに分割されている。このサブシナリオの一つは、社会・経済システムとリンクしており、その国の社会的および経済的発展の基本特性について記述してある。もう一つのサブシナリオは、技術的要因に関係しており、これは例えば各種エネルギー形態による最終エネルギー利用又は市場への浸透を取り扱う場合に考慮する。

このモジュールは二つのサブルーチンを持っている。このうちマクロ経済サブルーチン (MACRO) は、生産部門における活動レベルを計算する。もう一つのサブルーチン (DEMAND) は最終使用の各カテゴリに対するエネルギー需要を計算する。カテゴリによる需要は、経済活動の三つの重要な部門、即ち、家庭/サービス、工業/農業および輸送についてそれぞれ評価される。各種の需要は、その国における総需要を求めるために、プログラムの最後で結合される。これらの二つのサブルーチンは、系統的構成にまとめられる。これを通じて経済的、技術的、又は社会的変化に関するエネルギー需要への影響が数量化され評価される。

MAED手法で求めた長期需要想定結果を Table 5-2 に示す。表より判るように、エネルギー需要は1991年、1996年、2001年をベース年とする経済5ヶ年計画に添って想定されており、それぞれの区間における電力需要の年間伸び率は10.2%、9.6%、6.9%となっている。

一方、年負荷率は基準年である1989年の71.5%から2000年以後は70.1%とやや高めの値を採用している。

Fig. 5-1 THE MAED MODEL



5.1.3 マクロ手法による電力需要想定

(1) マクロ手法の概要

本手法は一人当りの電力需要と経済成長率の相関性に着目した統計的マクロ手法と云えるもので、詳細は“Method of Long Range Demand Forecast of Energy for Developing Countries from World-wide Standpoint” EPDC Sep 1985に依った。

概要は以下の通りである。

まず、全世界の平均的な電力の需要経路図 (Demand Pass Chart) Fig. 5-2及び1人当りGNPとその伸び率の図 Fig. 5-3を基に、当該国のこれまでの実績を図中にプロットしてゆく。通常、途上国の場合、低い方から序々に世界の平均的成長曲線へ近づく形となる。

次にこれらの実績値を延長して平均曲線と交わる点(年)を基準に、それ以後はこの平均的成長曲線上に添って成長してゆくの長期かつ、世界的視野から見た場合望ましい成長のあり方であるとする考えである。

もちろん、国によってはこの世界の平均的伸びよりも、大き目の成長(図中 High Case)をするケースも考えられるが、長期的にみた場合、この平均線に近づくものと考えた。

トルコの場合、過去のデータから、この平均的成長率曲線へ到達するのは1988~'89年頃と予想される。

(2) 算定条件

(a) 想定期間

Göktas発電所の運開はDSIのマスタープランで2002年頃と想定されており、5~6年の余裕をみて2008年までの20年間とした。

(b) 基準年：1988年

過去7年間(1980~'87年)の実績から考えて、Fig. 5-2の世界平均の成長曲線へ到達すると見込まれる1988年を長期予測の基準年とした。なお、現時点で、1988年の電力需要とGNPの実績値は出ていないので、過去の実績より最少自乗法によりこれを求めた。

順調に推移している最近のトルコの経済状況から判断して1988年の予想値を長期予測の基準とみなしても大きな誤差はないと考える。

(c) 一人当りGDP : US\$ 1,651/cap(1988年)

OECD Annual Report 1987年より推定。

但し、価格は1980年のトルコリラ対米ドル換算レート及びエスカレーションを考慮したものである。

(d) 人口 : 54,166,000人 (1988年予想値)

トルコ共和国総理府統計局1986年資料による1987年推定実績 $52,845 \times 10^3$ 人をベースに、伸び率 2.5%として求めた。伸び率 2.5%は2008年まで同じと仮定した。

(e) 一人当り電力需要 : 931kWh (1988年)

最少自乗法から求めた1988年の電力需要予想量である 50,4296Whを、その年の人口 $54,166 \times 10^3$ で剰した値とした。

(f) 年負荷率 : 67~70%

現状の年負荷率を参考に、順次負荷が尖頭化してゆくものとして次のように想定した。

1988~'90年 : Lf=70%

1991~'95年 : Lf=69%

1996~2000年 : Lf=68%

2001~'08年 : Lf=67%

* Lf : Load factor

(3) 想定結果

マクロ手法による需要想定結果を Table 5-3と Fig.5-4に示す。

TEKの想定に較べて全体的に下廻った値となっている。その差は2008年時点に於いてエネルギー需要で12%程度とやや大きいものの年度展開でとらえれば1年半遅れの差であり両者は比較的良く一致している。このようにTEKとJICAの想定結果の差は少ないが、次節の需給バランス計画に於いてはマージンを見込んで、大きめな方のTEKの需要想定結果を採用してゆくものとする。

5.1.4 Cukurova 電力の需要

CEASから入手したデータによると、1987年時点のCukurova電力システムの需要は3,679GWh(需要家端電力で540MW)であり、全トルコの8%近くを占めている。Table 5-4はCukurovaシステムの電力需要予想を示す。年によってバラツキはあるものの、伸び率は80年代後半で10~14%、90年代は8%、2000年以後は9%台で推移しておりトルコ全体の需要の伸びと傾向はほぼ一致している。これはCukurovaシステムのTEKに対する需要の割合が6~7%台と年によって変わらない理由にもなっている。(Fig. 5-5 参照)

一方、供給力については、後で述べるように絶対的に不足しており、1978年以来TEKからの買電に頼っている。この傾向は、1990年に自社電源であるSIRダムが運開しても変わらない。

なお、トルコ全体平均の電力需要が冬型ピークなのに対し、Cukurova電力では地中海性気候のため夏型ピークとなっている。

5.1.5 将来の負荷パターンの予測

将来のkWピークバランスの検討にあたっては、電力需要の季節的、および時間的特徴を把握しておく必要がある。以下に、これまでのトルコの需要分析から、将来の負荷パターンを想定した結果を示す。

(1) ピーク発生月：12月

Adanaなど地中海地方の一部の都市では、現在、既に夏型ピークとなっている所もあるが、トルコ全体で見た場合、依然、夏期の冷房負荷よりも冬場の電灯負荷の方が支配的である。これに、年率8~10%という大きな需要増加の要因が重なり、1~12月までの間で見ると11~12月が最大ピーク発生月となっている。

この傾向は、暫らくは変わらないものと思われ、5.2 需要供給計画では、12月を年間最大ピーク発生月と考えた。

(2) 日負荷曲線

日負荷パターンは当然季節によって異なるが、ここでは12月の年間最大ピーク発生日の負荷パターンについて述べる。

過去の実績では、12月の一最大ピークは点灯ピーク時である18時頃に現われてい

る。なお、日負荷率は75～80%である。

将来のkWピークバランスを検討するに当たって想定した代表的な日負荷曲線を Fig. 5-6(1)、日負荷持続曲線を Fig. 5-6(2) に示す。

日負荷率は77%、深夜率は59%程度とした。

5.2 需要供給計画

5.2.1 電源開発計画

'86年時点での、トルコ共和国における経済的に開発可能な包蔵水力は33,600kW、年間平均発生電力量は122,000Gwhと評価されている。

なお、現在までにこの水力エネルギーの約20%が開発されている。

1980年から2008年までの電源開発計画を Table 5-5に示す。

1990年代始めの輸入炭火力発電所が順調に開発されると、2000年の発電設備容量は1988年現在の3.0倍となり42,723MWに達する。Table 5-5(2)参照。また、保証電力量も同様に3.0倍となり、189,000Gwhに拡充される。なお、火力はイスタンブール近郊の Hamitbat, Ambarliなどの輸入天然ガスコンバインド火力が1990年前後に順次開発され、1992年以後は Iskendrum (Yumurtalk), Aliaga, Tekirdagを代表とする輸入炭火力の開発が中心となって来る。一方、Elbistan火力を中心としたリグナイト炭火力は1990年代後半から2000年前半へと後倒しとなっており、同様に原子力の開発も2006年以後へ修正された。なお、2000年における全設備のうち、水力の占める割合は約44% (1992～'93年の輸入炭火力ない場合) となるが、この状況を Fig. 5-7に示す。さらに、Fig. 5-8 に示すように水力エネルギーの開発量は年々増加し、2005年では開発可能エネルギーの約80%までが開発され、水力は国内エネルギー資源として電力供給に大きく貢献することとなる。

5.2.2 需要供給バランス

TEKに於ける供給計画は向こう5年間の短期計画と5年後から20年後までの長期計画の2本立てで行なわれている。

このうち短期計画では、TEK以外の私営の電力会社の供給力、自家発電プラント及び主要な発電所の運開年・月まで細かく計算される。さらに今回は1990年代初めに

運開が予定されている輸入炭火力発電所3地点の計画もパラメータとして織り込まれている。

輸入炭火力の計画を Table 5-6に示す。

Table 5-6 Imported Coal-Fired Power Plant during 1992 — '93

地点名	台数×単機出力	運開年/月
A	4 × 350MW	1992/1, 4, 7, 10
B	2 × 500MW	1993/8, 94/2
C	2 × 480MW	1993/1, 7

一方長期供給計画においては、国際原子力機関（IAEA）で開発されたWASP（Wien Automatic System Planning Package）という、最適電源開発プログラミング手法を用いている。

WASPでは各種電源毎に設定された発電単価や事故率及び建設期間の値等を用いて、ある一定の信頼度レベルを満たすコストミニマムな電源開発工程が20年間に亘って計算される。

今回採用された信頼度目標は年間の電力不足見込日数（LOLP：Loss of Load Probability）で2日と想定されている。

Göktas水力発電所の開発計画に於ても基本的にTEKの電源開発計画を参考に、水力発電所のピーク負荷分担電力を修正したものである。

需要供給バランスは、kWとkwhについて電力需要想定で得られた結果に対し、各々検討を行った。

5.1.5におけるトルコの負荷パターンの分析から、kWバランスについては、ピーク発生月で、かつ比較的渇水期に近いと想定される12月の最大ピーク発生日について行なった。一方kwhバランスについては年間総電力需要に対して検討した。

(1) 検討条件

(a) 火力発電所

- 出力減少及びリタイヤ : 1988年現在の全設備出力の5%が今後20年間均等に減少してゆくと考える。
- 事故 : kwバランスを検討するとき、最大ピーク発生日に最大ユニット1台が事故で停止すると仮定する。
但し、事故は数日で復旧し、年間の発電エネルギー計画へは影響しないものとする。
- 利用率 : 68.5% (年間運転時間で 6,000時間)
- 可能出力 : 定格出力から所内電力を引いたもの (所内率は一律5%とした)
- 補修計画 : ピーク月に補修は行なわない。

この他、1990年代初頭に開発が予定されている輸入石炭火力発電所の有無もパラメータとして供給計画を立案した。

(b) 水力発電所

- 廃止 : 20年間の供給計画の中では考慮しない。
- 事故 : 最大ピーク発生日に最大ユニット1台が運転不能になると仮定した。
但し、事故は数日で復旧し、年間の発電エネルギー計画へは影響しないものとする。
- 出水変動 : 出水変動は年間 kwhとピーク日の kw バランスに対して次のように考えた。

i) 年間 kwhバランス

TEKの運用経験から、過去10年間の平均出水年相当の電力量 (Annual Average Energy) と最低保証電力量 (Annual Firm Energy) の両方を考慮した。

ii) ピーク日の kw バランス

トルコでは大容量の貯水池式水力発電所が主である。この柔軟な出力調整能力を

有する水力発電所の有効利用を計るというTEKの運用方針を配慮し、次のようなバランス計画を立てた。すなわち、日負荷持続曲線に添ってピーク負荷から、ミドル、ベース負荷へ優先的に水力の供給力を配分し、ベースの不足分は火力機で賄うという考え方である。

この手法では1日当りの全水力発電所のピーク運転継続時間を知る必要があるが、TEKの運用データよりトルコの主な水力発電所の渇水年の12月における平均的ピーク運転継続時間を次のように想定した。

ピーク継続時間（渇水年12月）： 6～8時間

c) 電力輸入

kwピーク・バランスでは輸入は考慮しないが、年間のエネルギーバランスではカウントする。

1987年～'96年までの電力輸入計画

{ ソ連より年間 1,200Gwh (連系容量 200MW)
イラクより年間 400Gwh (" 70MW)

(2) 検討結果

Table 5-7(1)～(4) 及び Fig. 5-9(1)～(8)に以上の検討結果を示す。

(a) 1992年～'93年の輸入炭火力がない場合

kwバランスは水力のピーク継続時間を6時間で考えると、1994～'96年の間、予備力が一たん10%を切るときがある。Table 5-7(1)参照。また、年間のエネルギーバランスに於いても、渇水年となった場合、1993年から2003年までの11年間 kwh予備力は10%未満へ落ち込む。平水年で考えても、1994年から2001年までkwh 予備力は20%未満で火力発電所の長期間に渡たるトラブルがあった場合、供給計画に不安が残る。Table 5-7(3)

(b) 1992年～'93年の輸入炭・火力が開発された場合。

水力のピーク継続時間を6時間と考えても、kw予備力で25%近く、kwh 予備力で13～20%程度確保出来る。Table 5-7(2), (4)

また、1990年代始めの輸入炭火力の開発（合計 2,860MW）は、その歳が渇水年と

なっても、輸入炭火力が無い場合の平均出水年並の供給エネルギー予備力 (kwh Margin)を保証する効果がある。

以上から、トルコ政府が進めている輸入炭火力発電所計画は1990年代初頭のエネルギーバランスに大きく貢献すると云える。

なお、2000年前後にもエネルギー事情が逼迫する事から、この時期に Göktas 水力発電所など、信頼性の高い国内電源の開発が期待される。

5.2.3 Cukurova 電力の供給計画

Cukurova電力は Adana周辺の3県に電力を供給する私営の電力会社である。Göktas 水力発電所はこの Cukurova 電力管内に開発されるが、Cukurova電力の需給バランスからみて、この地域の電力需要に当てられる可能性の高い事から、当該地域の需給バランスについて検討した。

(1) 電源開発計画

Cukurova電力の1988年に於ける電源設備は以下のとおりである。

(水力発電所)

Kadincik I	70MW
Kadincik II	56MW
Seyhan	60MW
Yüregir	6MW
小 計	192MW

(火力発電所)

Mersin	106MW
合 計	298MW

一方、1988年の予想ピーク需要は 633MWで、不足分はTEKより買電している。1989年以後の電源開発計画と最大電力バランスを Table 5-8及び Fig. 5-10 に示す。Cukurova電力の自社設備であるSir(282MW)と Berke水力発電所 (168MW)の運開後暫くは、電力自給率は50%以上を維持するが、1998年以後は再び50%台を割ることになる。

(2) Göktas水力開発の意義

物理的な開発スケジュールから考えて、Göktas水力発電所の運開は早くて、2000年頃と思われるが、この時期はまたトルコ全体の発電設備の中で水力の占める割合が一旦低下する時期でもあり、(Fig. 5-7参照) 2000年代のなるべく早い時期に Göktas 水力発電所の運開が望まれる。また、トルコ全体システムのピーク継続時間(冬期で6~8時間)に比べ、供給区域の狭い Gukurova 系統のそれは夏期で4時間程度、(Fig. 5-11) 冬期で6~7時間と短い、このようなピーク特性を持った Gukurova 電力の負荷特性並びに将来のピーク需要増加を考慮すると Göktas 水力発電所のピーク継続時間は、若干余裕を見込んで、通年で最低6時間程度とする事が妥当である。

Table 5-1 Basic Data for Demand Forecast

(at the price levels and exchange rates of 1980)

YEAR	GDP US\$		Energy		Demand*		Population		GDP/Capita		Energy/capita	
	(Billion)	Rate (%)	(Gwh)	Rate (%)	(Thousand)	Rate (%)	US\$	Rate (%)	Kwh	Rate (%)		
1965	25.47		4,953		31,151		817.6		159.0			
1966	28.46	11.7	5,551	12.1	31,934	12.1	891.2	2.51	173.8	9.0	9.3	
1967	29.74	4.5	5,217	12.0	32,750	12.0	908.1	2.56	189.8	1.9	9.2	
1968	31.73	6.7	6,936	11.6	33,585	11.6	944.8	2.55	206.5	4.0	8.8	
1969	33.42	5.3	7,838	13.0	34,442	13.0	970.3	2.55	227.6	2.7	10.2	
1970	35.05	4.9	8,623	10.0	35,321	10.0	992.3	2.55	244.1	2.3	7.3	
	AVE. Rate	6.6	AVE. Rate	11.7	AVE. Rate	11.7	AVE. Rate	2.54	AVE. Rate	4.0	9.0	
1971	38.23	9.1	9,781	13.4	36,215	13.4	1055.6	2.53	270.1	6.4	10.6	
1972	40.74	6.6	11,242	14.9	37,132	14.9	1097.2	2.53	302.8	3.9	12.1	
1973	42.54	4.4	12,425	10.5	38,672	10.5	1117.4	2.53	326.4	1.8	7.8	
1974	46.16	8.5	13,477	8.5	39,036	8.5	1182.5	2.53	345.2	5.8	5.8	
1975	49.61	7.5	15,719	15.6	40,078	15.6	1237.8	2.67	392.2	4.7	13.6	
	AVE. Rate	7.2	AVE. Rate	12.8	AVE. Rate	12.8	AVE. Rate	2.56	AVE. Rate	4.5	10.0	
1976	53.92	8.7	18,615	18.4	40,915	18.4	1317.9	2.09	455.0	6.5	16.0	
1977	56.25	4.3	21,057	13.1	41,768	13.1	1346.7	2.08	504.1	2.2	10.8	
1978	57.86	2.9	22,347	6.1	42,640	6.1	1356.9	2.09	524.1	0.8	4.0	
1979	57.35	-0.9	23,566	5.5	43,530	5.5	1317.5	2.09	541.4	-2.9	3.3	
1980	56.92	-0.7	24,617	4.5	44,438	4.5	1280.9	2.09	554.0	-2.8	2.3	
	AVE. Rate	2.8	AVE. Rate	9.5	AVE. Rate	9.5	AVE. Rate	2.09	AVE. Rate	0.7	7.3	
1981	59.40	4.4	26,289	6.8	45,540	6.8	1304.3	2.48	577.3	1.8	4.2	
1982	62.36	5.0	28,325	7.7	46,688	7.7	1335.7	2.52	606.7	2.4	5.1	
1983	64.67	3.7	29,583	4.4	47,864	4.4	1351.1	2.52	618.1	1.2	1.9	
1984	68.38	5.7	33,267	12.5	49,070	12.5	1393.5	2.52	677.9	3.1	9.7	
1985	71.89	5.1	36,361	9.3	50,306	9.3	1429.1	2.52	722.8	2.5	6.6	
	AVE. Rate	4.8	AVE. Rate	8.1	AVE. Rate	8.1	AVE. Rate	2.51	AVE. Rate	2.2	5.5	
1986	77.81	8.2	40,469	11.3	51,546	11.3	1509.5	2.46	785.1	5.6	8.6	
1987	83.10	6.8	44,925	11.0	52,845	11.0	1572.5	2.52	850.1	4.2	8.3	

* Demands include imported energy

Table 5-2 Energy Demand Forecast by TEK

YEAR	ENERGY		POWER		LOAD
	(GWH)	Rate (%)	(MW)	Rate (%)	FACTOR (%)
1989	57,925	-	9,250	-	-
1990	64,910	12.1	10,370	12.1	71.5
1991	71,885	10.7	11,480	10.7	71.5
1992	79,200	10.2	12,650	10.2	71.5
1993	87,260	10.2	13,940	10.2	71.5
1994	96,140	10.2	15,485	11.1	70.9
1995	105,930	10.2	17,060	10.2	70.9
1996	115,710	9.2	18,695	9.6	70.7
1997	126,790	9.6	20,485	9.6	70.7
1998	138,940	9.6	22,450	9.6	70.6
1999	152,250	9.6	24,600	9.6	70.7
2000	166,830	9.6	26,955	9.6	70.7
2001	177,020	6.1	28,825	6.9	70.1
2002	189,310	6.9	30,825	6.9	70.1
2003	202,450	6.9	32,965	6.9	70.1
2004	216,500	6.9	35,255	6.9	70.1
2005	231,530	6.9	37,700	6.9	70.1
2006	247,600	6.9	40,320	6.9	70.1
2007	264,790	6.9	43,115	6.9	70.1
2008	283,170	6.9	46,110	6.9	70.1
2009	302,830	6.9	49,310	6.9	70.1
2010	323,850	6.9	52,730	6.9	70.1

Fig. 5-1 The MAED Model

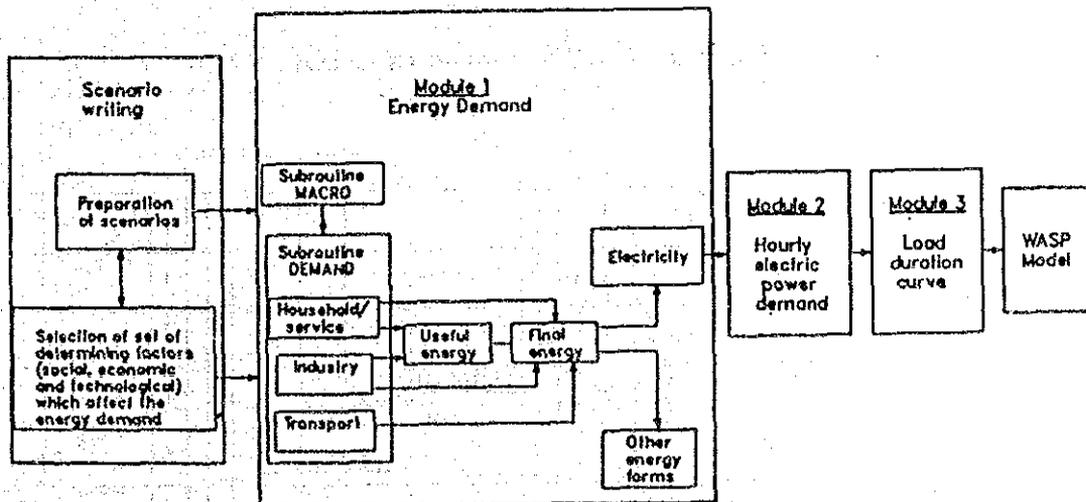


Fig. 5-2 Demand Pass Chart

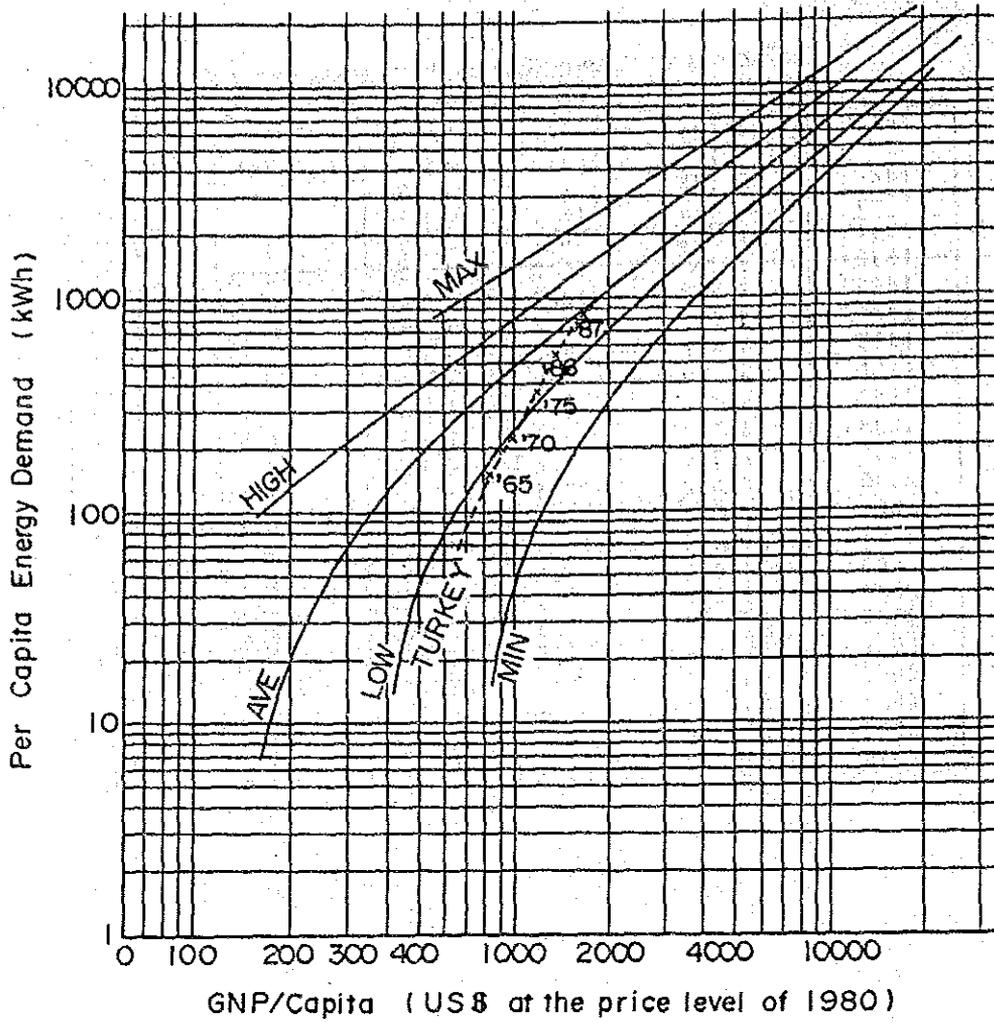
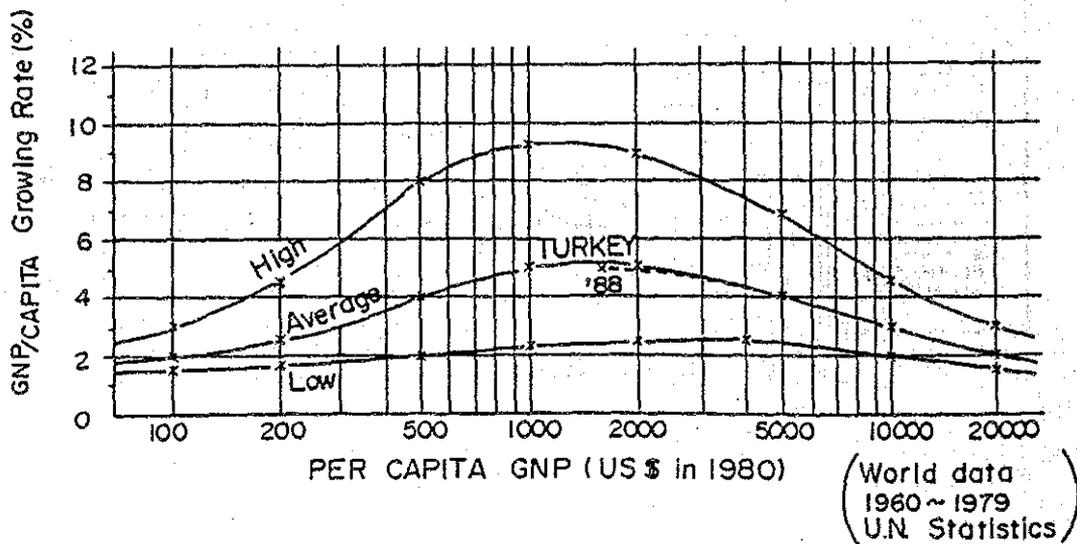


Fig. 5-3 GNP/Capita and its Growth Rate



(World data
1960~1979
U.N. Statistics)

Table 5-3 DEMAND FORECAST BY MACRO METHOD
(at the price levels and exchange rates of 1980)

YEAR	GNP US\$		Energy Demand Rate (%)	Population Rate (%)	GDP/Capita		Energy/capita		POWER	
	(Billion)	Rate (%)			US\$	Rate (%)	Kwh	Rate (%)	MW	MW
1988	89.45	-	-	54,166	2.5	1651.4	5.13	931.0	-	8252.1
1989	96.39	7.8	12.1	55,520	2.50	1736.0	5.11	1018.0	-	9248.8
1990	103.84	7.7	11.6	56,908	2.50	1824.7	5.08	1107.9	-	10317.2
1991	111.85	7.7	9.0	58,331	2.50	1917.5	5.06	1177.9	-	11406.3
1992	120.44	7.7	8.9	59,739	2.50	2014.4	5.02	1251.1	-	12418.0
1993	129.65	7.6	8.8	61,284	2.50	2115.6	4.99	1327.6	-	13506.7
1994	139.52	7.6	8.7	62,816	2.50	2221.1	4.94	1407.5	-	14677.6
1995	150.08	7.6	8.6	64,386	2.50	2330.9	4.90	1490.7	-	15933.9
1996	161.36	7.5	8.4	65,996	2.50	2445.0	4.84	1577.2	-	17534.0
1997	173.41	7.5	8.3	67,646	2.50	2563.4	4.79	1666.6	-	18991.1
1998	186.25	7.4	8.2	69,337	2.50	2686.2	4.73	1760.0	-	20556.8
1999	199.94	7.3	8.1	71,070	2.50	2813.3	4.67	1856.2	-	22222.4
2000	214.50	7.3	8.0	72,847	2.50	2944.6	4.60	1955.5	-	23996.5
2001	229.98	7.2	7.9	74,668	2.50	3080.0	4.53	2057.8	-	26269.5
2002	246.41	7.1	7.7	76,535	2.50	3219.6	4.46	2163.1	-	28304.0
2003	263.83	7.1	7.6	78,449	2.50	3363.1	4.38	2271.2	-	30461.5
2004	282.27	7.0	7.5	80,410	2.50	3510.4	4.30	2381.9	-	32744.9
2005	301.78	6.9	7.4	82,420	2.50	3661.5	4.22	2495.3	-	35161.4
2006	322.39	6.8	7.3	84,480	2.50	3816.1	4.14	2611.0	-	37711.5
2007	344.13	6.7	7.1	86,592	2.50	3974.1	4.06	2729.0	-	40401.2
2008	367.03	6.7	7.0	88,757	2.50	4135.2	3.97	2848.9	-	43230.7

Fig. 5-4(1) DEMAND FORECAST OF TURKEY

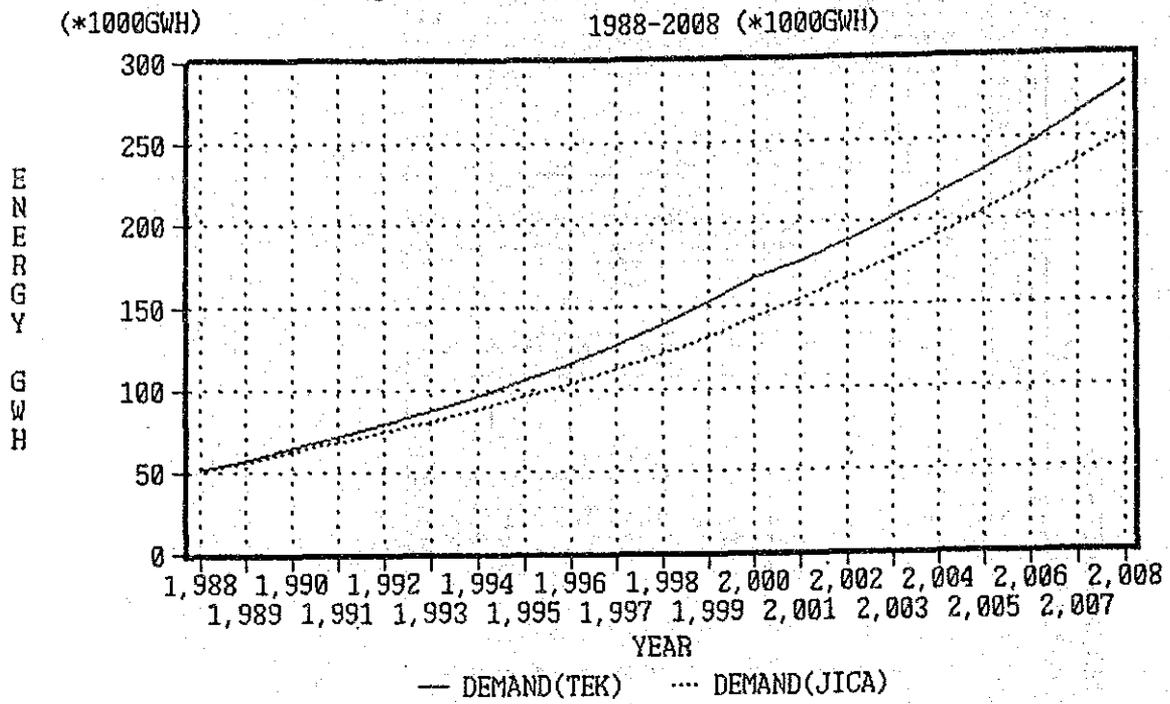


Fig. 5-4(2) PEAK POWER FORECAST

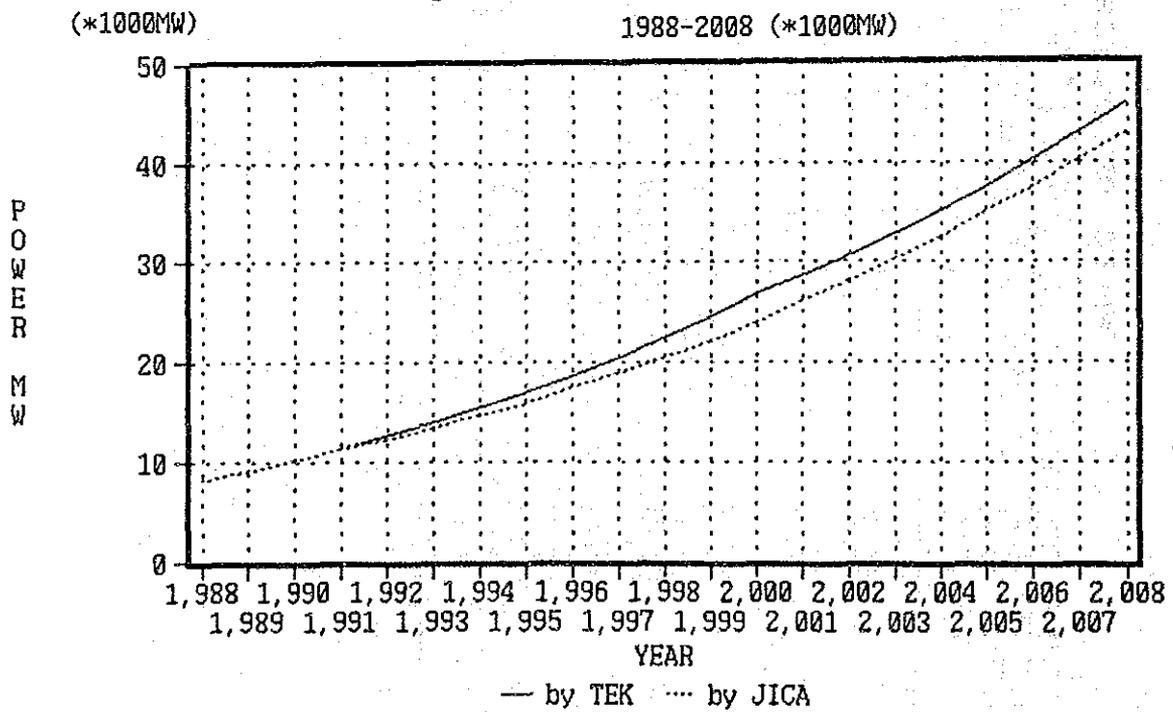


Table 5-4 Cukurova Power Co. Demand Forecast

YEAR	1988	1989	1990	1991	1992	1993
PEAK LOAD(MW)	633.0	701.3	805.0	875.4	947.5	1,057.1
ANNUAL LOAD FACTOR	0.654	0.654	0.654	0.654	0.654	0.654
ENERGY DEMAND(GWH)	3,626.5	4,017.8	4,611.9	5,015.2	5,428.3	6,056.2
DEMAND(GWH) TEK	51,620.0	57,925.0	64,910.0	71,885.0	79,200.0	87,260.0
Share to TEK(%)	7.0	6.9	7.1	7.0	6.9	6.9
CEAS DEM. GROWTH RATE	9.7	10.8	14.8	8.7	8.2	11.6

YEAR	1994	1995	1996	1997	1998	1999
PEAK LOAD(MW)	1,129.9	1,219.9	1,307.5	1,403.7	1,506.5	1,639.4
ANNUAL LOAD FACTOR	0.654	0.654	0.654	0.654	0.654	0.654
ENERGY DEMAND(GWH)	6,473.2	6,988.9	7,490.7	8,041.9	8,630.8	9,392.2
DEMAND(GWH) TEK	96,140.0	105,930.0	115,710.0	126,790.0	138,940.0	152,250.0
Share to TEK(%)	6.7	6.6	6.5	6.3	6.2	6.2
CEAS DEM. GROWTH RATE	6.9	8.0	7.2	7.4	7.3	8.8

YEAR	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PEAK LOAD(MW)	1,784.1	1,941.6	2,112.9	2,300.9	2,503.6	2,723.9
ANNUAL LOAD FACTOR	0.654	0.654	0.654	0.654	0.654	0.654
ENERGY DEMAND(GWH)	10,221.2	11,123.5	12,104.9	13,181.9	14,343.2	15,605.3
DEMAND(GWH) TEK	166,830.0	177,020.0	189,310.0	202,450.0	216,500.0	231,530.0
Share to TEK(%)	6.1	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7
CEAS DEM. GROWTH RATE	8.8	8.8	8.8	8.9	8.8	8.8

(*1000GWH)

Fig. 5-5 Energy Demand TEK & CEAS

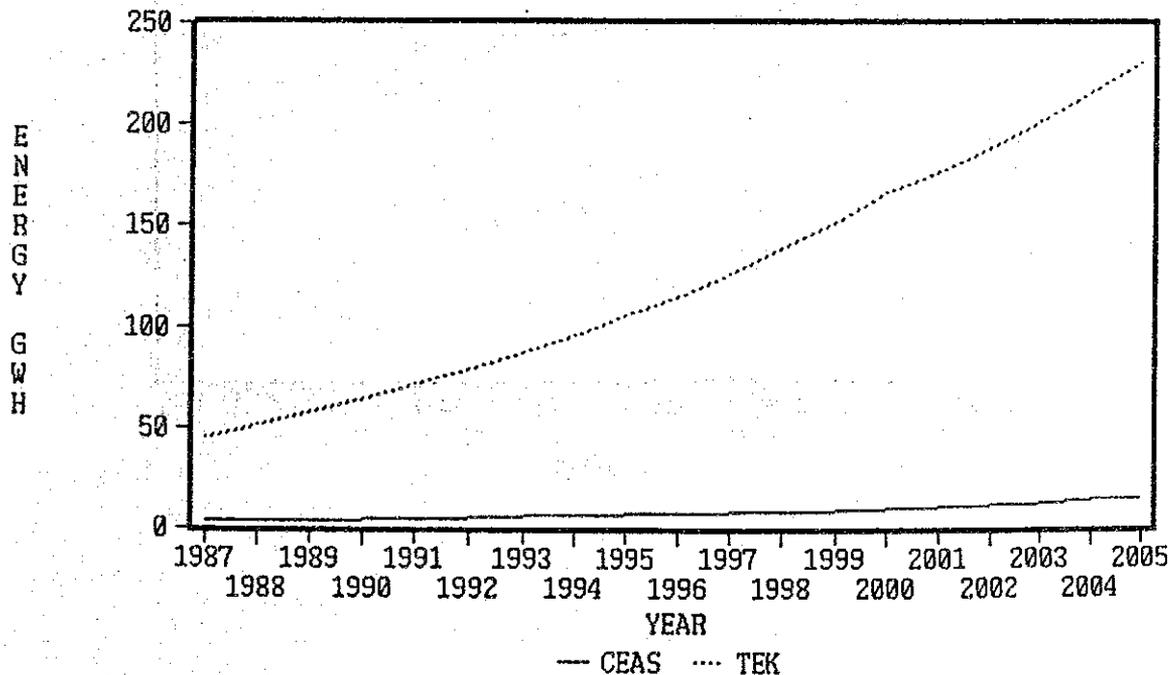


Fig. 5-6 (1) Daily Load Curve
Peak day in 2000

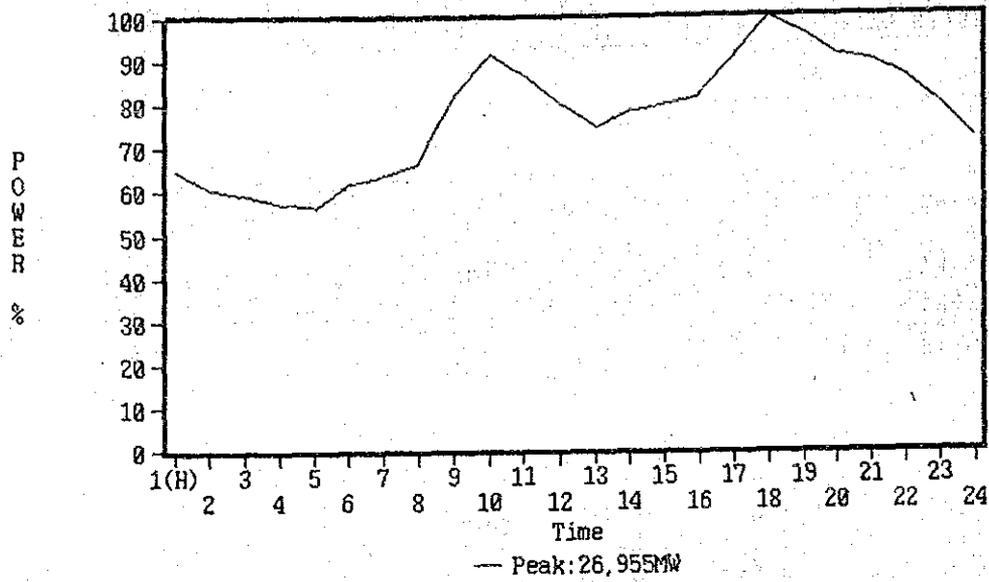
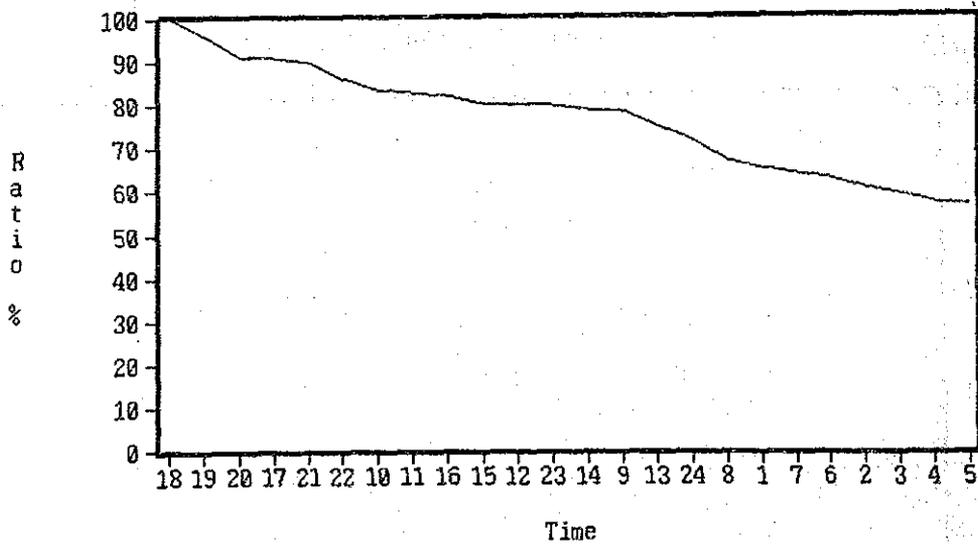
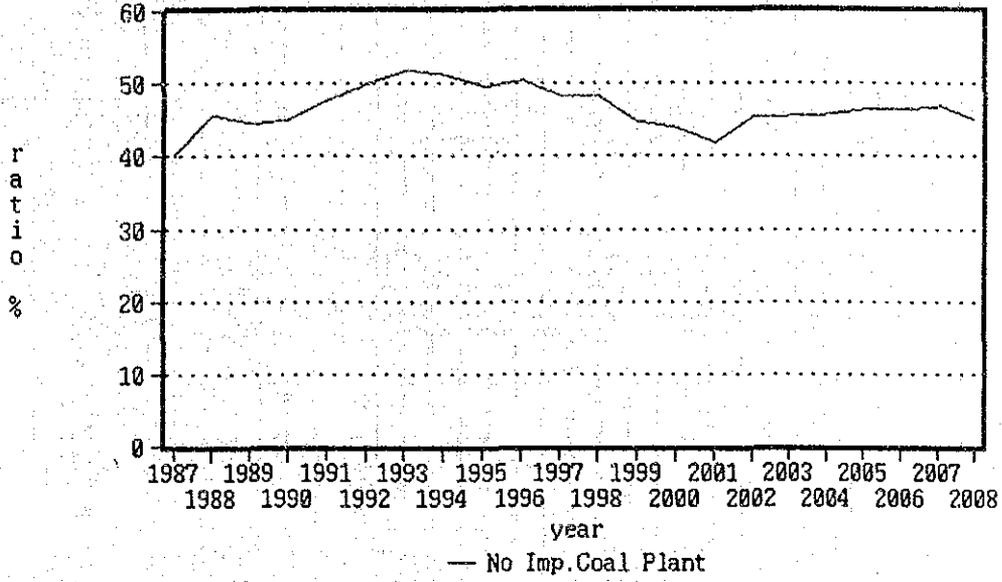


Fig. 5-6 (2) Load Duration Curve in 2000
December Peak Day



**Fig. 5-7 Ratio of Hyd. P. Plant in Total
Installed Capacity (%)**



**Fig. 5-8 Utilization of Hydroelectric
Potential of Turkey (%)**

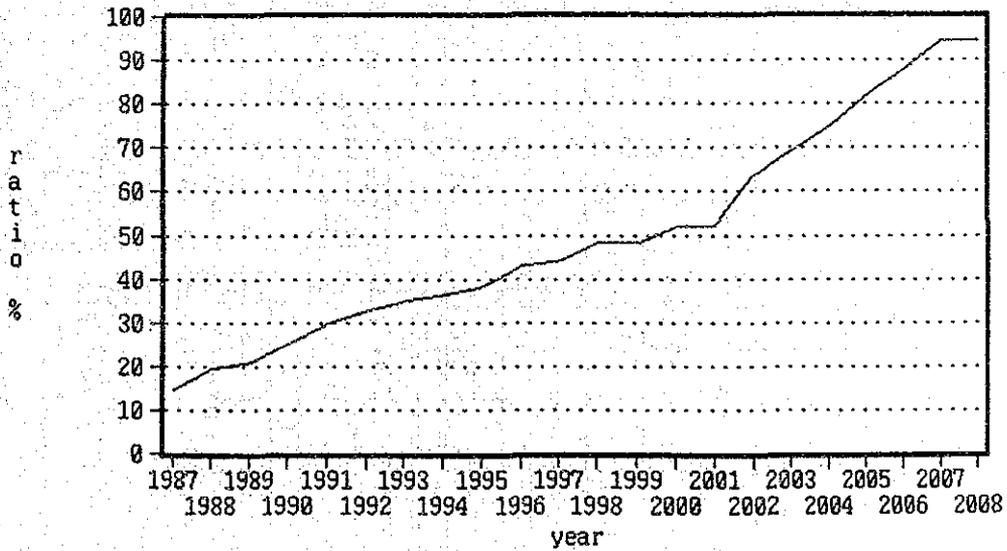


Table 5-5 (1) Construction Schedule of Power Plant in Turkey
Without Imported Coal Fired Power Plant (1992-'93)

Year	Peak Demand(MW)	Hydro P. Plant		Thermal Power Plant		Plant Retirement	Total capacity	Reserve margin(%)	Hydro P. ratio(%)
		Total	New plant	Total	New plant				
1987	7,467	5,003	1,125	7,489	-	-	12,492	67.3	40.0
1988	8,358	6,586	1,583	7,830	778	437	14,416	72.5	45.7
1989	9,250	7,010	424	8,722	1,055	163	15,732	70.1	44.6
1990	10,370	8,406	1,396	10,205	1,483	-	18,611	79.5	45.2
1991	11,480	10,046	1,640	10,940	735	-	20,986	82.8	47.9
1992	12,650	10,999	953	11,000	60	-	21,999	73.9	50.0
1993	13,940	11,819	820	11,000	0	-	22,819	63.7	51.8
1994	15,485	12,262	648	11,677	677	-	23,939	54.6	51.2
1995	17,060	12,934	672	13,107	1,430	-	26,041	52.6	49.7
1996	18,695	14,501	1,567	14,244	1,310	173	28,745	53.8	50.4
1997	20,485	14,851	350	15,884	1,990	350	30,735	50.0	48.3
1998	22,450	16,271	1,420	17,504	1,620	-	33,775	50.4	48.2
1999	24,600	16,271	0	20,049	2,545	-	36,320	47.6	44.8
2000	26,955	17,469	1,198	22,394	2,345	-	39,863	47.9	43.8
2001	28,825	17,469	0	24,284	1,890	-	41,753	44.8	41.8
2002	30,825	21,409	3,940	25,809	1,525	-	47,218	53.2	45.3
2003	32,965	23,338	1,929	27,773	1,970	-	51,117	55.1	45.7
2004	35,255	25,157	1,819	29,754	1,975	-	54,911	55.8	45.8
2005	37,700	27,500	2,343	31,744	1,990	-	59,244	57.1	46.4
2006	40,320	29,448	1,948	33,894	2,150	-	63,342	57.1	46.5
2007	43,115	31,692	2,244	35,854	1,960	-	67,546	56.7	46.9
2008	46,110	31,692	0	38,884	3,030	-	70,576	53.1	44.9

* Following Imported Coal Fired Plants are not included
1992, 1400MW (3,424GWH/year)
1993, 1460MW (11,352GWH/year)

Table 5-5 (2) Construction Schedule of Power Plant in Turkey
With Impoted Coal Fired Plant(1992-93)

Year	Peak Demand(MW)	Hydro P. Plant		Thermal		New plant		Power Plant Retirement	Total capacity	Reserve margin(%)	Hydro P. ratio(%)
		Total	New plant	Total	New plant	Total	New plant				
1987	7,467	5,003	1,125	7,489	-	-	-	12,492	67.3	40.0	
1988	8,358	6,586	1,583	7,830	778	437	-	14,416	72.5	45.7	
1989	9,250	7,010	424	8,722	1,055	163	-	15,732	70.1	44.6	
1990	10,370	8,406	1,396	10,205	1,483	-	-	18,611	79.5	45.2	
1991	11,480	10,046	1,640	10,940	735	-	-	20,986	82.8	47.9	
1992	12,650	10,999	953	12,460	1,460	-	-	23,399	85.0	47.0	
1993	13,940	11,819	820	13,860	1,460	-	-	25,679	84.2	46.0	
1994	15,485	12,262	648	14,537	677	-	-	26,799	73.1	45.8	
1995	17,060	12,934	672	15,967	1,430	-	-	28,901	69.4	44.8	
1996	18,695	14,501	1,567	17,104	1,310	173	-	31,605	69.1	45.9	
1997	20,485	14,851	350	18,744	1,990	350	-	33,595	64.0	44.2	
1998	22,450	16,271	1,420	20,364	1,620	-	-	36,635	63.2	44.4	
1999	24,600	16,271	0	22,909	2,545	-	-	39,180	59.3	41.5	
2000	26,955	17,469	1,198	25,254	2,345	-	-	42,723	58.5	40.9	
2001	28,825	17,469	0	27,144	1,890	-	-	44,613	54.8	39.2	
2002	30,825	21,409	3,940	28,669	1,525	-	-	50,078	62.5	42.8	
2003	32,965	23,338	1,929	30,639	1,970	-	-	53,977	63.7	43.2	
2004	35,255	25,157	1,819	32,614	1,975	-	-	57,771	63.9	43.5	
2005	37,700	27,500	2,343	34,604	1,990	-	-	62,104	64.7	44.3	
2006	40,320	29,448	1,948	36,754	2,150	-	-	66,202	64.2	44.5	
2007	43,115	31,692	2,244	38,714	1,960	-	-	70,406	63.3	45.0	
2008	46,110	31,692	0	41,744	3,030	-	-	73,436	59.3	43.2	

Fig. 5-9 (1) Power Balance (Hydro peak = 8 hrs)

Unit: (*1000MW)

No imp. Coal Plant(1992-'93)

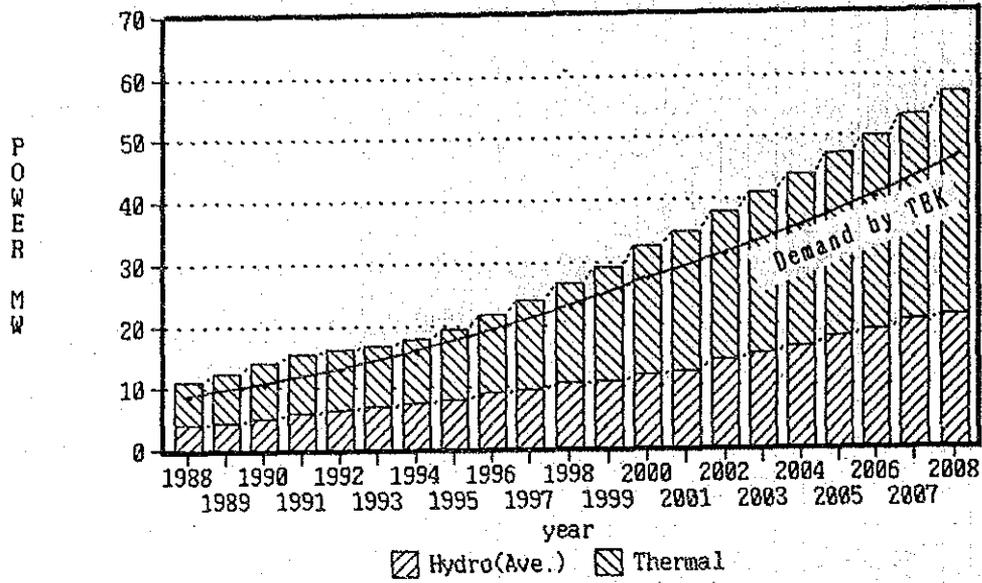


Fig. 5-9 (2) Power Balance (Hydro peak = 6 hrs)

Unit: (*1000MW)

No imp. Coal Plant(1992-'93)

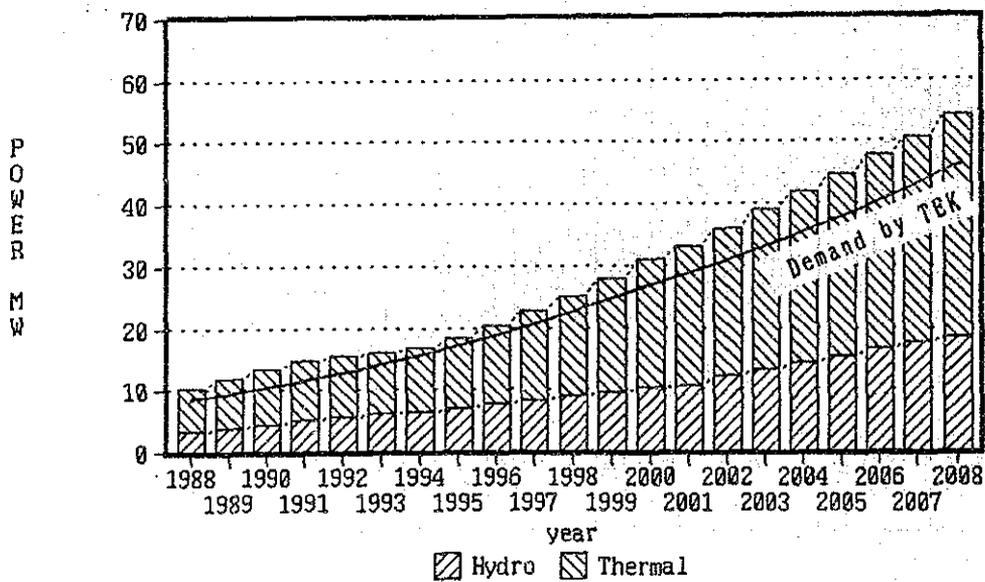


Fig. 5-9(3) MW Power Balance (Hydro peak = 8 hrs)

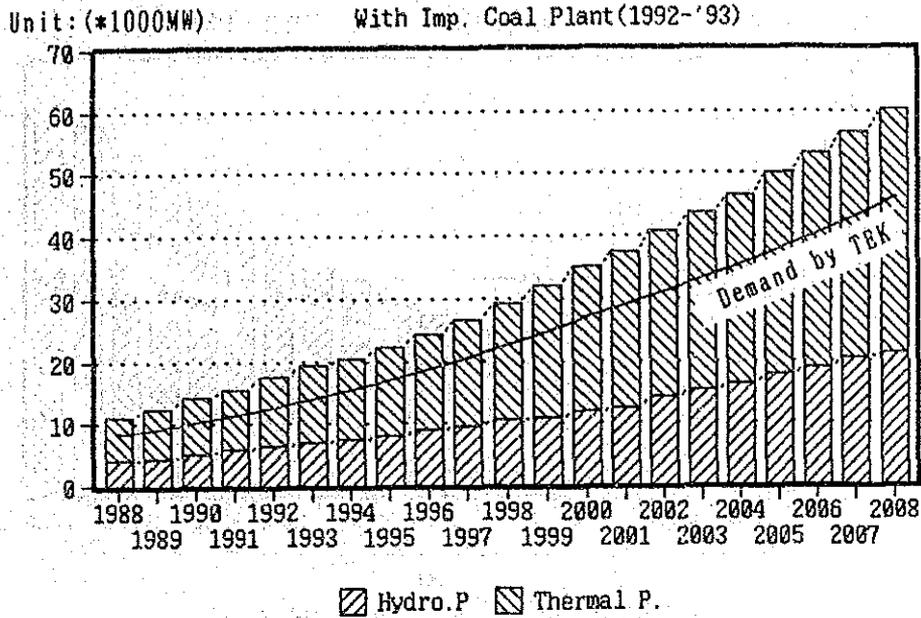


Fig. 5-9(4) MW Power Balance (Hydro peak = 6 hrs)

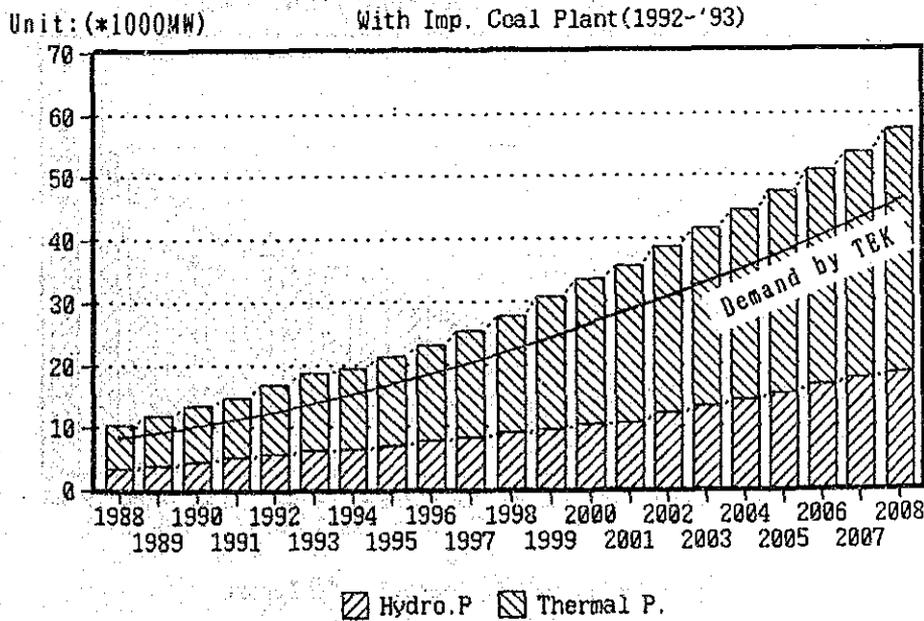


Fig. 5-9(5) Ave. Energy Balance in Turkey
No Imp. Coal Plant (1992-'93)

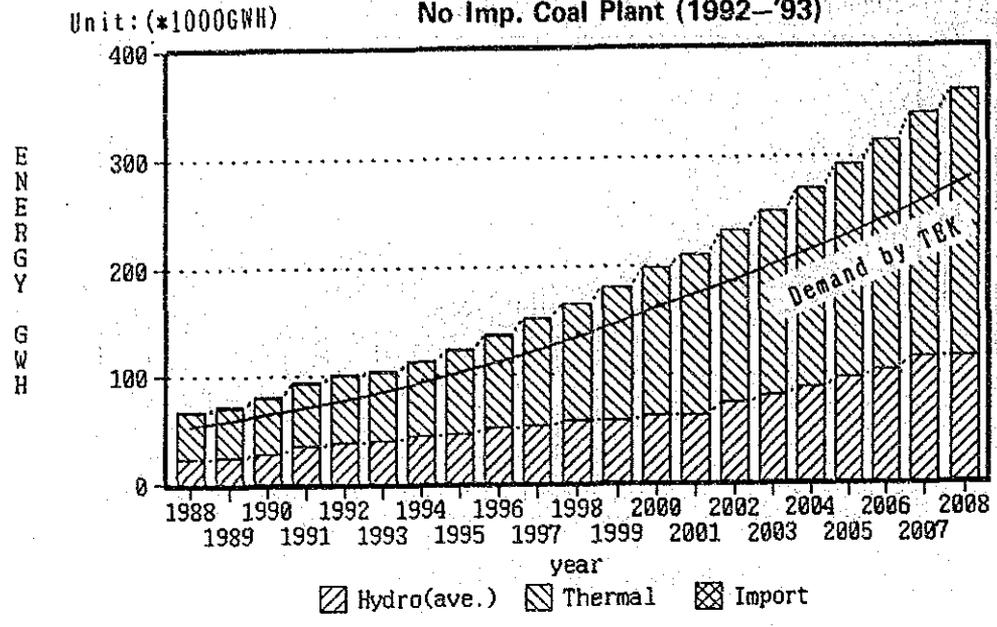
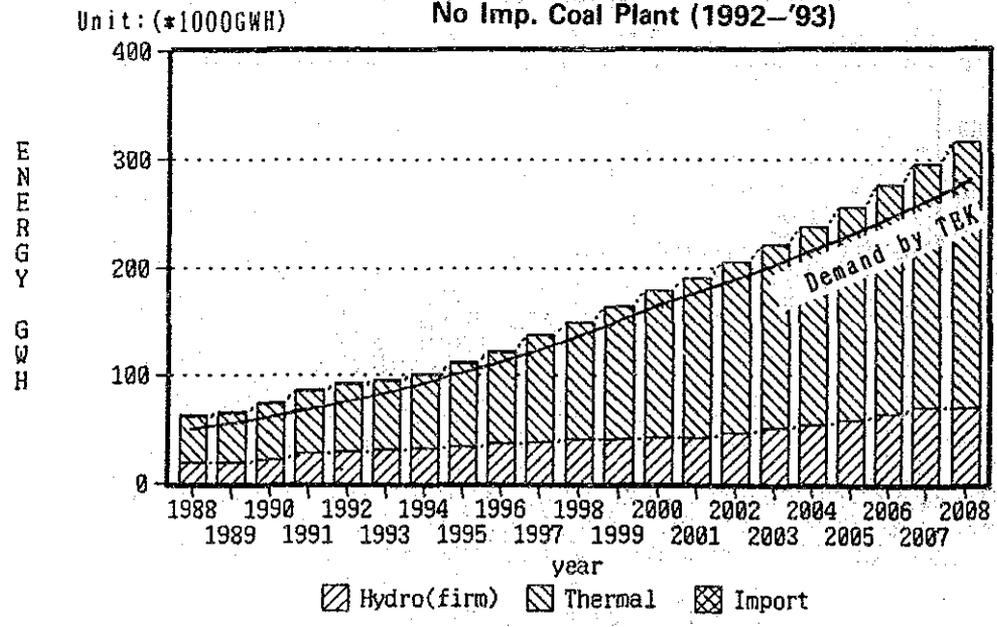
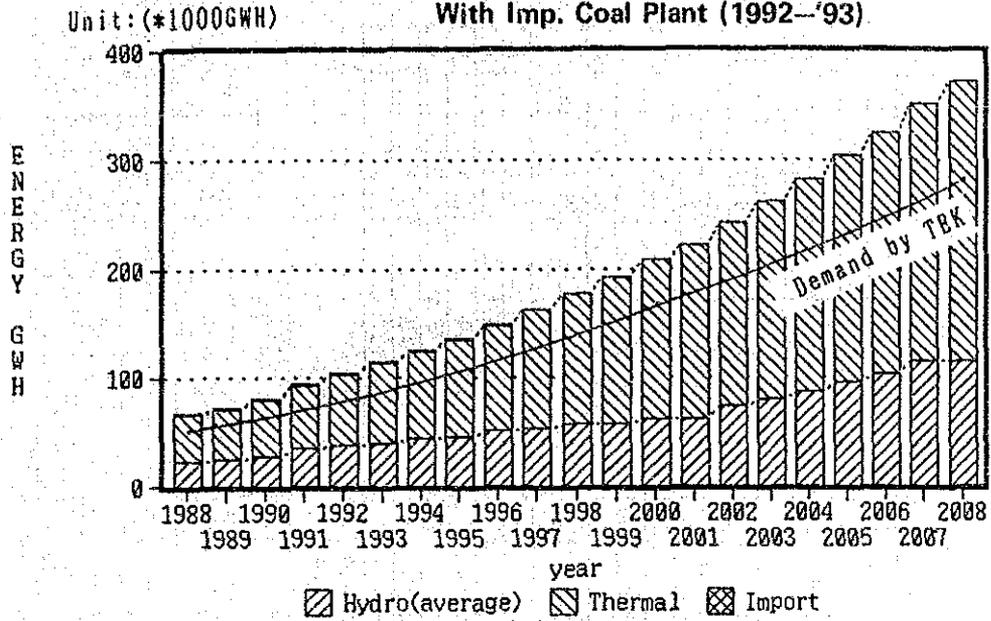


Fig. 5-9(6) Firm Energy Balance Turkey
No Imp. Coal Plant (1992-'93)



**Fig. 5-9(7) Ave. Energy Balance in Turkey
With Imp. Coal Plant (1992-'93)**



**Fig. 5-9(8) Firm Energy Balance Turkey With Imp. Coal
Plant (1992-'93)**

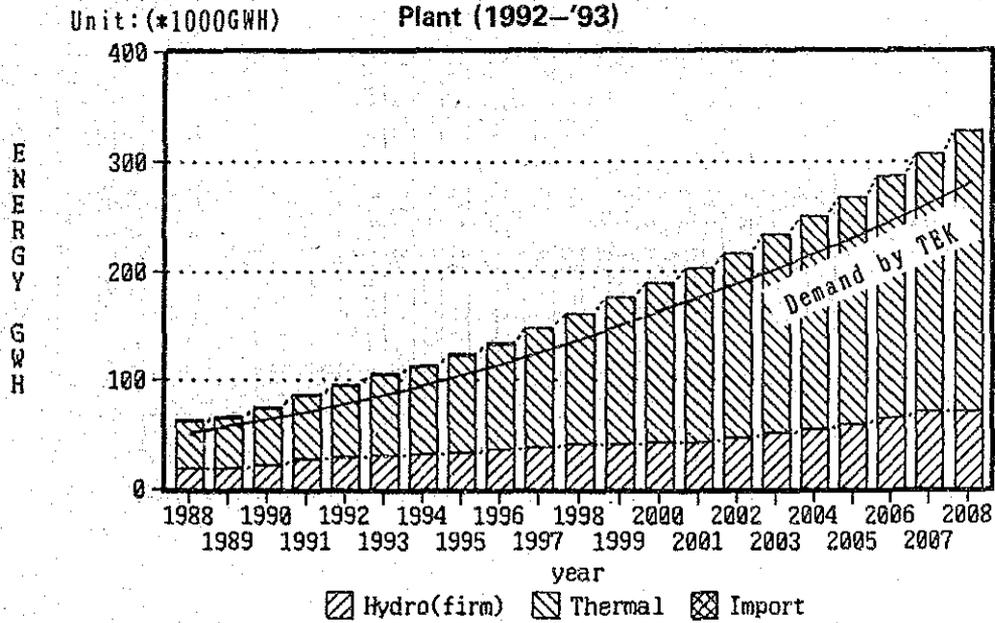


Table 5-7 (1) Available Power Balance in Turkey (MW)

Year	Peak Demand(MW)	No Imported Coal Fired plant (1992-'93)		Thermal		HP+IP Tot. Cap(MW)		Reserve Margin(%)	
		Dep. Peak Tp=8.0hr	Hyd. Output Tp=6.0hr	Available	Thermal Tp=8.0hr	HP+IP Tot. Tp=6.0hr	Reserve Tp=8.0hr	Margin Tp=6.0hr	
1988	8,358	4,018	3,476	7,099	11,117	10,575	33.0	26.5	
1989	9,250	4,364	3,778	7,946	13,033	11,724	40.9	26.7	
1990	10,370	5,087	4,397	8,963	14,852	13,360	43.2	28.8	
1991	11,480	5,889	5,073	9,662	16,138	14,735	40.6	28.4	
1992	12,650	6,476	5,579	9,719	16,765	15,298	32.5	20.9	
1993	13,940	7,046	6,077	9,719	17,268	15,796	23.9	13.3	
1994	15,485	7,549	6,527	10,222	18,357	16,749	18.5	8.2	
1995	17,060	8,135	7,041	11,460	19,595	18,501	14.9	8.4	
1996	18,695	9,034	7,814	12,540	21,574	20,354	15.4	8.9	
1997	20,485	9,562	8,280	14,431	23,993	22,711	17.1	10.9	
1998	22,450	10,487	9,081	15,970	26,457	25,051	17.8	11.6	
1999	24,600	10,977	9,506	18,388	29,365	27,894	19.4	13.4	
2000	26,955	11,906	10,311	20,615	32,521	30,926	20.6	14.7	
2001	28,825	12,312	10,663	22,411	34,723	33,074	20.5	14.7	
2002	30,825	14,119	12,228	23,860	37,979	36,088	23.2	17.1	
2003	32,965	15,255	13,211	25,731	40,986	38,942	24.3	18.1	
2004	35,255	16,388	14,191	27,607	43,995	41,798	24.8	18.6	
2005	37,700	17,731	15,352	29,498	47,229	44,850	25.3	19.0	
2006	40,320	18,983	16,435	31,140	50,123	47,575	24.3	18.0	
2007	43,115	20,374	17,638	33,002	53,376	50,640	23.8	17.5	
2008	46,110	21,062	18,240	35,881	56,943	54,121	23.5	17.4	

Hydro P. Plant Peak Duration Time in Average Year : 8hr
 in Drought Year : 6hr

Table 5-7 (2) Available Power Balance in Turkey (MW)

Year	Peak Demand (MW)	With Imported Coal Fired Plant (1992-'93)									
		Hydro P. Plant		Thermal Available		HP+IP Tot. Cap (MW)		Reserve		Margin (%)	
		Ip=8.0hr	Ip=6.0hr	Available	Ip=8.0hr	Ip=6.0hr	Ip=8.0hr	Ip=6.0hr	Ip=8.0hr	Ip=6.0hr	
1988	8,358	4,018	3,476	7,099	11,117	10,575	33.0	26.5			
1989	9,250	4,364	3,778	7,946	12,310	11,724	33.1	26.7			
1990	10,370	5,087	4,397	8,963	14,050	13,360	35.5	28.8			
1991	11,480	5,889	5,073	9,662	15,551	14,735	35.5	28.4			
1992	12,650	6,476	5,579	11,049	17,525	16,628	38.5	31.4			
1993	13,940	7,046	6,077	12,436	19,482	18,513	39.8	32.8			
1994	15,485	7,549	6,527	12,939	20,488	19,466	32.3	25.7			
1995	17,060	8,135	7,041	14,177	22,312	21,218	30.8	24.4			
1996	18,695	9,034	7,814	15,257	24,291	23,071	29.9	23.4			
1997	20,485	9,562	8,280	17,148	26,710	25,428	30.4	24.1			
1998	22,450	10,487	9,081	18,587	29,174	27,758	30.0	23.7			
1999	24,600	10,377	9,506	21,105	32,082	30,611	30.4	24.4			
2000	26,955	11,906	10,317	23,332	35,238	33,649	30.7	24.8			
2001	28,825	12,312	10,669	25,128	37,440	35,797	29.9	24.2			
2002	30,825	14,119	12,228	26,577	40,696	38,805	32.0	25.9			
2003	32,965	15,255	13,211	28,448	43,703	41,659	32.6	26.4			
2004	35,255	16,388	14,191	30,324	46,712	44,515	32.5	26.3			
2005	37,700	17,731	15,352	32,215	49,946	47,567	32.5	26.2			
2006	40,320	18,983	16,435	34,257	53,240	50,692	32.0	25.7			
2007	43,115	20,374	17,638	36,119	56,493	53,757	31.0	24.7			
2008	46,110	21,062	18,240	38,998	60,060	57,238	30.3	24.1			

Hydro P. Plant Peak Duration Time in Average Year : 8hr
in Drought Year : 6hr

Table 5-7 (3) Available Energy Balance in Turkey

No Imported Coal P (1992-'93)

Year	Demand (GWH)	Dep. Peak		Hyd. Output	Thermal Available	Import (GWH)	HP+TP+Imp. Eng. (GWH)		Reserve Margin (%)	
		Average	Drought				Average	Firm	Average	Firm
1988	51,620	23,113	18,490	42,205	1,600	66,918	62,295	29.6	20.7	
1989	57,925	25,022	19,579	45,738	1,600	72,360	66,917	24.9	15.5	
1990	64,910	28,516	22,255	51,757	1,600	81,883	75,632	26.1	16.5	
1991	71,885	35,426	27,622	57,934	1,600	94,960	87,156	32.1	21.2	
1992	79,200	38,846	29,765	61,732	1,600	102,178	93,097	29.0	17.5	
1993	87,260	40,136	30,338	62,985	1,600	104,721	94,923	20.0	8.8	
1994	96,140	43,726	31,896	68,475	1,600	113,801	101,971	18.4	6.1	
1995	105,930	46,246	33,696	77,475	1,600	125,321	112,771	18.3	6.5	
1996	115,710	51,536	37,351	84,845	1,600	137,981	123,796	19.2	7.0	
1997	126,790	53,336	38,441	98,235	0	151,571	136,676	19.5	7.8	
1998	138,940	58,154	41,173	107,685	0	165,839	148,858	19.4	7.1	
1999	152,250	58,154	41,173	123,205	0	181,359	164,378	19.1	8.0	
2000	166,830	61,644	42,233	135,415	0	197,059	177,648	18.1	6.5	
2001	177,020	61,644	42,233	147,945	0	209,589	190,178	18.4	7.4	
2002	189,310	73,153	47,049	157,445	0	230,598	204,494	21.6	8.0	
2003	202,450	79,631	51,014	170,255	0	249,896	221,279	23.4	9.3	
2004	216,500	87,641	55,134	182,955	0	270,596	238,089	25.0	10.0	
2005	231,530	96,141	59,724	196,325	0	292,466	256,049	26.3	10.6	
2006	247,600	103,896	64,644	210,725	0	314,621	275,369	27.1	11.2	
2007	264,790	114,677	70,409	224,415	0	339,092	294,824	28.1	11.3	
2008	283,170	114,677	70,409	245,655	0	360,332	316,064	27.2	11.6	

Table 5-7 (4) Available Energy Balance in Turkey
 With Imported Coal Plant (1992-'93)

Year	Demand (GWH)	Hydro P. Plant		Thermal Available	Import (GWH)	HP+IP+IMP		Tot. (GWH)	Reserve Average	Margin(%) Firm
		Average	Firm			Average	Firm			
1988	51,620	23,113	18,490	42,205	1,600	66,918	62,295	29.6	20.7	
1989	57,925	25,022	19,579	45,738	1,600	72,360	68,917	24.9	15.5	
1990	64,910	28,516	22,265	51,767	1,600	81,883	75,632	26.1	16.5	
1991	71,885	35,426	27,622	57,934	1,600	94,960	87,156	32.1	21.2	
1992	79,200	38,846	29,765	65,156	1,600	105,602	98,521	33.3	21.9	
1993	87,260	40,136	30,338	74,337	1,600	116,073	106,275	33.0	21.8	
1994	96,140	43,726	31,896	79,827	1,600	125,153	113,323	30.2	17.9	
1995	105,930	46,246	33,696	88,827	1,600	136,673	124,123	29.0	17.2	
1996	115,710	51,536	37,351	96,197	1,600	149,333	135,148	29.1	16.8	
1997	126,790	53,336	38,441	109,587	0	162,923	148,028	28.5	16.8	
1998	138,940	58,154	41,173	119,037	0	177,191	160,210	27.5	15.3	
1999	152,250	58,154	41,173	134,557	0	192,711	175,730	26.6	15.4	
2000	166,830	61,644	42,233	146,767	0	208,411	189,000	24.9	13.3	
2001	177,020	61,644	42,233	159,297	0	220,941	201,530	24.8	13.8	
2002	189,310	73,153	47,049	168,797	0	241,950	215,846	27.8	14.0	
2003	202,450	79,631	51,014	181,617	0	261,248	232,631	29.0	14.9	
2004	216,500	87,641	55,134	194,307	0	281,948	249,441	30.2	15.2	
2005	231,530	96,141	59,724	207,677	0	303,818	267,401	31.2	15.5	
2006	247,600	103,896	64,644	222,077	0	325,973	286,721	31.7	15.8	
2007	264,790	114,677	70,409	235,767	0	350,444	305,176	32.3	15.6	
2008	283,170	114,677	70,409	257,007	0	371,684	327,416	31.3	15.6	

Table 5-8 MW Power Balance of Cukurova Po. Co.

year	Demand (MW)	Hydro	P. Plant	Thermal	P. Plant	Total Cap. (MW)	Power(MW) Deficit	Deficit (%)
		Total	New Plant	Total	New Plant			
1988	633.0	192.0	0.0	106.0	0.0	298.0	-335.0	-52.9
1989	701.3	192.0	0.0	106.0	0.0	298.0	-403.3	-57.5
1990	805.0	474.0	282.0	106.0	0.0	580.0	-225.0	-28.0
1991	875.4	474.0	0.0	106.0	0.0	580.0	-295.4	-33.7
1992	947.5	474.0	0.0	106.0	0.0	580.0	-367.5	-38.8
1993	1057.1	474.0	0.0	106.0	0.0	580.0	-477.1	-45.1
1994	1129.9	642.0	168.0	106.0	0.0	748.0	-381.9	-33.8
1995	1219.9	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-471.9	-38.7
1996	1307.5	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-559.5	-42.8
1997	1403.7	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-655.7	-46.7
1998	1506.5	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-758.5	-50.3
1999	1639.4	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-891.4	-54.4
2000	1784.1	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-1036.1	-58.1
2001	1941.6	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-1193.6	-61.5
2002	2112.9	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-1364.9	-64.6
2003	2300.9	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-1552.9	-67.5
2004	2503.6	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-1755.6	-70.1
2005	2723.9	642.0	0.0	106.0	0.0	748.0	-1975.9	-72.5

Development Project in 1990 Sir (282MW) Hydro. P
in 1994 Berke(168MW) Hydro. P

Fig. 5-10 Power Balance in CEAS

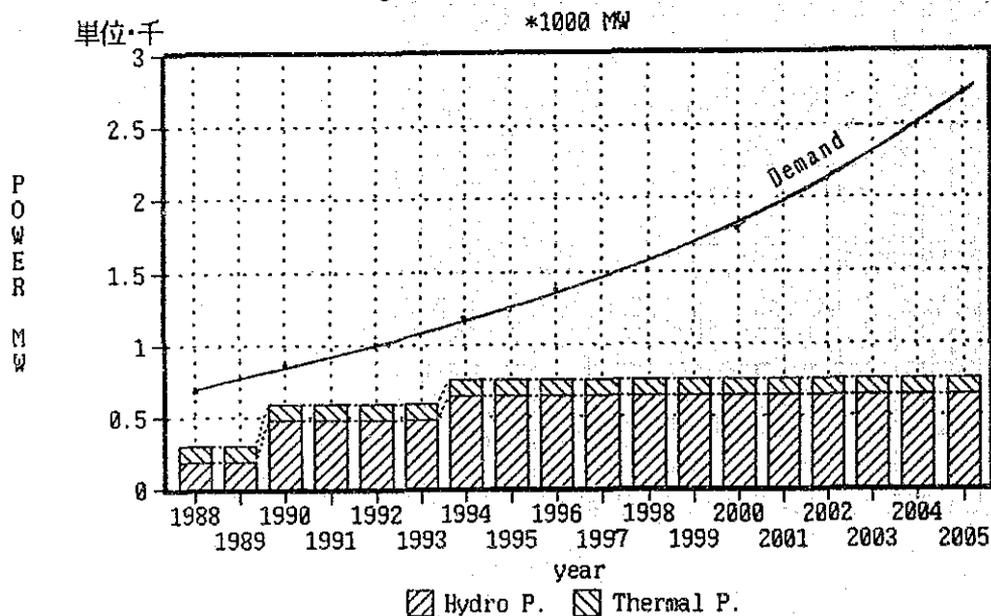


Fig. 5-11 Daily Load Curve
Cukurova Power Co.

